



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE GUAYAQUIL

CARRERA DE ELECTRICIDAD

**COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS
DE DISTRIBUCIÓN, MEDIANTE EL USO DE RELÉS SEL-751**

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: KARLA NAOMY ENCALA PIHUAVE

MELANY NOHEMI TONATO GUERRERO

TUTOR: ING. JULIO MANUEL SILVA BECHERÁN, MSC

GUAYAQUIL– Ecuador

2023

**CERTIFICADOS DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE
TIULACIÓN**

Nosotras, Karla Naomy Encalada Pihuave con documento de identificación N°0941924904 y Melany Nohemi Tonato Guerrero con documento de identificación N°0850259383, manifestamos que: Somos las autoras y responsables del presente trabajo; y autorizamos que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial de este trabajo de titulación.

Guayaquil, 9 de marzo del 2023

Atentamente,



Melany Nohemi Tonato Guerrero

0850259383



Karla Naomy Encalada Pihuave

0941924904

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN A LA UPS**

Nosotros, Karla Naomy Encalada Pihuave con documento de identificación N°0941924904 y Melany Nohemi Tonato Guerrero con documento de identificación N°0850259383, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del trabajo de titulación : “Coordinación de protecciones en sistemas eléctricos de distribución, mediante el uso de relés sel-751” , el cual 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 cedidos anteriormente. En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 9 de marzo del 2023

Atentamente,



Melany Nohemi Tonato Guerrero

0850259383



Karla Naomy Encalada Pihuave

0941924904

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Julio Manuel Silva Becherán con documento de identificación N° 0959623422 , docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de trabajo de titulación: COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION, MEDIANTE EL USO DE RELES SEL-751, realizado por Karla Naomy Encalada Pihuave con documento de identificación N° 0941924904 y Melany Nohemi Tonato Guerrero por con documento de identificación N° 0850259383 , obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción de proyecto técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 9 de marzo del 2023

Atentamente,



Ing. Julio Manuel Silva Becherán, Msc

0959623422

DEDICATORIA

De manera muy especial dedico este trabajo de titulación a Dios, a mis padres y a mi familia por ser el pilar fundamental en mi vida, por siempre estar presentes y brindarme su apoyo incondicional durante toda mi carrera universitaria, impulsándome para lograr cada meta que me he propuesto.

KARLA NAOMY ENCALA PIHUAVE

Este trabajo de titulación está dedicado a toda mi familia ya que sin ellos no lo habría logrado, además de haberme brindado su apoyo a lo largo de mi vida y quienes sé que estarán a lo largo de esta.

MELANY NOHEMI TONATO GUERRERO

AGRADECIMIENTOS

Agradezco principalmente a Dios por ser quien me ha guiado en este largo camino, a mi madre por estar siempre presente impulsándome a seguir adelante y ayudándome a subir cada escalón o pasar cualquier adversidad que se me presento, a mi padre por todo su apoyo y esfuerzo para brindarme la oportunidad de culminar mi carrera universitaria.

De manera especial agradezco a mi tutor el Ing. Julio Silva y a mi profesor el Ing. Roy Santana, quienes nos guiaron y despejaron las dudas que se nos presentaban en la elaboración del proyecto y así poder culminar con éxito el tema propuesto.

Finalmente, pero no menos importante quiero agradecer a mi compañera de tesis, a mis hermanos, familiares y amigos quienes que con sus ideas y palabras me motivaron a seguir adelante con el proyecto de grado.

KARLA NAOMY ENCALA PIHUAVE

Principalmente quiero agradecer a Nuestro Amado Padre Celestial quien me ha brindado de sabiduría a lo largo de este camino, a mi madre, tías y mami quien se han esforzado para que yo pueda lograr esta meta.

Un agradecimiento especial a mi tutor Julio Silva y al profesor Roy Santana quienes nos guiaron a lo largo de este proyecto, aclararon cada una de nuestras dudas a lo largo de este.

Finalmente, pero no menos importante a mi compañera de tesis quien sin duda alguna ha sido de gran ayuda y compañía.

MELANY NOHEMI TONATO GUERRERO

RESUMEN

Este proyecto de grado tiene como finalidad la elaboración de un manual de prácticas de laboratorio, mediante la coordinación de protecciones de un sistema eléctrico de distribución, utilizando el equipo de inyección de fallas OMICRON CMC 356 y el equipo de protección Relé SEL-751 que tiene el laboratorio de protecciones de la Universidad Politécnica Salesiana sede Guayaquil.

El llevar a cabo un estudio de protección es fundamental, de esta manera el sistema brinda un nivel de servicio continuo y minimiza los daños a causa de las fallas. Dado este criterio partimos definiendo el sistema a utilizar y las fallas a los que se encuentra expuesto, para así realizar los cálculos correspondientes a la coordinación de protección. Como software especializado en la materia utilizamos ETAP el cual nos ayuda con la simulación del sistema ya antes planteado, además de la visualización de sus graficas de protección y mediante la maleta de inyección de fallas se procederá con la simulación de fallas en el sistema de distribución. Para la correcta protección del sistema hemos utilizado el Relé SEL-751.

Finalmente, basándonos en lo ya antes mencionado, se ha elaborado un manual de prácticas con los cálculos, el proceso y equipos de utilización para una correcta coordinación de protección, teniendo como resultado la reducción del tiempo de inactividad del sistema asimismo evitando la interrupción causada por la falla dentro de este.

ABSTRACT

The purpose of this project is to prepare a manual of laboratory practices through the coordination of protections of an electrical distribution system using the OMICRON CMC 356 fault injection equipment and the SEL-751 relay protection equipment that has the protection laboratory of the Salesian Polytechnic University Guayaquil headquarters.

Carrying out a protection study is essential. In this way, the system provides continuous service and minimizes damage due to failures. Given this criterion, we start by defining the system to be used and the failures to which it is exposed to make the calculations corresponding to the protection coordination. As specialized software in the field, we use ETAP, which helps us with the simulation of the system already raised, in addition to the visualization of its protection graphics. Through the failure, the injection suitcase will proceed with the simulation of failures in the distribution system. For the proper protection of the system, we have used the SEL-751 Relay.

Finally, based on the above, a practice manual has been developed with the calculations, the process, and the equipment of use for correct coordination of protection, resulting in the reduction of system downtime and avoiding the interruption caused by the failure within it.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CERTIFICADOS DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	ii
CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UPS.....	iii
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN.....	iv
DEDICATORIA	v
RESUMEN.....	vii
ABSTRACT	viii
ÍNDICE DE CONTENIDOS	ix
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	xiii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xv
ABREVIATURAS	xv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1	2
1. Problema	2
1.1 Antecedentes.....	2
1.2 Problemática	2
1.3 Objetivos.....	3
1.3.1 Objetivo general.....	3
1.3.2 Objetivos específicos	3
1.4 Justificación	3
1.5 Alcance del proyecto	3
1.6 Delimitación	3
1.7 Beneficiarios.....	4

CAPÍTULO 2	5
2. MARCO TEÓRICO.....	5
2.1 Sistema eléctrico de potencia	5
2.2 Sistema eléctrico de Distribución	5
2.2.1 Componentes del SED	5
2.3 Clasificación de las redes eléctricas	6
2.3.1 Sistema radial.....	6
2.3.2 Sistema radial expandido	7
2.3.3 Sistema radial con uniones.....	7
2.3.4 Sistema anillo.....	8
2.3.5 Sistema mallado	8
2.4 Fallas dentro del sistema de distribución.....	9
2.5 Tiempos de eliminación de fallas	9
2.6 Clases de fallas	10
2.6.1 Fallas Temporales	10
2.6.2 Fallas Permanente	10
2.7 Tipos de fallas eléctricas.....	10
2.7.1 Falla simétrica.....	10
2.7.2 Falla asimétrica	10
2.7.2.1 Fallas de fase a tierra.....	10
2.7.2.2 Fallas fase a fase.....	11
2.7.2.3 Fallas dos fases y tierra	11
2.7.2.4 Fallas de tres fases.....	12
2.8 OMICRON CMC 356	12
2.8.2 Software Test Universe	13
2.8 SISTEMA DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA.....	14

2.8.1	Objetivos de un sistema de protección.....	15
2.8.2	Características generales de un sistema de protección	15
2.8.2.1	Selectividad	15
2.8.2.1.1	Selectividad cronométrica	15
2.8.2.1.2	Selectividad Amperimétrica	15
2.8.2.1.3	Selectividad lógica	15
2.8.2.2	Rapidez.....	16
2.8.2.3	Sensibilidad	16
2.8.2.4	Confiabilidad.....	16
2.9	Tipos protección en el sistema eléctrico	16
2.9.1	Protección primaria.	16
2.9.2	Protección de respaldo	16
2.10	Equipos y dispositivos de protección.....	17
2.10.1	Fusible.....	17
2.10.1.1	Clasificación de los fusibles.....	17
2.10.2	Disyuntor.....	18
2.10.3	Reconectador.....	18
2.10.4	Relé de protección.....	18
2.10.4.1	Funcionamiento del relé de protección.	18
2.10.4.1.1	Relé SEL-751	19
2.10.4.1.1.1	Características del relé SEL-751	19
1.	Software AcSELerator QuickSet.....	20
2.11	Coordinación de protección del sistema eléctrico de distribución	20
2.13	Software ETAP.....	21
CAPÍTULO 3		23
3.	DESCRIPCION DEL OBJETO DE ESTUDIO	23

3.1 Sistema de distribución planteado para la coordinación de protección	23
CAPITULO 4.....	25
4. METODOLOGIA	25
4.1 Software ETAP	25
4.2 Ingreso de dato.....	26
4.2.1 Graficación del diagrama	26
4.2.1.1 Power Grid	27
4.2.1.2 Bus.....	28
4.2.1.3 Transmission Line	28
4.2.1.4 Current Transforme 1	30
4.2.1.5 Circuit Breaker 1	30
4.2.1.6 Rele 1.....	31
4.2.1.7 Current Transforme2	33
4.2.1.8 Circuit Breaker 2	33
4.2.1.9 Relé 2.....	34
CAPÍTULO 5	36
5 PRACTICAS.....	36
5.1 Practica I.....	36
5.2 Practica II.....	42
5.3 Practica III	63
5.4 Practica IV	67
CAPÍTULO 6.....	69
6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	69
6.1 Conclusiones.....	69
6.2 Recomendaciones	69
6.3 Bibliografía.....	70

6.4	Anexos	74
-----	--------------	----

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1	Universidad Politécnica Salesiana “Sede Guayaquil”	4
Ilustración 2	Sistema eléctrico radial	7
Ilustración 3	Sistema eléctrico anillo	8
Ilustración 4	Sistema eléctrico mallado	9
Ilustración 5	Fallas fase a tierra.....	11
Ilustración 6	Fallas fase a fase.....	11
Ilustración 7	Fallas dos fase y tierra.....	12
Ilustración 8	Fallas de tres fases.....	12
Ilustración 9	Características CMC ÓMICRON 356	13
Ilustración 10	Módulos y componentes del TEST UNIVERE.....	14
Ilustración 11	Características físicas del RELE SEL-751	19
Ilustración 12	Software ACSELERATOR	20
Ilustración 13	Portada del Software ETAP.....	22
Ilustración 14	Diagrama unifilar del sistema de prueba IEEE de 33 buses	24
Ilustración 15	Diagrama Sistema eléctrico de distribución.....	26
Ilustración 16	Ingreso de valores Power Grid.....	27
Ilustración 17	Ingreso de valores Power Grid.....	27
Ilustración 18	Ingreso de valores Bus	28
Ilustración 19	Ingreso de valores Transmission Line.....	28
Ilustración 20	Ingreso de valores Transmission Line.....	29
Ilustración 21	Ingreso de valores Transmission Line.....	29
Ilustración 22	Ingreso de valores Current Transforme 1	30
Ilustración 23	Ingreso de valores Circuit Breaker 1	30
Ilustración 24	Ingreso de valores Rele 1	31
Ilustración 25	Ingreso de valores Rele 1	31
Ilustración 26	Ingreso de valores Rele 1	32
Ilustración 27	Ingreso de valores Relé 1	32

Ilustración 28 Ingreso de valores Current Transforme 2.....	33
Ilustración 29 Ingreso de valores Circuit Breaker 2.....	33
Ilustración 30 Ingreso de valores Relé 2	34
Ilustración 31 Ingreso de valores Relé 2	34
Ilustración 32 Ingreso de valores Relé 2	35
Ilustración 33 Star-Protection y Coordination.....	36
Ilustración 34 Protection Zone Viewer.....	37
Ilustración 35 Relé- Relé sin coordinar en fase.....	38
Ilustración 36 Relé-Relé sin coordinar en neutro	39
Ilustración 37 Relé- Relé Coordinado en neutro	40
Ilustración 38 Relé- Relé Coordinado en fase.....	41
Ilustración 39 Juste de parámetro Relé 1	43
Ilustración 40 Juste de sobrecorriente fase (50P) R1	43
Ilustración 41 Juste de sobrecorriente neutro (50N) R1.....	44
Ilustración 42 Juste de sobrecorriente fase (51P) R1	44
Ilustración 43 Juste de sobrecorriente neutro (51N) R1.....	45
Ilustración 44 Informe de parámetros en sobrecorriente Rele 1	50
Ilustración 45 Informe de parámetros en sobrecorriente Rele 1	51
Ilustración 46 Grafico Rele 1 en Fase	51
Ilustración 47 Grafico Rele 1 en Neutro	51
Ilustración 48 Juste de parámetro Relé 2	53
Ilustración 49 Juste de sobrecorriente fase (50P) R2	54
Ilustración 50 Juste de sobrecorriente neutro (50N) R2.....	54
Ilustración 51 Juste de sobrecorriente fase (51P) R2	55
Ilustración 52 Juste de sobrecorriente neutro (51N) R2.....	56
Ilustración 53Informe de parámetros en sobrecorriente Rele 2	61
Ilustración 54 Informe de parámetros en sobrecorriente Rele 2	62
Ilustración 55 Grafico Rele 2 en Fase	62
Ilustración 56 Grafico Rele 2 en Neutro	62
Ilustración 57 Fusible 1	64
Ilustración 58 Fusible 2	64
Ilustración 59 Fusible-Fusible.....	64

Ilustración 60 Fusible-Fusible sin coordinar	65
Ilustración 61 Fusible-Fusible coordinado	66
Ilustración 62 Relé-Fusible sin coordinar	67
Ilustración 63 Relé-Fusible coordinado	68

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Elementos Software ETAP	25
Tabla 2 Cálculos de magnitud Relé 1 Fase.....	46
Tabla 3 Cálculos de magnitud Relé 1 Neutro.....	46
Tabla 4 Cálculos de magnitud Relé 2 Fase.....	57
Tabla 5 Cálculos de magnitud Relé 2 Neutro.....	57

ABREVIATURAS

SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SED	Sistema Eléctrico de Distribución
MT	Media tensión
BT	Baja Tensión
KV	Kilo Voltios
KVA	Kilo Voltio Amperios
V	Volteos
I	Corriente
P	Potencia
Z	Impedancia
F	Frecuencia
MW	Megavatios
ms	Milisegundos
s	Segundos
m	Metros

DC	Corriente directa
IED	Dispositivo electrónico Inteligente
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
PRP	Protocolo de Redundancia Paralela
PTP	Protocolo de Tiempo de Precisión
DNP3	Protocolo de Red Distribuida
RTD	Detector de Temperatura Resistivo
A	Amperios
NEMA	Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos
ANSI	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares
IEEE	Instituto de Ingenieros en Eléctrica y electrónica

INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico de potencia está expuesto a fallas, las cuales el 80% corresponde al sistema de distribución, [1] en dicho sistema las interrupciones que se susciten pueden ser las programadas que se dan por motivo de mantenimiento o las no programadas tales como las perturbaciones o comúnmente llamadas fallas. Siendo la problemática más grande y común, causantes de interrupciones en el suministro de energía y variación de los índices de continuidad de energía [2].

Es de gran importancia tener las protecciones necesarias en un sistema que provea energía eléctrica [3] por eso durante cualquier evento de falla que se presente en el SED la coordinación de protección está diseñada para detectar y despejar la falla, así como se debe considerar la posibilidad que se cree una falla en el SEP y en el sistema de protección [4].

El equipo de protección tiene que despejar tanto las fallas temporales como las permanentes, previo a que el sistema interrumpa el circuito o se abra [5].

Al ejecutar un estudio de coordinación de protección se necesita de forma detallada la información de los equipos de protección utilizados en la red, esto se relaciona principalmente con la información técnica y las curvas de comportamiento de protección. Es muy importante enfatizar esto, ya que los datos técnicos a menudo no están disponibles y la investigación de protección no excede las recomendaciones de coordinación necesarias de la ficha técnica [6].

CAPÍTULO 1

1. Problema

1.1 Antecedentes

Los sistemas de distribución de energía eléctrica debido al tamaño o a la longitud que ocupa en la geografía de una región están expuestos a diferentes tipos de anomalías, dentro de las cuales encontramos las fallas eléctricas, estas se pueden clasificar como fallas simétricas o asimétricas y serie o paralelo [7].

Las fallas monofásicas ocurren con mayor frecuencia en los sistemas eléctricos, tienen un 80%, de ahí siguen las fallas bifásicas con 15% y por último las fallas trifásicas con 5%. Las fallas trifásicas, a pesar de ser las fallas con menos frecuencias, en los estudios es la más considerada, por encontrarse en la situación menos favorable y por lo general tienen la mayor intensidad de falla [8].

Todo sistema eléctrico, así como el de distribución debe contar con una coordinación de protección ya que mediante el, las líneas quedan protegidas [6], [9]. Al momento de que se presente una falla la protección primaria la despejará y la protección de respaldo local o remoto abrirá el interruptor de potencia para evitar interrupciones al suministro de energía [10].

Realizar el estudio de coordinación de protección en los sistemas eléctricos de distribución asegura constantemente la correcta intervención del equipo de protección, el objetivo es aislar en el menor tiempo la zona afectada, para impedir que la falla llegue a todo el sistema, asegurando que el servicio sea continuo [11].

1.2 Problemática

Debido a las condiciones geográficas o las distancias que comprenden los SED están expuestos a diferentes fallas eléctricas, las cuales pueden hacer que el sistema eléctrico colapse. La intervención de una falla en el sistema eléctrico conlleva a diferentes consecuencias como puede ser las interrupciones del suministro de energía, siendo las causantes de la variación de los índices de continuidad en el servicio eléctrico, generando pérdidas a las empresas encargadas de la distribución por los costos asociados a la energía no suministrada.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Realizar la coordinación de protecciones en sistemas de distribución de energía eléctrica, por medio del uso de Relés SEL-751.

1.3.2 Objetivos específicos

- Definir las fallas a las que están expuestas los sistemas eléctricos de distribución.
- Realizar los cálculos de los parámetros para una adecuada coordinación de protecciones.
- Ejecutar la coordinación de protecciones del SED en el software ETAP.
- Implementar el uso del CMC 356 OMICRON en el Relé SEL-751, para la coordinación de protecciones en los sistemas eléctricos de distribución.
- Elaborar un manual de prácticas de laboratorio, para la coordinación de protecciones en sistemas de distribución de energía eléctrica.

1.4 Justificación

Dentro de los sistemas eléctricos de potencia, se encuentran los SED (sistemas eléctricos de distribución) encargados de llevar la energía eléctrica a los consumidores. Para el sistema eléctricos, la calidad y continuidad del servicio son exigencias que se rigen a su correcto funcionamiento, por eso se establecerá el diseño de la coordinación de protección, capaz de detectar anomalías e intervenir para el aislamiento de la sección afectada. Para el desarrollo de este trabajo se debe conocer los cálculos que intervienen en los diferentes parámetros que se necesitan en el ajuste de la coordinación de protección.

1.5 Alcance del proyecto

Este proyecto se basa en realizar una coordinación de protección en un sistema de distribución para poder evaluar su eficacia, se implementa la inyección de fallas utilizando el CMC 356 OMICRON del laboratorio de protección de la Universidad Politécnica Salesiana sede Guayaquil, para simular las fallas que se presentarán en el sistema de distribución. Al utilizar sistemas automatizados mediante Relés de protección se busca que este actué al momento que se presenta la falla.

1.6 Delimitación

El proyecto se llevará a cabo en el laboratorio de protecciones de la UPS sede Guayaquil, la cual está situada en Gral. Francisco Robles 107, Guayaquil 090101

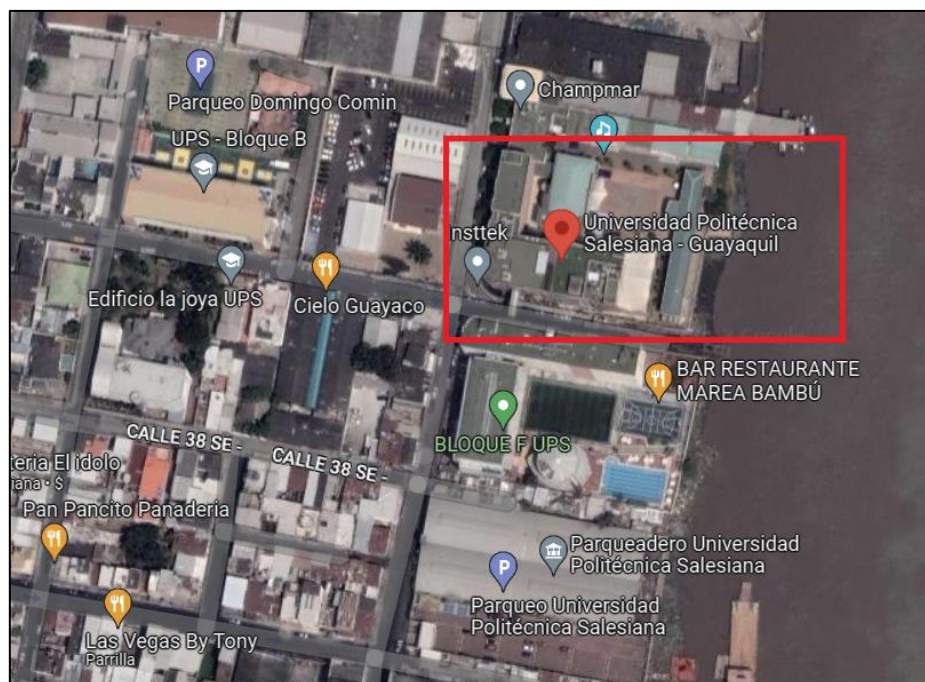


Ilustración 1 Universidad Politécnica Salesiana "Sede Guayaquil"

Fuente: Google Maps

1.7 Beneficiarios

Este trabajo de titulación contiene conceptos, cálculos y el uso de la aplicación ETAP que analiza y evalúa el rendimiento de la protección en un sistema eléctrico para la correcta coordinación de protección. Quedando como una guía para estudiantes y profesores involucrados en la materia, el cual contiene prácticas las cuales pueden realizar o analizar desde los laboratorios de protección eléctrica que dispone la universidad.

CAPÍTULO 2

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Sistema eléctrico de potencia

El sistema eléctrico de potencia cumple con la función de producir, transformar, transmitir y consumir la energía eléctrica, logrando una buena calidad y un bajo costo. El análisis de dicho sistema es de gran importancia, con el fin de que se realice una operación normal y poder advertir fallas que puedan ocurrir en el sistema, también cómo mejorar las condiciones que conlleven al límite de funcionamiento de cualquiera de sus elementos del sistema [12].

En un sistema de abastecimiento eléctrico intervienen las siguientes actividades primordiales: generación de energía la cual es necesaria para saciar el consumo; el transporte, encargado de trasladar la energía a las subestaciones; y finalmente la distribución, encargada de la llegada de energía a los compradores [13].

2.2 Sistema eléctrico de Distribución

Se define como el conjunto de equipos que cumple con la función de llevar energía eléctrica a los usuarios correspondientes, de manera segura y confiable, en distintos niveles de tensión los cuales se encuentran ubicados normalmente en diferentes lugares. Los sistemas eléctricos de distribución comprenden diferentes niveles de tensión: baja, media y alta[14].

2.2.1 Componentes del SED

De acuerdo con la ingeniería, los sistemas eléctricos de distribución tanto aéreos como subterráneos, contienen:

- a) Una subestación principal: Se refiere a la llegada de potencia que contiene el sistema de transmisión que va desde los 230 KV, 400 KV o mayores tensiones
- b) Un sistema de subtransmisión: Conjunto de líneas que van desde una subestación principal a la alimentación del SED. La tensión designada para la subtransmisión desciende desde los 115 KV, aunque a 230KV ya se considera subtransmisión.
- c) Subestación de distribución: La potencia recibida de los circuitos de subtransmisión al voltaje de los alimentadores primarios es transformada. El voltaje va desde 66KV hasta 230KV.
- d) Alimentadores primarios: Son los circuitos que parten desde el SED hacia los transformadores de distribución llevando el flujo de potencia. La potencia de los

alimentadores tiene que ver con el voltaje de distribución que va de 2.4 - 34.5 KV, y puede ir entre 2 - 8 MW.

- e) Los transformadores de distribución: Disminuye la tensión del alimentador principal a la tensión para el uso de los usuarios. La tensión comúnmente utilizada está entre 440 V y 220 V entre fase.
- f) La potencia normal para los transformadores de redes aéreas es de hasta 300 KVA y para redes subterráneas de hasta 750 KVA.
- g) Secundarios y servicios: Lleva la energía eléctrica a los usuarios o consumidores. Su potencia en redes aéreas va desde 5KVA hasta 300 KVA y en redes subterráneas hasta los 750 KVA [15].

Los sistemas de distribución constituyen los elementos que transportan la energía eléctrica de parte de la subestación primaria, donde es reducida la transmisión de la potencia y el voltaje para los usuarios [16].

Una vez llegada la energía a la subestación eléctrica es distribuida por líneas de MT hasta los centros de transformación, estas líneas de MT resisten energía de 15 y 30 KV [13].

El propósito de los centros de transformación es convertir la tensión de la energía, de MT a otros valores menores tanto para MT o BT, de forma que pueda ser utilizada por los clientes y son ubicadas en los núcleos de consumo [13].

2.3 Clasificación de las redes eléctricas

2.3.1 Sistema radial

Son redes sencillas tanto en su instalación como en las protecciones eléctricas que requiere, ya que son alimentadas desde un solo de sus extremos. Pero tiene como desventaja que si se presenta algún fallo del transformador toda la red quedaría sin electricidad, porque cada carga está unida a través del cable al centro de alimentación. Es utilizada para cargas tipo residencial y en cargas no críticas, este sistema puede ser muy confiable teniendo en cuenta la seguridad del cable y los equipos de protección [17].

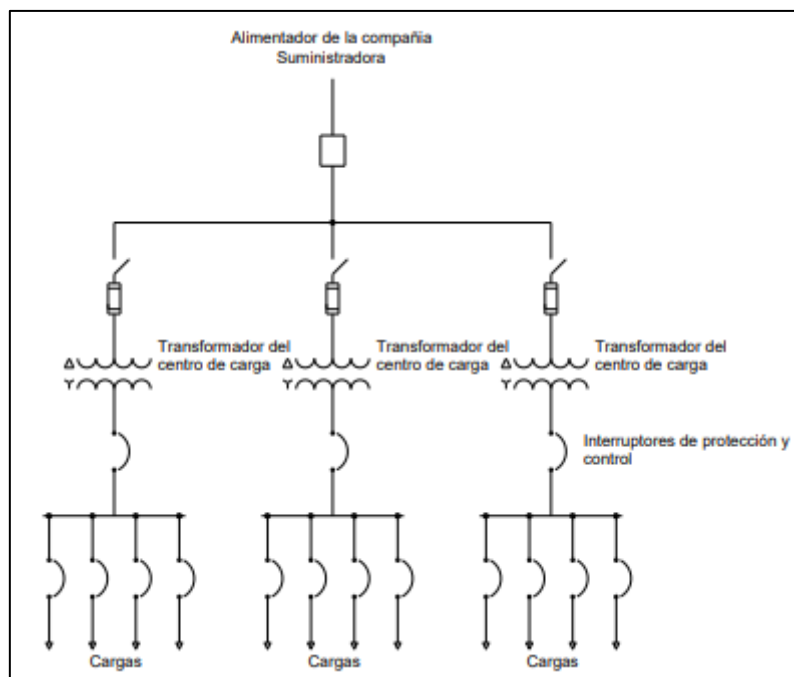


Ilustración 2 Sistema eléctrico radial

Fuente: [6]

2.3.2 Sistema radial expandido

Es un ramal del sistema radial, en este sistema la confiabilidad tiende a aumentar, por los subalimentadores que se derivan del alimentador principal y en caso de que ocurra una falla, el servicio eléctrico de los usuarios que se encuentran dentro de la fuente de alimentación y el punto de falla tendrán el suministro intacto, solo se suspenderá el servicio en los usuarios que estén a continuación del punto de falla [18].

2.3.3 Sistema radial con uniones

En este sistema podemos encontrar varios alimentadores o subalimentadores-distribuidos en toda el área de servicio, que tiene una distribución igual de la carga, los cuales se originan de los anteriores y se acoplan por seccionadores normalmente abiertos.

Estos sistemas son más confiables que los sistemas radiales y los radiales expandidos debido a que están dividido por diferentes ramales y en el momento de que ocurra la falla en un ramal este no se verá afectado, sino en el transcurso de tiempo que se localice la falla y funcione los separadores. De la misma manera el costo es más elevado que los sistemas anteriores por el costo de la implementación de los equipos adicionales [18].

2.3.4 Sistema anillo

Es utilizado en el sistema de distribución, cuenta con dos extremos alimentados de forma permanente, tiene una mayor confiabilidad ya que durante un fallo en la línea solo se verá afectada el punto donde se ubica la falla, dejando la otra parte del anillo con servicio eléctrico [19].

Si un alimentador entra en mantenimiento o en fallo, le sistema anillo seguirá recibiendo energía de parte de otros alimentadores que están conectados, por la apertura de los aisladores de sección que se encuentran en los lados del transformador de la zona defectuosa [20].

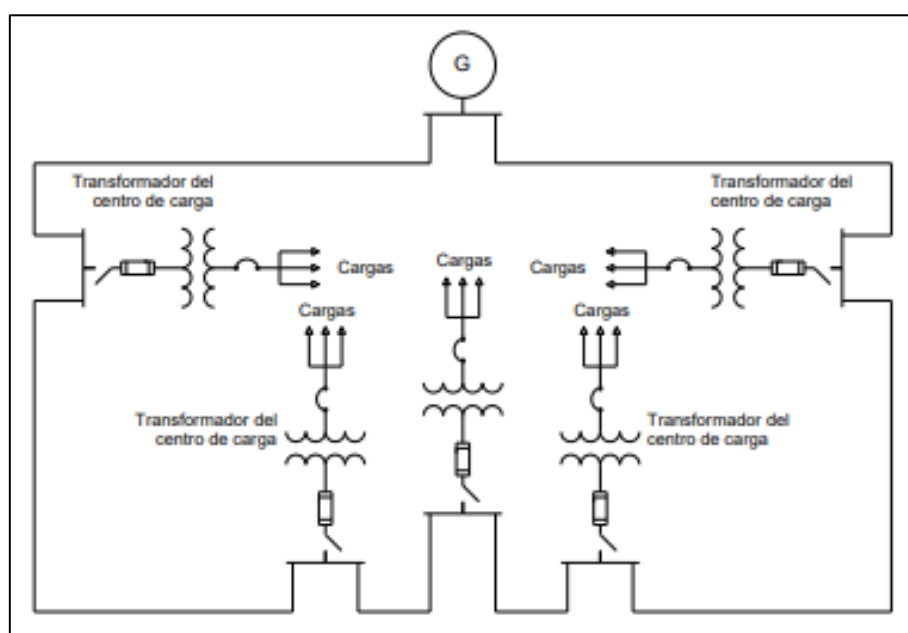


Ilustración 3 Sistema eléctrico anillo

Fuente:[6]

2.3.5 Sistema mallado

El sistema de alimentación primario mallado se utiliza para conseguir una mayor confiabilidad, ya que cuentan con restauradores y cuando ocurra un fallo en un alimentador, los interruptores automáticos puedan efectuar dos o hasta cuatro cierres para restablecer el servicio mientras la falla no sea permanente. Normalmente dicho sistema es utilizado solo para trifásicos, aprovechando el máximo de su confiabilidad [15].

Es un sistema flexible y se puede extender para alimentar nuevas subestaciones sin tanta inversión, pero si la implementación de varios interruptores automáticos que encarece el proyecto y hace difícil de coordinación [21].

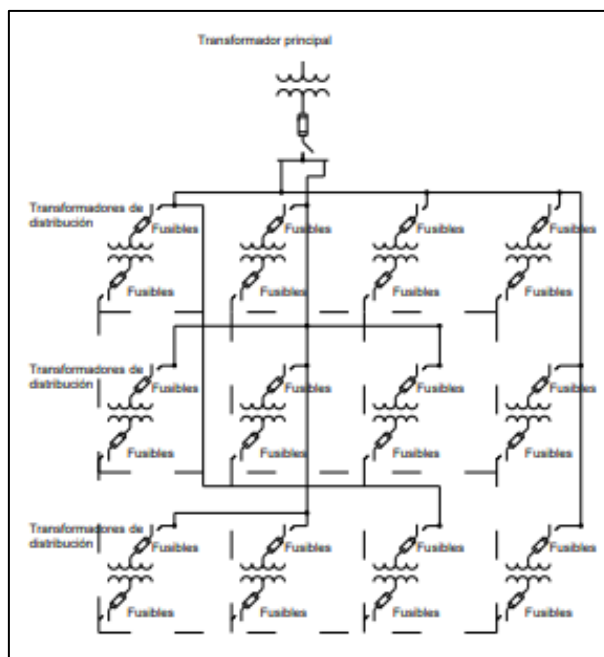


Ilustración 4 Sistema eléctrico mallaado

Fuente: [6]

2.4 Fallas dentro del sistema de distribución

En los SED es donde se da el mayor porcentaje de perturbaciones por las fallas que representan un 80 y 95 por ciento dentro del SEP [22] , según estadísticas de fallas reflejan que este comprende un gran riesgo para el suministro interrumpido de energía, aunque dentro del sistema eléctrico de potencia ha sido el menos atendido [23].

En los sistemas de distribución la calidad de energía es considerada en la actualidad como una dificultad, principalmente por la desregulación de los mercados eléctricos [2].

Las interrupciones dentro del sistema de distribución pueden ser programadas, que son realizadas por mantenimiento y las no programadas, que se producen por fallos atmosféricos, por el mal trabajo técnico o brusca salida de carga [24]. Las interrupciones del suministro causan la variación de los índices de continuidad del servicio, lo cual genera pérdidas a las empresas que distribuye la energía, debido a los costos que genera la energía no entregada, en especial a los mercados competitivos, perjudicando de manera indirecta al consumidor final [2].

2.5 Tiempos de eliminación de fallas

Para eliminar las fallas, el tiempo varía según las protecciones implementadas. En el despeje de fallas el tiempo total tiene que ser menos de los 100 ms, ya incluido el tiempo solicitado por el relevador que va de 10-40 ms, al intervenir sistemas de teleprotección se agrega de 10-30 ms.

En la actualidad los sistemas utilizan máximo 50 ms, distribuyendo de 8-10 ms para relevadores y 2 ciclos para abrir el interruptor [25].

2.6 Clases de fallas

2.6.1 Fallas Temporales

Estas fallas suelen ser despejadas antes de llegar a serios daños, debido a los equipos de protección de alta velocidad.

Tenemos como ejemplo: los arcos eléctricos en los aisladores que se dan por balanceo de conductores, descargas atmosféricas y contactos eventuales entre las ramas de árboles y los conductores. Mayoritariamente las fallas aéreas son temporales, pero si no se despejan se pueden convertir en permanentes [26].

2.6.2 Fallas Permanente

Son las fallas que prevalecerán hasta que sean atendidas. Tenemos como ejemplos: el contacto de dos conductores desnudos en el sistema aéreo, esto por roturas de conductores, crucetas o postes; El contacto de las ramas de árboles sobre las líneas; los arcos entre fases, [26] la caída de un conductor al desprenderse del aislador, el choque de algún transporte contra el poste en donde se encuentran líneas, las cuales al ser tumbadas se suspende el suministro eléctrico [27].

2.7 Tipos de fallas eléctricas

2.7.1 Falla simétrica

Son fallas que ocurren por la unión de las tres fases en cualquier punto creando un cortocircuito, que aumenta la corriente. Estas fallas ocasionan daños severos en el sistema a causa de los desbalances, creando flujos de corriente de fallas y generalmente se presentan por situaciones climáticas.

2.7.2 Falla asimétrica

El mayor porcentaje de fallas que se suscitan dentro de los SEP, son las fallas asimétricas, que radican en los cortocircuitos. En estas intervienen las fases en cortocircuito con tierra y entre fases que produce la inestabilidad de corriente y tensión dentro del sistema.[1]

2.7.2.1 Fallas de fase a tierra.

Las fallas monofásicas a tierra o también llamadas fase a tierra involucra la unión directa de una fase con la tierra, logrando que la fase sea cero dependiendo del valor de impedancia que

tenga la falla, ya que la corriente logra un valor muy elevado y genera un desbalance en las fases que restan [28].

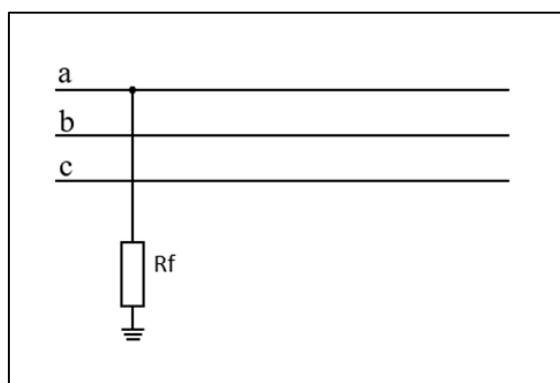


Ilustración 5 Fallas fase a tierra

Fuente: Los autores

2.7.2.2 Fallas fase a fase

Es un tipo de falla bifásica donde se conectan dos fases en algún punto, logrando que su corriente se incremente con relación al valor nominal y su magnitud sea igual en las dos fases, su tensión tendrá que ver con la impedancia de falla, logrando una inestabilidad en la otra fase [28].

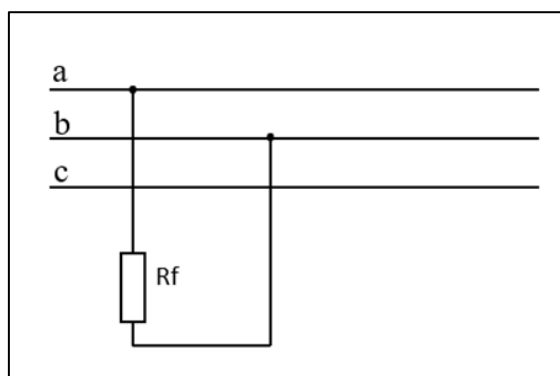


Ilustración 6 Fallas fase a fase

Fuente: Los autores

2.7.2.3 Fallas dos fases y tierra

También es un tipo de falla bifásica donde intervienen dos fases y tierra, donde la tensión será cero en las dos fases y la corriente aumenta muy considerablemente, logrando un desbalance en la fase restante [28].

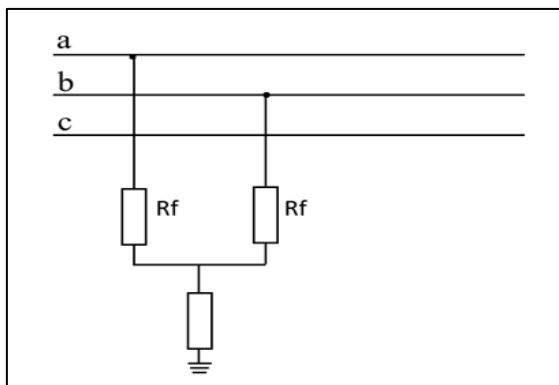


Ilustración 7 Fallas dos fase y tierra

Fuente: Los autores

2.7.2.4 Fallas de tres fases

Son fallas trifásicas donde interviene la conexión de un punto entre tres fases. En este tipo de falla la tensión será cero y la corriente estará muy elevada, que dependerá del valor de la resistencia del fallo [28]. Esta falla se produce por el cortocircuito por medio de la tierra [29].

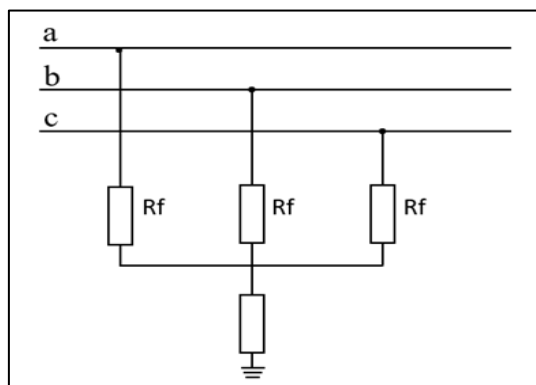


Ilustración 8 Fallas de tres fases

Fuente: Los autores

2.8 OMICRON CMC 356

El equipo CMC 365 sirve para tratar los diferentes tipos y generaciones que halla de relés de protección, permite que el operador pruebe hasta relés electromecánicos de elevadas cargas y demanda de potencia. Contiene 6 fuentes de corrientes muy potentes y tiene un gran rango dinámico.

Puede efectuar la validación de cableado y plausibilidad en los transformadores de corriente por medio de la inyección de elevadas corrientes con el equipo de prueba [30].

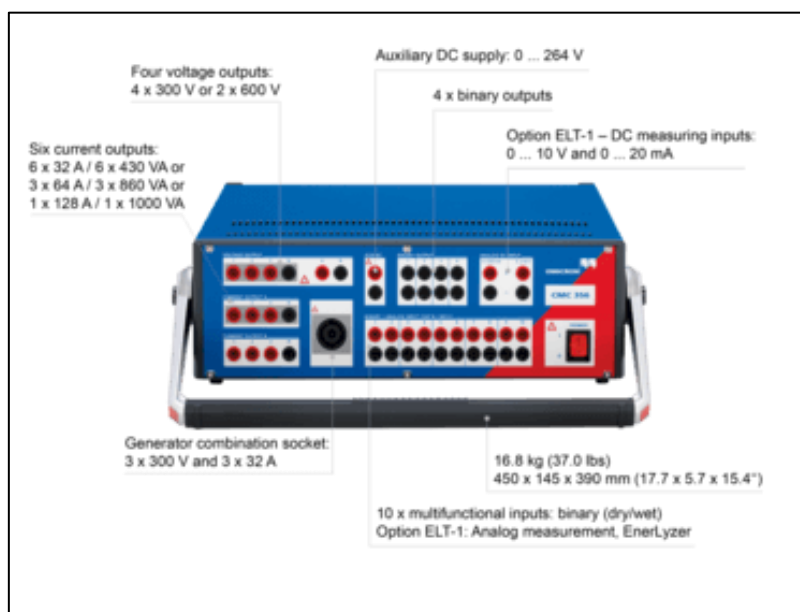


Ilustración 9 Características CMC ÓMICRON 356

Fuente:[30]

2.8.2 Software Test Universe

Es un software de pruebas pertenecientes a OMICRON para los equipos CMC. Se puede realizar la combinación de modelos de pruebas optimizados en la aplicación para crear pruebas flexibles y automatizadas con una gran gama de funciones.

Tiene como área principal las pruebas que se basan en las diferentes generaciones de los equipos de protección, así como las protecciones electromagnética y los dispositivos electrónicos inteligentes. Test Universe cuenta con una estructura molecular, donde cada módulo tiene un requisito de prueba, que se puede iniciar para la realización de pruebas sencillas y de manera manual. También tiene un formato seguro que crea un informe detallado de las pruebas con todos los resultados. [31]



Ilustración 10 Módulos y componentes del TEST UNIVERE

2.8 SISTEMA DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA

El sistema de protecciones eléctricas se encuentra presente en todo sistema eléctrico de distribución, ya que se encarga de despejar cualquier falla que se presente y ponga en peligro dicho sistema, por lo que es un trabajo meticuloso, ya que todos los dispositivos de protección tienen que trabajar correctamente y en conjunto [32]. La principal finalidad de un SEP es lograr la rápida remoción del servicio eléctrico cuando el elemento del sistema tiene perturbaciones [26].

La protección en los sistemas eléctricos tiene principios que, utilizados en el momento de calcular corrientes de falla, se establecen las propiedades nominales solicitadas por los dispositivos del sistema y después se establece si las protecciones son coordinadas de forma adecuada.

Existe otra técnica como las reglas que definen las zonas de protección, el lugar y tipos de los equipos de protección por medio de su ubicación. Las características de cada SEP son la ubicación y naturaleza de las cargas y las condiciones ambientales del circuito que requiere protección, las cuales tienen que ser tomadas en cuenta en el diseño de sistemas de protección [26].

Un estudio para una correcta coordinación de protección en cualquier sistema de energía eléctrica requiere bases sólidas para definir el problema de las fallas y la aplicación de los

resultados, para esto se tiene en cuenta el momento en que se presenta la falla, que tipo de falla se suscite, el lugar en la que ocurre la falla, las fases que intervienen y con ello la evolución de la falla [33].

2.8.1 Objetivos de un sistema de protección

- Protección de las personas y equipos que se encuentran inmersos en cualquier tipo de falla que se presente.
- Reducir la incidencia de las fallas en los equipos y líneas.
- Mantener vigilancia del 100% del tiempo en el funcionamiento del SEP.
- Detectar las situaciones de fallas mediante las variables del SEP (I, V, P, F, Z) [26].

2.8.2 Características generales de un sistema de protección

Para que funcione correctamente el equipo de protección es necesario que se cumplan los siguientes requerimientos:

2.8.2.1 Selectividad

Hace referencia a la capacidad que tiene el sistema de protección a detectar tanto las condiciones que necesitan una acción inmediata como las que no necesitan una acción inmediata o también las que necesitan un retardo de tiempo en su operación. El equipo designado para la protección detectará las fallas en su propio equipo e ignorará en ciertas ocasiones las fallas que se produzcan fuera de su área. El objetivo de la selectividad es que cuando se presente una falla la cantidad de abonados que se queden sin servicio sea mínima [34].

2.8.2.1.1 Selectividad cronométrica

Su función es retrasar de manera temporal la operación de protección que se encuentran aguas arriba del defecto.

2.8.2.1.2 Selectividad Amperimétrica

Todas las protecciones operan cuando la intensidad reflejada es mayor a la intensidad a la que ha sido ajustada.

2.8.2.1.3 Selectividad lógica

Se necesita un traspaso de información entre los relés de protección de los interruptores, su función se da cuando los relés descubren una corriente que sea mayor al umbral de

funcionamiento, se envía la disposición de espera lógica al relé ubicado aguas arriba, este relé al recibir la orden determinará el momento en que deberá actuar [3].

2.8.2.2 Rapidez

Consiste en que el sistema de protección actúe en el menor tiempo posible cuando se presenta una falla, para reducir el daño en el equipo protegido, tener una mejor estabilidad y minimizar el tiempo de variación del voltaje comúnmente se ajusta y su valor dependerá de la selectividad [34].

2.8.2.3 Sensibilidad

Un sistema de protección debe verificar continuamente si las condiciones están funcionando correctamente a cómo se las ha programado y en cuanto se presente una desvió de las condiciones de operación, de tal manera que no sean normales el sistema de protección entrará en operación [34].

2.8.2.4 Confiabilidad

Es el principal requisito que se presenta en los sistemas de protección, esto garantiza su operación en los diferentes casos de fallas que se presenten [34].

2.9 Tipos protección en el sistema eléctrico

2.9.1 Protección primaria.

La protección primaria está diseñada para funcionar cuando se detecte la falla, debe cubrir la zona formada por los elementos del SEP. Dentro del sistema de protección se puede tener diferentes equipos de protección primaria para un solo elemento, ya que ellos no manejan la misma falla.

Cuando se le designa protección primaria a un equipo no es necesario que dicha protección está ubicada en el mismo lugar donde se encuentra el equipo, ya que en algunos casos se ubica en una subestación adyacente[26].

2.9.2 Protección de respaldo

Es un tipo de protección secundaria que se instala para funcionar en el momento que la protección primaria no opere, esto se debe al circuito de tiempo diferido que tiene el relevador de protección que retrasa el trabajo del relevador y da tiempo a que opere la protección primaria.

El relevador sirve para protección de respaldo paralelamente a varios elementos del sistema, así como también el mismo elemento puede tener diferentes relevadores de protección de respaldo; comúnmente el relevador actúa de protección primaria para un elemento y de respaldo para otro elemento del equipo [26].

2.10 Equipos y dispositivos de protección.

2.10.1 Fusible

Destinados a la sobrecorriente, es el elemento más simple y de menor costo que manejan los SED para su protección, pero también es uno de los más confiables porque brinda protección en tiempos muy elevados sin estar sujeto a mantenimiento.

Los fusibles funcionan al momento que el valor elevado de corriente pasa por la lámina fusora, ahí es cuando se genera una elevada temperatura que funde la lámina mencionada y así queda desconectada la fase dañada.

Hay una gran variedad de fusibles que incluso no tienen el mismo principio de funcionamiento, van a depender de su nivel de voltaje, su aplicación y las características del equipo que necesita protección [35].

2.10.1.1 Clasificación de los fusibles.

Las letras en cada fusible representan la característica de las curvas:

- **Fusibles clase H:** Depende del tiempo de corriente que es más veloz que el fusible de clase K. Los valores nominales se dan desde 1 - 8 A. En voltajes de 7.6 - 34.5 KV.
- **Fusibles clase K:** Su fabricación cumple las normativas ANSI, NEMA e IEEE, en valores máximos y mínimos de 300, 10 y 0,1s. El fusible clase K es clasificado como uno de los más veloz, sus valores nominales de corriente van de 1 - 200 A, en voltajes de 7.6 - 34,5 KV.
- **Fusibles clase T:** Se fabrican basada las normativas ANSI, NEMA e IEEE, en valores máximos y mínimos de 300, 10 y 0,1seg. Se clasifican como uno de los más tardados de 1 a 200 A. En voltajes de 7.6 a 34,5 KV.
- **Fusibles clase SR y VS (DUAL):** Se definen como un fusible retardado. Los fusibles clase SR y VS, manipulan velocidad de 20 y 30 para el régimen de 6 a 100 A [36].

2.10.2 Disyuntor

Dispositivo electromecánico que sirve para la conexión y desconexión de circuitos en condiciones normales o de fallas. Dichos elementos deben cumplir con recierres cuando el sistema lo necesite. Según la secuencia de operación del interruptor, la operación de apertura y cierre es realizada mecánicamente, están conectados bajo presión, así hace factible el flujo de corriente eléctrica de un punto hacia otro [35].

2.10.3 Reconectador

Dispositivo de autocontrol que funciona como protección, es decir que puede entorpecer un circuito que se encuentre con falla y restablecer el servicio eléctrico automáticamente. En fallas temporales la energía eléctrica se reestablecerá por operaciones de recierres ya antes definidos, no obstante, en las fallas permanentes el dispositivo ejecuta la reconexión hasta aislar la zona de perturbación. Al implementar el funcionamiento de este dispositivo se garantizará la continuidad del servicio teniendo en cuenta que del 80 – 90 por ciento de las fallas de un SED son temporales y se integran 3 tipos de curvas tiempo-corriente, una es rápida y dos son lentas.

Los reconectores muestran errores en coordinación de protecciones, mínima seguridad de operación y elevados costo en el mantenimiento. Estos incorporan diversas características de operación tiempo corriente, estas pueden modificarse y adaptarse de acuerdo con sus necesidades operativas [37].

2.10.4 Relé de protección

Un relé de protección es el encargado de censar algún cambio en la señal que recibe, comúnmente se da por medio de una fuente de voltaje o corriente, puesto que si la magnitud de la señal no está dentro del rango establecido el revelador debe operar. En otras palabras, es el que detecta defectos en las líneas y equipos y permite que un revelador entre en la operación o simplemente da una alarma.

El relé dentro del sistema de protección puede desconectar elevadas corrientes en circuitos de alto voltaje, lo cual es algo que un sistema de fusible no podría abarcar [38].

2.10.4.1 Funcionamiento del relé de protección.

En el momento que se produce una falla en el sistema se envía una información al relé, esta información se ha recolectado por medio de transformadores de medida, por lo que cada relé

tiene un transformador de corriente y un transformador de potencial. Los transformadores son aptos para medir la corriente y el voltaje en 35 puntos del sistema [32].

2.10.4.1.1 Relé SEL-751

El SEL-751 es un relé de protección de alimentador, siendo la solución para proteger al alimentador de las diferentes industrias y empresas proveedoras de energía eléctrica, tiene un soporte de entrada de voltaje y corriente analógica de baja energía o convencional, consta de opciones flexibles de módulos de entradas y salidas, montaje simple, y ajustes rápidos de realizar.

El relé SEL-751 brinda protección completa para circuitos de distribución radiales y en bucle. Ofrece mitigación de arco eléctrico, ubicación de fallas, detecta las fallas de alta impedancia, conductor roto, análisis de evento y mucho más, puede integrar el relé con rapidez de comunicación serial o basadas en Ethernet con los protocolos [39]:

2.10.4.1.1.1. Características del relé SEL-751

Este equipo brinda protección de corriente a equipos de energía. Por defecto el equipo facilita las funciones: 50, 51 y 81. Por medio de la instalación de tarjetas de E/S estará disponible: localización de arco eléctrico y protección basada en RTD [39].

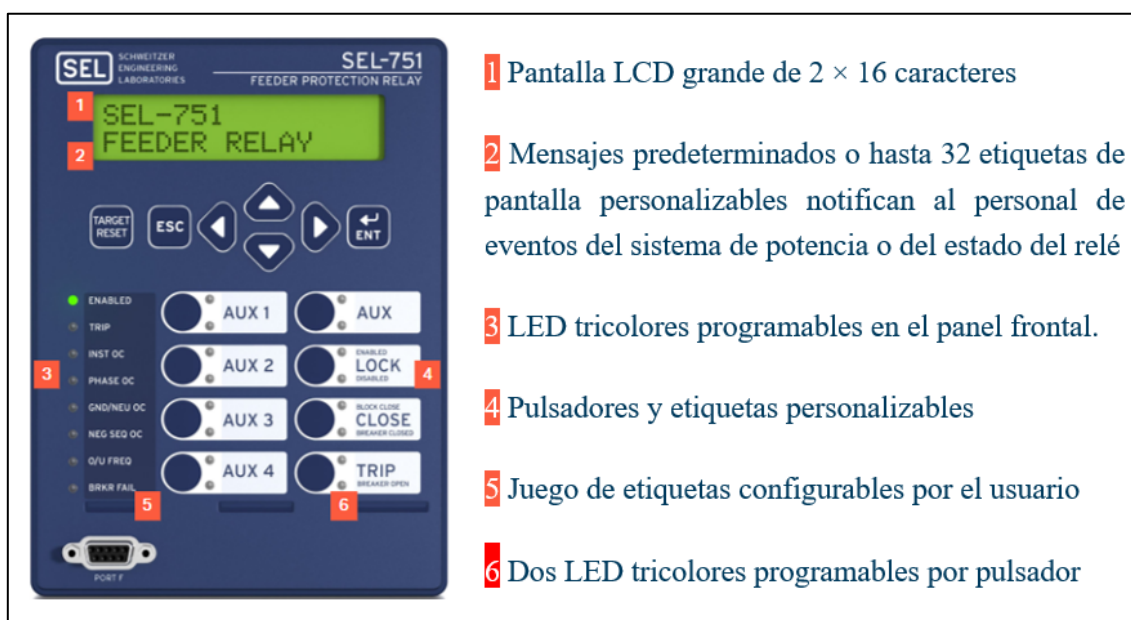


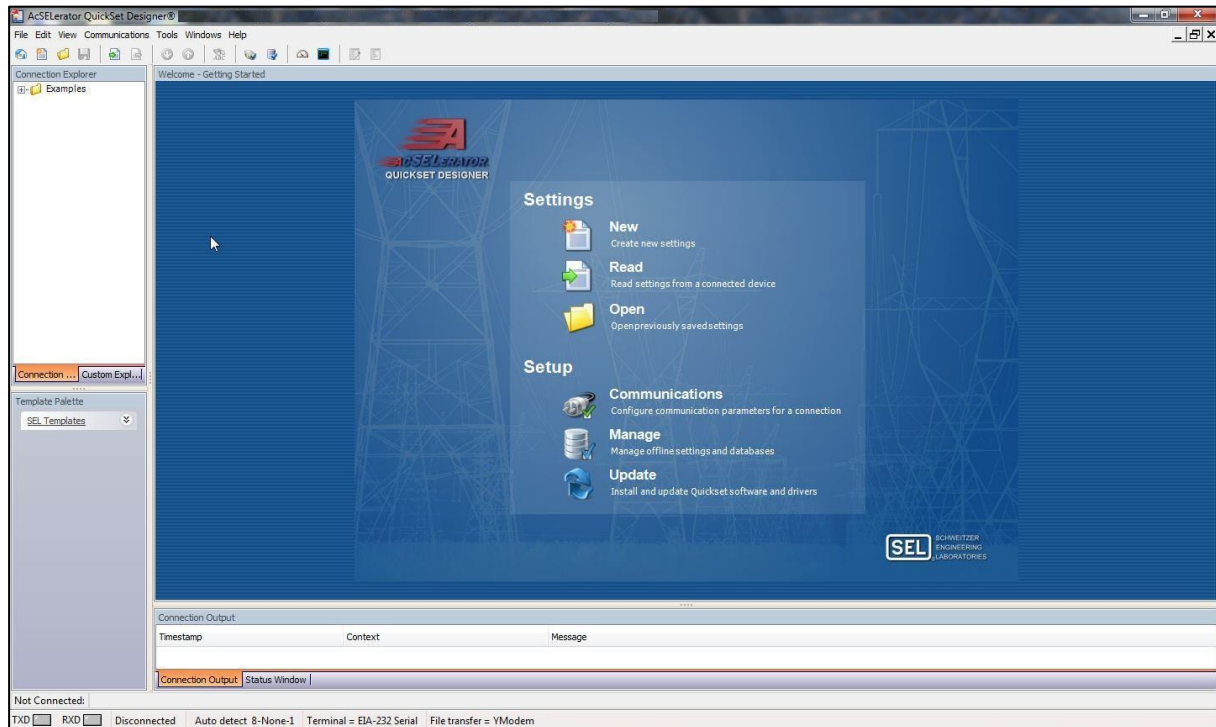
Ilustración 11 Características físicas del RELE SEL-751

Fuente:[39]

1. Software AcSELerator QuickSet

Es un software utilizado por técnicos o ingenieros, que cuenta con herramientas para configurar la protección, control, medición y monitoreo de un sistema de una manera más rápida y fácil.

El software realiza la compilación de datos de medición para crear reportes. Cuenta con



programas, complementos y servicios que juntos dirigen los dispositivos SEL. QuickSel pertenece a la familia de AcSELerator que brinda la flexibilidad para la configuración de un dispositivo o un sistema completo.

Los diseños de los dispositivos que realiza SEL están basados en la flexibilidad para realizar varias aplicaciones. Cuenta con una base de datos de conectividad abierta y un lenguaje de consulta estructurado [40].

Ilustración 12 Software ACSELERATOR

2.11 Coordinación de protección del sistema eléctrico de distribución

Para poder tener un sistema confiable es importante que las diferentes áreas que lo conforman funcionen de manera adecuada, siendo el estudio de protecciones eléctricas una de estas áreas, la cual es la encargada de brindar la seguridad al sistema eléctrico.

Un sistema eléctrico de distribución por más confiables que sea no está excepto de contingencias, las protecciones en el sistema son las que aislaran las fallas del sistema con mayor rapidez [32].

2.12 Criterios de ajuste y coordinación de la protección

Conocemos fenómenos que no dependen de un control humano, son de naturaleza como es las tormentas y descargas atmosféricas que son causantes de anomalías en la operación por ello son necesarias las protecciones eléctricas. Con el correcto ajuste y coordinación del sistema de protección contaremos con el funcionamiento adecuado para brindar un servicio continuo a los clientes.

Existen varios tipos de protecciones las cuales se implementarán dependiendo de las corrientes y voltajes que presenta la falla, mediante estos datos para el ajuste la protección deberá actuar aislando los equipos fallados y restableciendo en el menor tiempo posible partes del sistema que falló a su condición de operación normal.

2.13 Software ETAP

Electrical transient analyzer program es un software que brinda herramientas para el analizar y controlar el diseño, simular y operar el SEP en las partes de generación, industrial y distribución. ETAP nos brinda un enfoque modular lo que permite adaptarse a los diversos requerimientos que una empresa, industria o en este caso un estudio lo ameriten [41]

ETAP es la empresa dirigida a la ingeniería analítica que se especializa en simular, diseñar, monitorear, controlar, capacitación de operadores, optimizar y automatizar sistemas energizados.

Este software brinda herramientas para la optimización y análisis en SED que se utilizan en la planificación, simulación y predicción de la respuesta que presenta el sistema utilizado [42]



Ilustración 13 Portada del Software ETAP

CAPÍTULO 3

3. DESCRIPCION DEL OBJETO DE ESTUDIO

3.1 Sistema de distribución planteado para la coordinación de protección

Para realizar este proyecto de tesis correspondiente a la realización de una coordinación de protección para un sistema eléctrico de distribución, se estableció un sistema basado en valores estándares.

Las redes de distribución de energía eléctricas normalmente se encuentran en modificaciones con relación a su topología y arquitectura en redes, ya que para garantizar un sistema confiable se someten a varias modificaciones de mejora en su sistema.

Las redes de distribución de energía eléctrica parten de la estación eléctrica de potencia que contienen transformadores y líneas de subtransmisión, hacia una subestación de distribución donde la energía es transformada a niveles de media tensión, contiene circuitos primarios, derivaciones, transformadores de distribución y red secundaria que llega a los usuarios.

El sistema planteado para este proyecto es un sistema radial, el cual fue elegido por su estructura o graficación, que parte de la colocación de la Barra oscilante, Barra de referencia o también llamada Barra Slack, la cual será la única barra de este tipo dentro de cualquier flujo de potencia, el ángulo del voltaje de la barra Slack sirve como referencia para los ángulos de voltajes de las otras barra ($\delta = 0^\circ$) para este sistema tiene un valor de 600 MVA, el sistema cuenta con un total de 33 Barras a 13.8 kV dispersas a lo largo de todo el sistema. La red troncal:

- 7 barras a 13.8 kV

Ramales

- 1^{er} Ramal = 4 Barras a 13.8 kV
- 2^{do} Ramal = 3 Barras a 13.8 kV
- 3^{er} Ramal = 12 Barras a 13.8 kV
- 4^{to} Ramal = 7 Barras a 13.8 kV

Para el estudio de coordinación de protección hemos implementado dos elementos más los cuales ayudan a la protección del sistema estos son: Relés de protección y Fusibles, los cuales estarán instalados en lugares estratégicos del sistema.

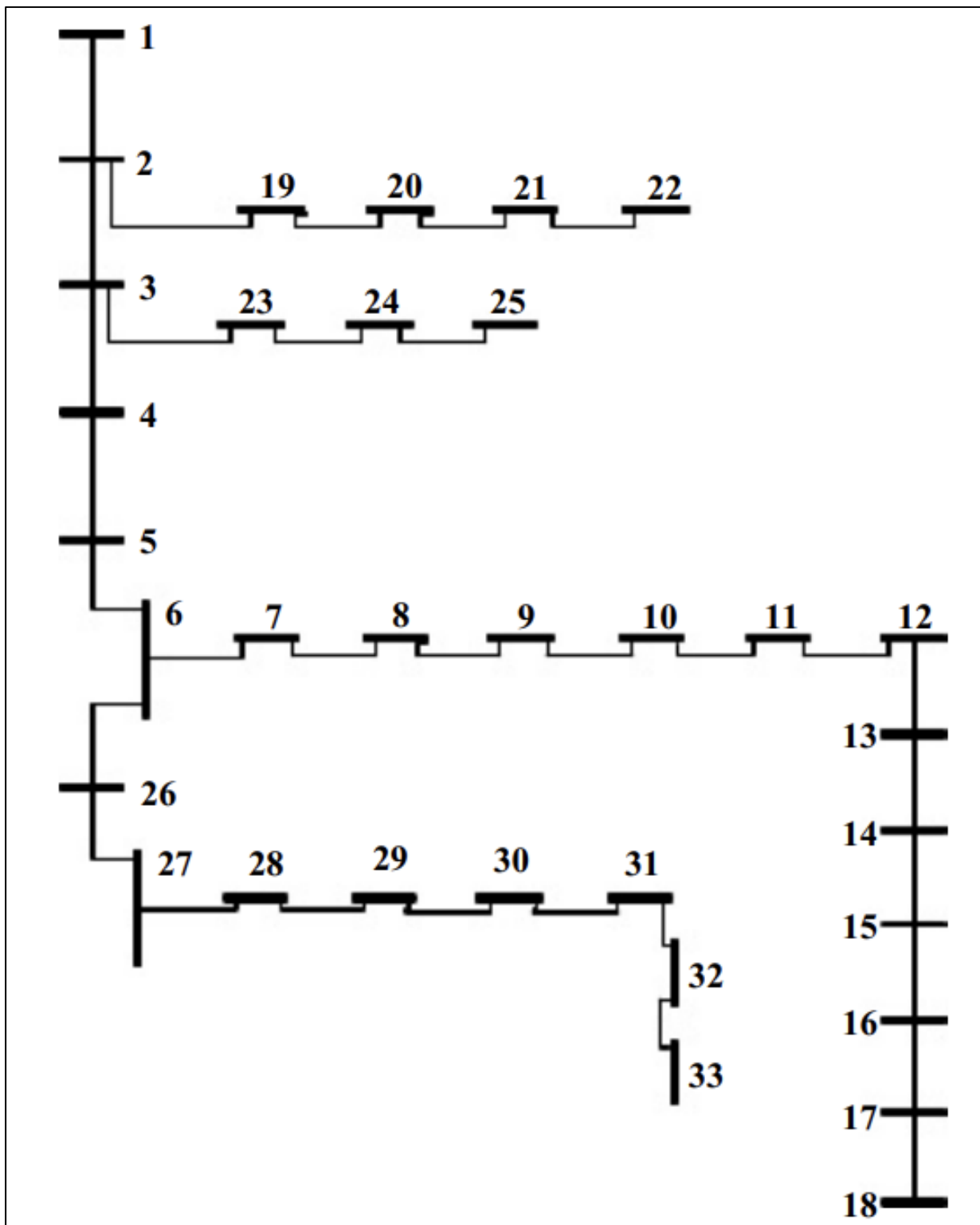


Ilustración 14 Diagrama unifilar del sistema de prueba IEEE de 33 buses

Fuente: [43]

CAPITULO 4

4. METODOLOGIA

4.1 Software ETAP


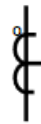
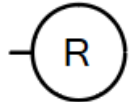




Elementos	Nombre en ingles	Nombre en español
	Power Grid	Red Eléctrica
	Current Transformer	Transformador de corriente
	Overcurrent Relay	Relé de sobrecorriente
	Bus	Barra
	Transmission Line	Línea de transmisión
	High Voltage Circuit Breaker	Disyuntor de alto voltaje
	Fuse	Fusible

Tabla 1 Elementos Software ETAP

4.2 Ingreso de dato

4.2.1 Graficación del diagrama

El sistema fue graficado al igual que la **Ilustración 13**, con la particularidad del aumento de su red eléctrica y protecciones para el sistema.

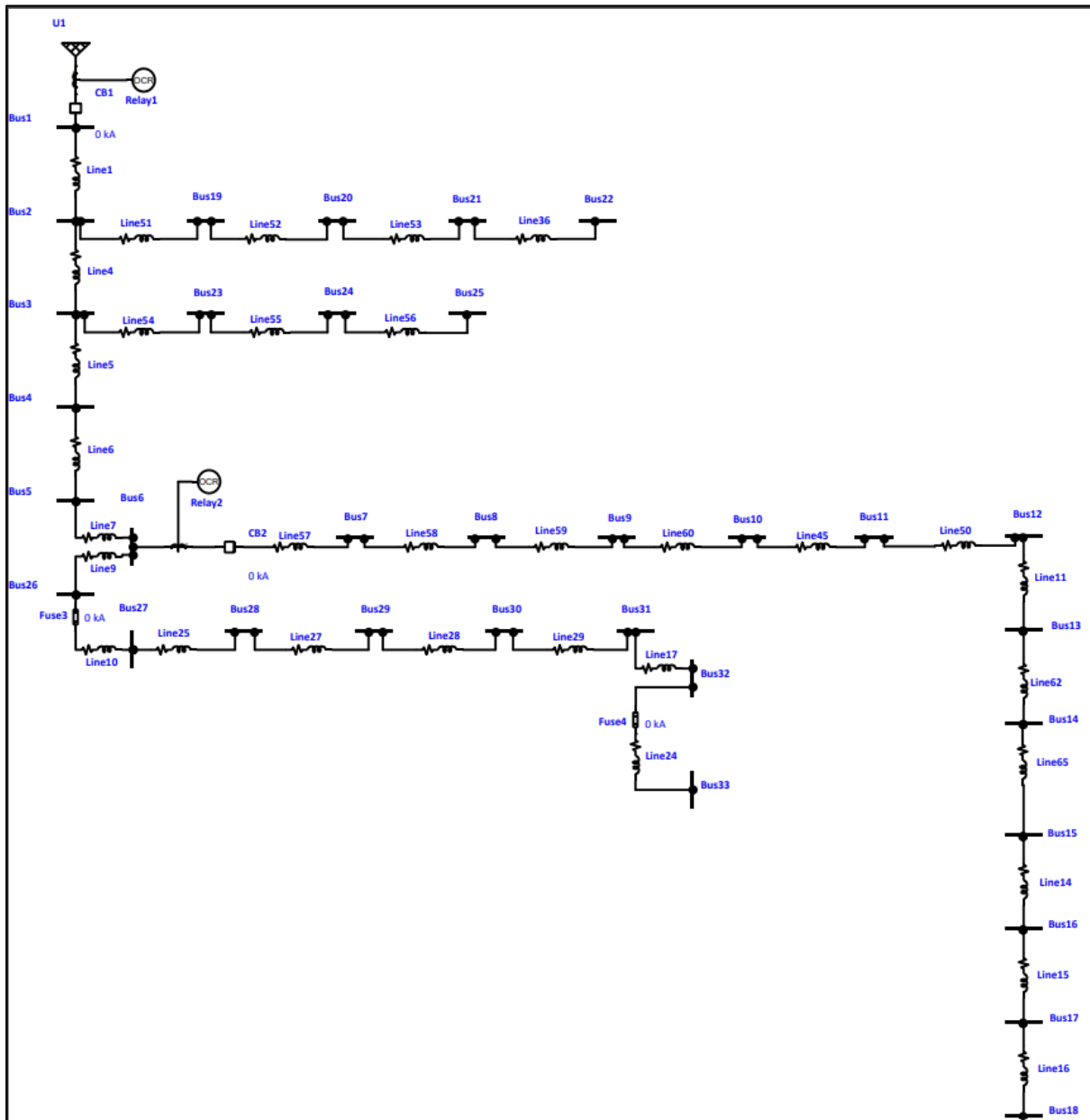


Ilustración 15 Diagrama Sistema eléctrico de distribución

Fuente: Los autores

4.2.1.1 Power Grid

	Gen. Cat	%V	Vangle	MW	Mvar	%PF	Qmax	Qmin
1	Design	100	0					
2	Normal	100	0					
3	Shutdown	100	0					
4	Emergency	100	0					
5	Standby	100	0					
6	Startup	100	0					
7	Accident	100	0					
8	Summer Load	100	0					

Operating

% V: 100 Vangle: 0 MW: 0 Mvar: 0

Ilustración 16 Ingreso de valores Power Grid

Para terminar con la configuración del del Power Grid establecemos dentro de la pestaña de Short Circuit, una conexión delta y con valores de MVAsc en trifásica de 600 con un X/R de 0.024, en monofásica de 225.007 con un X/R de 0.004

SC Rating

	MVAAsc	MVAAsc	X/R	kAsc
3-Phase	600		0,024	2.51
1-Phase	225.007	75.002	0.004	0.941

sqrt(3)Vll If Vin If

SC Impedance (100 MVA)

	% R	% X
Pos.	16.6619	0.39988
Neg.	16.6619	0.39988
Zero	100	0.4

Ilustración 17 Ingreso de valores Power Grid

4.2.1.2 Bus

Ilustración 18 Ingreso de valores Bus

4.2.1.3 Transmission Line

Estableceremos una longitud de 200m, en Parámetros debemos escoger el tipo de conductor en este caso aluminio, además de la marca:

Ilustración 19 Ingreso de valores Transmission Line

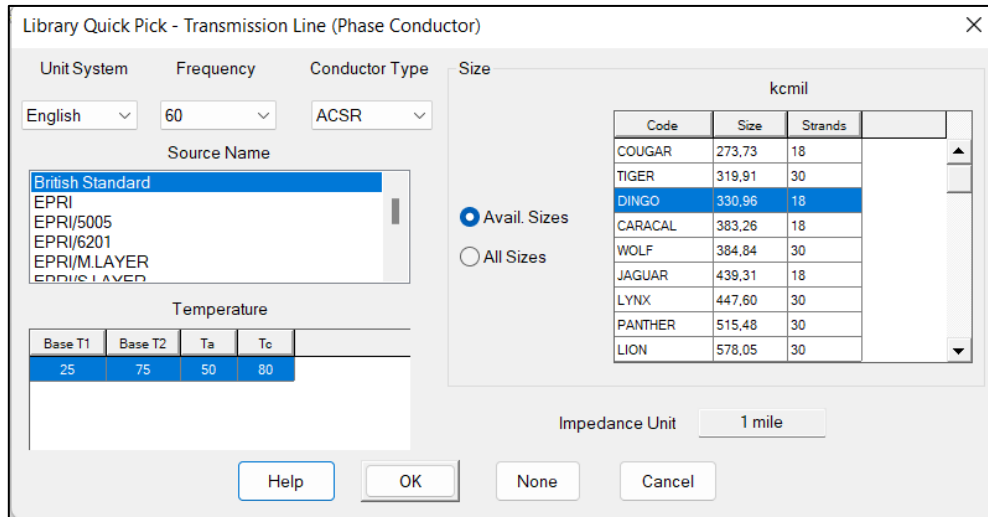


Ilustración 20 Ingreso de valores Transmission Line

Ademas debemos establcer la altura de nuestro poste, como conocemos los postes den el Ecuador estan en un altura de 12 m y una distancia entre conductores de en AB de 0.79m ,en BC de 0.79m y en AC de 1.58m

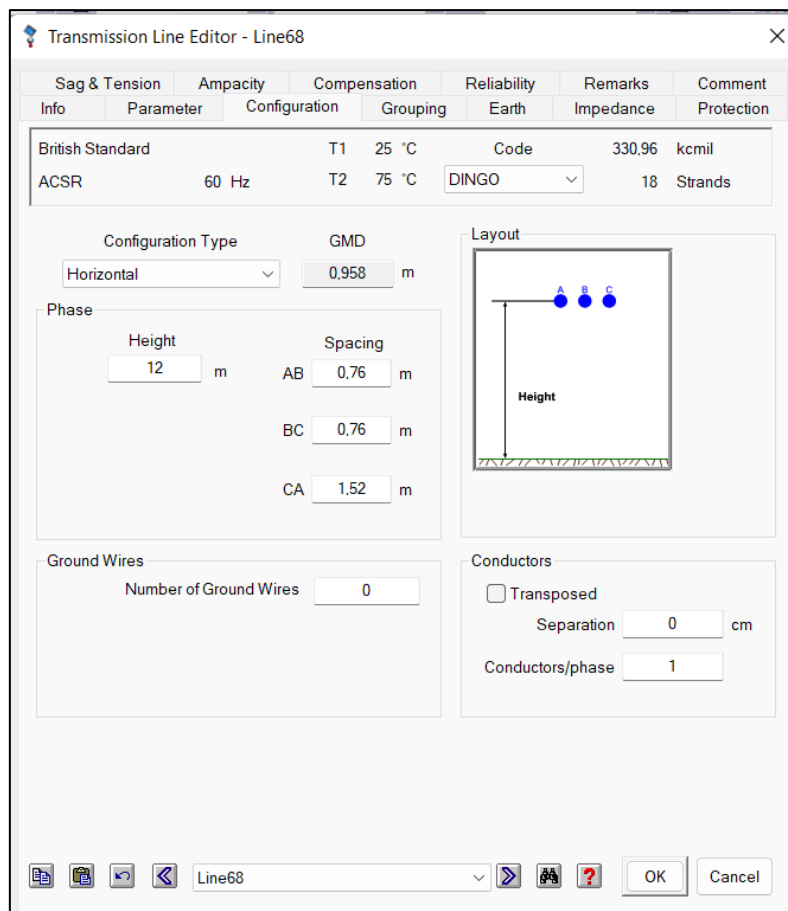


Ilustración 21 Ingreso de valores Transmission Line

4.2.1.4 Current Transforme 1

Tendremos una relación de transformación de 300/5, con un burden de 30 VA

Current Transformer(CT) Editor - CT4

Info Rating Checker Remarks Comment

Ratio

Primary	Sec.	Current Ratio	Turn Ratio
300 A	5 A	300:5	60:1

Class

Designation:

Burden: 30 VA Ohm

CT4

OK Cancel

Ilustración 22 Ingreso de valores Current Transforme 1

4.2.1.5 Circuit Breaker 1

High Voltage Circuit Breaker Editor - CB1

Info Rating Reliability Interlock Remarks Comment

15.5 kV 5 Cy 0 kA 0 kA

Standard

ANSI IEC

Library Info

Library... MFR: none Model: none

Rating

Max. kV	Cont. Amp	Standard	Cycle	CPT	Time Constant
15.5	3000	SYM	5	3	45

Rated Int.	Max Int.	C & L rms	C & L Peak	S Factor	% dc
0	0	0	0	1,1031	32.92

Application/Association

Association TRV

CB1

OK Cancel

Ilustración 23 Ingreso de valores Circuit Breaker 1

4.2.1.6 Rele 1

El relé 1 debe estar conectado al CT1(brraker)

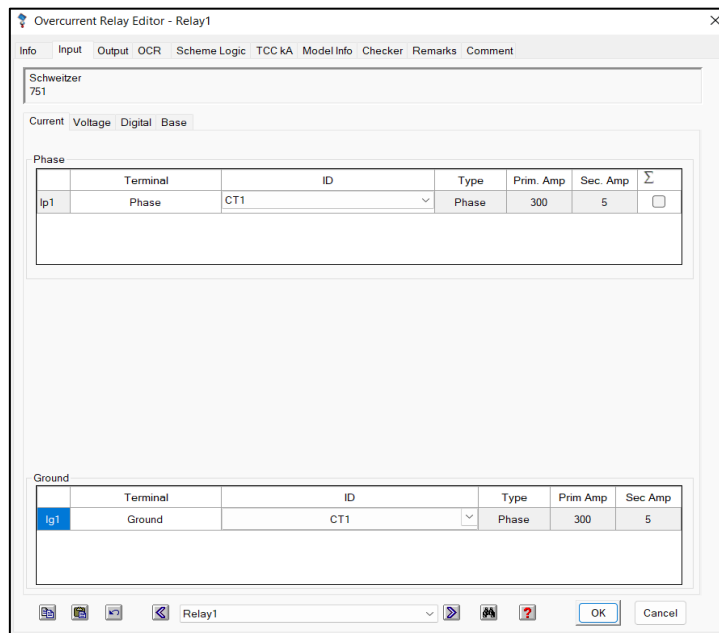


Ilustración 24 Ingreso de valores Rele 1

En esta simulación ocuparemos un Rele Any con un nivel de este, además en un dispositivo tipo HVCB

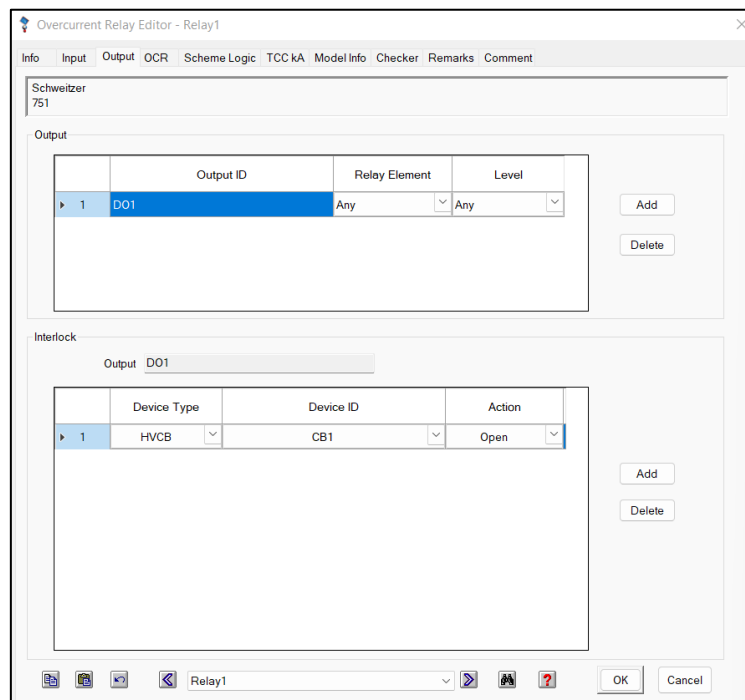


Ilustración 25 Ingreso de valores Rele 1

Debemos elegir el tipo de relé a usar en este caso el SEL-7761

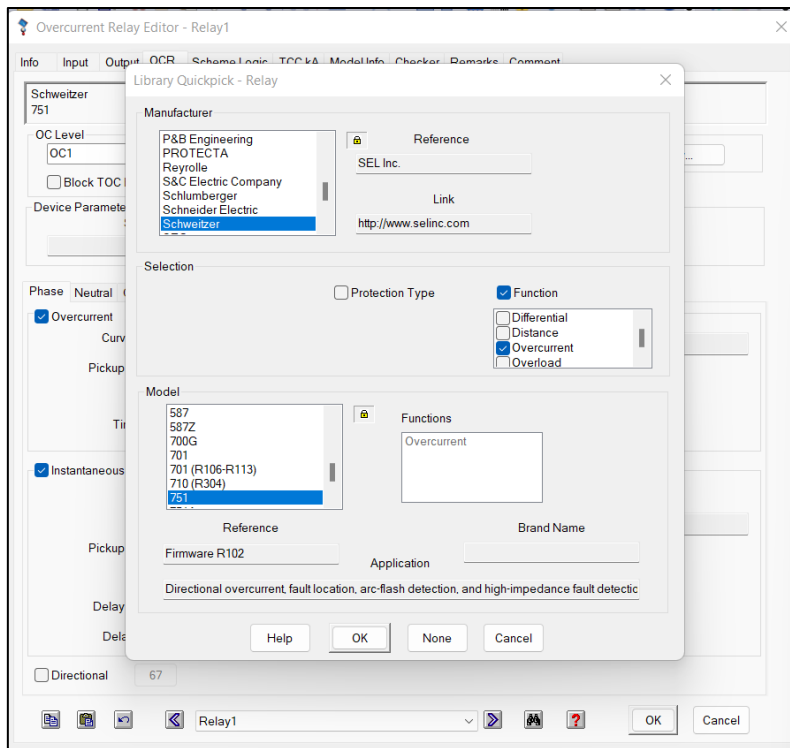


Ilustración 26 Ingreso de valores Relé 1

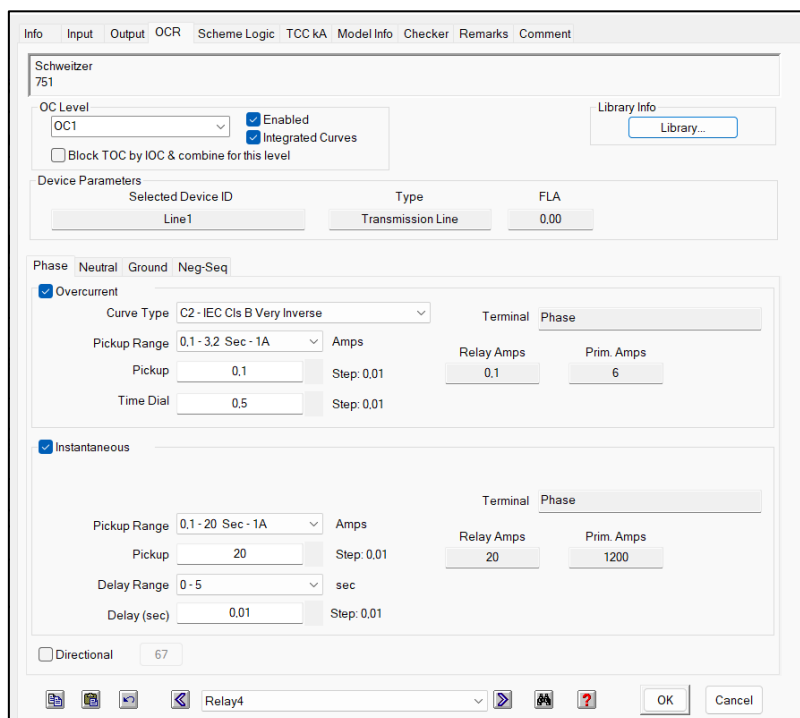


Ilustración 27 Ingreso de valores Relé 1

4.2.1.7 Current Transforme2

Tendremos una relación de transformación de 200/5, con un burden de 20 VA

Current Transformer(CT) Editor - CT2

Info Rating Checker Remarks Comment

Ratio

Primary	Sec.	Current Ratio	Turn Ratio
200 A	5 A	200:5	40:1

Class

Designation: [dropdown]

Burden: 20

VA Ohm

CT2 [dropdown] [OK] [Cancel]

Ilustración 28 Ingreso de valores Current Transforme 2

4.2.1.8 Circuit Breaker 2

High Voltage Circuit Breaker Editor - CB2

Info Rating Reliability Interlock Remarks Comment

15.5 kV 5 Cy 0 kA 0 kA

Standard: ANSI IEC

Library Info: Library... MFR: none Model: none

Rating

Max. kV	Cont. Amp	Standard	Cycle	CPT	Time Constant
15.5	3000	SYM	5	3	45

Rated Int	Max Int	C & L rms	C & L Peak	S Factor	% dc
0	0	0	0	1.1031	32.92

Application/Association: Association [TRV]

CB2 [dropdown] [OK] [Cancel]

Ilustración 29 Ingreso de valores Circuit Breaker 2

4.2.1.9 Relé 2

Schweitzer
751

Current Voltage Digital Base

Phase

	Terminal	ID	Type	Prim. Amp	Sec. Amp	Σ
ip1	Phase	CT2	Phase	200	5	<input type="checkbox"/>

Ground

	Terminal	ID	Type	Prim Amp	Sec Amp
ig1	Ground	CT2	Phase	200	5

Relay10

Ilustración 30 Ingreso de valores Relé 2

Schweitzer
751

Output

	Output ID	Relay Element	Level
1	DO1	Any	Any

Interlock

Output DO1

	Device Type	Device ID	Action
1	HVCB	CB2	Open

Relay10

Ilustración 31 Ingreso de valores Relé 2

Info Input Output OCR Scheme Logic TCC kA Model Info Checker Remarks Comment

Schweitzer
751

OC Level

 Enabled
 Integrated Curves
 Block TOC by IOC & combine for this level

Library Info

Device Parameters
 Selected Device ID: Line1
 Type: Transmission Line
 FLA: 0.00

Phase Neutral Ground Neg-Seq

Overcurrent

Curve Type: C1 - IEC CIs A Standard Inverse

Pickup Range: 0.1 - 3.2 Sec - 1A Amps

Pickup: 0.1 Step: 0.01

Time Dial: 0.05 Step: 0.01

Terminal Phase

Relay Amps: 0.1 Prim. Amps: 4

Instantaneous

Pickup Range: 0.1 - 20 Sec - 1A Amps

Pickup: 20 Step: 0.01

Delay Range: 0 - 5 sec

Delay (sec): 0.01 Step: 0.01

Terminal Phase

Relay Amps: 20 Prim. Amps: 800

Directional 67

Relay10

Ilustración 32 Ingreso de valores Relé 2

CAPÍTULO 5

5 PRACTICAS

5.1 Practica I

5.1.1 Tema

Coordinación de Relé -Relé dentro del software Etap.

5.1.2 Objetivo

Realizar la coordinación de protección, estableciendo el tiempo necesario de actuación entre Relé-Relé.

5.1.3 Procedimiento

- Seleccionamos la ventana de Star-Protection y Coordination.

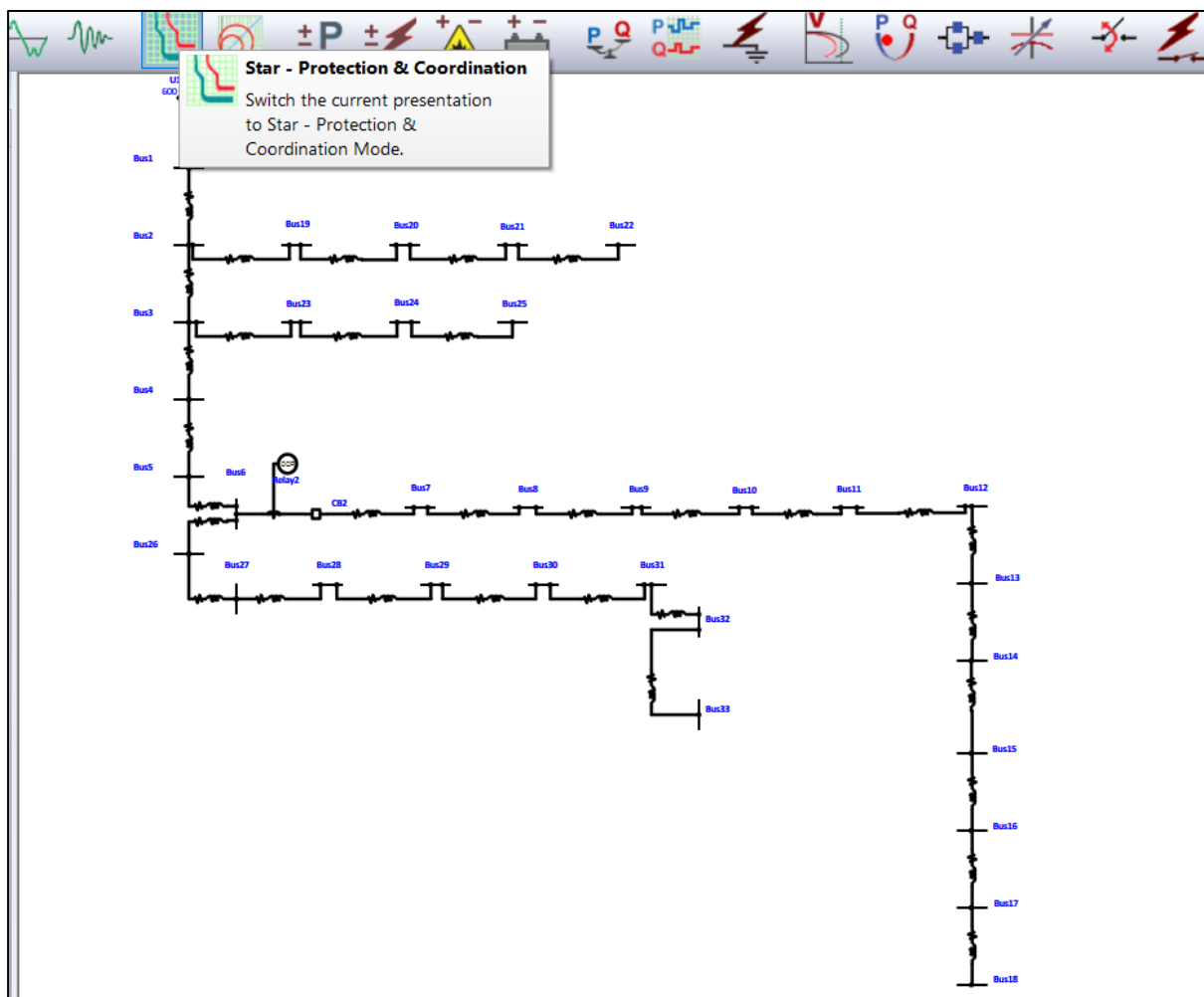


Ilustración 33 Star-Protection y Coordination

- Seleccionamos el icono de Protection Zone Viewer

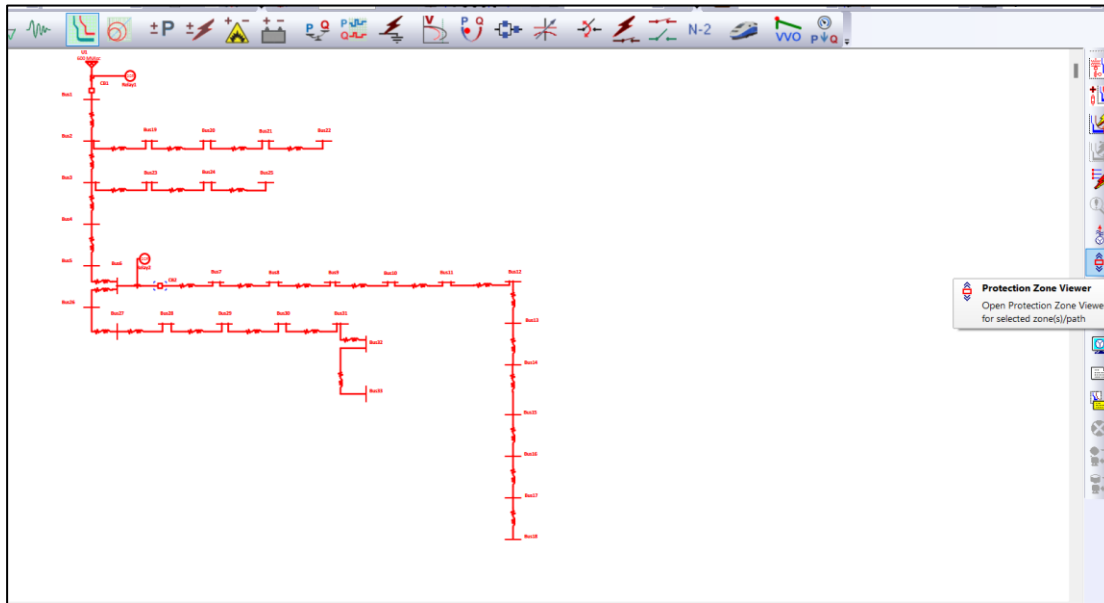
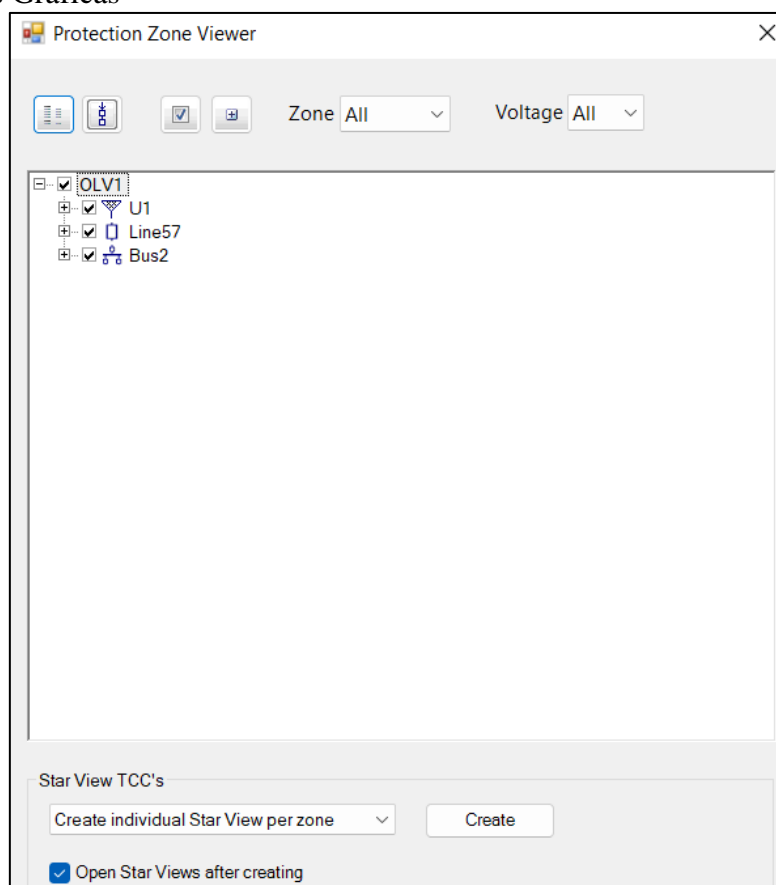


Ilustración 34 Protection Zone Viewer

- Creamos Graficas



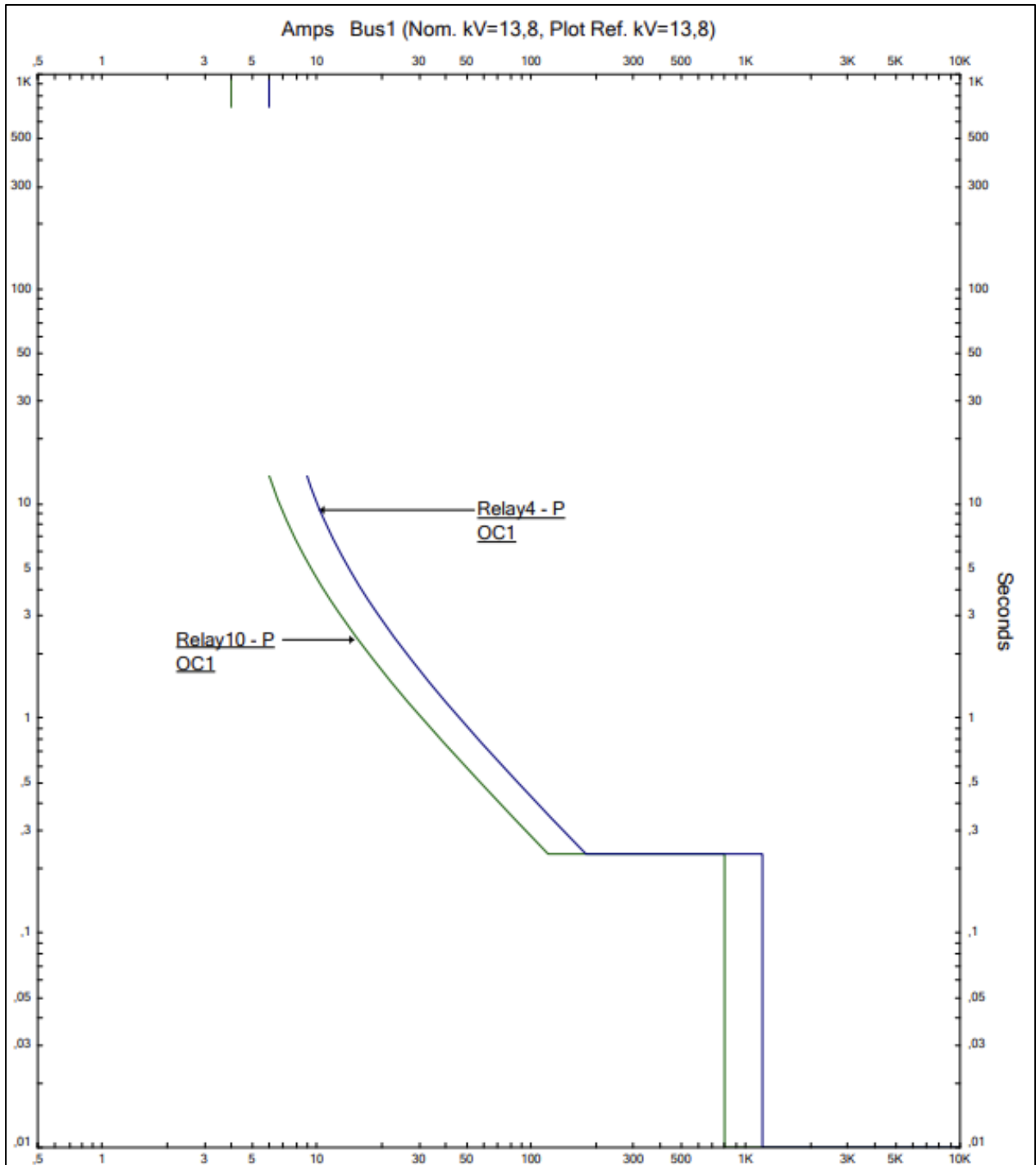


Ilustración 35 Relé- Relé sin coordinar en fase

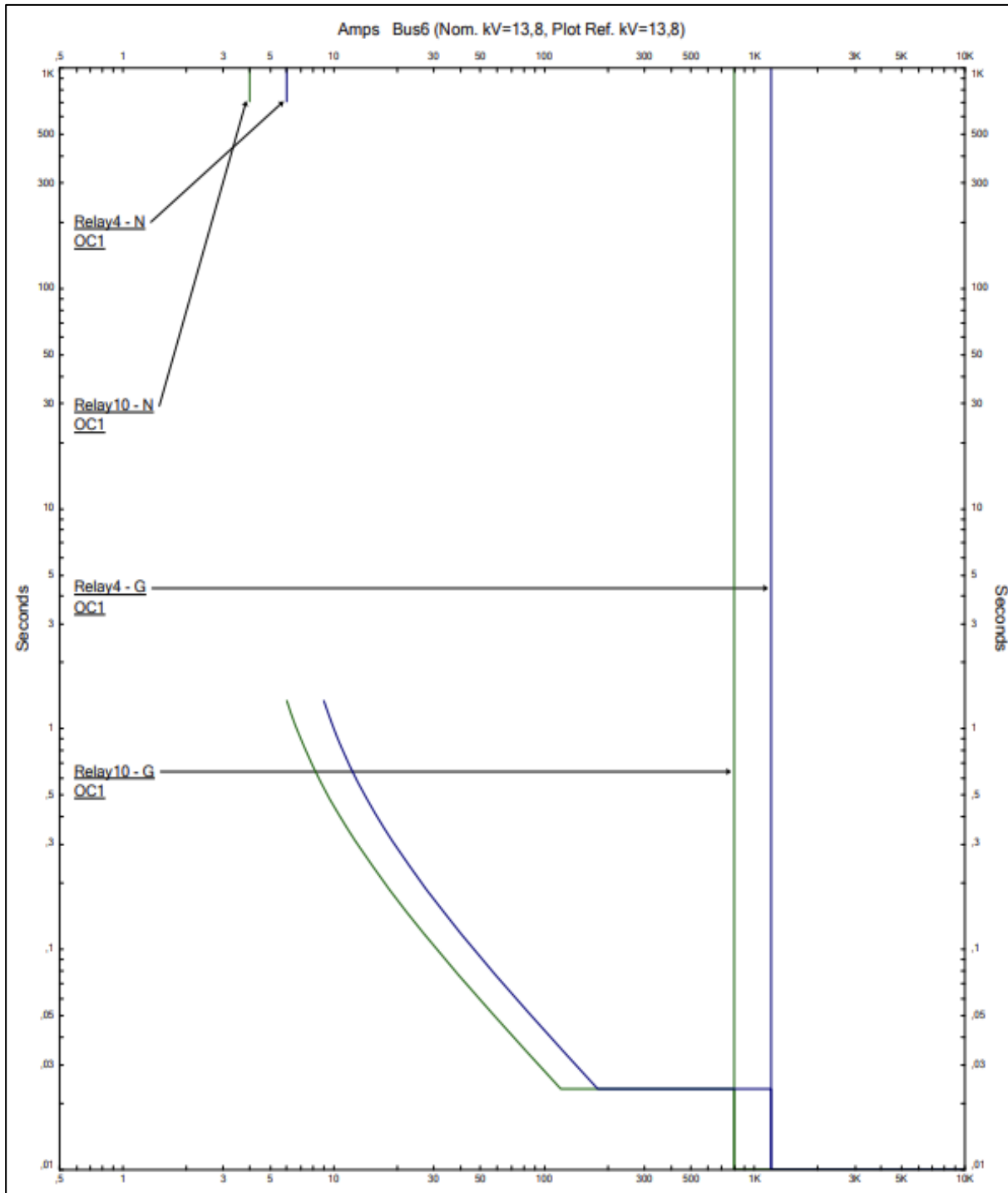


Ilustración 36 Relé-Relé sin coordinar en neutro

5.1.4 Coordinación

Para realizar la coordinación debemos tener un tiempo mínimo de 0.2s o 0.3s entre Rele-Rele, en este caso establecemos un tiempo mínimo del 0.3s. Hemos disminuido el pickup del Rele de protección número 2, ya que él se encuentra aguas abajo.

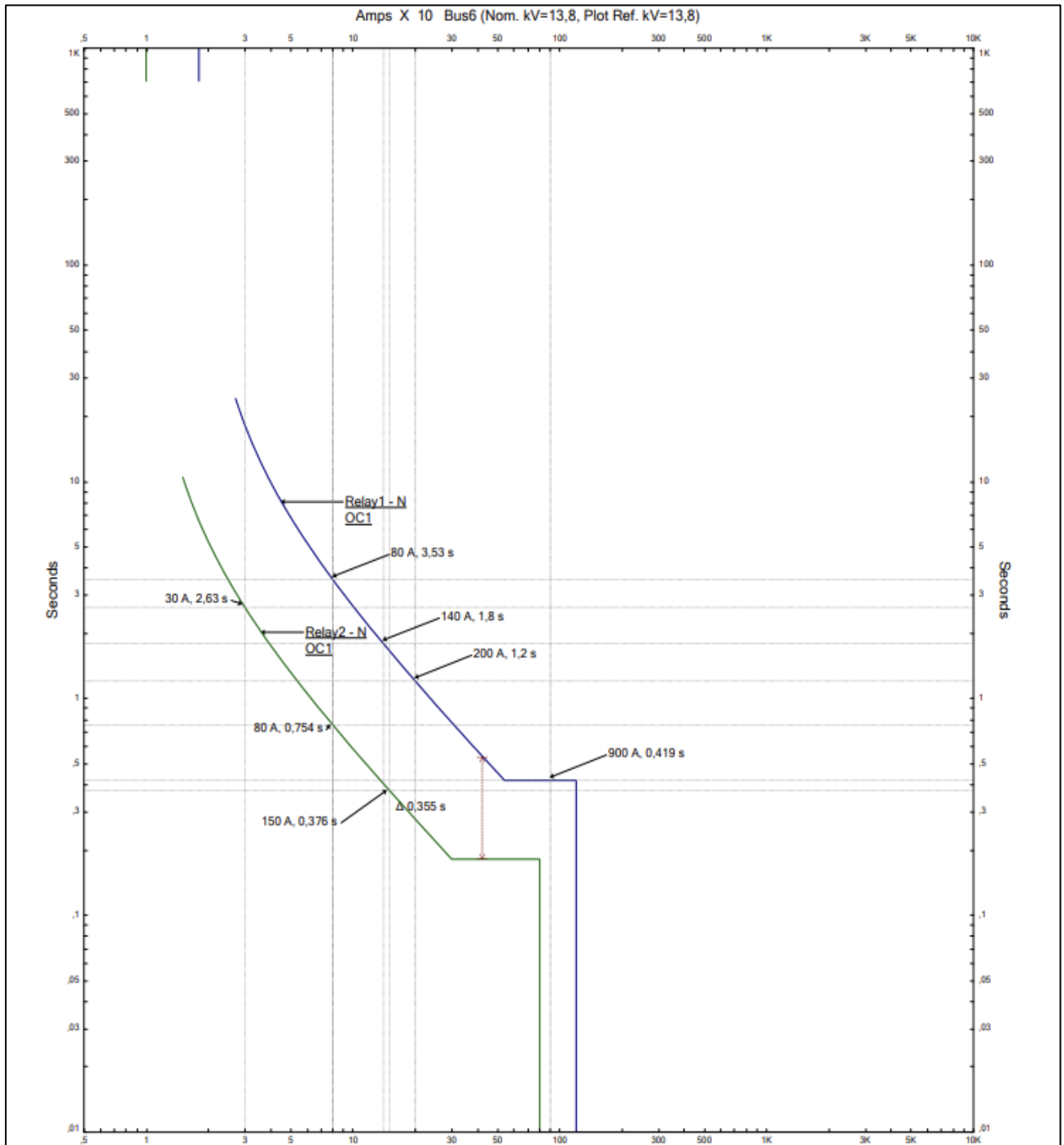


Ilustración 37 Relé- Relé Coordinado en neutro

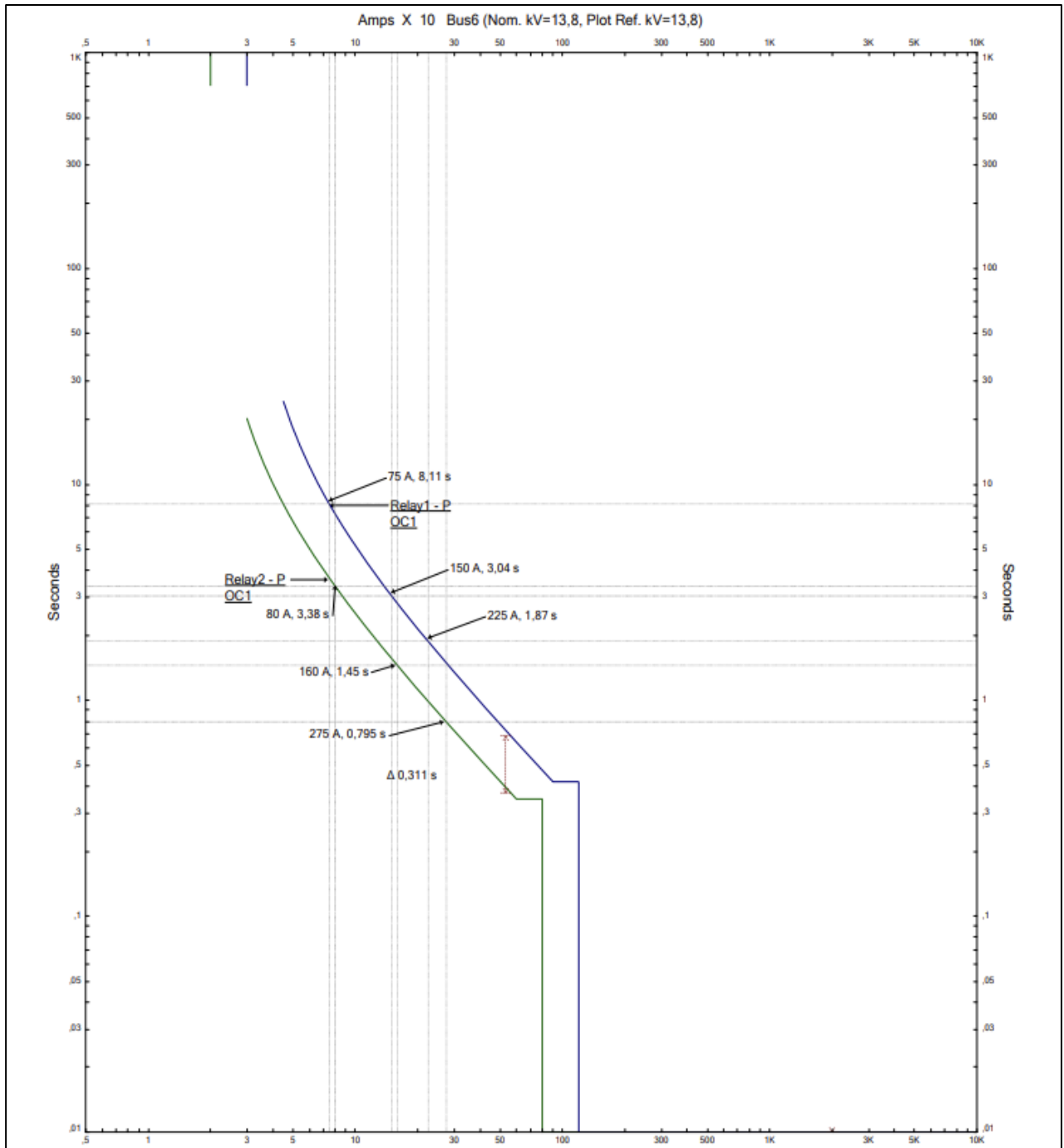


Ilustración 38 Relé- Relé Coordinado en fase

5.2 Practica II

5.2.1 Tema

Coordinación de Relé -Relé empleando el uso del Ómicron 356 y Sel 751.

5.2.2 Objetivo

Inyección de fallas empleando el uso del Ómicron a través del software Test Universe Y AcSELerator.

5.2.3 Procedimiento

5.2.3.1 Relé 1

5.2.3.1.1 AcSELerator

- Fases dentro del Relé 1

General

PHROT Rotación de fase
 Seleccione: ABC, ACB

FNOM Frecuencia nominal (Hz)
 Seleccione: 50, 60

DATE_F Formato de fecha
 Seleccione: MDY, YMD, DMY

FAULT Condición de falla (SELogic)
 ...

- Ingreso de ajustes de coordinación, de la relación de transformación para relé 1 (300/5)

Principal

RID Identificador del relé (16 caracteres)

TID Identificador del terminal (16 caracteres)

Ajustes de configuración

CTR Relación TC de fase (IA, IB, IC)
 Rango = 1 a 5000

CTRN Relación TC de neutro (IN)
 Rango = 1 a 5000

PTR Relación TP
 Rango = 1,00 a 10000,00

PTRS Relación TP del voltaje de sinc. (VS)
 Rango = 1,00 a 10000,00

DELTA_Y Conexión del transformador
 Seleccione: WYE, DELTA

SINGLEV Entrada de voltaje única
 Seleccione: Y, N

VNOM Voltaje de línea, línea a línea nominal (volts)
 Rango = 20,00 a 440,00, OFF

Ilustración 39 Juste de parámetro Relé 1

- Ajuste de sobrecorriente de fase máxima (50P)

Sobrecorriente de fase máxima

Elemento 1

50P1P Pickup de sobrecorriente de fase máxima (amps sec.)
 Rango = 0,50 a 100,00, OFF

50P1D Retardo de disparo del elemento de sobrecorriente de
 Rango = 0,00 a 400,00

50P1TC Control de torque del elemento de sobrecorriente de fase máxima (SELogic)
 ...

Ilustración 40 Juste de sobrecorriente fase (50P) R1

- Ajuste de sobrecorriente de neutro (50N)

Sobrecorriente de neutro

Elemento 1

50N1P Pickup de disparo de sobrecorriente de neutro (amps s)
 Rango = 0,50 a 100,00, OFF

50N1D Retardo de disparo de sobrecorriente de neutro (segu)
 Rango = 0,00 a 400,00

50N1TC Control de torque del elemento de sobrecorriente de neutro (SELogic)

Ilustración 41 Juste de sobrecorriente neutro (50N) R1

- Ajuste sobrecorriente temporizado en fase (51P)

Sobrecorriente temporizado de fase

Fase A

51AP Pickup de disparo de sobrecorriente temporizado (amps)
 Rango = 0,50 a 16,00, OFF

51AC Selección de curva de sobrecorriente temporizado
 Seleccione: U1, U2, U3, U4, U5, C1, C2, C3, C4, C5

51ATD Dial de tiempo de sobrecorriente temporizado
 Rango = 0,50 a 15,00

51ARS Retardo de reposición electromecánica
 Seleccione: Y, N

51ACT Sumador de tiempo constante (segundos)
 Rango = 0,00 a 1,00

51AMR Tiempo de respuesta mínimo (segundos)
 Rango = 0,00 a 1,00

51ATC Control de torque de sobrecorriente temporizado de fase (SELogic)

Ilustración 42 Juste de sobrecorriente fase (51P) R1

- Ajuste 51 neutro (**51N**)

51 de neutro

Elemento 1

51N1P Pickup de disparo de sobrecorriente temporizado (amp):
 Rango = 0,25 a 16,00, OFF

51N1C Selección de curva de sobrecorriente temporizado
 Seleccione: U1, U2, U3, U4, U5, C1, C2, C3, C4, C5

51N1TD Dial de tiempo de sobrecorriente temporizado
 Rango = 0,05 a 1,50

51N1RS Retardo de reposición electromecánica
 Seleccione: Y, N

51N1CT Sumador de tiempo constante (segundos)
 Rango = 0,00 a 1,00

51N1MR Tiempo de respuesta mínimo (segundos)
 Rango = 0,00 a 1,00

51N1TC Control de torque de sobrecorriente de tiempo inverso de neutro (SELogic)

Ilustración 43 Juste de sobrecorriente neutro (51N) R1

- Para subir cada ajusté al relé **SEL-751**, hacer lo siguiente:
 Dar clic en el icono de enviar ajustes activos



5.2.3.1.2 Test Universe

Ingreso de valores de tiempos de prueba en ETAP.

Teniendo en cuenta la relación de transformación de 300/5

- Fase

300/5	Formula	Magnitud(A)	T. Etap(s)
75	$\frac{75 * 5}{300}$	1.25	8.11
150	$\frac{150 * 5}{300}$	2.5	3.04
225	$\frac{225 * 5}{300}$	3.75	1.87

Tabla 2 Cálculos de magnitud Relé 1 Fase

- Neutro

300/5	Formula	Magnitud(A)	T. Etap(s)
80	$\frac{80 * 5}{300}$	1.33	3.53
140	$\frac{140 * 5}{300}$	2.33	1.8
200	$\frac{200 * 5}{300}$	3.33	1.2

Tabla 3 Cálculos de magnitud Relé 1 Neutro

Estado	Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud
✓	L1-L2-L3	I #1 Fase	2,500	1,250 A
✓	L1-L2-L3	I #1 Fase	5,000	2,500 A
✓	L1-L2-L3	I #1 Fase	7,500	3,750 A
✓	L1-E	I #1 Residual	4,433	1,330 A
✓	L1-E	I #1 Residual	7,767	2,330 A
✓	L1-E	I #1 Residual	11,10	3,330 A

Para cambiar el valor de la I. arranque debemos realizar lo siguiente:

OVERCURRENT

Haga clic en el botón 'Editar' para ver y editar los ajustes del equipo en prueba.

Editar...

I: 0 W: 0 E: 0 ✓

Aceptar Cancelar

Una vez dentro de la pestaña la I. arranque se calculará de la siguiente forma (Fase):

$$I_{rr}(R2) = \frac{Pck}{5} = \frac{0.5}{5} = 0.1$$

Una vez dentro de la pestaña la I. arranque se calculará de la siguiente forma (Neutro):

$$I_{rr}(R2) = \frac{Pck}{5} = \frac{0.3}{5} = 0.06$$

Parámetros de protección de sobrecorriente

Parámetros del relé **Elementos**

Tipo de elemento: Fase (1 Elemento / 1 Activo)

	Activo	Nombre del elemento	Características de disparo	I arranque	Absoluta	Tiempo	Relación de restauración	Dirección
<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	I #1 Fase	IEC muy Inversa	0,100 Iref	500,0 mA	0,900	1,000	No direccional

Definir característica del elemento | Ver característica resultante

Característica

Nombre: IEC muy Inversa

$$t(s) = \frac{A \cdot Td + K1}{M^P - Q} + B \cdot Td + K2$$

M = Ipru/Iarranque
Td = Índice de tiempo

A: 13,50 s B: 0,00 s
P: 1,000 Q: 1,000
K1: 0,00 s K2: 0,00 s

I arranque: 0,100 Iref Índice de tiempo: 0,900

Límites de rango

Activo

I mín: 0,000 Iref t mín: 0,00 s
I máx: +∞ Iref t máx: +∞ s

Característica de restauración

Off
 Tiempo definido tr: 1,000 s
 Tiempo inverso R: 1,000 s
T: 2,000

$$tr(s) = \frac{R \cdot Td}{1 - M^T}$$

Guardar como definida por el usuario

Aceptar Cancelar Ayuda

Parámetros de protección de sobrecorriente

Parámetros del relé **Elementos**

Tipo de elemento: **Residual (1 Elemento / 1 Activo)**

Activo	Nombre del elemento	Características de disparo	I arranque	Absoluta	Tiempo	Relación de	Dirección
<input checked="" type="checkbox"/>	I #1 Residual	IEC muy Inversa	0,060 Iref	300,0 mA	0,900	0,950	No direccional

Definir característica del elemento **Ver característica resultante**

Característica

Nombre:

$$t(s) = \frac{A * Td + K1}{M^P - Q} + B * Td + K2$$

M = Ipru/Iarranque
Td = Índice de tiempo

A: B:

P: Q:

K1: K2:

I arranque: Índice de tiempo:

Límites de rango

Activo

I mín: t mín:

I máx: t máx:

Característica de restauración

Off

Tiempo definido tr:

Tiempo inverso R:

T:

$$tr(s) = \frac{R * Td}{1 - M^T}$$

Overcurrent: Equipo en prueba - Parámetros de sobrecorriente

General - Valores:

Tol. tiem. abs.:	0,04 s	Conexión del TT:	n/a
To. tiem. rel.:	5,00 %	Conexión del pto. de estrella del TC:	n/a
Tol. corr. abs.:	1,00 Iref		
Tol. corr. rel.:	5,00 %		
Direccional:	No		

Elementos - Fase:

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	I #1 Fase	IEC muy Inversa	0,10 Iref	0,90	1,00	No direccional

Elementos - Residuales:

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	I #1 Residual	IEC muy Inversa	0,06 Iref	0,90	0,95	No direccional

Módulo de prueba

Nombre:	OMICRON Overcurrent	Versión:	4.31
Comienzo:	01-mar.-2023 19:59:29	Fin:	01-mar.-2023 19:59:56
Nombre de usuario:		Administrador:	
Compañía:			

Ajustes de la prueba:

Modelo de Falta:

Referencia de tiempo:	Inicio de la falta
Corriente de carga:	0,00 A
Ángulo de carga:	n/a
Tiempo de pre-falta:	100,0 ms
Tiempo máx. abs.:	240,0 s
Tiempo de post-falta:	500,0 ms
Tiempo máx. rel.:	100,0 %
Activar salida de tensión:	No
Tensión de falta LN (todas fases menos las bifásicas):	n/a
Tensión de falta LL (para faltas bifásicas):	n/a
CC en disminución activa:	No
Constante de tiempo:	n/a
Tiempo mín. car. IP:	50,00 ms
Reposición térmica activa:	No
Método de Habilitar reposición:	n/a
Mensaje de reposición térmica:	n/a

Prueba de disparo:

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	tmin	tmax
L1-L2-L3	I #1 Fase	2,500	1,250 A	n/a	8,100 s	1,004 s	Sin disparo
L1-L2-L3	I #1 Fase	5,000	2,500 A	n/a	3,038 s	824,5 ms	Sin disparo
L1-L2-L3	I #1 Fase	7,500	3,750 A	n/a	1,869 s	696,4 ms	Sin disparo
L1-E	I #1 Residual	4,433	1,330 A	n/a	3,539 s	564,5 ms	Sin disparo
L1-E	I #1 Residual	7,767	2,330 A	n/a	1,796 s	478,5 ms	Sin disparo
L1-E	I #1 Residual	11,10	3,330 A	n/a	1,203 s	413,9 ms	Sin disparo

Entradas binarias:

Lógica del trigger:	And
---------------------	-----

Ilustración 44 Informe de parámetros en sobrecorriente Rele 1

Nombre	Estado del trigger
Disparo	1
Arranque	X

Resultados de la prueba de disparo:

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Resultado
L1-L2-L3	I #1 Fase	2,500	1,250 A	n/a	8,100 s	8,107 s	0,08150 %	No	Correcta
L1-L2-L3	I #1 Fase	5,000	2,500 A	n/a	3,038 s	3,053 s	0,5169 %	No	Correcta
L1-L2-L3	I #1 Fase	7,500	3,750 A	n/a	1,869 s	1,883 s	0,7099 %	No	Correcta
L1-E	I #1 Residual	4,433	1,330 A	n/a	3,539 s	3,575 s	1,014 %	No	Correcta
L1-E	I #1 Residual	7,767	2,330 A	n/a	1,796 s	1,817 s	1,188 %	No	Correcta
L1-E	I #1 Residual	11,10	3,330 A	n/a	1,203 s	1,219 s	1,357 %	No	Correcta

Estado de la prueba:

6 de 6 puntos probados.

6 puntos correctos.

0 puntos incorrectos.

Prueba correcta

Ilustración 45 Informe de parámetros en sobrecorriente Rele 1

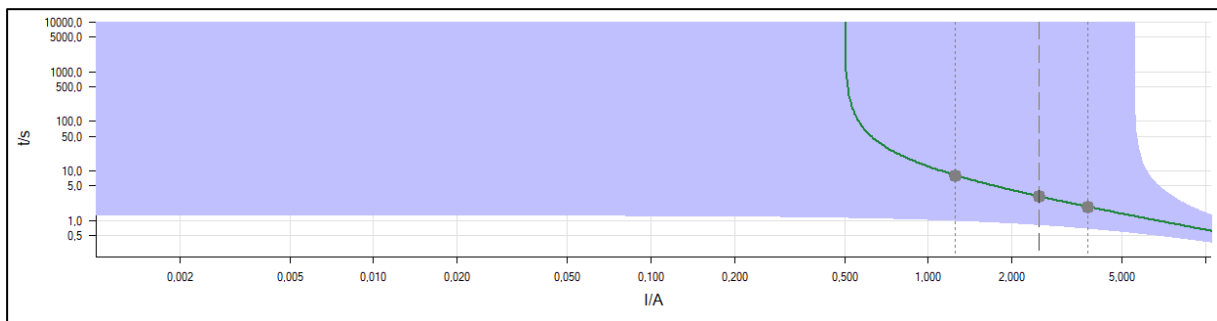


Ilustración 46 Grafico Rele 1 en Fase

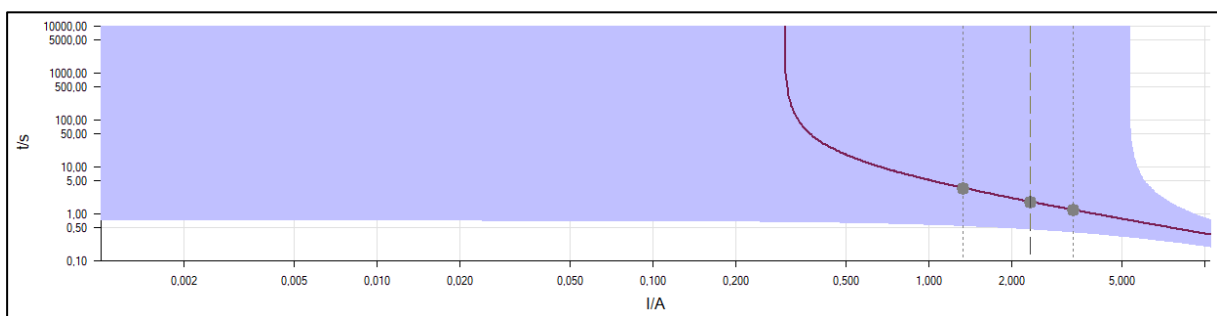


Ilustración 47 Grafico Rele 1 en Neutro

5.2.3.2 Rele 2

5.2.3.2.1 AcSELerator

- Fases dentro del Relé 1

General

PHROT Rotación de fase
 Seleccione: ABC, ACB

FNOM Frecuencia nominal (Hz)
 Seleccione: 50, 60

DATE_F Formato de fecha
 Seleccione: MDY, YMD, DMY

FAULT Condición de falla (SELogic)

- Ingreso de ajustes de coordinación, de la relación de transformación para relé 1 (300/5)

Principal

RID Identificador del relé (16 caracteres)
SEL-751

TID Identificador del terminal (16 caracteres)
GRUPO 6

Ajustes de configuración

CTR Relación TC de fase (IA, IB, IC)
40 Rango = 1 a 5000

CTRN Relación TC de neutro (IN)
40 Rango = 1 a 5000

PTR Relación TP
180,00 Rango = 1,00 a 10000,00

PTRS Relación TP del voltaje de sinc. (VS)
180,00 Rango = 1,00 a 10000,00

DELTA_Y Conexión del transformador
WYE Seleccione: WYE, DELTA

SINGLEV Entrada de voltaje única
N Seleccione: Y, N

VNOM Voltaje de línea, línea a línea nominal (volts)
120,00 Rango = 20,00 a 440,00, OFF

Ilustración 48 Juste de parámetro Relé 2

- Ajuste de sobrecorriente de fase maxima (50P)

Sobrecorriente de fase máxima

Elemento 1

50P1P Pickup de sobrecorriente de fase máxima (amps sec.)
20,00 Rango = 0,50 a 100,00, OFF

50P1D Retardo de disparo del elemento de sobrecorriente de
0,01 Rango = 0,00 a 400,00

50P1TC Control de torque del elemento de sobrecorriente de fase máxima (SELogic)
0

Ilustración 49 Juste de sobrecorriente fase (50P) R2

- Ajuste de sobrecorriente de neutro (50N)

Sobrecorriente de neutro

Elemento 1

50N1P Pickup de disparo de sobrecorriente de neutro (amps s)
20,00 Rango = 0,50 a 100,00, OFF

50N1D Retardo de disparo de sobrecorriente de neutro (segu)
0,01 Rango = 0,00 a 400,00

50N1TC Control de torque del elemento de sobrecorriente de neutro (SELogic)
0

Ilustración 50 Juste de sobrecorriente neutro (50N) R2

- Ajuste sobrecorriente temporizado en fase (51P)

Sobrecorriente temporizado de fase

Fase A

51AP Pickup de disparo de sobrecorriente temporizado (amps)
OFF Rango = 0,50 a 16,00, OFF

51AC Selección de curva de sobrecorriente temporizado
U2 Seleccione: U1, U2, U3, U4, U5, C1, C2, C3, C4, C5

51ATD Dial de tiempo de sobrecorriente temporizado
1,50 Rango = 0,50 a 15,00

51ARS Retardo de reposición electromecánica
N Seleccione: Y, N

51ACT Sumador de tiempo constante (segundos)
0,00 Rango = 0,00 a 1,00

51AMR Tiempo de respuesta mínimo (segundos)
0,00 Rango = 0,00 a 1,00

51ATC Control de torque de sobrecorriente temporizado de fase (SELogic)
1

Ilustración 51 Juste de sobrecorriente fase (51P) R2

- Ajuste 51 neutro (**51N**)

51 de neutro

Elemento 1

51N1P Pickup de disparo de sobrecorriente temporizado (amp):
 Rango = 0,25 a 16,00, OFF

51N1C Selección de curva de sobrecorriente temporizado
 Seleccione: U1, U2, U3, U4, U5, C1, C2, C3, C4, C5

51N1TD Dial de tiempo de sobrecorriente temporizado
 Rango = 0,05 a 1,50

51N1RS Retardo de reposición electromecánica
 Seleccione: Y, N

51N1CT Sumador de tiempo constante (segundos)
 Rango = 0,00 a 1,00

51N1MR Tiempo de respuesta mínimo (segundos)
 Rango = 0,00 a 1,00

51N1TC Control de torque de sobrecorriente de tiempo inverso de neutro (SELogic)

Ilustración 52 Juste de sobrecorriente neutro (51N) R2

- Para subir cada ajusté al relé **SEL-751**, hacer lo siguiente:
 Dar clic en el icono de enviar ajustes activos



5.2.3.2.2 Test Universe

Ingreso de valores de tiempos de prueba en ETAP.

Teniendo en cuenta la relación de transformación de 200/5

- Fase

200/5	Formula	Resultado	T. Etap
80	$\frac{80 * 5}{200}$	2	3.38
160	$\frac{160 * 5}{200}$	4	1.45
275	$\frac{275 * 5}{200}$	6.875	0.795

Tabla 4 Cálculos de magnitud Relé 2 Fase

- Neutro

200/5	Formula	Resultado	T. Etap
30	$\frac{30 * 5}{200}$	0.75	2.63
80	$\frac{80 * 5}{200}$	2	0.754
150	$\frac{150 * 5}{200}$	3.75	0.375

Tabla 5 Cálculos de magnitud Relé 2 Neutro

The screenshot shows the OMI software interface. At the top, there is a menu bar with 'Archivo', 'Inicio', and 'Ver'. Below the menu bar is a toolbar with icons for 'Equipo en prueba', 'Configuración del hardware', 'Más', 'Comenzar/Continuar', 'Parar', 'Pausa', 'Borrar', 'Prueba individual', 'Salida estática', and 'Ajustes del informe'. The main area is titled 'Prueba: puebas a rele' and contains several tabs: 'Prueba de arranque/reposición', 'Prueba de característica', 'Ajustes', 'Trigger', and 'Salida binaria'. The 'Prueba de arranque/reposición' tab is active, showing a configuration panel on the left and a table of test results on the right.

Configuración de la prueba:

- Tipo: L1-E
- Relativa a: I #1 Residual
- Factor: 15,00
- Magnitud: 3,750 A
- Ángulo: n/a
- tnom: 376,1 ms
- tmín: 114,9 ms
- tmáx.: Sin disparo

Tabla de resultados:

Estado	Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo
✓	L1-L2-L3	I #1 Fase	4,000	2,000 A	n/a
✓	L1-L2-L3	I #1 Fase	8,000	4,000 A	n/a
✓	L1-L2-L3	I #1 Fase	13,75	6,875 A	n/a
✓	L1-E	I #1 Residual	3,000	750,0 mA	n/a
✓	L1-E	I #1 Residual	8,000	2,000 A	n/a
✓	L1-E	I #1 Residual	15,00	3,750 A	n/a

Para cambiar el valor de la I. arranque debemos realizar lo siguiente:

The screenshot shows the 'Equipo en prueba' dialog box. The title bar reads 'Equipo en prueba'. The menu bar includes 'Archivo', 'Ver', 'Función', and 'Ayuda'. On the left, there is a tree view with the following structure:

- Personalizar
 - RIO
 - Dispositivo
 - Overcurrent
 - CB Configuration

The main area displays the text 'OVERCURRENT' and a message: 'Haga clic en el botón 'Editar' para ver y editar los ajustes del equipo en prueba.' Below the message is an 'Editar...' button. At the bottom of the dialog, there is a status bar showing 'I: 0 W: 0 E: 0' with a green checkmark, and two buttons: 'Aceptar' and 'Cancelar'.

Una vez dentro de la pestaña la I. arranque se calculará de la siguiente forma (Fase):

$$Irr(R2) = \frac{Pck}{5} = \frac{0.5}{5} = 0.1$$

Una vez dentro de la pestaña la I. arranque se calculará de la siguiente forma (Neutro):

$$Irr(R2) = \frac{Pck}{5} = \frac{0.25}{5} = 0.05$$

Parámetros de protección de sobrecorriente

Parámetros del relé **Elementos**

Tipo de elemento: Fase (1 Elemento / 1 Activo)

	Activo	Nombre del elemento	Características de disparo	I arranque	Absoluta	Tiempo	Relación de restauración	Dirección
	<input checked="" type="checkbox"/>	I #1 Fase	IEC muy Inversa	0,100 Iref	500,0 mA	0,750	1,000	No direccional

Definir característica del elemento Ver característica resultante

Característica

Nombre: IEC muy Inversa

$$t(s) = \frac{A * Td + K1}{M^P - Q} + B * Td + K2$$

M = Ipru/Iarranque
Td = Índice de tiempo

A: 13,50 s B: 0,00 s
P: 1,000 Q: 1,000
K1: 0,00 s K2: 0,00 s

I arranque: 0,100 Iref Índice de tiempo: 0,750

Límites de rango

Activo

I mín: 0,000 Iref t mín: 0,00 s
I max: +∞ Iref t máx: +∞ s

Característica de restauración

Off
 Tiempo definido tr: 1,000 s
 Tiempo inverso R: 1,000 s T: 2,000 s

$$tr(s) = \frac{R * Td}{1 - MT}$$

Guardar como definida por el usuario

Aceptar Cancelar Ayuda

Parámetros de protección de sobrecorriente

Parámetros del relé **Elementos**

Tipo de elemento: Residual (1 Elemento / 1 Activo)

Activo	Nombre del elemento	Características de disparo	I arranque	Absoluta	Tiempo	Relación de	Dirección
<input checked="" type="checkbox"/>	I #1 Residual	IEC muy Inversa	0,050 Iref	250,0 mA	0,390	0,950	No direccional

Definir característica del elemento **Ver característica resultante**

Característica

Nombre: IEC muy Inversa

$$t(s) = \frac{A * Td + K1}{M^P - Q} + B * Td + K2$$

M = Ipru/Iarranque
Td = Índice de tiempo

A: 13,50 s B: 0,00 s
P: 1,000 Q: 1,000
K1: 0,00 s K2: 0,00 s

I arranque: 0,050 Iref Índice de tiempo: 0,390

Límites de rango

Activo

I mín: 0,000 Iref t mín: 0,00 s
I máx: +∞ Iref t máx: +∞ s

Característica de restauración

Off

Tiempo definido tr: 1,000 s
 Tiempo inverso R: 1,000 s
T: 2,000

$$tr(s) = \frac{R * Td}{1 - M^T}$$

Guardar como definida por el usuario

Aceptar Cancelar Ayuda

Overcurrent: Equipo en prueba - Parámetros de sobrecorriente

General - Valores:

Tol. tiem. abs.:	0,04 s	Conexión del TT:	n/a
To. tiem. rel.:	5,00 %	Conexión del pto. de estrella del TC:	n/a
Tol. corr. abs.:	1,00 Iref		
Tol. corr. rel.:	5,00 %		
Direccional:	No		

Elementos - Fase:

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	I #1 Fase	IEC muy Inversa	0,10 Iref	0,75	1,00	No direccional

Elementos - Residuales:

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	I #1 Residual	IEC muy Inversa	0,05 Iref	0,39	0,95	No direccional

Módulo de prueba

Nombre:	OMICRON Overcurrent	Versión:	4.31
Comienzo:	01-mar.-2023 20:33:12	Fin:	01-mar.-2023 20:33:29
Nombre de usuario:		Administrador:	
Compañía:			

Ajustes de la prueba:

Modelo de Falta:

Referencia de tiempo:	Inicio de la falta
Corriente de carga:	0,00 A
Ángulo de carga:	n/a
Tiempo de pre-falta:	100,0 ms
Tiempo máx. abs.:	240,0 s
Tiempo de post-falta:	500,0 ms
Tiempo máx. rel.:	100,0 %
Activar salida de tensión:	No
Tensión de falta LN (todas fases menos las bifásicas):	n/a
Tensión de falta LL (para faltas bifásicas):	n/a
CC en disminución activa:	No
Constante de tiempo:	n/a
Tiempo mín. car. IP:	50,00 ms
Reposición térmica activa:	No
Método de Habilitar reposición:	n/a
Mensaje de reposición térmica:	n/a

Prueba de disparo:

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	tmin	tmax
L1-L2-L3	I #1 Fase	4,000	2,000 A	n/a	3,375 s	738,8 ms	Sin disparo
L1-L2-L3	I #1 Fase	8,000	4,000 A	n/a	1,446 s	555,6 ms	Sin disparo
L1-L2-L3	I #1 Fase	13,75	6,875 A	n/a	794,1 ms	405,1 ms	3,866 s
L1-E	I #1 Residual	3,000	750,0 mA	n/a	2,633 s	199,3 ms	Sin disparo
L1-E	I #1 Residual	8,000	2,000 A	n/a	752,1 ms	155,0 ms	Sin disparo
L1-E	I #1 Residual	15,00	3,750 A	n/a	376,1 ms	114,9 ms	Sin disparo

Entradas binarias:

Lógica del trigger: And

Ilustración 53 Informe de parámetros en sobrecorriente Rele 2

Nombre	Estado del trigger
Disparo	1
Arranque	X

Resultados de la prueba de disparo:

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Resultado
L1-L2-L3	I #1 Fase	4,000	2,000 A	n/a	3,375 s	3,388 s	0,3733 %	No	Correcta
L1-L2-L3	I #1 Fase	8,000	4,000 A	n/a	1,446 s	1,459 s	0,8968 %	No	Correcta
L1-L2-L3	I #1 Fase	13,75	6,875 A	n/a	794,1 ms	803,1 ms	1,131 %	No	Correcta
L1-E	I #1 Residual	3,000	750,0 mA	n/a	2,633 s	2,672 s	1,497 %	No	Correcta
L1-E	I #1 Residual	8,000	2,000 A	n/a	752,1 ms	770,6 ms	2,454 %	No	Correcta
L1-E	I #1 Residual	15,00	3,750 A	n/a	376,1 ms	390,8 ms	3,916 %	No	Correcta

Estado de la prueba:

6 de 6 puntos probados.
 6 puntos correctos.
 0 puntos incorrectos.

Prueba correcta

Ilustración 54 Informe de parámetros en sobrecorriente Rele 2

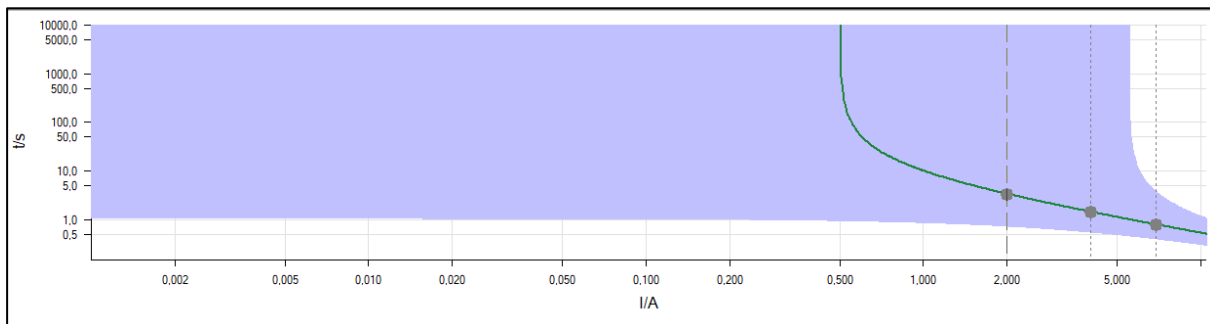


Ilustración 55 Grafico Rele 2 en Fase

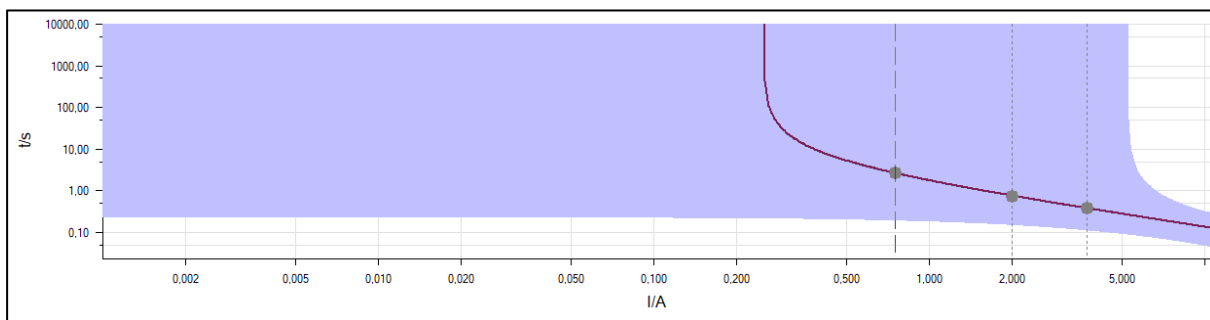


Ilustración 56 Grafico Rele 2 en Neutro

5.3 Practica III

5.3.1 Tema

Coordinación de Fusible -Fusible dentro del software Etap

5.3.2 Objetivo

Realizar la coordinación de protección, estableciendo el tiempo necesario de actuación entre Fusible -Fusible

5.3.3 Procedimiento

Implementamos dentro de nuestro sistema dos fusibles posicionados de la siguiente manera:

- El primer fusible se encuentra entre la barra 26 y 27.

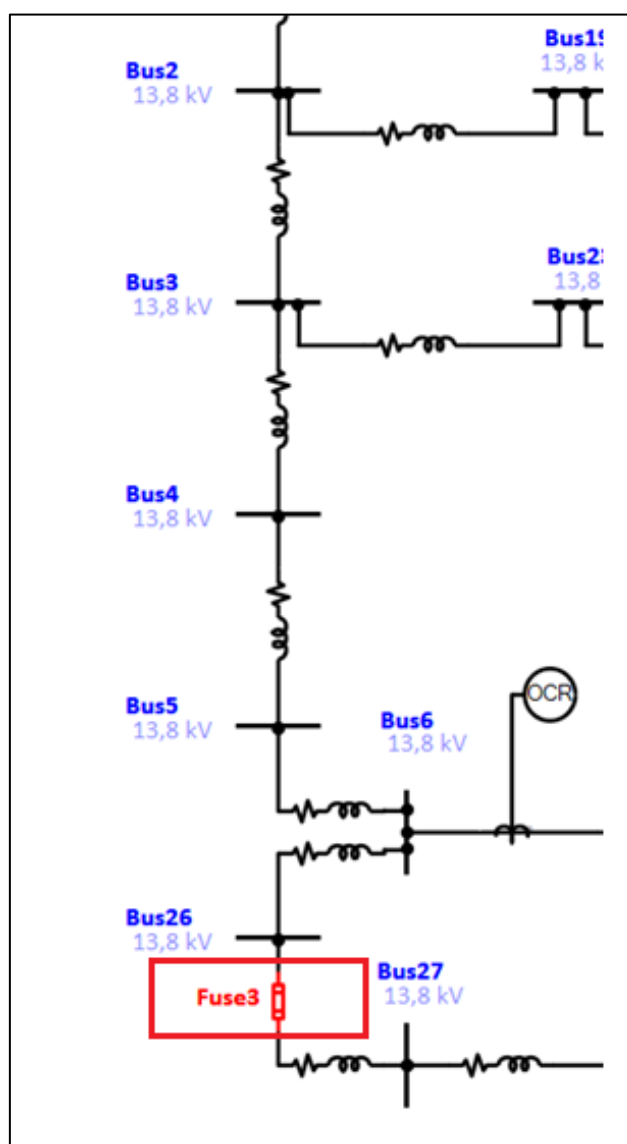


Ilustración 57 Fusible 1

- El segundo fusible se encuentra entre la barra 32 y 33.

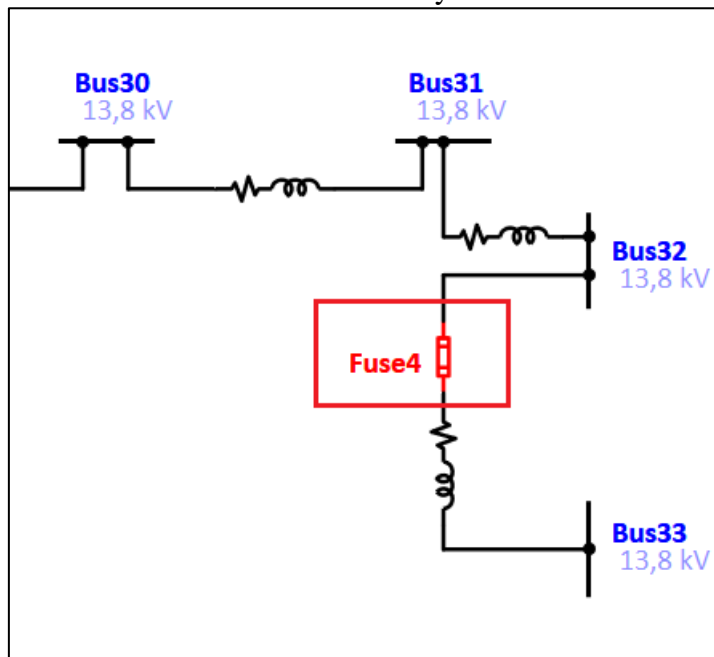


Ilustración 58 Fusible 2

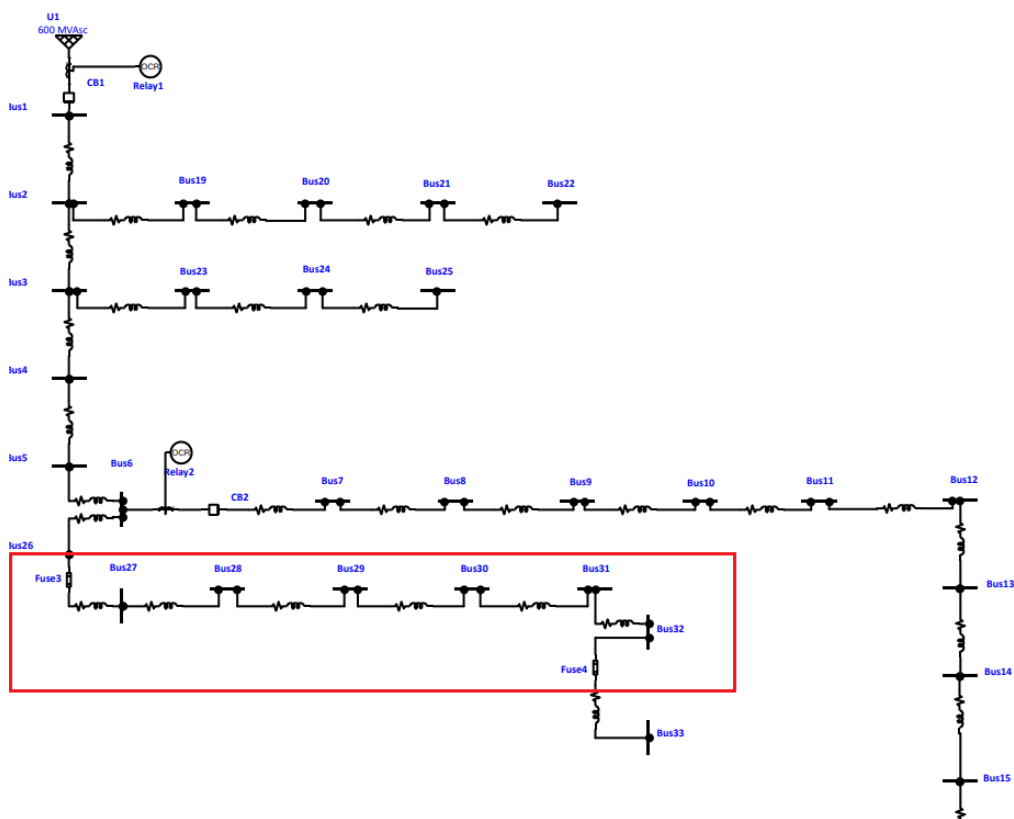


Ilustración 59 Fusible-Fusible

- Graficacion Fusible-Fusible sin coordinar

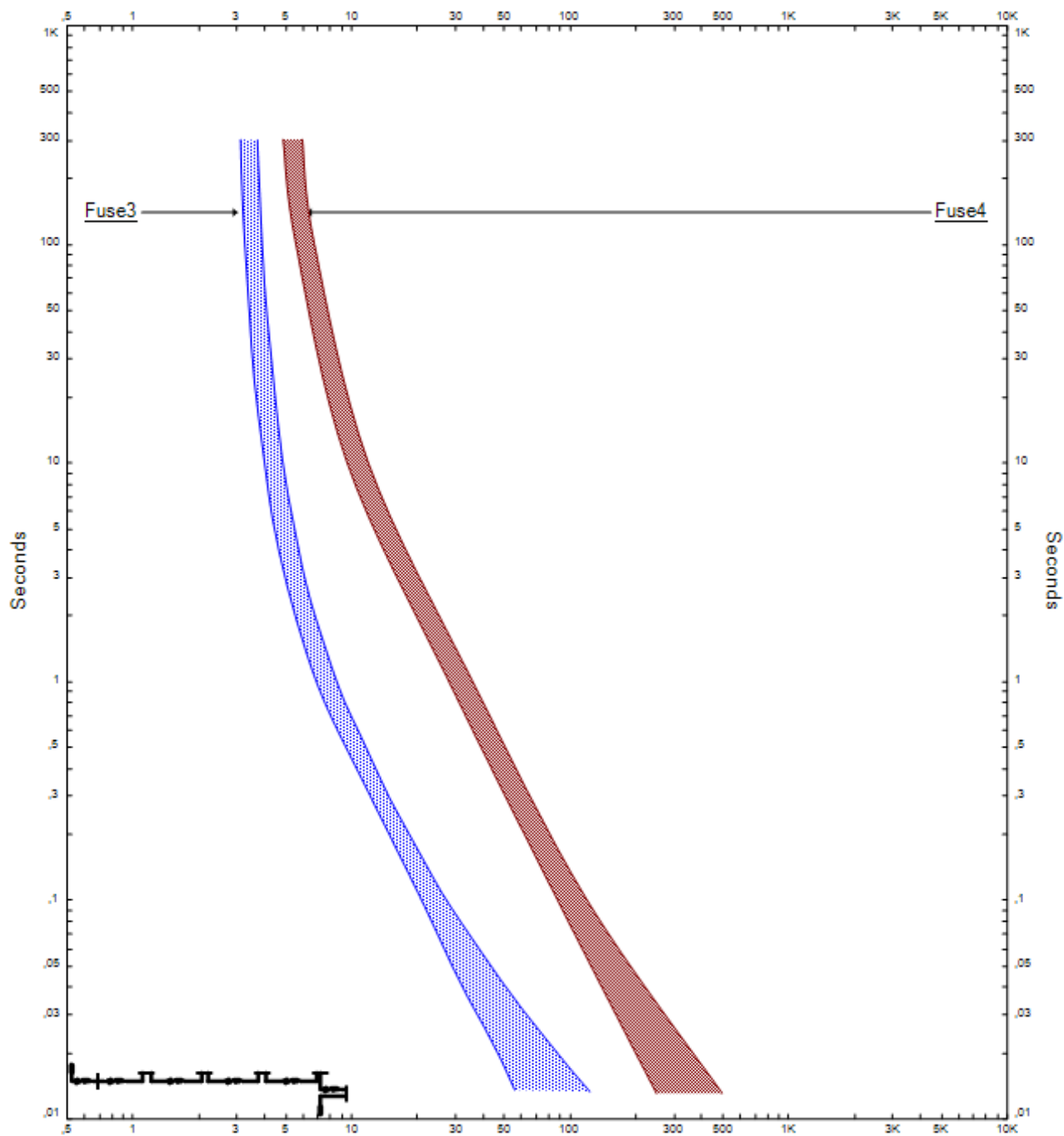


Ilustración 60 Fusible-Fusible sin coordinar

- Graficacion Fusible-Fusible Coordinado.

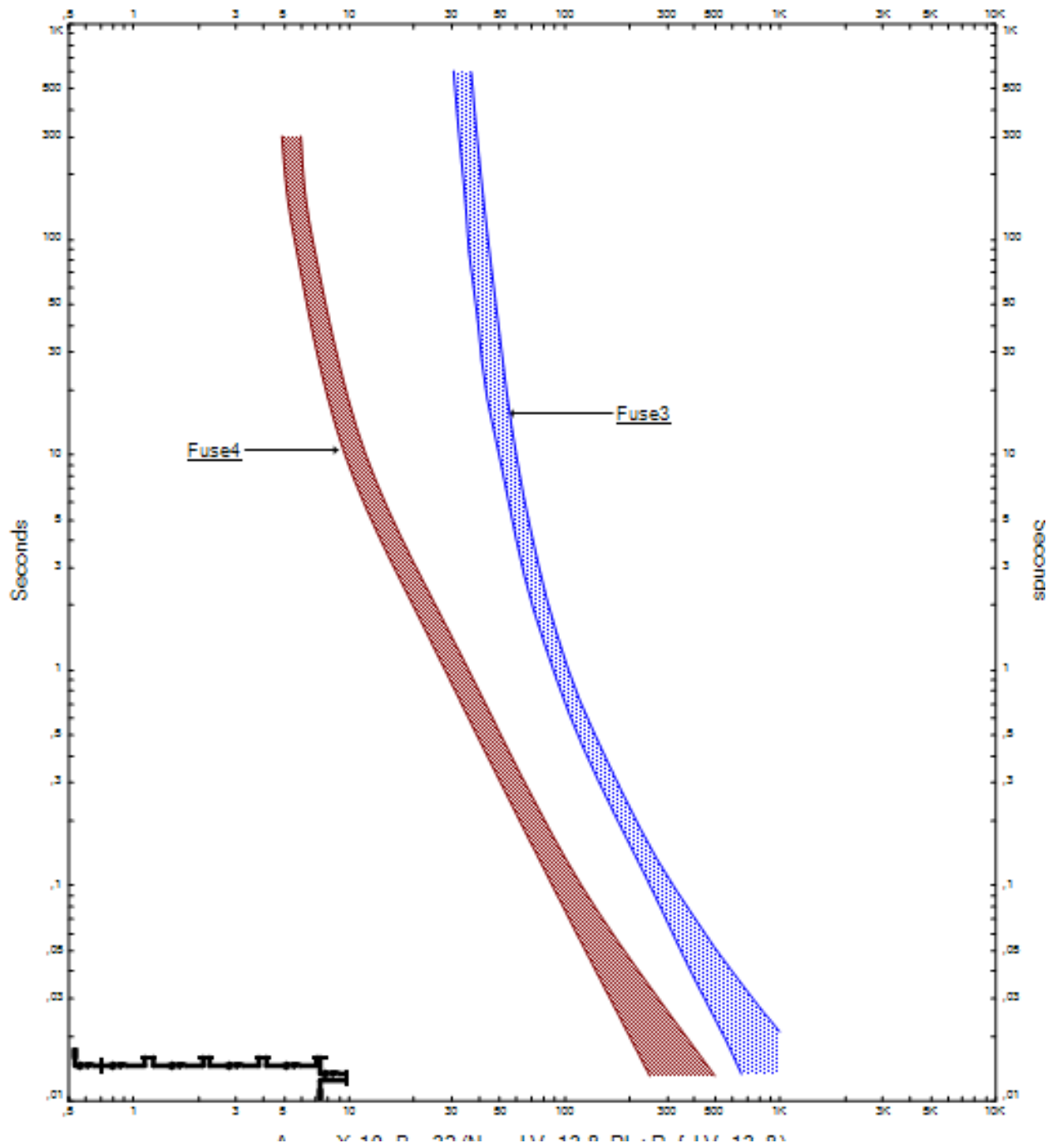


Ilustración 61 Fusible-Fusible coordinado

5.4 Practica IV

5.4.1 Tema

Coordinación de Relé -Fusible dentro del software Etap.

5.4.2 Objetivo

Realizar la coordinación de protección, estableciendo el tiempo necesario de actuación entre Fusible-Fusible.

5.4.3 Procedimiento

- Graficacion Relé-Fusible sin coordinar

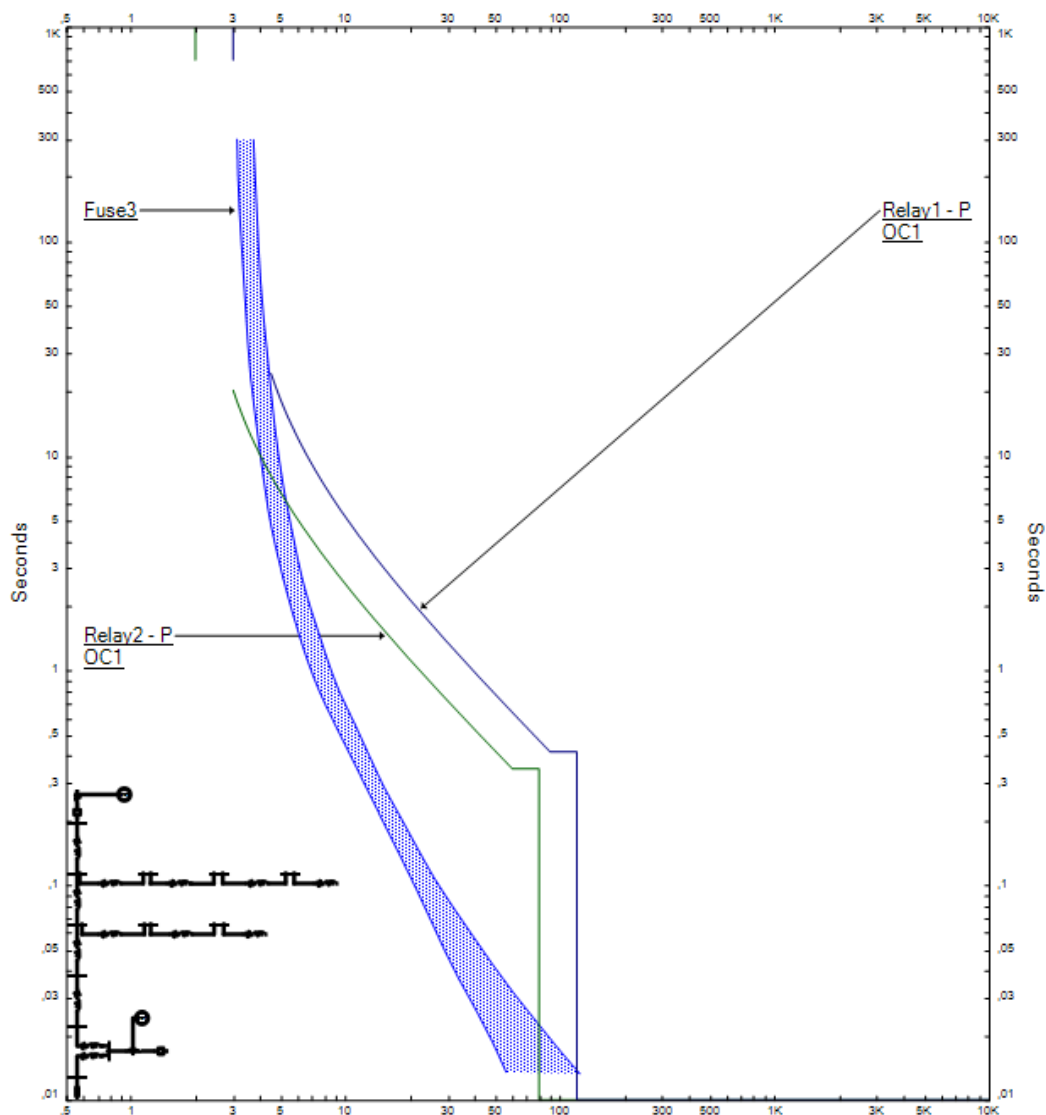


Ilustración 62 Relé-Fusible sin coordinar

- Graficacion Relé-Fusible Coordinado.

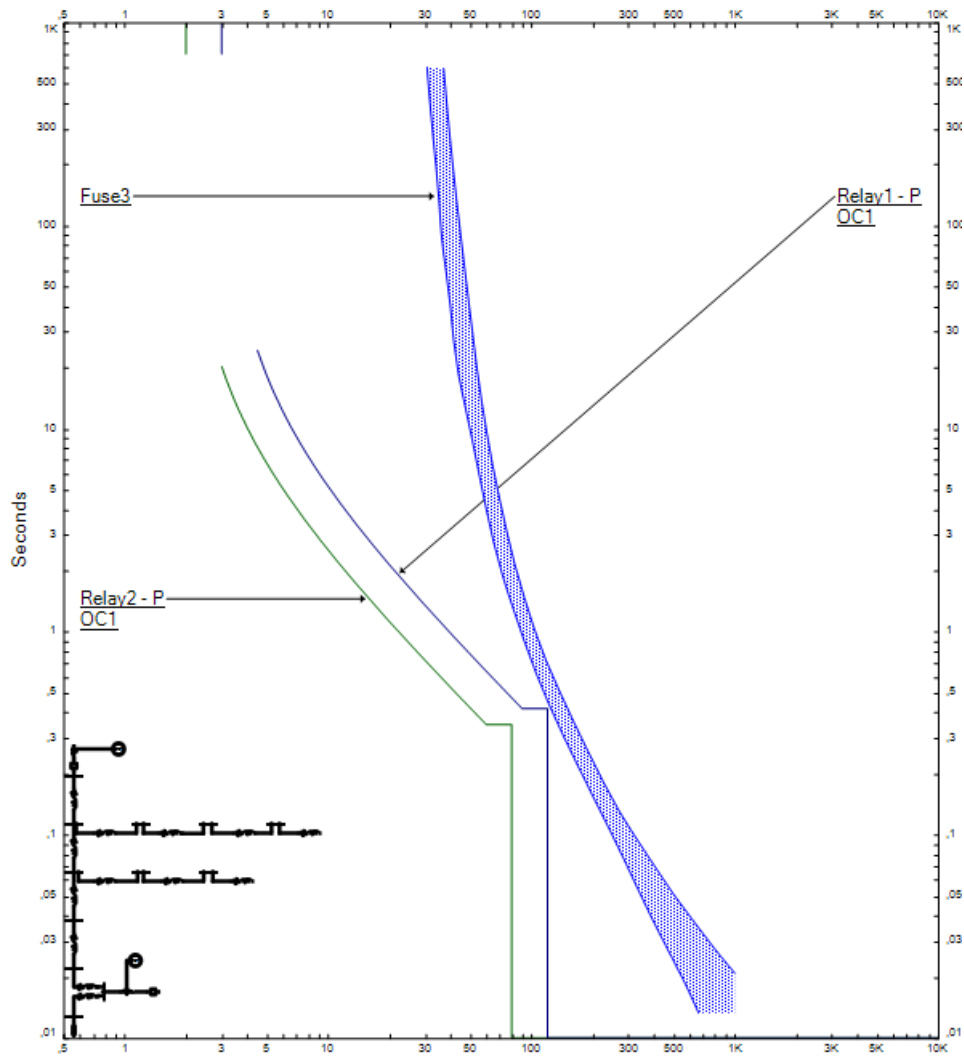


Ilustración 63 Relé-Fusible coordinado

CAPÍTULO 6

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

- Independientemente del tipo o diseño que tenga el sistema eléctrico de distribución, todos están expuestos a fallas, aun cuando este cuente con las protecciones necesarias. Siendo las fallas monofásicas que involucran el cortocircuito como la más frecuente, causando que el valor del voltaje sea cero y la corriente tenga valores elevados que producen desbalances en el sistema.
- Los cálculos manuales fueron indispensables y de gran ayuda al momento de ingresar los datos correspondientes al software. Esto nos ayudó a determinar ciertos parámetros que requerían para el ajuste de la coordinación de protección.
- ETAP un software especializado para el análisis y evaluación del rendimiento de las protecciones nos ayudó con la simulación del sistema y la colocación de todas las protecciones que empleamos para el sistema de distribución planteado, dándonos facilidades de programación ya que cuenta con una amplia librería.
- Estos dos equipos fueron fundamentales para la elaboración de nuestro proyecto, ya que teniendo un sistema debíamos verificar que las protecciones establecidas para las fallas actúen en beneficio del sistema.
- En base a todo el proceso llevado a cabo en la elaboración de nuestro proyecto de tesis, quisimos crear un paso a paso de la realización de una coordinación de protección para un sistema de distribución, que sirva como guía a los estudiantes o docentes de la carrera, plasmando así los pasos que realizamos como: La simulación del sistema, la aplicación de las protecciones en el software ETAP que comprende Relé - Rele, Fusible - Fusible y Relé-Fusible y las prácticas que comprender el uso del equipo de protección y el de inyección de fallas.

6.2 Recomendaciones

- Se recomienda realizar un análisis previo del sistema a proteger, para tener los datos correspondientes y colocar los equipos de protección en puntos estratégicos que beneficien al sistema.
- Recomiendo a los estudiante de la carrera de ingeniería eléctrica a seguir los pasos realizados en el presente proyecto acerca de la coordinación de protección, ya que con

este trabajo esperamos ayudarlos en su vida estudiantil teniendo conocimientos sobre el software que utilizamos Etap y los equipos del laboratorio de protecciones con los que cuenta la Universidad Politécnica Salesiana.

- En base al presente documento recomiendo sirva como guía para implementar ajustes de protección para diversos sistemas eléctricos de distribución.
- Para una correcta coordinación de protección se recomienda hacer cálculos manuales para la verificación de datos al momento de ingresarlos al software.

6.3 Bibliografía

- [1] L. Milton, “UBICACIÓN DE FALLAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA,” Quito, Jul. 2018.
- [2] D. Criollo, “LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA USANDO GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y BASADO EN MÉTODOS ALGORÍTMICOS,” Quito, Oct. 2016.
- [3] J. M. Mejía and H. A. Ollague, “ESTUDIO DE LA COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA EMPRESA CELEC HIDROPAUTE,” Cuenca, Jan. 2012. Accessed: Aug. 14, 2022. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec>
- [4] C. A. Calderón and J. D. Nieves, “ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LINEA EN 69kV DE SISTEMA DE TRANSMISIÓN SAN ANTONIO-ALAZÁN,” Cuenca, 2022.
- [5] A. Freire and Á. Hurtado, “Universidad técnica de cotopaxi,” *ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DEL ALIMENTADOR LA CENA PERTENECIENTE A LA SUBESTACIÓN GUANUJO DE LA CNEL EP BOLÍVAR*, vol. 1, p. 101, 2018.
- [6] A. Cuevas and J. Hernandez, “COORDINACION DE PROTECCIONES EN UN SD,” *COORDINACION DE PROTECCIONES EN UN SD*, Mexico,D.F, 2013.
- [7] D. Acuña, “Localizacion de fallas en SED basados en la matriz de impedancia de barra,” 2017.
- [8] E. Alvarado, “SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA,” pp. 123–131, 2012.
- [9] J. A. Yebra, *Sistemas Eléctricos de Distribución_Juan Antonio Yebra.PDF*.

- [10] E. Lazo Arce, “Estudio para la CPAM Tension en la Subestación Machala Regional El Oro,” p. 352, 2010.
- [11] D. GIRON and H. ALDANA, “ESTUDIO DE LA COORDINACION EN A Y B TENSION”.
- [12] E. Rafael and C. Rodriguez, “Sistemas Eléctricos de Potencia . potencia reactiva .”.
- [13] endesa, “Red de distribución.” <https://www.fundacionendesa.org> (accessed Jan. 15, 2023).
- [14] J. Ordoñez and L. Nieto, “Mantenimiento De Sistemas Electricos De Distribucion,” *Universidad Politécnica Salesiana Sede Guayaquil*, pp. 48–59, 2010.
- [15] J. Cervantes, *Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica*, vol. 52, no. 1. 1995.
- [16] S. Cañar, “Calculo Detallado De Perdidas En Sistemas Eléctricos De Distribución Aplicado Al Alimentador ‘Universidad’ Perteneciente a La Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.,” p. 234, 2007.
- [17] J. H. VALLE VILLACRES, “ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA RED SUBTERRÁNEA DE DISTRIBUCIÓN A 13.8KVA,” 2016.
- [18] J. M. NIETO PUGA and S. Nar, “LEVANTAMIENTO DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LA PARROQUIA GUALE - PAJÁN,” *J Conserv Dent.* 2013, vol. 16, no. 4, p. 2013, 2013.
- [19] J. Rojas, “Diseño de Red En Anillo de 69 Kv en la periferia del Municipio de Quetzaltenango, Departamento de Quetzaltenango, Guatemala,” p. 177, 2012.
- [20] RIVERGLENNAPTS, “Sistema de distribución de energía eléctrica | Radial y anillo principal.” <https://riverglennapts.com> (accessed Jan. 22, 2023).
- [21] P. H. E., “ANILLO DE SUBTRANSMISION PARA LA CIUDAD DE CUENCA,” 1975.
- [22] J.Pareja and R. Pérez, “Localización de fallas en sistemas eléctricos de distribución con generación distribuida usando máquinas de soporte vectorial,” *Universidad Politécnica Salesiana*, pp. 1–15, 2017.

- [23] G. Mosquera and R. Sempértegui, “Optimización de proyectos de mantenimiento de redes de distribución eléctrica basado en el riesgo de la ocurrencia de fallas de sus equipos.,” *Universidad De Cuenca Facultad De Ingeniería*, vol. 1, p. 246, 2015, [Online]. Available: <http://dspace.ucuenca.edu.ec>
- [24] J. Cortez and R. Pérez, “Análisis de localización de fallas en sistemas eléctricos de distribución con generación distribuida,” p. 23, 2017.
- [25] E. A. Jiménez Jaramillo and D. R. Cuenca Quinde, “Estudio para la implementación y coordinación de protecciones en las líneas de distribución de Ingenio Monterrey de la ciudad de Catamayo”, [Online]. Available: <https://www.ptonline.com>
- [26] C. Samuel Ramírez, “Eléctricos Protección de Sistemas Eléctricos,” *Universidad Nacional de Colombia Manizales*, vol. Primera Ed, p. 664, 2014.
- [27] CURSOSTESLA, “Análisis de cortocircuito (fallas trifasicas) en sistemas el é ctricos de potencia.”.
- [28] C. Abbey and Fouly, “ON THE COMPATIBILITY OF FAULT LOCATION APPROACHES AND DISTRIBUTED GENERATION,” p. 2, 2009, [Online]. Available: <https://www.ptonline.com>
- [29] L. G. Sanchez Garrido, “ESTUDIO DE FALLAS EN EL SISTEMA DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION DE LA EMPRESA ELECTRICA ‘QUITO’ S.A.,” 1967, [Online]. Available: <https://www.ptonline.com>
- [30] OMICRON, “CMC 356 - Equipo universal de prueba de relés y herramienta de puesta en servicio - OMICRON.” <https://www.omicronenergy.com/es/productos/cmc-356/> (accessed Jan. 25, 2023).
- [31] “Test Universe - Potente software de PC para pruebas avanzadas en secundario - OMICRON.” <https://www.omicronenergy.com/es/productos/test-universe/> (accessed Feb. 18, 2023).
- [32] F. Javier and P. San, “Coordinación de protecciones de sistemas eléctricos de potencia mediante formulación de problema de optimización,” 2021.

- [33] J. Izquierdo Franco, *Estudio de Flujos de Potencia Y Análisis de Fallas en Sistemas Eléctricos de Distribución Radial*. 2002.
- [34] R. A. Ruiz Ruiz, “PROGRAMA DIGITAL DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORR,” vol. 4, no. 1, pp. 88–100, 2557.
- [35] I. O. Mera Vanegas and D. F. Noroña Alvarez, “Planificación de expansión, estudio de coordinación y ajuste de protecciones del sistema occidental de ELEPCO S.A.,” *J Conserv Dent*. 2013, vol. 16, no. 4, p. 2013, 2013, [Online]. Available: <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov>
- [36] J. Casazza and F. Delea, “Understanding Electric Power Systems,” *Understanding Electric Power Systems*, 2010, doi: 10.1002/9780470588475.
- [37] D. M. Diaz Lechon, “ESTUDIO PARA INTEGRACIÓN DE EQUIPOS LOCALIZADORES DE FALLA Y RECONECTADORES CON EL PROPÓSITO DE MEJORAR LA CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO PARA LOS USUARIOS DE LA ZONA II DE EMELNORTE S.A.,” 2020.
- [38] M. J. LEON BUSTOS, C. D. PALAU LLERENA, and V. H. SANCHEZ SALAZAR, *Diseño y construcción de un banco de protecciones de sobrecorriente, para alimentadores de media tensión*, vol. 12, no. 1. 2015.
- [39] Schweitzer Engineering Laboratories, “SEL-751 Relé de protección de alimentador | Schweitzer Engineering Laboratories.” <https://selinc.com/es/products/751/> (accessed Jan. 27, 2023).
- [40] S. ENGINEERING, “Software AC SEL ERATOR Meter Reports Manual de instrucciones”.
- [41] F. de Galiza Barbosa *et al.*, “Genitourinary imaging,” *Clinical PET/MRI*. pp. 289–312, 2022. doi: 10.1016/B978-0-323-88537-9.00012-X.
- [42] Inc. Operation Technology, “ETAP, Software de Modelado, Análisis y Optimización de Sistemas de Potencia,” *Operation Technology, Inc*, 2017. <https://etap.com/es/home> (accessed Feb. 18, 2023).
- [43] S. Jashfar, “IEEE 33-bus test distribution system,” pp. 1–2.

6.4 Anexos

