



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE GUAYAQUIL

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO ELÉCTRICO

TEMA

**“DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN MÓDULO DIDÁCTICO DE
PROTECCIONES DE REDES DE DISTRIBUCIÓN EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA”**

AUTORES

Fernando David Barberán Núñez

Mario Fernando Suárez Ordóñez

DIRECTOR: Msc. Roy Freddy Santana Jara

GUAYAQUIL

2017

CERTIFICADOS DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TIULACIÓN

Nosotros, **FERNANDO DAVID BARBERÁN NÚÑEZ** y **MARIO FERNANDO SUÁREZ ORDÓÑEZ**, autorizamos a la **UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA** la publicación total o parcial de este trabajo de titulación y su reproducción sin fines de lucro.

Además, declaramos que los conceptos, análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad de los autores.

Guayaquil, marzo, 2017

firma) _____

firma) _____

Autor: _____

Autor: _____

Cédula: _____

Cédula: _____

CERTIFICADO DE SESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UPS

Nosotros, **FERNANDO DAVID BARBERÁN NÚÑEZ**, con documento de identificación N° **0931201255**, y **MARIO FERNANDO SUÁREZ ORDÓÑEZ**, con documento de identificación N° **0923613814**, manifestamos nuestra voluntad y cedemos a la **UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA** la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del trabajo de grado titulado “**DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE MÓDULO DIDÁCTICO DE PROTECCIONES DE REDES DE DISTRIBUCIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**” mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de **INGENIERO ELÉCTRICO**, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la universidad facultada para ejercer plenamente los derechos antes cedidos.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscrito este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, marzo, 2017

Firma) _____

Firma) _____

Autor: _____

Autor: _____

Cédula: _____

Cédula: _____

**CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN
SUSCRITO POR EL TUTOR**

Yo, **ROY FREDDY SANTANA JARA**, director del proyecto de Titulación denominado “**DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE MÓDULO DIDÁCTICO DE PROTECCIONES DE REDES DE DISTRIBUCIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**” realizado por los estudiantes, **FERNANDO DAVID BARBERÁN NÚÑEZ** y **MARIO FERNANDO SUÁREZ ORDÓÑEZ**, certifico que ha sido orientado y revisado durante su desarrollo, por cuanto se aprueba la presentación del mismo ante las autoridades pertinentes.

Guayaquil, marzo, 2017

f).....

Nombre del tutor

DEDICATORIA

En esta etapa de mi vida, estoy tan seguro que todas las personas que han logrado tener éxito y cumplir las metas planteadas en el transcurso de su vida, son gracias a la suma del constante apoyo de sus semejantes, ya que sólo hace falta voluntad y que alguien crea en nosotros para cumplir nuestros objetivos, es por ello que agradezco infinitamente a Dios, mis padres, mis hermanos, mi familia, mi querida enamorada Jazmín, amigos, profesores y compañeros de trabajo, pilares fundamentales en mi vida los cuales me han formado durante todo este recorrido estudiantil tanto como persona y profesional. Simplemente me queda agradecerles por su constante apoyo y paciencia, esto es por y para ustedes.

Fernando David Barberán Núñez

A Dios, por haberme dado todo sin merecer nada. A mis padres y mi hermano, quienes han estado a mi lado durante toda la vida; impulsándome a ser un mejor hombre, enseñándome a esforzarme siempre para conseguir lo que me proponga y a levantarme ante todas las adversidades que puedan presentarse en el camino porque no hay que rendirse jamás, hay que continuar, esforzarse y ser valiente. A mis amados abuelos, a toda mi familia y a mis mejores amigos, quienes supieron darme los mejores consejos y los momentos más valiosos de mi vida, esto logro va para ustedes. A mi querida Daniela, por estar conmigo en todo tiempo y darme su amor y apoyo incondicional.

Mario Fernando Suárez Ordóñez

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros más profundos sentimientos de gratitud a quienes estuvieron dándonos una mano a lo largo de este camino, finalmente hemos llegado a la meta.

- A nuestros padres, por su infinita entrega hacia nosotros a lo largo de todos estos años de vida.

- A nuestro tutor, Ing. Roy Santana por habernos compartido su vasto conocimiento y por haber sido un guía profesional que buscó siempre la excelencia en nosotros.

- A nuestro docente, Ing. Álex Cazco, por enseñarnos el valor de la honradez y honestidad en el ejercicio de nuestra carrera profesional.

- A nuestro docente, Ing. Ervin Solano, por inculcarnos la convicción de estar siempre dispuestos a compartir nuestros conocimientos para el desarrollo de la Ingeniería Eléctrica.

- A nuestro docente, Ing. Otto Astudillo, por enseñarnos a buscar con ahínco nuestro continuo desarrollo profesional como Ingenieros Eléctricos.

- A todos nuestros docentes, por habernos infundido el conocimiento con compromiso y dedicación.

- A la Lcda. Mónica Castro, por brindarnos siempre su espíritu caritativo y dadivoso a lo largo de nuestros estudios.

- A todas las personas quienes aportaron con un grano de arena a que todo este proyecto se realizara exitosamente.

Fernando David Barberán Núñez

Mario Fernando Suárez Ordóñez

RESUMEN

Tema: DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN MÓDULO DIDÁCTICO DE PROTECCIONES DE REDES DE DISTRIBUCIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Palabras Claves: SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA, REDES DE DISTRIBUCIÓN, RELÉS DE PROTECCIÓN, SUBESTACIONES ELÉCTRICAS, CORTOCIRCUITOS, SOBRECORRIENTE, DIFERENCIAL.

La finalidad del presente proyecto es diseñar y construir un módulo didáctico de protecciones de redes de distribución en sistemas eléctricos de potencia que permita realizar la calibración adecuada de los Relés de protección que van a resguardar este sistema cuando sea sometido a perturbaciones ocasionadas por fallas eléctricas. Este módulo será diseñado de manera inteligible, con una topología de red similar a las que son implementadas en las subestaciones eléctricas; el alcance del proyecto se limita al estudio de los elementos que conforman una subestación, al cálculo de cortocircuitos y a la configuración de protecciones eléctricas de sobrecorriente y diferencial. El módulo podrá ser conectado en cascada con un módulo simulador de líneas de transmisión y uno de generación para poder conformar un solo sistema eléctrico de potencia. Dentro del desarrollo de este proyecto se destacan importantes lineamientos relacionados al Plan Nacional del Buen Vivir 2013-2017, como la posibilidad de crear y fortalecer equipamiento y tecnologías que, junto al talento humano capacitado, promuevan el desarrollo de las capacidades cognitivas de los estudiantes; también fomentar la actualización continua de los conocimientos académicos de los docentes; del mismo modo se busca fortalecer y promocionar la formación técnica y tecnológica en áreas prioritarias para la transformación de la matriz productiva y además incentivar el uso eficiente y el ahorro de energía, sin afectar la cobertura y calidad de sus productos y servicios.

ABSTRACT

Theme: DESIGN AND BUILD OF A TRAINING MODULE FOR PROTECTIONS OF DISTRIBUTION NETWORKS IN ELECTRIC POWER SYSTEMS

Keywords: ELECTRIC POWER SYSTEM, DISTRIBUTION NETWORKS, PROTECTION RELAYS, ELECTRIC SUBSTATIONS, SHORTCIRCUIT, OVERCURRENT, DIFFERENTIAL.

The purpose of this project is to design and build a training module for protections of distribution networks in electrical power systems that allows the proper calibration of the protection relays that will defend this system when subjected to disturbances caused by electrical faults. This module will be designed for study purposes, with a network topology similar to those, which are implemented in electrical substations; the scope of the project is focused only in the study of the elements that conform an electrical substation, short-circuit analysis and protection systems. The module will be built with enough flexibility to be connected in cascade to transmission lines or power generation training modules, in order to form a single electrical power system. The development of this project highlights important guidelines related to the National Plan for Good Living 2013-2017, as the possibility of creating and strengthening equipment and technologies that, together with trained human talent, promote the development of the student's cognitive abilities; also promote continuous updating of the academic knowledge of teachers; in the same way, it seeks to strengthen and promote technical and technological training in priority areas for the transformation of the productive matrix and also to encourage the efficient use and saving of energy, without affecting the coverage and quality of its products and services.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1. EL PROBLEMA	3
1.1. Descripción del problema	3
1.2. Importancia y alcances	3
1.3. Delimitación.....	4
1.4. Objetivos	4
1.4.1. Objetivo general.....	4
1.4.2. Objetivos específicos	4
1.5. Marco metodológico	5
2. MARCO TEÓRICO.....	6
2.1. Antecedentes	6
2.2. Anormalidades	6
2.2.1. Cortocircuitos.....	7
2.2.1.1. Tipos de cortocircuitos.....	7
2.2.1.2. Cortocircuitos simétricos	8
2.2.1.3. Cortocircuitos asimétricos.....	8
2.2.1.4. Circuito equivalente de un cortocircuito.....	9
2.2.1.5. Intensidad de cortocircuito.....	10
2.3. Condiciones de operación	11
2.4. Distribución.....	12
2.5. Subestaciones eléctricas	12
2.6. Transformador de potencia	13
2.6.1. Tipos de falla en transformadores de potencia.....	14
2.6.1.1. Fallas internas	15
2.6.1.2. Fallas externas.....	15
2.6.2. Conexiones del transformador	16
2.6.2.1. Conexión estrella-estrella con neutro (YN-yn).....	17
2.6.2.2. Conexión estrella-delta (Yn- Δ)	19
2.6.2.3. Conexión delta-estrella (Δ - yn)	21
2.7. Barraje de una subestación.....	22
2.7.1. Juego de barras con transferencia.	22
2.8. Circuitos de control.....	23

2.9. Seccionadores	24
2.10. Interruptor de potencia.....	25
2.11. Sistemas de protección.....	25
2.11.1. Protección con relevadores	26
2.12. Transformador de corriente.....	27
2.13. Relé de sobrecorriente SEL-751A	28
2.14. Relé de protección diferencial SEL-387E.....	31
2.14.1. Pendiente de operación diferencial	31
2.14.2. Protección de transformador de dos devanados	32
2.14.3. Compensación de desfase	35
2.15. ETAP.....	38
3. DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN	39
3.1. Diseño de planos	39
3.2. Construcción de la estructura metalmecánica	40
3.3. Conexiones eléctricas.....	44
3.3.1. Circuito de fuerza.....	45
3.3.2. Circuito de control	47
4. PRÁCTICAS.....	55
4.1. Práctica 1: Reconocimiento de componentes, objetivos, alcance y funcionamiento básico del módulo de protecciones de redes de distribución en sistemas eléctricos de potencia.....	56
4.1.1. Datos informativos	56
4.1.2. Datos de la práctica	56
4.1.3. Objetivo general.....	56
4.1.4. Objetivos específicos	56
4.1.5. Marco teórico	57
4.1.5.1. Transformador de potencia de subestaciones.....	57
4.1.5.2. Interruptores de potencia.....	57
4.1.5.3. Seccionador.....	58
4.1.5.4. Transformador de corriente.....	58
4.1.5.5. Transformador de potencial	59
4.1.5.6. Relé de protección SEL-751	59
4.1.5.7. Relé de protección SEL-387	60
4.1.6. Marco procedimental	61

4.1.6.1.	Componentes.....	61
4.1.7.	Recursos utilizados (equipos, accesorios y materiales consumibles).....	77
4.1.8.	Registro de resultados	77
4.1.9.	Cronograma / calendario.....	77
4.2.	Práctica 2: Maniobras y funcionamiento de los circuitos de control y fuerza del módulo didáctico de protecciones de redes de distribución en sistemas eléctricos de potencia.....	78
4.2.1.	Datos informativos.....	78
4.2.2.	Datos de la práctica.....	78
4.2.3.	Objetivo general.....	78
4.2.4.	Objetivos específicos	78
4.2.5.	Marco teórico.....	79
4.2.5.1.	Subestación eléctrica.....	79
4.2.5.2.	Relación entre las subestaciones eléctricas, líneas de transmisión y centrales generadoras.....	79
4.2.5.3.	La confiabilidad del servicio eléctrico	80
4.2.5.4.	La continuidad del servicio eléctrico	80
4.2.5.5.	Arreglo barra principal y barra de transferencia	80
4.2.6.	Marco procedimental	81
4.2.6.1.	Componentes de un bloque de control del módulo de distribución.....	81
4.2.6.2.	Funcionamiento de un bloque de control del módulo de distribución.....	82
4.2.6.3.	Realizar las siguientes pruebas de maniobra.....	85
4.2.7.	Recursos utilizados (equipos, accesorios y materiales consumibles).....	88
4.2.8.	Registro de resultados	88
4.2.9.	Cronograma / calendario.....	89
4.3.	Práctica 3: Análisis del flujo de corriente del sistema en condiciones de vacío.....	90
4.3.1.	Datos informativos.....	90
4.3.2.	Datos de la práctica.....	90
4.3.3.	Objetivo general.....	90
4.3.4.	Objetivos específicos	90
4.3.5.	Marco teórico.....	90
4.3.5.1.	Corriente de vacío en un transformador real.....	90
4.3.5.2.	Circuito equivalente aproximado de un transformador real.....	92
4.3.6.	Marco procedimental	93

4.3.6.1.	Condiciones de funcionamiento.....	94
4.3.6.2.	Energizar el sistema a través de los bornes de alimentación independiente.	95
4.3.6.3.	Energizar el transformador de 6KVA, -T4.	95
4.3.6.4.	Energizar el transformador de 3KVA mediano, -T5.....	96
4.3.6.5.	Energizar el transformador de 3 KVA pequeño, -T6.....	97
4.3.6.6.	Energizar los transformadores –T5 Y –T6.....	97
4.3.7.	Cálculos matemáticos.	98
4.3.7.1.	Cálculo de valores de modelo real del transformador de 10 KVA (-T1):.....	99
4.3.7.2.	Cálculo de valores de modelo real del transformador de 6 KVA (-T4):.....	100
4.3.7.3.	Cálculo de valores de modelo real del transformador de 3KVA mediano (-T5):.....	100
4.3.7.4.	Cálculo de valores de modelo real del transformador de 3KVA pequeño (-T6):.....	100
4.3.7.5.	Cálculos de flujo de corriente a partir de modelo real de transformadores:.....	101
4.3.7.6.	Corriente primaria del transformador –T6:	102
4.3.7.7.	Corriente primaria del transformador –T5:	102
4.3.7.8.	Corriente primaria del transformador –T4:	102
4.3.7.9.	Corriente primaria del transformador –T1:	103
4.3.8.	Recursos utilizados (Equipos, accesorios y materiales consumibles).....	103
4.3.9.	Registro de resultados	103
4.3.10.	Cronograma / calendario.....	104
4.4.	Práctica 4: Análisis del flujo de corriente del sistema con carga conectada.	105
4.4.1.	Datos informativos	105
4.4.2.	Datos de la práctica	105
4.4.3.	Objetivo general.....	105
4.4.4.	Objetivos específicos	105
4.4.5.	Marco teórico	105
4.4.5.1.	Sobrecarga.....	105
4.4.6.	Marco procedimental	106
4.4.6.1.	Condiciones de funcionamiento.....	107
4.4.6.2.	Energizar el sistema a través de los bornes de alimentación independiente.	107
4.4.6.3.	Energizar el transformador de 6KVA, –T4.....	107
4.4.6.4.	Energizar el transformador de 3KVA mediano, -T5.....	108
4.4.6.5.	Energizar el transformador de 3 KVA pequeño, -T6.....	108

4.4.7.	Análisis del flujo de corriente del sistema con carga conectada	108
4.4.7.1.	Análisis del flujo de corriente del sistema cuando los transformadores –T5 y –T6 trabajan a sus valores nominales de intensidad en el lado de alta tensión.	108
4.4.7.2.	Análisis del flujo de corriente del sistema cuando el transformador –T5 trabaja a sus valores nominales de intensidad en el lado de alta tensión y el transformador –T6 es energizado	109
4.4.7.3.	Análisis del flujo de corriente del sistema cuando el transformador –T5 trabaja a sus valores nominales de intensidad en el lado de alta tensión sin el transformador –T6 energizado	110
4.4.7.4.	Análisis del flujo de corriente del sistema cuando el transformador –T6 trabaja a sus valores nominales de intensidad en el lado de alta tensión y el transformador –T5 es energizado	110
4.4.7.5.	Análisis del flujo de corriente del sistema cuando el transformador –T6 trabaja a sus valores nominales de intensidad en el lado de alta tensión sin el transformador –T5 energizado	111
4.4.7.6.	Análisis del flujo de corriente del sistema cuando el transformador –T5 trabaja con carga conectada.	111
4.4.8.	Recursos utilizados (equipos, accesorios y materiales consumibles).....	112
4.4.9.	Registro de resultados	112
4.4.10.	Cronograma / calendario.....	113
4.5.	Práctica 5: Análisis y cálculo de fallas monofásicas a tierra.....	114
4.5.1.	Datos informativos	114
4.5.2.	Datos de la práctica	114
4.5.3.	Objetivo general.....	114
4.5.4.	Objetivos específicos	114
4.5.5.	Marco teórico	114
4.5.5.1.	Valores en por ciento y en por unidad.	114
4.5.5.2.	Obtención de valores de impedancias en transformadores	115
4.5.5.3.	Falla trifásica sólida	115
4.5.5.4.	Falla de fase a fase sólida.....	116
4.5.5.5.	Falla de línea (fase) a tierra sólida	116
4.5.6.	Marco procedimental	116
4.5.6.1.	Condiciones de funcionamiento.....	118
4.5.6.2.	Energizar el sistema a través de los bornes de alimentación independiente.	118
4.5.6.3.	Energizar el transformador de 6KVA, –T4.....	118
4.5.6.4.	Energizar el transformador de 3KVA mediano, -T5.....	119

4.5.6.5.	Simular falla monofásica a tierra en el lado de baja tensión del Transformador – T5.....	119
4.5.6.6.	Simular falla monofásica a tierra en el lado de alta tensión del Transformador – T5.....	119
4.5.7.	Cálculos matemáticos.....	120
4.5.7.1.	Corriente de falla monofásica en el lado de baja tensión del transformador – T5:.....	120
4.5.7.2.	Corriente de falla monofásica en el lado de alta del transformador –T5:	124
4.5.8.	Recursos utilizados (equipos, accesorios y materiales consumibles).....	125
4.5.9.	Registro de resultados	126
4.5.10.	Cronograma / calendario.....	127
4.6.	Práctica 6: Análisis de tiempos de operación en curvas IEC y ajuste de protección contra sobrecorriente con relé SEL-751 A.....	128
4.6.1.	Datos informativos.....	128
4.6.2.	Datos de la práctica.....	128
4.6.3.	Objetivo general.....	128
4.6.4.	Objetivos específicos	128
4.6.5.	Marco teórico.....	128
4.6.5.1.	Transformadores de corriente	128
4.6.5.2.	Relés de protección	131
4.6.5.3.	Protección de sobrecorriente.....	132
4.6.6.	Marco procedimental	133
4.6.6.1.	Condiciones de funcionamiento.....	137
4.6.6.2.	Energizar el sistema a través de los bornes de alimentación independiente.	137
4.6.6.3.	Energizar el transformador –T4, de 6KVA.....	137
4.6.6.4.	Energizar los transformadores –T5, de 3KVA.....	138
4.6.6.5.	Generar la “sobrecorriente”	138
4.6.6.6.	Verificar el tiempo de disparo.....	138
4.6.7.	Modelamiento de curvas de sobrecorriente.....	138
4.6.7.1.	Prueba de sobrecorriente: sólo con transformadores, sin carga conectada.	140
4.6.8.	Recursos utilizados (equipos, accesorios y materiales consumibles).....	155
4.6.9.	Registro de resultados	155
4.6.10.	Cronograma / calendario.....	156
4.7.	Práctica 7: Análisis y operación de la protección diferencial de barra.	157

4.7.1.	Datos informativos	157
4.7.2.	Datos de la práctica	157
4.7.3.	Objetivo general	157
4.7.4.	Objetivos específicos	157
4.7.5.	Marco teórico	157
4.7.5.1.	Protección diferencial	157
4.7.6.	Marco procedimental	160
4.7.6.1.	Condiciones de funcionamiento	164
4.7.6.2.	Energizar el sistema a través de los bornes de alimentación independiente.	164
4.7.6.3.	Energizar el transformador –T4, de 6KVA.....	165
4.7.6.4.	Energizar el transformador –T5, de 3KVA.....	165
4.7.6.5.	Energizar el transformador –T6, de 3 KVA.....	165
4.7.7.	Modelamiento de curva característica de protección diferencial de barra.	166
4.7.8.	Recursos utilizados (equipos, accesorios y materiales consumibles).....	168
4.7.9.	Registro de resultados	168
4.7.10.	Cronograma / calendario	170
5.	CONCLUSIONES	171
6.	RECOMENDACIONES	173
7.	LIMITANTES.....	174
8.	ANEXOS	175
9.	BIBLIOGRAFÍA Y LINGÜOGRAFÍA	176

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: Cortocircuito trifásico simétrico. Fuente: [1, p. 8].	8
FIGURA 2: Cortocircuito entre fases, aislado. Fuente: [1, p. 8].	8
FIGURA 3: Cortocircuito entre fases, con puesta a tierra. Fuente: [1, p. 8].	9
FIGURA 4: Cortocircuito fase-tierra. Fuente: [1, p. 8].	9
FIGURA 5: Esquema simplificado de una red. Fuente: [1, p. 9].	10
FIGURA 6: Red de distribución. Fuente: [4].	12
FIGURA 7: Subestación eléctrica. Fuente: [5].	13
FIGURA 8: Transformador de potencia. Fuente: [7].	14
FIGURA 9: Falla interna de un transformador. Fuente: [10].	15
FIGURA 10: Falla externa de un transformador. Fuente: [10].	16
FIGURA 11: Conexión YN-yn de un transformador trifásico. Fuente: [12].	19
FIGURA 12: Conexión YN - Δ de un transformador trifásico. Fuente: [12].	20
FIGURA 13: Conexión Δ - yn de un transformador trifásico. Fuente: [12].	21
FIGURA 14: Juego de barras con transferencia. Fuente: [13].	22
FIGURA 15: Sala de control de una subestación, equipos de medición, indicadores, selectores, relés de protección. Fuente: [14].	23
FIGURA 16: Seccionador de subestación. Fuente: [15].	24
FIGURA 17: Interruptor tipo tanque vivo. Fuente: [16].	25
FIGURA 18: Transformador de corriente. Fuente: [17].	27
FIGURA 19: Relé de sobrecorriente SEL-751 A. Fuente: [18].	28
FIGURA 20: Esquema funcional de protección de alimentador. Fuente: [18, p. 6].	28
FIGURA 21: Esquema funcional de detección de arco eléctrico. Fuente: [18, p. 4].	29
FIGURA 22: Configuración interna de dispositivo para mitigación de arco eléctrico. Fuente: [18, p. 6].	29
FIGURA 23: Diagrama funcional SEL-751 A. Fuente: [18, p. 2].	30
FIGURA 24: Relé de protección diferencial SEL-387E. Fuente: [19, p. 1].	31
FIGURA 25: Pendiente de operación de relé de protección diferencial de corriente. Fuente: [19, p. 2].	32
FIGURA 26: Protección de transformador de dos devanados. Fuente: [20].	33
FIGURA 27: Matrices de compensación para diferentes configuraciones. Fuente: [9, p. 27].	37

FIGURA 28: Simulación de flujo de corrientes del sistema elaborado en ETAP con valores reales. Fuente: Los autores.....	38
FIGURA 29: Propuesta inicial del diseño del proyecto. Fuente: Los autores.	39
FIGURA 30: Módulo de distribución. Diseño definitivo y aprobado del Proyecto. Fuente: Los autores.....	40
FIGURA 31: Construcción de la estructura metalmecánica del tablero. Fuente: Los autores.....	40
FIGURA 32: Perforación de la plancha del tablero. Fuente: Los autores.....	41
FIGURA 33: Alineación de perforaciones del tablero. Fuente: Los autores.	41
FIGURA 34: Preparación de color RAL 1016. Fuente: Los autores.	41
FIGURA 35: Aplicación de fondo automotriz para aplicación de pintura. Fuente: Los autores.	42
FIGURA 36: Aplicación de pintura RAL 1016. Fuente: Los autores.....	42
FIGURA 37: Colocación del vinil sobre superficie del tablero. Fuente: Los autores.	43
FIGURA 38: Centrado y encuadre del vinil. Fuente: Los autores.	43
FIGURA 39: Tablero listo para la colocación y montaje de equipos. Fuente: Los autores.....	44
FIGURA 40: Tablero con equipos montados. Fuente: Los autores.	44
FIGURA 41: Diagrama unifilar del sistema. Fuente: Los autores.....	45
FIGURA 42: Preparación de puntas con terminales de compresión #8. Fuente: Los autores.	46
FIGURA 43: Cableado de circuito de fuerza con cable Cu #8 THHN. Fuente: Los autores.....	46
FIGURA 44: Circuito de control del sistema. Fuente: Los autores.	47
FIGURA 45: Cableado de contactores y pulsadores. Fuente: Los autores.	48
FIGURA 46: Colocación de tapa plástica para canaleta portacables. Fuente: Los autores.	48
FIGURA 47: Colocación de cinta espiral y amarras plásticas para mantener los cables ordenados. Fuente: Los autores.....	49
FIGURA 48: Incremento en el número de vueltas alrededor del transformador de corriente con el fin de obtener magnitudes legibles para el relé. Fuente: Los autores.	49
FIGURA 49: Rotulado e identificación con colores para circuito de fuerza, colocación de marquillas para circuito de control. Fuente: Los autores.	50
FIGURA 50: Módulo de distribución. Tablero energizado con circuito de control en operación. Fuente: Los autores.....	50
FIGURA 51: Módulo de distribución. Tablero energizado con circuito de control y circuito de fuerza en operación. Fuente: Los autores.....	51
FIGURA 52: Medición de corriente en la fase A por medio del relé SEL-751 A. Fuente: Los autores.....	51

FIGURA 53: Medición de corriente en la fase A por medio de Amperímetro. Fuente: Los autores.....	52
FIGURA 54: Medición de corriente en la fase B por medio del relé SEL-751 A. Fuente: Los autores.....	52
FIGURA 55: Medición de corriente en la fase B por medio de Amperímetro. Fuente: Los autores.....	53
FIGURA 56: Medición de corriente en la fase C por medio del relé SEL-751 A. Fuente: Los autores.....	53
FIGURA 57: Medición de corriente en la fase C por medio de Amperímetro. Fuente: Los autores.....	54
FIGURA 58: Medición de voltaje en la barra de carga por medio de Voltímetro. Fuente: Los autores.....	54
FIGURA 59: Transformador de potencia 5 MVA. Fuente: [21].	57
FIGURA 60: Interruptor de potencia tipo tanque muerto. Fuente: [22].	57
FIGURA 61: Seccionador tripolar. Fuente: [23].	58
FIGURA 62: Transformadores de corriente de subestaciones. Fuente: [22].	58
FIGURA 63: Transformadores de potencial. Fuente: [22].	59
FIGURA 64: Relé de sobrecorriente SEL-751 A. Fuente: [18].	60
FIGURA 65: Relé de protección diferencial SEL-387 E. Fuente: [19].	60
FIGURA 66: Módulo de distribución. Diagrama eléctrico práctica 1, alimentación del circuito de control. Fuente: Los autores.....	61
FIGURA 67: Protección del circuito de control. Fuente: [24].	62
FIGURA 68: Módulo de distribución. Diagrama eléctrico práctica 1, alimentación del circuito de fuerza. Fuente: Los autores.	62
FIGURA 69: Breaker 3P-32 A, Caja moldeada, Schneider, 600V. Fuente: [25].	63
FIGURA 70: Módulo de distribución. Pulsadores de control. Fuente: Los autores.	63
FIGURA 71 : Características técnicas de pulsadores de control. Fuente: [26].	64
FIGURA 72: Módulo de distribución. Diagrama eléctrico práctica 1, bloques de control. Fuente: Los autores.....	65
FIGURA 73: Contactor CHINT. Fuente: [27].	65
FIGURA 74: Bloque de contactos 2NO y 2NC. Fuente: [27].	66
FIGURA 75: Seccionador EATON. Fuente: [28].	66
FIGURA 76: Relé LY2. Fuente: [29].	67
FIGURA 77 : Relé my4. Fuente: [30].	67

FIGURA 78: Características técnicas de repartidor de carga. Fuente: [31].	68
FIGURA 79: Transformador de corriente. Fuente: Los autores.	68
FIGURA 80: Módulo de distribución. Diagrama eléctrico práctica 1, relé de protección de alimentadores SEL 751. Fuente: Los autores.	69
FIGURA 81: Relé de protección de alimentadores SEL 751. Fuente: [18].	69
FIGURA 82: Funciones de protección relé SEL 751. Fuente: [18].	70
FIGURA 83: Módulo de distribución. Diagrama eléctrico práctica 1, relé de protección diferencial de transformador y barras SEL 387E. Fuente: Los autores.	70
FIGURA 84: Relé de protección diferencial de transformador y barras SEL 387E. Fuente: [19].	71
FIGURA 85: Funciones de relé de protección diferencial de transformador y barras SEL 387E. Fuente: [19].	71
FIGURA 86: Transformador –T1. Dato de placa, Transformador de alimentación principal. Fuente: Los autores.	72
FIGURA 87: Transformador –T4. Dato de placa, Transformador principal módulo. Fuente: Los autores.	72
FIGURA 88: Transformadores –T5 y –T6. Dato de placa, Transformadores secundarios. Fuente: Los autores.	73
FIGURA 89: Medidor de parámetros MERLIN GERIN pm700. Fuente: [32].	73
FIGURA 90: Características técnicas Medidor de parámetros MERLIN GERIN. Fuente: [32].	74
FIGURA 91: Módulo de distribución. Módulo de simulación de fallas. Fuente: Los autores.	75
FIGURA 92: Módulo de distribución. Diagrama eléctrico práctica 1, representación de TC's en el módulo de distribución. Fuente: Los autores.	75
FIGURA 93: Módulo de distribución. Diagrama eléctrico práctica 1, clavija azul 110V. Fuente: Los autores.	76
FIGURA 94: Módulo de distribución. Diagrama eléctrico práctica 1, clavija azul 110V a tomacorriente. Fuente: Los autores.	76
FIGURA 95 : Módulo de distribución. Diagrama eléctrico práctica 1, luz piloto roja encendida. Fuente: Los autores.	77
FIGURA 96: Subestación eléctrica. Fuente: [33].	79
FIGURA 97: Esquema de un SEP. Fuente: [34].	80
FIGURA 98: Diagrama unifilar de módulo de distribución. Arreglo de barra principal y transferencia. Fuente: Los autores.	81
FIGURA 99: Componentes visibles parte frontal del módulo. Fuente: Los autores.	82

FIGURA 100: Posición del selector. Fuente: Los autores.	82
FIGURA 101: Seccionador aguas arriba. Fuente: Los autores.	83
FIGURA 102: Seccionador aguas abajo. Fuente: Los autores.	83
FIGURA 103: Posición ON del interruptor. Fuente: Los autores.	83
FIGURA 104: Pulsador de cierre. Fuente: Los autores.	84
FIGURA 105: Posición OFF del interruptor. Fuente: Los autores.	84
FIGURA 106: Seccionador aguas arriba. Fuente: Los autores.	84
FIGURA 107: Seccionador aguas abajo. Fuente: Los autores.	85
FIGURA 108: Función TRIP bloques de control. Fuente: Los autores.	85
FIGURA 109: Módulo de distribución. Interruptor -52-301 y -52-302. Fuente: Los autores.	86
FIGURA 110: Módulo de distribución. Interruptor -52-301, -52-302, -52-303, -52-304 y -52-305. Fuente: Los autores.	86
FIGURA 111: Módulo de distribución. Interruptor -52-306, -52-307 y -52-308. Fuente: Los autores.	87
FIGURA 112: Módulo de distribución. Módulo completamente energizado control. Fuente: Los autores.	87
FIGURA 113: Corriente total de excitación en un transformador. Fuente: [11].	91
FIGURA 114: Corriente de vacío del transformador –T6, energizado desde el lado de B.T. Fuente: Los autores.	92
FIGURA 115: Módulo de distribución. Diagrama de conexión eléctrica para práctica 3. Fuente: Los autores.	94
FIGURA 116: Modelo real del transformador. Fuente: [11].	101
FIGURA 117: Módulo de distribución. Diagrama de conexión eléctrica para práctica 4. Fuente: Los autores.	106
FIGURA 118: Módulo de distribución. Diagrama de conexión eléctrica para práctica 5, simulación de falla de fase a tierra en el lado de baja tensión de transformador –T5. Fuente: Los autores.	119
FIGURA 119: Módulo de distribución. Diagrama de conexión eléctrica para práctica 5, simulación de falla de fase a tierra en el lado de alta tensión de transformador –T5. Fuente: Los autores.	120
FIGURA 120: Diagrama de reactancias del sistema previo al cálculo de corriente de falla monofásica a tierra. Fuente: Los autores.	121
FIGURA 121: Diagrama de reactancias del sistema con potencia base de 3 KVA para al cálculo de corriente de falla monofásica a tierra. Fuente: Los autores.	122

FIGURA 125: Diagrama de impedancias de secuencia cero para cálculo de falla en el lado de B.T. en el transformador –T5. Fuente: Los autores.	123
FIGURA 123: Diagrama de reactancias del sistema previo al cálculo de corriente de falla monofásica a tierra. Fuente: Los autores.	124
FIGURA 124: Diagrama de reactancias del sistema con potencia base de 9 KVA para el cálculo de corriente de falla monofásica a tierra. Fuente: Los autores.....	125
FIGURA 125: Diagrama de conexión eléctrica para práctica 6. Fuente: Los autores.	134
FIGURA 126: Módulo de distribución. Borneras destinadas a la adquisición de señales para medición de los equipos de protección. Fuente: Los autores.....	134
FIGURA 127: Módulo de distribución. Conexión de señales de entrada de corriente para relé de protección SEL-751. Fuente: Los autores.....	135
FIGURA 128: Módulo de distribución. Señales de salida del relé SEL 751, OUT 103, destinada para accionamiento del disparo de breakers. Fuente: Los autores.	136
FIGURA 129: Módulo de distribución. Señales de entrada, TRIP, para accionamiento de disparo de breakers. Fuente: Los autores.....	136
FIGURA 130: Curva tipo C2 elaborada por medio del software ETAP, ajustes de 2.11 Amp como corriente de pickup y TD=0.2. Fuente: Los autores.....	148
FIGURA 131: Curva tipo C2 elaborada por medio del software EXCEL, ajustes de 2.11 Amp como corriente de pickup y TD=0.2. Fuente: Los autores.....	149
FIGURA 132: Diferencia entre los 5 tipos de curvas de tiempos de disparo elaboradas por medio de datos tabulados en Excel. Fuente: Los autores.....	150
FIGURA 133: Curva C1 del alimentador de –T5, elaborada en software ETAP. Fuente: Los autores.....	151
FIGURA 134: Curva C2 del alimentador de –T5, elaborada en software ETAP. Fuente: Los autores.....	152
FIGURA 135: Curva C3 del alimentador de –T5, elaborada en software ETAP. Fuente: Los autores.....	153
FIGURA 136: Curva C5 del alimentador de –T5, elaborada en software ETAP. Fuente: Los autores.....	154
FIGURA 137: Característica diferencial de porcentaje con retención. Fuente: [40].	159
FIGURA 138: Módulo de distribución. Diagrama de conexión eléctrica para práctica 4. Fuente: Los autores.....	160
FIGURA 139: Módulo de distribución. Señales de transformadores de corriente tomadas para funcionamiento del relé SEL-387. Fuente: Los autores.....	160

FIGURA 140: Módulo de distribución. Conexión de señales de entrada de corriente del relé diferencial 387, tomadas desde TC-B o TC-C. Fuente: Los autores.....	161
FIGURA 141: Módulo de distribución. Conexión de señales de entrada de corriente del relé diferencial 387, tomadas desde TC-C, TC-D o TC-E. Fuente: Los autores.	162
FIGURA 142: Módulo de distribución. Señal de salida, OUT 104, del relé 387 para accionamiento del disparo de breakers. Fuente: Los autores.....	163
FIGURA 143: Módulo de distribución. Señales de entrada, TRIP, para accionamiento del disparo de breakers. Fuente: Los autores.....	163
FIGURA 144: Mínimo nivel de IOP requerido para la operación en ajustes para protección diferencial de barra. Fuente: Los autores.....	166
FIGURA 145: Corriente de restricción o intersección de pendiente 1 con pendiente 2 para protección diferencial de barra. Fuente: Los autores.	166
FIGURA 146: Pendiente inicial de operación para protección diferencial de barra, se inicia en el origen. Fuente: Los autores.....	166
FIGURA 147: Segunda pendiente de operación para protección diferencial de barra, debe ser mayor que la pendiente 1. Fuente: Los autores.....	167
FIGURA 148: Corriente de operación en la fase C del alimentador de –T5 producida por mala conexión de los TC, equivalente al doble de IRT3. Fuente: Los autores.....	167
FIGURA 149: Corriente de restricción del alimentador de –T5. Fuente: Los autores.	167
FIGURA 150: Curva de operación del relé diferencial y punto de operación de relé diferencial producido por mala conexión en polaridad de transformadores de corriente. Fuente: Los autores.	168

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: Registro de mediciones a vacío de transformador –T1. Fuente: Los autores.	95
TABLA 2: Registro de mediciones a vacío de transformadores –T1 y –T4. Fuente: Los autores.	95
TABLA 3: Registro de mediciones a vacío de transformadores –T1, –T4 y –T5. Fuente: Los autores.	96
TABLA 4: Registro de mediciones a vacío de transformadores –T1, –T4 y –T6. Fuente: Los autores.	97
TABLA 5: Registro de mediciones a vacío de transformadores –T1, –T4, –T5 y –T6. Fuente: Los autores.	97
TABLA 6: Registro de valores de pruebas de transformadores. Fuente: Los autores.	98
TABLA 7: Registro de valores de corrientes del sistema con todos los transformadores conectados. Fuente: Los autores.	108
TABLA 8: Registro de valores de corrientes del sistema con los transformadores –T5 y –T6 trabajando a valores nominales de corriente en alta tensión. Fuente: Los autores.	108
TABLA 9: Registro de valores de corrientes del sistema con el transformador –T5 trabajando a valores nominales de corriente en alta tensión y –T6 conectado. Fuente: Los autores.	109
TABLA 10: Registro de valores de corrientes del sistema con el transformador –T5 trabajando a valores nominales de corriente en alta tensión. Fuente: Los autores.	110
TABLA 11: Registro de valores de corrientes del sistema con el transformador –T6 trabajando a valores nominales de corriente en alta tensión y –T5 conectado. Fuente: Los autores.	110
TABLA 12: Registro de valores de corrientes del sistema con el transformador –T6 trabajando a valores nominales de corriente en alta tensión. Fuente: Los autores.	111
TABLA 13: Registro de valores de corrientes del sistema con el transformador –T5 trabajando con dos motores a vacío como cargas. Fuente: Los autores.	111
TABLA 14: Corriente del sistema con los transformadores –T1, –T4 y – T5. Fuente: Los autores.	140
TABLA 15: Tabulación de datos por medio de una hoja de cálculo en Excel para modelamiento de Curva C2 con 2.11 Amperios como corriente de ajuste y 0.2 de TD. Fuente: Los autores. .	140

ÍNDICE DE ECUACIONES

ECUACIÓN 1: Intensidad de cortocircuito trifásico simétrico. Fuente: [2, p. 128].....	10
ECUACIÓN 2: Intensidad de cortocircuito entre fases. Fuente: [2, p. 128].....	10
ECUACIÓN 3: Intensidad de cortocircuito fase-tierra. Fuente: [2, p. 128].	10
ECUACIÓN 4: Impedancia de cortocircuito. Fuente: [1, p. 9].	10
ECUACIÓN 5: Voltaje entre líneas en conexión Y. Fuente: [9, p. 10].....	19
ECUACIÓN 6: Corriente de líneas en conexión Y. Fuente: [9, p. 10].....	19
ECUACIÓN 7: Relación de transformación de un transformador trifásico con conexión YN-yn. Fuente: [9, p. 10].....	19
ECUACIÓN 8: Relación de transformación de un transformador trifásico con conexión YN - Δ . Fuente: [9, p. 13].....	20
ECUACIÓN 9: Relación de transformación de un transformador trifásico con conexión Δ - yn. Fuente: [9, p. 14].....	22
ECUACIÓN 10: Corriente diferencial (Suma algebraica de las corrientes I1 e I2). Fuente: [9, p. 23].....	33
ECUACIÓN 11: Equipo sin falla. Fuente: [9, p. 23].	33
ECUACIÓN 12: Equipo con falla. Fuente: [9, p. 23].....	33
ECUACIÓN 13: Corriente de operación. Fuente: [9, p. 24].....	34
ECUACIÓN 14: Corriente de restricción. Fuente: [9, p. 24].....	34
ECUACIÓN 15: Matriz de compensación de corrientes. Fuente: [9, p. 26].....	35
ECUACIÓN 16: Impedancia de cortocircuito. Fuente: [11].	99
ECUACIÓN 17: Admitancia de excitación. Fuente: [11].	99
ECUACIÓN 18: Conductancia. Fuente: [11].	99
ECUACIÓN 19: Susceptancia. Fuente: [11].	99
ECUACIÓN 20: Resistencia de excitación. Fuente: [11].....	99
ECUACIÓN 21: Reactancia de excitación. Fuente: [11].....	99
ECUACIÓN 22: Corriente en el lado primario del transformador. Fuente: [11].	101
ECUACIÓN 23: Corriente a vacío del transformador. Fuente: [11].	102
ECUACIÓN 24: Impedancia base. Fuente: [8].....	121
ECUACIÓN 25: Corriente de falla monofásica. Fuente: [8].....	122
ECUACIÓN 25: Corriente circulante por las mallas de secuencia, I _o . Fuente: [8].....	122

ECUACIÓN 27: Relación de transformación del transformador de corriente (RTC). Fuente: [8].
..... 129

ECUACIÓN 28: Error de relación en forma porcentual. Fuente: [8]. 130

ECUACIÓN 29: Factor de corrección de la relación. Fuente: [8]. 130

ECUACIÓN 30: tiempo de disparo con curva C1. Fuente: [38]. 139

ECUACIÓN 31: tiempo de disparo con curva C2. Fuente: [38]. 139

ECUACIÓN 32: tiempo de disparo con curva C3. Fuente: [38]. 139

ECUACIÓN 33: tiempo de disparo con curva C4. Fuente: [38]. 139

ECUACIÓN 34: tiempo de disparo con curva C5. Fuente: [38]. 139

ECUACIÓN 35: Múltiplo del ajuste. Fuente: [38] 139

ECUACIÓN 36: Tiempo de disparo en curva C2 con múltiplo de 1.090047. Fuente: Los autores
..... 140

ABREVIATURAS

ANSI	Instituto Nacional Americano de Normalización
AWG	Calibre de alambre estadounidense
Cu	Cobre
ETAP	Electrical Power System Analysis & Operation Software
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineering
KV	Kilo voltios
KVA	Kilo voltios amperios
L1	Conductor línea 1
L2	Conductor línea 2
L3	Conductor línea 3
MVA	Mega voltios amperios
SCADA	Sistema de supervisión y control de adquisición de datos
SEL	Schweitzer Engineering Laboratories
SEP	Sistema eléctrico de potencia
SLP	Slope, Pendiente
TC	Transformador de corriente
THHN	Thermoplastic Insulation/Nylon Sheath Heat, Oil Resistant
TP	Transformador de potencial
V	Voltios

VI	Voltaje de línea
Vac	Voltios ac, (corriente alterna)
VAR	Voltios amperios reactivos
Y	Conexión Estrella
Yn	Conexión Estrella con Neutro
Δ	Conexión Delta

VARIABLES Y SIMBOLOGÍA

°C	Grados Centígrados
C	Capacitancia
E	Voltaje
f	Frecuencia
I	Corriente
I_{cc}	Corriente de cortocircuito
I_d	Corriente diferencial
I_k''	Corriente de cortocircuito
I_o	Corriente de vacío
I_{op}	Corriente de operación
I_{rt}	Corriente de restricción o retención
L	Inductancia
R	Resistencia
X	Reactancia
X_C	Reactancia capacitiva
X_L	Reactancia inductiva
Z_{cc}	Impedancia de cortocircuito
Z_{ert}	Impedancia de fase a tierra
Z_{lneutro}	Impedancia de línea a neutro

Zs	Impedancia de carga
50	Protección instantánea
51	Protección contra sobrecorriente
-52	Nomenclatura ANSI para Interruptor
-89	Nomenclatura ANSI para seccionador
87	Protección diferencial

INTRODUCCIÓN

El tema del presente Proyecto de Titulación es “Diseño y construcción de módulo didáctico de protecciones de redes de distribución en sistemas eléctricos de potencia”, el cual consiste en la implementación a escala de un esquema tradicional de redes eléctricas de distribución dentro de un módulo de entrenamiento que permita realizar el ajuste y coordinación de las protecciones que van a resguardar este sistema cuando sea sometido a disturbios ocasionados por fallas eléctricas; garantizando siempre la confiabilidad del sistema, continuidad del servicio y calidad de energía en el punto de carga. Este módulo también será capaz de permitir el análisis de fundamentos técnicos, conceptos y elementos principales que intervienen en un sistema eléctrico de potencia para poder distribuir la energía.

El primer capítulo trata sobre el problema principal, donde se establece el propósito de esta investigación; así mismo, se define el alcance del proyecto y sus beneficios hacia la sociedad; por último, se delimitan los objetivos principales y específicos. Dentro del segundo capítulo, se recopila la información más relevante con respecto a la investigación, citando textos de autores de los últimos años. En el tercer capítulo se redactará todo el proceso de diseño y construcción del módulo, junto con soportes fotográficos. Por último, en el cuarto capítulo, se elaborará un manual con las prácticas más sugestivas de este módulo.

La importancia de este proyecto radica en la necesidad de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana de crear un nuevo laboratorio de estudios para protecciones eléctricas y así desarrollar en los estudiantes de esta carrera un criterio competitivo que garantice una visión completa dentro de este campo de la ingeniería. Dentro del desarrollo de este proyecto se destacan importantes lineamientos relacionados al Plan Nacional del Buen Vivir 2013-2017, como la posibilidad de crear y fortalecer equipamiento y tecnologías que, junto al talento humano capacitado, promuevan el desarrollo de las capacidades cognitivas de los estudiantes; también fomentar la actualización continua de los conocimientos académicos de los docentes; del mismo modo se busca fortalecer y promocionar la formación técnica y tecnológica en

áreas prioritarias para la transformación de la matriz productiva y además incentivar el uso eficiente y el ahorro de energía, sin afectar la cobertura y calidad de sus productos y servicios.

Para ejecutar este proyecto, hubo que establecer cuatro etapas notables; diseño, construcción, experimentación y análisis de resultados, cada una, precedente de la otra.

Este proyecto se va a fundamentar en el diseño del circuito eléctrico y el circuito de control de la red de distribución a implementarse; también hará énfasis en los detalles más relevantes dentro del proceso de construcción del módulo; finalmente, se enfocará en el estudio y calibración adecuada de los relés de protección de sobrecorriente SEL-751 A y protección diferencial SEL-387E que van a extinguir las perturbaciones producidas por fallas eléctricas dentro del sistema.

La metodología utilizada empleará herramientas e instrumentos que faciliten y proporcionen datos confiables para el diseño y construcción del módulo.

Se han citado textos universitarios guías para hacer hincapié en la comprensión de conceptos y fundamentos teóricos de aquellos temas técnicos que surgieron durante el desarrollo del proyecto, las fuentes bibliográficas utilizadas para la recopilación de información fueron de textos a cerca de sistemas eléctricos de potencia, sistemas de distribución, coordinación de protecciones, entre otras.

Para observar el comportamiento del sistema ante diferentes escenarios, se empleará el software ETAP, con el cual se obtendrán los datos necesarios para realizar pruebas referentes a coordinación de protecciones.

Finalmente se elaborarán las guías para las prácticas de laboratorio.

CAPÍTULO I

1. EL PROBLEMA

1.1. Descripción del problema

El crecimiento acelerado de las redes eléctricas ha ocasionado la exigencia de un suministro de energía con una calidad de servicio cada vez mayor hacia los consumidores. Al aumentar el número de abonados, las empresas distribuidoras de energía deben certificar la confiabilidad de la red, para lo cual se emplean sistemas de protección eléctricos, por ello, hay que garantizar que los Ingenieros Eléctricos de la Universidad Politécnica Salesiana sean profesionales conocedores en la rama de configuración de protecciones eléctricas, que puedan desarrollar un criterio competente dentro de este campo y estén informados sobre el funcionamiento de las herramientas tecnológicas más importantes dentro de esta área.

1.2. Importancia y alcances

La importancia de este proyecto radica en la necesidad de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana de crear un nuevo laboratorio de estudios para protecciones eléctricas y así desarrollar en los estudiantes de esta carrera un criterio competitivo que garantice una visión completa dentro de este campo de la ingeniería.

El alcance del proyecto se limita al estudio de los elementos que conforman una subestación, al cálculo de cortocircuitos y a la configuración de protecciones eléctricas de sobrecorriente y diferencial.

Dentro de los beneficios que se obtendrán al resolver esta problemática, están la experimentación de los problemas y planteamiento de soluciones propias para eventos que se suscitan con frecuencia en la cotidianidad de los profesionales que trabajan en el área de redes de distribución eléctrica, complementando así los conocimientos recibidos de manera teórica en las asignaturas de la carrera, con el desarrollo de prácticas orientadas a un modelo real.

1.3. Delimitación

El área de interés dentro del siguiente estudio son las protecciones eléctricas de redes de distribución en sistemas eléctricos de potencia. Está contemplado abarcar temas como subestaciones eléctricas, cálculo de cortocircuitos y protecciones eléctricas. El estudio de las redes de distribución puede ser catalogado como una especialidad dentro de la Carrera de Ingeniería Eléctrica debido a su crecimiento acelerado; esto obliga a los profesionales de esta rama a ajustarse a nuevas técnicas, conceptos y filosofías que les ayuden a cumplir su cometido principal: distribuir la energía eléctrica de manera óptima. Este problema de investigación ha sido llevado a un escenario concreto y fácil de manejar, empleando un módulo de entrenamiento para el estudio de protecciones eléctricas de redes de distribución.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo general

Diseñar y construir un módulo didáctico de protecciones de redes de distribución en sistemas eléctricos de potencia que permita realizar la calibración adecuada de los relés de protección que van a resguardar a este sistema cuando sea sometido a perturbaciones ocasionadas por fallas eléctricas.

1.4.2. Objetivos específicos

- Diseñar el módulo con una topología de red que permita realizar maniobras de transferencia de carga, aportando la posibilidad de llevar a cabo trabajos de mantenimiento en el sistema mientras está energizado.
- Diseñar un circuito de control eléctrico que gobierne al módulo y permita visualizar el estado de operación de los diferentes elementos del sistema.
- Realizar un estudio de fallas monofásicas a tierra para poder estimar la magnitud de las corrientes de falla y configurar de manera adecuada los parámetros de aquellos dispositivos electrónicos inteligentes que se encargarán de la protección eléctrica del sistema.

- Garantizar confiabilidad, calidad y continuidad en el suministro de energía eléctrica en el punto de carga.
- Elaborar un manual de siete prácticas de laboratorio que exponga el funcionamiento del módulo ante condiciones específicas de operación del sistema.

1.5. Marco metodológico

En el presente proyecto se emplean varios métodos de la investigación. Se aplicó el método analítico para fragmentar el tema de estudio en varias partes y poder observar las causas, la naturaleza y los efectos de cada fenómeno; gracias a este método se pudo comprender mejor el comportamiento del sistema y establecer ciertas teorías. La experimentación controlada que se realizó en el laboratorio permitió modificar las condiciones de operación del sistema para estudiarlas como fenómenos que no se presentan dentro de parámetros normales; es importante establecer que el objetivo de este método es establecer una relación de causalidad entre las variables analizadas, donde la causa debe ser atribuida a las variables independientes y el efecto debe ser hallado en las variables dependientes. El método sintético se empleó para poder reconstruir el todo y volver a integrar las partes fragmentadas por el análisis en una perspectiva de totalidad; con este método se pudo lograr la comprensión de la esencia del proyecto y sus particularidades. El método inductivo permitió pasar de los resultados obtenidos en experimentos al planteamiento de teorías que generalizan aquellos resultados; las conclusiones obtenidas a partir de la inducción tienen un carácter probable.

CAPÍTULO 2

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes

El manejo apropiado de los sistemas eléctricos es esencial para garantizar buenos resultados dentro de procesos industriales y constructivos, por tal motivo, el correcto diseño de estos sistemas, demanda tener profesionales bien facultados en el uso de todas las tecnologías que desempeñan un papel importante para lograr que el régimen sea eficiente; garantizando la confiabilidad y calidad en el servicio; aportando beneficios al avance de la economía en general y por ende, a la comodidad de los ciudadanos.

Dentro del ejercicio de la profesión de ingeniería eléctrica, la distribución de energía es un tema que abarca un sinnúmero de problemáticas, planteamientos y soluciones, llegando al punto en que esta área de la carrera es considerada como una rama de especialización debido a su vasto contenido. Con el pasar de las décadas, la energía eléctrica se ha convertido en un servicio de primera necesidad debido al gran aumento de su demanda por parte de los habitantes de poblaciones determinadas en distintas ubicaciones geográficas; este cambio no ha sido súbito ni brusco; ha sido un proceso de evolución constante que ha ido de la mano con el desarrollo tecnológico, llegando al punto en que ha obligado a que los profesionales de esta carrera cumplan a cabalidad su cometido principal, distribuir la energía eléctrica de manera óptima; adoptando nuevas técnicas, conceptos y filosofías modernas, lo cual supone nuevos retos de operación y la necesidad de introducir tecnología de punta que garantice la distribución de un servicio con los más altos índices de calidad, confiabilidad y continuidad para los usuarios.

2.2. Anormalidades

Se denominan anormalidades al conjunto de condiciones que se presentan fuera de los parámetros normales de operación.

Cuando se diseñan instalaciones eléctricas, deben considerarse, además de las corrientes nominales, aquellas corrientes producidas por sobrecargas y cortocircuitos.

2.2.1. Cortocircuitos

El cortocircuito puede definirse como una conexión de muy baja impedancia entre dos puntos de un circuito eléctrico que están a diferentes niveles de tensión y puede dar origen a corrientes muy superiores en magnitud a las corrientes nominales; en contraste con las corrientes producidas por una sobrecarga; las corrientes de cortocircuito pueden provocar importantes cambios de parámetros térmicos y electrodinámicos en los diferentes elementos de la instalación, además de interrupciones en el suministro del servicio eléctrico; siendo capaces de inducir daños severos e irreparables en un sistema si no son eliminados inmediatamente.

Las principales características de los cortocircuitos son [1, p. 8]:

- Duración: autoextinguible, transitorio, permanente.
- Origen: pueden ser originados por factores mecánicos (como la rotura de conductores, conexión eléctrica accidental entre dos conductores producida por un objeto conductor extraño como herramientas o animales), también pueden producirse debido a sobretensiones eléctricas de origen interno o atmosférico. También está presente la posibilidad de ser causados por la degradación del aislamiento provocada por el calor, la humedad o un ambiente corrosivo.
- Localización: dentro o fuera de una máquina o un tablero eléctrico

Desde otro punto de vista, los cortocircuitos pueden ser [1, p. 8]:

- Monofásicos: 80% de los casos.
- Bifásicos: 15% de los casos. Los de este tipo, suelen degenerar en trifásicos.
- Trifásicos: de origen, sólo el 5% de los casos.

2.2.1.1. Tipos de cortocircuitos

Según la manera en la que afecta al balance del sistema, los tipos de cortocircuitos pueden ser simétricos o asimétricos.

2.2.1.2. Cortocircuitos simétricos

Involucran las tres fases, y llevan al sistema a un nuevo punto de operación con corrientes muy elevadas pero el sistema continúa siendo simétrico y balanceado.

2.2.1.3. Cortocircuitos asimétricos

Involucran una, dos o tres fases y llevan al sistema a un nuevo punto de operación con corrientes elevadas, pero con un sistema desbalanceado. Este tipo de cortocircuitos puede presentar las siguientes fallas:

- Cortocircuito entre fases, llamada falla bifásica aislada.
- Cortocircuito entre fases con puesta a tierra, llamado fallas bifásica a tierra.
- Cortocircuito fase-tierra, llamada falla monofásica.

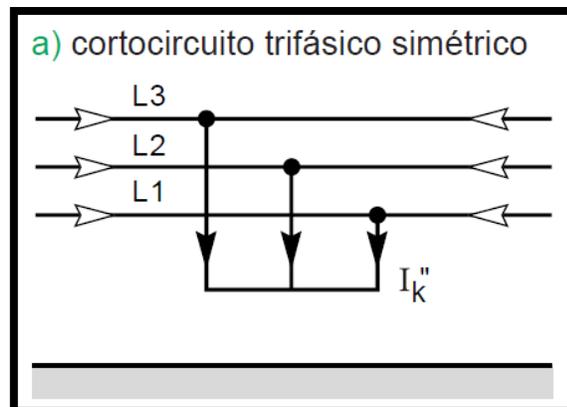


FIGURA 1: CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO SIMÉTRICO. FUENTE: [1, p. 8].

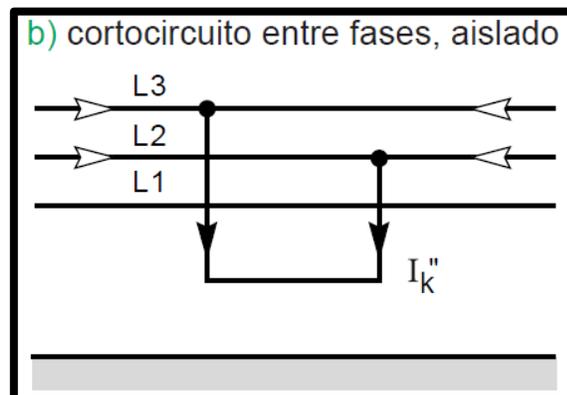


FIGURA 2: CORTOCIRCUITO ENTRE FASES, AISLADO. FUENTE: [1, p. 8].

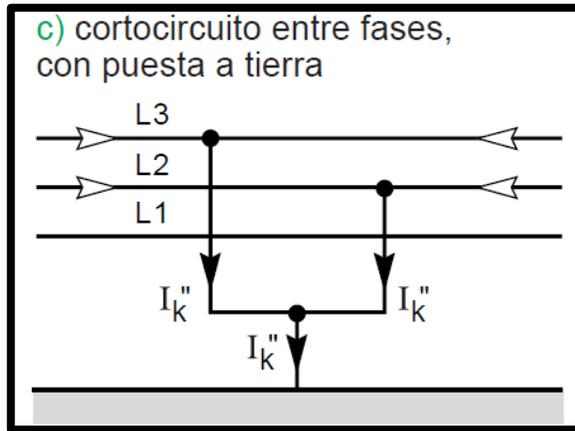


FIGURA 3: CORTOCIRCUITO ENTRE FASES, CON PUESTA A TIERRA. FUENTE: [1, p. 8].

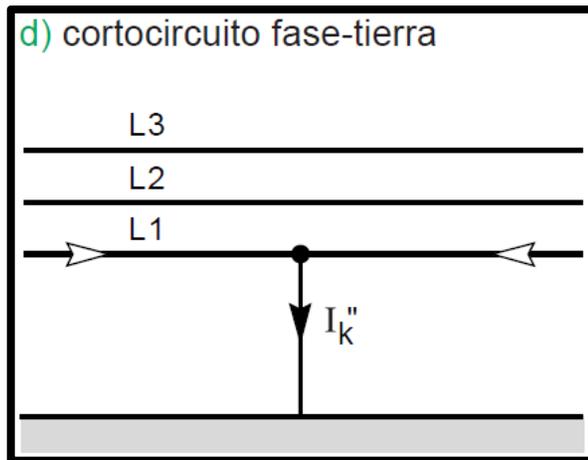


FIGURA 4: CORTOCIRCUITO FASE-TIERRA. FUENTE: [1, p. 8].

2.2.1.4. Circuito equivalente de un cortocircuito

La representación gráfica de una red simplificada se puede reducir a una fuente de tensión de corriente alterna, un interruptor, una impedancia de cortocircuito Z_{cc} que representa todas las impedancias situadas aguas arriba del interruptor, y una impedancia Z_s de carga, situada aguas abajo del interruptor.

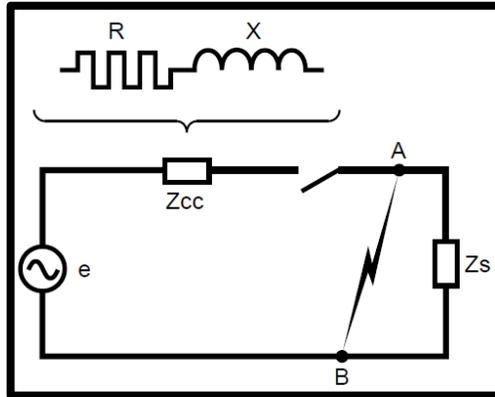


FIGURA 5: ESQUEMA SIMPLIFICADO DE UNA RED. FUENTE: [1, p. 9].

2.2.1.5. Intensidad de cortocircuito

Cuando se produce una falla de impedancia despreciable entre los puntos A y B, aparece una intensidad de cortocircuito, I_{cc} , muy elevada; limitada únicamente por la impedancia Z_{cc} . La intensidad I_{cc} se establece siguiendo un régimen transitorio en función de las reactancias X y de las resistencias R que son las componentes de la impedancia Z_{cc} .

$$\text{Intensidad de cortocircuito trifásico simétrico} = I_{cc} = \frac{Vl}{\sqrt{3} * Z_{cc}}$$

ECUACIÓN 1: INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO SIMÉTRICO. FUENTE: [2, p. 128].

$$\text{Intensidad de cortocircuito entre fases} = I_{cc} = \frac{Vl}{2 * Z_{cc}}$$

ECUACIÓN 2: INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO ENTRE FASES. FUENTE: [2, p. 128].

$$\text{Intensidad de cortocircuito fase - tierra} = I_{cc} = \frac{Vl}{\sqrt{3} * (Z_{cc} + Z_{ert})}$$

ECUACIÓN 3: INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO FASE-TIERRA. FUENTE: [2, p. 128].

$$\text{Impedancia de cortocircuito} = Z_{cc} = \sqrt{R^2 + X^2}$$

ECUACIÓN 4: IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO. FUENTE: [1, p. 9].

La Icc máxima sirve para determinar [2, p. 135]:

- El poder de corte de los interruptores automáticos y fusibles.
- El poder de cierre de la aparamenta de la línea.
- Las solicitaciones electrodinámicas de conductores y aparamenta.

La Icc mínima sirve para determinar [2, p. 136]:

- Si el conductor queda protegido en toda su longitud frente a un cortocircuito, puesto que es condición indispensable que la corriente de cortocircuito mínima sea igual o mayor que la intensidad de disparo magnético del interruptor automático, o igual o mayor que la intensidad de fusión de los fusibles en cinco segundos, en el caso de utilizar fusibles para la protección de la línea [2, p. 136].

2.3. Condiciones de operación

Los sistemas de potencia están diseñados para operar en condiciones que permitan garantizar la continuidad del servicio eléctrico. Bajo condiciones normales, los sistemas trabajan a valores nominales de tensión y corriente, sin embargo, siempre están vulnerables a un amplio rango de disturbios, ya sean pequeños o grandes. Los pequeños disturbios ocurren de manera continua debido a cambios de carga; no obstante, el sistema debe ser capaz de ajustarse a las condiciones fluctuantes y operar satisfactoriamente.

El sistema también puede ser capaz de soportar numerosos disturbios de una naturaleza severa, tales como cortocircuitos sobre una línea de transmisión, pérdidas de elementos como generadores o cargas, e incluso una posible interconexión no deseada entre dos puntos diferentes. Un gran disturbio puede conducir a cambios estructurales debido al deterioro del aislamiento de los elementos fallados.

Para una instancia, una falla sobre un elemento crítico en la cual actúan las protecciones, causará variaciones en los flujos de potencia, voltajes en las barras de la red y velocidades del rotor de las máquinas conectadas a la red.

2.4. Distribución

Debido a que las instalaciones residenciales, comerciales y algunas de tipo industrial requieren niveles de voltaje relativamente bajos, del orden de 208/120 V, 220/127V, es necesario alimentar los transformadores de distribución con valores de tensión que no exijan un nivel de aislamiento muy alto ya que esto aumentaría costos en instalaciones. Por tal razón, se ha considerado que un voltaje adecuado para sistemas de distribución en zonas urbanas es de 13800 V o 13200 V para energizar el lado de alta tensión de estos transformadores. En el lado de baja tensión se utiliza la conexión en estrella debido a la presencia del neutro [3, p. 3].



FIGURA 6: RED DE DISTRIBUCIÓN. FUENTE: [4].

2.5. Subestaciones eléctricas

Se puede definir como el conjunto de equipos, elementos y accesorios necesarios para producir un cambio de las características eléctricas asociadas con un tipo de instalación. Dichos cambios pueden ser de tensión, corriente, frecuencia, etc.

Las variaciones de los parámetros eléctricos son llevadas a cabo por los transformadores, rectificadores, convertidores, etc [3, p. 3].



FIGURA 7: SUBESTACIÓN ELÉCTRICA. FUENTE: [5].

2.6. Transformador de potencia

Un transformador es una máquina electromagnética cuya función es aumentar o disminuir la magnitud de la tensión eléctrica en un circuito de corriente alterna, manteniendo la potencia constante. Por lo general, se considera que un transformador es de potencia cuando su capacidad es superior a los 1000KVA.

Las características principales que se requieren especificar para adquirir un transformador y aplicarlo adecuadamente a la red eléctrica, son las siguientes [6]:

- Capacidad
- Frecuencia
- Tensión del devanado primario
- Tensión del devanado secundario
- Cambiador de derivaciones
- Número de fases
- Conexión del primario y del secundario
- Porcentaje de impedancia
- Pérdidas en vacío y con carga
- Tipo de enfriamiento



FIGURA 8: TRANSFORMADOR DE POTENCIA. FUENTE: [7].

2.6.1. Tipos de falla en transformadores de potencia

Existe una considerable cantidad de anomalías que pueden presentarse en los transformadores [8, p. 309].

- Fallas de aislamiento en los tornillos de sujeción de las laminaciones de los núcleos y del aislamiento que lo recubre.
- Puntos calientes por conexiones de alta resistencia o defectos en las bobinas. Se producen puntos de calentamiento localizado o eventualmente producción de arco eléctrico.
- Arcos eléctricos entre los devanados y el núcleo o el tanque, debido a sobretensiones por descargas atmosféricas.
- Fallas en el sistema de enfriamiento (en el caso de transformadores con enfriamiento por aceite, por ejemplo), como puede ser nivel bajo de aceite, o bien, obstrucción del flujo del aceite.
- Fallas en los contactos de los cambiadores de derivaciones que producen puntos calientes, o bien, cortocircuito entre derivaciones.
- Fallas en el aislamiento, debido al envejecimiento natural o prematuro de los transformadores.
- Presencia de humedad en el aceite de los transformadores enfriados por aceite.

Todas estas fallas son divididas en dos grupos: fallas internas y fallas externas.

2.6.1.1. Fallas internas

Las fallas internas son aquellas que se producen dentro de la zona de protección del transformador. Las fallas internas se pueden clasificar en dos grupos; las fallas incipientes, las cuales se desarrollan lentamente pero que pueden convertirse en fallas irreversibles, y las fallas activas, que son causadas por la avería en el aislamiento u otros componentes del transformador [9, p. 7].

Cuando el transformador es energizado, o cuando el voltaje en el lado del devanado primario retorna a su valor nominal después de haber sido despejada una falla, se produce una corriente denominada corriente de Inrush del transformador, la misma que puede ser interpretada por el relé de protección como una falla interna [9, p. 7].

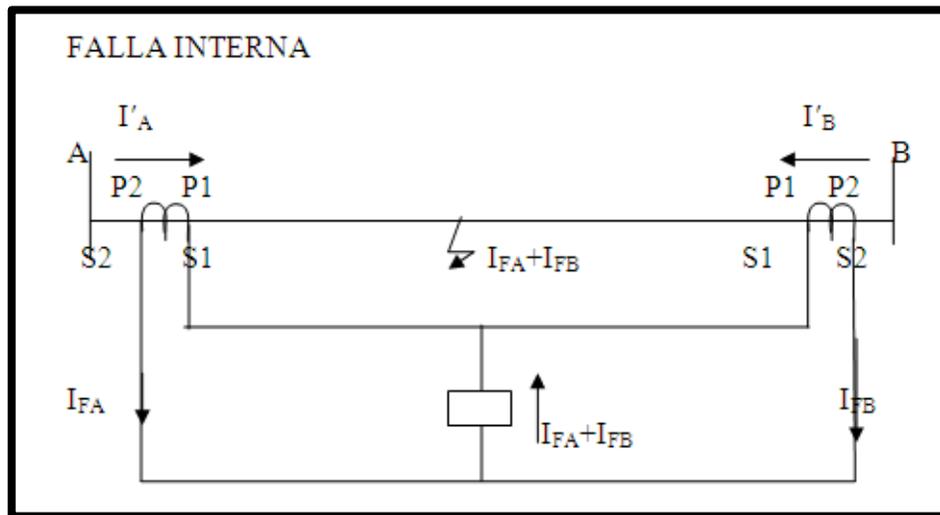


FIGURA 9: FALLA INTERNA DE UN TRANSFORMADOR. FUENTE: [10].

2.6.1.2. Fallas externas

A diferencia de las fallas internas, las fallas externas son aquellas que se producen fuera de la zona de protección del transformador.

Para despejar este tipo de fallas, se emplean protecciones de respaldo, las cuales se basan en relés de sobrecorriente; cuya manera más conveniente para ser energizados, es por medio de transformadores de corriente diferentes de los utilizados para la protección diferencial o para otro tipo de protección contra fallas internas [9, p. 8].

Para fallas a tierra, por lo general se emplean relés separados. Además, es recomendable ubicarlos en el lado de los devanados de baja tensión en caso de que la fuente de alimentación a la falla esté del lado de los devanados de alta tensión, de esta manera, no se verán afectados ante las corrientes de *Inrush* y, por lo tanto, estas corrientes no intervendrán en la configuración de los ajustes de la corriente mínima de operación ni en los tiempos de operación [9, p. 8].

En caso de que el transformador se encuentre conectado a más de una fuente de alimentación a fallas, es preciso instalar una protección de respaldo en cada uno de sus interruptores, y en la mayoría de los casos, para lograr una protección selectiva, es necesario que algunos de los relés sean de sobrecorriente direccional [9, p. 8].

Si el transformador no está provisto de protección diferencial, pero a su vez está provisto de protección de sobrecorriente, la misma protección de sobrecorriente puede utilizarse como respaldo [9, p. 8].

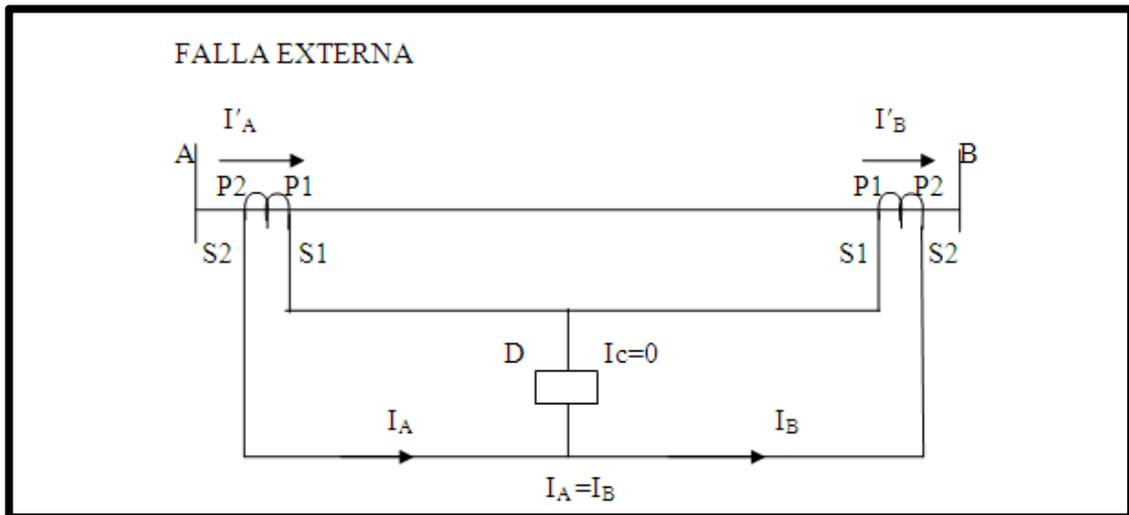


FIGURA 10: FALLA EXTERNA DE UN TRANSFORMADOR. FUENTE: [10].

2.6.2. Conexiones del transformador

Para ser empleados en circuitos trifásicos, los transformadores pueden conectarse según diversas disposiciones; dependiendo del tipo de conexión en los devanados de los transformadores, pueden aparecer diferencias en los parámetros de voltaje o corriente.

Algunas conexiones originan un desplazamiento angular entre las tensiones primarias y secundarias. Por ejemplo, la conexión delta-estrella produce un desfase de 30° . La relación de fase de los transformadores trifásicos es tal que el ángulo de fase puede ser 0° o 30° entre el devanado primario y el secundario.

Para seleccionar un transformador es necesario conocer las ventajas y las desventajas de todas las conexiones posibles [3, p. 269].

El módulo trabaja con conexión delta-estrella en el lado de mayor voltaje, mientras que en el lado de menor voltaje, el tipo de conexión es estrella-estrella; sin embargo, a continuación se detallarán los aspectos más importantes de las conexiones empleadas en el módulo.

2.6.2.1. Conexión estrella-estrella con neutro (YN-yn)

En esta conexión el voltaje de fase primario está relacionado con el voltaje de fase secundario por la proporción de vueltas del transformador.

Si a un transformador YN-yn se aplica un sistema trifásico de voltaje, los voltajes en cualquier fase estarán separados 120° de las demás fases. Sin embargo, las componentes de tercera armónica de cada una de las tres fases estarán en fase entre sí puesto que hay tres ciclos en la tercera armónica por cada ciclo de la frecuencia fundamental. Siempre hay algunas componentes de tercera armónica en el transformador debido a la no linealidad del núcleo, y estas componentes se adicionan. El resultado es una componente de voltaje de tercera armónica muy grande por encima del voltaje fundamental de 50 ó 60 Hz. Este voltaje de tercera armónica puede ser mayor que el voltaje fundamental mismo [11, p. 121].

Esta conexión tiene dos problemas graves [11, p. 120].

- Si las cargas del circuito del transformador están desbalanceadas, los voltajes de las fases del transformador pueden llegar a desbalancearse severamente.
- Los voltajes de terceras armónicas pueden ser grandes.

Ambos problemas, el desbalance de voltajes y el de las armónicas se puede solucionar utilizando una de las dos técnicas siguientes [11, p. 122].

- Poniendo sólidamente a tierra los neutros de los transformadores, en especial el neutro de los devanados primarios. Esta conexión permite que las componentes aditivas de tercer armónico provoquen un flujo de corriente a través del neutro en lugar de ocasionar sobrevoltajes. El neutro provee también un camino de retorno para los desbalances de corriente en la carga.
- Adicionar un tercer devanado (terciario), conectado en delta, al banco de transformadores. Si se adiciona un tercer devanado conectado en delta, las componentes de tercer armónico del voltaje se sumarán en la delta causando una corriente circulante dentro de este devanado. Esto suprime las componentes de tercer armónico del voltaje, de la misma forma que poniendo a tierra los neutros de los transformadores.

A pesar de no ser muy usuales en la práctica debido a los riesgos existentes por la circulación de armónicos en vacío y puesto que alguno de los otros tipos de conexión de transformadores trifásicos puede realizar las mismas labores, esta conexión tiene ciertas cualidades que la hacen deseable en ciertas situaciones [3, p. 269].

Cuando existe un devanado terciario en delta; las características principales son las siguientes [3, p. 270]:

- El devanado terciario minimiza los efectos nocivos del tercer armónico de la corriente de magnetización al proporcionarle un camino cerrado, lo que elimina los voltajes de la tercera armónica en los devanados principales.
- El terciario se puede utilizar para suministrar alimentación a los servicios de la estación, teniendo en cuenta el peligro que representan las altas corrientes de cortocircuito que se producen.
- Aumenta el tamaño y el costo del transformador.

Para las conexiones estrella-estrella, las corrientes de cada fase son las mismas que circulan por cada devanado del transformador, mientras que la tensión en los terminales de una bobina del devanado es un 58% menor que de la tensión compuesta [9, p. 10].

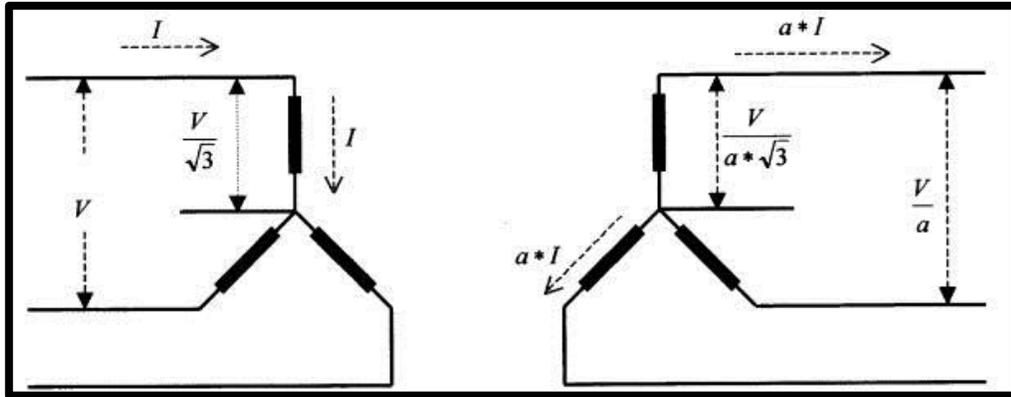


FIGURA 11: CONEXIÓN YN-YN DE UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO. FUENTE: [12].

$$\text{Voltaje de Línea} = V = \sqrt{3} * V_{\text{devanado}}$$

ECUACIÓN 5: VOLTAJE ENTRE LÍNEAS EN CONEXIÓN Y. FUENTE: [9, p. 10].

$$\text{Corriente de Línea} = I = I_{\text{devanado}}$$

ECUACIÓN 6: CORRIENTE DE LÍNEAS EN CONEXIÓN Y. FUENTE: [9, p. 10].

$$\text{Relación de transformación} = a = \frac{V}{\frac{V}{a}} = \frac{\frac{V}{\sqrt{3}}}{\frac{V}{a * \sqrt{3}}}$$

ECUACIÓN 7: RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO CON CONEXIÓN YN-YN.

FUENTE: [9, p. 10].

2.6.2.2. Conexión estrella-delta (Yn-Δ)

La conexión YN-Δ no tiene problemas por componentes de tercera armónica en sus voltajes ya que ellas son consumidas en una corriente circulante en el devanado Δ. Esta conexión es también más estable cuando hay cargas desbalanceadas puesto que la Δ redistribuye parcialmente cualquier desbalance que ocurra [11, p. 123].

Este arreglo tiene sin embargo un problema. Debido a la conexión, el voltaje secundario está desfasado 30° con relación al voltaje primario del transformador. El hecho de que ocurra un desfase puede causar problemas en la puesta en paralelo de los secundarios de dos bancos de transformadores. Los ángulos de fase de los secundarios de los

transformadores deben ser iguales si van a ser puestos en paralelo, lo cual significa que se debe poner atención a la dirección en que ocurre el desfase de 30° en cada banco de transformadores que va a ser puesto en paralelo [11, p. 123].

Es común hacer que el voltaje secundario atrase al primario en 30°. Aunque ésta es la norma, no siempre ha sido observada y las instalaciones más viejas deben ser revisadas con cuidado antes de poner en paralelo un nuevo transformador con aquellas, para asegurarse de que sus ángulos de fase concuerden [11, p. 123].

Este tipo de conexión se suele utilizar para transformadores reductores de tensión cuando en el lado de baja tensión, no sea necesario el neutro en la carga trifásica [3, p. 271].

Entre sus principales características tenemos [3, p. 271]:

- El devanado secundario no se puede conectar a tierra.
- Se eliminan los voltajes de tercera armónica porque la corriente de magnetización se queda circulando dentro de la delta del devanado secundario.

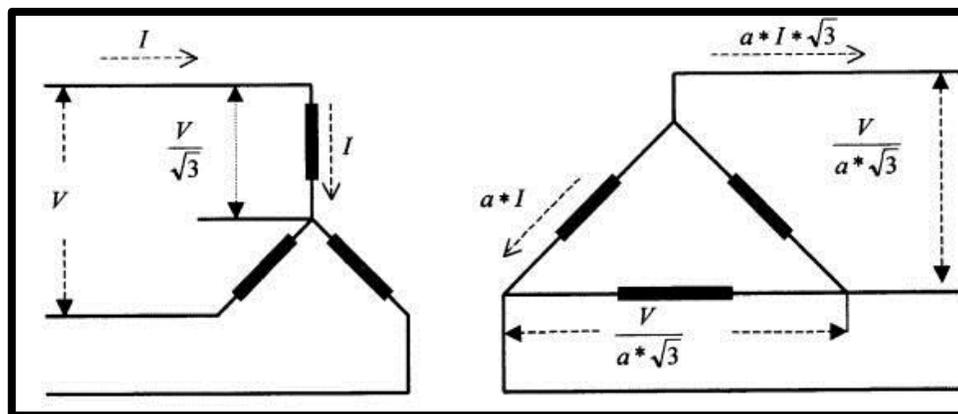


FIGURA 12: CONEXIÓN YN - Δ DE UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO. FUENTE: [12].

$$\text{Relación de transformación} = a = \frac{V}{\frac{V}{a * \sqrt{3}}} = a * \sqrt{3}$$

ECUACIÓN 8: RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO CON CONEXIÓN YN - Δ.

FUENTE: [9, p. 13].

2.6.2.3. Conexión delta-estrella (Δ - yn)

Esta conexión tiene las mismas ventajas y el mismo desfase que en el caso del transformado YN - Δ , esto ocasiona que el voltaje secundario atrase el voltaje primario en 30° [11, p. 124].

Esta configuración es la usual para transformadores de potencia elevadores del extremo emisor de una línea de transmisión de alta tensión a causa de la elevada tensión del circuito. El neutro de la estrella en los devanados de alta tensión suele ponerse a tierra para asegurar una distribución equilibrada de tensiones entre las líneas y tierra, y reducir las tensiones existentes entre las bobinas de los transformadores y los núcleos. A veces la conexión a tierra del neutro se realiza a través de una impedancia conveniente, cuyo fin es limitar la intensidad de la corriente resultante de cortocircuito entre línea y tierra. También este tipo de conexión se utiliza en transformadores reductores cuando se desea una conexión de baja tensión al neutro. Algunas de sus características son [3, p. 271]:

- Al aterrizar el neutro del secundario se aíslan las corrientes de tierra de secuencia cero.
- Se eliminan los voltajes de tercera armónica, porque la corriente magnetizante se queda circulando dentro de la delta del devanado primario.
- La conexión estrella se usa con un aislamiento graduado hasta el valor de la tensión del neutro.

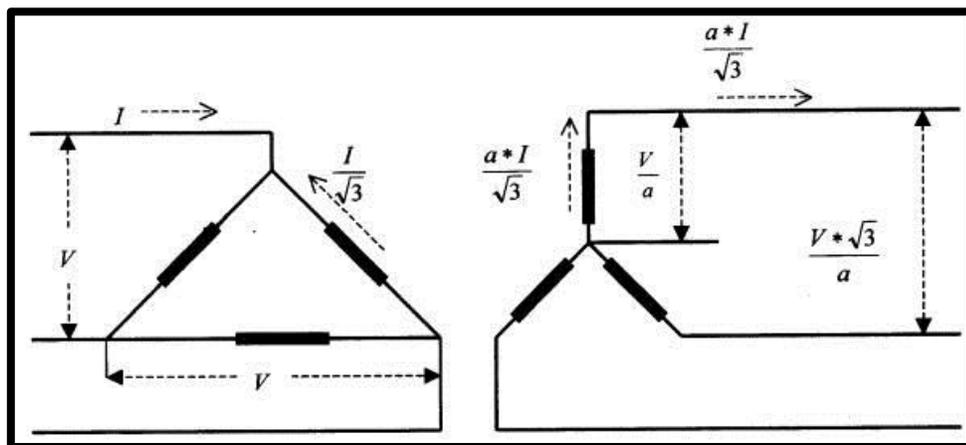


FIGURA 13: CONEXIÓN Δ - YN DE UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO. FUENTE: [12].

$$\text{Relación de transformación} = a = \frac{V}{\frac{V * \sqrt{3}}{a}} = \frac{\sqrt{3}}{a}$$

ECUACIÓN 9: RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO CON CONEXIÓN Δ - YN.

FUENTE: [9, p. 14].

2.7. Barraje de una subestación.

Los barrajes de una subestación son aquellos conductores eléctricos utilizados en la conexión común de sus circuitos. Se puede contar con uno o varios juegos de barras que agrupen diferentes circuitos en uno o varios niveles de tensión, dependiendo de la subestación [3, p. 83].

Las principales características que debe tener un barraje de una subestación son una buena conductividad, alta capacidad de corriente y buena resistencia ante cortocircuitos [3, p. 83].

2.7.1. Juego de barras con transferencia.

La barra de transferencia, se usa exclusivamente como auxiliar cuando se debe realizar algún mantenimiento en el interruptor de una línea que está energizando una determinada carga; de manera que el interruptor se puede desconectar, mientras que el alimentador de la carga permanece suministrando energía eléctrica.

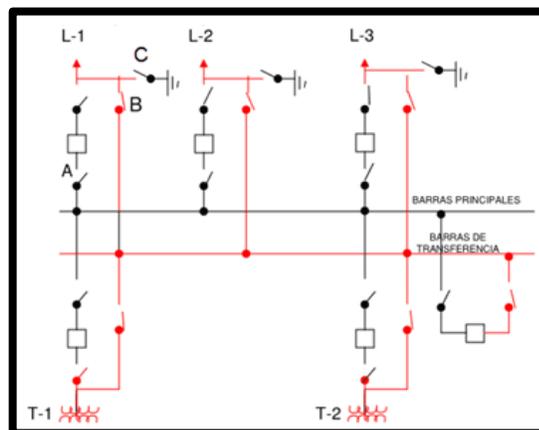


FIGURA 14: JUEGO DE BARRAS CON TRANSFERENCIA. FUENTE: [13].

2.8. Circuitos de control.

Un sistema de control está conformado por un conjunto de equipos de medición, registro, indicadores, selectores de control manual y automático, y los relés de protección, que cumplen el objetivo de supervisar, controlar y proteger la distribución de energía eléctrica, asegurando la continuidad del servicio en condiciones normales [3, p. 295].

El hecho de adicionar un sistema de control automático a una subestación, implica que esta no estará vulnerable a maniobras erradas a causa de un error humano; para lo cual se debe diseñar con mucho cuidado la interfaz del sistema de control tomando en cuenta todas las posibles condiciones de operación del sistema [3, p. 295].

Los circuitos de control en las instalaciones se alimentan normalmente con corriente continua proveniente de baterías de 48, 125 y hasta 240 voltios, dependiendo del consumo. Es imprescindible contar con una fuente ininterrumpida de corriente continua al circuito de control para garantizar que este se encuentre energizado permanentemente, ya que una falla en la continuidad de su alimentación, dejaría expuesto al sistema de potencia al no tener su sistema de control monitoreando parámetros o al no encontrarse habilitado para realizar maniobras [3, p. 296].

Para asegurar la continuidad del servicio eléctrico se pueden utilizar equipos en redundancia; el sistema de control también será capaz de corregir cualquier falla que se presente en el sistema de potencia, por medio de accionamientos manuales o paros de emergencia [3, p. 296].



FIGURA 15: SALA DE CONTROL DE UNA SUBESTACIÓN, EQUIPOS DE MEDICIÓN, INDICADORES, SELECTORES, RELÉS DE PROTECCIÓN. FUENTE: [14].

2.9. Seccionadores

El seccionador es un equipo de patio de las subestaciones eléctricas cuya función principal es aislar sectores del sistema de potencia, con el fin de realizar trabajos de mantenimiento. Generalmente se suelen aislar equipos tales como interruptores, transformadores y barras, previniendo un nivel de aislamiento de seguridad para el operario. Además también se utilizan para realizar transferencias de barrajes en la subestación [3, p. 158].

De acuerdo con el tipo de labores dentro de un sistema de potencia, el seccionador puede dividirse en [3, p. 159]:

- Seccionador de maniobra: hace bypass entre dos partes de una línea o equipos con el fin de aislar elementos de la subestación o para hacer labores de mantenimiento.
- Seccionador de tierra: encargado de poner a tierra los elementos de una subestación en caso de labores de mantenimiento.
- Seccionador en operación en carga: cumple la función de abrir o cerrar circuitos en carga.
- Seccionador bypass: seccionador utilizado con el fin de realizar un bypass que permita la continuidad del servicio en caso de falla de algún equipo o barraje.



FIGURA 16: SECCIONADOR DE SUBESTACIÓN. FUENTE: [15].

2.10. Interruptor de potencia

Un interruptor es un equipo eléctrico que cumple las funciones de cierre y apertura en un circuito, garantizando la continuidad del servicio eléctrico en la subestación. El interruptor debe ser capaz de operar con cargas nominales o en condiciones de cortocircuito, sacando de servicio temporalmente la parte comprometida en la subestación. La operación del interruptor puede ser manual o automática por la señal de un relé encargado de vigilar la operación normal del sistema de potencia [3, p. 139].

Para obtener mayor seguridad, los circuitos de control de operación de los interruptores, deberán estar conectados a un banco de baterías [3, p. 139].

Un interruptor de poder, al estar cerrado, debe ser un conductor ideal, además de ser capaz de interrumpir la corriente a la que fue diseñado, rápidamente y en cualquier instante. Al estar abierto debe cumplir la propiedad de ser un aislador ideal [3, p. 139].



FIGURA 17: INTERRUPTOR TIPO TANQUE VIVO. FUENTE: [16].

2.11. Sistemas de protección

En una subestación es imprescindible que todos sus equipos estén coordinados y respondan acorde a cualquier requerimiento o eventualidad, por lo cual se vuelve indispensable garantizar la seguridad del sistema por medio de dispositivos automáticos de control y protección, con el fin de redistribuir el flujo de energía a través de rutas alternativas.

Todo sistema de distribución de energía eléctrica es vulnerable a fallas por causa de agentes externos o internos [6, p. 284].

Debido a la naturaleza de las causas que provocan fallas en los sistemas de distribución, estas se pueden clasificar en: temporales y permanentes. Una falla temporal es aquella que se puede despejar antes de que incurra en un severo daño de las instalaciones, mientras que una falla permanente es aquella que persiste a pesar del correcto funcionamiento de los dispositivos de protección encargados de despejarla [6, p. 284].

Generalmente, del 50% al 90% de todas las fallas son temporales o inicialmente fueron de naturaleza temporal. Esta es la razón por la que se hace imprescindible el hecho de disponer de dispositivos de protección instalados en el sistema para que puedan extinguirlas y energizar automáticamente el circuito después de que la falla haya desaparecido [6, p. 284].

Hay dos aspectos a tomar en cuenta para dimensionar una adecuada protección en un sistema de distribución. La primera es diseñar y mantener el sistema con un bajo índice de fallas y la segunda es minimizar su efecto. Muchas de las fallas que se clasifican como permanentes, pudieron haber sido temporales si el circuito se hubiera aislado rápidamente con un dispositivo de protección con recierres. El aislamiento de fallas permanentes se obtiene con fusibles, restauradores y seccionadores [6, p. 284].

2.11.1. Protección con relevadores

Los relevadores, son dispositivos instalados en el sistema, que al detectar condiciones anormales de funcionamiento, activan un circuito que ordena disparar a su interruptor asociado, y así se aísla al elemento fallado. Están monitoreando constantemente el sistema y miden varias magnitudes eléctricas del circuito protegido para ordenar su desconexión cuando se presente una falla. Su función principal, es prevenir o amortiguar el daño durante fallas o sobrecargas y minimizar su efecto en el resto del sistema [6, p. 286].

Los relevadores operan generalmente con señales de tensión y de corriente derivadas generalmente de transformadores de potencial y de corriente [6, p. 286] .

2.12. Transformador de corriente

Estos componentes tienen dos funciones primordiales, transformar la corriente a niveles bajos y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión [3, p. 116].

En condiciones normales, el transformador de corriente (TC) reduce a un nivel proporcional la magnitud de la corriente que pasa por su primario, haciendo que circule por su secundario una corriente menor en magnitud pero un poco desfasada. Estos dispositivos se fabrican normalmente para manejar una corriente nominal en su secundario de uno o cinco amperios [3, p. 116].

En su lado primario, el TC cuenta con muy pocas espiras; éste se conecta en serie con el circuito del que se requiere realizar la medición, mientras que en su secundario van conectados en serie los dispositivos de medición o de protección [3, p. 116].

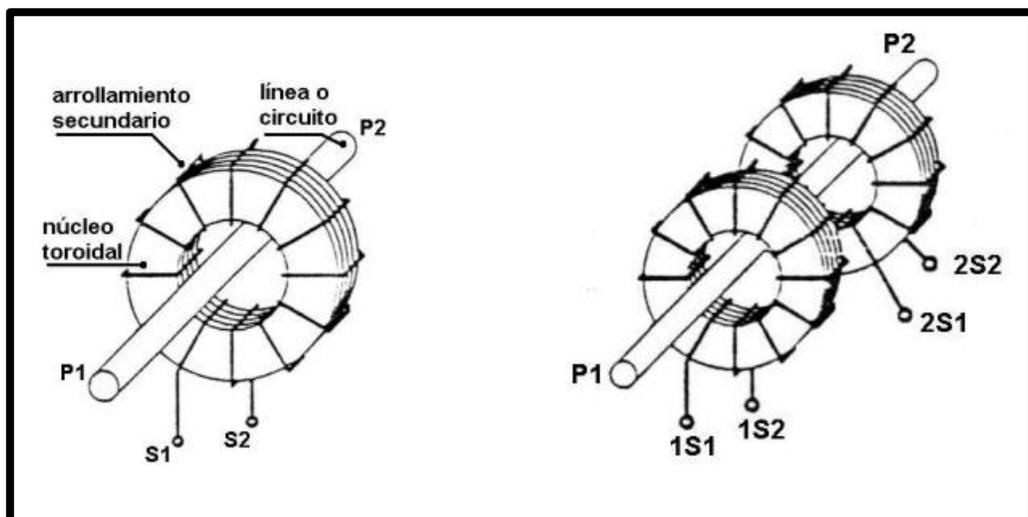


FIGURA 18: TRANSFORMADOR DE CORRIENTE. FUENTE: [17].

2.13. Relé de sobrecorriente SEL-751A



FIGURA 19: RELÉ DE SOBRECORRIENTE SEL-751 A. FUENTE: [18].

Entre las principales características del relé SEL 751 A, tenemos las siguientes:

- **Protección de alimentador:** Protege los circuitos de distribución de lazo y radiales con capacidades de protección integral, incluso sobrecorriente de tiempo, sobrecorriente direccional, recierre automático, sobre/bajo voltaje, frecuencia y mucho más [18].

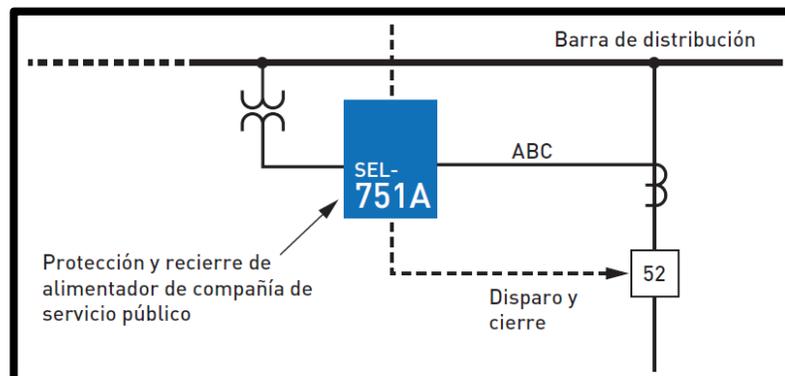


FIGURA 20: ESQUEMA FUNCIONAL DE PROTECCIÓN DE ALIMENTADOR. FUENTE: [18, p. 6].

- **Reducción de arco eléctrico:** Mejora la seguridad del personal con capacidades opcionales de detección de arco eléctrico. El relé de protección de alimentador SEL-751 A ofrece detección combinada de luz y sobrecorriente de alta velocidad para eventos de arco eléctrico. Esta combinación brinda la solución ideal para velocidad y seguridad [18].

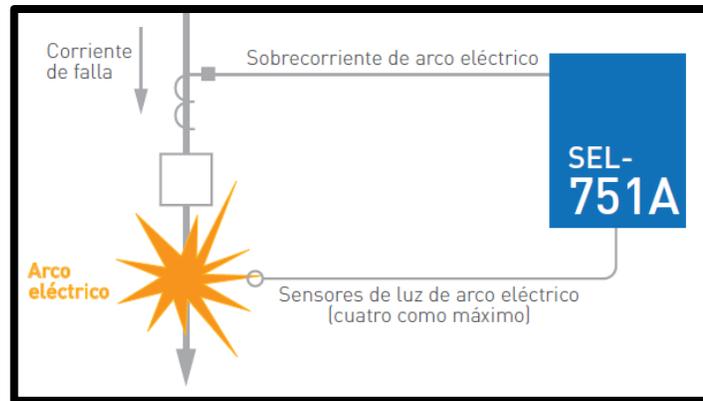


FIGURA 21: ESQUEMA FUNCIONAL DE DETECCIÓN DE ARCO ELÉCTRICO. FUENTE: [18, p. 4].

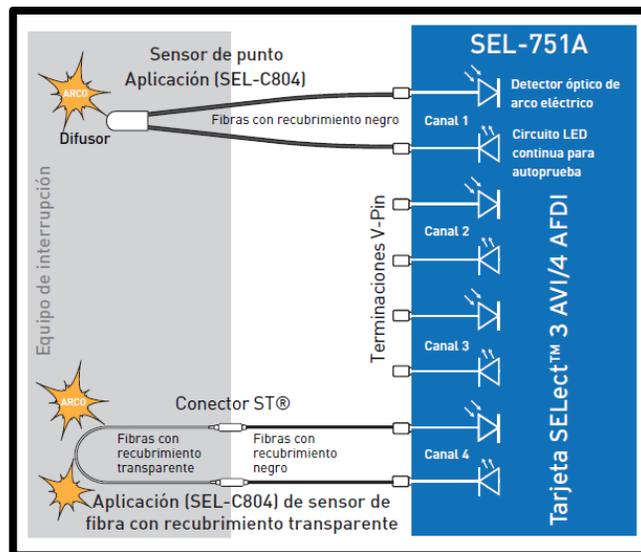


FIGURA 22: CONFIGURACIÓN INTERNA DE DISPOSITIVO SEL – 751 PARA MITIGACIÓN DE ARCO ELÉCTRICO.

FUENTE: [18, p. 6]

- **Automatización y control:** Se puede utilizar el SEL-751 A en alimentadores para brindar capacidades de protección, automatización y control, todo en un solo paquete [18].
- **Análisis de eventos:** realiza análisis posterior al evento de manera más eficaz con registros de eventos detallados disponibles en SEL – 751 A. Es posible combinar la información digital y oscilográfica para encontrar la causa raíz [18].
- **Conciencia sobre la situación:** agrupa la información de sincrofasores de todo el sistema para comprender las tendencias del mismo y tomar decisiones basadas en la medición de estado en lugar de la estimación de estado, lo cual ayuda al análisis posterior de los eventos [18].
- **Confiable en entornos rigurosos:** este relé es confiable para aplicaciones de control y protección, incluso en entornos agresivos y peligrosos. El SEL-751 A ha sido diseñado y probado para satisfacer y superar los requisitos industriales y de compañías de servicio público eléctrico [18].

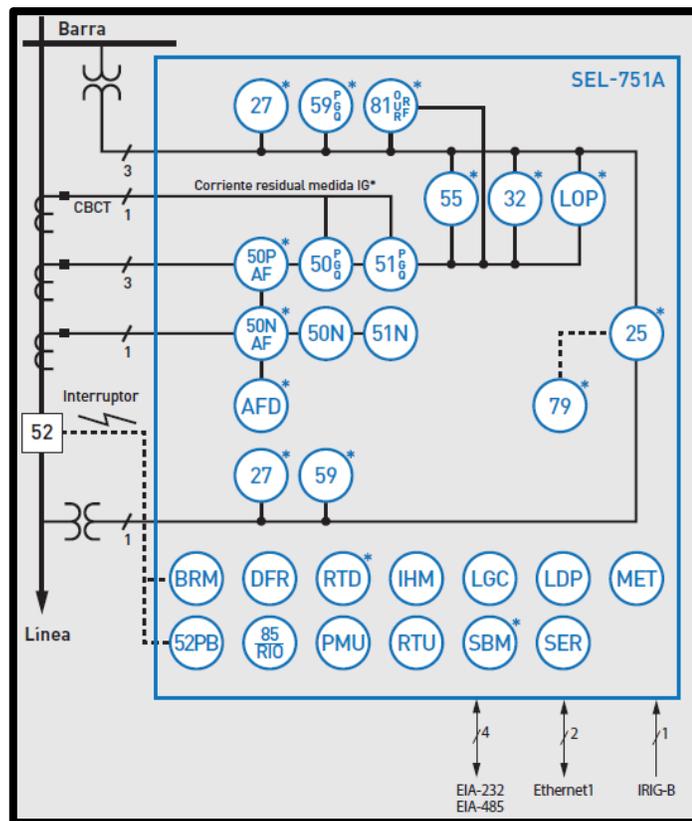


FIGURA 23: DIAGRAMA FUNCIONAL SEL-751 A. FUENTE: [18, p. 2]

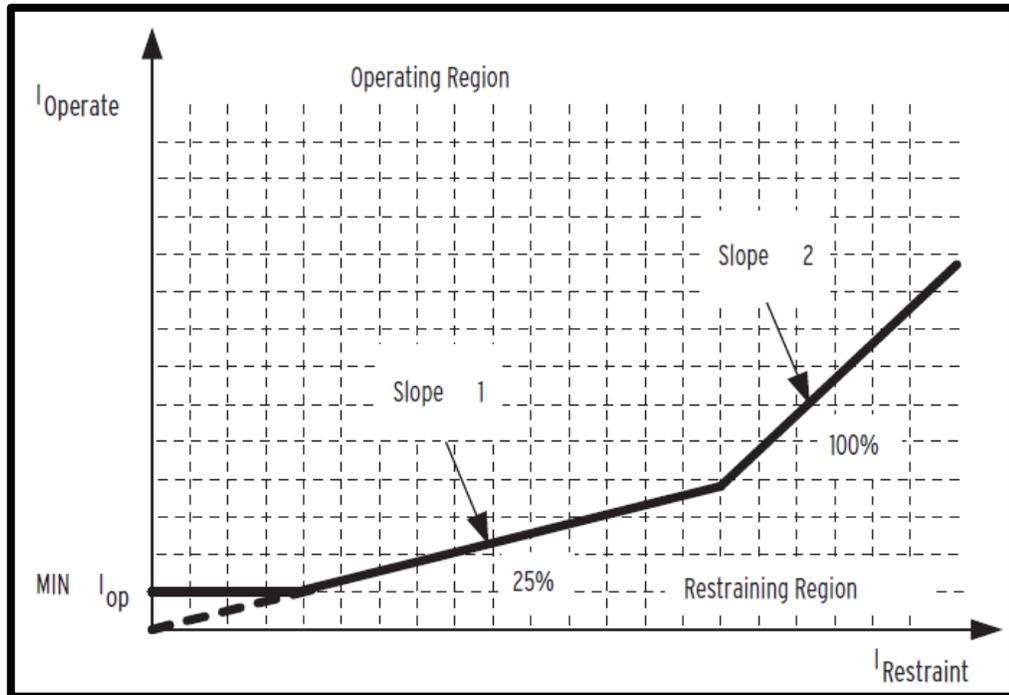


FIGURA 25: CURVA O PENDIENTE DE OPERACIÓN DE RELÉ DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE CORRIENTE.

FUENTE: [19, p. 2].

La figura muestra la corriente mínima de operación I_{OP} , una corriente de restricción I_{RT} y dos pendientes de operación llamadas SLOPE 1, con su límite de operación y una segunda curva SLOPE 2, que si se llegara a utilizar esta, debe ser más grande o igual que SLOPE 1. Toda el área superior a la curva es una región de operación del relevador, y el área interna muestra una región donde este no opera [9, p. 21].

El disparo ocurre si la corriente de operación es mayor que el nivel mínimo establecido y es, a su vez, mayor que el valor de la pendiente, para una cantidad de retención particular [9, p. 21].

La protección diferencial responde a criterios de diseño en base a confiabilidad, velocidad, selectividad, seguridad, sensibilidad, economía y simplicidad [9, p. 21].

2.14.2. Protección de transformador de dos devanados

Para un transformador de dos devanados el relé diferencial detectará las fallas que se producen en el interior de la zona protegida hasta los transformadores de corriente

asociados con esta protección; esta actuará como una protección con selectividad absoluta, se compararán los valores instantáneos de la corriente, sus magnitudes y ángulos [9, p. 22].

En la ilustración 28 se observan los flujos de corriente que circulan por los TC's, los cuales envían las mediciones al relé diferencial para que este pueda monitorear si existe alguna falla dentro de la zona de protección.

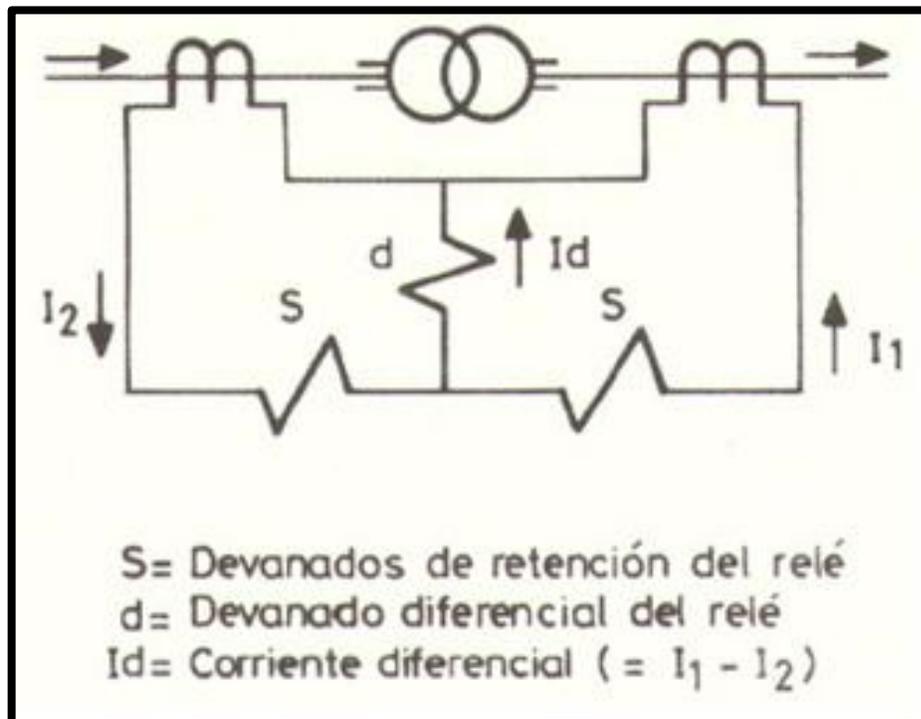


FIGURA 26: PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR DE DOS DEVANADOS. FUENTE: [20].

$$\text{Corriente diferencial} = I_d = I_1 + I_2$$

ECUACIÓN 10: CORRIENTE DIFERENCIAL (SUMA ALGEBRAICA DE LAS CORRIENTES I_1 E I_2). FUENTE: [9, p. 23].

$$I_1 = I_2 \therefore I_d = 0$$

ECUACIÓN 11: EQUIPO SIN FALLA. FUENTE: [9, p. 23].

$$I_1 \neq I_2 \therefore I_d \neq 0$$

ECUACIÓN 12: EQUIPO CON FALLA. FUENTE: [9, p. 23].

Es importante enfatizar que las corrientes de arranque en sistema eléctrico crecen proporcionalmente con el incremento de la corriente que circula a través del transformador. De esta forma es posible garantizar que la protección diferencial no opere incorrectamente en caso de presentarse grandes corrientes fluyendo en la zona externa de protección, sin perder la sensibilidad de operar para fallas internas [9, p. 23].

La cantidad de restricción es establecida como un porcentaje entre la corriente de operación (IOP) y la corriente de restricción (IRT) [9, p. 23].

$$I_{op} = I_1 + I_2$$

ECUACIÓN 13: CORRIENTE DE OPERACIÓN. FUENTE: [9, p. 24].

$$I_{rt} = \frac{\|I_1\| + \|I_2\|}{2}$$

ECUACIÓN 14: CORRIENTE DE RESTRICCIÓN. FUENTE: [9, p. 24].

La corriente de restricción es un indicador de la corriente que fluye por el transformador, es decir, es una muestra de qué tan fuertes son las corrientes bajo las cuales están operando los TC's. Se puede definir esta condición a través de la ecuación 14; donde I_1 es la corriente del devanado primario e I_2 la corriente del devanado secundario llevadas a una misma base; sin embargo, tomando la mayor de las corrientes como corriente de restricción, se mantiene un mayor índice de seguridad y estabilidad en la protección del transformador. Esto debido a que, a mayor corriente de restricción, se necesitaría mayor corriente diferencial para poder enviar la señal de disparo, con lo que se logra que el relé diferencial excluya la posibilidad de una lectura de falsas corrientes diferenciales que se pueden producir por la saturación o comportamiento de diferentes curvas de los transformadores de corriente [9, p. 24].

La función de protección diferencial para transformadores del relé 87, calcula continuamente la corriente diferencial junto a la corriente de restricción y las sitúa en los puntos correspondientes de la curva de operación con el fin de analizar en qué parte de la gráfica se encuentran dichas corrientes [9, p. 24].

Para realizar el cálculo de las corrientes diferenciales, el relé primero lleva todas las corrientes de los TC's a una base común de la siguiente forma [9, p. 25]:

- Refiere todas las magnitudes de las corrientes de cada devanado con respecto al lado primario, es decir, toma este devanado como referencia en amperios
- Toma como referencia el primer devanado conectado en estrella.

2.14.3. Compensación de desfase

Esta corrección es necesaria en el caso de transformadores de conexión delta/estrella, pero con todos los TC'S conectados en estrella. El efecto de la compensación es crear desplazamiento de fases y eliminar los componentes de secuencia cero, todos estos cálculos se hacen de manera inmediata a través de las matrices que se detallarán y estas a su vez forman parte del algoritmo interno del relé. Una vez que la relación de transformación, el grupo vectorial, las corrientes y los voltajes nominales del transformador de potencia hayan sido introducidos al dispositivo de protección, el relé diferencial es capaz de calcular los coeficientes de las matrices que compensan los desfases, para que luego automáticamente compare las corrientes de entrada y salida [9, p. 25].

$$\begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} = [CTC(m)] \times \begin{bmatrix} IAW_n \\ IBW_n \\ ICW_n \end{bmatrix}$$

ECUACIÓN 15: MATRIZ DE COMPENSACIÓN DE CORRIENTES. FUENTE: [9, p. 26].

Donde IAW_n, etc., son las corrientes trifásicas que entran al terminal “n” del relé; IAW_{nC}, etc., son las corrientes de fase correspondientes después de la compensación y [CTC(m)] es la matriz de compensación de tres por tres [9, p. 26].

El ajuste W_{nCTC} = m especifica cual matriz [CTC(m)] debe ser usada. Los valores de ajuste son 0, 1, 2, ..., 11, 12. Estos son los valores discretos que puede asumir “m” en [CTC(m)]; los valores representan físicamente el número “m” de incrementos de 30° en que un juego de corrientes balanceadas con rotación de fases ABC será rotado en

dirección contraria a las manecillas del reloj, cuando sea multiplicado por $[CTC(m)]$. Si un juego dado de tales corrientes es multiplicado por las 12 matrices $[CTC(m)]$, el resultado compensado se vería como un movimiento completo alrededor de un círculo, en dirección contraria a las manecillas del reloj, que retorna a la posición de partida original [9, p. 26].

Esto es lo mismo que multiplicar sucesivamente $[CTC(1)]$, veces las corrientes originales, y luego compensar el resultado, un total de 12 veces [9, p. 26].

Si un juego de corrientes balanceadas con rotación de fases ACB soporta el mismo ejercicio, las rotaciones producidas por las matrices $[CTC(1)]$ tienen la dirección de las manecillas del reloj [9, p. 26].

Esto se debe a que las matrices de compensación, cuando desarrollan la suma o resta fasoriales que incluye a las fases B o C, producirán un desplazamiento en “espejo” respecto de la fase A, cuando se usa rotación ACB en lugar de ABC. En rotación de fases ACB, las tres fases rotan en dirección contraria a las manecillas del reloj, pero la fase C tiene 120° de atraso y la fase B tiene 120° de adelanto, respecto a la fase A. La figura 29 define las matrices para diferentes grados de desfase [9, p. 27].

$[CTC(1)] = \frac{1}{\sqrt{3}} \times \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix}$ <p>Matriz para devanado 30° en retraso</p>	$[CTC(2)] = \frac{1}{3} \times \begin{bmatrix} 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \\ -2 & 1 & 1 \end{bmatrix}$ <p>Matriz para devanado 60° en retraso</p>
$[CTC(3)] = \frac{1}{\sqrt{3}} \times \begin{bmatrix} 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \end{bmatrix}$ <p>Matriz para devanado 90° en retraso</p>	$[CTC(4)] = \frac{1}{3} \times \begin{bmatrix} -1 & -1 & 2 \\ 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \end{bmatrix}$ <p>Matriz para devanado 120° en retraso</p>
$[CTC(5)] = \frac{1}{\sqrt{3}} \times \begin{bmatrix} -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix}$ <p>Matriz para devanado 150° en retraso</p>	$[CTC(6)] = \frac{1}{3} \times \begin{bmatrix} -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix}$ <p>Matriz para devanado opuesto a la fase 180°</p>
$[CTC(7)] = \frac{1}{\sqrt{3}} \times \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix}$ <p>Matriz para devanado 150° en adelanto</p>	$[CTC(8)] = \frac{1}{3} \times \begin{bmatrix} -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \\ 2 & -1 & -1 \end{bmatrix}$ <p>Matriz para devanado 120° en adelanto</p>
$[CTC(9)] = \frac{1}{\sqrt{3}} \times \begin{bmatrix} 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \end{bmatrix}$ <p>Matriz para devanado 90° en adelanto</p>	$[CTC(10)] = \frac{1}{3} \times \begin{bmatrix} 1 & 1 & -2 \\ -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \end{bmatrix}$ <p>Matriz para devanado 60° en adelanto</p>
$[CTC(11)] = \frac{1}{\sqrt{3}} \times \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix}$ <p>Matriz para devanado 30° en adelanto</p>	$[CTC(12)] = \frac{1}{3} \times \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix}$ <p>Matriz para devanado de referencia 0°</p>

FIGURA 27: MATRICES DE COMPENSACIÓN PARA DIFERENTES CONFIGURACIONES. FUENTE: [9, p. 27].

2.15. ETAP

ETAP es la herramienta más completa de análisis y control para el diseño, simulación y operación de sistemas de potencia eléctricos de generación, distribución e industriales.

ETAP ofrece una variedad de aplicaciones totalmente integradas, incluyendo flujo de carga, cortocircuito, coordinación y selectividad de protecciones, dimensionado de cables, estabilidad transitoria, arc flash, flujo de potencia óptimo y más allá. Su diseño modular permite que sea configurado de acuerdo a las necesidades de cualquier empresa, desde sistemas de potencia pequeños, a los más grandes.

En el módulo avanzado de flujo de carga ETAP, se pueden crear y validar modelos de sistemas reales de una forma sencilla, obteniendo resultados precisos y confiables.

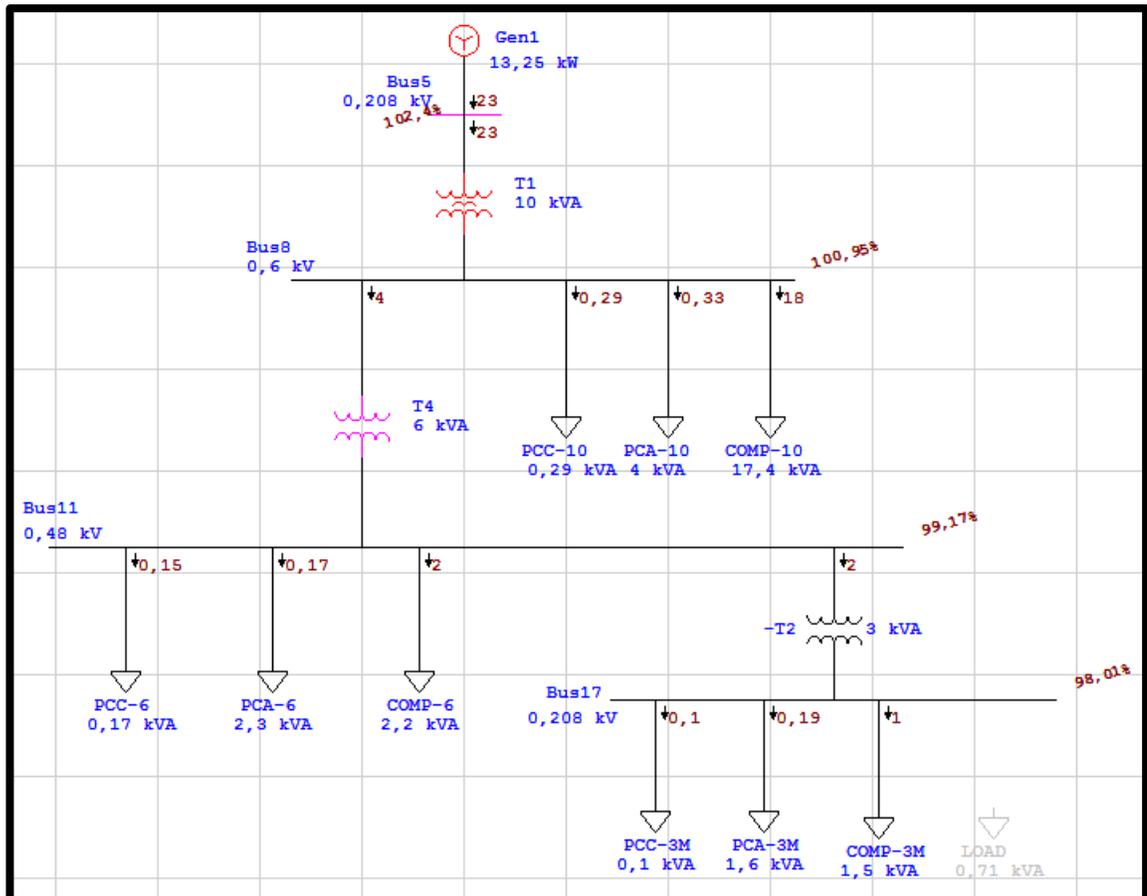


FIGURA 28: SIMULACIÓN DE FLUJO DE CORRIENTES DEL SISTEMA ELABORADO EN ETAP CON VALORES REALES. FUENTE: LOS AUTORES.

CAPÍTULO 3

3. DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN

3.1. Diseño de planos

Como se mencionó anteriormente, para el desarrollo del proyecto hubo que establecer cuatro etapas, cada una precedente de otra. Para poder construir la estructura metalmecánica primero se tuvo que diseñar una propuesta de proyecto, este bosquejo tuvo que pasar por una serie de modificaciones hasta alcanzar su forma definitiva; siempre es importante tener un diseño que contemple posibles ampliaciones dentro de las instalaciones eléctricas que se deseen implementar a futuro, también debe tener consideradas las medidas reales de los equipos a instalarse y las ubicaciones de los mismos dentro del espacio delimitado; para la elaboración de los planos, se tuvo que dimensionar cada uno de los elementos a escala real dentro del programa AutoCad y se consideró que estos estén distribuidos de manera lógica y ordenada, también se consideró que tengan fácil acceso para manipularlos y cablearlos en la parte posterior.

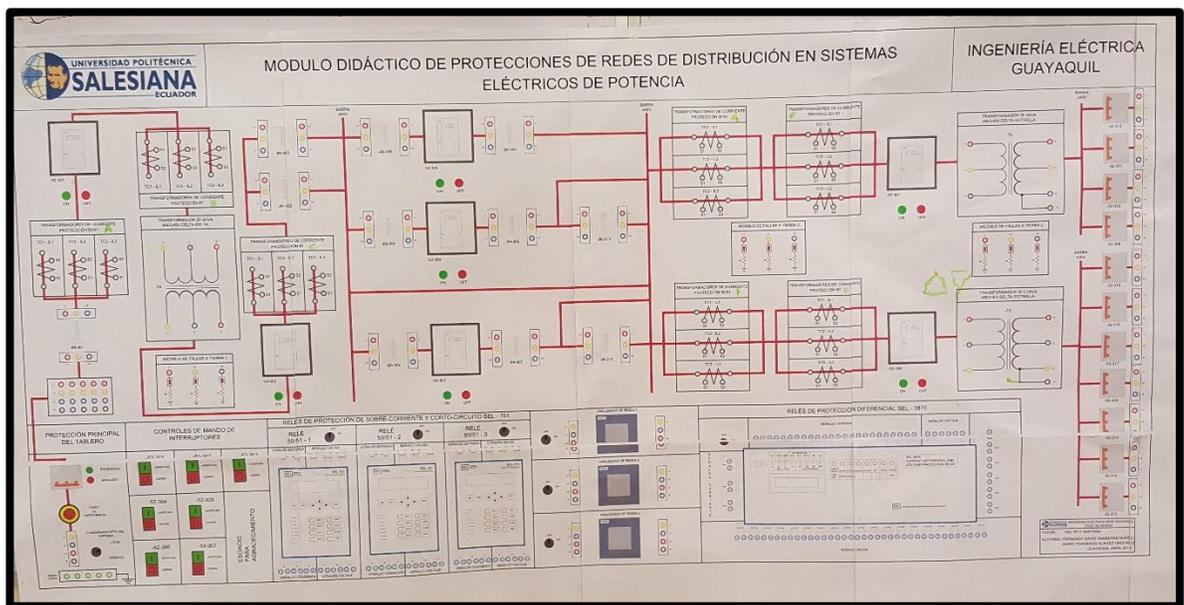


FIGURA 29: PROPUESTA INICIAL DEL DISEÑO DEL PROYECTO. FUENTE: LOS AUTORES.

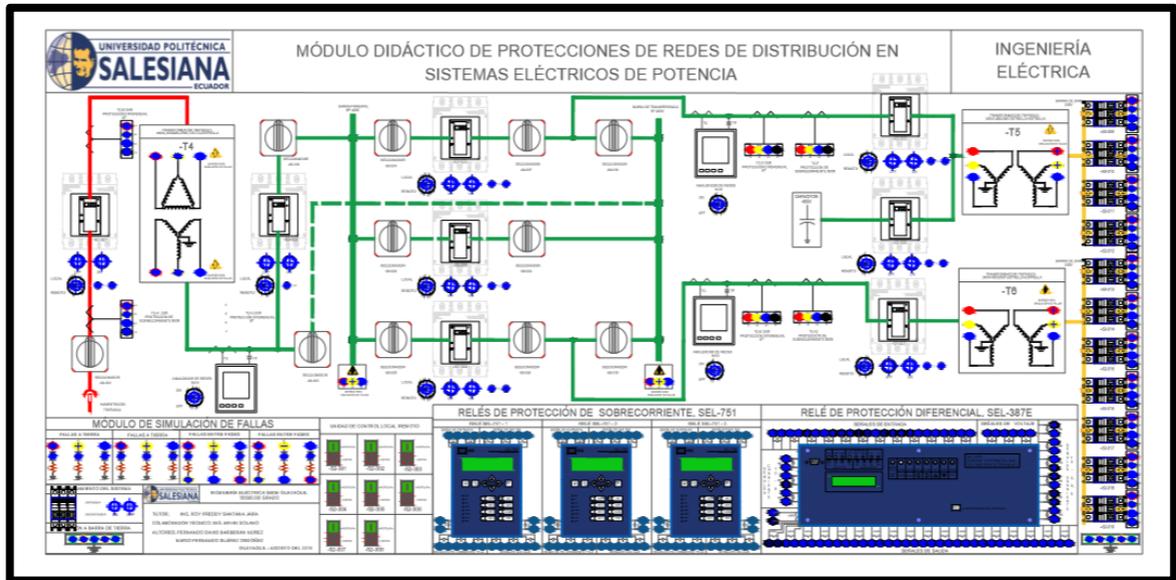


FIGURA 30: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. DISEÑO DEFINITIVO Y APROBADO DEL PROYECTO. FUENTE: LOS AUTORES.

3.2. Construcción de la estructura metalmecánica

Para la construcción de esta estructura se utilizaron tubos cuadrados de aluminio y planchas de 1 1/4 pulgadas. Esta armadura se diseñó para ser capaz de sostener todos los elementos que irán empotrados en ella y resistir su peso.



FIGURA 31: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. CONSTRUCCIÓN DE LA ESTRUCTURA METALMECÁNICA DEL TABLERO. FUENTE: LOS AUTORES.

Para realizar las perforaciones de la plancha se tuvo que imprimir una lona a tamaño real y extenderla sobre la superficie de esta para ubicar exactamente cada hueco.



FIGURA 32: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. PERFORACIÓN DE LA PLANCHA DEL TABLERO. FUENTE: LOS AUTORES.



FIGURA 33: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. ALINEACIÓN DE PERFORACIONES DEL TABLERO. FUENTE: LOS AUTORES.

Los supervisores del proyecto establecieron el color, definiendo el tono RAL 1016.



FIGURA 34: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. PREPARACIÓN DE COLOR RAL 1016. FUENTE: LOS AUTORES.

Antes de pintar el tablero, se aplicó un fondo automotriz para que la pintura se adhiera de mejor manera.

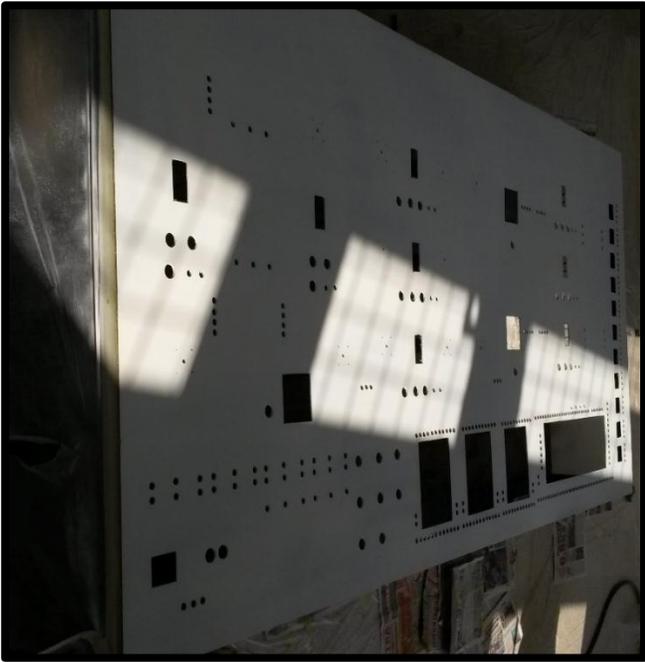


FIGURA 35: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. APLICACIÓN DE FONDO AUTOMOTRIZ PARA APLICACIÓN DE PINTURA.
FUENTE: LOS AUTORES.

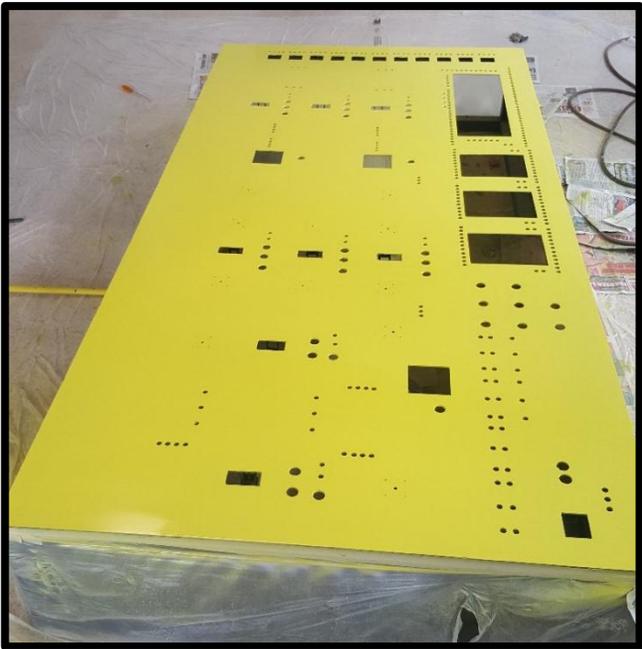


FIGURA 36: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. APLICACIÓN DE PINTURA RAL 1016. FUENTE: LOS AUTORES.

La colocación del vinil con el trazado del circuito se realizó rociando agua sobre la superficie del tablero y cuadrando las perforaciones dentro de las respectivas áreas.

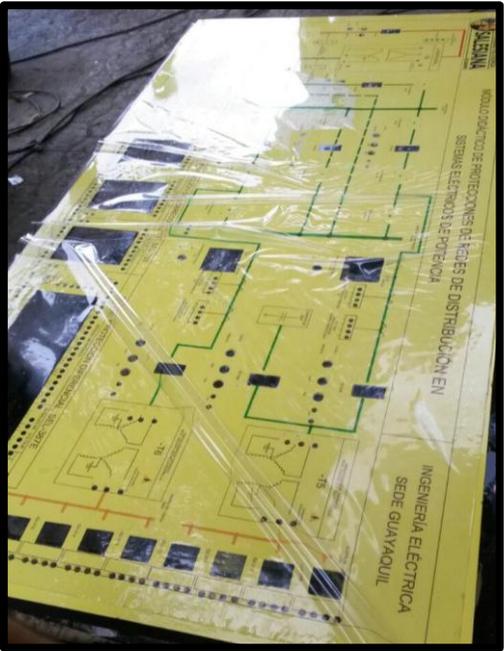


FIGURA 37: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. COLOCACIÓN DEL VINIL SOBRE SUPERFICIE DEL TABLERO. FUENTE: LOS AUTORES.

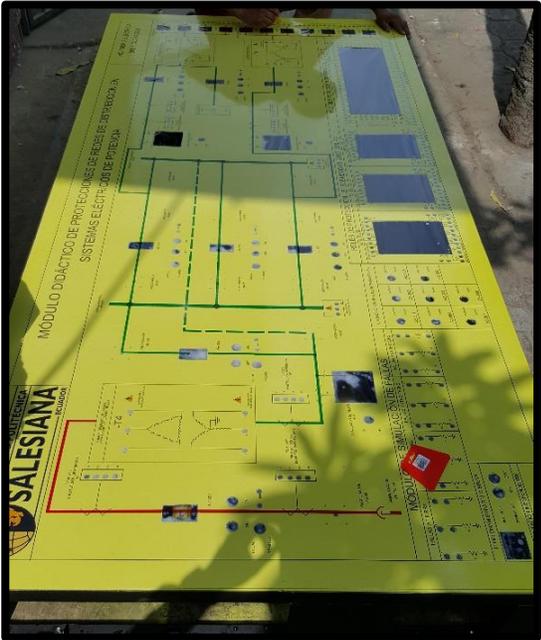


FIGURA 38: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. CENTRADO Y ENCUADRE DEL VINIL. FUENTE: LOS AUTORES.

Finalmente se trasladó el tablero del taller a la universidad para proceder con el montaje de los equipos y conexiones de los mismos.

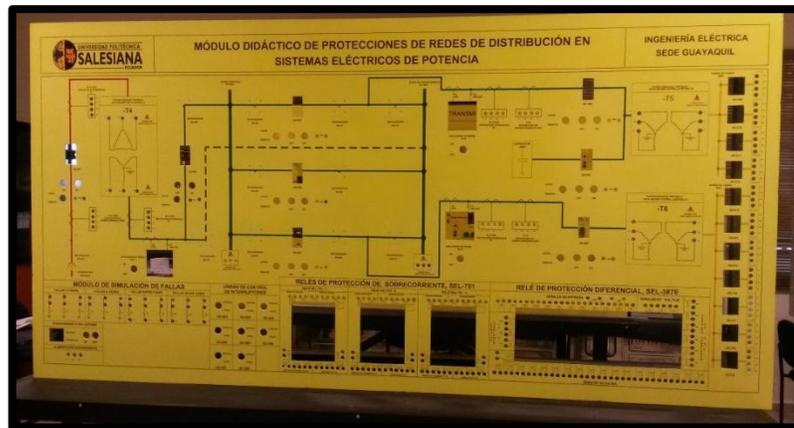


FIGURA 39: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. TABLERO LISTO PARA LA COLOCACIÓN Y MONTAJE DE EQUIPOS. FUENTE: LOS AUTORES.

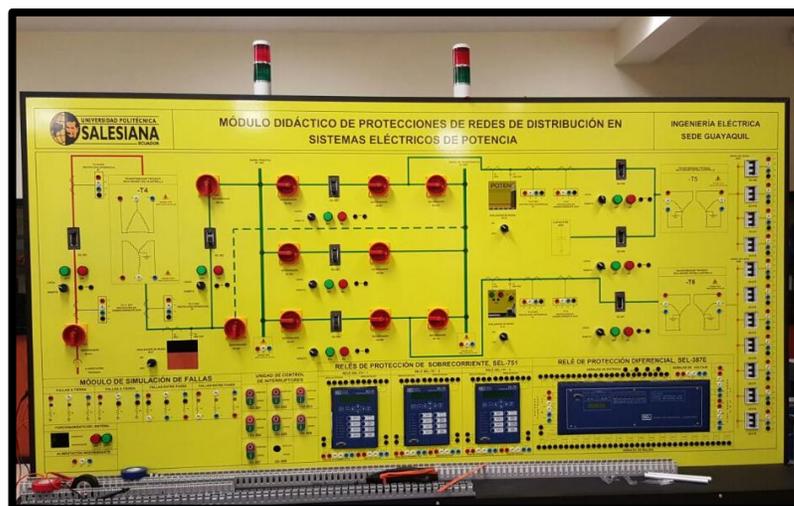


FIGURA 40: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. TABLERO CON EQUIPOS MONTADOS. FUENTE: LOS AUTORES.

3.3. Conexiones eléctricas

Una vez montados los equipos, se procedió a realizar las conexiones eléctricas entre los elementos de los circuitos de fuerza y control según se muestra en los diagramas.

3.3.1. Circuito de fuerza

Se diseñó un sistema eléctrico bajo los mismos criterios y filosofías de diseño de una Subestación convencional en lo que corresponde a la configuración de barras, seccionadores e interruptores; en este diseño, el nivel de tensión que se va a suministrar como fuente del sistema (600V) y que va a energizar al transformador de mayor capacidad, -T4 (6KVA), figurará el nivel de transmisión de un SEP (138KV), para efectos de la representación del nivel de subtransmisión (69KV), se tomará como referencia el voltaje del lado de baja de aquél transformador (480V). Finalmente, por medio de dos transformadores reductores, -T5 y -T6 (3KVA), la magnitud del voltaje que se recibe de los niveles de “subtransmisión” (480V) será reducida a un nivel de tensión (208V) tal que pueda compararse análogamente con los niveles de voltaje utilizados en distribución (13.8KV) para energizar cargas tanto monofásicas, como trifásicas (208 V). El cable a utilizarse para las conexiones del circuito de fuerza es cable de Cu #8 THHN debido a los esfuerzos electrodinámicos a los que se verá expuesto el conductor al momento de simular los cortocircuitos. Se utilizó aproximadamente 200 mts de cable. Para realizar las conexiones a las borneras se utilizó terminales de compresión #8 con tuercas y arandelas, ver figura 41 y anexo #2.

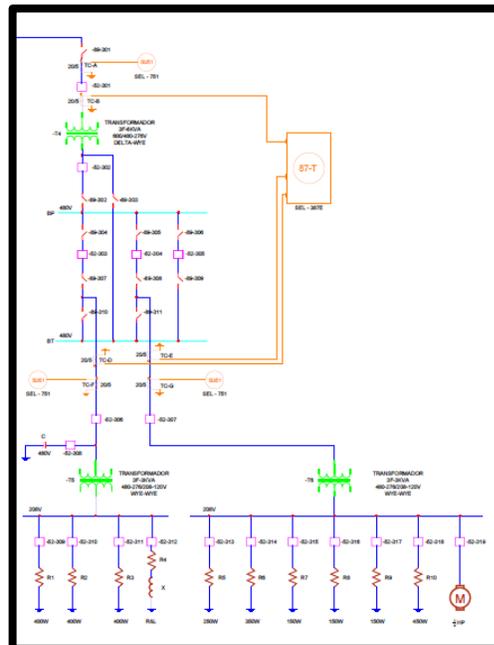


FIGURA 41: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA. FUENTE: LOS AUTORES.



FIGURA 42: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. PREPARACIÓN DE PUNTAS CON TERMINALES DE COMPRESIÓN #8.
FUENTE: LOS AUTORES.

Dentro del cableado del circuito de fuerza, hay que señalar que se utilizaron contactores para simular el control directo del interruptor ya que para controlar este modelo de breaker se necesita un motor para restituir su estado de operación.

También hay que mencionar que el módulo consta con la flexibilidad para que un capacitor trifásico pueda ser conectado a la entrada del transformador –T5 para realizar pruebas y análisis de mejoramiento de factor de potencia, dependiendo de la carga que vaya a ser conectada.



FIGURA 43: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. CABLEADO DE CIRCUITO DE FUERZA CON CABLE CU #8 THHN. FUENTE:
LOS AUTORES.

3.3.2. Circuito de control

Se diseñó un sistema de control que cumpla con ciertas condiciones especiales, similares a las condiciones que son comunes dentro de los subestaciones convencionales.

Esta filosofía de diseño se implementó con la premisa de que todo sistema eléctrico de potencia debe ser diseñado con una distribución de carga que permita realizar el mantenimiento de algún equipo, sin dejar de brindar un suministro de energía al abonado. El cable utilizado fue cable de Cu #16 THHN, ver figura 44 y anexo #3.

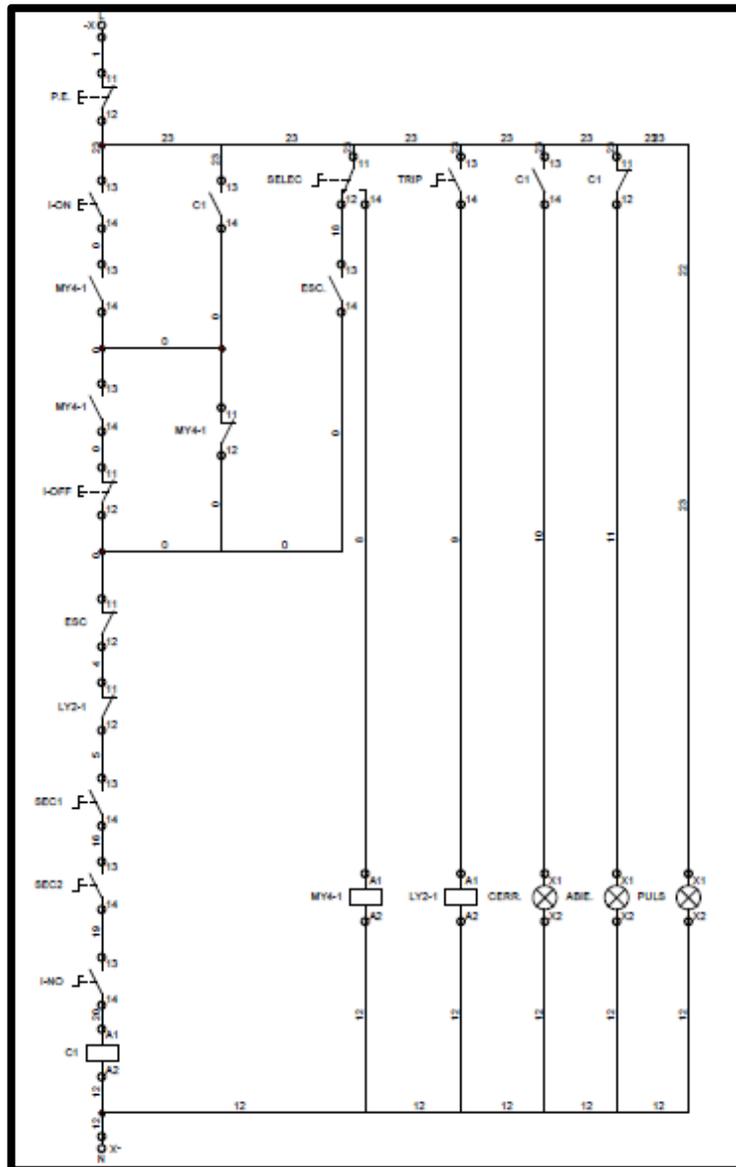


FIGURA 44: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. CIRCUITO DE CONTROL DEL SISTEMA. FUENTE: LOS AUTORES.

Una vez diseñado el sistema de control con todas las restricciones y condiciones del mismo, se empezaron los trabajos de cableado de sus elementos.

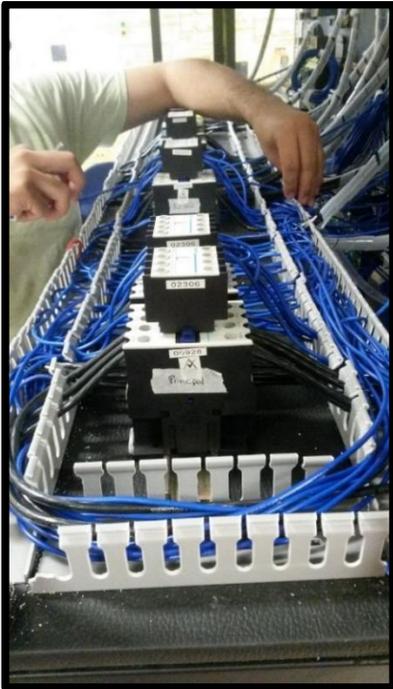


FIGURA 45: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. CABLEADO DE CONTACTORES Y PULSADORES. FUENTE: LOS AUTORES.



FIGURA 46: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. COLOCACIÓN DE TAPA PLÁSTICA PARA CANALETA PORTACABLES. FUENTE: LOS AUTORES.

Dentro del proceso de cableado de equipos, se utilizaron materiales para tratar de mantener los cables ordenados; no obstante debido a las características de operación de los relés de protección, se tuvo que dar 20 enrollamientos en cada transformador de corriente, con el propósito de obtener una señal de entrada que el relé pueda detectar. Por este motivo, se incrementó la longitud del conductor #8 THHN aproximadamente 120 mts; dificultando la posibilidad de lograr un perfecto orden dentro del cableado existente del tablero, pero sin que esto sea un motivo que afecte al funcionamiento ideal del módulo.

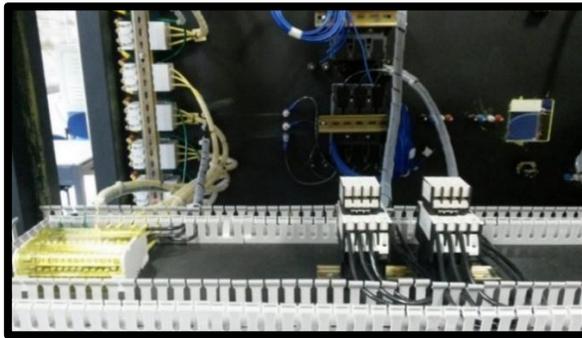


FIGURA 47: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. COLOCACIÓN DE CINTA ESPIRAL Y AMARRAS PLÁSTICAS PARA MANTENER LOS CABLES ORDENADOS. FUENTE: LOS AUTORES.

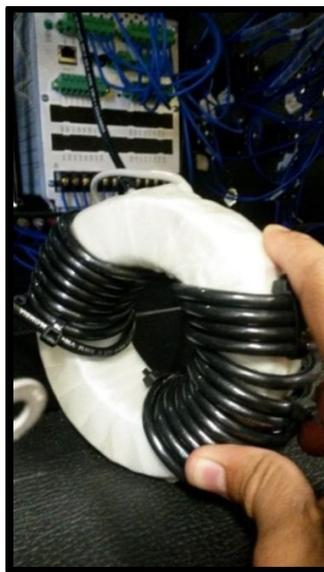


FIGURA 48: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. INCREMENTO EN EL NÚMERO DE VUELTAS ALREDEDOR DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CON EL FIN DE OBTENER MAGNITUDES LEGIBLES PARA EL RELÉ. FUENTE: LOS AUTORES.



FIGURA 49: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. ROTULADO E IDENTIFICACIÓN CON COLORES PARA CIRCUITO DE FUERZA, COLOCACIÓN DE MARQUILLAS PARA CIRCUITO DE CONTROL. FUENTE: LOS AUTORES.



FIGURA 50: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. TABLERO ENERGIZADO CON CIRCUITO DE CONTROL EN OPERACIÓN. FUENTE: LOS AUTORES.

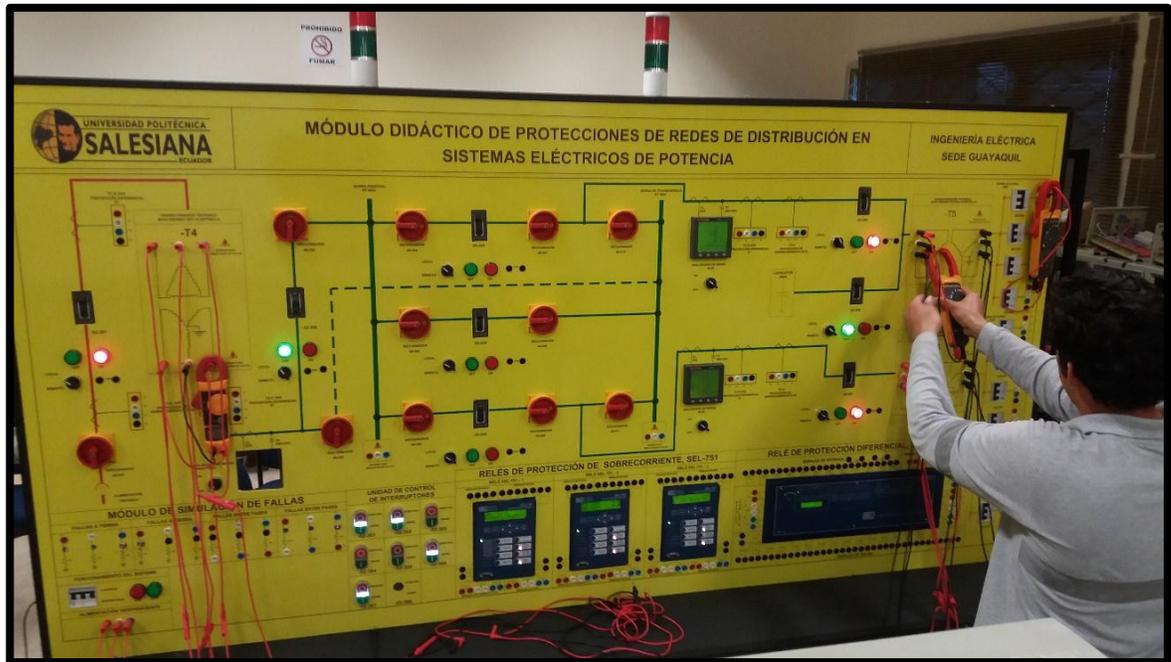


FIGURA 51: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. TABLERO ENERGIZADO CON CIRCUITO DE CONTROL Y CIRCUITO DE FUERZA EN OPERACIÓN. FUENTE: LOS AUTORES.



FIGURA 52: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. MEDICIÓN DE CORRIENTE EN LA FASE A DEL ALIMENTADOR DE -T5 POR MEDIO DEL RELÉ SEL-751 A. FUENTE: LOS AUTORES.



FIGURA 53: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. MEDICIÓN DE CORRIENTE EN LA FASE A DEL ALIMENTADOR DE -T5 POR MEDIO DE AMPERÍMETRO. FUENTE: LOS AUTORES.



FIGURA 54: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. MEDICIÓN DE CORRIENTE EN LA FASE B DEL ALIMENTADOR DE -T5 POR MEDIO DEL RELÉ SEL-751 A. FUENTE: LOS AUTORES.



FIGURA 55: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. MEDICIÓN DE CORRIENTE EN LA FASE B DEL ALIMENTADOR DE -T5 POR MEDIO DE AMPERÍMETRO. FUENTE: LOS AUTORES.



FIGURA 56: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. MEDICIÓN DE CORRIENTE EN LA FASE C DEL ALIMENTADOR DE -T5 POR MEDIO DEL RELÉ SEL-751 A. FUENTE: LOS AUTORES.



FIGURA 57: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. MEDICIÓN DE CORRIENTE EN LA FASE C DEL ALIMENTADOR DE -T5 POR MEDIO DE AMPERÍMETRO. FUENTE: LOS AUTORES.



FIGURA 58: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. MEDICIÓN DE VOLTAJE EN LA BARRA DE CARGA POR MEDIO DE VOLTÍMETRO. FUENTE: LOS AUTORES.

CAPÍTULO 4

4. PRÁCTICAS

En el siguiente capítulo se documentarán las siete prácticas que se habían establecido dentro de los objetivos específicos. Las prácticas fueron elaboradas para analizar el comportamiento de este sistema eléctrico exclusivamente, sin embargo, se pueden realizar experimentos más complejos cuando el módulo es interconectado con los de transmisión y generación.

Se recomienda analizar cada punto de la práctica previo a la experimentación de esta. El procedimiento debe cumplirse de manera secuencial y sin saltarse ningún paso.

El listado de prácticas a realizarse es el siguiente:

- Reconocimiento de componentes, objetivos, alcance y funcionamiento básico del módulo de protecciones de redes de distribución en sistemas eléctricos de potencia.
- Maniobras y funcionamiento de los circuitos de control y fuerza del módulo didáctico de protecciones de redes de distribución en sistemas eléctricos de potencia.
- Análisis del flujo de corriente del sistema en condiciones de vacío.
- Análisis del flujo de corriente del sistema con carga conectada.
- Análisis y cálculo de fallas monofásicas a tierra.
- Análisis de tiempos de operación en curvas IEC y ajuste de protección contra sobrecorriente con relé sel-751 A.
- Análisis y operación de la protección diferencial de barra.

4.1. Práctica 1: Reconocimiento de componentes, objetivos, alcance y funcionamiento básico del módulo de protecciones de redes de distribución en sistemas eléctricos de potencia.

4.1.1. Datos informativos

- Materia: Alta tensión II, Protecciones
- Práctica: N° 1
- Número de estudiantes: 20
- Nombre del docente: Ing. Roy Santana
- Tiempo estimado: 2 Horas

4.1.2. Datos de la práctica

Tema: Reconocimiento de componentes, objetivos, alcance y funcionamiento básico del módulo de protecciones de redes de distribución en sistemas eléctricos de potencia.

4.1.3. Objetivo general

Reconocer cada uno de los componentes de control, fuerza y maniobra que conforman el módulo de protecciones de redes de distribución.

4.1.4. Objetivos específicos

- Definir las principales características técnicas de cada elemento del módulo de distribución.
- Establecer una analogía de voltajes en base a los niveles de tensión que existen en las redes de distribución locales y los voltajes existentes dentro del módulo de distribución.

4.1.5. Marco teórico

4.1.5.1. Transformador de potencia de subestaciones

El transformador es una máquina que funciona mediante la inducción electromagnética, destinado a transformar parámetros eléctricos manteniendo la potencia. Los transformadores de potencia son comúnmente utilizados por las empresas suministradoras de energía en subestaciones, para grandes potencias generalmente son trifásicos y de un alto nivel de voltaje en el lado primario.



FIGURA 59: TRANSFORMADOR DE POTENCIA 5 MVA. FUENTE: [21].

4.1.5.2. Interruptores de potencia

Son equipos eléctricos donde su función principal es interrumpir y restablecer la continuidad de un circuito eléctrico. Pueden efectuar la interrupción bajo carga o una corriente de cortocircuito debido a que en su interior poseen un sistema de aislantes eléctricos comúnmente formado por aceite, a vacío o SF₆.



FIGURA 60: INTERRUPTOR DE POTENCIA TIPO TANQUE MUERTO. FUENTE: [22].

4.1.5.3. Seccionador

Dispositivo eléctrico mecánico para permitir la conexión y desconexión de un circuito eléctrico cuando su corriente a interrumpir es despreciable o cuando no se produce un cambio considerable en los bornes de los polos del seccionador. Son capaces de soportar el paso de corrientes en condiciones normales, pero su poder de corte y cierre se realiza generalmente sin carga ya que sus capacidades nominales para estos dos parámetros son menores comparados con un interruptor de potencia.



FIGURA 61: SECCIONADOR TRIPOLAR. FUENTE: [23].

4.1.5.4. Transformador de corriente

Su función principal es la de cambiar la corriente de su devanado primario con respecto a la de su secundario. Su construcción es muy parecida a la de cualquier tipo de transformador ya que cuenta con devanados, normalmente se utilizan para sistemas de medición y protección.



FIGURA 62: TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DE SUBESTACIONES. FUENTE: [22].

4.1.5.5. Transformador de potencial

Su función principal en los sistemas eléctricos es la de transformar los valores de voltaje sin tomar en consideración los valores de corriente, se utilizan para alimentar generalmente instrumentos de medición, control o protección que requieran señales de voltaje.



FIGURA 63: TRANSFORMADORES DE POTENCIAL. FUENTE: [22].

4.1.5.6. Relé de protección SEL-751

Conocido también como relé de sobrecorriente, la protección de este relé se puede accionar instantáneamente en el momento que la lectura de sus corrientes alcancen un valor excesivo o aumentando en una rapidez considerable, señal de un posible cortocircuito en la instalación; o en el momento que la lectura de sus corrientes exceda un valor determinado, el tiempo de las señales de operación de apertura para los distintos dispositivos de protección depende de la función aplicada y la corriente de sobrecarga.

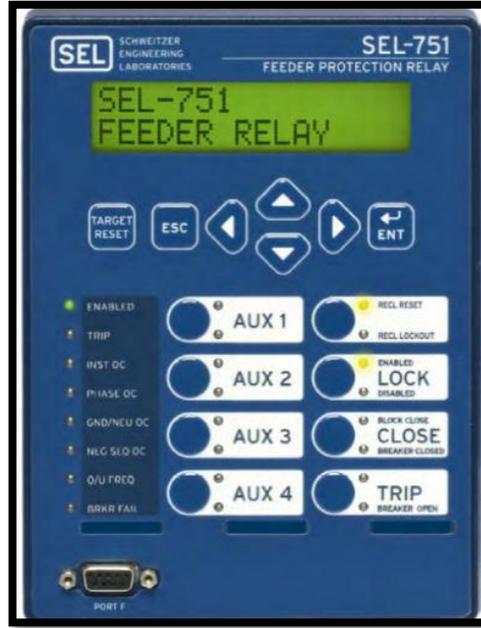


FIGURA 64: RELÉ DE SOBRECORRIENTE SEL-751 A. FUENTE: [18].

4.1.5.7. Relé de protección SEL-387

Conocido también como relé de protección diferencial, la protección de este relé se acciona cuando detecta una diferencia porcentual significativa principalmente entre corrientes de fases y otras magnitudes eléctricas.



FIGURA 65: RELÉ DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL SEL-387 E. FUENTE: [19].

4.1.6. Marco procedimental

4.1.6.1. Componentes

Para identificar y entender de manera rápida los componentes básicos del módulo de distribución, se desglosará cada uno de sus equipos con sus respectivas características técnicas de la siguiente manera:

- El módulo de distribución cuenta con alimentaciones independientes tanto para el sistema de control como el sistema de fuerza, para el sistema de control se cuenta con una clavija monofásica (azul) IP55-30A-110V, con cable #10 AWG y una protección termomagnética tipo riel DIN de 3p-32A 6KA de interrupción marca Siemens, de acuerdo a la imagen a continuación.

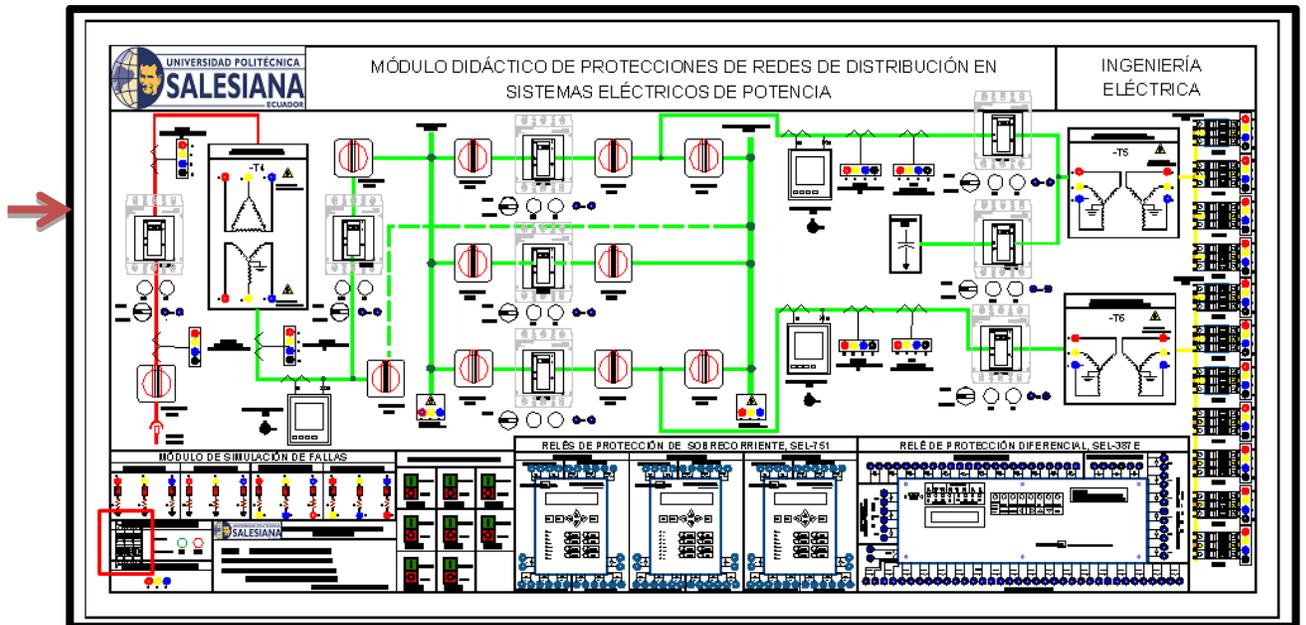


FIGURA 66: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. DIAGRAMA ELÉCTRICO PRÁCTICA 1, ALIMENTACIÓN DEL CIRCUITO DE CONTROL. FUENTE: LOS AUTORES.

The 5SX2 has been approved acc. to UL 1077 and CSA 22.2 No. 235-M 89 and can therefore be used as "supplementary protectors" for applications of up to 277 V AC (1-pole design) and 480 V AC (2-pole and 3-pole design).

Selection and ordering data												
	I_n	MW	Characteristic A ¹⁾		Characteristic B		Characteristic C		Characteristic D		Weight 1 item	Pack. unit
			Order No.	Price 1 item	Order No.	Price 1 item	Order No.	Price 1 item	Order No.	Price 1 item		
  3-pole	A											
	0.5	3	-	-	5SX2 305-7	-	5SX2 305-8	-	0.440	4		
	1		5SX2 301-5	-	5SX2 301-7	-	5SX2 301-8	-				
	1.6		5SX2 315-5	-	5SX2 315-7	-	5SX2 315-8	-				
	2		5SX2 302-5	-	5SX2 302-7	-	5SX2 302-8	-				
	3		5SX2 303-5	-	5SX2 303-7	-	5SX2 303-8	-				
	4		5SX2 304-5	-	5SX2 304-7	-	5SX2 304-8	-				
	5		-	-	5SX2 311-7	-	-	-				
	6		5SX2 306-5	5SX2 306-6	5SX2 306-7	-	5SX2 306-8	-				
	8		-	-	5SX2 308-7	-	5SX2 308-8	-				
	10		5SX2 310-5	5SX2 310-6	5SX2 310-7	-	5SX2 310-8	-				
	13		-	5SX2 313-6	5SX2 313-7	-	5SX2 313-8	-				
	15		-	-	5SX2 318-7	-	-	-				
	16		5SX2 316-5	5SX2 316-6	5SX2 316-7	-	5SX2 316-8	-				
	20		5SX2 320-5	5SX2 320-6	5SX2 320-7	-	5SX2 320-8	-				
	25		5SX2 325-5	5SX2 325-6	5SX2 325-7	-	5SX2 325-8	-				
	30		-	-	5SX2 330-7	-	-	-				
	32		5SX2 332-5	5SX2 332-6	5SX2 332-7	-	5SX2 332-8	-				
40		5SX2 340-5	5SX2 340-6	5SX2 340-7	-	5SX2 340-8 ¹⁾	-	0.450				
50		-	5SX2 350-6	5SX2 350-7	-	5SX2 350-8 ¹⁾	-					
63		-	-	5SX2 363-7 ¹⁾	-	-	-					

FIGURA 67: PROTECCIÓN DEL CIRCUITO DE CONTROL. FUENTE: [24].

- El sistema de fuerza cuenta con una clavija trifásica (negra) IP55-40A-600V, con cable #8 AWG THHN y una protección termomagnética tipo caja moldeada de 3p-32A 8KA de interrupción último, 4KA de interrupción en servicio, voltaje de operación 690V marca Siemens, de acuerdo a la imagen a continuación.

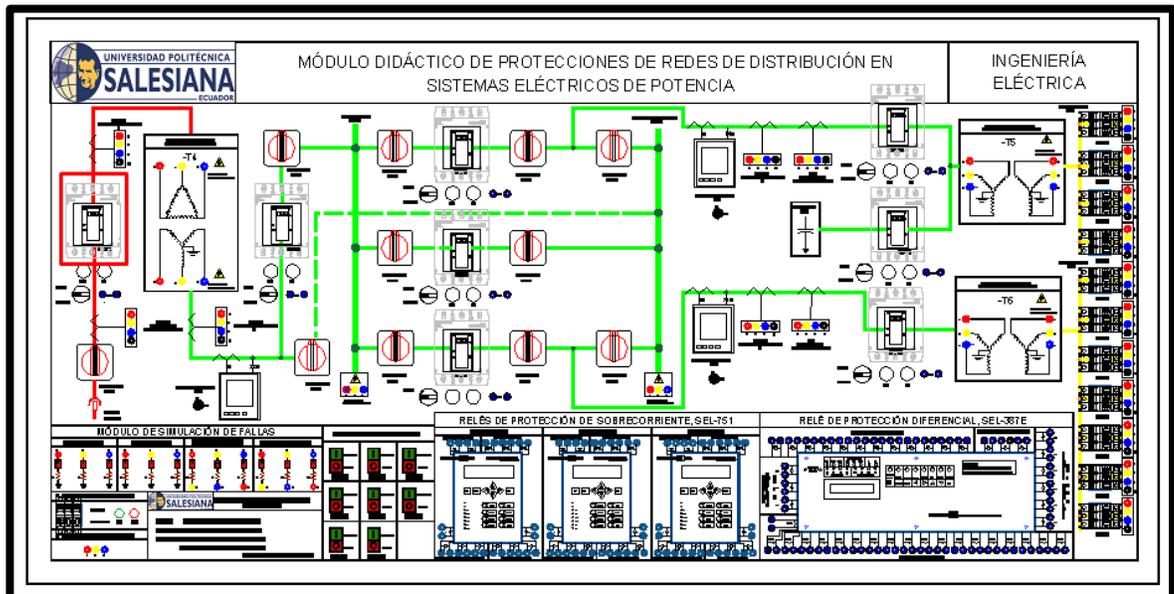


FIGURA 68: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. DIAGRAMA ELÉCTRICO PRÁCTICA 1, ALIMENTACIÓN DEL CIRCUITO DE FUERZA. FUENTE: LOS AUTORES.

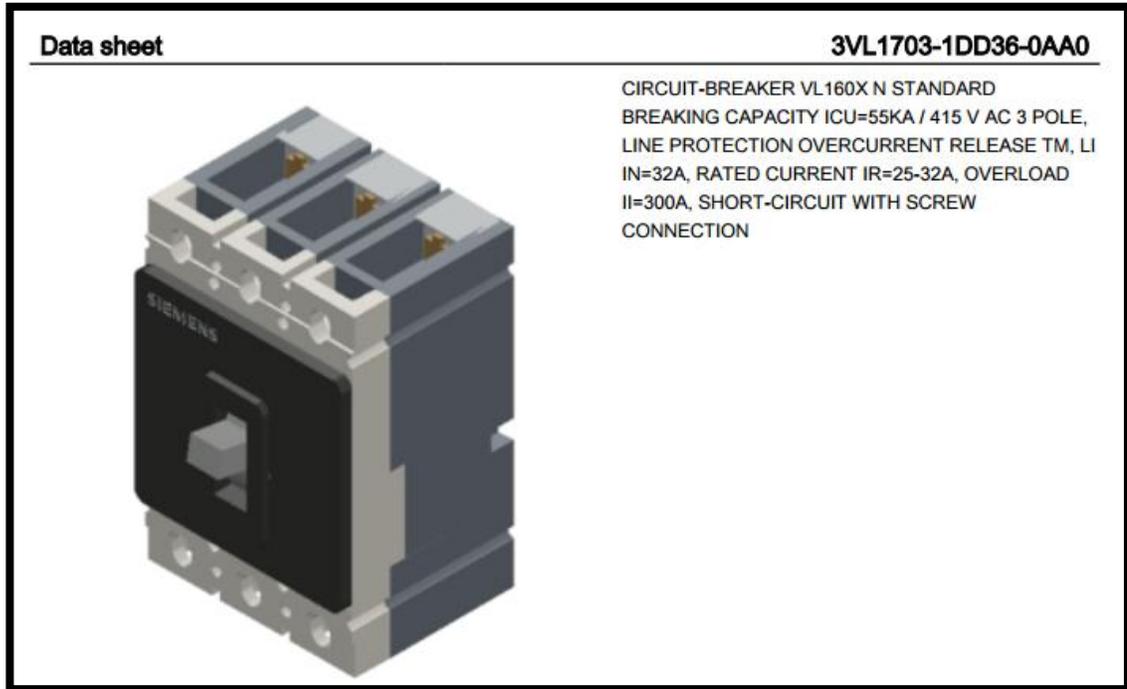


FIGURA 69: BREAKER 3P-32 A, CAJA MOLDEADA, SCHNEIDER, 600V. FUENTE: [25].

- El control manual de cada uno de los bloques de control esta realizado con dos pulsadores, uno NA y uno NO marca Siemens 220V con luz piloto incluida de 22mm, instalados y ubicados donde lo indica la imagen a continuación.

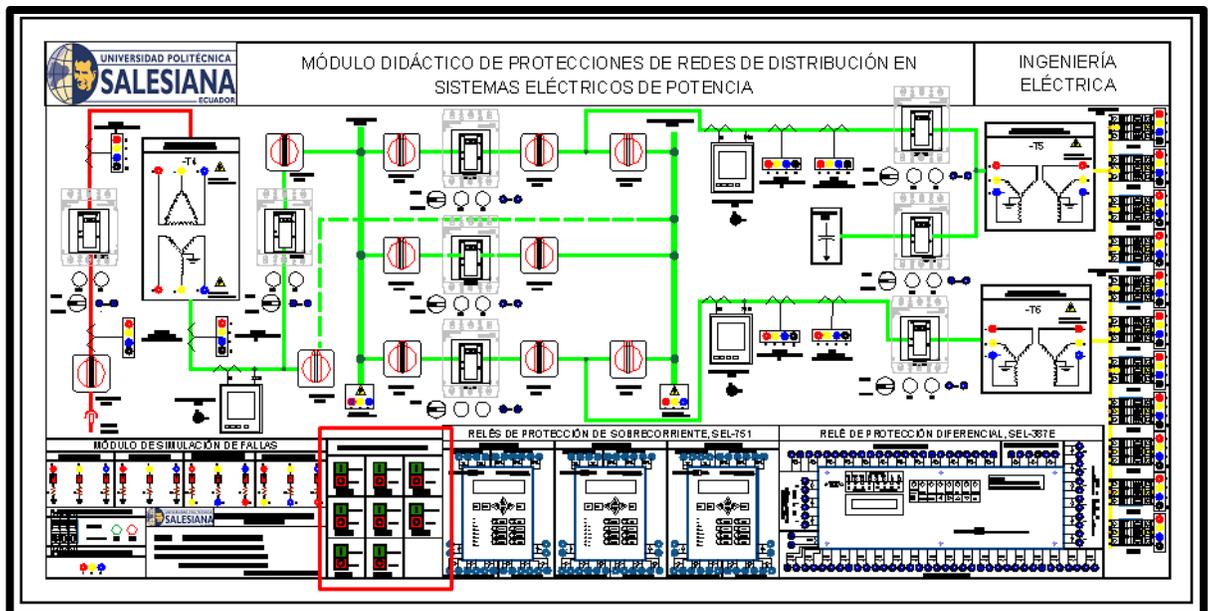


FIGURA 70: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. PULSADORES DE CONTROL. FUENTE: LOS AUTORES.



Botão de comando duplo		
Sem indicação luminosa		
1NA; 1NF		3SB6130-3AA24-1MK0
Com indicação luminosa		
1NA; 1NF	24V AC/DC	3SB6133-3CA24-1MK0
1NA; 1NF	110V AC/DC	3SB6135-3CA24-1MK0
1NA; 1NF	220V AC	3SB6136-3CA24-1MK0

FIGURA 71 : CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE PULSADORES DE CONTROL. FUENTE: [26].

- El módulo de distribución está conformado por varios bloques de control compuestos por los siguientes componentes para mantener la ideología de control, protección y fuerza para lo que fue diseñado, se detalla a continuación cada uno de los componentes instalados con sus respectivas características técnicas:
 - 1 Contactor CHINT NC1-25 3P-600V-18A con bobina de control a 110V
 - 1 Bloque de contactos CHINT F4-22 690V-10A
 - 2 Seccionadores EATON P3-30/EA/SVB-MCS0 480V-30A
 - 1 Relé CAMSCO MY4 110V
 - 1 Relé CAMSCO LY2 110V
 - 1 Selector CAMSCO ON/OFF 110V
 - 1 Luz piloto verde CAMSCO AD16-22D/S 110V
 - 1 Luz piloto roja CAMSCO AD16-22D/S 110V
 - 12 Borneras cable#14 AWG Legrand
 - 2 Borneras redondas para TRIP

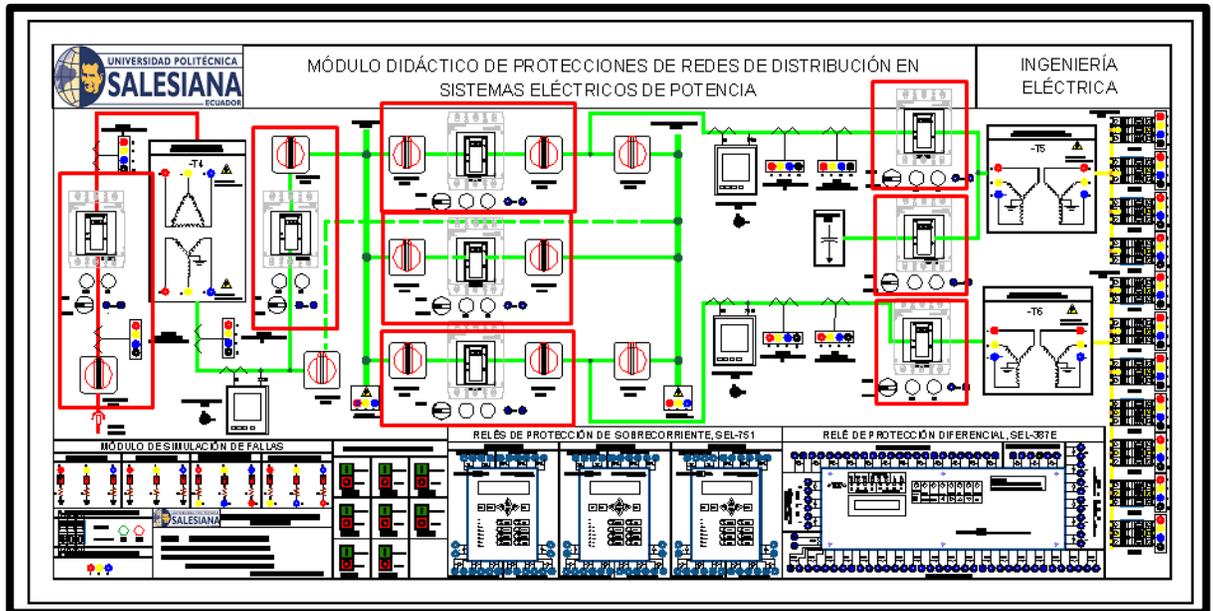


FIGURA 72: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. DIAGRAMA ELÉCTRICO PRÁCTICA 1, BLOQUES DE CONTROL. FUENTE: LOS AUTORES.

Características	Modelo		NC1-25
	Tamaños		Tamaños 3 (3P, 4P)
			
Corriente térmica nominal (A) AC-1			40
Corriente de servicio nominal (A)	380/400V	AC-3	25
		AC-4	8.5
	660/690V	AC-3	18
		AC-4	4.4
Tensión de aislamiento nominal (Vca)			690
Potencia del motor de jaula, trifásico en categoría AC-3	kW	220/230V AC	5.5
		380/400V AC	11
		660/690V AC	15
	hp	200V AC	7.5
		240V AC	10
		460V AC	15
Ciclos de trabajo (operaciones/hora)	Eléctrico	AC-3	1,200
		AC-4	300
	Mecánico		3,600
Vida eléctrica ($\times 10^4$ operaciones)	AC-3		1,000
	AC-4		200
Vida mecánica ($\times 10^4$ operaciones)			10
Fusible de protección			RT16-40

FIGURA 73: CONTACTOR CHINT. FUENTE: [27].

Fotografía	Referencia	Configuración de contactos	
		Número de contactos NA	Número de contactos NC
	F4-20	2	0
	F4-11	1	1
	F4-02	0	2
	F4-40	4	0
	F4-31	3	1
	F4-22	2	2
	F4-13	1	3
	F4-04	0	4

FIGURA 74: BLOQUE DE CONTACTOS 2NO Y 2NC. FUENTE: [27].



Main switch, 3 pole, 30 A, Lockable in the 0 (Off) position, flush mounting

Part no. P3-30/EA/SVB-MCS
Article no. 237892



Powering Business Worldwide™

Similar to illustration

Delivery program		
Product range		Main switch maintenance switch Repair switch
Part group reference		P3
Number of poles		With red rotary handle and yellow locking ring 3 pole
Locking facility		Lockable in the 0 (Off) position
Degree of Protection		Front IP65
Design		flush mounting

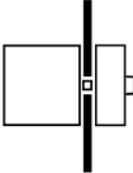
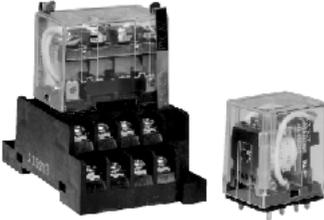


FIGURA 75: SECCIONADOR EATON. FUENTE: [28].



Load	Single contact				Bifurcated contact	
	SPDT		DPDT, 3PDT, 4PDT		DPDT	
	Resistive load (p.f. = 1)	Inductive load (p.f. = 0.4) (L/R = 7 ms)	Resistive load (p.f. = 1)	Inductive load (p.f. = 0.4) (L/R = 7 ms)	Resistive load (p.f. = 1)	Inductive load (p.f. = 0.4) (L/R = 7 ms)
Rated load	15 A at 110 VAC 15 A at 24 VDC	10 A at 110 VAC 7 A at 24 VDC	10 A at 110 VAC 10 A at 24 VDC	7.5 A at 110 VAC 5 A at 24 VDC	5 A at 110 VAC 5 A at 24 VDC	4 A at 110 VAC 4 A at 24 VDC
Contact material	Ag-Alloy					
Carry current	15 A		10 A		7 A	
Max. operating voltage	250 VAC 125 VDC					
Max. operating current	15 A		10 A		7 A	
Max. switching capacity	1,700 VA 360 W	1,100 VA 170 W	1,100 VA 240 W	825 VA 120 W	550 VA 120 W	440 VA 100 W
Min. permissible load	100 mA, 5 VDC				10 mA, 5 VDC	

FIGURA 76: RELÉ LY2. FUENTE: [29].



Item	2-pole		4-pole		4-pole (bifurcated)	
	Resistive load (cos ϕ = 1)	Inductive load (cos ϕ = 0.4, L/R = 7 ms)	Resistive load (cos ϕ = 1)	Inductive load (cos ϕ = 0.4, L/R = 7 ms)	Resistive load (cos ϕ = 1)	Inductive load (cos ϕ = 0.4, L/R = 7 ms)
Rated load	5 A, 250 VAC 5 A, 30 VDC	2 A, 250 VAC 2 A, 30 VDC	3 A, 250 VAC 3 A, 30 VDC	0.8 A, 250 VAC 1.5 A, 30 VDC	3 A, 250 VAC 3 A, 30 VDC	0.8 A, 250 VAC 1.5 A, 30 VDC
Carry current	10 A (see note)		5 A (see note)			
Max. switching voltage	250 VAC 125 VDC		250 VAC 125 VDC			
Max. switching current	10 A		5 A			
Max. switching capacity	2,500 VA 300 W	1,250 VA 300 W	1,250 VA 150 W	500 VA 150 W	1,250 VA 150 W	500 VA 150 W
Min. permissible load*	5 VDC, 1 mA		1 VDC, 1 mA		1 VDC, 100 μ A	

FIGURA 77 : RELÉ MY4. FUENTE: [30].

- La representación de los barrajes en los distintos niveles de voltaje 600V, 480V y 208V, se la realizó mediante la instalación de bloques de distribución EBC HQ de cuatro polos 500VAC-125A, ubicados e instalados en la parte posterior del módulo y cuentan con las siguientes características técnicas:

ELEMENTOS DE CONEXIÓN		BLOQUES DE DISTRIBUCIÓN			TAMAÑO (mm)		
REF	LÍNEAS O BARRAS	DERIVACIONES	VOLTAJE	CORRIENTE	H	W	D
36198	2	7	500VAC	125A - 40°C	45	65	50
36200		15				132	
36204	4	7			65		
36206		11			100		
36208		15	132				

Estándar IEC60947-7-1, Autoextinguible a 960°C (IEC 695-2-1), Grado de Polución 2
 Materiales: Terminales en bronce, cubierta en PC, base en PA6. Montaje: Riel DIN








FIGURA 78: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE REPARTIDOR DE CARGA. FUENTE: [31].

- Para las mediciones de corriente indirectas de sobrecorriente en los medidores de parámetros y relés de protección 50/51 y 87, se utilizaron treinta transformadores de corriente marca MidWest modelo 8CT62, relación de transformación 20/5.



FIGURA 79: TRANSFORMADOR DE CORRIENTE. FUENTE: LOS AUTORES.

- Las protecciones de alimentadores eléctricos por fallas de intensidad instantánea y temporizada se realizarán mediante un relé SEL-751 que tiene las siguientes características técnicas de protección y está ubicado en el módulo de acuerdo a las siguientes imágenes:

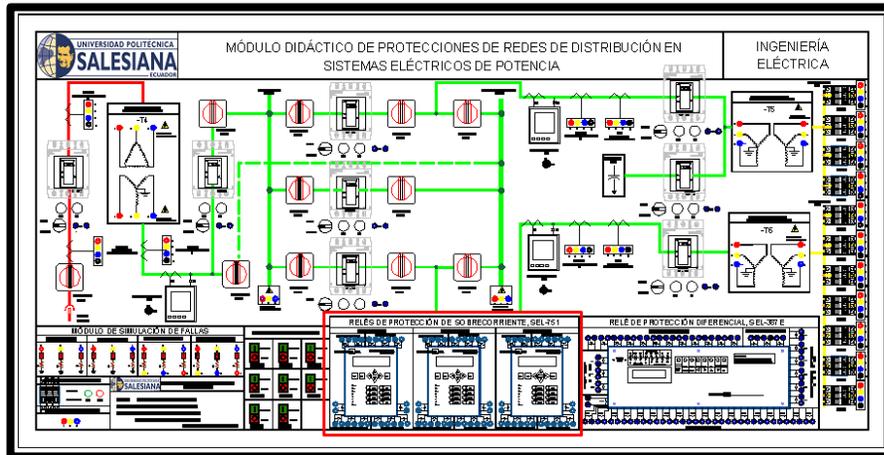


FIGURA 80: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. DIAGRAMA ELÉCTRICO PRÁCTICA 1, RELÉ DE PROTECCIÓN DE ALIMENTADORES SEL 751. FUENTE: LOS AUTORES.

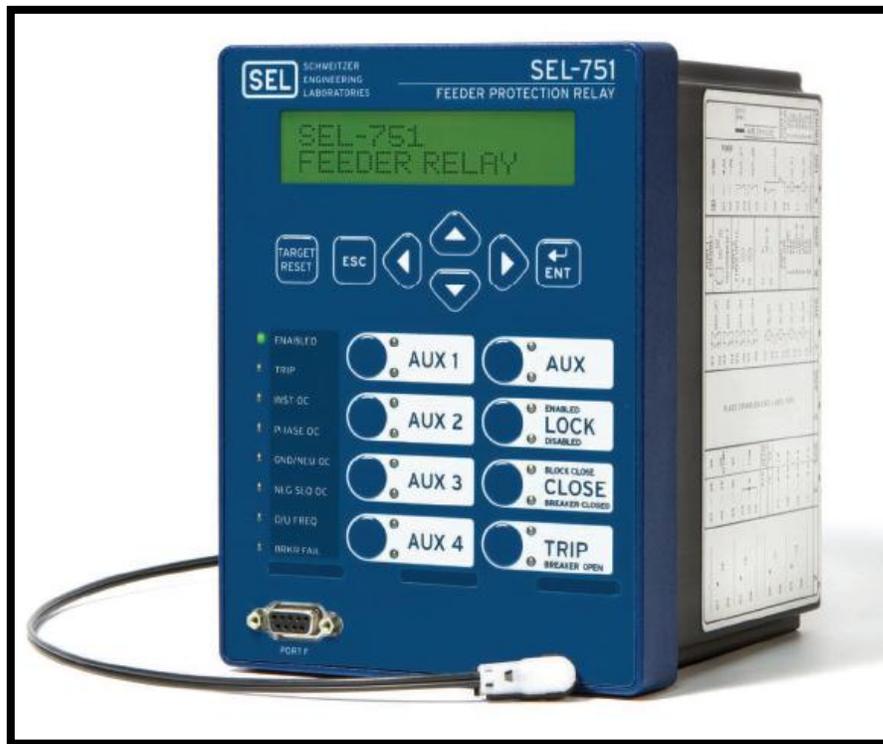


FIGURA 81: RELÉ DE PROTECCIÓN DE ALIMENTADORES SEL 751. FUENTE: [18].

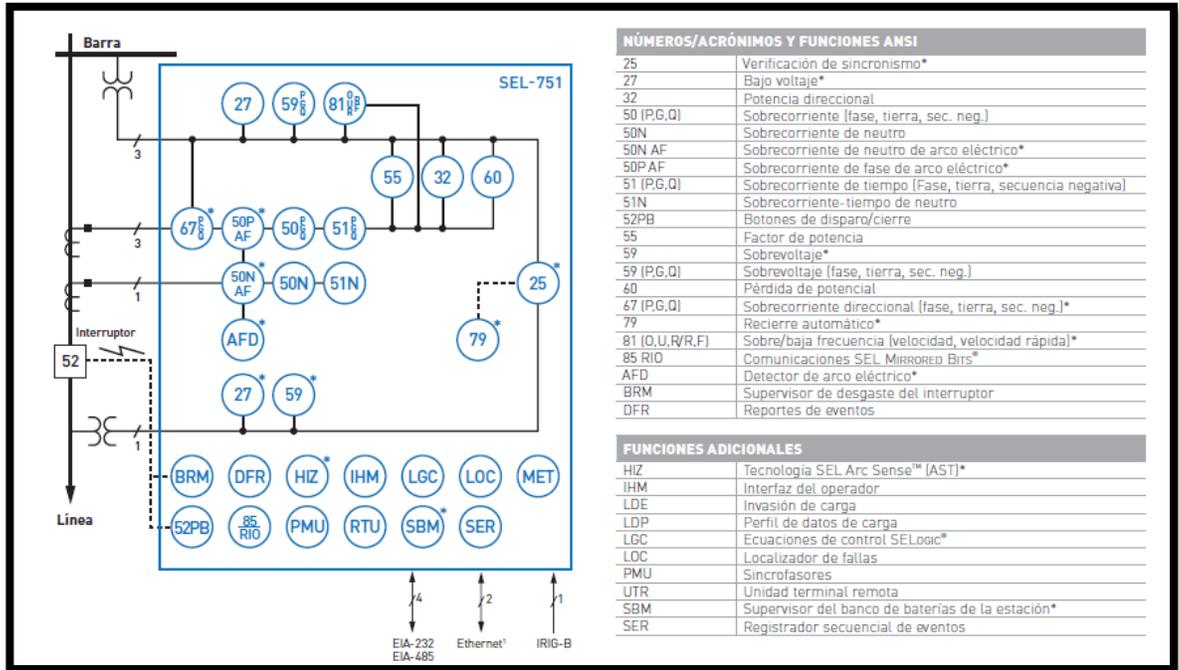


FIGURA 82: FUNCIONES DE PROTECCIÓN RELÉ SEL 751. FUENTE: [18].

- Las protecciones diferenciales de transformador y barras se realizarán mediante un relé SEL-751 que tiene las siguientes características técnicas de protección y está ubicado en el módulo de acuerdo a las siguientes imágenes:

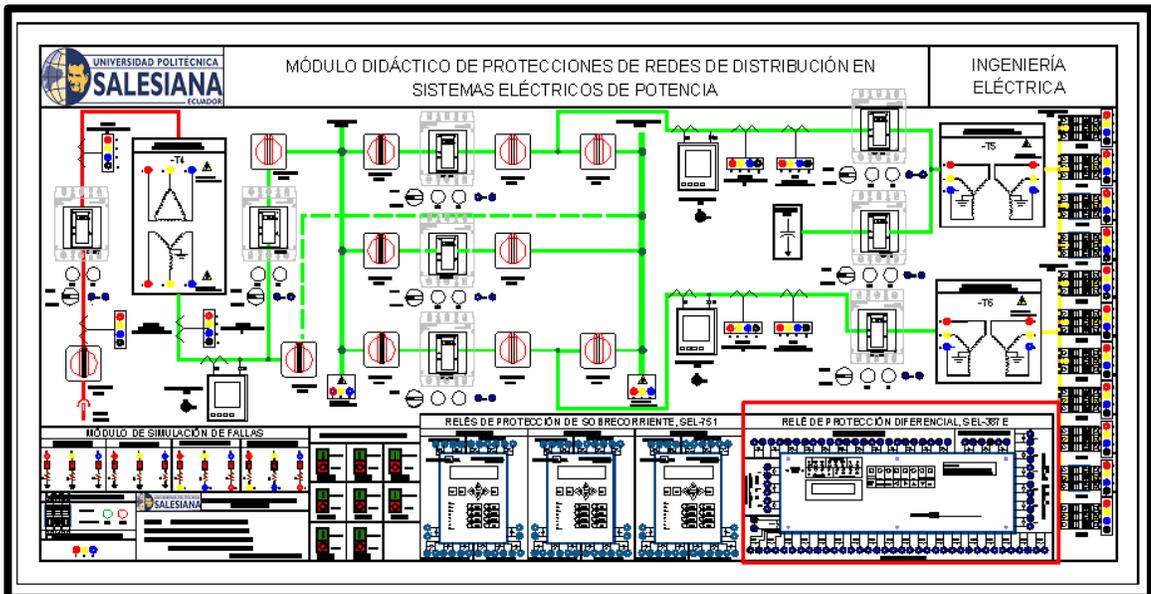


FIGURA 83: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. DIAGRAMA ELÉCTRICO PRÁCTICA 1, RELÉ DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR Y BARRAS SEL 387E. FUENTE: LOS AUTORES.



FIGURA 84: RELÉ DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR Y BARRAS SEL 387E. FUENTE: [19].

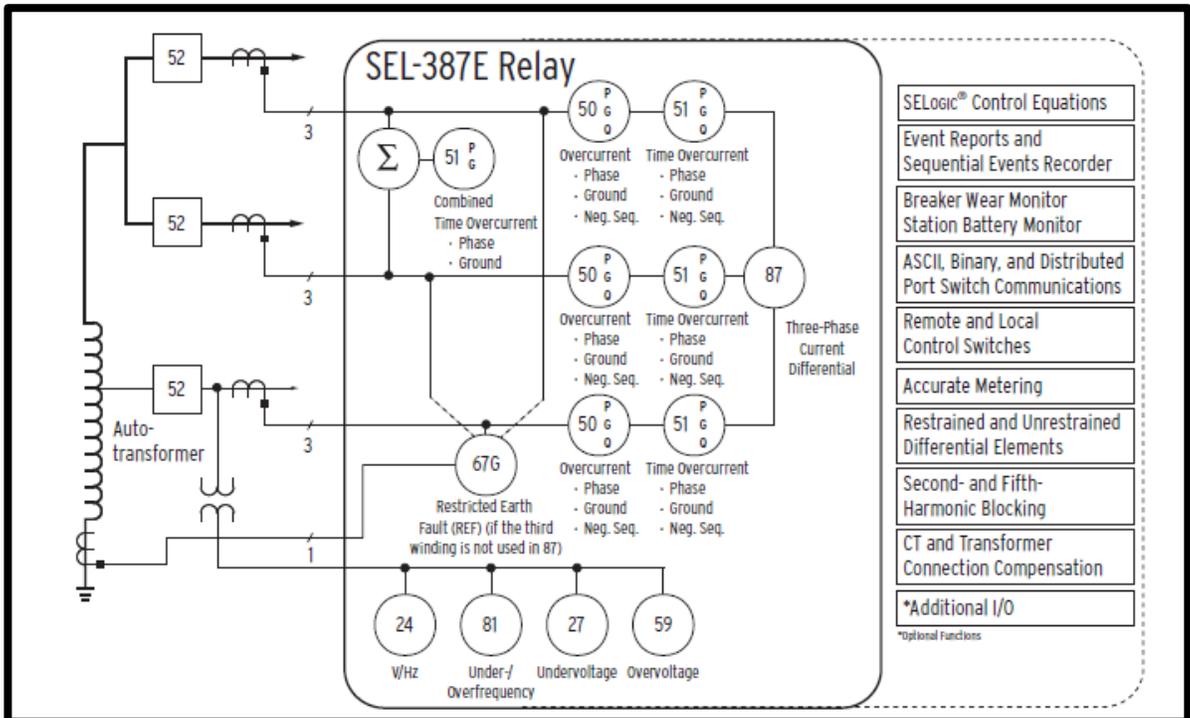


FIGURA 85: FUNCIONES DE RELÉ DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR Y BARRAS SEL 387E.

FUENTE: [19].

Para poder transmitir la energía eléctrica en el módulo a distintos niveles de voltaje se utilizaron cuatro transformadores de las siguientes características técnicas:

- 1 Transformador de alimentación principal 10KVA 3F 208/600V

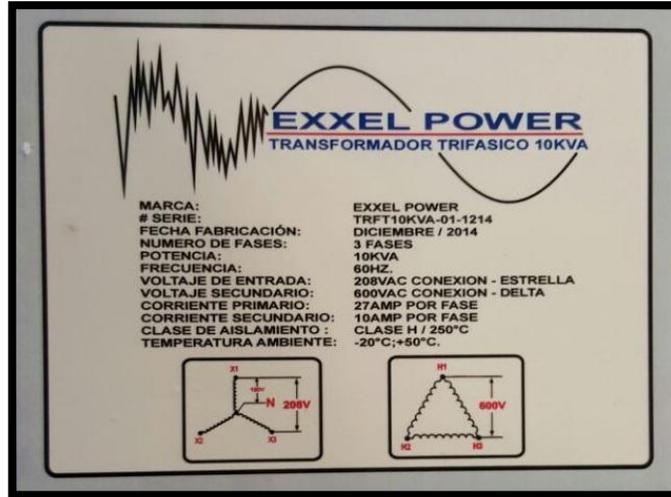


FIGURA 86: TRANSFORMADOR –T1. DATO DE PLACA, TRANSFORMADOR DE ALIMENTACIÓN PRINCIPAL.
FUENTE: LOS AUTORES.

- 1 Transformador principal módulo de distribución 6KVA 3F 600/480V

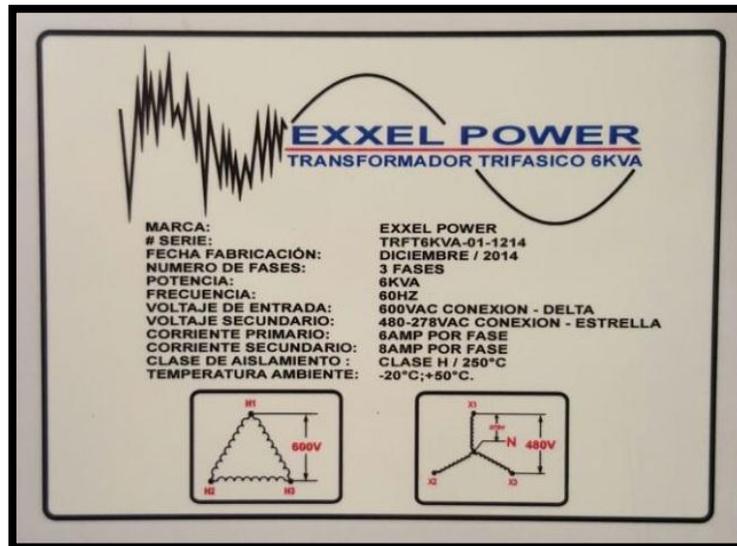


FIGURA 87: TRANSFORMADOR –T4. DATO DE PLACA, TRANSFORMADOR PRINCIPAL MÓDULO. FUENTE: LOS AUTORES.

- 2 Transformadores secundarios de distribución 3KVA 3F 480/208V

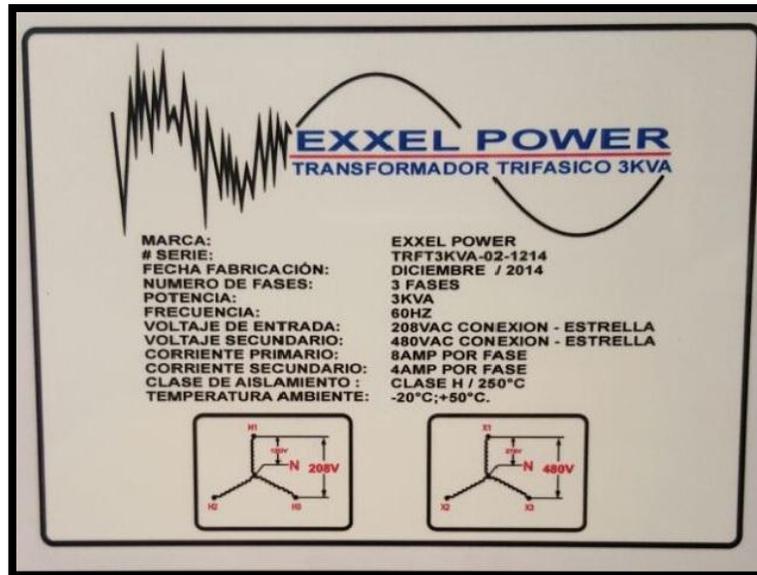


FIGURA 88: TRANSFORMADORES –T5 Y –T6. DATO DE PLACA, TRANSFORMADORES SECUNDARIOS. FUENTE: LOS AUTORES.

- El módulo de distribución cuenta con 3 medidores de parámetros para realizar mediciones internas conectados en la parte posterior en el tablero, los medidores de parámetros instalados son Merlin Gerin de las siguientes características técnicas:



FIGURA 89: MEDIDOR DE PARÁMETROS MERLIN GERIN PM700. FUENTE: [32].

Selection Guide		PM700	PM700P	PM710	PM750
General					
Use on LV and HV systems		■	■	■	■
Current accuracy (1A to 6A)		±0.5 %	±0.5 %	±0.5 %	±0.4 %
Voltage accuracy (50V to 277V)		±0.5 %	±0.5 %	±0.5 %	±0.3 %
Energy and power accuracy		1.0 %	1.0 %	1.0 %	0.5 %
Instantaneous rms values					
Current	Phases and neutral	■	■	■	■
Voltage	Ph-Ph, Ph-N	■	■	■	■
Frequency		■	■	■	■
Power ¹					
Real		■	■	■	signed
Reactive		■	■	■	signed
Apparent		■	■	■	■
Power factor	Total	■	■	■	signed ²
Energy values					
Active, reactive, apparent energy		■	■	■	signed ²
Demand values					
Current (present and max.)		■	■	■	■
Active, reactive, apparent power		■	■	■	■
Setting of calculation mode		■	■	■	■
Power quality measurements					
Harmonic distortion (current, voltage)		■	■	■	■
Data recording					
Min/max of instantaneous values		■	■	■	■
Display and I/O					
Backlit LCD display		■	■	■	■
Pulse output		-	2	-	1
Pulse input		-	-	-	2
Communication					
RS 485 port		-	-	■	■
Modbus protocol		-	-	■	■
Alarms					
Over/under conditions		-	-	-	15

FIGURA 90: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS MEDIDOR DE PARÁMETROS MERLIN GERIN. FUENTE: [32].

- Para las pruebas de fallas a tierra y cortocircuito están instaladas tres resistencias de porcelana del valor de 10Ω , estas resistencias ayudan a bajar los niveles de corrientes de falla y mantener la vida útil de los equipos del módulo.
- Existe en el módulo de distribución un módulo de fallas a tierra y cortocircuito entre fases, el módulo de fallas está instalado con 12 switches CAMSCO de dos posiciones uniendo las resistencias mediante un repartidor de carga, todas las conexiones están realizadas en la parte posterior del módulo.

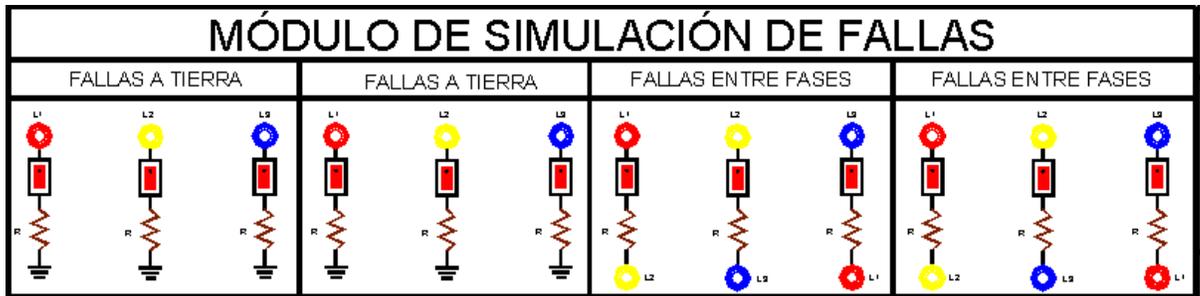


FIGURA 91: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. MÓDULO DE SIMULACIÓN DE FALLAS. FUENTE: LOS AUTORES.

- Los transformadores de corrientes en el módulo están representados con las siglas TC-X 20/5, donde X representa la nomenclatura o identificación de que TC es y los 20/5 la relación correspondiente.

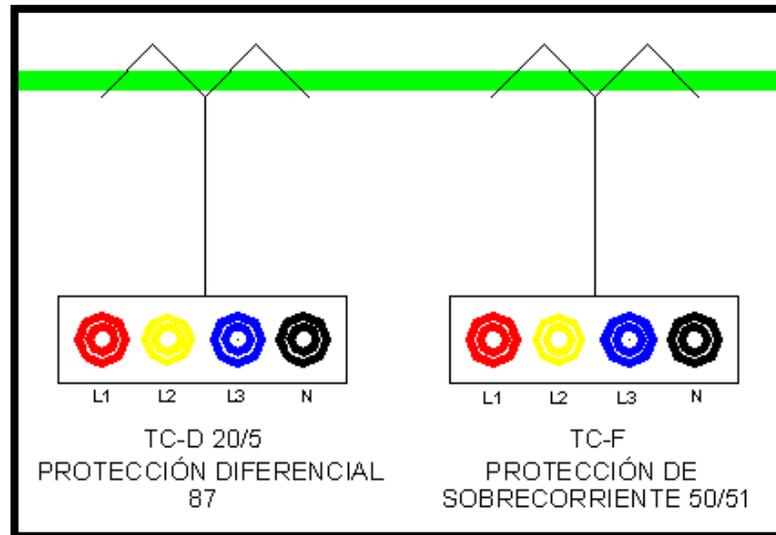


FIGURA 92: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. DIAGRAMA ELÉCTRICO PRÁCTICA 1, REPRESENTACIÓN DE TC'S EN EL MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. FUENTE: LOS AUTORES.

4.1.6.2. Condiciones de funcionamiento

En esta primera práctica solo se reconocerá cada uno de los elementos antes mencionados y se instruirá como alimentar y hacer funcionar el sistema de control, medición de parámetros, señalización y operatividad de los relés.

Para energizar el módulo se deben seguir las siguientes instrucciones:

- Verificar que el cableado o sistema de fuerza (208/600V) este desconectado y desenergizado.
- Verificar que el paro de emergencia se encuentra deshabilitado y permita la continuidad eléctrica.
- Conectar la clavija azul monofásica de 110V al módulo de distribución, tan donde se indica en la imagen adjunta.

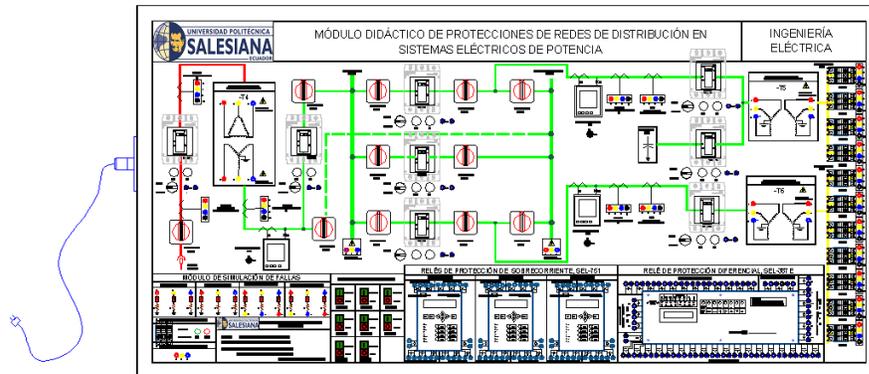


FIGURA 93: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. DIAGRAMA ELÉCTRICO PRÁCTICA 1, CLAVIJA AZUL 110V. FUENTE: LOS AUTORES.

- Conectar el enchufe 110V al tomacorriente más cercano al módulo de distribución al mismo nivel de tensión.

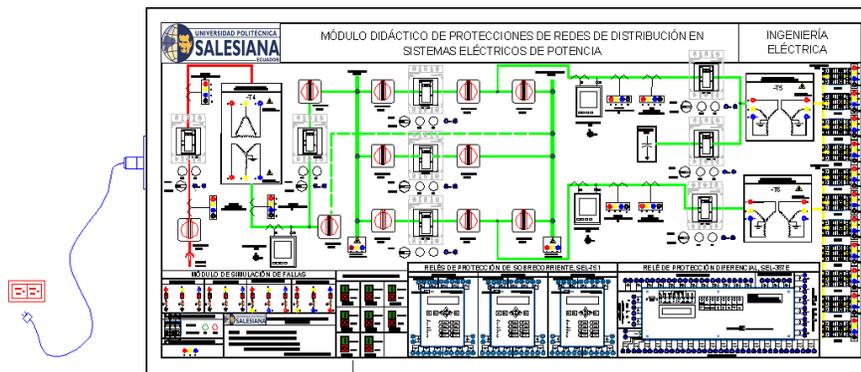


FIGURA 94: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. DIAGRAMA ELÉCTRICO PRÁCTICA 1, CLAVIJA AZUL 110V A TOMACORRIENTE. FUENTE: LOS AUTORES.

- Una vez realizada la conexión del enchufe del módulo al respectivo tomacorriente 110V, se puede proceder a colocar el disyuntor principal de 3P-32A del circuito de control en posición de ON, en el tablero se debe evidenciar

que la luz piloto roja ON en el funcionamiento del sistema debe estar encendida, y de esta manera se energiza la parte de control del módulo de distribución.

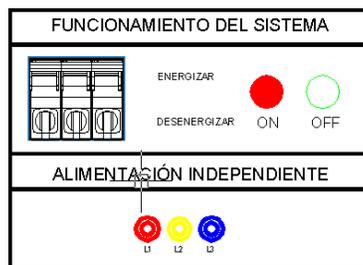


FIGURA 95 : MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. DIAGRAMA ELÉCTRICO PRÁCTICA 1, LUZ PILOTO ROJA ENCENDIDA. FUENTE: LOS AUTORES.

4.1.7. Recursos utilizados (equipos, accesorios y materiales consumibles)

- Módulo didáctico de protecciones de redes de distribución en sistemas eléctricos de potencia.

4.1.8. Registro de resultados

- **Cuestionario:**

¿Cuáles son sus conceptos de SEP y de sistema de protección?

- **Conclusiones:**

Luego de haber realizado una inspección técnica de los elementos instalados en el módulo de distribución, se concluye que este ha sido diseñado para interpretar los voltajes de 208V como 13,8KV, los de 480V como 69KV y el de 600V como 138KV. Sus elementos se han diseñado para cumplir las mismas funciones que aquellos elementos instalados en las redes de distribución locales. El alcance del módulo permite hacer analogías a las redes locales pero a pequeña escala. El módulo se diseñó en base a ese criterio.

4.1.9. Cronograma / calendario

De acuerdo a la planificación de cada docente.

4.2. Práctica 2: Maniobras y funcionamiento de los circuitos de control y fuerza del módulo didáctico de protecciones de redes de distribución en sistemas eléctricos de potencia.

4.2.1. Datos informativos

- Materia: Instalaciones Industriales/Alta tensión II/Protecciones
- Práctica: N° 2
- Número de estudiantes: 20
- Nombre del docente: Ing. Roy Santana
- Tiempo estimado: 2 Horas

4.2.2. Datos de la práctica

Tema: Maniobras y funcionamiento de los circuitos de control y fuerza del módulo didáctico de protecciones de redes de distribución en sistemas eléctricos de potencia.

4.2.3. Objetivo general

Conocer la operación del sistema de control de maniobras que pueden realizarse dentro del módulo de distribución.

4.2.4. Objetivos específicos

- Identificar las condiciones de operación y restricciones de cada uno de los bloques de control del módulo de distribución.
- Realizar maniobras de operación que permitan mantener la continuidad del suministro de energía eléctrica en el punto de carga.
- Simular los procedimientos que se llevan a cabo para poder realizar el mantenimiento eléctrico de subestaciones, salvaguardando la continuidad del suministro en el punto de carga.

- Realizar pruebas de accionamiento de la bobina de disparo de los bloques de control.
- Elaborar un listado de pasos a seguir para realizar maniobras de cierre y apertura de interruptores dentro del módulo de distribución.

4.2.5. Marco teórico

4.2.5.1. Subestación eléctrica

Es un conjunto de dispositivos o elementos que nos ayudan a poder manipular ciertas características de parámetros eléctricos como voltaje, corriente y frecuencia sea en corriente alterna o continua, pueden ser del tipo elevadoras comúnmente en centrales generadoras o de transmisión y reductoras para redes de distribución.



FIGURA 96: SUBESTACIÓN ELÉCTRICA. FUENTE: [33].

4.2.5.2. Relación entre las subestaciones eléctricas, líneas de transmisión y centrales generadoras

Por motivos técnicos como el aislamiento y enfriamiento, cuando se generan voltajes en las centrales generadoras siempre son relativamente bajos en relación a los voltajes de transmisión, es por ello que para transportar la energía eléctrica a grandes distancias no se podría realizar con el bajo voltaje que producen las centrales generadoras por la caída de tensión que existiría, por esta razón, existe la necesidad de transmitir la energía eléctrica a voltaje elevados que resultan muchos más económicos, mencionado esto se puede concluir que las subestaciones eléctricas, centrales generadoras y líneas de transmisión tiene una estrecha relación entre sí.

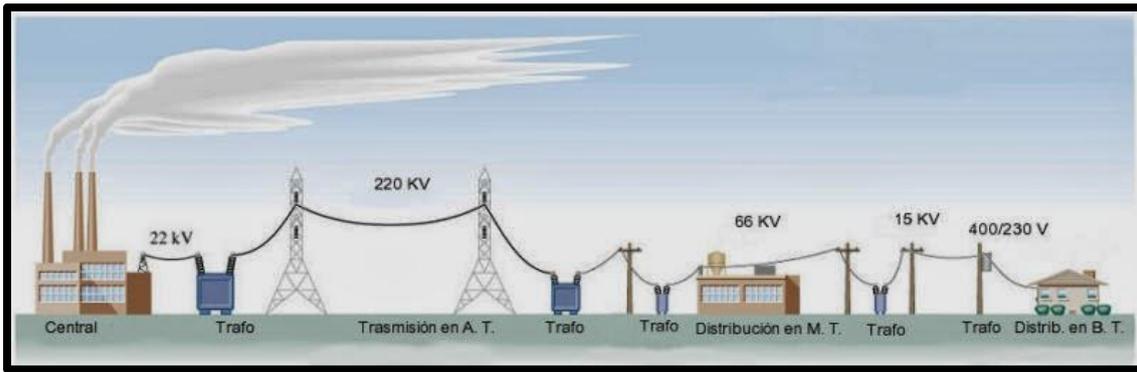


FIGURA 97: ESQUEMA DE UN SEP. FUENTE: [34].

4.2.5.3. La confiabilidad del servicio eléctrico

Es un factor muy importante en lo que se refiere a sistemas de distribución eléctrica, es un índice de confianza que debe tener toda instalación eléctrica y que está directamente relacionado con el diseño, construcción, operación y mantenimiento de los equipos y de la instalación en su conjunto.

4.2.5.4. La continuidad del servicio eléctrico

Es un concepto de seguridad que tiene el usuario o consumidor final con respecto al servicio eléctrico suministrado, el cual debe tener un mínimo de interrupciones y de darse el caso de que se presenten, sean de una duración mínima.

4.2.5.5. Arreglo barra principal y barra de transferencia

Las subestaciones que cuentan con este tipo de diseño tienen la ventaja de contar con un interruptor de transferencia el cual permite que cuando se realicen mantenimientos a la misma sean preventivos o correctivos no se requiere interrumpir el suministro de energía eléctrica, este tipo de arreglos son más costosos y representan arreglos más complejos en los sistemas de control, medición y protección, además de necesitar una mayor extensión de terreno y que debido a la cantidad de equipos está más expuesta a sufrir fallas.

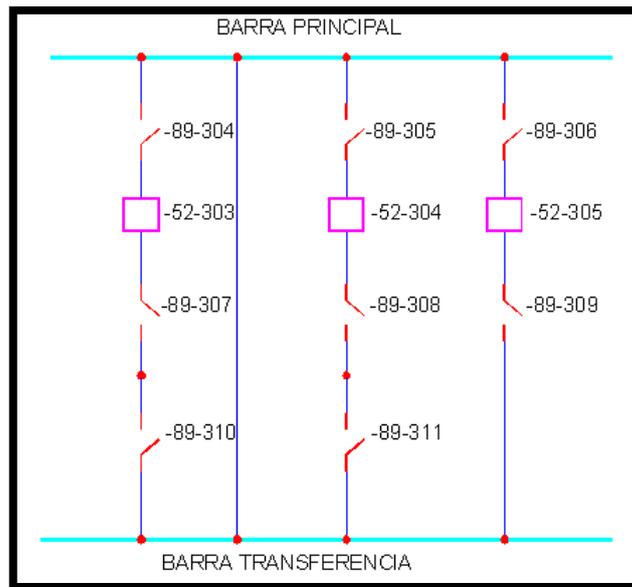


FIGURA 98: DIAGRAMA UNIFILAR DE MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. ARREGLO DE BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA. FUENTE: LOS AUTORES.

4.2.6. Marco procedimental

4.2.6.1. Componentes de un bloque de control del módulo de distribución.

Para entender de una manera práctica el funcionamiento del módulo de distribución nos vamos a centrar en primera instancia en un solo bloque de control y así poder entender su funcionamiento, condiciones y restricciones:

Los componentes de un solo bloque de control son los siguientes:

- 1 Selector de dos posiciones, en modo local y modo remoto
- 2 Seccionadores trifásicos con un contacto normalmente cerrado y normalmente abierto cada uno.
- 1 Disyuntor principal 3p-32A con un contacto normalmente cerrado y normalmente abierto.
- 2 Luces piloto, una de color verde para modo OFF y una de color rojo para modo ON.
- 1 Contactor 600V fuerza/110V control-25A con un bloque de contactor auxiliares, dos normalmente cerrados y dos normalmente abiertos.
- 1 Pulsador doble con un contacto normalmente cerrado y otro abierto.
- 1 Relé de control 110V MY4
- 1 Relé de control 110V LY2

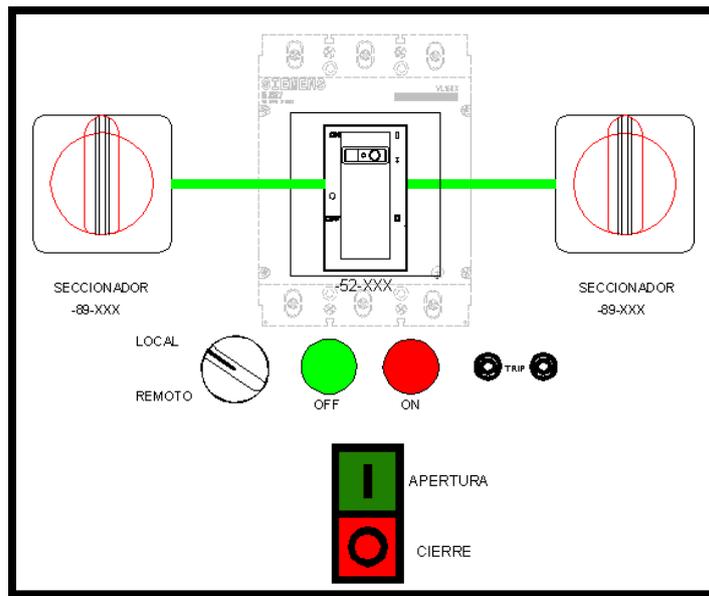


FIGURA 99: COMPONENTES VISIBLES PARTE FRONTAL DEL MÓDULO. FUENTE: LOS AUTORES.

4.2.6.2. Funcionamiento de un bloque de control del módulo de distribución.

Se procederá a explicar el funcionamiento del bloque de control paso a paso ilustrando el mismo de la siguiente manera:

Para poder realizar cualquier maniobra de conexión o desconexión del interruptor, primero se debe revisar que el selector se posición se encuentre en modo *local* que quiere decir que las maniobras del módulo se realizarán en sitio, si el selector estar en posición *remota*, solo podrá controlarse mediante señales externas del módulo de distribución, tal como se indica en la imagen a continuación:

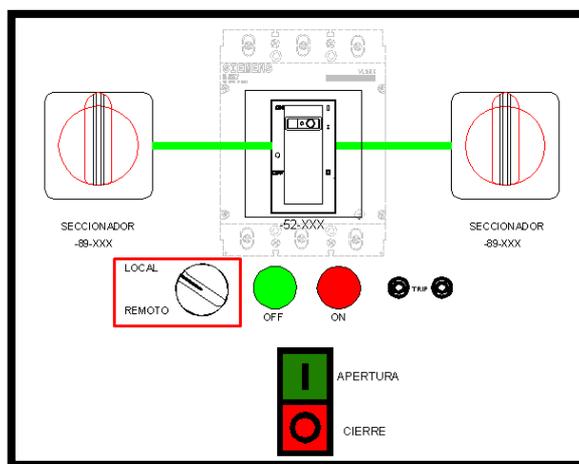


FIGURA 100: POSICIÓN DEL SELECTOR. FUENTE: LOS AUTORES.

Para proceder a la energización del bloque de control siempre se debe cerrar el seccionador ubicado aguas arriba del disyuntor y luego el seccionador aguas abajo del mismo, como se muestra en la imagen a continuación:

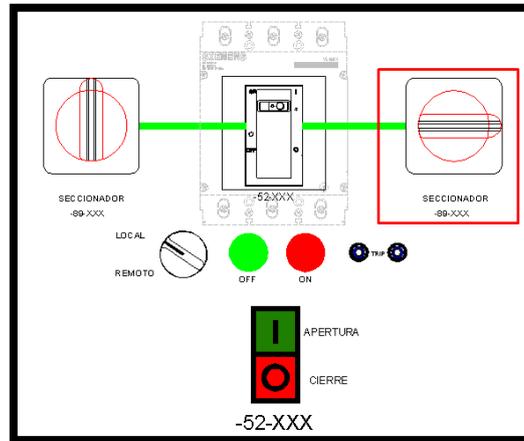


FIGURA 101: SECCIONADOR AGUAS ARRIBA. FUENTE: LOS AUTORES.

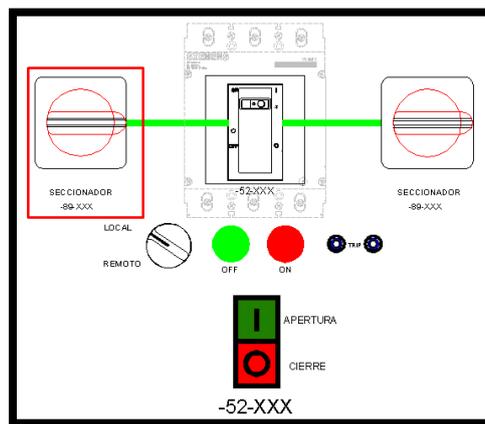


FIGURA 102: SECCIONADOR AGUAS ABAJO. FUENTE: LOS AUTORES.

Una vez realizado correctamente el cierre de los seccionadores, se debe proceder a posicionar el interruptor en posición de ON.

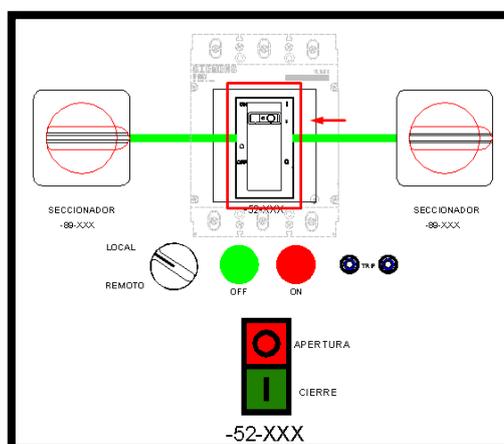


FIGURA 103: POSICIÓN ON DEL INTERRUPTOR. FUENTE: LOS AUTORES.

Realizado los parámetros anteriores se puede proceder a cerrar el circuito con la señal de cierre dada por el pulsador ubicado en las unidades de control.

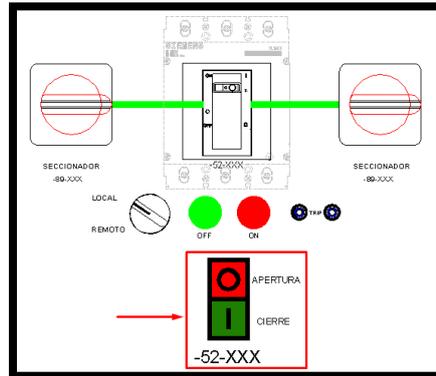


FIGURA 104: PULSADOR DE CIERRE. FUENTE: LOS AUTORES.

En un sistema real para realizar la correcta apertura de un circuito energizado, se debe desenergizar el interruptor principal, en vista de que es el único equipo que puede abrir bajo carga eléctrica sin generar arcos eléctricos entre los terminales de sus contactos.

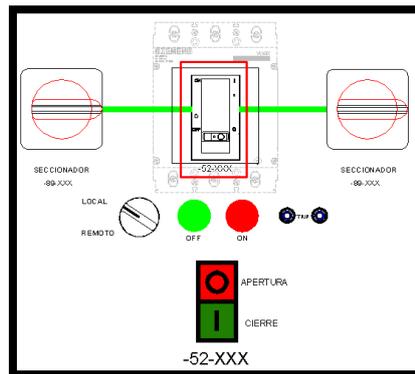


FIGURA 105: POSICIÓN OFF DEL INTERRUPTOR. FUENTE: LOS AUTORES.

Luego se procede a realizar la apertura de los seccionadores, primero aguas arriba y luego aguas abajo, siempre en ese orden.

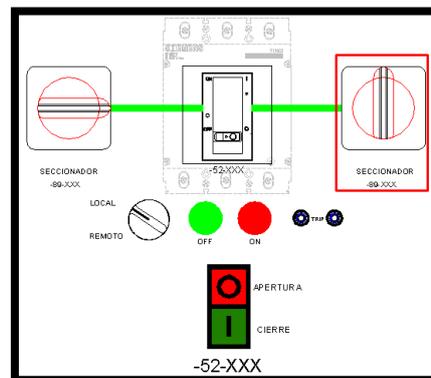


FIGURA 106: SECCIONADOR AGUAS ARRIBA. FUENTE: LOS AUTORES.

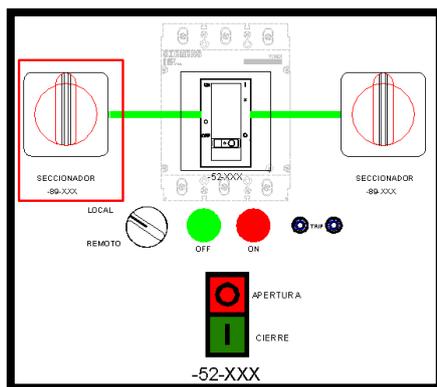


FIGURA 107: SECCIONADOR AGUAS ABAJO. FUENTE: LOS AUTORES.

La función de la bobina de disparo es una de las funciones más importantes, ya que realizando un contacto normalmente cerrado entre sus borneras permite la apertura instantánea del interruptor de potencia y realizar las desconexiones por corrientes de falla instantáneas o sobrecarga.

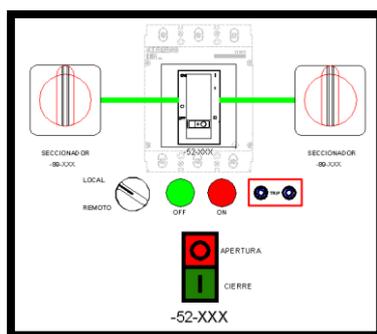


FIGURA 108: FUNCIÓN TRIP BLOQUES DE CONTROL. FUENTE: LOS AUTORES.

4.2.6.3. Realizar las siguientes pruebas de maniobra

En esta práctica se va a realizar la simulación de maniobras de subestaciones y redes de distribución de forma real con el concepto básico de mantener el constante suministro de energía ante mantenimientos o fallas eléctricas. Con los conocimientos y pasos aprendidos en el literal anterior se debe realizar lo siguiente:

Energizar el sistema de control tan como se explica en la practica 1 del manual de prácticas para el módulo de distribución.

Con los pasos mencionados en el apartado 4.2.6.2. energizar el interruptor -52-301, se puede notar que habilitado el interruptor -52-301 recién se habilita la opción de

energizar el interruptor -52-302, mientras no se habilite el interruptor -52-301 no se puede habilitar el interruptor -52-302

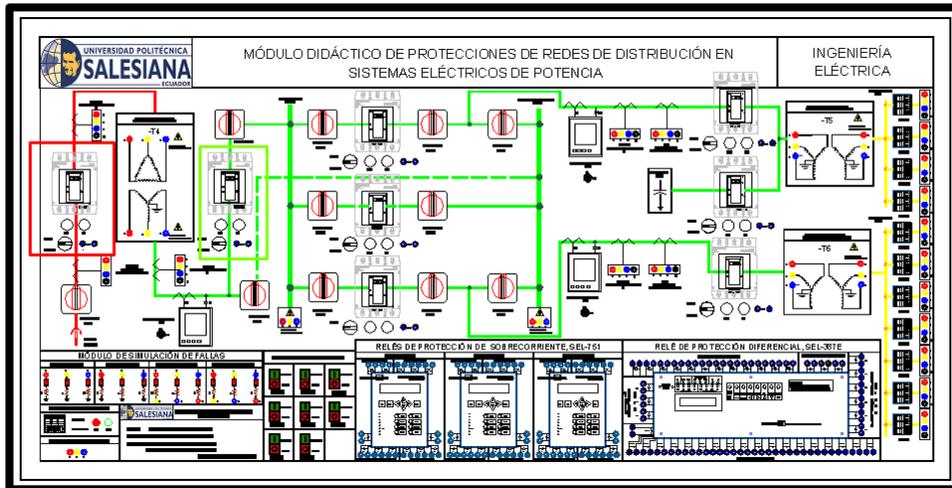


FIGURA 109: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. INTERRUPTOR -52-301 Y -52-302. FUENTE: LOS AUTORES.

Energizar el interruptor -52-302, se puede evidenciar en el módulo que una vez energizado el interruptor -52-302 se habilita la barra principal y la opción de poder energizar los interruptores -52-303, -52-304 y -52-305.

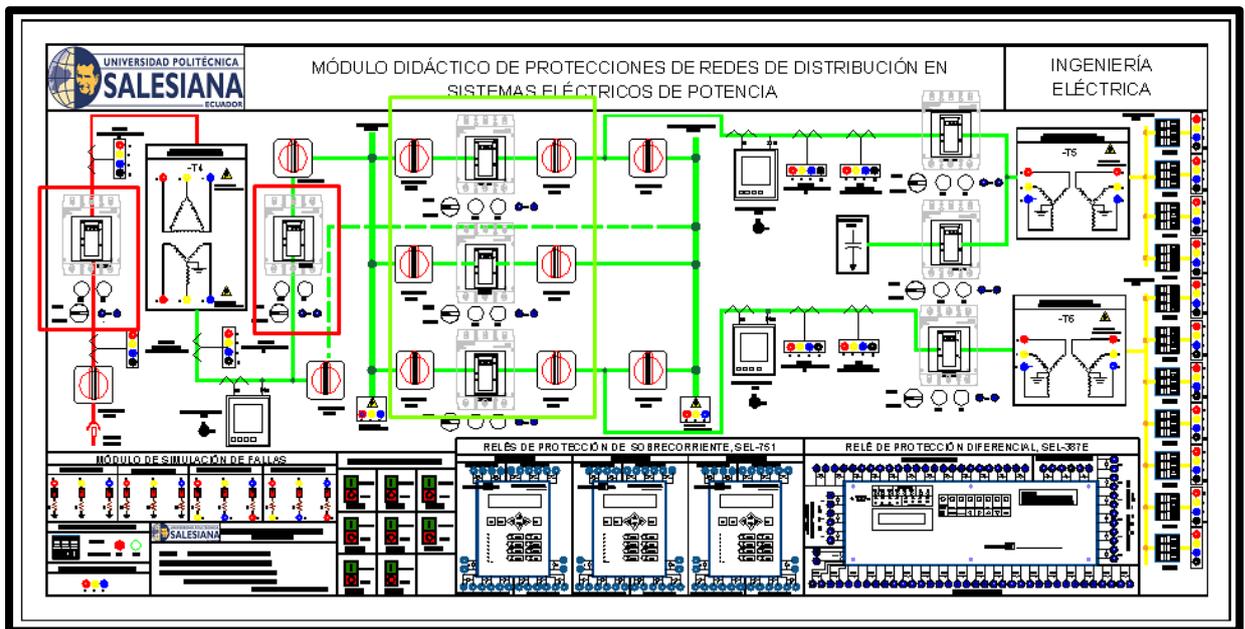


FIGURA 110: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. INTERRUPTOR -52-301, -52-302, -52-303, -52-304 Y -52-305. FUENTE: LOS AUTORES.

Una vez realizado el paso anterior, se puede habilitar la opción de energizar los interruptores -52-306 y -52-308 con la habilitación del interruptor -52-303 y el interruptor -52-307 con la habilitación del interruptor -52-304.

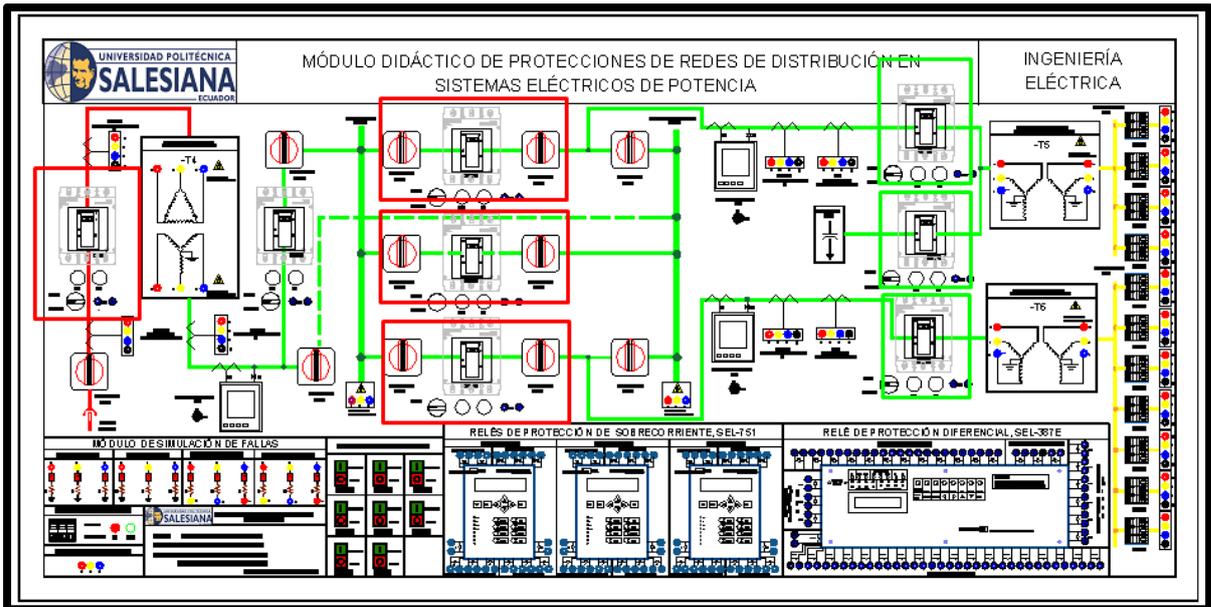


FIGURA 111: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. INTERRUPTOR -52-306, -52-307 Y -52-308. FUENTE: LOS AUTORES.

Con el paso anteriormente mencionado se puede energizar en su totalidad todos los interruptores, en este caso los faltantes -52-306, -52-307 y -52-308.

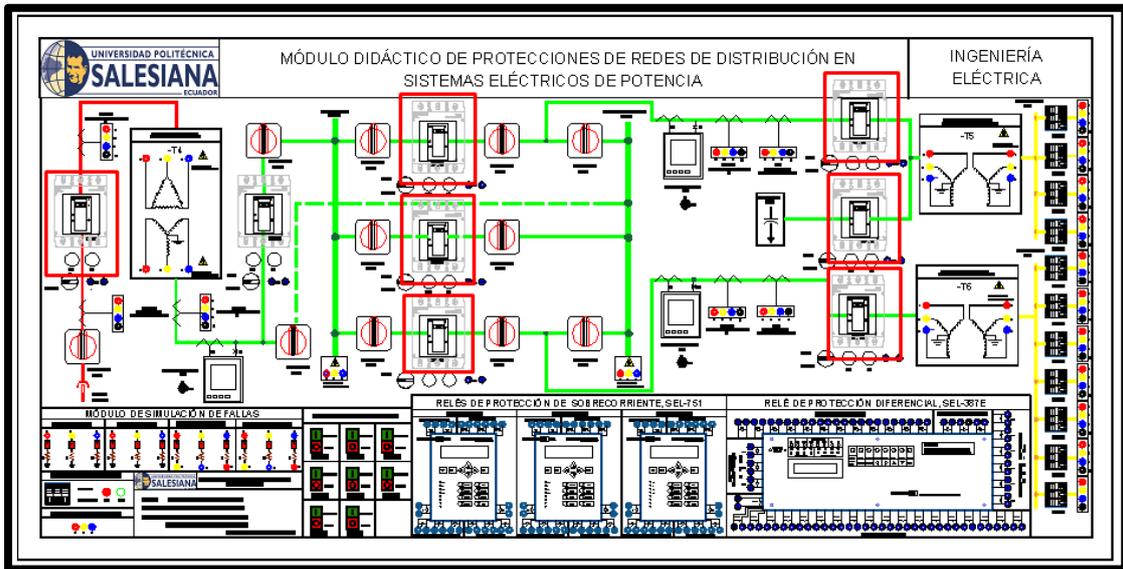


FIGURA 112: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. MÓDULO 100% ENERGIZADO CONTROL. FUENTE: LOS AUTORES.

Con todos los pasos de maniobra antes mencionado se puede realizar o simular de manera real mantenimientos, pruebas y entrada o salida de interruptores de potencia controlados en la mayoría de los casos por las empresas suministradoras de energía.

4.2.7. Recursos utilizados (equipos, accesorios y materiales consumibles)

- Módulo didáctico de protecciones de redes de distribución en sistemas eléctricos de potencia.

4.2.8. Registro de resultados

➤ Cuestionario

¿Cómo se realiza el cierre de un interruptor de potencia?, realizarlo de manera teórica mediante un listado de pasos a seguir y realizar las pruebas en el módulo de distribución.

¿Por qué el interruptor de potencia es el único equipo eléctrico en una subestación que puede cortar el suministro de energía bajo carga o fallas eléctricas como sobrecarga y cortocircuitos?

¿Cuáles son los criterios más importantes que mantiene una empresa suministradora de energía con respecto a su servicio?

➤ Conclusiones:

Luego de haber llevado a cabo los pasos definidos dentro del marco procedimental, se concluye que es de vital importancia seguir un orden determinado al momento de realizar las maniobras de mantenimiento en una red distribución y en subestaciones. El sistema de control del módulo fue diseñado para poder seguir los mismos pasos que se realizan en los procesos de mantenimiento anteriormente mencionados, brindando la capacidad de que el estudiante pueda familiarizarse con el orden de los mismos y con la importancia de seguir un estricto orden dentro de los protocolos establecidos.

➤ Recomendaciones:

Revisar el estado de la clavija de control 110V y a su vez, que el voltaje del tomacorriente eléctrico esté en valores normales, para garantizar el correcto funcionamiento del sistema de control.

Antes de realizar las prácticas posteriores, el operador se debe familiarizar con el sistema de control y debe realizar las pruebas mencionadas anteriormente con el sistema trabajando en condiciones de vacío, es decir con el sistema de fuerza desenergizado. Comprobar que el sistema de control se encuentre 100% operativo.

Verificar que estén habilitados todos los interruptores en modo local para poder realizar las maniobras de control; se debe recordar que la opción remota es un alcance para futura implementación de sistemas SCADA dentro del módulo de distribución.

4.2.9. Cronograma / calendario

De acuerdo a la planificación de cada docente.

4.3. Práctica 3: Análisis del flujo de corriente del sistema en condiciones de vacío.

4.3.1. Datos informativos

- Materia: Máquinas eléctricas I
- Práctica: N° 3
- Número de estudiantes: 20
- Nombre del docente: Ing. Roy Santana
- Tiempo estimado: 2 Horas

4.3.2. Datos de la práctica

Tema: Análisis del flujo de corriente del sistema, a vacío.

4.3.3. Objetivo general

Analizar el comportamiento del sistema cuando es energizado y trabaja a valores nominales de tensión, sin carga conectada.

4.3.4. Objetivos específicos

- Demostrar por medio de cálculos matemáticos el origen de los valores obtenidos en las mediciones cuando el sistema es energizado.
- Calcular las impedancias de cortocircuito y de circuito abierto de los transformadores.

4.3.5. Marco teórico

4.3.5.1. Corriente de vacío en un transformador real

Cuando una fuente de potencia alterna se conecta a un transformador, la corriente fluye en su circuito primario, aun cuando el circuito secundario esté abierto. Esta corriente es la requerida para producir flujo en un núcleo ferromagnético. Esta corriente tiene dos componentes, la corriente de

magnetización, requerida para producir el flujo en el núcleo del transformador y la corriente de pérdidas en el núcleo, requerida por el fenómeno de histéresis y por las corrientes parásitas.

Es importante hacer énfasis en los siguientes aspectos acerca de la corriente de magnetización [11]:

- La corriente de magnetización en el transformador no es sinusoidal. Las componentes de más altas frecuencias de la corriente de magnetización se deben a la saturación magnética del núcleo del transformador.
- La componente fundamental de la corriente de magnetización atrasa el voltaje aplicado al núcleo en 90° .
- Las componentes de más altas frecuencias de la corriente de magnetización pueden ser bastante mayores con respecto a la de la frecuencia fundamental. En general, cuanta más fuerte sea el proceso de saturación del núcleo, mayores serán las componentes armónicas.

También se deben tener en cuenta los siguientes aspectos referentes a la corriente de pérdidas en el núcleo [11]:

- La corriente de pérdidas en el núcleo no es lineal debido a los efectos no lineales de la histéresis.
- La componente fundamental de la corriente de pérdidas en el núcleo está en fase con el voltaje aplicado.

La corriente total de vacío en el núcleo se llama corriente de excitación del transformador y es justamente la suma de la corriente de magnetización y la corriente de pérdidas en el núcleo.

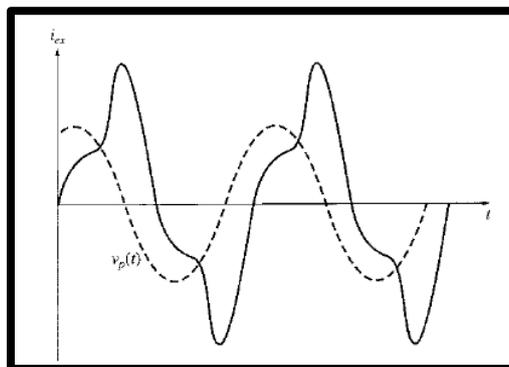


FIGURA 113: CORRIENTE TOTAL DE EXCITACIÓN EN UN TRANSFORMADOR. FUENTE: [11].

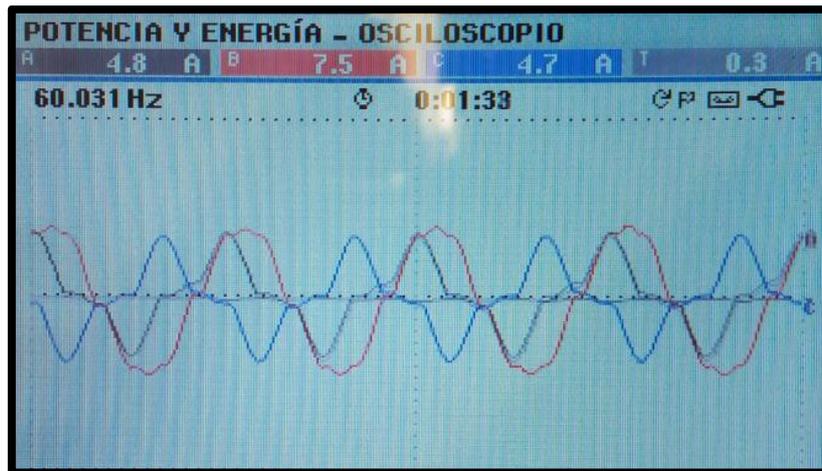


FIGURA 114: ANALIZADOR DE REDES. CORRIENTE DE VACÍO DEL TRANSFORMADOR –T6, ENERGIZADO DESDE EL LADO DE B.T. FUENTE: LOS AUTORES.

4.3.5.2. Circuito equivalente aproximado de un transformador real

Las pérdidas que ocurren en los transformadores reales deben tenerse en cuenta en cualquier modelo aproximado del transformador, las principales pérdidas que deben tenerse en cuenta para la construcción de tal modelo son [11]:

- Pérdidas en el cobre: son pérdidas por calentamiento resistivo en los devanados primario y secundario del transformador. Son proporcionales al cuadrado de la corriente en los devanados.
- Pérdidas por corrientes parásitas: pérdidas por calentamiento resistivo en el núcleo del transformador. Son proporcionales al cuadrado del voltaje aplicado al transformador.
- Pérdidas por histéresis: están relacionadas con los reordenamientos de los dominios magnéticos en el núcleo durante cada semiciclo. Son una función compleja no lineal del voltaje aplicado al transformador.
- Flujo disperso: los flujos que escapan del núcleo y pasan únicamente a través de uno de los devanados del transformador son flujos dispersos. Esta fuga de flujos produce una autoinductancia en las bobinas primaria y secundaria, y sus efectos deben tenerse en cuenta.

Es posible determinar experimentalmente los valores de las resistencias e inductancias del modelo del transformador. Una aproximación adecuada de estos valores se puede lograr con sólo dos ensayos: la prueba de circuito abierto y la prueba de cortocircuito.

En la prueba de circuito abierto, se deja abierto el devanado secundario del transformador y el devanado primario se conecta al voltaje nominal. En las condiciones descritas, toda la corriente de entrada debe fluir a través de la rama de excitación del transformador. Se aplica el voltaje nominal al primario del transformador y se miden el voltaje, la corriente, y la potencia de entrada al transformador. Con esta información es posible determinar el factor de potencia, la magnitud y el ángulo de la impedancia de excitación.

En la prueba de cortocircuito los terminales del secundario del transformador se cortocircuitan y los del primario se conectan a una fuente adecuada de voltaje. El voltaje de entrada se ajusta hasta que la corriente de los devanados cortocircuitados sea igual a su valor nominal (hay que asegurarse de mantener el voltaje primario en un nivel seguro). Nuevamente, se miden el voltaje, la corriente y la potencia de entrada.

Es posible determinar la impedancia total referida al lado primario utilizando esta técnica, pero no hay un camino fácil para dividir las impedancias serie en sus componentes primario y secundario. Por fortuna, esta separación no es necesaria para la solución de problemas normales.

Estas pruebas también pueden ser realizadas en el lado secundario del transformador, si conviene hacerlo así debido a los niveles de voltaje u otras razones. Si las pruebas se hacen en el lado secundario, los resultados darán las impedancias del circuito equivalente, referidas al secundario del transformador y no al primario.

4.3.6. Marco procedimental

Conectar los transformadores tal como se muestra en el diagrama. Es importante que todos los transformadores estén conectados a la tierra común del sistema. Así mismo, todos los bornes de los TC's deben estar cortocircuitados entre sí; debido al riesgo de sobretensiones, estos elementos no pueden ser operados con bornes secundarios abiertos, sino únicamente en cortocircuito o con la carga del equipo de medida [35].

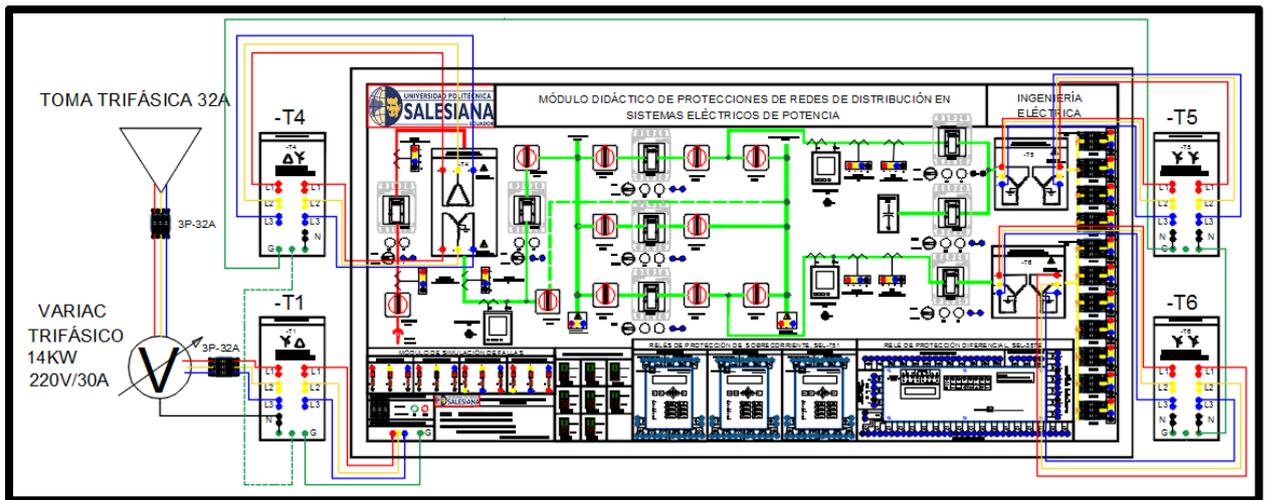


FIGURA 115: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. DIAGRAMA DE CONEXIÓN ELÉCTRICA PARA PRÁCTICA 3. FUENTE: LOS AUTORES.

- Energizar progresivamente el sistema para analizar el comportamiento del flujo de corriente en cada sección cuando los transformadores entran en operación.
- Medir los valores de voltaje y corriente en los diferentes puntos del sistema y registrarlos en una tabla.
- Demostrar matemáticamente que los valores de las mediciones coinciden con los cálculos.
- Establecer conclusiones y recomendaciones a cerca de la práctica.

4.3.6.1. Condiciones de funcionamiento

- Verificar que la fuente de tensión variable NO esté regulada a valores mayores de 208 V.
- Verificar que la fuente de tensión variable NO entregue más de 27 amperios.
- Verificar que el voltaje de salida del sistema NO sea inferior al 97% del voltaje que entrega la fuente variable. La caída máxima de tensión no debe superar el 3% del valor nominal [36].

Verificar que dentro de los módulos de simulación de fallas a tierra, todos los switch estén en posición OFF y sin ningún cableado conectado.

4.3.6.2. Energizar el sistema a través de los bornes de alimentación independiente.

Conectar la fuente de tensión variable al lado de baja del transformador –T1 de 10 KVA y aplicar un voltaje de 208 V como máximo, ya que este es el valor nominal de tensión en las bobinas del transformador.

Conectar el lado de alta del transformador –T1 de 10 KVA a la entrada de alimentación independiente del sistema y registrar las mediciones de parámetros en una tabla.

TABLA 1: REGISTRO DE MEDICIONES A VACÍO DE TRANSFORMADOR –T1. FUENTE: LOS AUTORES.

	Transformador 10 KVA (-T1)	
	Lado B.T. (Y)	Lado A.T. (D)
VAB	209,2	600
VBC	207,2	599,5
VCA	207,1	600,3
VAN	120	329
VBN	120,9	342
VCN	118,8	338
IA	12,5	
IB	10,5	
IC	9,3	
In variac	1,4	
In transformador	2,2	
Ig tablero	0,8	

Observación: Nótese que al energizar el sistema, el transformador –T1 ya está consumiendo alrededor del 40% de su corriente nominal en baja tensión.

4.3.6.3. Energizar el transformador de 6KVA, -T4.

Verificar que el seccionador -89-301 y el interruptor -52-301 estén cerrados. Presionar “CIERRE” en el pulsador del interruptor -52-301, esto energizará al transformador –T4.

TABLA 2: REGISTRO DE MEDICIONES A VACÍO DE TRANSFORMADORES –T1 Y –T4. FUENTE: LOS AUTORES.

	Transformador 10 KVA (-T1)		Transformador 6 KVA (.T4)	
	Lado B.T. (Y)	Lado A.T.(D)	Lado A.T.(D)	Lado B.T.(Y)
VAB	209	600,4	598,4	482,1
VBC	206,6	595,5	593,9	478,1
VCA	206	602,1	599,4	479,2
VAN	119,5	319,6	319,6	278,1
VBN	120,9	325,4	325,4	277,5
VCN	118,4	341,6	341,6	275,7
IA	19,1		2	

IB	16,8		2,1	
IC	16		2,2	
In variac	1,4		1,4	
In transformador	2,4		2,4	
Ig tablero	0,8		0,8	

Observación: Al energizar el sistema, con los transformadores –T1 y –T4, el consumo de corriente del transformador –T1 aumenta al 64% de su corriente nominal en baja tensión y el transformador –T4, el 35% de su corriente nominal en alta tensión.

4.3.6.4. Energizar el transformador de 3KVA mediano, -T5.

Verificar que los seccionadores -89-302, -89-304, -89-307 y los interruptores -52-302, -52-303, -52-306 estén cerrados. Presionar “CIERRE” en el pulsador del interruptor -52-302, luego el -52-303 y por último el -52-306, esto energizará al transformador –T5.

TABLA 3: REGISTRO DE MEDICIONES A VACÍO DE TRANSFORMADORES –T1, –T4 Y –T5. FUENTE: LOS AUTORES.

	Transformador 10 KVA (-T1)		Transformador 6 KVA (-T4)		Transformador 3 KVA (-T5)	
	Lado B.T. (Y)	Lado A.T.(D)	Lado A.T.(D)	Lado B.T.(Y)	Lado A.T. (Y)	Lado B.T.(Y)
VAB	209,2	600,4	598,6	482,2	482	207,7
VBC	207,7	595,5	565,9	479,4	479	206,2
VCA	206,5	602,1	599,3	477,9	478	205,3
VAN	119,6	319,6	319,4	277,4	277,4	119,3
VBN	121,2	325,4	324,3	277,9	277,9	119,5
VCN	119	341,6	341,1	275,5	275,5	118,3
IA	23		3,3	1,4	1,4	
IB	20,9		3,8	1,7	1,7	
IC	20,9		3,7	2,3	2,3	
In variac	1,5					
In transformador	2,2		0,6	0,6		
IG tablero	1					

Observación: Al energizar el sistema, con los transformadores –T1, –T4 y –T5, el consumo de corriente del transformador –T1 aumenta al 80% de su corriente nominal en baja tensión, el transformador –T4, al 60% de su corriente nominal en alta tensión, y el transformador –T5, el 45% de su corriente nominal en alta tensión.

4.3.6.5. Energizar el transformador de 3 KVA pequeño, -T6.

Verificar que los seccionadores -89-302, -89-305, -89-308 y los interruptores -52-302, -52-304, -52-307 estén cerrados. Presionar “CIERRE” en el pulsador del interruptor -52-302, luego el -52-304 y por último el -52-307, esto energizará al transformador –T6

TABLA 4: REGISTRO DE MEDICIONES A VACÍO DE TRANSFORMADORES –T1, –T4 Y –T6. FUENTE: LOS AUTORES.

	Transformador 10 KVA (-T1)		Transformador 6 KVA (-T4)		Transformador 3 KVA P (-T6)	
	Lado B.T. (Y)	Lado A.T.(D)	Lado A.T.(D)	Lado B.T.(Y)	Lado A.T. (Y)	Lado B.T.(Y)
VAB	209,2	591,3	589	478	480,5	207,3
VBC	205,4	587,7	585,4	466,2	480,8	205
VCA	206,5	597,8	597,1	478,5	475,8	204,7
VAN	120	317,3	317,7	276,8	277,8	120,3
VBN	120,2	319,3	319,2	272,2	272,9	117,5
VCN	117,7	338,1	338,2	270,1	270	116
IA	23,6		4,3	2,1	2,1	
IB	23,7		4,2	3	3	
IC	20		3,3	2	2	
In variac	1,4					
In transformador	2,4		0,4	0,6		
Ig tablero	1					

Observación: Al energizar el sistema, con los transformadores –T1, –T4 y –T6, el consumo de corriente del transformador –T1 aumenta al 83% de su corriente nominal en baja tensión, el transformador –T4, al 66% de su corriente nominal en alta tensión, y el transformador –T6, el 59% de su corriente nominal en alta tensión.

4.3.6.6. Energizar los transformadores –T5 Y –T6.

Verificar las mismas condiciones anteriores para energizar cada transformador de manera individual y seguir los mismos pasos.

TABLA 5: REGISTRO DE MEDICIONES A VACÍO DE TRANSFORMADORES –T1, –T4, -T5 Y –T6. FUENTE: LOS AUTORES.

	-T1		-T4		-T5		-T6	
	Lado B.T. (Y)	Lado A.T.(D)	Lado A.T.(D)	Lado B.T.(Y)	Lado A.T. (Y)	Lado B.T.(Y)	Lado A.T. (Y)	Lado B.T.(Y)
VAB	208,1	600,2884615	600,2884615	480,2307692	480,2307692	208,1	480,230769	208,1
VBC	206,2	594,8076923	594,8076923	475,8461538	475,8461538	206,2	475,846154	206,2
VCA	205,9	593,9423077	593,9423077	475,1538462	475,1538462	205,9	475,153846	205,9
VAN	120,1501155	317,3	317,7	276,8	277,8	120,3	277,8	120,3
VBN	119,0531178	319,3	319,2	272,2	272,9	117,5	272,9	117,5
VCN	118,8799076	338,1	338,2	270,1	270	116	270	116
IA	26,2		5,6	3,4	1,4		2,1	

IB	27		5,9	4,8	1,7		3	
IC	24,4		4,9	4,2	2,2		2,1	
In variac	1,4							
In trafo	2,4		0,4	0,6				
Ig tablero	1							

Observación: Al energizar el sistema, con los transformadores –T1, –T4, –T5 y –T6, el consumo de corriente del transformador –T1 aumenta al 96% de su corriente nominal en baja tensión, el transformador –T4, al 91% de su corriente nominal en alta tensión y al 52% de su corriente nominal en baja tensión, el transformador –T5, el 45% de su corriente nominal en alta tensión y el transformador –T6, el 59% de su corriente nominal en alta tensión.

NOTA: En la tabla podemos observar que, cuando el sistema está funcionando con los dos transformadores de 3KVA, la fase B del lado de baja tensión del transformador de 10 KVA está en su valor nominal de corriente; motivo por el cual sólo se va a utilizar el transformador –T5 de 3KVA para realizar las pruebas siguientes sin que el sistema se vea forzado.

4.3.7. Cálculos matemáticos.

Para poder calcular la corriente que circulará por las diferentes secciones del sistema, se deben tener los datos de las pruebas a vacío del transformador; la impedancia de cortocircuito no intervendrá en el cálculo.

Datos tomados de las pruebas de cortocircuito (referidas desde lado de alta tensión) y circuito abierto (referidas al lado de baja tensión en el transformador de 10 KVA y al lado de alta tensión en los otros 3 transformadores).

TABLA 6: REGISTRO DE VALORES DE PRUEBAS DE TRANSFORMADORES. FUENTE: LOS AUTORES.

	-T1	-T4	-T5	-T6
Vcc	17,06	15,6866667	10,0033333	9,16666667
Icc	10,1	5,9	4,3333333	4,2
Pcc	0,29	0,16	0,12	0,11
Vca	206,73	597,2333	479,6667	479,0333
Ica	10,15	2,1	1,8	2,3667
Pca	0,16	0,1	0,05	0,08

$$\text{Impedancia de cortocircuito} = Z_{cc} = \frac{V_{cc}}{I_{cc}} \angle \cos^{-1} \frac{P_{cc}}{V_{cc} * I_{cc}}$$

ECUACIÓN 16: IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO. FUENTE: [11].

$$\text{Admitancia de excitación} = Y_{ex} = \frac{I_{ca}}{V_{ca}} \angle \cos^{-1} \frac{P_{ca}}{V_{ca} * I_{ca}}$$

ECUACIÓN 17: ADMITANCIA DE EXCITACIÓN. FUENTE: [11].

$$\text{Conductancia} = G = \frac{I_{ca}}{V_{ca}} \cos \left(\cos^{-1} \frac{P_{ca}}{V_{ca} * I_{ca}} \right)$$

ECUACIÓN 18: CONDUCTANCIA. FUENTE: [11].

$$\text{Susceptancia} = B = \frac{I_{ca}}{V_{ca}} \sin \left(\cos^{-1} \frac{P_{ca}}{V_{ca} * I_{ca}} \right)$$

ECUACIÓN 19: SUSCEPTANCIA. FUENTE: [11].

$$\text{Resistencia de excitación} = R_{ex} = \frac{1}{G}$$

ECUACIÓN 20: RESISTENCIA DE EXCITACIÓN. FUENTE: [11].

$$\text{Reactancia de excitación} = jX_{ex} = \frac{1}{B}$$

ECUACIÓN 21: REACTANCIA DE EXCITACIÓN. FUENTE: [11].

4.3.7.1. Cálculo de valores de modelo real del transformador de 10 KVA (-T1):

$$Z_{cc} = \frac{17.06}{10.1} \angle \cos^{-1} \frac{0.29}{17.06 * 10.1}$$

$$Z_{cc} = 1.6891 \angle 89.9036^\circ \Omega; \text{ referido desde el lado de A.T.}$$

$$Y_{ex} = \frac{10.15}{206.73} \angle \cos^{-1} \frac{0.16}{206.73 * 10.15}$$

$$Y_{ex} = 0.049 \angle 89.9960^\circ = 3.673 \times 10^{-6} + j0.049$$

$$R_{ex} = \frac{1}{3.673 \times 10^{-6}} = 272.26 \text{ K}\Omega; \text{ referido al lado de B.T.}$$

$$jX_{ex} = \frac{1}{j0.049} = j20.41 \Omega; \text{ referido al lado de B.T.}$$

4.3.7.2. Cálculo de valores de modelo real del transformador de 6 KVA (-T4):

$$Z_{cc} = \frac{15.6867}{5.9} \angle \cos^{-1} \frac{0.16}{15.6867 * 5.9}$$

$$Z_{cc} = 2.6588 \angle 89.9009^\circ \Omega; \text{ referido desde el lado de A.T.}$$

$$Y_{ex} = \frac{2.1}{597.2333} \angle \cos^{-1} \frac{0.1}{597.2333 * 2.1}$$

$$Y_{ex} = 0.003516 \angle 89.9954^\circ = 2.8036 \times 10^{-7} + j0.003516$$

$$R_{ex} = \frac{1}{2.8036 \times 10^{-7}} = 3566.84 \text{ K}\Omega; \text{ referido al lado de A.T.}$$

$$jX_{ex} = \frac{1}{j0.003516} = j284.41 \Omega; \text{ referido al lado de A.T.}$$

4.3.7.3. Cálculo de valores de modelo real del transformador de 3KVA mediano (-T5):

$$Z_{cc} = \frac{10.0033}{4.3333} \angle \cos^{-1} \frac{0.12}{10.0033 * 4.3333}$$

$$Z_{cc} = 2.3085 \angle 89.5204^\circ \Omega; \text{ referido desde el lado de A.T.}$$

$$Y_{ex} = \frac{1.8}{479.6667} \angle \cos^{-1} \frac{0.05}{479.6667 * 1.8}$$

$$Y_{ex} = 0.003753 \angle 89.9967^\circ = 2.1731 \times 10^{-7} + j0.0037526$$

$$R_{ex} = \frac{1}{2.1731 \times 10^{-7}} = 4601.72 \text{ K}\Omega; \text{ referido al lado de A.T.}$$

$$jX_{ex} = \frac{1}{j0.0037526} = j266.48 \Omega; \text{ referido al lado de A.T.}$$

4.3.7.4. Cálculo de valores de modelo real del transformador de 3KVA pequeño (-T6):

$$Z_{cc} = \frac{9.1667}{4.2} \angle \cos^{-1} \frac{0.11}{9.1667 * 4.2}$$

$$Z_{cc} = 2.1825 \angle 89.8363^\circ \Omega; \text{ referido desde el lado de A.T.}$$

$$Y_{ex} = \frac{2.3667}{479.0333} \angle \cos^{-1} \frac{0.08}{479.0333 * 2.3667}$$

$$Y_{ex} = 0.00494 \angle 89.9959^\circ = 3.48625 \times 10^{-7} + j0.00494$$

$$R_{ex} = \frac{1}{2.1731 \times 10^{-7}} = 2868.41 \text{ K}\Omega; \text{ referido al lado de A.T.}$$

$$jX_{ex} = \frac{1}{j0.00494} = j202.43 \text{ }\Omega; \text{ referido al lado de A.T.}$$

4.3.7.5. Cálculos de flujo de corriente a partir de modelo real de transformadores:

Una vez que se hayan calculado los datos del modelo real de cada transformador, se procede a calcular los valores de corriente de cada sección del sistema, teniendo siempre en consideración que para tener el valor real de corriente, hay que referenciarlo a su respectivo nivel de tensión.

Se empieza calculando la corriente de vacío del transformador -T6, luego -T5, -T4 y por último -T1. El resultado debe coincidir con el valor promedio de las corrientes de las 3 fases que se muestra en la tabla anterior.

Para proceder al cálculo hay que considerar las siguientes ecuaciones:

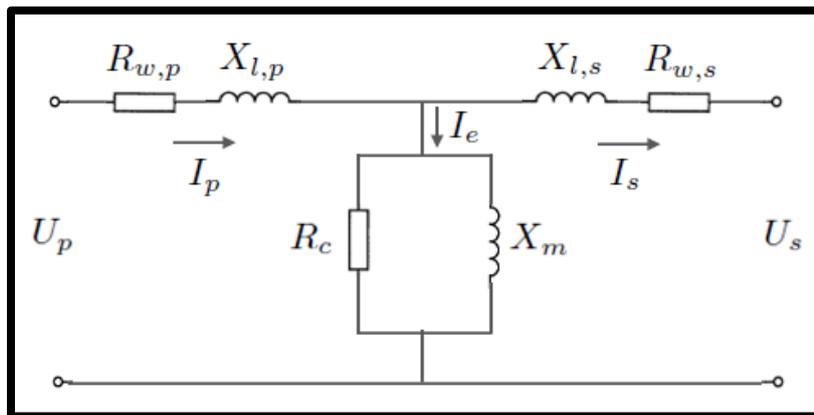


FIGURA 116: MODELO REAL DEL TRANSFORMADOR. FUENTE: [11].

Corriente primaria = Corriente a vacío + Corriente secundaria

$$I_p = I_e + I_s$$

ECUACIÓN 22: CORRIENTE EN EL LADO PRIMARIO DEL TRANSFORMADOR. FUENTE: [11].

Corriente a vacío = Corriente núcleo + Corriente magnetización

$$I_e = I_{Re} + I_{Xm}$$

$$I_e = \frac{U_p}{R_e} + \frac{U_p}{X_m}$$

ECUACIÓN 23: CORRIENTE A VACÍO DEL TRANSFORMADOR. FUENTE: [11].

4.3.7.6. Corriente primaria del transformador –T6:

Si la corriente secundaria es cero (no hay carga conectada), entonces la corriente primaria será igual a la corriente de vacío, vista desde el lado de alta, por eso se van a utilizar los valores del modelo real del transformador referido al lado de alta.

$$I_p = I_e = \frac{479.03V}{2868.41 \text{ K}\Omega} + \frac{479.03V}{j202.43 \Omega}$$
$$I_p = 2.37A$$

4.3.7.7. Corriente primaria del transformador –T5:

$$I_p = I_e = \frac{479.67V}{4601.72 \text{ K}\Omega} + \frac{479.67V}{j266.48 \Omega}$$
$$I_p = 1.8A$$

4.3.7.8. Corriente primaria del transformador –T4:

En este caso la corriente secundaria del transformador –T4 sería la sumatoria de las corrientes primarias de los transformadores –T5 y –T6. La corriente primaria en –T4 sería la suma de la corriente de vacío, vista desde el lado de alta, y la corriente secundaria, referida al lado de alta tensión.

$$I_p = I_e + I_s = \frac{597.23V}{j284.41 \Omega} + 4.17A * \left(\frac{480}{600}\right)$$
$$I_p = 2.1A + 3.37A$$
$$I_p = 5.45 A$$

4.3.7.9. Corriente primaria del transformador –T1:

La corriente primaria del transformador –T1 sería la suma de la corriente de vacío, vista desde el lado de baja, y la corriente secundaria, referida al lado de baja tensión.

$$I_p = I_e + I_s = \frac{206.73V}{j20.41 \Omega} + 5.45A * \left(\frac{600}{208}\right)$$

$$I_p = 10.13 + 15.72A$$

$$I_p = 25.85 A$$

4.3.8. Recursos utilizados (Equipos, accesorios y materiales consumibles)

- Analizador de redes
- Amperímetro
- Tabla de registro de valores

4.3.9. Registro de resultados

➤ Cuestionario

¿Por qué en este caso la corriente de vacío de cada transformador no se puede considerar como despreciable?

¿Cómo afecta el valor de corriente de vacío de cada transformador al funcionamiento del sistema?

➤ Conclusiones

El comportamiento del sistema se ve afectado por el estado de los transformadores.

Si el estado del núcleo de un transformador está en óptimas condiciones, no se presentan este tipo de problemas.

Al tener valores significativos de corriente de excitación, ya tenemos consumo de corriente existente y el sistema no podrá trabajar simultáneamente con todos los transformadores a valores nominales de intensidad.

El transformador –T1 carga con las pérdidas de vacío de todos los transformadores que están conectados aguas abajo.

El transformador –T4 carga con las pérdidas de vacío de los transformadores – T5 y –T6.

➤ **Recomendaciones**

No sobrepasar los 27 A de corriente nominal en el lado de B.T. del transformador de 10KVA, para esto se debe colocar la protección adecuada.

Para evitar caídas de tensión, se recomienda tener cortocircuitados los transformadores de corriente que no estén conectados a un equipo de medición o protección.

Se recomienda realizar prácticas de análisis de corrientes de vacío de cada transformador y de modelamiento matemático del núcleo ferromagnético con sus respectivas pérdidas por histéresis.

4.3.10. Cronograma / calendario

De acuerdo a la planificación de cada docente.

4.4. Práctica 4: Análisis del flujo de corriente del sistema con carga conectada.

4.4.1. Datos informativos

- Materia: Máquinas eléctricas I
- Práctica: N° 4
- Número de estudiantes: 20
- Nombre del docente: Ing. Roy Santana
- Tiempo estimado: 2 Horas

4.4.2. Datos de la práctica

Tema: Análisis del flujo de corriente del sistema, con carga.

4.4.3. Objetivo general

Analizar el comportamiento del sistema cuando es energizado y trabaja a valores nominales de tensión, con carga conectada.

4.4.4. Objetivos específicos

- Determinar los valores máximos de operación del sistema cuando trabaja con carga conectada.

4.4.5. Marco teórico

4.4.5.1. Sobrecarga

La sobrecarga es una falla en la que poco a poco se demanda más corriente que la habitual. En virtud de que la sobrecarga es una demanda paulatina pero creciente de la corriente eléctrica, su efecto es siempre un incremento de temperatura, ya sea en el equipo eléctrico, en los conductores de la instalación, o en las protecciones.

El incremento en la temperatura puede causar fatiga en los elementos de la instalación y disminución de su vida útil, pero también puede ser tan grande el calor que se generan incendios, si la falla de sobrecarga no se interrumpe.

Para protegerse ante fallas de sobrecarga en los circuitos eléctricos se utilizan principalmente los interruptores termomagnéticos, como lo es el clásico interruptor de Square D. En el interior del interruptor existe un elemento bimetalico que utiliza el efecto térmico de la sobrecarga para detectarla y mandar la apertura del interruptor para así proteger la instalación eléctrica y a sus usuarios.

4.4.6. Marco procedimental

Conectar los transformadores tal como se muestra en el diagrama. Es importante que todos los transformadores estén conectados a la tierra común del sistema. Así mismo, para empezar a realizar las pruebas de flujo de corriente, todos los bornes de transformadores de corriente deben estar cortocircuitados entre sí; ya que si se encuentran abiertos pueden causar caídas en los valores de voltaje.

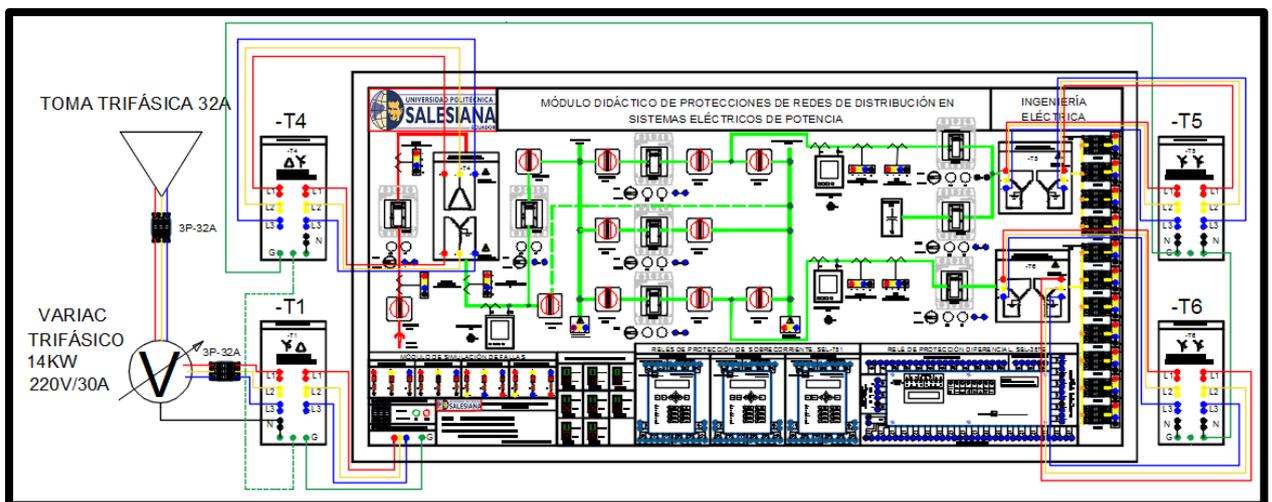


FIGURA 117: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. DIAGRAMA DE CONEXIÓN ELÉCTRICA PARA PRÁCTICA 4. FUENTE: LOS AUTORES.

- Energizar progresivamente el sistema para analizar el comportamiento del flujo de corriente en cada sección del sistema cuando se conecta carga en el lado de baja tensión de los transformadores –T5 y –T6.
- Establecer los valores de corriente máxima que se puede cargar al sistema.

- Dimensionar el banco de capacitores que permitirá mejorar el factor de potencia de una carga conectada.
- Establecer conclusiones y recomendaciones a cerca de la práctica.

4.4.6.1. Condiciones de funcionamiento

- Verificar que la fuente de tensión variable NO esté regulada a valores mayores de 208 V.
- Verificar que la fuente de tensión variable NO entregue más de 27 amperios.
- Verificar que el voltaje de salida del sistema NO sea inferior al 97% del voltaje que entrega la fuente variable. La caída máxima de tensión no debe superar el 3% del valor nominal [36].
- Verificar que todos los bornes de los TC`s estén cortocircuitados entre sí; debido al riesgo de sobretensiones, estos elementos no pueden ser operados con bornes secundarios abiertos, sino únicamente en cortocircuito o con la carga del equipo de medida [35].
- Verificar que dentro de los módulos de simulación de fallas a tierra, todos los switch estén en posición OFF y sin ningún cableado conectado.

4.4.6.2. Energizar el sistema a través de los bornes de alimentación independiente.

Conectar la fuente de tensión variable al lado de baja del transformador –T1 de 10 KVA y aplicar un voltaje de 208 V como máximo, ya que este es el valor nominal de tensión en las bobinas del transformador.

Conectar el lado de alta del transformador –T1, de 10 KVA a la entrada de alimentación independiente del sistema.

4.4.6.3. Energizar el transformador de 6KVA, –T4.

Verificar que el seccionador -89-301 y el interruptor -52-301 estén cerrados. Presionar “CIERRE” en el pulsador del interruptor -52-301, esto energizará al transformador –T4.

4.4.6.4. Energizar el transformador de 3KVA mediano, -T5.

Verificar que los seccionadores -89-302, -89-304, -89-307 y los interruptores -52-302, -52-303, -52-306 estén cerrados. Presionar “CIERRE” en el pulsador del interruptor -52-302, luego el -52-303 y por último el -52-306, esto energizará al transformador –T5.

4.4.6.5. Energizar el transformador de 3 KVA pequeño, -T6.

Verificar que los seccionadores -89-302, -89-305, -89-308 y los interruptores -52-302, -52-304, -52-307 estén cerrados. Presionar “CIERRE” en el pulsador del interruptor -52-302, luego el -52-304 y por último el -52-307, esto energizará al transformador –T6.

Una vez que se hayan energizado todos los transformadores, se analizará cuánta carga puede ser conectada al sistema.

TABLA 7: TABLA DE REGISTRO DE VALORES DE CORRIENTES DEL SISTEMA CON TODOS LOS TRANSFORMADORES CONECTADOS. FUENTE: LOS AUTORES.

	-T1		-T4		-T5		-T6	
	Lado B.T. (Y)	Lado A.T.(D)	Lado A.T.(D)	Lado B.T.(Y)	Lado A.T. (Y)	Lado B.T.(Y)	Lado A.T. (Y)	Lado B.T.(Y)
IA	26,34615385	4,8	4,8	3,5	1,4		2,1	
IB	27,40384615	5,86	5,86	4,7	1,7		3	
IC	25,56923077	5,64	5,64	4,3	2,2		2,1	
I promedio	26,43974359	5,433333333	5,433333333	4,166666667	1,766666667	0	2,4	0

NOTA: En esta tabla podemos observar el flujo de corriente cuando el sistema está funcionando con los transformadores –T5 y –T6, la fase B del lado de baja tensión del transformador de 10 KVA está en su valor nominal de corriente.

4.4.7. Análisis del flujo de corriente del sistema con carga conectada.

4.4.7.1. Análisis del flujo de corriente del sistema cuando los transformadores –T5 y –T6 trabajan a sus valores nominales de intensidad en el lado de alta tensión.

TABLA 8: REGISTRO DE VALORES DE CORRIENTES DEL SISTEMA CON LOS TRANSFORMADORES –T5 Y –T6 TRABAJANDO A VALORES NOMINALES DE CORRIENTE EN ALTA TENSIÓN. FUENTE: LOS AUTORES.

	-T1		-T4		-T5		-T6	
	Lado B.T. (Y)	Lado A.T.(D)	Lado A.T.(D)	Lado B.T.(Y)	Lado A.T. (Y)	Lado B.T.(Y)	Lado A.T. (Y)	Lado B.T.(Y)
IA	35,54615385	7,850666667	7,850666667	7,313333333	3,61	5,1*	3,703333333	3,7*
IB	36,20384615	8,910666667	8,910666667	8,513333333	3,91	5,1*	4,603333333	3,7*
IC	34,13846154	8,610666667	8,610666667	8,013333333	4,41	5,1*	3,603333333	3,7*
I promedio	35,29615385	8,457333333	8,457333333	7,946666667	3,976666667	5,1*	3,97	3,7*

Observación: Nótese los valores con* en la tabla superior. Estos valores simulan la condición en la que los transformadores –T5 y –T6 trabajarían con carga conectada hasta que circulen los valores nominales de corriente en sus devanados de alta tensión, los transformadores –T4 y –T1 sufrirían afectaciones debido a la sobrecarga que se produciría en sus devanados, por lo tanto, generar estos valores con * es INADMISIBLE.

4.4.7.2. Análisis del flujo de corriente del sistema cuando el transformador –T5 trabaja a sus valores nominales de intensidad en el lado de alta tensión y el transformador –T6 es energizado.

TABLA 9: REGISTRO DE VALORES DE CORRIENTES DEL SISTEMA CON EL TRANSFORMADOR –T5 TRABAJANDO A VALORES NOMINALES DE CORRIENTE EN ALTA TENSIÓN Y –T6 CONECTADO. FUENTE: LOS AUTORES.

	-T1		-T4		-T5		-T6	
	Lado B.T. (Y)	Lado A.T.(D)	Lado A.T.(D)	Lado B.T.(Y)	Lado A.T. (Y)	Lado B.T.(Y)	Lado A.T. (Y)	Lado B.T.(Y)
IA	31,84615385	6,568	6,568	5,71	3,61	5,1*	2,1	
IB	32,50384615	7,628	7,628	6,91	3,91	5,1*	3	
IC	30,43846154	7,328	7,328	6,41	4,41	5,1*	2	
I promedio	31,59615385	7,174666667	7,174666667	6,343333333	3,976666667	5,1*	2,366666667	0

Observación: Nótese los valores con* en la tabla superior. Si en el transformador –T5 se llegase a conectar carga hasta que circulen los valores nominales de corriente en sus devanados de alta tensión y si se energizara el transformador –T6, los transformadores –T4 y –T1 sufrirían afectaciones debido a la sobrecarga que se produciría en sus devanados, por lo tanto, generar estos valores con* es INADMISIBLE.

4.4.7.3. Análisis del flujo de corriente del sistema cuando el transformador –T5 trabaja a sus valores nominales de intensidad en el lado de alta tensión sin el transformador –T6 energizado.

TABLA 10: REGISTRO DE VALORES DE CORRIENTES DEL SISTEMA CON EL TRANSFORMADOR –T5 TRABAJANDO A VALORES NOMINALES DE CORRIENTE EN ALTA TENSIÓN. FUENTE: LOS AUTORES.

	-T1		-T4		-T5		-T6	
	Lado B.T. (Y)	Lado A.T.(D)	Lado A.T.(D)	Lado B.T.(Y)	Lado A.T. (Y)	Lado B.T.(Y)	Lado A.T. (Y)	Lado B.T.(Y)
IA	27	4,888	4,888	3,61	3,61	5,1*	0	
IB	25,58076923	5,228	5,228	3,91	3,91	5,1*	0	
IC	25,82307692	5,728	5,728	4,41	4,41	5,1*	0	
I promedio	26,13461538	5,281333333	5,281333333	3,976666667	3,976666667	5,1*	0	0

Observación: Si en el transformador –T5 se llegase a conectar carga hasta que circule la corriente nominal en el devanado de alta tensión, los transformadores –T4 y –T1 estarían casi al límite de sus corrientes nominales de operación, por lo tanto, generar estos valores SÍ es factible.

4.4.7.4. Análisis del flujo de corriente del sistema cuando el transformador –T6 trabaja a sus valores nominales de intensidad en el lado de alta tensión y el transformador –T5 es energizado.

TABLA 11: REGISTRO DE VALORES DE CORRIENTES DEL SISTEMA CON EL TRANSFORMADOR –T6 TRABAJANDO A VALORES NOMINALES DE CORRIENTE EN ALTA TENSIÓN Y –T5 CONECTADO. FUENTE: LOS AUTORES.

	-T1		-T4		-T5		-T6	
	Lado B.T. (Y)	Lado A.T.(D)	Lado A.T.(D)	Lado B.T.(Y)	Lado A.T. (Y)	Lado B.T.(Y)	Lado A.T. (Y)	Lado B.T.(Y)
IA	30,44615385	6,082666667	6,082666667	5,103333333	1,4		3,703333333	3,7*
IB	31,10384615	7,142666667	7,142666667	6,303333333	1,7		4,603333333	3,7*
IC	29,03846154	6,842666667	6,842666667	5,803333333	2,2		3,603333333	3,7*
I promedio	30,19615385	6,689333333	6,689333333	5,736666667	1,766666667	0	3,97	3,7*

Observación: Nótese los valores con* en la tabla superior. Si en el transformador –T6 se llegase a conectar carga hasta que circulen los valores nominales de corriente en sus devanados de alta tensión y si se energizara el transformador –T5, los transformadores –T4 y –T1 sufrirían afectaciones debido a la sobrecarga que se produciría en sus devanados, por lo tanto, generar estos valores con* es INADMISIBLE.

4.4.7.5. Análisis del flujo de corriente del sistema cuando el transformador –T6 trabaja a sus valores nominales de intensidad en el lado de alta tensión sin el transformador –T5 energizado.

TABLA 12: REGISTRO DE VALORES DE CORRIENTES DEL SISTEMA CON EL TRANSFORMADOR –T6 TRABAJANDO A VALORES NOMINALES DE CORRIENTE EN ALTA TENSIÓN. FUENTE: LOS AUTORES.

	-T1		-T4		-T5		-T6	
	Lado B.T. (Y)	Lado A.T.(D)	Lado A.T.(D)	Lado B.T.(Y)	Lado A.T. (Y)	Lado B.T.(Y)	Lado A.T. (Y)	Lado B.T.(Y)
IA	27,21538462	4,962666667	4,962666667	3,703333333	0		3,703333333	3,7*
IB	27,18076923	5,782666667	5,782666667	4,603333333	0		4,603333333	3,7*
IC	23,96153846	5,082666667	5,082666667	3,603333333	0		3,603333333	3,7*
I promedio	26,11923077	5,276	5,276	3,97	0	0	3,97	3,7*

Observación: Nótese los valores con* en la tabla superior. Si en el transformador –T6 se llegase a conectar carga hasta que circule la corriente nominal en el devanado de alta tensión, los transformadores –T4 y –T1 estarían casi al límite de sus corrientes nominales de operación, por lo tanto, generar estos valores con* SÍ es factible.

4.4.7.6. Análisis del flujo de corriente del sistema cuando el transformador –T5 trabaja con carga conectada.

TABLA 13: REGISTRO DE VALORES DE CORRIENTES DEL SISTEMA CON EL TRANSFORMADOR –T5 TRABAJANDO CON DOS MOTORES A VACÍO COMO CARGAS. FUENTE: LOS AUTORES.

	-T1		-T4		-T5	
	Lado B.T. (Y)	Lado A.T.(D)	Lado A.T.(D)	Lado B.T.(Y)	Lado A.T. (Y)	Lado B.T.(Y)
IA	25,58846154	4,433333333	4,433333333	2,916666667	2,916666667	3,5*
IB	23,86923077	4,634666667	4,634666667	3,043333333	3,043333333	3,1*
IC	23,87692308	5,053333333	5,053333333	3,816666667	3,816666667	3,5*
I promedio	24,44487179	4,707111111	4,707111111	3,258888889	3,258888889	3,366666667*

Observación: Nótese los valores con* en la tabla superior. Si en el transformador –T5 se llegase a conectar dos motores a vacío como carga tales que hagan que circule la corriente mostrada en la tabla, no habría inconveniente alguno, por lo tanto, generar estos valores con* SÍ es factible.

Es importante tener en cuenta que si el relé no puede medir con exactitud los valores de corriente que circulan por el lado de A.T. del transformador de 6KVA, es por problemas de los transformadores de corriente, mas no error de cálculo. Este fenómeno se explicará posteriormente, dentro del marco teórico de la práctica # 6.

4.4.8. Recursos utilizados (equipos, accesorios y materiales consumibles)

- Analizador de redes
- Amperímetro
- Tabla de registro de valores

4.4.9. Registro de resultados

➤ **Cuestionario**

¿Por qué los transformadores –T5 y –T6 no podrían trabajar simultáneamente a sus valores nominales de corriente en el lado de baja tensión?

➤ **Conclusiones**

Al introducir carga en el sistema, se crea un efecto adicional con respecto a las pérdidas que se cargan en los transformadores; como las cargas van conectadas en el lado de B.T. de los transformadores –T5 o –T6, estos van a cargar con el valor de corriente consumido por la carga conectada más la corriente de vacío que tenía inicialmente. Finalmente, como se lo explicó en la práctica #3, el

transformador –T1 es el que cargaría con todas las corrientes de vacío existentes en los transformadores más la corriente de consumo de la carga que se vaya a conectar.

➤ **Recomendaciones**

Colocar la protección adecuada (25 A) en el lado de B.T. del transformador –T1. Cortocircuitar los transformadores de corriente que no estén conectados a un equipo de medición o protección.

Realizar prácticas de análisis, cálculo y dimensionamiento de un banco de capacitores conectado en el lado de A.T. del transformador –T5 para mejoramiento del factor de potencia cuando se tiene una carga fija conectada.

4.4.10. Cronograma / calendario

De acuerdo a la planificación de cada docente.

4.5. Práctica 5: Análisis y cálculo de fallas monofásicas a tierra.

4.5.1. Datos informativos

- Materia: SEP II, Protecciones
- Práctica: N° 6
- Número de estudiantes: 20
- Nombre del docente: Ing. Roy Santana
- Tiempo estimado: 2 Horas

4.5.2. Datos de la práctica

Tema: Análisis y cálculo de fallas monofásicas a tierra.

4.5.3. Objetivo general

Analizar las corrientes de falla monofásica a tierra del sistema en los devanados de alta y baja tensión del transformador –T5.

4.5.4. Objetivos específicos

- Demostrar por medio de cálculos matemáticos el origen de los valores obtenidos.

4.5.5. Marco teórico

4.5.5.1. Valores en por ciento y en por unidad.

Los parámetros de los sistemas eléctricos de potencia se expresan en forma común en por unidad o en por ciento para simplificar notación y cálculos, en especial cuando en un mismo sistema eléctrico se manejan distintos niveles de voltaje y potencia en los equipos.

Un valor en por unidad o cualquier cantidad expresada en por unidad, es la relación de esta cantidad entre un valor denominado como base. El resultado se expresa como una cantidad adimensional.

Una de las ventajas de utilizar cantidades en por unidad y en por ciento es que su representación resulta ser una forma más directa de comparar datos, ya que las magnitudes relativas se pueden comparar directamente.

En los sistemas eléctricos trifásicos, la práctica común es usar el voltaje nominal del sistema como base y un valor conveniente en KVA o MVA como potencia base.

El voltaje utilizado como base, es el de fase a fase. Los valores de impedancias expresados en por unidad, se refieren al valor base de impedancia.

Debido a que todas las impedancias en un sistema se deben expresar sobre la misma base para los cálculos en por unidad o en por ciento, es necesario convertir todos los valores a una base común seleccionada [8].

Para los estudios de cortocircuito, es necesario preparar la red, por lo que se sugiere representar el sistema por medio de un diagrama unifilar que incluya todas las componentes significativas. Luego es necesario preparar un diagrama de impedancias, el cual se obtiene reemplazando cada elemento del diagrama unifilar por su respectiva impedancia, conservando su interconexión.

Para los estudios de cortocircuito, las cantidades se expresan por lo general en por unidad (pu), referidas a una base común de potencia (KVA o MVA) y los niveles de base de voltaje para el sistema en estudio.

4.5.5.2. Obtención de valores de impedancias en transformadores

La reactancia o impedancia de los transformadores se expresa comúnmente en por ciento (%Z) referida a la potencia nominal del transformador en KVA. Este valor de impedancia, usualmente se expresa a la capacidad del transformador (en KVA).

4.5.5.3. Falla trifásica sólida

Una falla trifásica sólida describe la condición en que los tres conductores, es decir, las tres fases, se unen físicamente con un valor de cero impedancias entre ellas, como si se soldaran o atornillaran físicamente.

Aun cuando este tipo de condiciones de falla no es el más frecuente en ocurrencia, resulta por lo general el de mayor valor y, por esta razón, resulta el cálculo básico para las instalaciones eléctricas.

4.5.5.4. Falla de fase a fase sólida

En la mayoría de los sistemas trifásicos, los niveles de falla sólida de fase a fase son de aproximadamente el 87% de la corriente de falla trifásica sólida [8], debido a esto, el cálculo de esta falla no siempre se requiere, ya que no representa el valor máximo.

4.5.5.5. Falla de línea (fase) a tierra sólida

En sistemas con el neutro sólidamente conectado a tierra, la falla sólida de fase a tierra es por lo general igual o ligeramente menor que la falla sólida trifásica [8], excepto cuando se conectan los neutros a tierra a través de un valor elevado de impedancia, donde el valor de corriente es significativamente menor.

El cálculo de la falla de línea a tierra, es necesario en las instalaciones eléctricas que tienen el neutro sólidamente aterrizado en el lado de bajo voltaje. Para el cálculo de la falla de línea a tierra, se requiere del uso de técnicas por componentes simétricas, ya que la corriente de falla a tierra produce un sistema desbalanceado que puede ser analizado con mayor facilidad por medio de este método.

4.5.6. Marco procedimental

En esta parte, se presentan algunos de los detalles de los cálculos de cortocircuito, que incluyen la representación del propio sistema como una impedancia equivalente del punto de falla hacia la fuente, iniciando por la obtención de los valores equivalentes de las impedancias de los elementos del sistema. Después de esta representación, el cálculo de los valores de cortocircuito resulta relativamente simple con un procedimiento de paso a paso.

- Preparar un diagrama unifilar del sistema, incluyendo todas las componentes significativas del mismo.

- Determinar los puntos de falla y el tipo de corriente de cortocircuito a determinar.
- Preparar el diagrama de impedancias correspondiente, reemplazando cada elemento por su impedancia y cada fuente de cortocircuito por una fuente de voltaje en serie con una reactancia e impedancia.
- Para el punto de falla designado y las condiciones de falla, reducir la red, de manera que se obtenga una impedancia equivalente entre el punto de falla y la fuente.

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, se suele despreciar el valor de la resistencia, especialmente en las componentes de alta tensión, en donde el valor de la reactancia, predomina sobre el de la resistencia.

Para efecto del análisis de la corriente de falla de fase sólida a tierra en el módulo, se realiza lo siguiente:

Conectar los transformadores tal como se muestra en el diagrama. Es importante que todos los transformadores estén conectados a la tierra común del sistema. Así mismo, para empezar a realizar las pruebas de corrientes de falla monofásica, hay que asegurarse que el flujo de corriente no presente anomalías y que haya una resistencia interconectada que limite la magnitud de la corriente de falla.

- Energizar el sistema y determinar la magnitud de la corriente de falla monofásica en los devanados de alta y baja tensión en el transformador –T5.
- Demostrar matemáticamente el origen de los valores obtenidos en la experimentación.
- Definir los valores de ajuste para la protección de sobrecorriente en función de las magnitudes obtenidas.
- Establecer conclusiones y recomendaciones de la práctica.

4.5.6.1. Condiciones de funcionamiento

- Verificar que la fuente de tensión variable NO esté regulada a valores mayores de 208 V.
- Verificar que la fuente de tensión variable NO entregue más de 27 Amperios.
- Verificar que el voltaje de salida del sistema NO sea inferior al 97% del voltaje que entrega la fuente variable. La caída máxima de tensión no debe superar el 3% del valor nominal [36].
- Verificar que todos los bornes de los TC`s estén cortocircuitados entre sí; debido al riesgo de sobretensiones, estos elementos no pueden ser operados con bornes secundarios abiertos, sino únicamente en cortocircuito o con la carga del equipo de medida [35].
- Verificar que al momento de generar la falla de fase a tierra, exista una resistencia interconectada que limite la magnitud de esta corriente.
- Despejar la falla generada en menos de 5 segundos para evitar que se produzcan elevadas temperaturas en las resistencias.
- Verificar que dentro de los módulos de simulación de fallas a tierra, todos los switch estén en posición OFF y sin ningún cableado conectado.

4.5.6.2. Energizar el sistema a través de los bornes de alimentación independiente.

Conectar la fuente de tensión variable al lado de baja del transformador –T1 de 10 KVA y aplicar un voltaje de 208 V como máximo, ya que este es el valor nominal de tensión en las bobinas del transformador.

Conectar el lado de alta del transformador –T1, de 10 KVA a la entrada de alimentación independiente del sistema.

4.5.6.3. Energizar el transformador de 6KVA, –T4.

Verificar que el seccionador -89-301 y el interruptor -52-301 estén cerrados. Presionar “CIERRE” en el pulsador del interruptor -52-301, esto energizará al transformador –T4.

4.5.6.4. Energizar el transformador de 3KVA mediano, -T5.

Verificar que los seccionadores -89-302, -89-304, -89-307 y los interruptores -52-302, -52-303, -52-306 estén cerrados. Presionar “CIERRE” en el pulsador del interruptor -52-302, luego el -52-303 y por último el -52-306, esto energizará al transformador –T5.

4.5.6.5. Simular falla monofásica a tierra en el lado de baja tensión del Transformador –T5.

Conectar un borne del lado de baja tensión del transformador –T5 al módulo de simulación de fallas a tierra. Una vez conectado, colocar el amperímetro en esta línea y medir la corriente de falla al momento de accionar el switch de aterrizamiento.

Despejar esta falla en menos de 5 segundos, ya que la intensidad que circula a través de la resistencia de falla puede provocar que esta sufra afectaciones por efecto Joule.

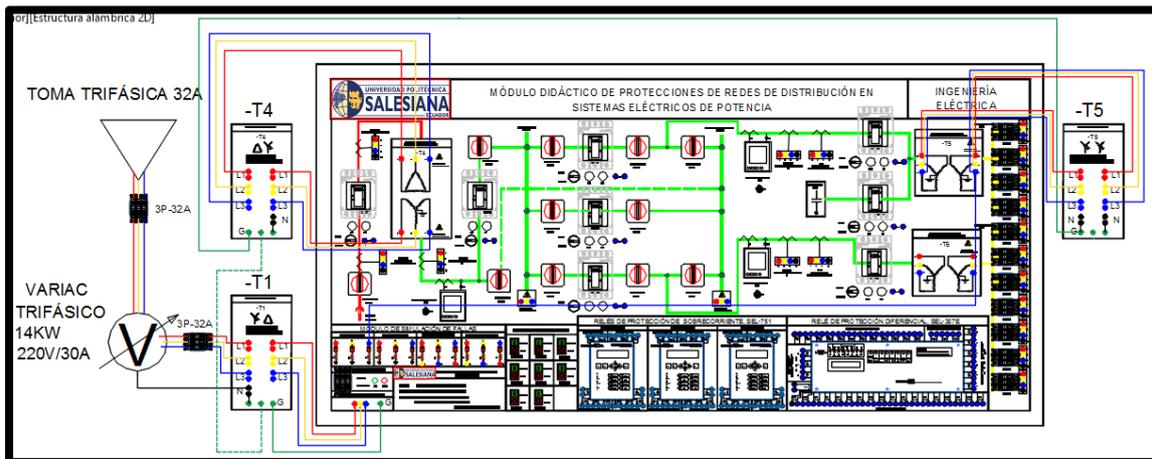


FIGURA 118: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. DIAGRAMA DE CONEXIÓN ELÉCTRICA PARA PRÁCTICA 5, SIMULACIÓN DE FALLA DE FASE A TIERRA EN EL LADO DE BAJA TENSIÓN DE TRANSFORMADOR –T5. FUENTE: LOS AUTORES.

4.5.6.6. Simular falla monofásica a tierra en el lado de alta tensión del Transformador –T5.

Conectar un borne del lado de alta tensión del transformador –T5 al módulo de simulación de fallas a tierra. Una vez conectado, colocar el amperímetro en esta línea y medir la corriente de falla al momento de accionar el switch de aterrizamiento.

Despejar esta falla en menos de 5 segundos, ya que la intensidad que circula a través de la resistencia de falla puede provocar que esta sufra afectaciones por efecto Joule.

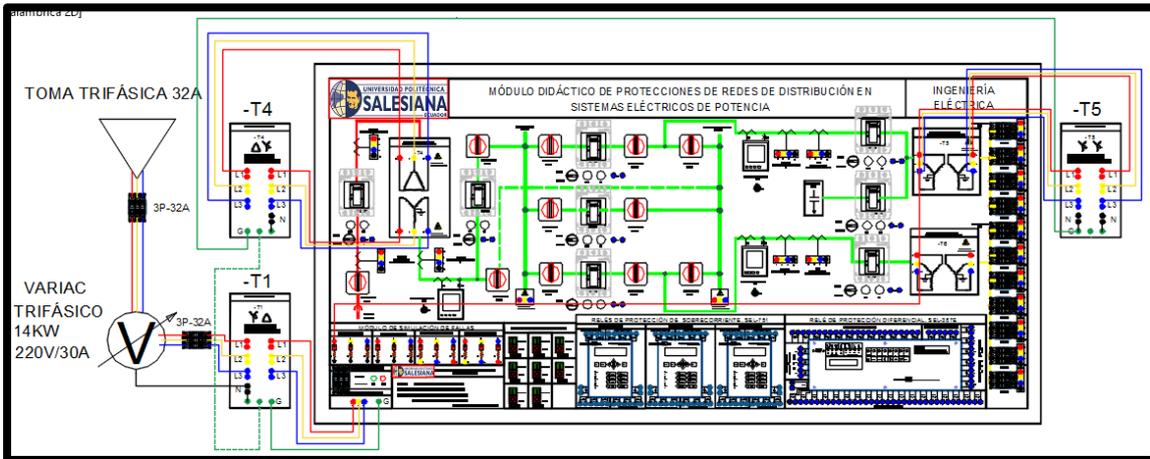


FIGURA 119: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. DIAGRAMA DE CONEXIÓN ELÉCTRICA PARA PRÁCTICA 5, SIMULACIÓN DE FALLA DE FASE A TIERRA EN EL LADO DE ALTA TENSIÓN DE TRANSFORMADOR –T5. FUENTE: LOS AUTORES.

NOTA: No se deben realizar fallas seguidas en la misma línea debido a la elevada temperatura que se produce en las resistencias. Despejar la falla en menos de 5 segundos, ya que la intensidad que circula a través de la resistencia de falla puede provocar que esta sufra afectaciones por efecto Joule.

4.5.7. Cálculos matemáticos.

4.5.7.1. Corriente de falla monofásica en el lado de baja tensión del transformador –T5:

Para poder calcular la corriente de falla monofásica que se produce al aterrizar una fase en el lado de baja tensión del transformador –T5, se deben tener los valores de las impedancias de cortocircuito (referidas al lado de alta tensión) de cada transformador, el diagrama de reactancias y los valores de voltaje y potencia base en el punto de análisis.

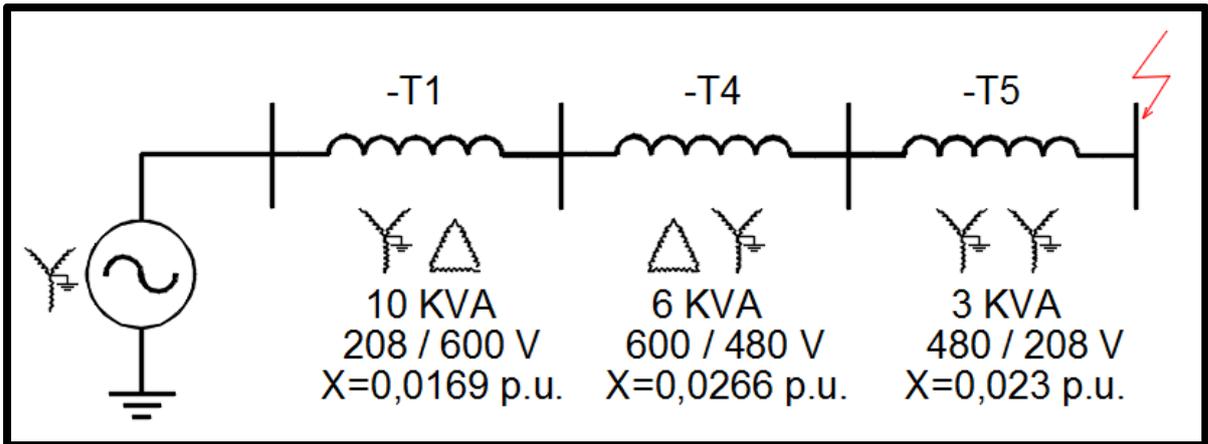


FIGURA 120: DIAGRAMA DE REACTANCIAS DEL SISTEMA PREVIO AL CÁLCULO DE CORRIENTE DE FALLA MONOFÁSICA A TIERRA. FUENTE: LOS AUTORES.

Se establecen los valores base, en este caso el voltaje base, V_B , será 208V debido a que es el nivel de tensión donde se produce la falla, y la potencia base, S_B , será 3KVA ya que es la potencia máxima en ese punto. La impedancia base puede definirse como el cociente entre el cuadrado del voltaje base y la potencia base, es decir, la impedancia base, Z_B , será:

$$Z_B = \frac{V_B^2}{S_B}$$

ECUACIÓN 24: IMPEDANCIA BASE. FUENTE: [8].

$$Z_B = \frac{208^2}{3000} = 14,42\Omega$$

Una vez definidos los valores base del sistema, hay que referenciar todas las reactancias de los elementos a estos valores:

$$X_{T1} = 0,0169 * \frac{3KVA}{10KVA} = j0,00507 p. u.$$

$$X_{T2} = 0,0266 * \frac{3KVA}{6KVA} = j0,0133 p. u.$$

$$X_{T3} = 0,0231 * \frac{3KVA}{3KVA} = j0,0231 p. u.$$

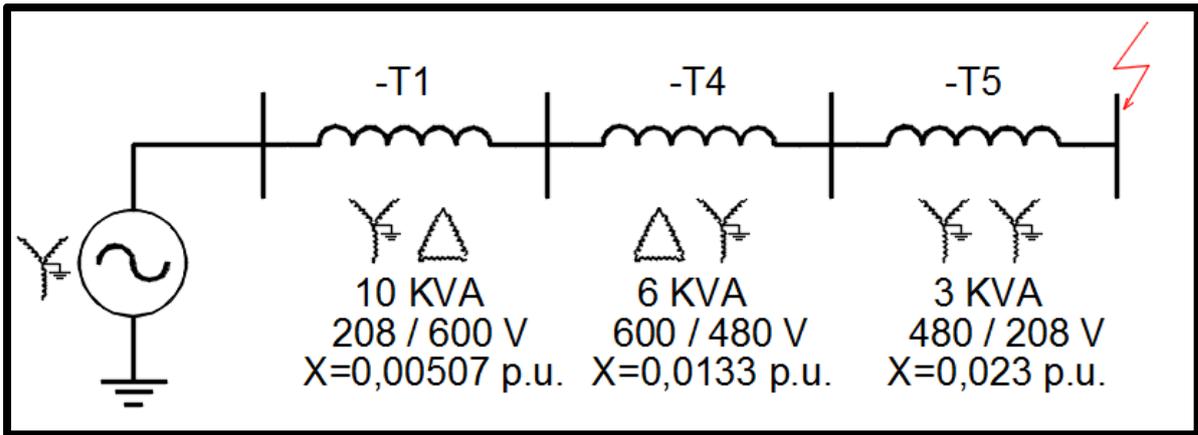


FIGURA 121: DIAGRAMA DE REACTANCIAS DEL SISTEMA CON POTENCIA BASE DE 3 KVA PARA AL CÁLCULO DE CORRIENTE DE FALLA MONOFÁSICA A TIERRA. FUENTE: LOS AUTORES.

Para calcular la corriente de falla monofásica a tierra, se empleará el método de las componentes simétricas, debido a su facilidad para poder representar un sistema eléctrico desequilibrado como un solo sistema equilibrado; esto se logra por medio de las redes de secuencia positiva, negativa y cero, que son, básicamente, un conjunto de vectores que permiten analizar el sistema desbalanceado, como uno balanceado y hacer el cálculo de una manera más sencilla.

La corriente de falla monofásica puede definirse como el triplo de la corriente I_o , la cual circula por las mallas de secuencia positiva, negativa y cero.

$$I_{f1\phi} = 3 * I_o$$

ECUACIÓN 25: CORRIENTE DE FALLA MONOFÁSICA. FUENTE: [8].

$$I_o = \frac{1}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f}$$

ECUACIÓN 26: CORRIENTE CIRCULANTE POR LAS MALLAS DE SECUENCIA, I_o . FUENTE: [8].

Los valores de impedancia de secuencia positiva (Z_1) e impedancia de secuencia negativa (Z_2), son iguales entre sí, y son equivalentes a la sumatoria de las reactancias de los transformadores -T1, -T4 y -T5 del diagrama de la figura anterior.

Debido a la complejidad para calcular el valor de la impedancia de secuencia cero (Z_0) y a su poca relevancia dentro de este cálculo específicamente, se ha optado por denotar un valor aproximado del mismo.

En transformadores, la magnitud de la impedancia de secuencia cero depende de las conexiones. Transformadores estrella-triángulo tienen una impedancia de secuencia cero, igual o menor que la de secuencia positiva. Por otro lado, en transformadores estrella-estrella sin arrollamiento terciario, la impedancia de secuencia cero es dependiente de la corriente y varias veces mayor que la impedancia de secuencia positiva [37].

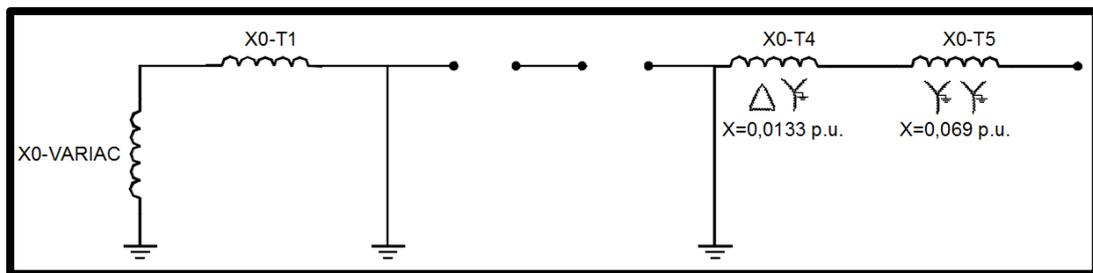


FIGURA 122: DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA CERO PARA CÁLCULO DE FALLA EN EL LADO DE B.T. EN EL TRANSFORMADOR -T5. FUENTE: LOS AUTORES.

Para expresar el valor de impedancia de falla (Z_f) en por unidad, se divide el valor real de la resistencia interconectada de falla y el valor de impedancia base.

El valor de la corriente circulante por las mallas de secuencia es:

$$I_o = \frac{1}{j0.04137 + j0.04137 + j0.0823 + 3 \left(\frac{10}{14.42} \right)}$$

$$I_o = 0.4776 - j0.03789$$

Finalmente, el valor de la corriente de falla monofásica es:

$$I_{f1\phi} = 3 * I_o = 1.433 - j0.1137 = 1.4375 \angle -4.5366 \text{ p.u.}$$

El resultado de este valor calculado, está en *por unidad*; para obtener el valor de corriente de falla monofásica real, hay que multiplicar este resultado por la corriente nominal en ese punto.

$$I_{f1\phi} = 8 * 1.4375 = 11.5 \text{ Amp}$$

Se estima un valor aproximado de 11.5 amp cuando se produzca una falla monofásica en el lado de baja tensión del transformador –T5.

4.5.7.2. Corriente de falla monofásica en el lado de alta del transformador –T5:

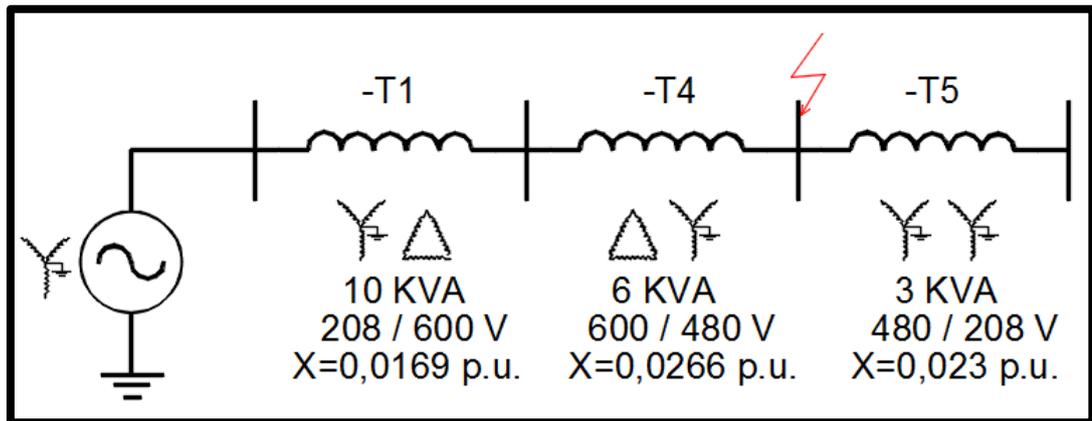


FIGURA 123: DIAGRAMA DE REACTANCIAS DEL SISTEMA PREVIO AL CÁLCULO DE CORRIENTE DE FALLA MONOFÁSICA A TIERRA. FUENTE: LOS AUTORES.

Se establecen los valores base, en este caso el voltaje base, V_B , será 480V debido a que es el nivel de tensión donde se produce la falla, y la potencia base, S_B , será la sumatoria de potencias de los transformadores –T4 Y – T5, es decir 9KVA, ya que es la potencia máxima en ese punto. La impedancia base puede definirse como el cociente entre el cuadrado del voltaje base y la potencia base, es decir, la impedancia base, Z_B , será:

$$Z_B = \frac{480^2}{9000} = 25,6\Omega$$

Una vez definidos los valores base del sistema, hay que referenciar todas las reactancias a estos valores:

$$X_{T1} = 0,0169 * \frac{9KVA}{10KVA} = j0,01521 \text{ p. u.}$$

$$X_{T2} = 0,0266 * \frac{9KVA}{6KVA} = j0,0399 \text{ p.u.}$$

$$X_{T3} = 0,0231 * \frac{9KVA}{3KVA} = j0,0693 \text{ p.u.}$$

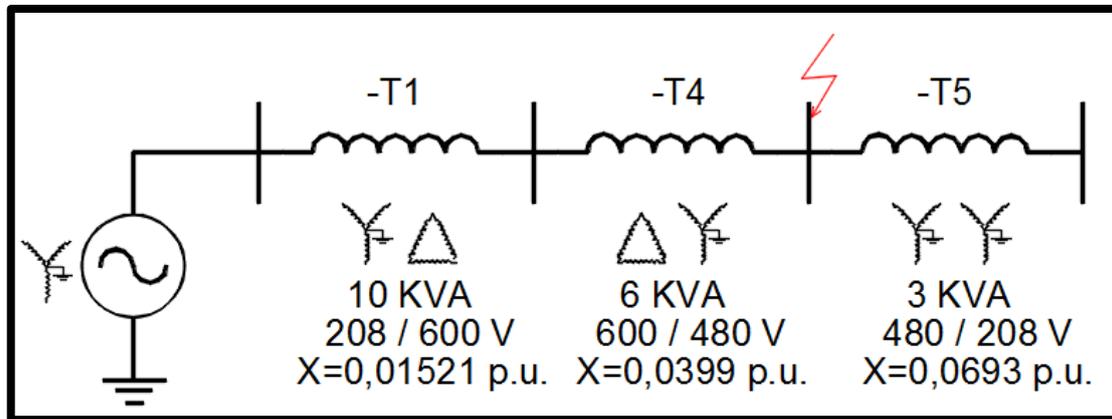


FIGURA 124: DIAGRAMA DE REACTANCIAS DEL SISTEMA CON POTENCIA BASE DE 9 KVA PARA EL CÁLCULO DE CORRIENTE DE FALLA MONOFÁSICA A TIERRA. FUENTE: LOS AUTORES.

$$I_o = \frac{1}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f} = \frac{1}{j0,05511 + j0,05511 + j0,0399 + 3\left(\frac{10}{25,6}\right)}$$

$$I_o = 0.8396 - j0.1075$$

$$I_{f1\phi} = 3 * I_o = 2.5187 - j0.3226 = 2.5392 \angle - 7.2988 \text{ p.u.}$$

Este valor calculado está en *por unidad*; para obtener el valor de corriente de falla monofásica real, hay que multiplicar este resultado por la corriente nominal en ese punto.

$$I_{f1\phi} = 8 * 2.5392 = 20.3 \text{ Amp}$$

Se estima un valor de 20.3 amp cuando se produce una falla monofásica en el lado de alta tensión del transformador de 480V.

4.5.8. Recursos utilizados (equipos, accesorios y materiales consumibles)

- Analizador de redes
- Amperímetro
- Calculadora de números complejos

4.5.9. Registro de resultados

➤ **Cuestionario**

¿Por qué la corriente de falla monofásica en el lado de baja tensión del transformador –T5 es menor que la corriente de falla monofásica en el lado de alta tensión?

¿Qué función cumple la impedancia de falla?

¿Por qué se emplea el método de las componentes simétricas para la resolución de problemas de sistemas eléctricos desbalanceados?

¿Cuál es la importancia de tener los valores de componentes de secuencia referidos a un mismo valor base?

➤ **Conclusiones**

En esta simulación de fallas, las componentes simétricas de los transformadores no tienen un efecto tan notorio dentro del cálculo debido a que la impedancia de falla tiene un valor más significativo, ocasionando que su efecto sea mucho más pronunciado que el de las componentes de secuencia; sin embargo, si no se tuviera esta impedancia de falla (generalmente en la cotidianidad y en la práctica, las resistencias de falla son de magnitud despreciable), la magnitud de la corriente que se vaya a obtener, dependería solamente de las componentes de secuencia y sería mucho más elevada, lo cual sería muy peligroso y arriesgado para el funcionamiento del sistema, es por esto que se emplean estas resistencias limitadoras, para poder orientar este análisis con fines didácticos sin exponer al módulo a posibles averías.

➤ **Recomendaciones**

Colocar la protección adecuada (25 A) en el lado de B.T. del transformador –T1. Cortocircuitar los transformadores de corriente que no estén conectados a un equipo de medición o protección.

No provocar fallas en el lado de B.T. ni en el lado de A.T. del transformador –T1.

No realizar las fallas monofásicas en puntos aguas arriba de la barra principal de 480 V ya que estos puntos no están protegidos por ningún relé y las corrientes pueden ser muy elevadas.

Despejar las fallas provocadas en tiempos cortos debido a las elevadas temperaturas que se producen en las resistencias de falla.

Realizar prácticas de análisis y cálculo de cortocircuito con diferentes configuraciones en el diagrama de reactancias, es decir, calcular la corriente de falla monofásica en un punto determinado pero con los transformadores –T5 y –T6 trabajando simultáneamente, para observar el efecto que produce tener impedancias en paralelo cuando se presentan fallas de este tipo.

4.5.10. Cronograma / calendario

De acuerdo a la planificación de cada docente.

4.6. Práctica 6: Análisis de tiempos de operación en curvas IEC y ajuste de protección contra sobrecorriente con relé SEL-751 A.

4.6.1. Datos informativos

- Materia: Protecciones
- Práctica: N° 5
- Número de estudiantes: 20
- Nombre del docente: Ing. Roy Santana
- Tiempo estimado: 2 Horas

4.6.2. Datos de la práctica

Tema: Análisis de tiempos de operación en curvas IEC y ajuste de protección contra sobrecorriente con Relé SEL-751 A.

4.6.3. Objetivo general

Ajustar los parámetros del relé SEL-751 para configuración de la protección contra sobrecorriente.

4.6.4. Objetivos específicos

- Verificar tiempos de disparo de acuerdo al tipo de curva y de ajustes del relé.
- Dibujar las diferentes curvas de operación y tabular los datos de tiempo de operación en una tabla.
- Analizar la diferencia entre las curvas anteriormente dibujadas.

4.6.5. Marco teórico

4.6.5.1. Transformadores de corriente

Un transformador de corriente es aquel instrumento en el cual el devanado primario se encuentra en serie con el circuito al cual se quiere medir la corriente, y sobre el devanado secundario, se conectan en serie los instrumentos de medición.

Para que el transformador pueda cumplir con su función de indicar exactamente el valor de la corriente circulante en el primario, la relación entre la corriente en el primario y la corriente en el secundario, se debe mantener, si es posible, constante al variar la carga, por lo cual se trata de reducir al mínimo la corriente magnetizante. Para esto, el diseño debe considerar un núcleo magnético muy compacto, con entrehierros casi nulos y pérdidas en el hierro muy pequeñas [8].

La relación entre la corriente primaria y la corriente secundaria se la conoce como la relación de transformación del transformador de corriente (RTC).

$$RTC = \frac{I_p}{I_s}$$

ECUACIÓN 27: RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (RTC). FUENTE: [8].

Si el devanado secundario tiene N_s espiras y el primario N_p , la relación entre las espiras N_s/N_p se conoce como “RELACIÓN TEÓRICA” y es inversamente proporcional a la relación entre las corrientes.

En la práctica, esta relación no es exactamente igual, ya que los flujos magnéticos de ambos devanados (primario y secundario), no son exactamente iguales y existe un flujo magnético resultante que da origen a una inducción magnética en el núcleo del transformador de valor bajo, pero que es suficiente para producir en el devanado secundario un voltaje inducido que mantiene la corriente que se mide. Si por alguna razón se abriera el devanado secundario, la variación del flujo con el tiempo induce un valor de tensión alto que puede ser peligroso. Por esta razón, “el instrumento conectado en el secundario de un TC, no se debe desconectar sin antes poner en cortocircuito el secundario y poner a tierra este devanado” [8].

Desde el punto de vista constructivo, se ha normalizado la corriente nominal secundaria en 5 A; sólo en algunos casos en que la distancia entre el transformador de corriente y los instrumentos es grande, se usan transformadores con corrientes de 1 A en el secundario.

Anteriormente se mencionó que la relación N_s/N_p entre las espiras, se conoce como “Relación Teórica” para el transformador de corriente, y tiene un valor constante para un transformador dado que difiere de la “relación real” dada por I_p/I_s , por el efecto de la

corriente magnetizante que altera el valor de la corriente primaria. La relación real varía con la condición de operación, por lo que el TC da lugar a un error de relación.

$$\eta\% = \frac{RTC \times I_s - I_p}{I_p} \times 100$$

ECUACIÓN 28: ERROR DE RELACIÓN EN FORMA PORCENTUAL. FUENTE: [8].

El error de relación de un transformador de corriente, se expresa normalmente por medio de un factor de corrección de la relación, que se define como [8]:

$$FCR = \frac{\textit{Relación de transformación real}}{\textit{Relación de transformación nominal}}$$

ECUACIÓN 29: FACTOR DE CORRECCIÓN DE LA RELACIÓN. FUENTE: [8].

La relación de transformación real, se da entre los valores medidos de la corriente primaria y secundaria. La relación de transformación nominal se da entre los valores nominales de ambas corrientes.

Otro error que se introduce en la medición con transformadores de corriente es el llamado error de ángulo, es decir, la inserción de un TC en el circuito de medición produce una diferencia de fase entre la corriente primaria y la corriente secundaria, tal diferencia es un ángulo, el cual se lo considera como positivo cuando la corriente en el secundario está adelantada con respecto a la primaria [8].

Si se multiplica el factor de corrección de relación y de ángulo, se obtiene el factor de corrección de la transformación (FCT).

Este factor de corrección de la transformación, se define como el factor por el cual se debe multiplicar la relación nominal de transformación para corregir los errores introducidos por un transformador de instrumento en la medición de potencia o de energía. Esto es importante, particularmente en la medición en las aplicaciones para protección, no se requiere de gran precisión, por lo que se desprecia el error de ángulo y sólo se considera el error de relación [8].

La polaridad de un transformador de instrumento, es la dirección instantánea relativa entre las corrientes que circulan por las terminales primaria y secundaria. Esta polaridad en las terminales de los transformadores de instrumento, debe ser indicada con marcas permanentes, es decir, que la corriente para un instante dado entre por la polaridad marcada de un devanado (por ejemplo la primaria) y al mismo tiempo salga por la otra terminal, de manera que parezca que las dos terminales constituyen un circuito continuo. El concepto de polaridad es muy importante cuando los transformadores de corriente se usan para protección o medición, donde un error de polaridad provoca la operación incorrecta de los instrumentos que se encuentren alimentados.

4.6.5.2. Relés de protección

Un relevador de protección es un dispositivo que se puede energizar por una señal de voltaje, una señal de corriente o por ambas. Cuando es energizada, opera para indicar o aislar las condiciones anormales de operación. Básicamente un relevador de protección, consiste de un elemento de operación y de un conjunto de contactos: el elemento de operación toma la señal de dispositivos sensores en el sistema y cuando el relevador opera, puede actuar sobre una señal, o bien, completar un circuito para disparar un interruptor, el cual a su vez aísla la sección del sistema que tiene problema.

Cualquiera que sea el tipo de relevador o su principio de funcionamiento, su aplicación en la protección debe cumplir con tres características [8]:

- **Sensibilidad.** Deben ser suficientemente sensibles como para operar cuando la corriente de falla es mínima.
- **Selectividad.** Habilidad para reconocer y decidir cuándo debe operar un interruptor y minimizar el efecto de la falla.
- **Rapidez.** En condiciones de falla, mientras menor sea la duración de un disturbio, menor es su efecto, y en consecuencia, el daño en el equipo.

4.6.5.3. Protección de sobrecorriente

Para la protección de las instalaciones eléctricas industriales y redes de distribución, uno de los relevadores más usados, es el llamado relevador de sobrecorriente. El relevador de sobrecorriente constituye uno de los relevadores más simples de los usados en la protección de sistemas eléctricos, como su nombre lo indica, está diseñado para operar cuando circule una corriente mayor de un valor previamente establecidos en alguna parte de la instalación. Este relevador tiene dos formas básicas de diseño: El tipo instantáneo y el tipo demora (retraso-tiempo).

El relevador de sobrecorriente tipo instantáneo se diseña para operar sin retraso intencional, cuando el valor de la corriente excede al valor ajustado en el relevador. El rango de tiempo en la operación de este relevador varía en un rango entre 0,016 segundos y 0,10 segundos, su característica se expresa mediante un diagrama tiempo-corriente.

Los relevadores de sobrecorriente contra tiempo, tienen una característica de operación tal que, el tiempo de operación varía en forma inversa con la corriente que circula por el relevador. Esta característica se identifica en forma convencional con una de las cuatro características siguientes [8]:

- **De tiempo definido.** Los relevadores con este tipo de curva se aplican en donde no existe la necesidad de coordinar con otros dispositivos y en donde la corriente de falla prácticamente no varía entre una condición de máxima y mínima, o bien, entre una falla local y un bus remoto.
- **De tiempo inverso.** En las instalaciones eléctricas en donde por cambios en la potencia inyectada o modificaciones en los elementos del circuito (conexión y desconexión de elementos), se presentan variaciones importantes en la corriente de falla, es recomendable la utilización de esta curva característica de los relevadores de sobrecorriente.
- **De tiempo muy inverso.** En instalaciones eléctricas en donde, para fallas pequeñas, existen variaciones de corriente y el tiempo de interrupción es pequeño, o bien, se requiere coordinar con las curvas de fusibles, esta característica resulta adecuada.

- **De tiempo extremadamente inverso.** Esta característica es recomendable en las redes de distribución de las compañías eléctricas, ya que es la que mejor se coordina con reconectores o fusibles de un mismo circuito, que es una aplicación típica de las redes de distribución aéreas.

Las curvas correspondientes a cada una de estas clasificaciones, difieren por el rango en el cual el tiempo de operación decrece al aumentar el valor de corriente.

Por la naturaleza de su diseño, los relevadores de sobrecorriente no son selectivos por sí mismos, ya que no sólo detectan condiciones de falla en el equipo protegido, sino también en los equipos adyacentes. En la práctica, la selectividad entre relevadores de sobrecorriente que protegen diferentes elementos, se logra ajustando la sensibilidad o el tiempo de operación, o bien, mediante una combinación de los dos [8].

Para los fines de aplicación y de elaboración de diagramas de protección, los relevadores de sobrecorriente, como otros tipos de relevadores usados en los sistemas eléctricos, usan un número convencional de designación, así por ejemplo, se usa el número 50 para indicar un relevador de sobrecorriente de acción instantánea y el 51 para un relevador de sobrecorriente con retardo de tiempo. Se puede aplicar para protección de fase, o bien para protección de fase a tierra.

4.6.6. Marco procedimental

Conectar los transformadores tal como se muestra en el diagrama. Es importante que todos los transformadores estén conectados a la tierra común del sistema. Así mismo, para empezar a realizar las pruebas de flujo de corriente, todos los bornes de transformadores de corriente deben estar cortocircuitados entre sí; ya que si se encuentran abiertos pueden causar caídas en los valores de voltaje, a excepción de los bornes donde se van a tomar las señales para la medición de los equipos de protección.

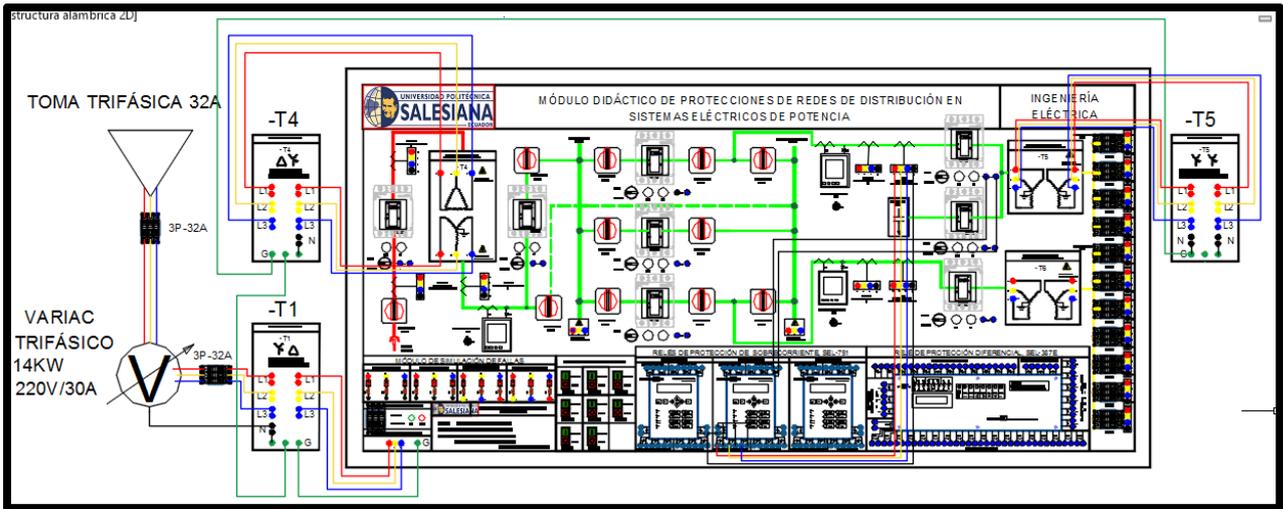


FIGURA 125: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. DIAGRAMA DE CONEXIÓN ELÉCTRICA PARA PRÁCTICA 6. FUENTE: LOS AUTORES.

Para conectar las señales de los transformadores de corriente que ingresan a los relés de protección, se toman señales por cada fase y también se toma la señal del neutro como se muestra en la figura.

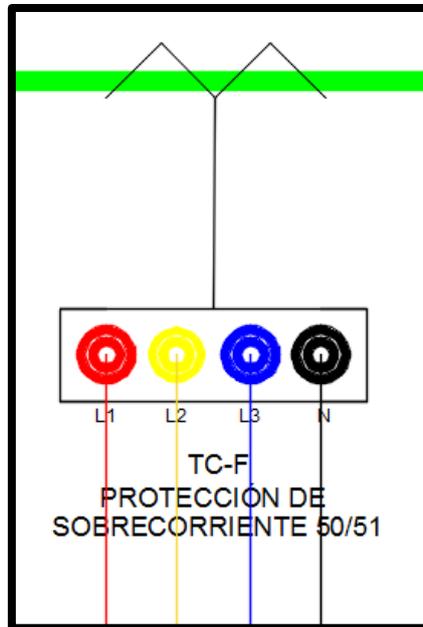


FIGURA 126: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. BORNERAS DESTINADAS A LA ADQUISICIÓN DE SEÑALES PARA MEDICIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN. FUENTE: LOS AUTORES.

Estas señales se conectarán como se muestra en el gráfico adjunto. Las señales de las fases entran por la bornera del lado izquierdo de los pares correspondientes para las fases y la señal de neutro entra en la bornera inferior del par correspondiente para el neutro. Por ejemplo, para la fase A, la señal de corriente que se va a medir ingresa en la bornera izquierda del par correspondiente que tiene la nomenclatura IA. La bornera del lado derecho del par IA se conectará en la bornera superior del par IN, es importante hacer hincapié, en que las borneras del lado derecho, de los pares IB e IC también se conectarán en la bornera superior del par IN, formando así un punto común de conexión entre los neutros que garantizará una correcta medición.

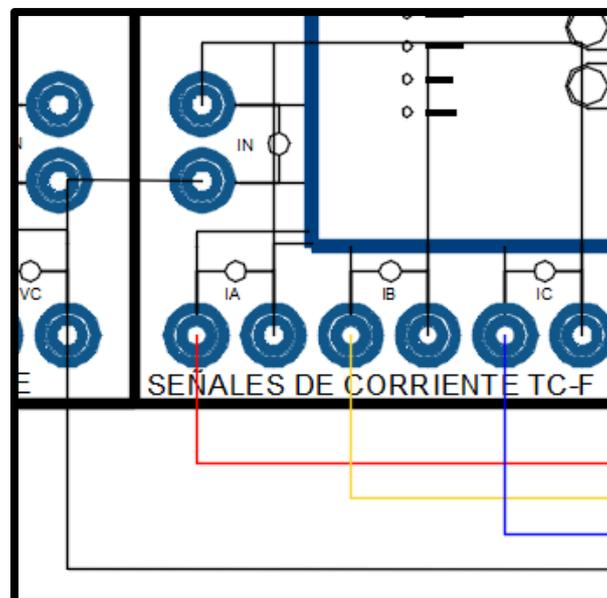


FIGURA 127: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. CONEXIÓN DE SEÑALES DE ENTRADA DE CORRIENTE PARA RELÉ DE PROTECCIÓN SEL-751. FUENTE: LOS AUTORES.

Una vez conectadas las señales para la medición de parámetros, se procede a conectar la señal para el accionamiento del disparo que va a producir el relé de protección cuando detecte la falla, para lo cual hay que tomar señales de salida del par de borneras que tienen la nomenclatura OUT 103, las mismas que serán conectadas al par de borneras que tienen la nomenclatura TRIP que lleva cada breaker. Se recomienda usar las borneras TRIP del breaker que se quiera accionar, por ejemplo, como la medición se va a realizar en el alimentador del transformador -T5, se recomienda conectar la salida OUT 103 al TRIP del breaker -52-306; no obstante, se puede seleccionar cualquier

breaker, siempre y cuando sea uno que esté energizando la sección donde se produce la falla.

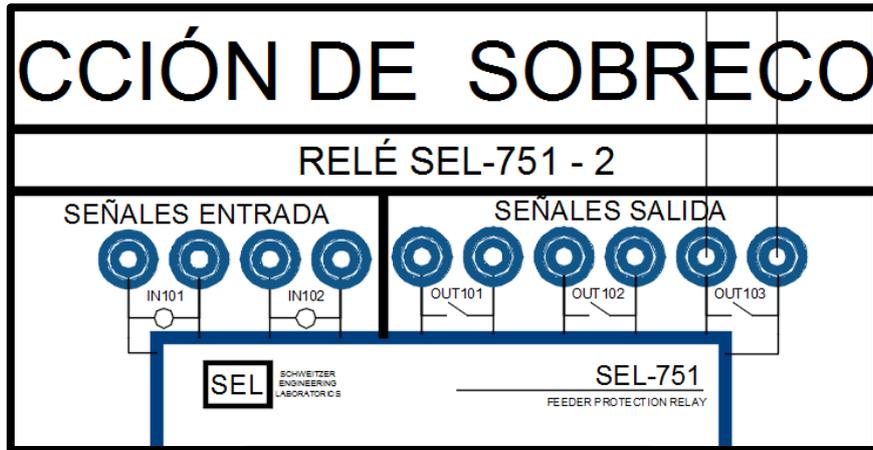


FIGURA 128: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. SEÑALES DE SALIDA DEL RELÉ SEL 751, OUT 103, DESTINADA PARA ACCIONAMIENTO DEL DISPARO DE BREAKERS. FUENTE: LOS AUTORES.

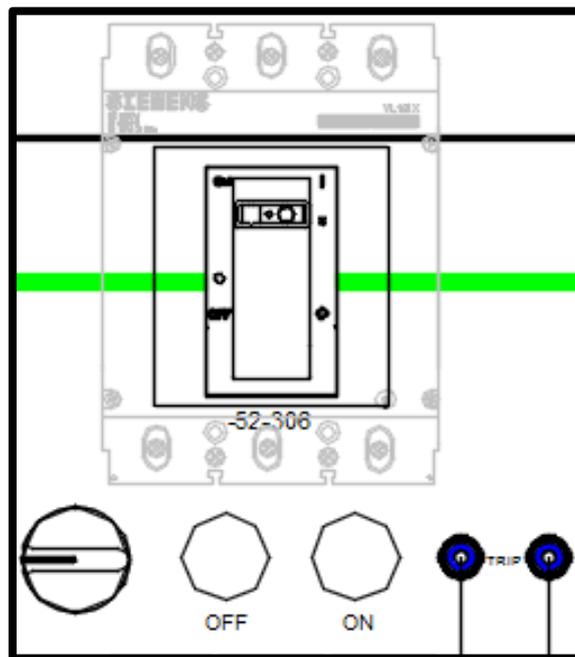


FIGURA 129: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. SEÑALES DE ENTRADA, TRIP, PARA ACCIONAMIENTO DE DISPARO DE BREAKERS. FUENTE: LOS AUTORES.

Una vez realizadas estas conexiones, se procede a realizar el análisis práctico y teórico de tiempos de disparo y curvas de sobrecorriente.

4.6.6.1. Condiciones de funcionamiento

- Verificar que la fuente de tensión variable NO esté regulada a valores mayores de 208 V.
- Verificar que la fuente de tensión variable NO entregue más de 27 amperios.
- Verificar que el voltaje de salida del sistema NO sea inferior al 97% del voltaje que entrega la fuente variable. La caída máxima de tensión no debe superar el 3% del valor nominal [36].
- Verificar que los bornes de los TC`s que no se van a utilizar en esta práctica, estén cortocircuitados entre sí; debido al riesgo de sobretensiones, estos elementos no pueden ser operados con bornes secundarios abiertos, sino únicamente en cortocircuito o con la carga del equipo de medida [35].
- Despejar la corriente de sobrecarga, ya sea con el relé o por medio del paro de emergencia para evitar afectaciones por llevar al sistema más allá de sus valores nominales de operación.
- Verificar que dentro de los módulos de simulación de fallas a tierra, todos los switch estén en posición OFF y sin ningún cableado conectado.

4.6.6.2. Energizar el sistema a través de los bornes de alimentación independiente.

Conectar la fuente de tensión variable al lado de baja del transformador –T1 de 10 KVA y aplicar un voltaje de 208 V como máximo, ya que este es el valor nominal de tensión en las bobinas del transformador.

Conectar el lado de alta del transformador –T1, de 10 KVA a la entrada de alimentación independiente del sistema.

4.6.6.3. Energizar el transformador –T4, de 6KVA.

Verificar que el seccionador -89-301 esté cerrado y verificar que el interruptor -52-301 esté encendido. Presionar “CIERRE” en el pulsador del interruptor -52-301, esto energizará al transformador –T4.

4.6.6.4. Energizar los transformadores –T5, de 3KVA.

Verificar que los seccionadores -89-302, -89-304, -89-307 y los interruptores -52-302, -52-303, -52-306 estén cerrados. Presionar “CIERRE” en el pulsador del interruptor -52-302, luego el -52-303 y por último el -52-306, esto energizará al transformador –T5.

4.6.6.5. Generar la “sobrecorriente”

Una vez energizado el sistema hasta el lado de baja tensión del transformador –T5, se conectará una carga tal que produzca un valor de corriente que accionará al relé de protección. El accionamiento dependerá del valor de corriente que vaya a ser medido por el relé y de los parámetros que hayan sido configurados dentro del mismo.

4.6.6.6. Verificar el tiempo de disparo

El tiempo de disparo deberá cumplirse de acuerdo a la ecuación de tiempos de operación de la curva seleccionada.

NOTA: Para configurar y modelar la curva característica de sobrecorriente, se deben tomar como referencia los valores que mide el relé de protección. Para poder verificar que los tiempos de disparo se cumplen de acuerdo a la ecuación que los gobierna, se realizaron 3 pruebas. La primera prueba consiste en configurar el relé para que dispare con las corrientes que se producen al tener energizado el sistema sólo con transformadores, sin carga conectada. La segunda prueba se la realizó bajo las mismas condiciones pero cambiando el tipo de curva. La tercera prueba, se la realizó con un valor que fue seleccionado como valor limitante de ese alimentador, es decir, se escogió un valor de corriente que no permita que el sistema se vea forzado a trabajar bajo sobrecarga, y que a la vez permita conectar una determinada capacidad de carga.

4.6.7. Modelamiento de curvas de sobrecorriente

Para poder dibujar la curva de la protección de sobrecorriente y poder estimar los tiempos de disparo de esta protección es necesario emplear la ecuación de tiempos de operación, la cual varía según el tipo de curva.

$$\text{Curva C1 (normalmente inversa IEC)} = td = \frac{0.14}{M^{0.02} - 1} * TD$$

ECUACIÓN 30: TIEMPO DE DISPARO CON CURVA C1. FUENTE: [38].

$$\text{Curva C2 (muy inversa IEC)} = td = \frac{13.5}{M - 1} * TD$$

ECUACIÓN 31: TIEMPO DE DISPARO CON CURVA C2. FUENTE: [38].

$$\text{Curva C3 (extremadamente inversa IEC)} = td = \frac{80}{M^2 - 1} * TD$$

ECUACIÓN 32: TIEMPO DE DISPARO CON CURVA C3. FUENTE: [38].

$$\text{Curva C4 (Inversa de tiempo largo IEC)} = td = \frac{120}{M - 1} * TD$$

ECUACIÓN 33: TIEMPO DE DISPARO CON CURVA C4. FUENTE: [38].

$$\text{Curva C5 (Inversa de tiempo corto IEC)} = td = \frac{0.05}{M^{0.04} - 1} * TD$$

ECUACIÓN 34: TIEMPO DE DISPARO CON CURVA C5. FUENTE: [38].

El valor de TD (time DIAL) para las curvas IEC, puede tener un rango entre 0.05 mín. y 1 máx. El valor de M es el múltiplo del valor ajustado en el relé, y se lo puede definir como el cociente entre la corriente que va a leer el relé cuando se produce el incremento o sobrecorriente y la corriente ajustada en los parámetros de configuración del relé.

$$\text{Múltiplo del ajuste} = M = \frac{I \text{ de sobrecorriente}}{I \text{ de ajuste del relé}}$$

ECUACIÓN 35: MÚLTIPLO DEL AJUSTE. FUENTE: [38]

Es muy importante mencionar que para seleccionar el valor de corriente de ajuste del relé, se debe escoger la máxima corriente de las tres fases. Por ejemplo, cuando se conecta el transformador –T5, tenemos lo siguiente:

TABLA 14: CORRIENTE DEL SISTEMA CON LOS TRANSFORMADORES –T1, -T4 Y – T5. FUENTE: LOS AUTORES.

	-T1		-T4		-T5	
	Lado B.T. (Y)	Lado A.T.(D)	Lado A.T.(D)	Lado B.T.(Y)	Lado A.T. (Y)	Lado B.T.(Y)
IA	23		3,3	1,4	1,4	
IB	20,9		3,8	1,7	1,7	
IC	20,9		3,7	2,3	2,3	

Por lo tanto; el valor que se debería ingresar en el relé, debería ser 2.3 amp; ya que si se ingresa un valor como 1.7, 1.4, o incluso un valor promedio entre las 3 corrientes de fase, el relevador va a accionar la bobina de disparo.

También es importante mencionar que, para calcular el valor de M, así mismo, se debe considerar el valor máximo de sobrecorriente que lee el relé, en una de las 3 fases.

4.6.7.1. Prueba de sobrecorriente: sólo con transformadores, sin carga conectada.

Los parámetros de ajuste del relé son los siguientes:

- Tipo de curva: C2
- CTR: 1
- Time Dial: 0.2
- 51P: 2.11 A (cuando se energiza el sistema con los 3 transformadores, la máxima corriente que circula por las fases es 2.3 amp, se seleccionó un valor menor para que cuando el sistema se energizado, dispare en un tiempo “t”)

$$td(C2) = \frac{13.5}{\frac{2.3}{2.11} - 1} * 0.2 = 29.98 \text{ seg}$$

ECUACIÓN 36: TIEMPO DE DISPARO EN CURVA C2 CON MÚLTIPLO DE 1.090047. FUENTE: LOS AUTORES

TABLA 15: TABULACIÓN DE DATOS POR MEDIO DE UNA HOJA DE CÁLCULO EN EXCEL PARA MODELAMIENTO DE CURVA C2 CON 2.11 AMPERIOS COMO CORRIENTE DE AJUSTE Y 0.2 DE TD. FUENTE: LOS AUTORES.

M	CURVA C2, ALIMENTADOR -T5		
	TD	TIEMPO	I AT
1,00473934	0,20	569,7000	2,1200
1,00947867	0,20	284,8500	2,1300
1,01421801	0,20	189,9000	2,1400
1,01895735	0,20	142,4250	2,1500
1,02369668	0,20	113,9400	2,1600
1,02843602	0,20	94,9500	2,1700
1,03317536	0,20	81,3857	2,1800
1,03791469	0,20	71,2125	2,1900
1,04265403	0,20	63,3000	2,2000
1,04739336	0,20	56,9700	2,2100
1,0521327	0,20	51,7909	2,2200
1,05687204	0,20	47,4750	2,2300
1,06161137	0,20	43,8231	2,2400
1,06635071	0,20	40,6929	2,2500
1,07109005	0,20	37,9800	2,2600
1,07582938	0,20	35,6063	2,2700
1,08056872	0,20	33,5118	2,2800
1,08530806	0,20	31,6500	2,2900
1,09004739	0,20	29,9842	2,3000
1,09478673	0,20	28,4850	2,3100
1,09952607	0,20	27,1286	2,3200
1,1042654	0,20	25,8955	2,3300
1,10900474	0,20	24,7696	2,3400
1,11374408	0,20	23,7375	2,3500
1,11848341	0,20	22,7880	2,3600
1,12322275	0,20	21,9115	2,3700
1,12796209	0,20	21,1000	2,3800
1,13270142	0,20	20,3464	2,3900
1,13744076	0,20	19,6448	2,4000
1,14218009	0,20	18,9900	2,4100
1,14691943	0,20	18,3774	2,4200
1,15165877	0,20	17,8031	2,4300
1,1563981	0,20	17,2636	2,4400
1,16113744	0,20	16,7559	2,4500
1,16587678	0,20	16,2771	2,4600
1,17061611	0,20	15,8250	2,4700
1,17535545	0,20	15,3973	2,4800
1,18009479	0,20	14,9921	2,4900
1,18483412	0,20	14,6077	2,5000
1,18957346	0,20	14,2425	2,5100
1,1943128	0,20	13,8951	2,5200
1,19905213	0,20	13,5643	2,5300
1,20379147	0,20	13,2488	2,5400

1,20853081	0,20	12,9477	2,5500
1,21327014	0,20	12,6600	2,5600
1,21800948	0,20	12,3848	2,5700
1,22274882	0,20	12,1213	2,5800
1,22748815	0,20	11,8688	2,5900
1,23222749	0,20	11,6265	2,6000
1,23696682	0,20	11,3940	2,6100
1,24170616	0,20	11,1706	2,6200
1,2464455	0,20	10,9558	2,6300
1,25118483	0,20	10,7491	2,6400
1,25592417	0,20	10,5500	2,6500
1,26066351	0,20	10,3582	2,6600
1,26540284	0,20	10,1732	2,6700
1,27014218	0,20	9,9947	2,6800
1,27488152	0,20	9,8224	2,6900
1,27962085	0,20	9,6559	2,7000
1,28436019	0,20	9,4950	2,7100
1,28909953	0,20	9,3393	2,7200
1,29383886	0,20	9,1887	2,7300
1,2985782	0,20	9,0429	2,7400
1,30331754	0,20	8,9016	2,7500
1,30805687	0,20	8,7646	2,7600
1,31279621	0,20	8,6318	2,7700
1,31753555	0,20	8,5030	2,7800
1,32227488	0,20	8,3779	2,7900
1,32701422	0,20	8,2565	2,8000
1,33175355	0,20	8,1386	2,8100
1,33649289	0,20	8,0239	2,8200
1,34123223	0,20	7,9125	2,8300
1,34597156	0,20	7,8041	2,8400
1,3507109	0,20	7,6986	2,8500
1,35545024	0,20	7,5960	2,8600
1,36018957	0,20	7,4961	2,8700
1,36492891	0,20	7,3987	2,8800
1,36966825	0,20	7,3038	2,8900
1,37440758	0,20	7,2114	2,9000
1,37914692	0,20	7,1213	2,9100
1,38388626	0,20	7,0333	2,9200
1,38862559	0,20	6,9476	2,9300
1,39336493	0,20	6,8639	2,9400
1,39810427	0,20	6,7821	2,9500
1,4028436	0,20	6,7024	2,9600
1,40758294	0,20	6,6244	2,9700
1,41232227	0,20	6,5483	2,9800
1,41706161	0,20	6,4739	2,9900

1,42180095	0,20	6,4011	3,0000
1,42654028	0,20	6,3300	3,0100
1,43127962	0,20	6,2604	3,0200
1,43601896	0,20	6,1924	3,0300
1,44075829	0,20	6,1258	3,0400
1,44549763	0,20	6,0606	3,0500
1,45023697	0,20	5,9968	3,0600
1,4549763	0,20	5,9344	3,0700
1,45971564	0,20	5,8732	3,0800
1,46445498	0,20	5,8133	3,0900
1,46919431	0,20	5,7545	3,1000
1,47393365	0,20	5,6970	3,1100
1,47867299	0,20	5,6406	3,1200
1,48341232	0,20	5,5853	3,1300
1,48815166	0,20	5,5311	3,1400
1,492891	0,20	5,4779	3,1500
1,49763033	0,20	5,4257	3,1600
1,50236967	0,20	5,3745	3,1700
1,507109	0,20	5,3243	3,1800
1,51184834	0,20	5,2750	3,1900
1,51658768	0,20	5,2266	3,2000
1,52132701	0,20	5,1791	3,2100
1,52606635	0,20	5,1324	3,2200
1,53080569	0,20	5,0866	3,2300
1,53554502	0,20	5,0416	3,2400
1,54028436	0,20	4,9974	3,2500
1,5450237	0,20	4,9539	3,2600
1,54976303	0,20	4,9112	3,2700
1,55450237	0,20	4,8692	3,2800
1,55924171	0,20	4,8280	3,2900
1,56398104	0,20	4,7874	3,3000
1,56872038	0,20	4,7475	3,3100
1,57345972	0,20	4,7083	3,3200
1,57819905	0,20	4,6697	3,3300
1,58293839	0,20	4,6317	3,3400
1,58767773	0,20	4,5944	3,3500
1,59241706	0,20	4,5576	3,3600
1,5971564	0,20	4,5214	3,3700
1,60189573	0,20	4,4858	3,3800
1,60663507	0,20	4,4508	3,3900
1,61137441	0,20	4,4163	3,4000
1,61611374	0,20	4,3823	3,4100
1,62085308	0,20	4,3489	3,4200
1,62559242	0,20	4,3159	3,4300
1,63033175	0,20	4,2835	3,4400

1,63507109	0,20	4,2515	3,4500
1,63981043	0,20	4,2200	3,4600
1,64454976	0,20	4,1890	3,4700
1,6492891	0,20	4,1584	3,4800
1,65402844	0,20	4,1283	3,4900
1,65876777	0,20	4,0986	3,5000
1,66350711	0,20	4,0693	3,5100
1,66824645	0,20	4,0404	3,5200
1,67298578	0,20	4,0120	3,5300
1,67772512	0,20	3,9839	3,5400
1,68246445	0,20	3,9563	3,5500
1,68720379	0,20	3,9290	3,5600
1,69194313	0,20	3,9021	3,5700
1,69668246	0,20	3,8755	3,5800
1,7014218	0,20	3,8493	3,5900
1,70616114	0,20	3,8235	3,6000
1,71090047	0,20	3,7980	3,6100
1,71563981	0,20	3,7728	3,6200
1,72037915	0,20	3,7480	3,6300
1,72511848	0,20	3,7235	3,6400
1,72985782	0,20	3,6994	3,6500
1,73459716	0,20	3,6755	3,6600
1,73933649	0,20	3,6519	3,6700
1,74407583	0,20	3,6287	3,6800
1,74881517	0,20	3,6057	3,6900
1,7535545	0,20	3,5830	3,7000
1,75829384	0,20	3,5606	3,7100
1,76303318	0,20	3,5385	3,7200
1,76777251	0,20	3,5167	3,7300
1,77251185	0,20	3,4951	3,7400
1,77725118	0,20	3,4738	3,7500
1,78199052	0,20	3,4527	3,7600
1,78672986	0,20	3,4319	3,7700
1,79146919	0,20	3,4114	3,7800
1,79620853	0,20	3,3911	3,7900
1,80094787	0,20	3,3710	3,8000
1,8056872	0,20	3,3512	3,8100
1,81042654	0,20	3,3316	3,8200
1,81516588	0,20	3,3122	3,8300
1,81990521	0,20	3,2931	3,8400
1,82464455	0,20	3,2741	3,8500
1,82938389	0,20	3,2554	3,8600
1,83412322	0,20	3,2369	3,8700
1,83886256	0,20	3,2186	3,8800
1,8436019	0,20	3,2006	3,8900

1,84834123	0,20	3,1827	3,9000
1,85308057	0,20	3,1650	3,9100
1,85781991	0,20	3,1475	3,9200
1,86255924	0,20	3,1302	3,9300
1,86729858	0,20	3,1131	3,9400
1,87203791	0,20	3,0962	3,9500
1,87677725	0,20	3,0795	3,9600
1,88151659	0,20	3,0629	3,9700
1,88625592	0,20	3,0465	3,9800
1,89099526	0,20	3,0303	3,9900
1,8957346	0,20	3,0143	4,0000
1,90047393	0,20	2,9984	4,0100
1,90521327	0,20	2,9827	4,0200
1,90995261	0,20	2,9672	4,0300
1,91469194	0,20	2,9518	4,0400
1,91943128	0,20	2,9366	4,0500
1,92417062	0,20	2,9215	4,0600
1,92890995	0,20	2,9066	4,0700
1,93364929	0,20	2,8919	4,0800
1,93838863	0,20	2,8773	4,0900
1,94312796	0,20	2,8628	4,1000
1,9478673	0,20	2,8485	4,1100
1,95260664	0,20	2,8343	4,1200
1,95734597	0,20	2,8203	4,1300
1,96208531	0,20	2,8064	4,1400
1,96682464	0,20	2,7926	4,1500
1,97156398	0,20	2,7790	4,1600
1,97630332	0,20	2,7655	4,1700
1,98104265	0,20	2,7522	4,1800
1,98578199	0,20	2,7389	4,1900
1,99052133	0,20	2,7258	4,2000
1,99526066	0,20	2,7129	4,2100
2	0,20	2,7000	4,2200
2,00473934	0,20	2,6873	4,2300
2,00947867	0,20	2,6746	4,2400
2,01421801	0,20	2,6621	4,2500
2,01895735	0,20	2,6498	4,2600
2,02369668	0,20	2,6375	4,2700
2,02843602	0,20	2,6253	4,2800
2,03317536	0,20	2,6133	4,2900
2,03791469	0,20	2,6014	4,3000
2,04265403	0,20	2,5895	4,3100
2,04739336	0,20	2,5778	4,3200
2,0521327	0,20	2,5662	4,3300
2,05687204	0,20	2,5547	4,3400

2,06161137	0,20	2,5433	4,3500
2,06635071	0,20	2,5320	4,3600
2,07109005	0,20	2,5208	4,3700
2,07582938	0,20	2,5097	4,3800
2,08056872	0,20	2,4987	4,3900
2,08530806	0,20	2,4878	4,4000
2,09004739	0,20	2,4770	4,4100
2,09478673	0,20	2,4662	4,4200
2,09952607	0,20	2,4556	4,4300
2,1042654	0,20	2,4451	4,4400
2,10900474	0,20	2,4346	4,4500
2,11374408	0,20	2,4243	4,4600
2,11848341	0,20	2,4140	4,4700
2,12322275	0,20	2,4038	4,4800
2,12796209	0,20	2,3937	4,4900
2,13270142	0,20	2,3837	4,5000
2,13744076	0,20	2,3738	4,5100
2,14218009	0,20	2,3639	4,5200
2,14691943	0,20	2,3541	4,5300
2,15165877	0,20	2,3444	4,5400
2,1563981	0,20	2,3348	4,5500
2,16113744	0,20	2,3253	4,5600
2,16587678	0,20	2,3159	4,5700
2,17061611	0,20	2,3065	4,5800
2,17535545	0,20	2,2972	4,5900
2,18009479	0,20	2,2880	4,6000
2,18483412	0,20	2,2788	4,6100
2,18957346	0,20	2,2697	4,6200
2,1943128	0,20	2,2607	4,6300
2,19905213	0,20	2,2518	4,6400
2,20379147	0,20	2,2429	4,6500
2,20853081	0,20	2,2341	4,6600
2,21327014	0,20	2,2254	4,6700
2,21800948	0,20	2,2167	4,6800
2,22274882	0,20	2,2081	4,6900
2,22748815	0,20	2,1996	4,7000
2,23222749	0,20	2,1912	4,7100
2,23696682	0,20	2,1828	4,7200
2,24170616	0,20	2,1744	4,7300
2,2464455	0,20	2,1662	4,7400
2,25118483	0,20	2,1580	4,7500
2,25592417	0,20	2,1498	4,7600
2,26066351	0,20	2,1417	4,7700
2,26540284	0,20	2,1337	4,7800
2,27014218	0,20	2,1257	4,7900

2,27488152	0,20	2,1178	4,8000
2,27962085	0,20	2,1100	4,8100
2,28436019	0,20	2,1022	4,8200
2,28909953	0,20	2,0945	4,8300
2,29383886	0,20	2,0868	4,8400
2,2985782	0,20	2,0792	4,8500
2,30331754	0,20	2,0716	4,8600
2,30805687	0,20	2,0641	4,8700
2,31279621	0,20	2,0567	4,8800
2,31753555	0,20	2,0493	4,8900
2,32227488	0,20	2,0419	4,9000
2,32701422	0,20	2,0346	4,9100
2,33175355	0,20	2,0274	4,9200
2,33649289	0,20	2,0202	4,9300
2,34123223	0,20	2,0131	4,9400
2,34597156	0,20	2,0060	4,9500
2,3507109	0,20	1,9989	4,9600
2,35545024	0,20	1,9920	4,9700
2,36018957	0,20	1,9850	4,9800
2,36492891	0,20	1,9781	4,9900
2,36966825	0,20	1,9713	5,0000

A continuación se muestran dos gráficos comparativos de la curva tabulada a partir de los valores en la tabla (curva de color rojo) y la curva modelada en el software ETAP, ambas están en escala logarítmica, la misma que se usa para representar este tipo de curvas.

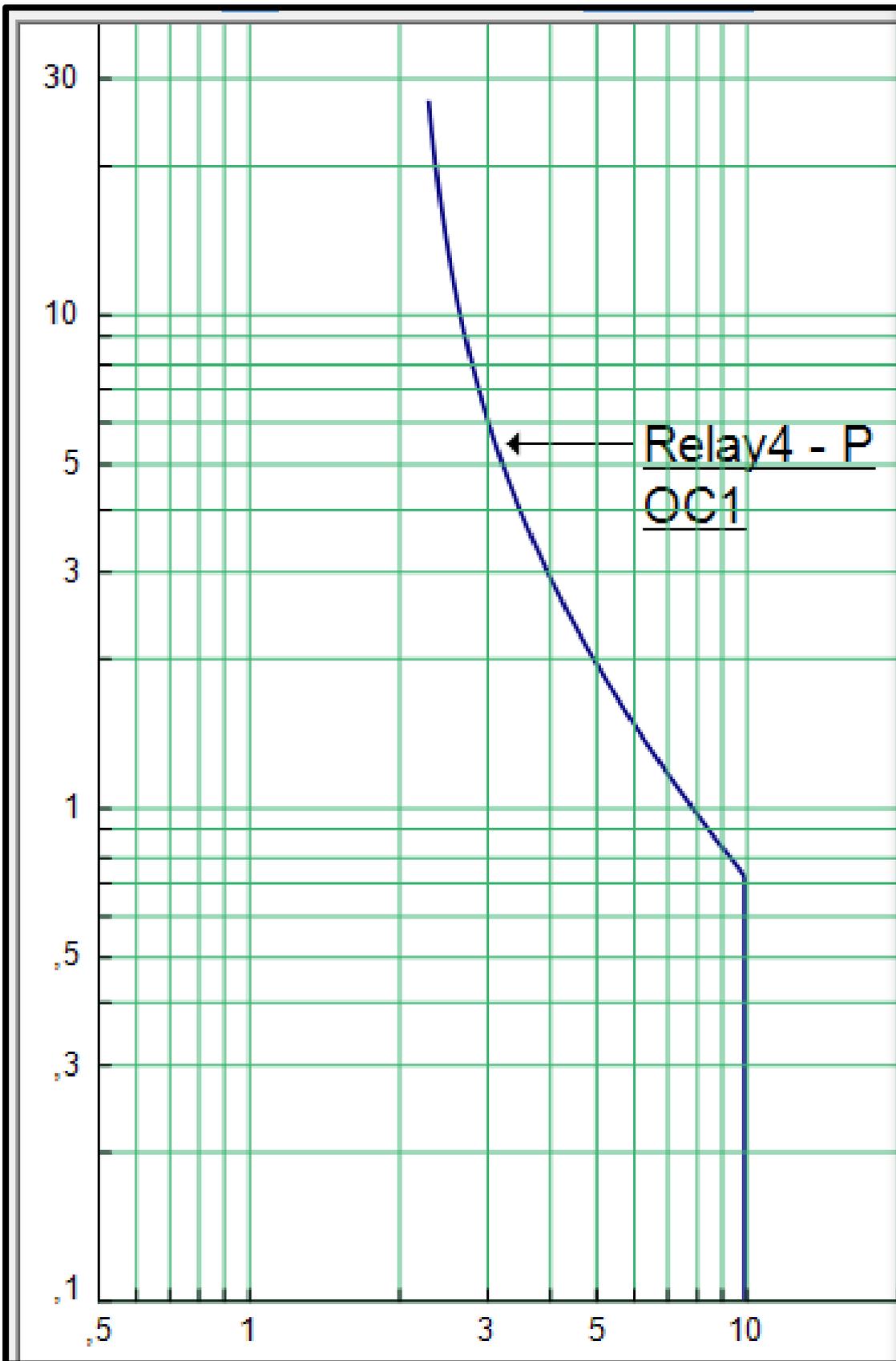


FIGURA 130: CURVA TIPO C2 ELABORADA POR MEDIO DEL SOFTWARE ETAP, AJUSTES DE 2.11 AMP COMO CORRIENTE DE PICKUP Y TD=0.2. FUENTE: LOS AUTORES.

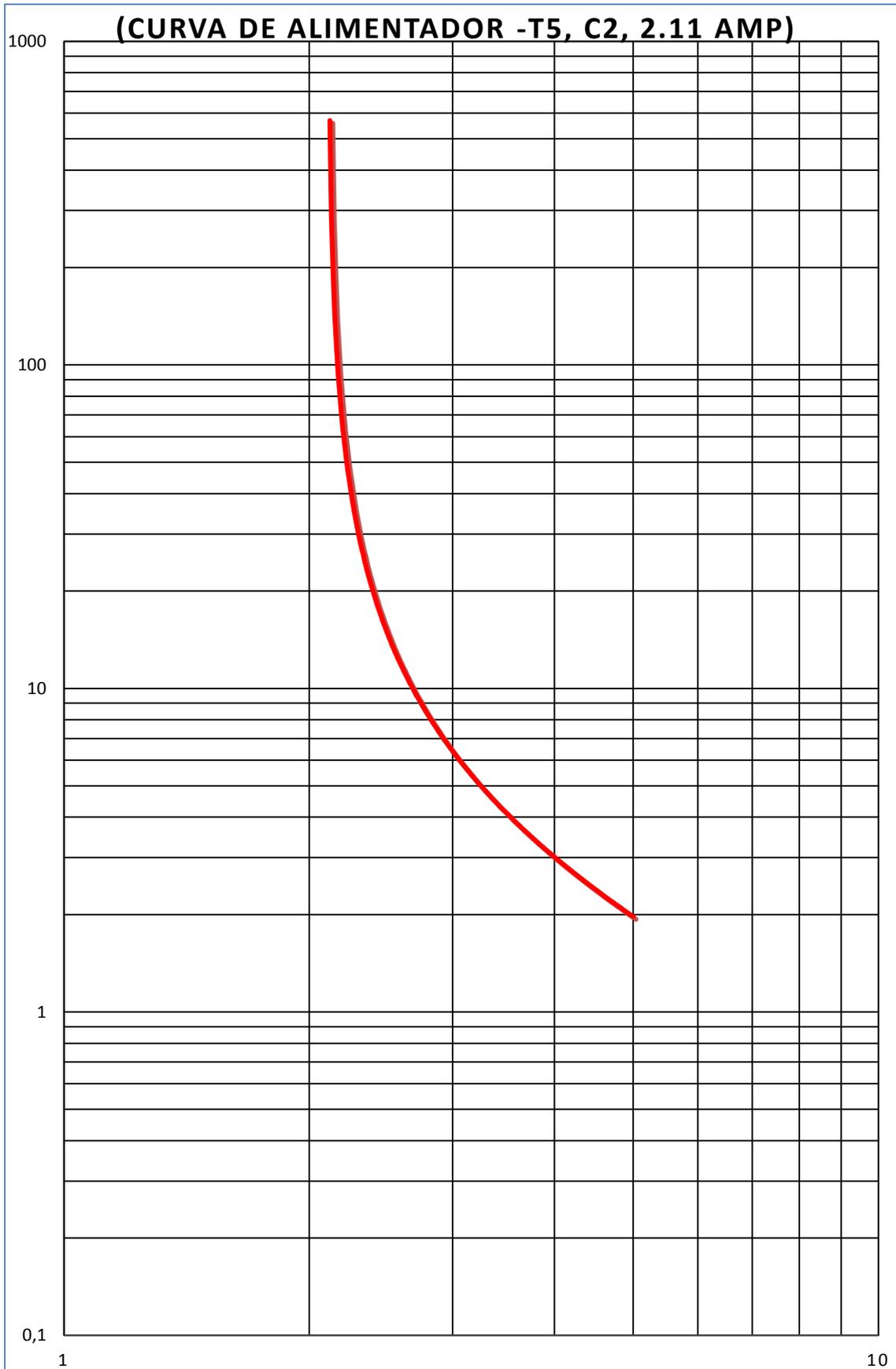


FIGURA 131: CURVA TIPO C2 ELABORADA POR MEDIO DEL SOFTWARE EXCEL, AJUSTES DE 2.11 AMP COMO CORRIENTE DE PICKUP Y TD=0.2. FUENTE: LOS AUTORES.

Como se puede observar, ambas curvas coinciden en escala de tiempo vs corriente. Esto demuestra que el cálculo realizado para la tabulación de datos es correcto ya que la curva roja coincide con la curva graficada por el software ETAP.

A continuación se mostrará un gráfico con los 5 tipos de curvas a partir del mismo ajuste de valores en time dial y corriente de ajuste.

La curva de color rojo es la curva muy inversa tipo C2, la curva verde es la curva normalmente inversa C1, la azul es la extremadamente inversa, C3, la naranja es la inversa de tiempo largo, C4, y la púrpura, es la inversa de tiempo corto, C5.

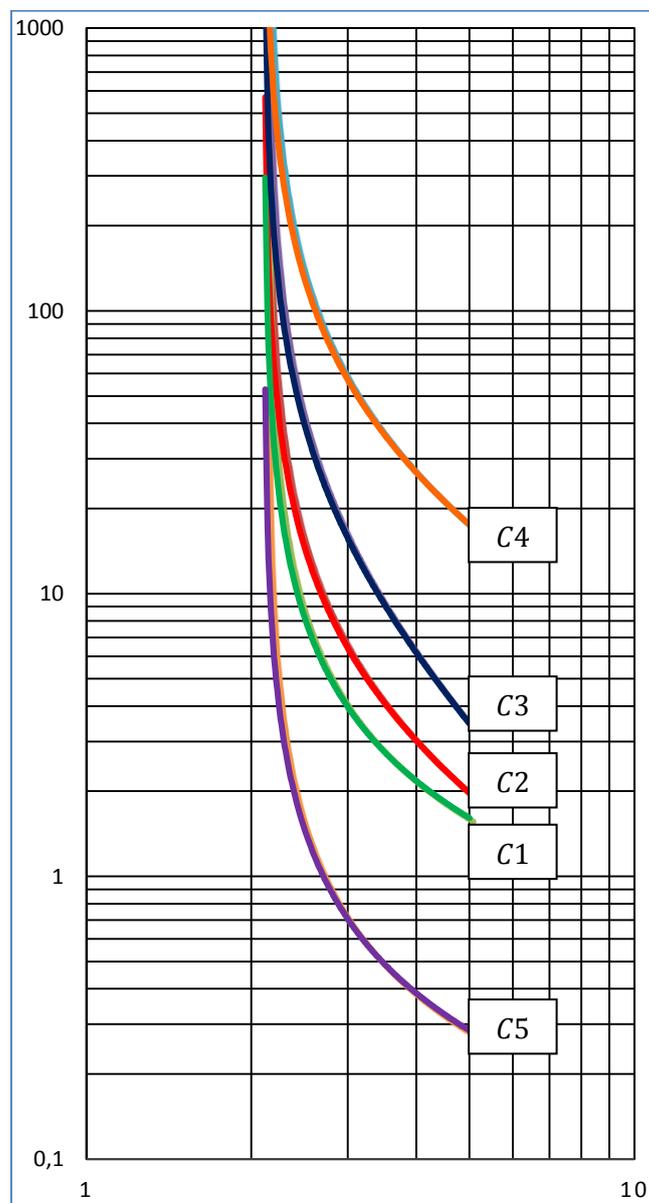


FIGURA 132: DIFERENCIA ENTRE LOS 5 TIPOS DE CURVAS DE TIEMPOS DE DISPARO ELABORADAS POR MEDIO DE DATOS TABULADOS EN EXCEL. FUENTE: LOS AUTORES.

A continuación, se establecerán las curvas de sobrecorriente para el alimentador del transformador –T5, considerando los siguientes parámetros de TD y 51P.

Las curvas fueron graficadas en el software ETAP, ya que se demostró la precisión del cálculo y la coincidencia de curvas al realizarlo por medio de tabulaciones de valores.

Los parámetros de ajuste del relé son los siguientes:

- Time Dial: 0.2
- CTR: 1
- 51P: 3 A (se seleccionó este valor para permitir que se pueda conectar carga en el sistema pero también para prevenir que este trabaje a valores nominales, lo que podría causar sobrecargas y afectaciones varias)

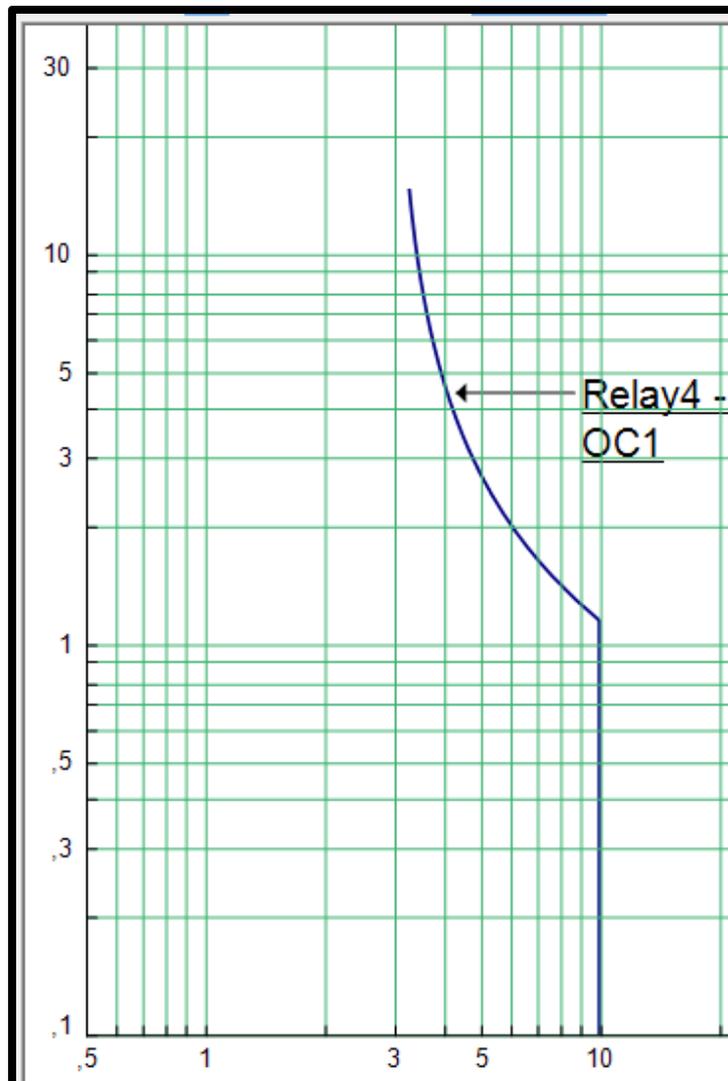


FIGURA 133: CURVA C1 DEL ALIMENTADOR DE –T5, ELABORADA EN SOFTWARE ETAP. FUENTE: LOS AUTORES.

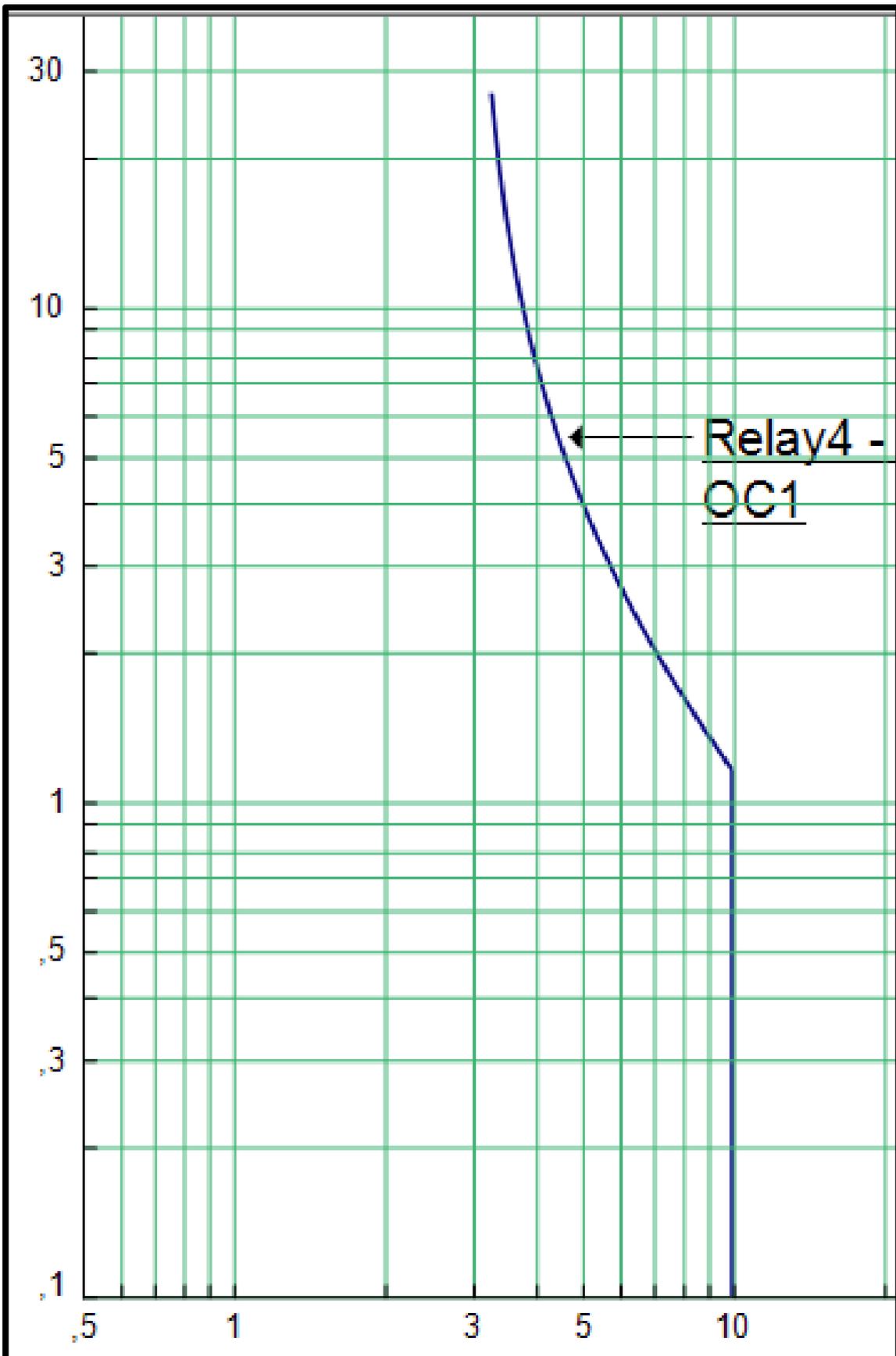


FIGURA 134: CURVA C2 DEL ALIMENTADOR DE -T5, ELABORADA EN SOFTWARE ETAP. FUENTE: LOS AUTORES.

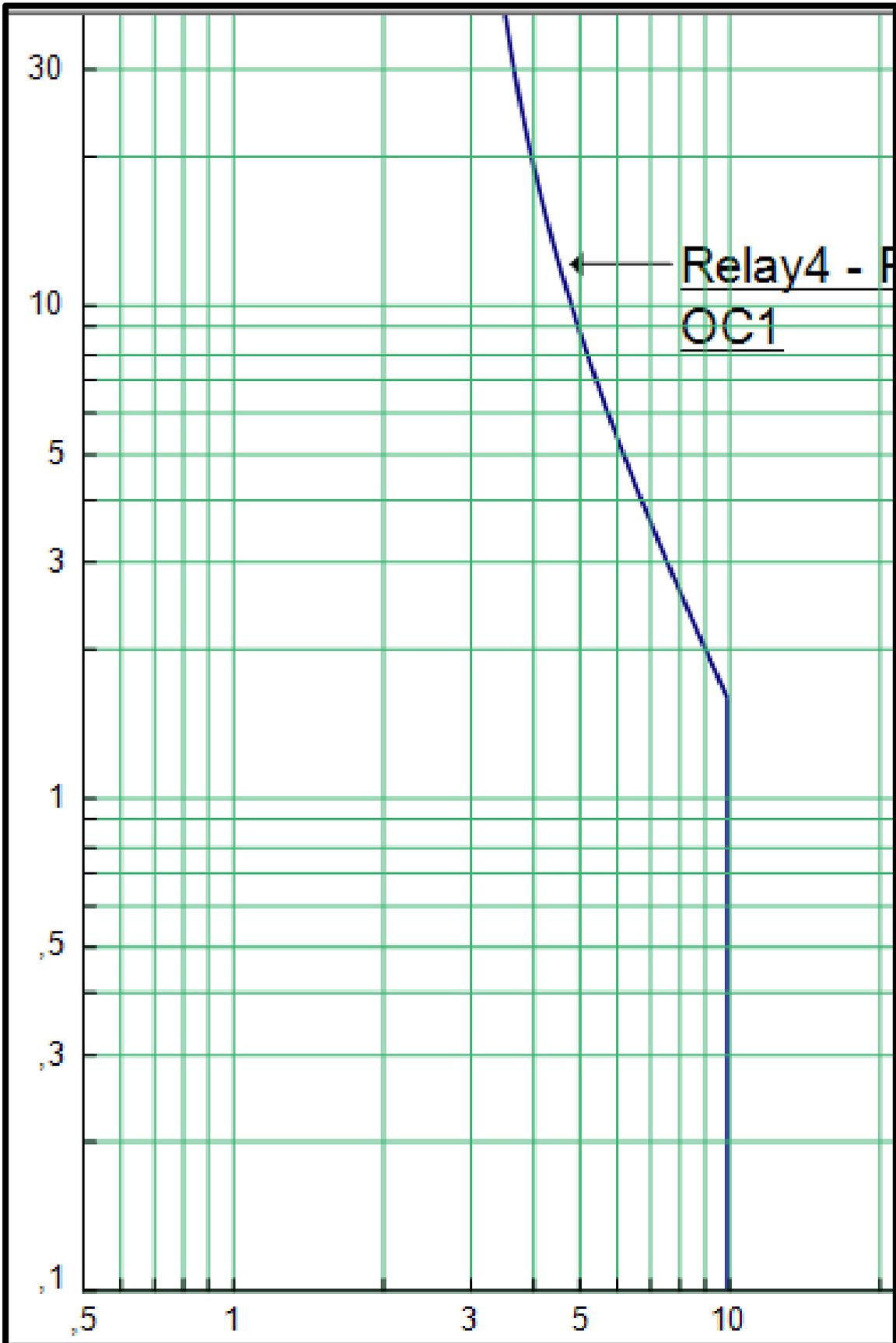


FIGURA 135: CURVA C3 DEL ALIMENTADOR DE -T5, ELABORADA EN SOFTWARE ETAP. FUENTE: LOS AUTORES.

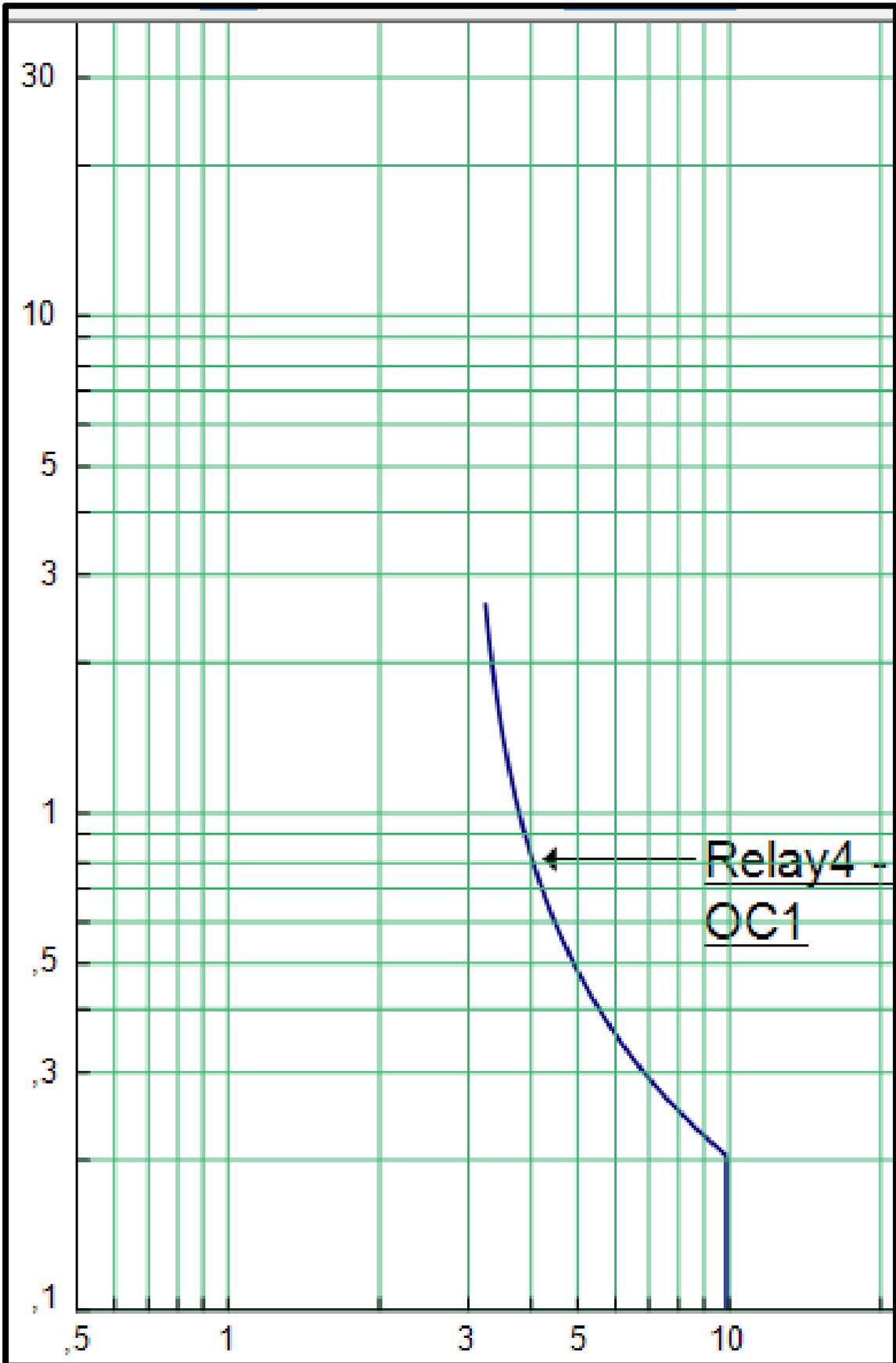


FIGURA 136: CURVA C5 DEL ALIMENTADOR DE -T5, ELABORADA EN SOFTWARE ETAP. FUENTE: LOS AUTORES.

4.6.8. Recursos utilizados (equipos, accesorios y materiales consumibles)

- Analizador de redes
- Amperímetro
- Relé SEL-751 A
- Microsoft Excel
- Software ETAP 12.0

4.6.9. Registro de resultados

- **Cuestionario**

¿Cómo afecta la selección del tipo de curva con respecto a los tiempos de disparo? Indicar cuál curva es más rápida que otra.

- **Conclusiones**

Para realizar el ajuste de la protección contra sobrecorriente del relé SEL-751 es necesario establecer cuatro parámetros fundamentales, la relación de los transformadores de corriente, el time dial, el tipo de curva y la corriente de pickup.

Los transformadores que se utilizaron en las instalaciones del módulo tienen una relación de 20/5, por lo tanto la CTR es 4. No obstante, cuando se configuraron los parámetros para la protección contra sobrecorriente en el relé, se ingresó un valor de CTR igual a 1 debido a lo siguiente:

El relé mide los amperios del devanado secundario del transformador de corriente, por lo tanto, si por una fase están circulando 20 A primarios, en el devanado secundario circularían 5 A, y el relé marcaría una medición de 5 A. Las corrientes que fluyen normalmente por el sistema son bajas, a vacío, por la fase C del transformador –T5 y con una sola vuelta, circulan 2.3 A, quiere decir que en el devanado secundario circularían 0.575 A, el relé tendría que medir 0.575 A, pero estos son valores muy pequeños, que en la práctica no se suelen utilizar, por esto se decidió incrementar el valor de corriente que mide el relé. Esto se logró aumentando el número de vueltas al momento de cablear el módulo, se dieron 20 vueltas en cada transformador de corriente, por lo tanto,

los 2.3 A primarios que circulan por la fase C van a ser los mismos que va a leer el relé, dando así una relación de transformación igual a 1.

Existen 3 transformadores de corriente que no tienen la precisión necesaria para las lecturas de los equipos de protección, esto se debe a que su relación real es de 20/5.45, lo cual demanda un mayor número de vueltas para tener la misma precisión que los demás TC.

El valor de sobrecorriente que hará activar la protección, es el valor que está midiendo el TC, por lo cual el cálculo para el tiempo de disparo de la protección debe realizarse con este valor.

El efecto del Time Dial es provocar un desplazamiento vertical de la curva de sobrecorriente, esto sirve para lograr la correcta coordinación de curvas cuando se tienen más dispositivos de protección dentro de un alimentador.

El tipo de curva a seleccionar depende de la velocidad con la que se requiere que la protección dispare, para esto hay que tener en cuenta la criticidad de los elementos que van a ser expuestos a sobrecorrientes.

➤ **Recomendaciones**

Colocar la protección adecuada (25 A) en el lado de B.T. del transformador –T1.
Cortocircuitar los transformadores de corriente que no estén conectados a un equipo de medición o protección.

Despejar la sobrecorriente de manera manual en caso de que la protección no se accione, recordar que los transformadores no deberían someterse a corrientes más elevadas que las nominales.

Para mejorar la precisión de los TC que no pueden dar una buena lectura para los equipos de protección, se recomienda aumentar el número de vueltas hasta lograr que las corrientes secundarias sean iguales a las primarias.

4.6.10. Cronograma / calendario

De acuerdo a la planificación de cada docente.

4.7. Práctica 7: Análisis y operación de la protección diferencial de barra.

4.7.1. Datos informativos

- Materia: Protecciones
- Práctica: N° 4
- Número de estudiantes: 20
- Nombre del docente: Ing. Roy Santana
- Tiempo estimado: 2 Horas

4.7.2. Datos de la práctica

Tema: Análisis y operación de la protección diferencial de barra.

4.7.3. Objetivo general

Ajustar los parámetros del relé SEL-387 para configuración de la protección diferencial de barra a nivel de 480 V dentro del módulo de protección.

4.7.4. Objetivos específicos

- Verificar que la polaridad de los transformadores de corriente sea la correcta.
- Verificar que la protección diferencial sólo se active cuando se produzca una falla dentro de la zona de resguardo.

4.7.5. Marco teórico

4.7.5.1. Protección diferencial

La protección diferencial es 100% selectiva y opera solo para fallas dentro de su zona protegida. El límite de la zona protegida está definida por la ubicación de los transformadores de corriente. Además, no precisa coordinar con otras protecciones, debido a esto, la operación es instantánea. Por lo cual, la protección diferencial es adecuada para protección principal.

La protección diferencial se basa en la comparación de corrientes. Debido a los costos, la protección diferencial debe tolerar la saturación de los transformadores de corriente.

4.7.5.2. Principio de operación de la protección diferencial

La protección diferencial de corriente compara los valores medidos de intensidad en magnitud y ángulo. Esto es posible por comparación de valores instantáneos como por comparación de fasores.

En cada caso la medida se basa en la ley de Kirchoff, la suma vectorial de las corrientes entrando o saliendo de un nodo debe ser cero en todo instante.

La convención es: la corriente entrando a la zona protegida es positiva, y la corriente saliendo de la zona protegida es negativa.

Los transformadores de corriente usados para la protección diferencial están conectados en serie en el secundario, de manera que la corriente circula por ellos durante una falla externa, y no circula corriente por el relé diferencial.

En el caso de una falla interna, la corriente circula por el relé diferencial.

Este principio de operación se utiliza en: líneas y cables de transmisión, generadores, motores y transformadores. Cuando se utiliza esta función para proteger un transformador de potencia, se necesita corregir los ángulos y módulos de los vectores a comparar.

En la práctica, una corriente diferencial siempre existe como resultado de los errores introducidos por los transformadores de corriente. Este error es proporcional a la corriente que circula por el transformador de corriente. En caso que la corriente que circule por el mismo sea una corriente de falla, el transformador de corriente puede saturar, por lo cual la corriente diferencial aumenta [39].

Para que opere correctamente, la corriente de operación debe aumentar cuando la corriente que circula por el equipo protegido aumenta. Esto proporciona sensibilidad para corriente de fallas pequeñas y estabilidad para corrientes de carga grandes, o cuando se saturan los transformadores de corriente [39].

4.7.5.3. Relé SEL-387

El relé SEL-387 tiene tres elementos diferenciales (87R-1, 87R-2 y 87R-3). Estos elementos emplean cantidades de operación (IOP) y de retención (IRT) que el relé calcula a partir de las corrientes de entrada. La figura 139 muestra la característica del relé. El usuario puede ajustar esta característica ya sea como de pendiente simple, característica diferencial de porcentaje; o como de pendiente doble, característica diferencial de porcentaje variable. El disparo ocurre si la cantidad de operación es mayor que el valor de la curva, para un valor de retención determinado. La cantidad de operación también debe satisfacer un valor mínimo de pickup. Los cuatro ajustes que definen la característica son [40]:

- O87P = Mínimo nivel de IOP requerido para la operación.
- SLP1 = Pendiente inicial (Slope inicial), se inicia en el origen e intersecta a O87P en $IRT = O87P * 100 / SLP1$.
- IRS1 = Límite de IRT para la característica de operación SLP1; intersección en el punto de inicio de SLP2.
- SLP2 = Segunda pendiente. Si se usa, debe ser mayor o igual que SLP1.

La selección cuidadosa de estos ajustes, permite homologar muy cercanamente las características de relés diferenciales que se han usado por mucho tiempo.

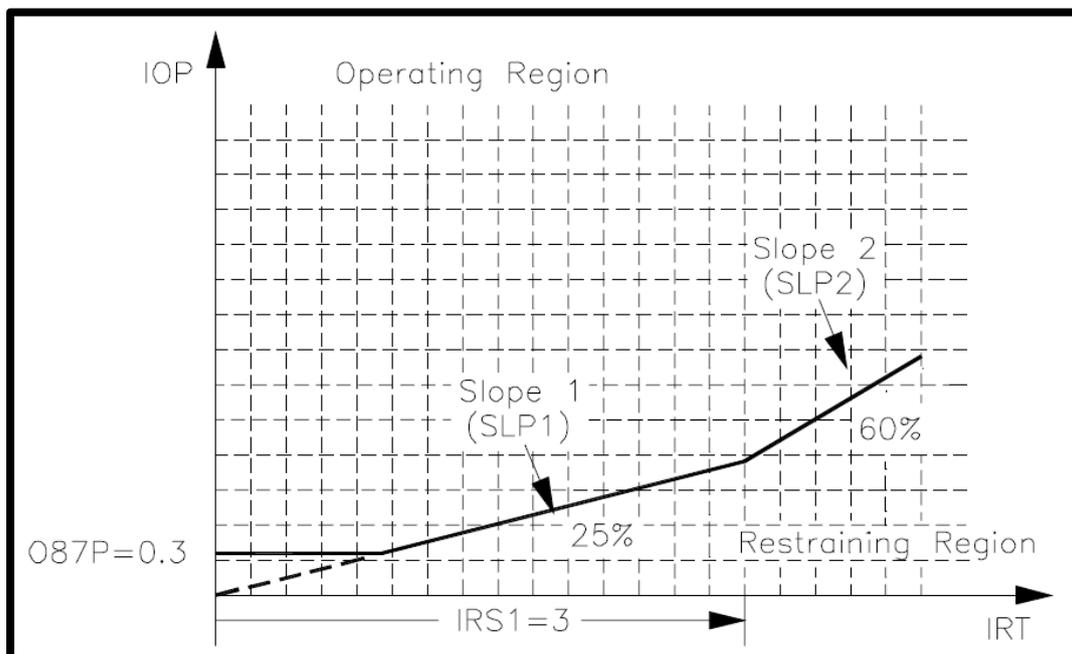


FIGURA 137: CARACTERÍSTICA DIFERENCIAL DE PORCENTAJE CON RETENCIÓN. FUENTE: [40].

4.7.6. Marco procedimental

Conectar los transformadores tal como se muestra en el diagrama. Es importante que todos los transformadores estén conectados a la tierra común del sistema. Así mismo, para empezar a realizar las pruebas de flujo de corriente, todos los bornes de transformadores de corriente deben estar cortocircuitados entre sí; ya que si se encuentran abiertos pueden causar caídas en los valores de voltaje, a excepción de los bornes donde se van a tomar las señales para la medición de los equipos de protección.

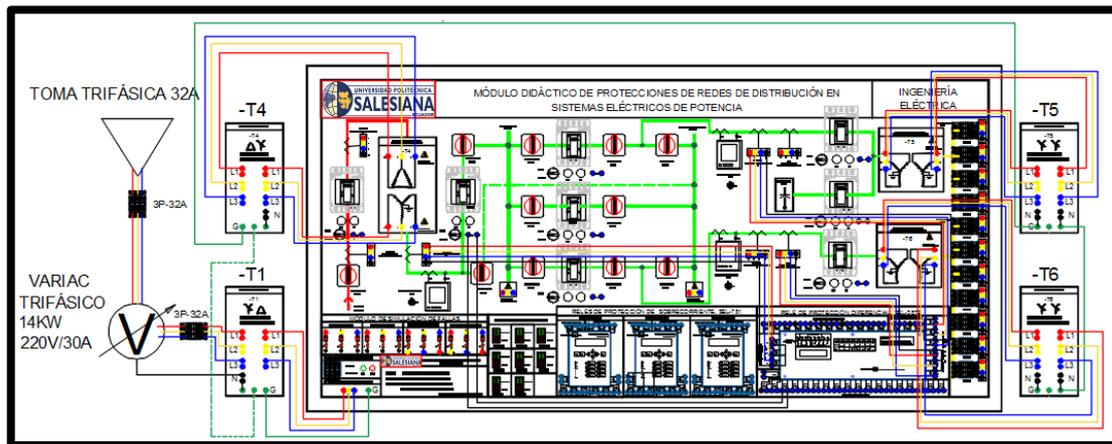


FIGURA 138: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. DIAGRAMA DE CONEXIÓN ELÉCTRICA PARA PRÁCTICA 4. FUENTE: LOS AUTORES.

Para conectar las señales de los transformadores de corriente que ingresan a los relés de protección, se toman señales por cada fase y también se toma la señal del neutro como se muestra en la figura.

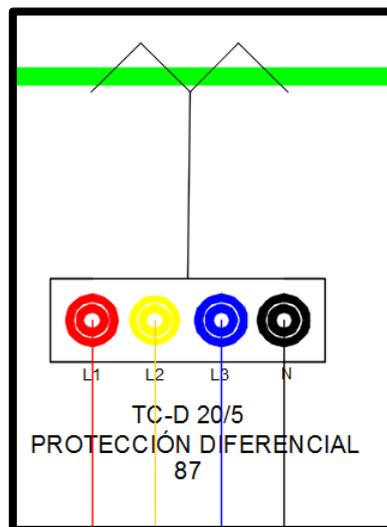


FIGURA 139: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. SEÑALES DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TOMADAS PARA FUNCIONAMIENTO DEL RELÉ SEL-387. FUENTE: LOS AUTORES.

Estas señales se conectarán como se muestra en los gráficos adjuntos. El relé diferencial SEL-387E consta de tres devanados, es decir recibirá señales de nueve transformadores de corriente. Para las señales de los transformadores de corriente TC-B o TC-C que se muestra en la figura 142, las señales de fases entran por la bornera superior y la señal de neutro entra en la bornera inferior de cada par. Para las señales de los transformadores de corriente TC-C, TC-D o TC-E que se muestran en la figura 143, las señales de fases entran por la bornera inferior y las señales de neutro entran por la bornera superior de cada par. Es importante hacer hincapié en que los neutros deben formar un nodo de conexión entre sí como se muestra en las figuras 142 y 143, esto garantizará una correcta medición y funcionamiento.

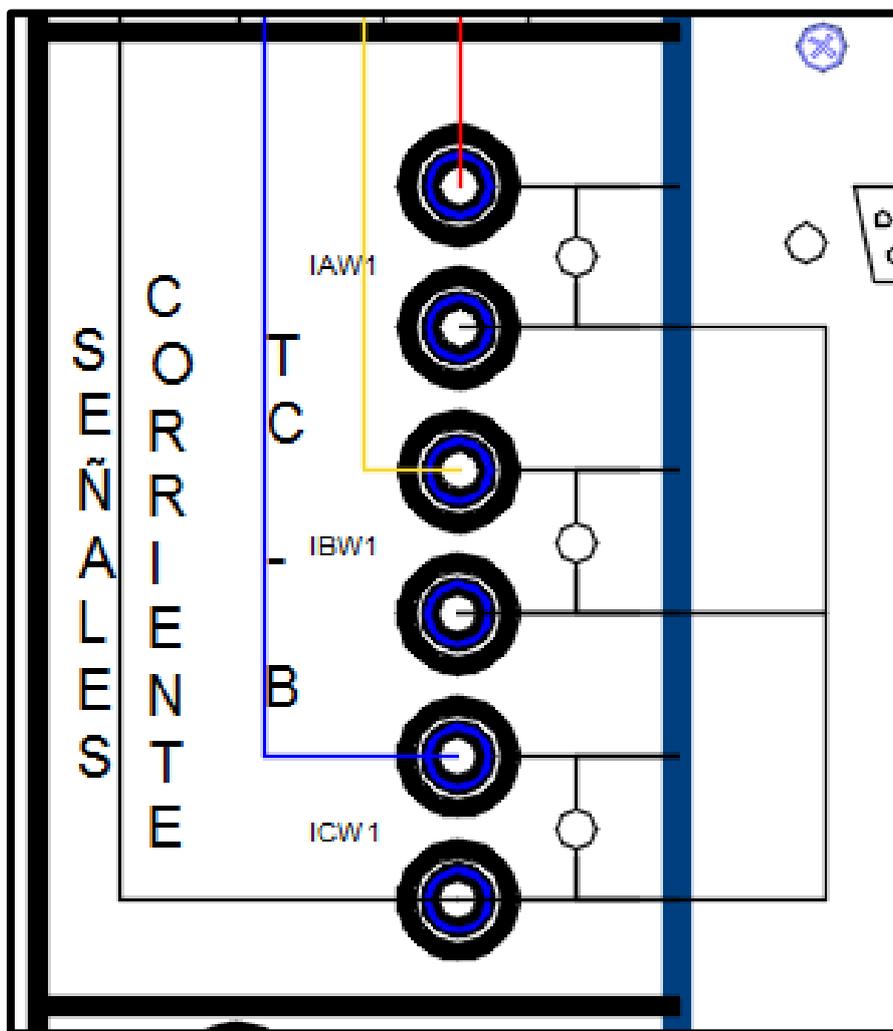


FIGURA 140: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. CONEXIÓN DE SEÑALES DE ENTRADA DE CORRIENTE DEL RELÉ DIFERENCIAL 387, TOMADAS DESDE TC-B O TC-C. FUENTE: LOS AUTORES.

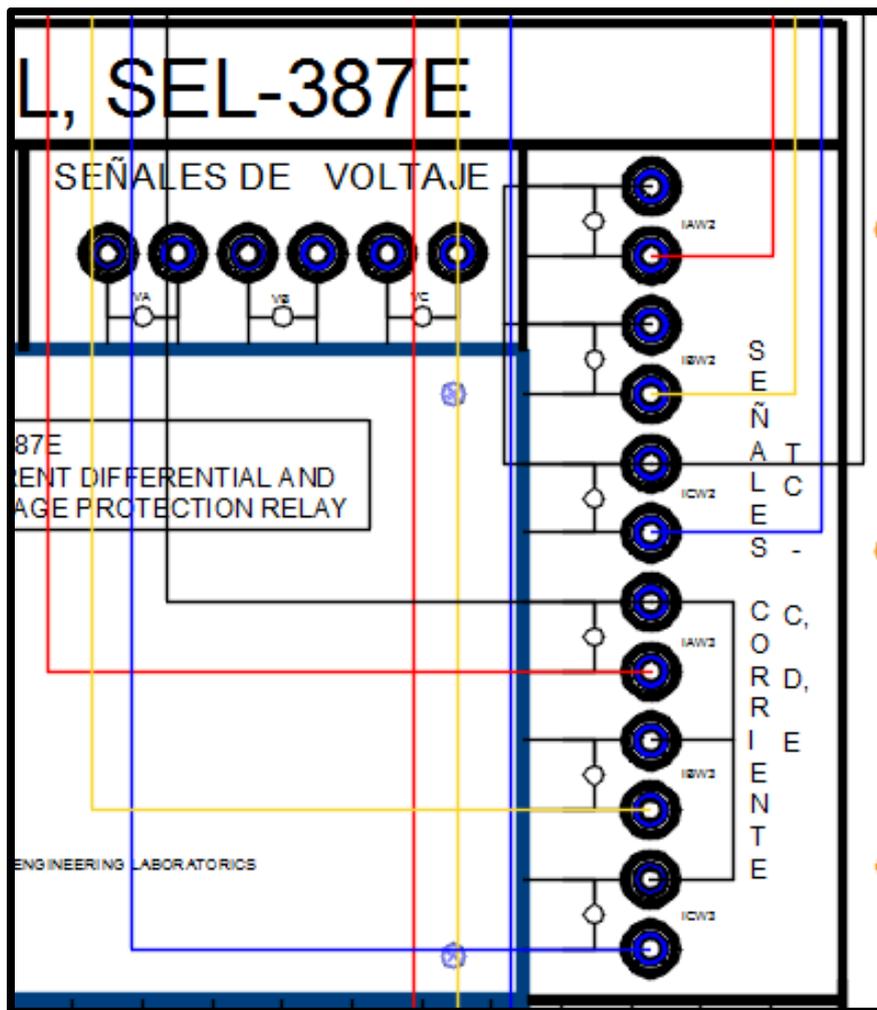


FIGURA 141: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. CONEXIÓN DE SEÑALES DE ENTRADA DE CORRIENTE DEL RELÉ DIFERENCIAL 387, TOMADAS DESDE TC-C, TC-D O TC-E. FUENTE: LOS AUTORES.

Una vez conectadas las señales para el funcionamiento del relé, se procede a conectar la señal para el accionamiento del disparo que va a producir el relé de protección cuando detecte la falla dentro de la zona de resguardo, para lo cual hay que tomar señales de salida del par de borneras que tienen la nomenclatura OUT 104, las mismas que serán conectadas al par de borneras que tienen la nomenclatura TRIP que lleva cada breaker. Se recomienda usar las borneras TRIP del breaker que se quiera accionar, por ejemplo, como la protección diferencial de barra se va a realizar entre los TC-C, TC-D y TC-E, se recomienda conectar la salida OUT 104 al TRIP del breaker -52-302; no obstante, se puede seleccionar cualquier breaker, siempre y cuando sea uno que esté aguas arriba de la sección donde se produce la falla.

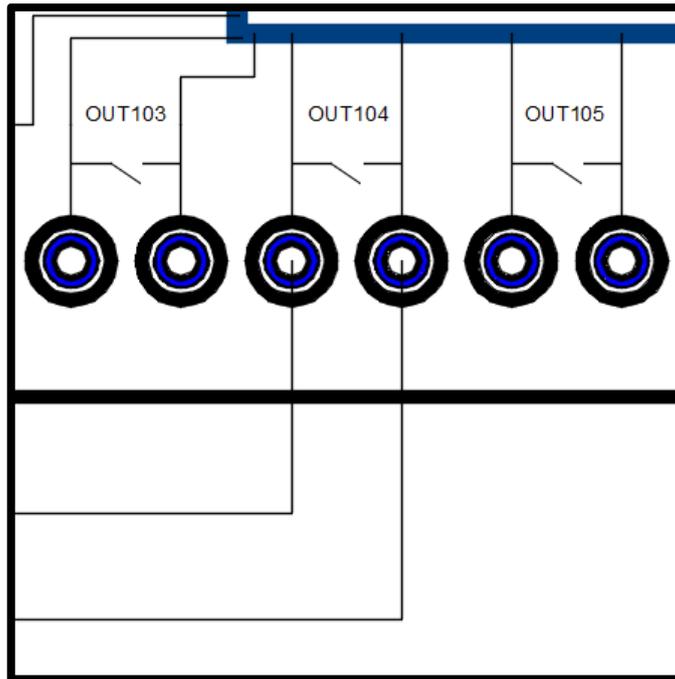


FIGURA 142: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. SEÑAL DE SALIDA, OUT 104, DEL RELÉ 387 PARA ACCIONAMIENTO DEL DISPARO DE BREAKERS. FUENTE: LOS AUTORES.

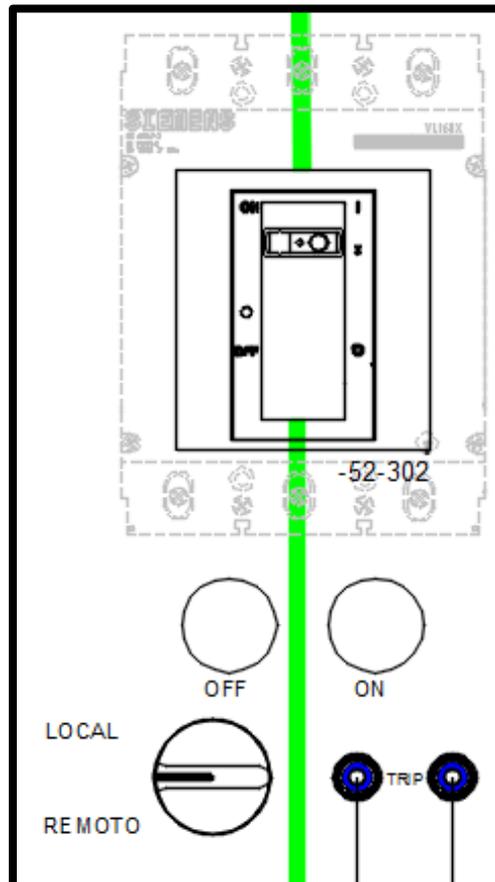


FIGURA 143: MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN. SEÑALES DE ENTRADA, TRIP, PARA ACCIONAMIENTO DEL DISPARO DE BREAKERS. FUENTE: LOS AUTORES.

Una vez realizadas estas conexiones, se procede a realizar el análisis práctico y teórico de disparos dentro de la zona de protección establecida.

4.7.6.1. Condiciones de funcionamiento

- Verificar que la fuente de tensión variable NO esté regulada a valores mayores de 208 V.
- Verificar que la fuente de tensión variable NO entregue más de 27 amperios.
- Verificar que el voltaje de salida del sistema NO sea inferior al 97% del voltaje que entrega la fuente variable. La caída máxima de tensión no debe superar el 3% del valor nominal [36].
- Verificar que los bornes de los TC's que no se van a utilizar en esta práctica, estén cortocircuitados entre sí; debido al riesgo de sobretensiones, estos elementos no pueden ser operados con bornes secundarios abiertos, sino únicamente en cortocircuito o con la carga del equipo de medida [35].
- Despejar rápidamente las fallas producidas fuera de la zona de protección, ya que el relé no se encargará de hacerlo. En caso de que el relé no pueda despejar un disturbio dentro de la zona de resguardo, hay que despejar la falla por medio del paro de emergencia para evitar afectaciones.
- Verificar que dentro de los módulos de simulación de fallas a tierra, todos los switch estén en posición OFF y sin ningún cableado conectado.

4.7.6.2. Energizar el sistema a través de los bornes de alimentación independiente.

Conectar la fuente de tensión variable al lado de baja del transformador –T1 de 10 KVA y aplicar un voltaje de 208 V como máximo, ya que este es el valor nominal de tensión en las bobinas del transformador.

Conectar el lado de alta del transformador –T1, de 10 KVA a la entrada de alimentación independiente del sistema.

4.7.6.3. Energizar el transformador –T4, de 6KVA.

Verificar que el seccionador -89-301 y el interruptor -52-301 estén cerrados. Presionar “CIERRE” en el pulsador del interruptor -52-301, esto energizará al transformador –T4.

4.7.6.4. Energizar el transformador –T5, de 3KVA.

Verificar que los seccionadores -89-302, -89-304, -89-307 y los interruptores -52-302, -52-303, -52-306 estén cerrados. Presionar “CIERRE” en el pulsador del interruptor -52-302, luego el -52-303 y por último el -52-306, esto energizará al transformador –T5.

4.7.6.5. Energizar el transformador –T6, de 3 KVA.

Verificar que los seccionadores -89-302, -89-305, -89-308 y los interruptores -52-302, -52-304, -52-307 estén cerrados. Presionar “CIERRE” en el pulsador del interruptor -52-302, luego el -52-304 y por último el -52-307, esto energizará al transformador –T6.

4.7.6.6. Generar la falla fuera de la zona de resguardo y verificar que la protección diferencial no se accione.

Conectar una fase que se encuentre fuera de la zona de resguardo a tierra por medio del módulo de simulación de fallas. Accionar la falla por medio del switch de aterrizamiento y verificar que la protección diferencial no sea accionada, ya que estamos fuera de la zona respaldada por dicha protección.

4.7.6.7. Generar la falla dentro de la zona de resguardo y verificar que la protección diferencial se accione.

Conectar una fase que se encuentre dentro de la zona de resguardo a tierra por medio del módulo de simulación de fallas. Accionar la falla por medio del switch de aterrizamiento y verificar que la protección diferencial se active, ya que la falla generada está dentro de la zona respaldada por dicha protección.

4.7.7. Modelamiento de curva característica de protección diferencial de barra.

Una vez establecidos los cuatro parámetros fundamentales para el modelamiento de la curva característica de protección diferencial de barra, se procede a configurar los parámetros del relé para modelar una curva similar a la de la figura 137 detallada anteriormente en el inciso 4.7.5.3.



FIGURA 144: MÍNIMO NIVEL DE IOP REQUERIDO PARA LA OPERACIÓN EN AJUSTES PARA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRA. FUENTE: LOS AUTORES.



FIGURA 145: CORRIENTE DE RESTRICCIÓN O INTERSECCIÓN DE PENDIENTE 1 CON PENDIENTE 2 PARA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRA. FUENTE: LOS AUTORES.



FIGURA 146: PENDIENTE INICIAL DE OPERACIÓN PARA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRA, SE INICIA EN EL ORIGEN. FUENTE: LOS AUTORES.



FIGURA 147: SEGUNDA PENDIENTE DE OPERACIÓN PARA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRA, DEBE SER MAYOR QUE LA PENDIENTE 1. FUENTE: LOS AUTORES.

Es importante asegurarse que la polaridad de los transformadores de corriente del relé diferencial sea la correcta. A continuación se muestra un caso de mala conexión en la fase C como ejemplo, el efecto que se produce es la sumatoria de corrientes, al contrario de la diferencia. Esto hace operar la protección diferencial.



FIGURA 148: CORRIENTE DE OPERACIÓN EN LA FASE C DEL ALIMENTADOR DE -T5 PRODUCIDA POR MALA CONEXIÓN DE LOS TC, EQUIVALENTE AL DOBLE DE IRT3. FUENTE: LOS AUTORES.

El valor de I_{op} produce una coordenada en el eje vertical de corriente de operación para poder verificar en la curva característica si el par ordenado está por encima de la curva de operación



FIGURA 149: CORRIENTE DE RESTRICCIÓN DEL ALIMENTADOR DE -T5. FUENTE: LOS AUTORES.

El valor de Irt produce una coordenada en el eje horizontal de corriente de restricción o retención para poder verificar en la curva característica si el par ordenado está por encima de la curva de operación.

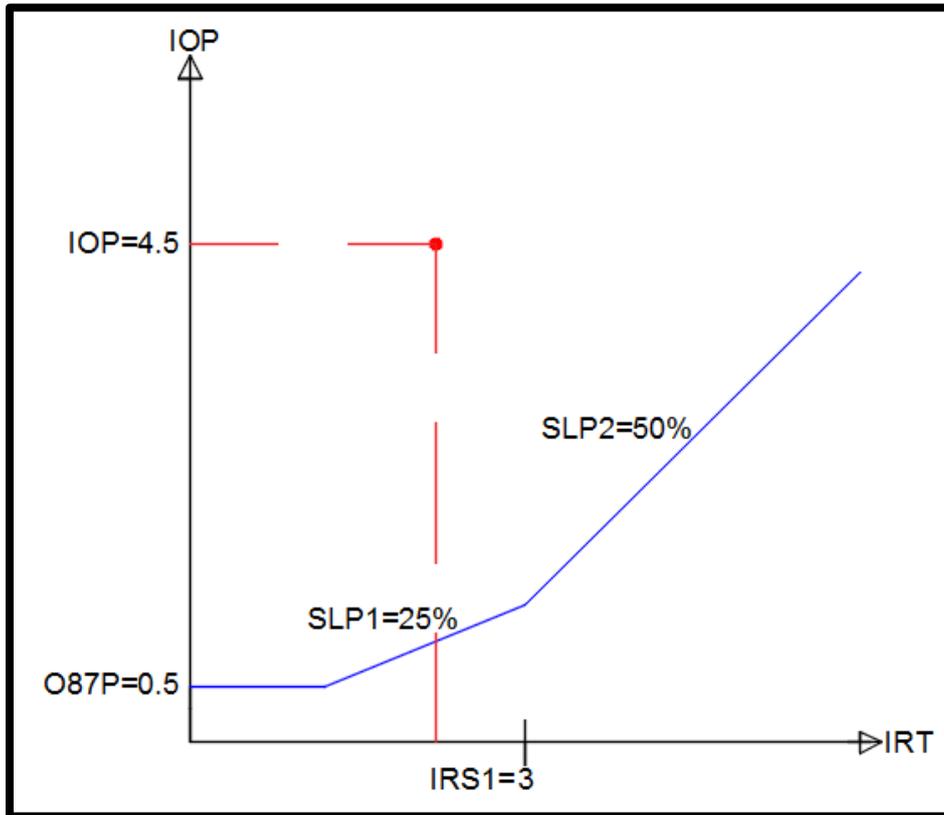


FIGURA 150: CURVA DE OPERACIÓN DEL RELÉ DIFERENCIAL Y PUNTO DE OPERACIÓN DE RELÉ DIFERENCIAL PRODUCIDO POR MALA CONEXIÓN EN POLARIDAD DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE. FUENTE: LOS AUTORES.

4.7.8. Recursos utilizados (equipos, accesorios y materiales consumibles)

- Relé SEL – 387E
- Módulo de simulación de fallas
- Tabla de registro de valores

4.7.9. Registro de resultados

➤ Cuestionario

¿Por qué es importante tener una correcta polaridad en los transformadores de corriente al conectar el relé diferencial?

¿Cuándo debe operar la protección diferencial?

¿Qué efecto se produce al desplazar la curva de operación de la protección diferencial hacia arriba, es esto conveniente?

➤ **Conclusiones**

Para realizar el ajuste de la protección diferencial del relé SEL-387 es necesario establecer cuatro parámetros fundamentales, la corriente mínima de operación, la corriente de restricción, la pendiente 1 y la pendiente 2.

El relé mide los amperios del devanado secundario del transformador de corriente; en condiciones normales, la corriente diferencial o corriente de operación debería ser nula, sin embargo, al momento de producirse una falla de cualquier índole dentro de la zona de protección establecida por los transformadores de corriente, el relé va a detectar una diferencia de corrientes que, dependiendo del valor mínimo de corriente de operación que se haya ajustado, esta se podrá identificar como falla y se activará la protección diferencial. Es importante mencionar que un defecto en la relación de transformación de los instrumentos de medición puede ser una complicación importante al momento que el relé se encuentre censando parámetros de corriente, ya que puede existir una corriente diferencial producida por esto.

Todos los valores que se encuentren por encima de la curva de operación serán considerados como fallas, dichos valores se pueden obtener por medio de un conjunto de pares ordenados en el eje horizontal y vertical; es decir, una determinada condición puede producir una coordenada específica o par ordenado, este par ordenado estará conformado por un valor en el eje horizontal o de corriente de restricción y por un valor en el eje vertical o de corriente de operación, si esta coordenada produce un punto por encima de la curva de operación, el relé detectará una falla y se activará la protección.

Mientras más se desplace la curva de operación hacia arriba, la protección diferencial perderá sensibilidad ya la zona por debajo de la curva (zona de valores que no son reconocidos como falla) aumentará de área, siendo más vulnerables a la posibilidad de que el relé pueda ignorar una falla.

➤ **Recomendaciones**

Se recomienda establecer el valor mínimo de operación en 0.3 A, sin embargo, la configuración de ajustes del relé permite ajustar este parámetro con un valor de 0.5 como mínimo.

Colocar la protección adecuada (25 A) en el lado de B.T. del transformador –T1.
Cortocircuitar los transformadores de corriente que no estén conectados a un equipo de medición o protección.

Despejar la falla de manera manual en caso de que la protección no se accione, recordar que los elementos del sistema no deberían someterse a corrientes más elevadas que las nominales.

Para mejorar la precisión de los TC que no pueden dar una buena lectura para los equipos de protección, se recomienda aumentar el número de vueltas hasta lograr que las corrientes secundarias sean iguales a las primarias.

Verificar la que las polaridades de los transformadores de corriente sea la correcta.

4.7.10. Cronograma / calendario

De acuerdo a la planificación de cada docente.

5. CONCLUSIONES

El módulo de protecciones de redes de distribución permite realizar la calibración adecuada de los relés de protección SEL-751A y SEL-387E que van a resguardar al sistema cuando sea sometido a fallas eléctricas.

La topología de red implementada en el módulo de protecciones de redes de distribución permite realizar maniobras de transferencia para poder llevar a cabo trabajos de mantenimiento en el sistema sin interrumpir el suministro de energía en el punto de carga.

El circuito de control que gobierna al módulo de protecciones de redes de distribución permite visualizar el estado de operación de diferentes elementos del sistema como interruptores, pulsadores y barras. Este circuito también está diseñado con ciertas condiciones especiales que restringen la posibilidad de energizar el sistema aguas abajo si estos requerimientos no se cumplen previamente, esto se detalló con exactitud en la práctica #2.

El estudio de cortocircuitos realizado permitió estimar la magnitud de la corriente de falla monofásica en las barras de 480V y en las barras de carga de 208V para configurar de manera adecuada los parámetros de las funciones de protección eléctrica de los Relés SEL-751A y SEL-387E.

El módulo de protecciones de redes de distribución garantiza confiabilidad, puesto que el sistema está resguardado ante fallas eléctricas; también certifica continuidad ya que su arreglo de barra principal y barra de transferencia permite suministrar energía de manera ininterrumpida en el punto de carga; la calidad de energía eléctrica entregada es válida, ya que su nivel de tensión se encuentra dentro del rango permitido.

El manual de prácticas elaborado detalla de manera específica el funcionamiento del módulo de protecciones de redes de distribución ante ciertas condiciones operativas.

El estudio de las protecciones eléctricas es fundamental para la formación de un Ingeniero Eléctrico de Potencia debido a la creciente demanda de instalaciones de redes de distribución que se presenta en la actualidad. Esto ha obligado a las empresas distribuidoras a garantizar el suministro de un servicio confiable, continuo y de alta

calidad, sin embargo, estos indicadores dependen del correcto ajuste de parámetros de sus elementos de protección y su pronto accionamiento ante cualquier tipo de falla eléctrica. Por este motivo, el módulo de protecciones de redes de distribución será muy útil para impartir cátedra en asignaturas fundamentales para la formación de profesionales de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. A partir de ahora, los estudiantes de la Carrera de Ingeniería Eléctrica podrán solventar dudas con respecto a protecciones eléctricas y análisis de cortocircuitos en sistema eléctricos de potencia, con esta herramienta que cumple con su funcionalidad.

6. RECOMENDACIONES

Después de haber realizado el análisis del comportamiento del sistema bajo condiciones fundamentales de operación, existe la posibilidad de realizar análisis más extensos si se logra conectar el módulo de distribución con los módulos de transmisión y generación. Se sugiere realizar esta interconexión para poder llevar a cabo un estudio completo de coordinación de protecciones de un sistema eléctrico de potencia a escala.

Es posible realizar la comunicación de relés mediante mensajería GOOSE y la implementación de un Sistema SCADA en el módulo de distribución gracias a la flexibilidad con la que fue construido.

Se recomienda realizar un estudio de modelado matemático del comportamiento del módulo de protecciones de redes de distribución y emplear el software ETAP para verificar la veracidad de los resultados obtenidos en laboratorio.

Se sugiere realizar estudios completos de los diferentes tipos de fallas eléctricas.

Realizar un mantenimiento semestral para preservar la vida útil de los elementos del sistema.

7. LIMITANTES

La fuente variable de alimentación trifásica tiene una corriente nominal de 28 amperios por fase.

El lado de baja tensión (208V) del transformador –T3 de 10 KVA tiene una corriente nominal de 27 amperios por fase; el lado de alta tensión (600V) tiene una corriente nominal de 10 amperios por fase.

El lado de alta tensión (600V) del transformador –T4 de 6 KVA tiene una corriente nominal de 6 amperios por fase; el lado de baja tensión (480V) tiene una corriente nominal de 8 amperios por fase.

El lado de alta tensión (480V) de los transformadores –T5 y –T6 de 3 KVA tiene una corriente nominal de 4 amperios por fase; el lado de baja tensión (208V) tiene una corriente nominal de 8 amperios por fase.

No hay que exceder los valores nominales de corriente ni en la fuente variable de alimentación trifásica ni en los devanados de cada transformador.

Si se desea trabajar con carga conectada, se deberán verificar los valores de corriente en los devanados de cada transformador y en la fuente variable de alimentación trifásica para confirmar que no se produzcan sobrecargas por algún incremento en los valores de corriente nominal ya establecidos.

8. ANEXOS

Anexo #1: Plano de módulo didáctico de protecciones de redes de distribución en sistemas eléctricos de potencia.

Anexo #2: Diagrama unifilar de módulo didáctico de protecciones de redes de distribución en sistemas eléctricos de potencia.

Anexo #3: Diagrama de control de módulo didáctico de protecciones de redes de distribución.

9. BIBLIOGRAFÍA Y LINGÜÍSTICA

- [1] Metz-Noblat, Benoit de; Dumes, Frédéric; Thomasset, Georges, *"Reproducción del Cuaderno Técnico no.158 de Schneider Electric, Cálculo de corrientes de cortocircuito"*, España: Schneider Electric España S.A., 2000.
- [2] A. Colmenar Santos y J. L. Hernández Martín, *Instalaciones eléctricas en baja tensión*, Bogotá, Colombia: Editorial Ediciones de la U, 2014.
- [3] J. C. Romero Escobar, *Diseño de subestaciones eléctricas*, Colombia: Editorial Escuela Colombiana de Ingeniería, 2014.
- [4] R. d. Distribución, «www.aquaingenieria.com,» [En línea]. Available: <http://aquaingenieria.com.co/wp-content/uploads/2016/02/RED-ELECTRICA.jpg>. [Último acceso: 4 diciembre 2016].
- [5] S. Eléctrica, «www.dicyt.com,» [En línea]. Available: <http://www.dicyt.com/data/78/26278.jpg>. [Último acceso: 4 diciembre 2016].
- [6] J. A. Yebra Morón, *Sistemas Eléctricos de Distribución*, México, D.F.: Editorial Reverté, 2009.
- [7] T. Potencia, «www.reinhausen.com,» [En línea]. Available: http://www.reinhausen.com/es/PortalData/1/Resources/rg/sectors_and_applications/title/scaled/Hermetiktrafo_xl.JPG. [Último acceso: 4 diciembre 2016].
- [8] G. Enríquez Harper, *Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales*, México, D.F.: Editorial Limusa S.A., 2011.
- [9] A. A. Naranjo Yépez, M. A. Feraud López y R. J. Villacrés Salazar, «"Diseño y construcción de un módulo para protección diferencial de transformadores",» Universidad Politécnica Salesiana, sede Guayaquil, Guayaquil, Ecuador, 2015.
- [10] F.-e. Transformador. [En línea]. [Último acceso: 4 diciembre 2016].
- [11] S. J. Chapman, *Máquinas Eléctricas*, Colombia: "British Aerospace Australia", traducido por Eduardo Rozo Castillo, Ingeniero Electricista y profesor de la Escuela Colombiana de Ingeniería, Tercera Edición.
- [12] P. Concha, «patricioconcha.ubb,» [En línea]. Available: <http://patricioconcha.ubb.cl/410113/accionamientos/razon%2016.jpg>. [Último acceso: 4 diciembre 2016].
- [13] S. E. Potencia. [En línea]. [Último acceso: 4 diciembre 2016].
- [14] D. Redes. [En línea]. Available: <http://previews.123rf.com/images/huilsh/huilsh1411/huilsh141100107/34055716-Sala-de->

- control-de-la-subestaci-n-Foto-de-archivo.jpg. [Último acceso: 4 diciembre 2016].
- [15] Subestaciones. [En línea]. Available:
http://d3thflcq1yqzn0.cloudfront.net/026321772_prevstill.jpeg. [Último acceso: 4 diciembre 2016].
- [16] E. Subestaciones. [En línea]. Available:
<http://www.infocomercial.com/img/productos/151397/640/0/9/interruptor-lw36-145126-interruptor-de-gas-al-vacio-con-el-tanque-vivo.jpg>. [Último acceso: 4 diciembre 2016].
- [17] Transformadores. [En línea]. Available: <http://cmapspublic.ihmc.us/rid=1LQDXJQSF-R2WGXB-1XTT/Transformadores%20de%20corriente.png>. [Último acceso: 4 diciembre 2016].
- [18] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., «<https://selinc.com/es/>,» [En línea]. Available: https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Product%20Literature/Flyers/751_PF00453_ES_Web.pdf?v=20160608-131344. [Último acceso: 4 diciembre 2016].
- [19] I. Schweitzer Engineering Laboratories, «"SEL-387E Current Differential and Voltage Protection Relay"». U.S.A. 2008-2016.
- [20] S. Distribución. [En línea]. [Último acceso: 4 diciembre 2016].
- [21] P. Transformador, «www.powertransformersupplier.com,» [En línea]. Available: http://www.powertransformersupplier.com/photo/pl2145348-12_5mva_2_winding_electricity_ac_power_transformers_for_indoor_outdoor.jpg. [Último acceso: 4 diciembre 2016].
- [22] I. d. p. Tanque-muerto, «www.rhona.com,» [En línea]. Available: <http://www.rhona.cl/seccion/52/tanque-muerto.html>. [Último acceso: 4 diciembre 2016].
- [23] J. d. b. Transferencia. [En línea]. [Último acceso: 4 diciembre 2016].
- [24] I. Siemens Energy and Automation, «Supplementary Protectors». Patente 5SX2, N-type 55 mm mounting depth.
- [25] Siemens Energy and Automation, Inc., *Catálogo General de Productos*, Siemens, 2015.
- [26] Siemens Energy and Automation, Inc., *Componentes para instalaciones eléctricas industriales, comerciales y prediales.*, Brasil: Siemens.
- [27] CHINT, *Contactores, relés, arrancadores*, España: CHINT, 2010-2011.
- [28] EATON, *T CAM switches, P-switch disconnectors up to 315A*, Inglaterra: EATON, 2010.
- [29] OMRON, *General Purpose Relay LY*, U.S.A.: OMRON.
- [30] OMRON, *General Purpose Relay MY*, U.S.A.: OMRON.

- [31] EBCHQ, *Repartidor de carga*, EBCHQ.
- [32] Merlin Gerin, Inc, *Analizador de parámetros PM700*, Merlin Gerin.
- [33] Transformador-potencial, «www.eluniversal.com,» [En línea]. Available: http://www.eluniversal.com.co/sites/default/files/201201/imagen/electricaribe_2_col.jpg. [Último acceso: 4 diciembre 2016].
- [34] P. Sistemas Eléctricos. [En línea]. [Último acceso: 4 diciembre 2016].
- [35] SIEMENS, Transformadores de protección y medida 4M, Catálogo HG24, España: SIEMENS, 2009.
- [36] S. ELECTRIC, Guía de diseño de instalaciones eléctricas 08, Schneider Electric.
- [37] CENACE, de *Curso de Posgrado: "Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia", Módulo II, Cálculo de Cortocircuitos*, Quito, Fundación Universidad Nacional de San Juan Instituto de Energía Eléctrica, 2001.
- [38] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., «"SEL-751 A Feeder Protection Relay, Instruction Manual",» U.S.A., Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2012.
- [39] I. -. F. d. I. -. UDELAR, «2. Protección Diferencial,» de *D.II: Sistemas de Protección de Transformadores*.
- [40] Schweitzer Engineering Laboratories, de *SEL 387-O, -5, -6 Relé Diferencial de Corriente, Relé de Sobrecorriente, Registrador de Datos*, U.S.A., Schweitzer Engineering Laboratories, 2004.