



UNIVERSIDAD
DE LOS ANDES
MERIDA VENEZUELA

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ESTUDIO, INSTALACIÓN Y PRUEBAS DE UN RELÉ DE
PROTECCIÓN DE DISTANCIA MARCA SIEMENS, MODELO
7SA612, ASOCIADO A LA LÍNEA 115 kV S/E MONAY – S/E
CEMENTO ANDINO, EXTREMO S/E MONAY.**

Br. Carmen Fabiola Trejo Matheus.

MÉRIDA, MARZO, 2020

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ESTUDIO, INSTALACIÓN Y PRUEBAS DE UN RELÉ DE
PROTECCIÓN DE DISTANCIA MARCA SIEMENS, MODELO
7SA612, ASOCIADO A LA LÍNEA 115 kV S/E MONAY – S/E
CEMENTO ANDINO, EXTREMO S/E MONAY.**

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero
Electricista

Br. Carmen Fabiola Trejo Matheus.

Tutor: M. Sc. Ricardo Stephens.

Asesor: Ing. Néstor Manzanilla

MÉRIDA, MARZO, 2020

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ESTUDIO, INSTALACIÓN Y PRUEBAS DE UN RELÉ DE
PROTECCIÓN DE DISTANCIA MARCA SIEMENS, MODELO 7SA612,
ASOCIADO A LA LÍNEA 115 kV S/E MONAY – S/E CEMENTO
ANDINO, EXTREMO S/E MONAY.**

www.bdigital.ula.ve

Br. Carmen Fabiola Trejo Matheus.

Trabajo de Grado, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos exigidos para optar al título de Ingeniero Electricista, aprobado en nombre de la Universidad de los Andes por el siguiente jurado.

Ph. D. Marisol Dávila

M. Sc. Lelis Ballester

M. Sc. Ricardo Stephens

DEDICATORIA.

Principalmente a DIOS por haberme dado la vida, por bendecirme con tan buena salud y amor, además por colocar a tan maravillosas personas en el camino que llevo emprendiendo, sin el nada de esto fuese posible.

A mis padres ZULAY MATHEUS y OSWALDO TREJO, por siempre ayudarme a tomar las mejores decisiones, por dejarme volar y darme la oportunidad de ser alguien profesional con principios pero sobre todo con mucha humildad. Son y serán siempre mi apoyo incondicional por eso este logro es de ustedes. ¡LOS AMO

A mis preciosas hermanas CAROLAY FABIANA y CARLEY FEDERICA, por quienes luché día a día para ser su mejor ejemplo de hermana, mujer y amiga. Ustedes le ponen dulzura y mucho amor a mi vida, gracias por alegrarme en cantidades industriales y siempre pero siempre estar conmigo. Mis niñas ¡LAS AMO INMENSO!

A mi FAMILIA en general por brindarme siempre su apoyo, por estar pendientes y creer en mí, en las buenas y en las malas siempre unidos.

A mi TIO SILVA por quien en vida creía en lo que podía ser, y porque ahora desde el cielo en donde esta me verá cumpliendo mi más grande sueño así como él lo quería.

Carmen Trejo.

AGRADECIMIENTOS

Primeramente a DIOS y a la VIRGEN DE LA ROSA MISTICA, por siempre acompañarme, por demostrarme que las cosas siempre suceden por una razón y por ayudarme a nunca perder la fé gracias a eso tuve la fortaleza de levantarme día a día a luchar por uno de mis más grandes sueños.

A mis PADRES, por su apoyo incondicional, por su amor y paciencia, por la confianza brindada que me ayudo a emprender una vida nueva pero llena de mucho aprendizaje, gracias porque en mis momentos difíciles sabía que ustedes siempre estarían para mí no diciéndome lo que quería escuchar si no lo que debía escuchar. Gracias siempre por tanto.

A mis HERMANAS, por ser la base fundamental de todo este sueño que ahora se convierte en realidad, gracias por todos esos abrazos, besos y locuras que siempre me llenan de ánimo y esperanza. Por ustedes luchare siempre que Dios me lo permita, porque sé que ustedes me aman tanto como yo las amo.

A mis compañeros de estudio LEIDY GODOY y LUIS MENDEZ, por brindarme su amistad en las buenas y en las malas, fueron grandiosos todos los momentos vividos.

A mis amigas de siempre MARIA GARCIA y YESLINETH PINEDA, por ser la familia más cercana que tengo en la ciudad de Mérida, han sido un gran y maravilloso apoyo. Mis hermanas de vida, sé que con ustedes podré contar siempre.

A mis amigas de residencia, ANGELY DORANTE y NOHELY MENDEZ, con ustedes construí una casita en 4 paredes, llenas de miles de locuras pero sobre todo de amistad, y aunque ahora ya se han graduado e ido nunca olvidare los buenos momentos vividos, que la amistad dure para toda la vida.

A mi tutor académico, el profesor RICARDO STEPHENS por haberme brindado su tutoría, y por impartir sus conocimientos cuando lo necesite. A los profesores MARISOL DAVILA y NELSON BALLESTER por compartir su valioso conocimiento conmigo.

A la ilustre UNIVERSIDAD DE LOS ANDES, por permitirme formarme profesionalmente en ella, me siento orgullosa de haber sido parte de tan prestigiosa universidad. A sí mismo, a todos y cada uno del personal de la ESCUELA DE ELECTRICA, porque gracias a su arduo trabajo contamos con la buena escuela.

A CORPOELEC por aceptarme como tesista y hacerme formar parte del maravilloso grupo de trabajo de transmisión.

A los Ingenieros, operadores y técnicos que hicieron que mi trabajo se llevara a cabo, brindándome sus conocimientos. Al ING. NESTOR MANZANILLA y al ING. WILMER TERAN por ser mis asesores, ofreciéndome su atención y disposición de trabajar, gracias por la paciencia y colaboración.

A mis compañeros de clases, ya que de alguna manera nos apoyamos para lograr esta meta.

Y a todas esas personas que contribuyeron a que esta meta se materializara. ¡Muchas Gracias!

Br. Carmen Fabiola Trejo Matheus. Estudio, instalación y pruebas de un relé de protección de distancia marca Siemens, modelo 7SA612, asociado a la línea 115 kV Monay – Cemento Andino, extremo S/E Monay. Universidad de Los Andes. Tutor: Prof. Ricardo Stephens. Noviembre 2019.

RESUMEN

En el presente trabajo se realiza el estudio para la instalación de un relé de protección de distancia, específicamente el Siemens 7SA612, con el fin de minimizar los efectos de la falla, los tiempos de interrupción y mejorar la continuidad del servicio a los consumidores. Este relé sustituirá al relé 531 el cual ya presenta algunos inconvenientes, por tanto con esta nueva implantación se podrá contar con un equipo de mayor confiabilidad y seguridad. Para iniciar este trabajo, se procede a estudiar las características tanto del relé como de la línea de 115 kV, que va de la subestación Monay a la subestación Cemento Andino, donde va a ser instalado dicho equipo. Una de las funciones con que cuenta el relé a instalar es la de sincronismo, cuya activación permitirá, que la subestación Cemento Andino pueda trabajar en modo isla y así permitir la conexión eléctrica entre el sistema eléctrico nacional y la subestación Planta Monay. Una vez cumplida la fase de estudio se procedió al cálculo de ajustes y configuración del terminal, para así proceder a realizar las pruebas correspondientes con la ayuda del equipo de inyección OMICRON, y finalmente su instalación la cual quedó operando en “modo de prueba”, obteniendo hasta la fecha resultados satisfactorios ante la presencia de alguna falla, garantizando su buen funcionamiento.

Descriptor: Protección de distancia, Relé, Fallas, Sistema Eléctrico Nacional, Sincronismo.

INDICE GENERAL

APROBACIÓN.....	iii
DEDICATORIA.....	i
AGRADECIMIENTOS.....	v
RESUMEN.....	vii
ÍNDICE GENERAL.....	viii
LISTA DE FIGURAS.....	xi
LISTA DE TABLAS.....	xiv
INTRODUCCIÓN.....	1

CAPÍTULO	PP.
1. ¿POR QUÉ INSTALAR UN RELÉ SIEMENS MODELO 7SA612?	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 JUSTIFICACIÓN.....	4
1.3 OBJETIVO.....	4
1.3.1 General.....	4
1.3.2 Específicos.....	5
1.4 METODOLOGÍA.....	5
1.5 ALCANCES.....	5
1.6 LIMITACIONES.....	6
2. EL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN; Error!	
Marcador no definido.....	7
2.1 SISTEMA DE POTENCIA.....	7
2.2 SISTEMA DE PROTECCIÓN.....	8
2.2.1 Protección Primaria, Respaldo y Secundaria.....	9
2.2.2 Características de los Sistemas de Protección.....	10
2.2.3 Elementos básicos de un Sistema de Protección.....	10
2.3 TÉCNICAS PARA LA PROTECCIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	11

2.4 PROTECCIÓN DE DISTANCIA.....	12
2.4.1 Relé de distancia.	12
2.4.2 Plano de impedancias (R-X).....	12
2.4.3 Ubicación de la falla.....	13
2.4.4 Clasificación de los relés de distancia.....	14
2.4.5 Ajuste de los relés de distancia.	16
2.5 RESPALDO DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA.	17
2.5.1 Protección con relé direccional.	17
2.5.2 Función de cierre contra falla (50H).....	18
2.6 FUNCIÓN DE SINCRONISMO.....	18
3. DESCRIPCIÓN DEL TERMINAL DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA MARCA SIEMENS 7SA612	20
3.1 FUNCIÓN GENERAL.....	20
3.1.1 Entradas Analógicas.	21
3.1.2 Sistema de microprocesador.....	21
3.1.3 Entradas y salidas binarias.....	22
3.1.4 Elementos frontales.	22
3.1.5 Interfaces serie.....	22
3.1.6 Comunicación.....	23
3.1.7 Alimentación.	23
3.2 PROPIEDADES GENERALES.....	23
3.3 FUNCIONES.....	24
3.3.1 Protección de distancia.....	24
3.3.2 Protección de sobrecorriente	29
3.3.3 Control de sincronismo.....	30
4. SOFTWARE Y CÁLCULOS PARA LA CONFIGURACIÓN DEL TERMINAL DE PROTECCIÓN.....	35
4.1 SOFTWARE DIGSI	35
4.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	41
4.3 AJUSTE DE FUNCIONES	43
4.3.1 Protección de distancia (Función 21).....	43
4.3.2 Protección Sobrecorriente Direccional a Tierra (Función 67N)	45
4.3.3 Función de cierre contra falla (50HS).....	46
4.3.4 Función de sincronismo (25).....	46
4.4 CONFIGURACION EN EL SOFTWARE DIGSI.....	47

5. PROGRAMA Y PRUEBAS DE INYECCIÓN AL TERMINAL DE PROTECCIÓN SIEMENS 7SA612	54
5.1 EQUIPO DE INYECCION OMICRON CMC 356.....	54
5.1.1 Instalación del software.....	55
5.1.2 OMICRON Test Universe.....	56
5.1.3 Configuración del Módulo de prueba	58
5.2 PRUEBAS AL TERMINAL DEL PROTECCION.....	61
5.2.1 Pruebas a la función de distancia (21).....	62
5.2.2 Prueba de Sobrecorriente (50/51).....	67
5.2.3 Prueba de Sobrecorriente direccional a tierra (67N).....	71
5.2.4 Prueba de la función de sincronismo (25).....	76
CONCLUSIONES	81
RECOMENDACIONES	83
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	84
ANEXOS	86

www.bdigital.ula.ve

LISTA DE FIGURAS

Figura	Pág.
2.1 Diagrama de bloques de un Sistema de Protección...	9
2.2 Representación de una impedancia en el plano R-X.....	13
2.3 Determinación de la ubicación de la falla con un relé de distancia.....	13
2.4 Relé de impedancia.....	15
2.5 Relé de admitancia o tipo Mho.....	15
2.6 Relé Ohm tipo reactancia.....	16
2.7 Relé cuadrilateral.....	16
2.8 Zonas de protección en un relé de distancia.....	17
3.1 Cortocircuito en un lazo fase-fase.....	26
3.2 Cortocircuito en un lazo fase-tierra.....	26
3.3 Característica poligonal.....	28
3.4 Determinación direccional de tensiones ajenas al cortocircuito.....	28
3.5 Control de sincronismo para operación de cierre.....	31
4.1 Ventana principal.....	35
4.2 Nombre del proyecto.....	36
4.3 Crear SIPROTEC <i>Device</i>	36
4.4 <i>Device catalog</i>	37
4.5 MLFB.....	37

4.6 Conexión.	38
4.7 Menú principal.	38
4.8 <i>Device Configuration</i>	39
4.9 <i>Masking</i>	39
4.10 <i>Power System Data 1</i>	40
4.11 <i>Setting Group A</i>	40
4.12 Diagrama Unifilar S/E Monay – S/E Cemento Andino.	41
4.13 Esquema de protección Línea Monay – Cemento Andino.	42
4.14 Zonas de protección. Programa DIGSI.	44
5.1 OMICRON CMC 356.	55
5.2 Ventana principal para la instalación.	55
5.3 Asociación del equipo con la PC.	55
5.4 a) Equipo y PC desconectados. b) Equipo y PC conectados. c) Equipo Inyectando.	56
5.5 Ventana de inicio del Software.	56
5.6 <i>Test Object y Hardware Configuration Test Setup</i>	58
5.7 <i>Test Object</i>	59
5.8 <i>Hardware Configuration</i>	59
5.9 Salidas de tensión y corriente para el CMC 356.	60
5.10 Configuración de las Salidas Analógicas.	60
5.11 Configuración de las Entradas Binarias.	61
5.12 Configuración de las Salidas Analógicas.	61
5.13 <i>Device Settings</i> del Siemens 7SA612.	62
5.14 Ventana inicial - Función de distancia.	62

5.15 <i>Test Object</i> .	63
5.16 Ajustes Función de Distancia.	63
5.17 Ajuste de Zonas.	64
5.18 Puntos agregados para realizar las pruebas de la Función 21.	64
5.19 Representación de la línea en el Software <i>Test Universe</i> .	65
5.20 Ventana principal - Función Sobrecorriente.	67
5.21 Ajustes Función de Sobrecorriente.	67
5.22 Ajuste de los parámetros de sobrecorriente.	68
5.23 Tipo de fases a realizar la prueba.	68
5.24 Barrido para prueba de sobrecorriente.	69
5.25 Ajustes Función sobrecorriente direccional a tierra.	72
5.26 Selección de la función de sobrecorriente direccional a tierra.	72
5.27 Ajuste del torque máximo.	73
5.28 Agregar puntos para la prueba de la función 67N.	73
5.29 Puntos de prueba para la función de sobrecorriente a tierra.	74
5.30 <i>Test Object</i> Función de Sincronismo.	76
5.31 Ajustes Función de Sincronismo.	76
5.32 Ajuste de los parámetros prueba de Sincronismo.	77
5.33 Cambio del Hardware.	77
5.34 Salidas Analógicas.	78
5.35 Entradas analógicas.	78
5.36 Salidas binarias.	79
5.37 Selección de puntos para la prueba de sincronismo.	79

5.38 Puntos de prueba para la función de Sincronismo.....	79
Anexo 1. Diagrama Unifilar S/E Monay – S/E Cemento Andino.	87
Anexo 2. Terminal de protección Siemens modelo 7SA612.	88
Anexo 3. Pruebas al terminal de protección con el equipo de inyección OMICRON CMC 356.....	89

www.bdigital.ula.ve

LISTA DE TABLAS

Tabla	Pág.
4.1 Datos del sistema.....	41
4.2 Criterio de ajuste de la Función 21.....	43
4.3 Ajustes generales.....	47
4.4 Ajustes de la Función 21.	48
4.5 Ajuste de las zonas- Función 21.	49
4.6 Ajustes de la Función 50HS.	50
4.7 Ajustes Función de sobrecorriente.....	50
4.8 Ajustes Función Sobrecorriente Direccional a tierra 67N.	51
4.9 Ajustes Función de Sincronismo 25.	52
5.1 Resultados de la prueba monofásica L1-E.	65
5.2 Resultados de la prueba bifasica L1-L2.	66
5.3 Resultados de la prueba trifasica L1-L2-L3.	66
5.4 Resultados del lazo L1-L2.	69
5.5 Resultados del lazo L1-L3.	70
5.6 Resultados del lazo L2-L3.	71
5.7 Resultados de cada una de las fases.	74
5.8 Resultados de la prueba de Sincronismo.....	80

INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas ha habido un cambio significativo en nuevos avances para la protección, control y monitoreo de los sistemas eléctricos de potencia, debido al constante crecimiento de la red por nuevas cargas y más terminales, por ello formando nuevos circuitos eléctricos es necesaria la adopción de nuevos criterios de diseño .

Las líneas de transmisión son elementos indispensables en el sistema eléctrico de potencia, por ser ellas la única forma de interconectar las subestaciones y transmitir la energía desde las plantas generadoras hasta los consumidores finales.

En redes de transmisión se requieren varios dispositivos de protección dedicados a cubrir o proteger una determinada zona o elemento de la red, el uso de relés o terminales de protección realizan un papel fundamental para el buen funcionamiento de las líneas en caso de que se llegue a presentar alguna falla actuando de manera rápida, confiable y segura.

Con la finalidad de garantizar la continuidad y confiabilidad del servicio CORPOELEC (Corporación Eléctrica Nacional), realiza inspecciones a los equipos de protección de las líneas de transmisión para así poder renovar los que ya no estén en condiciones óptimas. Por ello el presente trabajo tiene como finalidad instalar un relé de protección de distancia marca Siemens modelo 7SA612, asociado a la línea de 115 kV S/E Monay – S/E Cemento Andino, extremo S/E Monay.

El trabajo está estructurado en cinco capítulos, los cuales se detallan a continuación:

Capítulo I. En este capítulo se expone de manera resumida el planteamiento del problema, los objetivos, justificación, metodología, alcances y limitaciones.

Capítulo II. Presenta las bases teóricas que fundamentan el trabajo a través de definiciones.

Capítulo III. Describe algunas de las características y funcionamiento del relé de protección de distancia marca Siemens modelo 7SA612.

Capitulo IV. Muestra las instrucciones para la instalación y uso del programa DIGSI para realizar los ajuste al relé, así como también los cálculos necesarios para su adaptación.

Capitulo V. Hace referencia a las pruebas realizadas al relé con el equipo de inyección OMICRON CMC 356 y sus respectivos resultados.

Finalmente, se muestran las conclusiones y recomendaciones, las referencias bibliográficas y los anexos.

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO I

¿POR QUE INSTALAR UN RELÉ SIEMENS MODELO 7SA612?

El presente capítulo expone el planteamiento del problema, la justificación, la metodología a utilizar y los objetivos trazados para llevar a cabo el estudio, instalación y pruebas de un relé de distancia marca Siemens asociado a la línea 115 kV Monay – Cemento Andino, extremo S/E Monay.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

La electricidad es la energía más utilizada en todo el mundo, siendo esta de vital importancia para el desarrollo de una nación. En Venezuela el sistema eléctrico de potencia es atendido por la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC) y comprende las siguientes etapas: generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, para lograr el suministro de manera eficiente y confiable a todo el país.

El sistema de suministro y transporte de energía eléctrica debe cumplir con varios requisitos indispensables para prestar un servicio con niveles altos de calidad y seguridad. Esto en parte se cumple mediante la aplicación de normas y procedimientos muy precisos durante las etapas de planeamiento, diseño, construcción y operación de los sistemas de potencia. Dichos sistemas estarán expuestos a fallas cuyas causas son múltiples, por lo que es necesario proporcionarle a dichos sistemas los esquemas de protección debidamente calibrados con el fin de minimizar los efectos de las fallas, los tiempos de interrupción y mejorar la continuidad del servicio a los consumidores, así como disminuir el número de usuarios afectados.

Ante la ocurrencia de una falla o de una condición anormal, el sistema de protección debe ser capaz de detectar el problema inmediatamente y aislar la sección afectada, permitiendo así que el resto del Sistema de Potencia permanezca en servicio y limitar la posibilidad de daño a otros equipos. La protección debe ser lo suficientemente sensible para que opere con rapidez aún bajo fallas incipientes, que no es el caso específico de la línea de transmisión de 115 kV Monay - Cemento Andino, ya que el terminal de protección instalado actualmente no opera de acuerdo a los parámetros de ajuste para los que fue calibrado, además que no posee la función de sincronismo que permite la conexión eléctrica entre el sistema eléctrico nacional y la S/E Planta Monay, la cual operará en modo isla. Es por ello que la empresa se vio en la necesidad de sustituir el equipo e instalar de un relé de protección de distancia marca Siemens, modelo 7SA612, que ahora es considerado como una de las marcas de última generación, ofreciendo mayor confiabilidad en las múltiples funciones que este ofrece.

1.2 JUSTIFICACIÓN

En el sistema eléctrico de potencia, se presentan fallas por distintas causas, que ocasionan deficiencia en el sistema trayendo como consecuencia daños y/o pérdidas del servicio, siendo en nuestros días la electricidad la energía más usada para lo económico, social y en definitiva para el desarrollo de un país, es necesario disminuir la expansión de dichas fallas.

CORPOELEC a través de su Gerencia Regional de Transmisión Los Andes y Despacho de Carga Suroccidental se encuentran actualizando los esquemas de protecciones de los diferentes elementos en el sistema de transmisión con relés de última generación, ya que algunos de los equipos instalados actualmente presentan obsolescencia o funcionamiento inadecuado.

El relé de protección de distancia marca Siemens, modelo 7SA612, es un dispositivo de tecnología numérica que incluye diferentes funciones de protección como: distancia (21), sobrecorriente de fase y neutro instantánea y temporizada (51P, 51N, 50P, 50N), sobrecorriente direccional a tierra de alta impedancia (67N) y funciones adicionales como control de sincronismo, localizador de fallas, supervisión del interruptor de potencia, entre otras.

1.3 OBJETIVO

1.3.1 General

Realizar el estudio, instalación y pruebas de un relé de protección de distancia, marca Siemens, modelo 7SA612, asociado a la línea 115 kV Monay - Cemento Andino, en el extremo S/E Monay.

1.3.2 Específicos

- Estudiar el manual del relé multifuncional 7SA612, con la finalidad de conocer el principio de operación de cada una de las funciones incluidas.
- Analizar las características de la línea 115 kV Monay - Cemento Andino.
- Realizar el cálculo y configuración de los ajustes para la detección de fallas en el relé de protección de distancia mediante el programa DIGSI, así como también para la activación de la función de sincronismo.
- Ejecutar pruebas con el equipo de inyección OMICRON para verificar la funcionalidad del dispositivo de protección, lo que constituyen las pruebas funcionales, de operatividad del equipo y puesta en servicio del relé 7SA612.

1.4 METODOLOGÍA

Para la realización de este trabajo se utilizará una metodología de investigación descriptiva y de campo. Esta investigación consiste en el estudio de las diferentes funciones de operación que incluye el relé marca Siemens, modelo 7SA612, y analizar las características de la línea 115 kV Monay Cemento Andino, para realizar luego los cálculos correspondientes y ajustar el relé de protección de distancia a través del software DIGSI 4.6, con esto se crearan las plantillas de pruebas para cada una de las funciones por medio del software *Test Universe* y así realizar las pruebas de inyección de corrientes y tensiones al terminal de protección para con esto poder verificar la operatividad de cada una de las funciones. Con el equipo ya probado se procederá al llamado del personal encargado para la preparación adecuada del gabinete de protección donde se hará su debida instalación en la S/E Monay, el cual una vez instalado se le efectuará la prueba del circuito de disparo desde el relé de protección hasta el interruptor de potencia asociado a la salida de línea 115 kV, permaneciendo el equipo de protección en servicio.

1.5 ALCANCES

El alcance principal de esta investigación es poder reemplazar el terminal de protección que actualmente trabaja en la línea 115 kV Monay - Cemento Andino, dejando todas las funciones necesarias según la característica de esa línea operando dentro de los ajustes determinados, además activar una nueva función como lo es la de sincronismo la cual permite que la subestación Cemento Andino pueda trabajar en modo isla y así permitir la conexión eléctrica entre el sistema eléctrico nacional y la subestación Planta Monay.

1.6 LIMITACIONES

Durante el desarrollo de este trabajo se obtuvieron las siguientes limitaciones:

- Adquisición de los equipos necesarios en la Planta Termoeléctrica Monay para que opere en modo isla.
- Información escasa referente a los datos de placa del transformador ubicado en Cemento Andino.

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO II

EL SISTEMA DE PROTECCION DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las líneas de transmisión son el único medio para transportar energía de manera segura de un lugar a otro, es por ello que es indispensable garantizar la continuidad a través de técnicas de protección. En el siguiente capítulo se describen las bases teóricas referentes a dichas técnicas.

2.1 SISTEMA DE POTENCIA.

Un sistema eléctrico de potencia incluye las etapas de generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica, su función primordial es la de llevar esta energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo y por último entregarla al usuario en forma segura y con los niveles de calidad exigidos [1].

Los principales elementos que componen un sistema de potencia se pueden agrupar en tres grandes grupos de acuerdo con su función: Sistemas de Generación, Sistemas de Transmisión, Sistemas de Distribución.

El sistema de generación es la parte básica del sistema de potencia, se encarga de entregar la energía eléctrica al sistema, esto a partir de la transformación de distintos tipos de energía primaria a partir de centrales o plantas generadoras, transformando una fuente de energía primaria a energía eléctrica.

La ubicación de las grandes centrales de generación eléctrica, obligan a transportar grandes bloques energéticos generadores a través de grandes distancias de tal manera que lleguen a los centros de consumo.

El sistema de transmisión posee un medio físico mediante el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias como son las líneas de transmisión la cual está constituida

tanto por el elemento conductor usualmente cables de acero, cobre o aluminio, como por sus elementos de soporte, las torres de alta tensión [2].

Las líneas de transmisión según su nivel de tensión se clasifican en [3]:

- Alto Voltaje: Comprende niveles de tensión que van desde los 69 kV hasta los 230 kV.
- Extra Alto Voltaje: Comprende niveles de tensión desde 345 kV a 765 kV.
- Ultra Alta Tensión: Comprende tensiones mayores a 765 kV.

El sistema de distribución es el último elemento del sistema de potencia antes de llegar a los consumidores.

2.2 SISTEMA DE PROTECCIÓN.

El sistema de protección se encuentra integrado por todos aquellos equipos y dispositivos destinados a la protección de las partes que conforman el sistema eléctrico de potencia. Ante la presencia de una falla, las protecciones asociadas al sistema deben actuar (detectar y localizar la falla), aislando aquellos equipos y zonas afectadas, de forma que no se propague la falla y se logre minimizar los daños producidos por la misma [4].

Los sistemas de protecciones han permitido el desarrollo de los grandes sistemas de potencia, con todas las ventajas de la interconexión, sin afectar la calidad y continuidad del servicio. La necesidad del sistema de protección en los sistemas de potencia es tan importante como lo pueden ser generadores o transformadores, ya que no es posible operar un sistema de potencia sin un adecuado sistema de protección, debido a que estos están encargados de salvaguardar los principales equipos que conforman la red de transmisión de energía eléctrica, ante cualquier posible eventualidad que merme contra la funcionalidad de dichos equipos, denotando con esto la importancia que los sistemas de protecciones tienen dentro del universo de los sistemas de potencia.

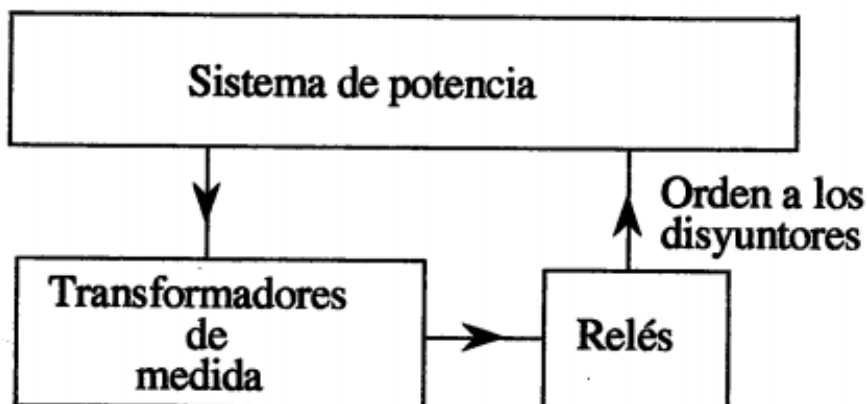


Figura 2.1 Diagrama de bloques de un Sistema de Protección [5]

Las líneas de transmisión son la parte más extendida del sistema de potencia, las líneas aéreas por estar expuestas al medio ambiente son la parte menos protegida del sistema. El número de los fallos de línea serán muy altos en comparación con el número total de fallas en todo el sistema de potencia. Por lo tanto, es tan necesario el sistema de protección en las líneas de transmisión.[4].

Otro aspecto es que las líneas eléctricas son la parte del sistema que tiene más probabilidades de causar lesiones a las personas y también causar daños a equipos y estructuras que no forman parte del sistema eléctrico. Por lo tanto, la eliminación de fallas en la línea está sujeta a las regulaciones de la autoridad.

2.2.1 Protección Primaria, Respaldo y Secundaria.

Todos los elementos de un sistema de potencia deben estar correctamente protegidos de tal forma que los relés solamente operen ante la ocurrencia de fallas. Algunos relés operan solo para fallas que ocurren dentro de su zona de protección; esto es llamado “protección tipo unitaria”. De otro lado, otros relés son capaces de detectar fallas dentro de una zona particular y fuera de ella, usualmente en zonas adyacentes, y pueden usarse como respaldo de la protección primaria como una segunda línea de defensa. Es esencial que cualquier falla sea aislada, aún si la protección principal asociada no opera. Por lo tanto, en lo posible, cada elemento en el sistema de potencia debe estar protegido por los relés primarios y de respaldo [6].

La protección primaria tiene por objeto despejar la falla a alta velocidad, es decir, en un tiempo instantáneo, para permitir continuar prestando un buen servicio a los consumidores no afectados por la falla y, al mismo tiempo, reducir los daños causados a los equipos bajo falla [7].

La protección de respaldo es instalada para operar cuando, por cualquier razón, la protección primaria no opera. Para obtener esto, el relé de protección de respaldo tiene un elemento de detección que puede ser o no similar al usado por el sistema de protección primaria, pero que también incluye un circuito de tiempo diferido que hace lenta la operación del relé y permite el tiempo necesario para que la protección primaria opere primero [6].

En algunas ocasiones, según la importancia del sistema o de los consumidores, es recomendable recurrir a un segundo nivel de protección, dentro de la misma subestación, llamado “protección secundaria”, un poco retardada, antes de recurrir a la protección de respaldo, en tales casos, debe tratarse de independizar los equipos que operan ambas protecciones con el objeto de evitar que una falla afecte a ambos niveles de protección [7].

2.2.2 Características de los Sistemas de Protección.

Dentro de las características que debe cumplir un sistema de protección se destacan las siguientes [8]:

- Velocidad de aclaración de la falla: Capacidad de respuesta en los tiempos mínimos requeridos.
- Selectividad: Significa que solamente la parte fallada debe ser desconectada y la parte sana debe permanecer en operación.
- Estabilidad: Aplica para indicar que la protección no debe disparar cuando ocurre una falla externa, o sea fuera de su zona de protección.
- Confiabilidad: se entiende por confiabilidad de la protección la probabilidad de que sea segura y fiable, es decir, la probabilidad de no tener una operación incorrecta.
- Seguridad: Se entiende por seguridad de la protección la probabilidad de no tener un disparo indeseado.

2.2.3 Elementos básicos de un Sistema de Protección.

Un relé es un elemento de vigilancia que recibe una o varias señales del sistema de potencia, que actúa dependiendo de la información recibida por parámetros establecidos previamente en él, abriendo o cerrando contactos, dando generalmente órdenes de apertura a uno o varios interruptores, con la finalidad de despejar las fallas o eventos ocurridos en el sistema, los cuales, están dentro de su zona de actuación [3].

Se alimentan por medio de equipos de medición, transformadores de corriente y transformadores de potencial, que informan al relé de las condiciones que presenta el sistema de potencia.

Los transformadores de potencial son utilizados para adecuar los niveles de tensión a los alcances de los elementos de medición y protección del sistema de potencia. La tensión nominal del primario de estos elementos queda definida a partir de las características del sistema conectado directamente al circuito de alimentación, ya sea entre dos fases o entre una fase y tierra, mientras que la tensión nominal del devanado secundario será seleccionada dependiendo de la práctica asociada a la localidad en que se encuentra el transformador [9].

Los transformadores de corriente para protecciones deben reproducir con exactitud la corriente de carga y la corriente de cortocircuito, que normalmente tiene valores muy elevados para que los relés de protección puedan operar correctamente. Por tanto los transformadores de corriente deben mantener una precisión razonable para corrientes de cortocircuito elevadas. Las normas ANSI requieren que el transformador no exceda un error determinado para corrientes secundarias hasta de 20 veces la corriente nominal. Los límites de precisión normalizados son 5, 10, 15, 20 y 30 [5].

2.3 TÉCNICAS PARA LA PROTECCIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

Existen varias técnicas comúnmente utilizadas para la protección de líneas de transmisión las cuales son:

- Protección de sobrecorriente: Su principio es la medición de corriente [4].
- Protección direccional: Para líneas que son alimentadas por sus dos extremos [5].
- Protección de distancia: Utiliza la corriente y el voltaje al comienzo de la línea en un esquema de comparación que esencialmente determina la posición de la falla [6].
- Protección por teleprotección: Permite la comunicación a través de un canal rápido de los dos extremos de la línea [4].

- Protección de sincronismo: Se encarga de medir el voltaje en ambos lados del interruptor de un circuito abierto para permitir o no el cierre del mismo [4].

2.4 PROTECCIÓN DE DISTANCIA.

2.4.1 Relé de distancia.

Los relés de distancia son los relés más comunes en las líneas de transmisión, la razón de esto es el principio de medición simple, la copia de seguridad incorporada y el bajo requisito de comunicación con el extremo remoto [4].

El relé de distancia debe considerarse cuando el relé de sobrecorriente es demasiado lento o no es selectivo, este además se usa generalmente para protección primaria y de respaldo de fallas de fase en líneas de subtransmisión y en líneas de transmisión donde el reenganche automático de alta velocidad no es necesario para mantener la estabilidad [9].

Básicamente estos relés utilizan el voltaje y la corriente al comienzo de la línea en un esquema de comparación que esencialmente determina la posición de la falla. Por tanto los relés de distancia miden el cociente “ U/I ”, considerando también el ángulo de fase entre el voltaje “ U ” y el valor actual de “ I ”. El resultado del cociente se compara con el valor ajustado, si dicho valor medido es inferior al establecido el relé disparara [4].

2.4.2 Plano de impedancias (R-X).

Para comprender de la mejor manera la protección de distancia, se requiere representar en forma gráfica las características de operación de sus unidades de medida. Es por ello, que se requiere la utilización de dichos planos R-X.

Este diagrama está compuesto por un par de ejes ortogonales, en el eje de las abscisas se representa la resistencia R y en el eje de las ordenadas la reactancia X, de tal manera que cualquier punto dentro de este plano representa una impedancia, caracterizada en coordenadas polares por el módulo Z que es la distancia desde el origen al punto y por el ángulo ϕ que es el que se forma con el eje R+, dicho ángulo es positivo cuando se toma en sentido anti horario [9].

Existe una relación entre el modulo Z y el ángulo ϕ con los valores R y X, dicha relación viene dada por:

$$r = Z \cdot \cos \varphi \quad (2.1)$$

$$x = Z \cdot \sin \varphi \quad (2.2)$$

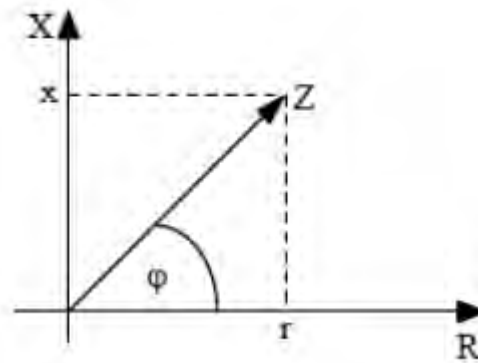


Figura 2.2 Representación de una impedancia en el plano R-X [5].

2.4.3 Ubicación de la falla.

El principio básico que se utiliza para determinar la ubicación de una falla utilizando relés de distancia se muestra en la figura 2.3, la cual representa un sistema de potencia en la cual se ubica un relé en la barra A encargado de proteger la línea AB [5].

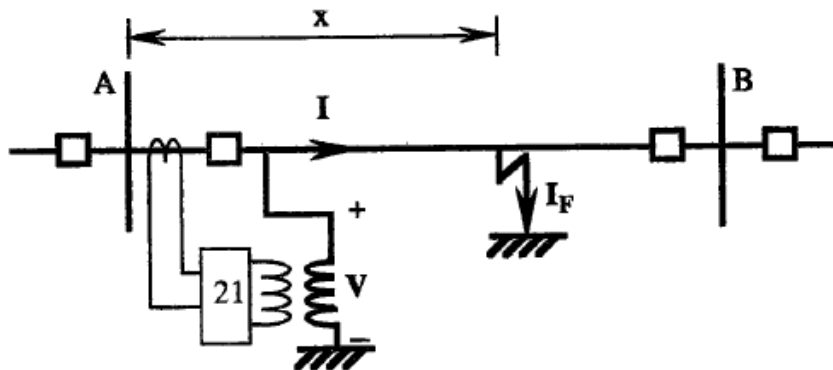


Figura 2.3 Determinación de la ubicación de la falla con un relé de distancia [5].

Para una falla entre la barra AB se tiene:

$$V_R = Z_{AB} \cdot I_R \quad (2.3)$$

$$Z_{AB} = z \cdot X \quad (2.4)$$

$$V_F = 0 \quad (2.5)$$

EL valor de z es constante ahora se sustituye (2.3) en (2.4) y despejando X se obtiene:

$$X = \frac{V}{I} \cdot \frac{1}{z} \quad (2.4)$$

Donde:

V_R = Voltaje medido en el punto de ubicación del relé.

V_F = Voltaje en el punto de falla.

I_R = Corriente medida en el punto de ubicación del relé.

Z_{AB} = Impedancia de la línea protegida expresada en (Ω).

z = Impedancia por unidad de longitud de la línea protegida expresada en (Ω/km).

X = Distancia desde el punto de ubicación del relé hasta la falla expresada en (km).

En los sistemas radiales la distancia entre la ubicación del relé y el punto de falla es proporcional a la relación de tensión y corriente que mide el relé. En los sistemas mallados debido a la contribución de otras líneas no siempre se cumple dicha proporcionalidad.

2.4.4 Clasificación de los relés de distancia.

Relé tipo impedancia: Este tipo de relé es no direccional ya que puede detectar fallas hacia adelante y hacia atrás, ya que el valor de la impedancia de arranque es independiente del ángulo de la impedancia de falla. Para evitar que el relé opere durante fallas en líneas adyacentes se utiliza un relé de sobrecorriente direccional junto al de impedancia, es necesario que ambos operen simultáneamente para que se produzca una orden de disparo [5]. La zona de rayada es la zona de operación como se observa en la figura 2.4.

$$Z < k \quad (2.5)$$

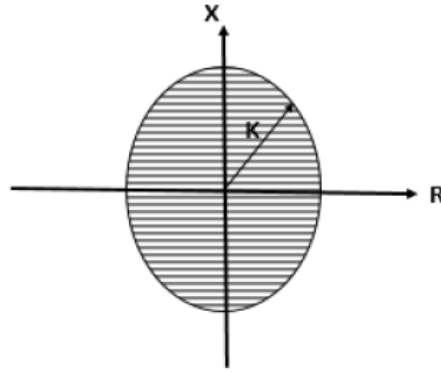


Figura 2.4 Relé de impedancia [5].

Relé de admitancia o tipo Mho: Este tipo de relé no responde a las fallas que se presentan detrás de él por tanto se puede afirmar que es un relé direccional, es por ello que son muy usados en las líneas de transmisión. La desigualdad 2.6 representa un círculo de diámetro k , cuya operación pasa por el origen como se muestra en la figura 2.5. La zona de operación es la zona interna a la circunferencia, es decir, el círculo.

$$Z < k \cos(\theta - \tau) \quad (2.6)$$

www.bdigital.ula.ve

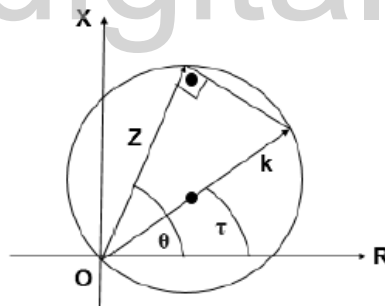


Figura 2.5 Relé de admitancia o tipo Mho [5].

Relé tipo Ohm: Su característica es una línea recta que no cruza por el origen del plano R-X, su zona de operación depende del ángulo τ que forma con el eje R. El más comúnmente usado es el llamado relé de reactancia que se consigue cuando el ángulo τ forma un ángulo de 0° con el eje R como se muestra en la figura 2.6 [9]. Su operación se rige por la siguiente inecuación:

$$X_r \leq X_{arr} \quad (2.7)$$

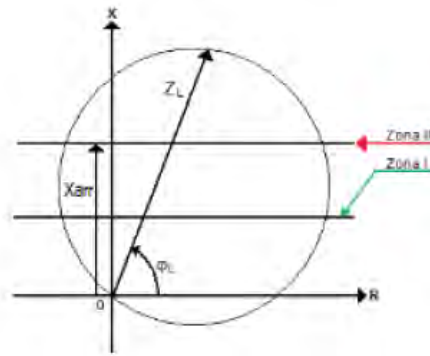


Figura 2.6 Relé Ohm tipo reactancia [9].

Relé cuadrilateral: Su característica se muestra en la figura 2.7, en la cual representa una combinación de todos los relés anteriores, el segmento superior es similar al relé tipo reactancia, dicho segmento fija el alcance reactivo. Los segmentos derecho e izquierdo, evitan la operación incorrecta por cargas severas o por oscilaciones de potencia. El lado inferior, asegura la direccionalidad del mismo y la operación correcta del relé. Una ventaja de esta característica, es que permite ajustar cada lado de forma independiente. Su operación viene dada por la inecuación (2.8) [10].

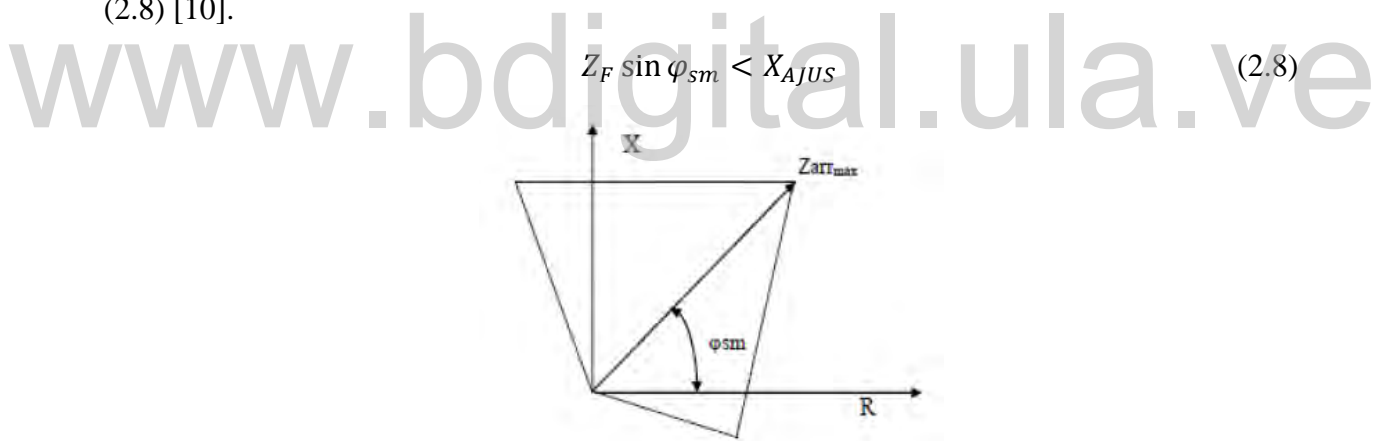


Figura 2.7 Relé cuadrilateral [10].

2.4.5 Ajuste de los relés de distancia.

Los relés de distancia son calibrados sobre la base de la impedancia de secuencia positiva desde la posición del relevador hasta el punto que se va a proteger. Las impedancias de la línea son proporcionales a las longitudes de línea y esta es la propiedad que es empleada para determinar la posición de la falla empezando por la ubicación del relé. Sin embargo, este valor es obtenido

empleando las corrientes y voltajes del sistema tomados de los TC y TP que alimentan los relevadores de distancia [6].

Normalmente se usan tres zonas de protección en la dirección de la falla para cubrir una sección de línea y proporcionar protección de respaldo a secciones remotas, como se ve en la figura 2.8.

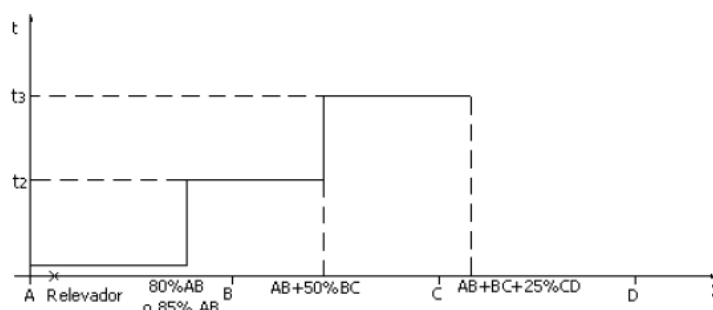


Figura 2.8 Zonas de protección en un relé de distancia [9].

Algunos relés tienen una o dos zonas adicionales en la dirección de la falla más otra en la dirección opuesta, esta actúa como respaldo para proteger las barras. En la mayoría de los casos, el ajuste del alcance de las tres zonas principales de protección se determina de acuerdo con el siguiente criterio [6]:

Zona 1: Normalmente en la primera zona se toma el 80% o el 85% de la impedancia de secuencia positiva de línea protegida, esto permite incluir los errores de tensión y de corriente producidos por los transformadores de medida. Su tiempo de operación es instantáneo.

Zona 2: Protege el resto de la línea y brinda respaldo a la línea más corta en el extremo remoto. Esto quiere decir, 100% de la línea a proteger + 20% de la siguiente línea más corta en el extremo remoto, actúa con retardo y el tiempo típico de ajuste es de 0,4 segundos.

Zona 3: El 100% de la línea protegida más 100% de la línea más larga adyacente en el extremo remoto más 25% de esta línea. Es decir, 100% de la línea protegida más 125% de la línea adyacente más larga, su tiempo de operación está en el rango de 0,6 a 1 segundo.

2.5 RESPALDO DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA.

2.5.1 Protección con relé direccional.

Una característica importante de algunos tipos de protección es su capacidad para determinar la dirección del flujo de potencia y, por este medio, su capacidad para inhibir la apertura de los interruptores asociados cuando la corriente de falla fluye en la dirección opuesta al ajuste del

relé. La capacidad para distinguir entre el flujo de corriente de una dirección a la otra depende de la selección de magnitud de polarización y del ángulo del torque máximo, y todas las variaciones en la función proporcionadas por los relés direccionales dependen de estas dos magnitudes [6].

Los relés direccionales de sobrecorriente son combinaciones de unidades de relé direccionales y de sobrecorriente en el mismo gabinete. Cualquier combinación de relé direccional, relé de sobrecorriente de tiempo inverso y relé de sobrecorriente instantánea está disponible para protección de falla de fase o tierra [9].

Cuando ocurren fallas a tierra de alta impedancia debido a la caída de un conductor de fase sobre un terreno de alta resistividad, contacto con vegetación, entre otros, la protección de distancia se ve limitada en su alcance para ver dichas fallas. Por tal motivo se implementan como respaldo el relé de sobrecorriente direccional a tierra (67N) [5].

La magnitud de operación, es la corriente por el neutro de la línea con la falla, es decir,

$$I_N = I_A + I_B + I_C = 3I_0$$

Ya la cantidad de polarización, es la tensión por el neutro:

$$V_N = V_A + V_B + V_C = 3V_0$$

Como los sistemas de potencia son altamente inductivos, la corriente atrasa al voltaje por ello para que la corriente caiga en zona de operación del relé, el voltaje de polarización debe adelantar la corriente de operación, por consiguiente:

$$V_P = V_N = -3V_0$$

2.5.2 Función de cierre contra falla (50H).

Si al momento del cierre del interruptor de potencia, el relé detecta condiciones de falla en la línea de transmisión, dicha protección actúa de manera instantánea [10].

2.6 FUNCIÓN DE SINCRONISMO.

Este tipo de función es usada para verificar cuando dos circuitos de corriente alterna están dentro de los límites deseados de frecuencia y ángulo de fase de voltaje para así permitir que ellos operen en paralelo [11].

Un relé de verificación de sincronismo es un elemento en el sistema de recierre que detecta que los voltajes en los dos lados de un interruptor están en sincronismo exacto. (Por un lado el sincronizador automático, por otro lado, inicia el cierre en un punto óptimo cuando los dos segmentos del sistema no están en sincronismo preciso, pero tienen una frecuencia de latido pequeña a través de los contactos del interruptor) [3].

El ajuste para la mayoría de los relés de verificación de sincronismo se basa en la diferencia angular entre los dos voltajes y está diseñado para minimizar el choque del sistema cuando el interruptor se cierra.

La diferencia angular del voltaje no determina el transitorio al que el sistema estará sujeto al cierre, más bien la descarga del sistema está relacionada con el voltaje a través de los contactos del interruptor (voltaje de fase).

El voltaje de fase es la cantidad crítica en determinar si un interruptor se puede cerrar o no. Por lo tanto, se han desarrollado dispositivos de verificación de sincronismo más avanzados que también tienen configuraciones para diferencia de voltaje, diferencia de ángulo de fase y diferencia de frecuencia.

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL TERMINAL DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA MARCA SIEMENS 7SA612

La presente investigación de acuerdo con los objetivos planeados consiste en el estudio, instalación y pruebas de un relé de distancia, es por ello que este capítulo describe las características del terminal de protección, las funciones disponibles y el manejo del equipo para los ajustes correspondientes.

3.1 FUNCIÓN GENERAL.

La protección de distancia digital es un equipo de protección selectivo y rápido para líneas aéreas y cables, está equipada con un sistema microprocesador de alta potencia. Este proporciona un procesamiento plenamente digital de todas las funciones del equipo, desde la adquisición de los valores de medida hasta la salida de órdenes a los interruptores [12].

El dispositivo está equipado con todas las funciones que son normalmente requeridas para la protección de línea y por lo tanto el equipo es aplicable en forma universal. El equipo tiene también aplicación como protección de reserva con escalonamiento de tiempo para las funciones de protección por comparación para todo tipo de líneas, transformadores, generadores, motores y barras para cualquier nivel de tensión.

Los equipos extremos de la zona a proteger, pueden intercambiar informaciones mediante esquemas de teleprotección a través de líneas convencionales (contactos) o interfaces opcionales para datos de protección utilizando medios de comunicación dedicados (por lo general conductores de fibra óptica) o a través de una red de comunicación.

3.1.1 Entradas Analógicas.

Las entradas de medida “EM” transforman las corrientes y las tensiones procedentes de los transformadores de medida y las adaptan al nivel de procesamiento interno del equipo. El equipo dispone de 4 entradas de corriente y 4 entradas de tensión. Se han previsto 3 entradas para medir las corrientes de fase y una entrada adicional configurable (I_4) para medir la corriente de tierra (corriente residual del neutro de la estrella de los transformadores), la corriente a tierra de una línea paralela (para compensación de línea paralela) o la corriente del neutro de la estrella de un transformador de potencia (para determinar la dirección de una falla a tierra).

Para cada tensión fase-tierra está prevista una entrada de tensión. Otra entrada de tensión adicional (U_4) puede ser utilizada para la tensión homopolar (tensión e-n), para la tensión complementaria del control de sincronismo y cierre o para una tensión de libre aplicación U_x (como protección de sobretensión). Los valores analógicos se transfieren luego al grupo de amplificadores de entrada EA (entrada analógica).

El grupo de amplificadores EA proporcionan a las magnitudes de entrada analógicas una terminación de alta impedancia y contienen filtros que están optimizados para la elaboración de valores de medida n cuanto al ancho de banda y la velocidad de procesamiento.

El grupo de convertidores AD dispone de convertidores analógicos/digitales y de componentes de memoria para la transferencia de datos al microprocesador.

3.1.2 Sistema de microprocesador.

Además de detectar los valores de medida, el sistema microprocesador μC elabora también las funciones de protección y control propiamente dichas. En particular:

- Función de filtro y adaptación de los valores de medida.
- Supervisión permanente de las magnitudes de medida.
- Supervisión de las condiciones de arranque para cada función de protección.
- Control de los valores límite y tiempos transcurridos.
- Procesamiento de las señales para las funciones lógicas.
- Decisión de las órdenes de disparo y de cierre.

- Memorización de avisos y datos de los eventos de falla y valores para el análisis de las perturbaciones.
- Administración del sistema operacional y de sus funciones, como por ejemplo memorización de datos, tiempo real comunicación, interfaces, etc.
- Distribución de las informaciones mediante el amplificador de salida AS.

3.1.3 Entradas y salidas binarias.

A través de los módulos de entrada y salida se transmiten las señales binarias de entrada y salida desde y hacia el microprocesador. Desde aquí, el sistema recibe información de la instalación (por ejemplo reposición remota) o de otras unidades (por ejemplo mandos de bloqueo). Otras salidas incluyen sobre todo las órdenes dirigidas a los equipos de maniobra y los avisos para la señalización remota de eventos y estados [12].

3.1.4 Elementos frontales.

Los elementos ópticos (LED) y la pantalla de indicación (LCD) en la parte frontal sirven para dar informaciones sobre el funcionamiento del equipo y señalizan los eventos, estados y valores de medida.

Las teclas integradas numéricas y funcionales en combinación con la pantalla LCD posibilitan la comunicación con el equipo localmente. Por medio de estas teclas se pueden consultar y modificar todas las informaciones del equipo, como por ejemplo parámetros de configuración y parámetros de ajustes, avisos de servicio, avisos de perturbación y valores de medida.

3.1.5 Interfaces serie.

Mediante el interface de operación serie, situado en el panel frontal, se efectuar la comunicación por medio de un ordenador personal utilizando el software de configuración y análisis DIGSI. Mediante este software es posible realizar operaciones servicio para todas las funciones del equipo de manera confortable [12].

A través del interface de servicio serie es igualmente posible comunicarse con el equipo por medio de un ordenador personal utilizando DIGSI. Este interface es especialmente apropiado si se requiere mantener un cable fijo del equipo con un PC o para las operaciones vía un modem.

A través del interface de sistema serie se puede transmitir todos los datos del equipo hacia un equipo central de evaluación o un sistema de control. Según la aplicación, este interface puede estar previsto para diferentes medios físicos y diferentes protocolos de transmisión.

3.1.6 Comunicación.

Se dispone de interfaces serie para la comunicación con sistemas externos de operación, de mando o memorización.

Un conector DSUB de 9 polos en el panel frontal sirve para establecer una comunicación local con un ordenador personal. Por este interface de operación y mediante el software DIGSI se pueden efectuar todas las operaciones de servicio y evaluación, tales como la determinación y modificación de parámetros de configuración y ajuste, configuración de funciones lógicas definidas por el usuario, lectura de avisos de operación y de perturbación, control de estado del equipo y de los valores de medida, introducción de órdenes de mando.

El interface de servicio puede ser utilizado como interface RS232 o RS485 y permite una comunicación vía modem. De esta manera, es posible efectuar operaciones de servicio desde un puesto remoto utilizando un PC y el software DIGSI, por ejemplo cuando se debe operar con diversos equipos desde un PC central.

El interface de sistema sirve para la comunicación entre el equipo y un sistema de control. Este también puede ser utilizado como interface RS232 o RS485, o fibra óptica.

3.1.7 Alimentación.

Las unidades mencionadas están alimentadas por una fuente de alimentación con la potencia necesaria para los diferentes niveles de tensión. Las interrupciones breves de la tensión de alimentación que pueden aparecer durante un cortocircuito en el sistema de alimentación de tensión auxiliar de la instalación son absorbidas en general por un condensador acumulador.

3.2 PROPIEDADES GENERALES.

- Sistema microprocesador de 32 bit de alta potencia.
- Tratamiento digital completo de los valores de medida y control desde el proceso de muestreo y digitalización de las magnitudes de medida hasta la decisión de cierre o disparo de los interruptores de potencia.

- Aislamiento galvánico íntegro y libre de interferencias entre los circuitos internos de elaboración y los circuitos de medida, control y alimentación de la instalación mediante transformadores de medida, módulos de entrada/salida binarios o rectificadores de corriente continua.
- Amplio número de funciones, todas las normalmente requeridas para la protección de línea.
- Posibilidad de transmisión de señales binarias para esquemas de teleprotección con control permanente para fallos, interrupciones y divergencias de los tiempos de transmisión en la red de comunicación con una adaptación automática a los tiempos de ejecución.
- Sistema de protección de distancia para máximo 3 extremos.
- Operaciones de servicio fáciles mediante el panel frontal integrado o mediante un PC conectado utilizando software DIGSI.
- Memorización de avisos de perturbación como también de los valores instantáneos para una perturbografía.

3.3 FUNCIONES.

3.3.1 Protección de distancia

La protección de distancia es la función principal del equipo. Se caracteriza por su alta exactitud de medida y la capacidad de adaptarse a las condiciones dadas del sistema de potencia.

a) Detección de fallas a tierra.

Un elemento importante en la identificación de fallas es la detección de una falla a tierra, ya que la validez de las impedancias de lazo para la determinación de la distancia a la falla y la forma de las características de la zona de distancia son influenciadas de manera importante, si se trata de una falla a tierra o no. El 7SA6 dispone de una detección de corriente a tierra estabilizada, una comparación de corrientes con los sistemas de componentes simétricos homopolar/secuencia negativa, así como de una detección de tensión homopolar.

En la detección de la corriente a tierra se supervisa la onda fundamental de la suma de las corrientes de fase filtradas numéricamente, para detectar si sobrepasa un valor ajustado (parámetro 3I0>). La función está estabilizada contra reacciones erróneas que pueden resultar

por asimetrías en las corrientes operativas y por las corrientes de error en los circuitos secundarios de los transformadores de corriente durante cortocircuitos sin tierra: el umbral de arranque real se incrementa automáticamente a medida que se incrementan las corrientes de fase. El valor de reposición es aproximadamente 95% del valor de arranque.

Con la detección de tensión homopolar se supervisa mediante un filtro digital la onda fundamental de la tensión homopolar ($3U_0$) para identificar si excede un valor umbral ajustado. El valor de reposición es aproximadamente 95% del valor de arranque. En redes puestas a tierra ($3U_0 >$) la tensión homopolar puede ser utilizada como criterio adicional de fallas a tierra.

b) Arranque.

El arranque tiene la tarea de detectar un estado defectuoso en la red e iniciar todos los procedimientos necesarios para el despeje de la falla de manera selectiva:

- Inicio de las temporizaciones para los escalones finales direccionales y no direccionales.
- Determinación de los lazos de medida con falla(s).
- Autorización del cálculo de impedancia y determinación direccional.
- Autorización de la orden de disparo.
- Inicio de las funciones adicionales.
- Aviso/señalización de la fase con falla.

El relé de protección de distancia 7SA6 dispone, según la versión el equipo, de una variedad de procedimientos de arranque de los cuales puede seleccionarse el más adecuado a las condiciones de la red en consideración.

c) Arranque por sobreintensidad.

El arranque por sobrecorriente es un procedimiento de detección de fallas selectivo por fase. Después del filtrado digital, se comparan las corrientes de cada fase con un valor umbral determinado. Se genera una señal de salida para la(s) fase(s) en las que se excedió el valor umbral. Se señalizan las fases con arranque. También se indica una falla a tierra, si esta es detectada.

Se produce una reposición del arranque, cuando el valor de reacción disminuye aproximadamente el 95%.

d) Cálculo de impedancia.

Para cada uno de los seis posibles lazos de fase L1-E, L2-E, L3-E, L1-L2, L2-L3, L3-L1 se dispone de un sistema de medida de impedancia. Los lazos fase-tierra son válidos siempre que exista una detección de falla a tierra y la corriente de la fase afectada sea mayor que un valor mínimo ajustable $I_f >$. Los lazos fase-fase son válidos si es que las corrientes de las dos fases afectadas son mayores que el valor mínimo $I_f >$.

El cálculo de los lazos fase-fase no se lleva a cabo mientras una de las fases afectadas este desconectada, para evitar un cálculo erróneo con los valores indefinidos momentáneos.

La impedancia de la línea se calcula por lo tanto con

$$Z_L = \frac{U_{L1-E} - U_{L2-e}}{I_{L1} - I_{L2}} \quad (3.1)$$

Esto para un lazo con cortocircuito bifásico L1- L2 como se observa en la Figura 3.1.

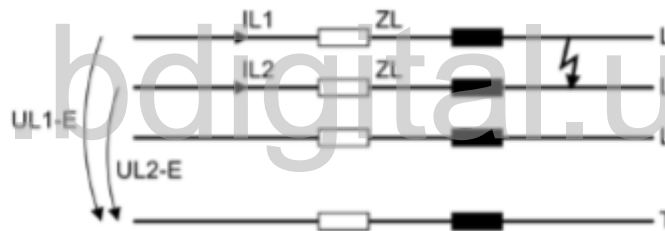


Figura 3.1 Cortocircuito en un lazo fase-fase [12].

Para el cálculo de un lazo fase-tierra se debe tener en cuenta que la impedancia del circuito de retorno de tierra, en general, no coincide con la impedancia de la fase. Observar la Figura 3.2.

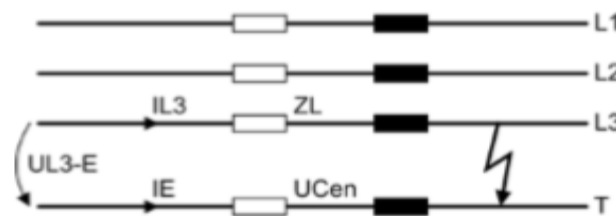


Figura 3.2 Cortocircuito en un lazo fase-tierra [12].

Desde el lazo afectado

$$U_{L3-E} = I_{L3} \cdot (R_L - jX_L) - I_E \cdot \left(\frac{R_E}{R_L} \cdot R_L + j \frac{X_E}{X_L} \cdot X_L \right) \quad (3.2)$$

Aquí los factores R_E/R_L y X_E/X_L solo depende de las constantes de la línea y ya no de la distancia de la falla.

Un detector de saltos sincroniza todas las operaciones de cálculo con el inicio de la falla. Si durante la evaluación ocurre una nueva falla, se calcula inmediatamente con los nuevos valores de medida. Por lo tanto, siempre se efectúa la evaluación con los valores de medida del estado actual de la falla.

e) **Característica poligonal.**

La protección de distancia posee una característica de disparo poligonal, las cuales se dividen en zonas de operación. Hay en total, para cada lazo de impedancia en falla, cinco zonas independientes y una zona controlada. La figura 3.3 muestra la forma de los polígonos como ejemplo. En dicho ejemplo el polígono para la primera zona esta sombreado como zona direccional hacia adelante. La tercera zona está representada como zona direccional hacia atrás.

De forma general, el polígono se define como un paralelogramo cortado por los ejes R y X, con un ángulo de inclinación φ_{Dist} . Un cono de carga con los parámetros R_{Carga} y φ_{Carga} puede recortar del polígono el sector de la impedancia de carga. Las secciones de los ejes R y X pueden ser ajustadas individualmente para cada zona; φ_{Dist} , R_{Carga} y φ_{Carga} son comunes para todas las zonas. El paralelogramo es simétrico, en lo que se refiere al origen del sistema de coordenadas R-X, sin embargo, la característica direccional limita el rango del disparo a los cuadrantes deseados.

Las secciones R pueden ser ajustadas por separado para fallas fase-fase y para falla fase-tierra, para lograr en caso necesario una tolerancia mayor de la resistencia de faltas a tierra.

Para la primera zona Z1 existe además una sección ajustable α , que puede usarse para prevenir el sobrealcance resultante de la variación del ángulo y/o cortocircuitos alimentados bilateralmente en una resistencia de falla. No existe esta sección para Z1B y las zonas superiores.

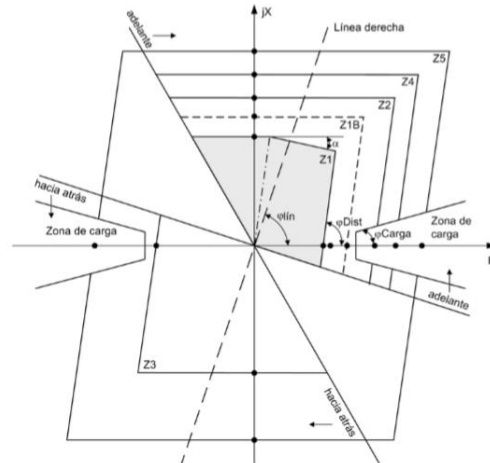


Figura 3.3 Característica poligonal.

Igualmente, se usa para cada lazo un vector de impedancia para determinar la dirección del cortocircuito. Aquí se trata normalmente de Z_L similar al cálculo de distancia. Según la calidad de las magnitudes de medida, se utilizan diferentes procedimientos de cálculo. Inmediatamente después del inicio de la falla, la tensión de cortocircuito es distorsionada por transitorios, por consiguiente, se usa en esta situación la tensión memorizada antes del inicio de la falla. Si la tensión de cortocircuito estacionaria (durante una falla cercana) es también demasiado pequeña para una determinación direccional, se utiliza una tensión ajena al cortocircuito. Esta tensión, teóricamente se encuentra, tanto para los lazos fase-tierra como para los lazos fase-fase, vertical a las tensiones efectivas de cortocircuito, lo cual se tiene en cuenta en el cálculo del vector direccional mediante un giro de 90° .

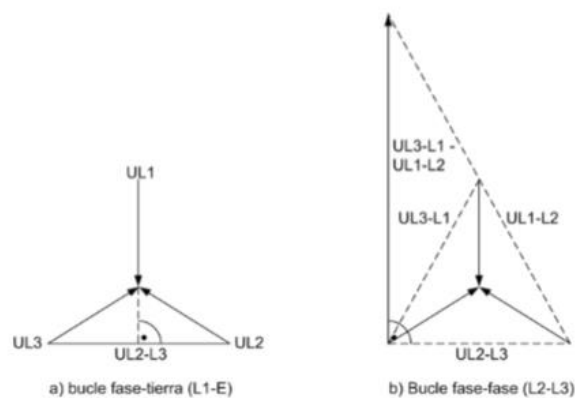


Figura 3.4 Determinación direccional de tensiones ajenas al cortocircuito.

Si para la determinación direccional no se dispone ni de una tensión actual suficiente ni de una tensión memorizada, se elige la dirección **adelante**. En la práctica esto solamente puede ocurrir cuando el interruptor cierra sobre una línea no energizada, y hay una falla en esta línea (por ejemplo, cierre de una línea puesta a tierra).

Ya que cada zona puede ser ajustada: **adelante**, **atrás** o **no direccional**, se han previsto para **adelante** y **atrás** distintas características direccionales (reflejadas simétricamente). Una zona no direccional no tiene curva característica direccional. En este caso se aplica a la totalidad de la zona de disparo.

Utilizando el modo de arranque I, las impedancias calculadas a partir de los lazos determinados como válidos, serán asignadas después de un arranque a las características fijadas para cada zona de distancia. Para evitar señales inestables en los bordes de un polígono, las características tienen una histéresis de aproximadamente el 5%, es decir, tan pronto como se ha determinado que la impedancia de la falla se encuentra dentro del polígono, los límites son aumentados en un 5% en todas las direcciones.

3.3.2 Protección de sobrecorriente.

El equipo 7SA6 dispone de una protección de sobrecorriente que se puede emplear opcionalmente como protección de sobrecorriente de respaldo o como protección de sobrecorriente de emergencia. Todos los escalones son independientes entre sí y pueden ser combinados libremente.

Mientras que la protección de distancia solo puede funcionar correctamente si están disponibles para el equipo las tensiones y corrientes, la protección de sobrecorriente de emergencia requiere únicamente de las corrientes. La función se activa automáticamente cuando se pierden las señales de tensión por ejemplo debido a un cortocircuito o a una interrupción de los circuitos secundarios de los transformadores de tensión. Por consiguiente, el funcionamiento de emergencia reemplaza a la protección de distancia como una protección contra cortocircuito si se detecta la pérdida de las tensiones de medida, mediante una de las siguientes condiciones:

- Activación de la supervisión de la tensión de medida interna.
- Si se recibe la señal “Fallo del interruptor de protección del transformador de tensión” vía entrada binaria, indicando que se ha perdido la señal de la tensión medida.

La protección de distancia se bloquea inmediatamente si surge una de estas condiciones y se activa el funcionamiento de emergencia.

Si se configura la protección de sobrecorriente como protección de sobrecorriente de respaldo, esta funciona independientemente de las otras funciones de protección y supervisión, y por lo tanto independientemente también de la protección de distancia. Esta función podría usarse, por ejemplo, como la única protección contra cortocircuitos en caso que los transformadores de tensión no estén disponibles todavía, durante una puesta en servicio inicial.

Para la protección de sobrecorriente hay un total de cuatro escalones para las corrientes de fase y cuatro escalones para las corrientes a tierra, es decir:

- Dos escalones de sobrecorriente con una característica de tiempo definido (protección S/I t.def).
- Un escalón de sobrecorriente con característica de tiempo inverso (protección S/I t.inv.).
- Un escalón adicional de sobrecorriente, el cual se usa preferentemente como protección de zona muerta, pero puede usarse también como escalón adicional de tiempo definido.

Estos cuatro escalones son independientes uno del otro y pueden ser combinados libremente. Es posible efectuar un bloqueo con criterios externos mediante entradas binarias, así como un disparo (no retardado) rápido. Además, al efectuar un cierre de la línea a proteger sobre una falla, es posible activar cualquier escalón, o también varios, para efectuar un disparo sin retardo. Si no se requieren todos los escalones, entonces se desactivan los que no sean necesarios ajustando el umbral de arranque correspondiente con ∞ .

a) **Magnitudes de medida.**

Las corrientes de fase se conducen al equipo a través de los transformadores de medida de entrada. La corriente de tierra $3 \cdot I_0$ es medida directamente o calculada de las corrientes de fase, dependiendo de la variante de pedido y la utilización de la cuarta entrada de corriente I_4 del equipo.

Conectando I_4 al neutro del grupo de transformadores de corriente, se obtienen directamente la corriente a tierra como magnitud de medida.

3.3.3 **Control de sincronismo.**

El control de sincronismo comprueba durante la conexión de una salida de línea a una barra, si esta operación de cierre es permitida y puede ser efectuada sin peligro para la estabilidad de la red. Aquí se verifica si a tensión de la salida de a línea a conectar, coincide en su amplitud posición de fase y frecuencia, con la tensión de la barra dentro de los límites determinados. Alternativamente se comprueba el estado sin tensión d la salida de la línea antes de efectuarse el cierre a una barra que se encuentra bajo tensión (o viceversa).

El control de sincronismo puede ser efectuado opcionalmente solo para reenganche automático o solo para cierre manual o cierre desde el control o para ambos casos. También se puede parametrizar diferentes criterios de autorización para el cierre automático y el cierre manual.

a) Descripción funcional.

Para comparar las dos tensiones, la función de control de sincronismo utiliza las tensiones U_{si1} y U_{si2} . Si los transformadores de tensión para las funciones de protección U_{si1} están conectados a la salida de la línea, entonces U_{si2} debe ser conectada a una tensión de barra.

Por el contrario, si los transformadores de tensión para las funciones de protección U_{si1} están conectados a la barra, entonces U_{si2} debe ser conectada a una tensión de a salida de la línea. U_{si2} puede ser cualquier tensión fase-tierra o fase-fase.

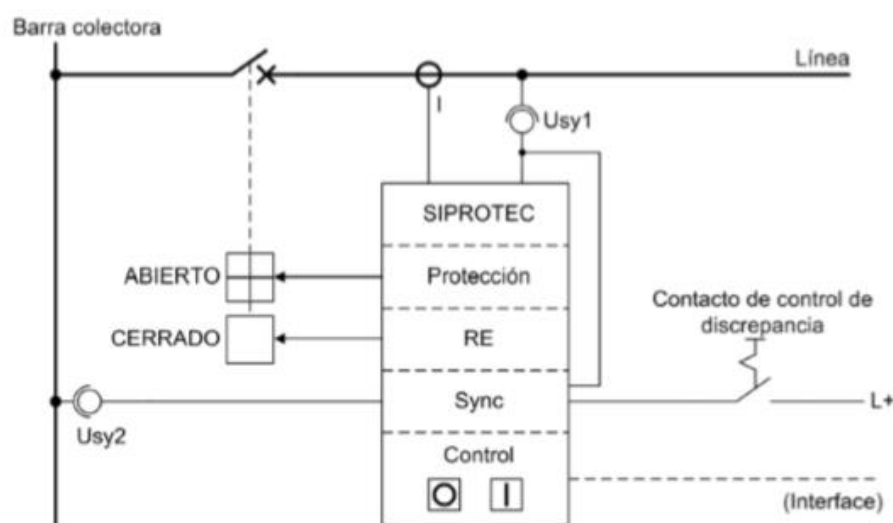


Figura 3.5 Control de sincronismo para operación de cierre [12].

La función de control de sincronismo en el 7SA6 opera normalmente en interacción con las funciones integradas de reenganche automático, de cierre manual, y la función de control del equipo.

Además, se pueden efectuar operaciones de cierre tanto bajo condiciones de red síncronas, asíncronas o ambas. Un cierre bajo condiciones de red síncronas significa que la orden de cierre se autoriza tan pronto como los valores característicos (diferencia de valor absoluto de tensión **U_{dif}** o **CM U_{dif}**, diferencia de ángulo **PH_{dif}** o **CM PH_{dif}** y diferencia de frecuencia **F_{dif}** o **CM F_{dif}**) se encuentran dentro de las tolerancias ajustadas. Para un cierre bajo condiciones de red asíncronas, el equipo calcula el instante adecuado para generar la orden de cierre considerando la diferencia de ángulo **PH_{dif}** o **CM PH_{dif}** y la diferencia de frecuencia **F_{dif}** o **CM F_{dif}** de tal manera que la diferencia de ángulo de las tensiones (entre la barra y la línea) será prácticamente 0° en el momento que se cierran los contactos primarios del interruptor. Para este objetivo se debe parametrizar en el equipo el tiempo de reacción del interruptor durante una operación de cierre.

La función de control de sincronismo se activa solamente cuando es requerida desde otra función. Para esto existen diferentes posibilidades:

- Requerimiento de medida desde reenganche automático interno. Si la función de reenganche automático está configurada adecuadamente, la señal de requerimiento se conduce en forma interna.
- Requerimiento de medida de un equipo de reenganche externo.
- Requerimiento de medida de la detección de cierre manual. La detección de cierre manual de la función de control central efectúa un requerimiento de medida, si es que esta posibilidad ha sido configurada en los datos de instalación.
- Requerimiento de medida de una orden de cierre externa.
- Requerimiento de medida de la función de control integrada mediante teclas de control o mediante interface serie desde un PC con DIGSI o desde una unidad central.

Para la verificación de las condiciones de autorización se dispone de un tiempo límite ajustable de supervisión de sincronismo **T_{sinc max}**. Dentro de este periodo de tiempo, se deben cumplir con todas las condiciones parametrizadas. De lo contrario, no se efectúa ninguna verificación

de sincronismo. Una nueva verificación de sincronismo solo es posible mediante un nuevo requerimiento de medida.

Después de un requerimiento de medida, el equipo señala mediante avisos, si es que alguna condición de sincronismo no ha sido cumplida, es decir, si la diferencia de tensión **Udif** o **CM Udif**, la diferencia de frecuencia **Fdif** o **CM Fdif** o la diferencia de ángulo **PHIdif** o **CM PHIdif** se encuentran fuera de los límites admisibles. Condición para generar estos avisos es que ambas tensiones se encuentren dentro del campo de trabajo de la función de sincronismo. Si no se cumplen las condiciones de sincronismo para una orden de cierre solicitada por la función de control integrada, esto se interpreta como una cancelación de la orden.

b) Modos de funcionamiento.

- Para el control de cierre con reenganche automático se puede seleccionar uno de los siguientes modos de funcionamiento:
 - ✓ RE SINCRONISMO: Autorización con sincronismo, es decir, cuando los valores característicos **Udif**, **Fdif**, **PHIdif** determinantes para el sincronismo se encuentren dentro de los límites ajustados.
 - ✓ RE Usi1<Usi2>: Autorización para punto de medida Usi1< (sin tensión) y punto de medida Usi2> (con tensión).
 - ✓ RE Usi1>Usi2<: autorización para punto de medida Usi1> (con tensión) y punto de medida Usi2< (sin tensión).
 - ✓ RE Usi1<Usi2<: autorización para punto de medida Usi1< (sin tensión) y punto de medida Usi2< (sin tensión).
 - ✓ CIERR.SIN PRUEB: Autorización sin verificación de sincronismo (Cierre directo).
- Para el control de cierre con cierre manual se puede seleccionar uno de los siguientes modos de funcionamiento.
 - ✓ CM SINCRONISMO: Autorización con sincronismo, es decir, cuando los valores característicos **CM Udif**, **CM Fdif**, **CM PHIdif** determinantes para el sincronismo se encuentren dentro de los límites ajustados.

- ✓ CM Usi1<Usi2>: Autorización para punto de medida Usi1< (sin tensión) y punto de medida Usi2> (con tensión).
- ✓ CM Usi1>Usi2<: autorización para punto de medida Usi1> (con tensión) y punto de medida Usi2< (sin tensión).
- ✓ CM Usi1<Usi2<: autorización para punto de medida Usi1< (sin tensión) y punto de medida Usi2< (sin tensión).
- ✓ CM SIN PRUEB: Autorización sin verificación de sincronismo (Cierre directo).

Cada una de estas condiciones puede ser habilitada o deshabilitada individualmente;

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO IV

SOFTWARE Y CÁLCULOS PARA LA CONFIGURACIÓN DEL TERMINAL DE PROTECCIÓN.

En el presente capítulo se muestran los cálculos necesarios para la configuración del terminal de protección de distancia Siemens 7SA612 en la línea de transmisión 115 kV S/E Monay – S/E Cemento Andino, extremo S/E Monay, además del software DIGSI en el cual se introducen los datos.

4.1 SOFTWARE DIGSI

DIGSI es un software utilizado por la empresa Siemens para la programación de equipos de protección, se ejecutan bajo ambiente Windows y es compatibles con cualquier versión de este sistema operativo a partir de Windows XP, el software presenta un diseño que proporciona su fácil acceso y manejo para la configuración de todos los equipos. A continuación, se mostrara detalladamente como crear un proyecto y configurar el terminal de protección Siemens 7SA612. Una vez instalado el software y entrado en él aparecerá la pantalla inicial del programa como se observa en la Figura 4.1

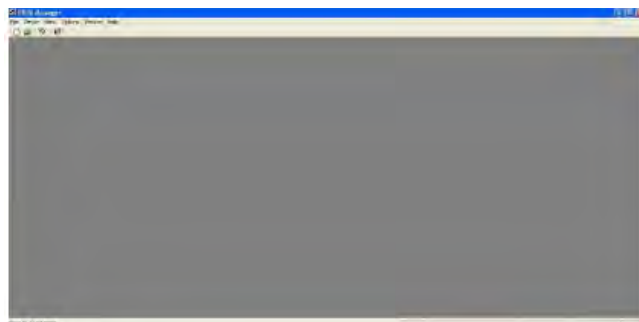


Figura 4.1 Ventana principal

Luego, se observa la barra de menú de la parte superior izquierda y se despliega la opción *File*, en la cual se encontraran las opciones de crear un nuevo proyecto, abrir proyectos ya guardados como también borrar los que ya no se usan. Haciendo clic en crear un nuevo proyecto o *New*, aparecerá la ventana que se muestra en la Figura 4.2 con el nombre de *New Project*, en el cual solo se debe colocar el nombre del proyecto y seguidamente dar OK para continuar.

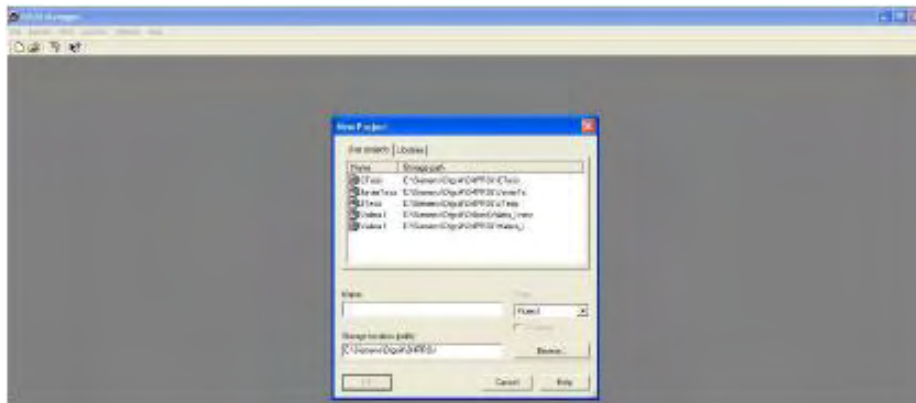


Figura 4.2 Nombre del proyecto.

Seguidamente aparecerá la ventana que se muestra en la Figura 4.3, dando doble clic en *Folder* se creará el icono que permite configurar el terminal con los ajustes correspondientes y las funciones a trabajar.

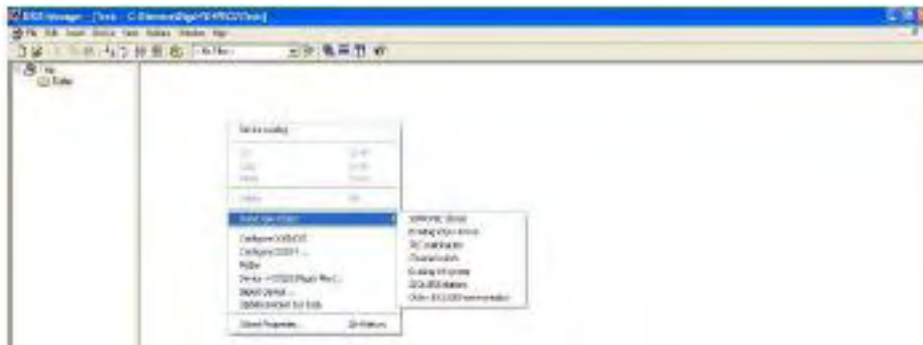


Figura 4.3 Crear SIPROTEC Device.

Luego, haciendo clic derecho en el espacio en blanco aparece el cuadro de texto de la figura anterior, con el cursor en *Insert New Object* se despliegan otras opciones, en la cual aparece en *SIPROTEC Device*. Al hacer clic en *SIPROTEC Device*, aparecerá un cuadro de texto con el *Device Catalog*, que muestra todos los terminales disponibles del Siemens, se busca el terminal en estudio 7SA612, y se despliega las opciones que aparecen en la Figura 4.4

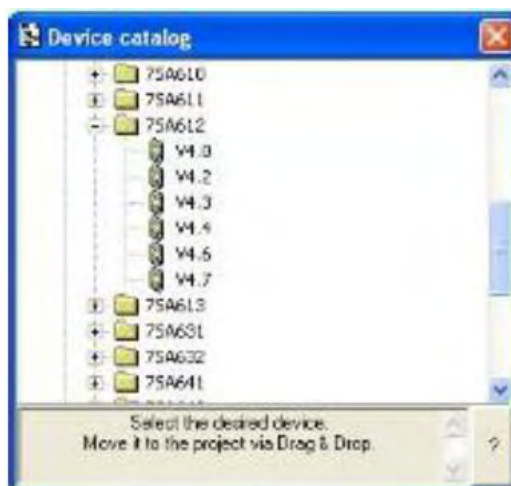


Figura 4.4 *Device catalog.*

Para poder saber que versión escoger, se debe manipular el relé, es decir, se alimenta y se enciende, con la ayuda de la pantalla frontal se busca la versión del *firmware* que tiene el equipo. Una vez conocida la versión que para este caso es 4.6, se selecciona y se arrastra la versión hasta la pantalla en blanco que aparece detrás del cuadro de texto y aparecerá la ventana de la Figura 4.5.

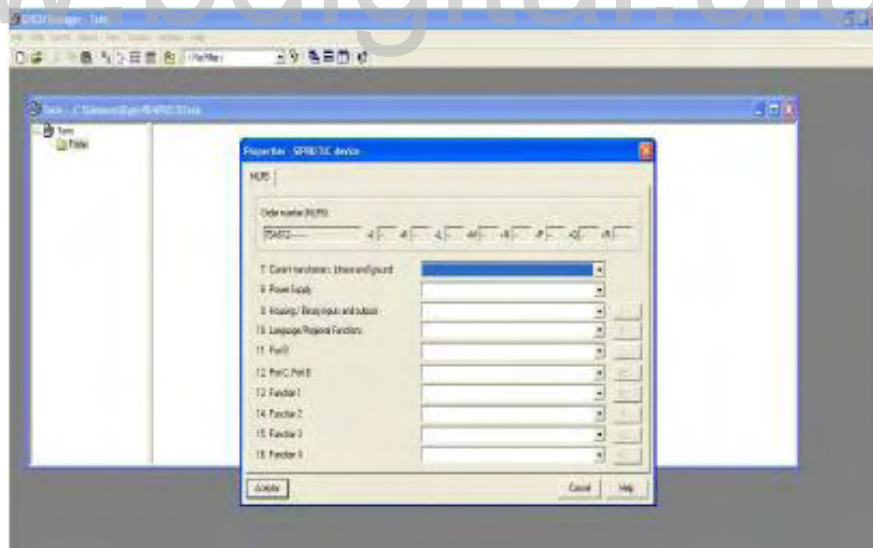


Figura 4.5 MLFB.

El cuadro que aparece solicita los datos de la MLFB del equipo, el cual se puede encontrar en el lateral izquierdo. La MLFB significa “Denominación del equipo legible a máquina”, esta denominación corresponde al número de pedido, en él están codificados el tipo y la versión del

equipo. Además, la corriente de los transformadores de medida por fase y tierra, la tensión de alimentación, la carcasa, es decir, el alojamiento que debe tener el equipo, el número de entradas y salidas binarias, preajustes específicos según la región/funciones previstas y preajustes de idioma, funciones de protección, entre otras.

Completado el recuadro de la MLFB se da clic en aceptar y se crea la ventana de la Figura 4.6 donde aparece como registrado el equipo con las características ya especificadas anteriormente en la parte superior izquierda con el icono del dispositivo. Haciendo doble clic sobre el icono aparece el recuadro de la Figura 4.6 en el que pregunta de qué manera se desea trabajar la conexión del equipo para su configuración, ya sea de manera *Offline* sin necesidad de conectar con el equipo o *Direct* a través del cable RS232.

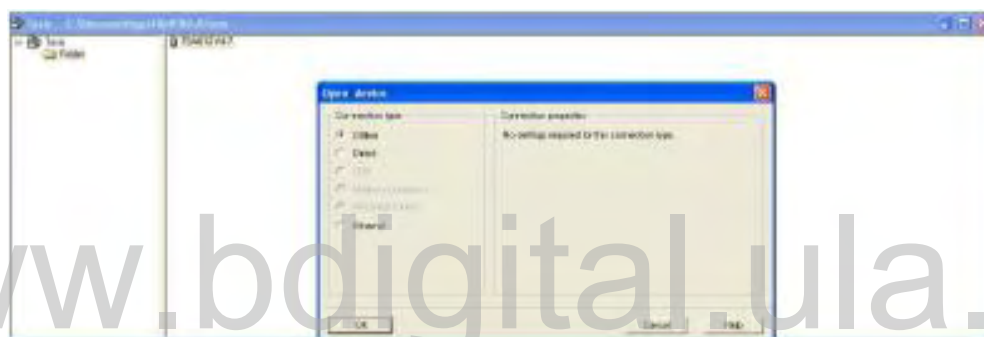


Figura 4.6 Conexión.

Posteriormente seleccionada la manera de como configurar el relé se presiona OK y aparece la ventana de la Figura 4.7, en el cual se observan los ajustes, mediciones, anuncios y registros de las oscilografías. Al hacer clic en *Settings* se despliegan las opciones de la parte derecha siendo este el menú principal de ajustes.



Figura 4.7 Menú principal.

Dentro de los ajustes se cuenta con la opción de *Device Configuration*, que permite activar o desactivar las funciones que el equipo ofrece, haciendo el fácil acceso a las siguientes pestañas. Como se observa en la Figura 4.8, se encuentran habilitadas unas de las funciones en estudio como lo son la No 0124, 0126, 0131, y 0135.

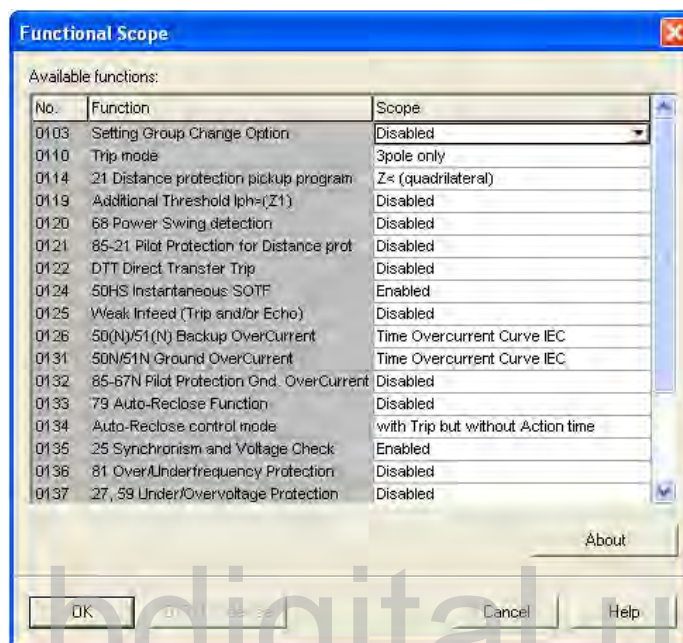


Figura 4.8 Device Configuration.

El *Masking* es la elección siguiente del *Device configuration* Figura 4.9, éste ayuda a relacionar las entradas y las salidas binarias del equipo con la lógica de configuración, y así lograr la conexión de este con la línea a proteger. Además de agregar cualquiera de dichas funciones a que se muestran en la parte frontal del equipo al momento de alguna falla mediante LEDs.

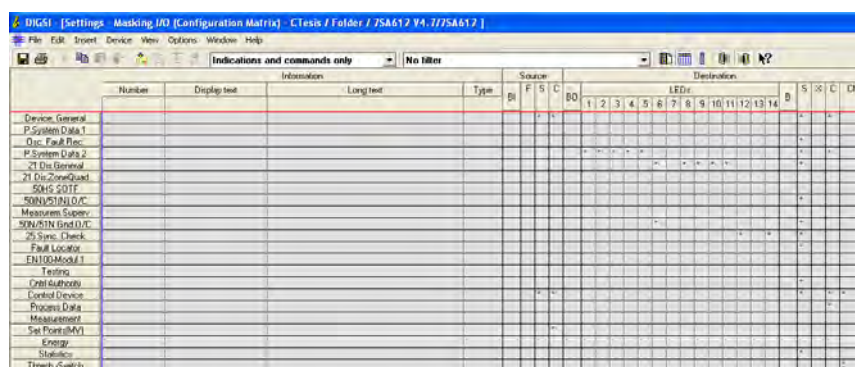


Figura 4.9 Masking.

En la siguiente figura muestra el *Power System Data 1*, donde se agregan los valores nominales del sistema a conectar el equipo, como valores primarios y secundarios de los transformadores de corriente y tensión, frecuencia, la secuencia de fases, entre otros.

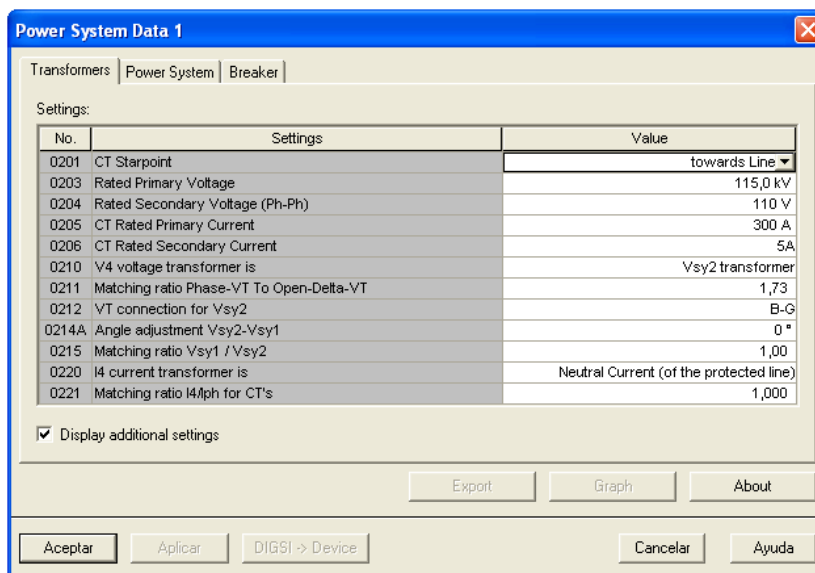


Figura 4.10 Power System Data 1.

Luego en la posterior opción se habilitan las funciones a ejecutar como se muestra en el *Device Configuration*, en la pestaña de *Setting Group A* aparecerán solo dichas funciones activadas anteriormente y así poder introducir los parámetro requeridos en cada función.

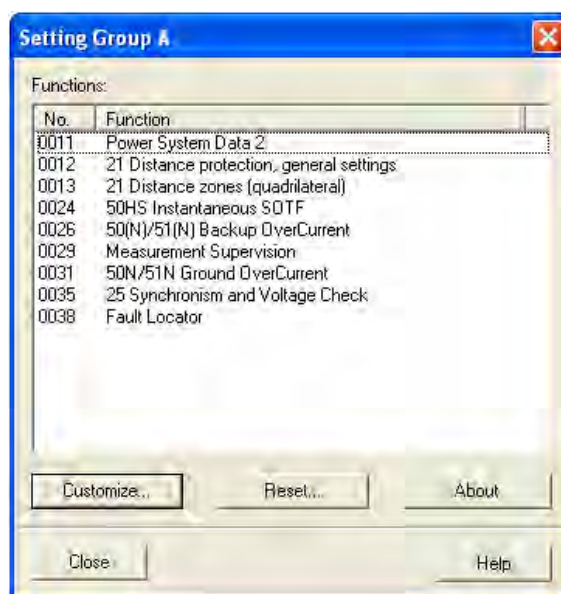


Figura 4.11 Setting Group A.

4.2 DESCRIPCION DEL SISTEMA

Se cuenta con una línea de transmisión de 4.74 Km de distancia, con una tensión nominal de 115 kV la cual conecta a las subestaciones Monay y Cemento Andino con una derivación entre ella de la subestación Plata Monay, ubicadas en el estado Trujillo. En la Figura 4.12 se muestra el diagrama unifilar de las subestaciones conectadas a través de esta línea.

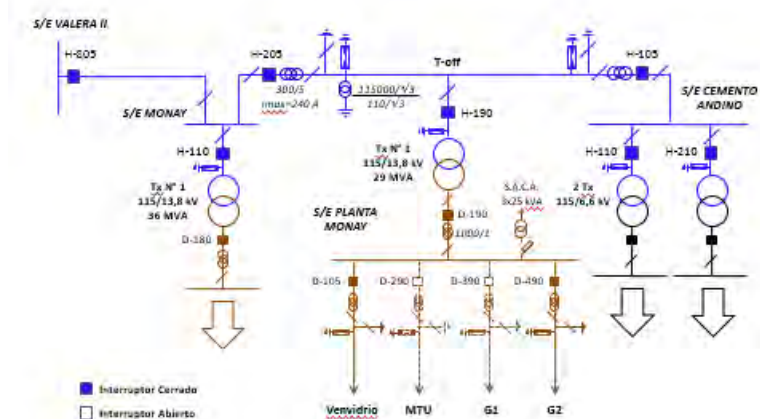


Figura 4.12 Diagrama Unifilar S/E Monay – S/E Cemento Andino.

A continuación se muestran los datos necesarios para realizar los ajustes del terminal de protección Siemens 7SA612, dichos datos son proporcionados por la empresa CORPOELEC.

Tabla 4.1 Datos del sistema.

Parámetro	Valor	Unidad
Longitud de la línea	4,74	km
Impedancia de secuencia positiva	0.815+j2,449	Ω -p
Impedancia de secuencia cero	2,37 + j7,623	Ω -p
Voltaje nominal	115	kV
Corriente Nominal	200	A
Máxima corriente de carga	240	A
Relación del transformador de tensión	115000/110	
Relación del transformador de corriente	300/5	

Donde Ω -p se refiere a la impedancia vista desde el lado primario.

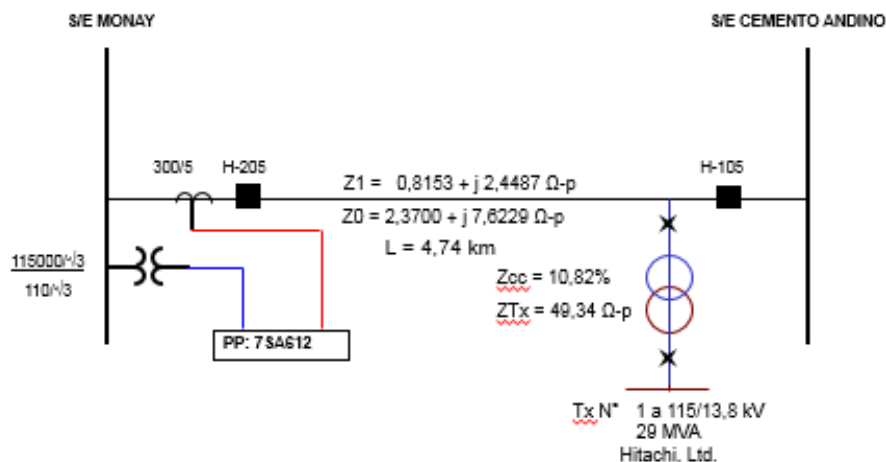


Figura 4.13 Esquema de protección Línea Monay – Cemento Andino.

La impedancia de la línea expresada en Ω/km se calcula de la siguiente manera:

$$Z_L = \frac{(0,815 + j2,449) \Omega - p}{4,74 \text{ km}} = 0,172 + j0,517 \Omega - p/km$$

$$Z_L = 0,0098 + j0,0296 \Omega - s/km$$

El factor de compensación homopolar también es un parámetro importante y se calcula mediante la expresión 4.1:

$$K_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} \quad (4.1)$$

$$K_0 = \frac{(2,37 + j7,6229) - (0,8153 + j2,4487)}{(0,8153 + j2,4487)} = 2,0934 \angle 1,6913^\circ$$

4.2.2 Criterios de ajustes.

Todos los valores de las impedancias que se deben introducir en el relé deben ser valores secundarios, es por ellos que se debe hacer la transformación de valor primario a secundario mediante la siguiente ecuación:

$$U_z = \frac{RTP}{RTC} \quad (4.2)$$

$$U_z = \frac{115000/110}{300/5} = 17,42$$

$$Z_{SEC} = \frac{Z_{PRI}}{U_z} (\Omega - S) \quad (4.3)$$

Donde:

U_z : Relación de transformación.

RTP: Relación de transformación de tensión.

RTC: Relación de transformación de corriente.

4.3 AJUSTE DE FUNCIONES

A continuación se presentan cada uno de los ajuste necesarios para la configuración del terminal de protección Siemens 7SA612, junto con los criterios que se deben tomar según la función en estudio.

4.3.1 Protección de distancia (Función 21)

Tabla 4.2 Criterio de ajuste de la Función 21.

Zona	Criterio	Tiempo de operación	
I	$Z_1 = 100\%Z_L + 25\%Z_{TX}$	0 segundos	(4.4)
II	$Z_2 = 100\%Z_L + 100\%Z_{TX}$	0,4 segundos	(4.5)

✓ Zona I

$$Z_1 = 100\%(0.815 + j2.449) + 25\% \cdot j49.34$$

$$Z_1 = 0.815 + j14.784 \Omega - p$$

$$Z_1 = 0.047 + j0.849 \Omega - s$$

✓ Zona II

$$Z_2 = 100\%(0.815 + j2.449) + 100\% \cdot j49.34$$

$$Z_2 = 0.815 + j51.789 \Omega - p$$

$$Z_2 = 0.047 + j2.973 \Omega - s$$

Ambos valores para cada zona son necesarios transformarlos en $\Omega - s$ (Ohm-secundarios) por medio de la relación de transformación U_z , requisito solicitado por el programa DIGSI para realizar los ajustes.

Alcances

Zona I: 100% Z_L (Monay - Cemento Andino) + 25% Z_{TX} (Planta Monay)

Zona II: 100% Z_L (Monay - Cemento Andino) + 100% Z_{TX} (Planta Monay)

En la Figura 4.14 se pueden observar las zonas de protección una vez que se introducen los valores al programa DIGSI, adoptando la característica cuadrilateral.

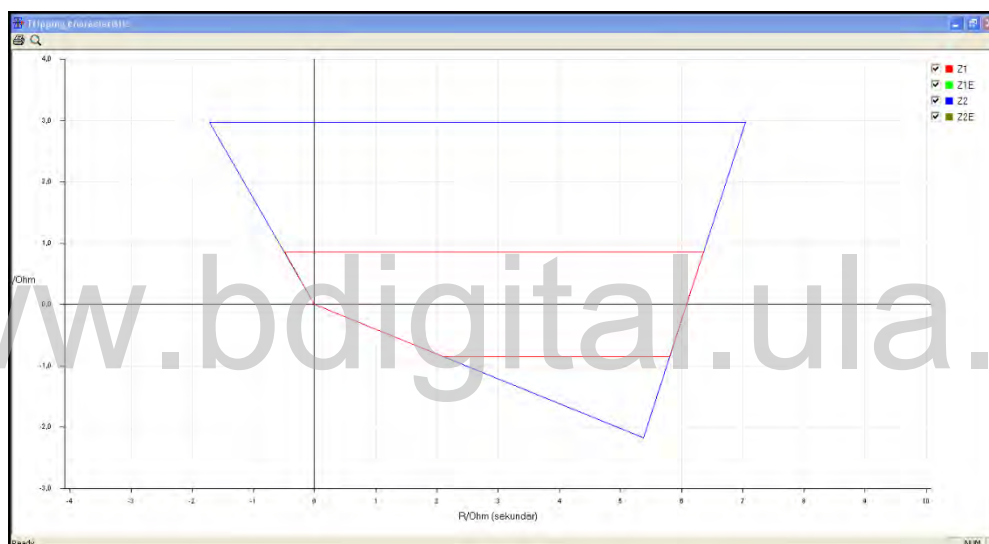


Figura 4.14 Zonas de protección. Programa DIGSI

Corriente mínima de fase

Esta corriente se ajusta 8% de la corriente mínima de cortocircuito que pueda ocurrir

$$I_f = \frac{8\% \cdot I_{carga}}{RTC} = \frac{8\% \cdot 200}{300/5} = 0.26 A$$

a) Impedancia mínima de carga

Por norma de la empresa CORPOELEC para calcular la impedancia mínima de carga, el voltaje mínimo de operación es el 85% de la tensión nominal y 120% de la corriente nominal de carga por tanto:

$$R_{Loadmin} = \frac{V_{opermin}}{\sqrt{3} \cdot I_{loadmax}} \quad (4.6)$$

Donde:

$R_{Loadmin}$: Resistencia mínima de carga

$V_{opermin}$: Voltaje mínimo de operación

$I_{loadmax}$: Corriente máxima de carga

$$R_{Loadmin} = \frac{0.85 \cdot 115000}{\sqrt{3} \cdot (1.2 \cdot 200)} = 235.15 \Omega - p$$

Transformando el valor de la resistencia mínima de carga a un valor secundario se tiene:

$$R_{Loadmin} = \frac{235.15}{17.42} = 13.5 \Omega - s$$

b) Alcances Resistivos

El ajuste del alcance resistivo se fija al 60% de la resistencia mínima de carga de la línea a proteger, para fallas fase-fase y para fallas fase-tierra se fija para el 80%, su alcance busca evitar errores en la precisión de los equipos de medición y cálculos de impedancia de la línea. Los valores resistivos son calculados mediante las siguientes ecuaciones:

Ajuste del alcance resistivo para fallas entre fases

$$R_F \leq R_{ZFF} \leq 0.6 \cdot R_{Loadmin} \quad (4.7)$$

Lazo Fase - Fase

$$R_{ZFF} = 0.6 \cdot 13.5 = 8.1 \Omega - s$$

Ajuste del alcance resistivo para fallas a tierra

$$R_F \leq R_{ZFE} \leq 0.8 \cdot R_{Loadmin} \quad (4.8)$$

Lazo Fase – Tierra

$$R_{ZFF} = 0.8 \cdot 13.5 = 10.8 \Omega - s$$

4.3.2 Protección Sobrecorriente Direccional a Tierra (Función 67N)

Esta función será habilitada como respaldo de la función 21, operando en dirección hacia adelante con la curva ANSI Inversa Normal y Dial de tiempo 4. Para la operación de la función de Sobrecorriente direccional a tierra es necesaria una corriente de arranque la cual según los criterios usados por la empresa CORPOELEC es del 45% de la corriente de carga como se expresa en la ecuación 4.9:

$$I_{Arrq} = 45\% \cdot I_{carga} \quad (4.9)$$

$$I_{Arrq} = 45\% \cdot 200 = 90 \text{ A} - p$$

Transformando a valores secundarios se tiene:

$$I_{Arrq} = \frac{90}{300/5} = 1.5 \text{ A} - s$$

4.3.3 Función de cierre contra falla (50HS)

El valor de corriente de cortocircuito que produce un arranque en la función se calcula por la expresión (4.10). CORPOELEC usa como criterio que se realice con el 120% de la corriente máxima que circula por la línea de transmisión.

$$I_{Sotf} = \frac{120\% \cdot I_{carga}}{RTC} \quad (4.10)$$

$$I_{Sotf} = \frac{120\% \cdot 200}{300/5} = 4 \text{ A}$$

4.3.4 Función de sincronismo (25)

El control de sincronismo solo puede ser efectivo si se ajustan los siguientes parámetros:

$$V_{min} = \frac{90\% \cdot V_{nom}}{RTP} \quad (4.11)$$

$$V_{max} = \frac{110\% \cdot V_{nom}}{RTP} \quad (4.12)$$

$$\Delta V = \frac{10\% \cdot V_{nom}}{RTP} \quad (4.13)$$

La tensión por debajo de la cual la salida de la línea o la barra pueden ser considerada aceptable se expresa por la ecuación (4.11):

$$V_{min} = \frac{90\% \cdot 115000/\sqrt{3}}{115000/110} = 57.16 V$$

La tensión por encima de la cual la salida de la línea o la barra puede ser considerada aceptable se expresa por la ecuación (4.12):

$$V_{min} = \frac{110\% \cdot 115000/\sqrt{3}}{115000/110} = 69.85 V$$

La diferencia admisible de los valores de tensión se ajusta bajo la ecuación (4.13):

$$\Delta V = \frac{10\% \cdot 115000/\sqrt{3}}{115000/110} = 6.3 V$$

Para el parámetro de frecuencia se ajusta para una diferencia máxima de 0.15 Hz y para la diferencia de ángulo 20°.

4.4 CONFIGURACION EN EL SOFTWARE DIGSI

Setting Group A

Power System Data 2

Tabla 4.3 Ajustes generales.

<i>Power System</i>		
No.	Settings	Value
1103	<i>Measurement: Full Scale Voltage (100%)</i>	115,0 kV
1104	<i>Measurement: Full Scale Current (100%)</i>	200 A
1105	<i>Line Angle</i>	72°
1211	<i>Angle of inclination, distance charact.</i>	72°
1107	<i>P,Q operational measured values sign</i>	not reversed
1110	<i>x'- Line Reactance</i>	0.0296 Ohm/km
1111	<i>Line Length</i>	4,7 km
1120	<i>Zero seq. comp. factor K0 for zone Z1</i>	2,093
1121	<i>Zero seq. comp. angle for zone Z1</i>	1,69°
1122	<i>Zero seq. comp. factor K0, higher zones > Z1</i>	2,093

Tabla 4.3 Ajustes generales (Continuación).

No.	Settings	Value
1123	<i>Zero seq. comp. angle, higher zones > Z1</i>	1,69°
<i>Line Status</i>		
1130A	<i>Pole Open Current Threshold</i>	0,26 A
1131A	<i>Pole Open Voltage Threshold</i>	30 V
1132A	<i>Seal-in Time after ALL closures</i>	0,05 s
1133A	<i>Minimal time for line open before SOTF</i>	0,25 s
1135	<i>RESET of Trip Command</i>	With Pole Open Current Threshold only
1136	<i>Open pole detector</i>	With measurement (V/I, trip, pickup, 52^a)
1140A	<i>CT Saturation Threshold</i>	100,0 A
1150A	<i>Seal-in Time after MANUAL closures</i>	0,30 s
1151	<i>Manual CLOSE COMMAND generation</i>	NO
1152	<i>MANUAL Closure Impulse after CONTROL</i>	< none >

21 Distance protection, general setting

Tabla 4.4 Ajustes de la Función 21.

<i>General</i>		
No.	Settings	Value
1201	<i>21 Distance protection is</i>	ON
1202	<i>Phase Current threshold for dist. meas.</i>	0,26 A
1211	<i>Angle of inclination , distance charact.</i>	72°
1208	<i>Series compensated line</i>	NO
1232	<i>Instantaneous trip after SwitchOnToFault</i>	Inactive
1241	<i>R load, minimum Load Impedance (ph-g)</i>	13,500 Ohm
1242	<i>PHI load, maximum Load Angle (ph-g)</i>	30°

Tabla 4.4 Ajustes de la Función 21(Continuación).

No.	Settings	Value
1244	<i>PHI load, maximum Load Angle (ph-ph)</i>	30°
1357	<i>Z1Benabled before 1 st AR (int. or ext.)</i>	NO
Ground faults		
1203	<i>3I0 threshold for neutral current pickup</i>	0,26 A
1204	<i>3V0 threshold zero seq. voltage pickup</i>	1 V
1207A	<i>3I0>pickup-stabilisation (3I0>/Iphmax)</i>	0,10
1209A	<i>Criterion of ground fault recognition</i>	3I0>OR 3V0>
1221A	<i>Loop selection with 2Ph-G faults</i>	Block leading ph-g loop
Time Delays		
1201	<i>Z1 Condition for zone timer start</i>	With distance pickup
1305	<i>T1-1phase, delay for single phase faults</i>	0,00 s
1306	<i>T1multi-ph, delay for multi phase faults</i>	0,00 s
1315	<i>T2-1phase, delay for single phase faults</i>	0,40 s
1316	<i>T1multi-ph, delay for multi phase faults</i>	0,40 s
1325	<i>T3 delay</i>	1,20 s
1335	<i>T4 delay</i>	∞ s
1345	<i>T5 delay</i>	∞ s
1365	<i>T6 delay</i>	∞ s
1355	<i>T1B-1 phase, delay for single ph. faults</i>	0,00 s
1356	<i>T1B-multi-ph, delay for multi ph. faults</i>	0,00 s

Distance zones (quadrilateral)

Tabla 4.5 Ajuste de las zonas- Función 21.

Zone Z1		
No.	Settings	Value
1301	<i>Operating mode Z1</i>	Forward

Tabla 4.5 Ajuste de las zonas- Función 21. (Continuación)

No.	Settings	Value
1303	<i>X(Z1), Reactance</i>	0,849 Ohm
1304	<i>RG(Z1), Resistance for ph-gnd faults</i>	8,1 Ohm
1305	<i>T1-1phase, delay for single phase faults</i>	0,00 s
1306	<i>T1multi-ph, delay for multi phase faults</i>	0,00 s
1307	<i>Zone Reduction Angle (load compesation)</i>	0°
Zone Z2		
1311	<i>Operating mode Z2</i>	Forward
1312	<i>R(Z2), Resistance for ph-ph faults</i>	8,1 Ohm
1313	<i>X(Z2), Reactance</i>	2,973 Ohm
1314	<i>RG(Z2), Resistance for ph-gnd faults</i>	8,1 Ohm
1315	<i>T2-1phase, delay for single phase faults</i>	0,40 s
1316	<i>T2multi-ph, delay for multi phase faults</i>	0,40 s

50HS Instantaneous SOFT

Tabla 4.6 Ajustes de la Función 50HS.

Settings		
No.	Settings	Value
2401	<i>50HS Instantaneous SOTF-O/C is</i>	ON
2404	<i>50HS SOTF-O/C PICKUP</i>	4,00 A

50(N)/51(N) Backup OverCurrent

Tabla 4.7 Ajustes Función de sobrecorriente.

General		
No.	Settings	Value
2601	<i>Operating mode</i>	ON: always active
2680	<i>Trip time delay after SOTF</i>	0,00 s
51(N)-B		

Tabla 4.7 Ajustes Función de sobrecorriente. (Continuación)

No.	Settings	Value
2640	<i>51-B Pickup</i>	4,00 A
2642	<i>51-B Time Dial</i>	0,40 s
2646	<i>51-B Additional Time Delay</i>	0,00 s
2650	<i>51N-B Pickup</i>	∞ A
2652	<i>51N-B Time Dial</i>	0,50 s
2656	<i>51N-B Additional Time Delay</i>	0,50 s
2660	<i>IEC Curve</i>	Normal Inverse
2670	<i>Instantaneous trip via Pilot Prot./BI</i>	NO
2671	<i>Instantaneous trip after SwitchOnToFault</i>	NO

50N/51N Ground OverCurrent

Tabla 4.8 Ajustes Función Sobrecorriente Direccional a tierra 67N.

<i>General</i>		
No.	Settings	Value
3101	<i>50N/51N Ground Overcurrent</i>	ON
3102	<i>Block 50N/51N for Distance protection</i>	NO
3174	<i>Block 50N/51N for Pickup 21</i>	in zone Z1
3104A	<i>Stabilisation Slope with Iphase</i>	10%
3170	<i>2nd harmonic ratio for inrush restraint</i>	15%
3171	<i>Max.Current, overriding inrush restraint</i>	37,50 A
3172	<i>Instantaneous mode after SwithOnToFault</i>	With Pickup and direction
3173	<i>Trip time delay after SOTF</i>	0,00 s
<i>51N Inverse Time</i>		
3140	<i>Operating mode</i>	Forward
3141	<i>Pickup</i>	1,50 A
3143	<i>Time Dial</i>	0,40 s
3147	<i>Additional Time Delay</i>	0,00 s

Tabla 4.8 Ajustes Función Sobrecorriente Direccional a tierra 67N (Continuación)

No.	Settings	Value
3141	<i>Pickup</i>	1,50 A
3143	<i>Time Dial</i>	0,40 s
3147	<i>Additional Time Delay</i>	0,00 s
3148	<i>Instantaneous trip via Pilot Prot./BI</i>	NO
3149	<i>Instantaneous trip after SwitchOnToFault</i>	NO
3150	<i>Inrush Blockin</i>	NO
3151	<i>IEC Curve</i>	Normal Inverse

25 Synchronism and Voltage Check

Tabla 4.9 Ajustes Función de Sincronismo 25.

<i>General</i>		
No.	Settings	Value
3501	<i>25 Synchronism and Voltage Check</i>	ON
3502	<i>Voltage threshold dead line / bus</i>	6 V
3503	<i>Voltage threshold live line / bus</i>	57 V
3504	<i>Maximum permissible voltage</i>	70 V
3507	<i>Máximum duration of synchronism-check</i>	1,00 s
3508	<i>Synchronous condition stability timer</i>	0,00 s
3509	<i>Synchronizable circuit breaker</i>	< none >
<i>with AR</i>		
3510	<i>Operating mode with AR</i>	without consideration of 52 closing time
3511	<i>Maximum voltage difference</i>	6,3 V
3512	<i>Máximum frequency difference</i>	0,15 Hz
3513	<i>Maximum angle difference</i>	20°
3515A	<i>79 at Vsy2>, Vsy1>, and Synchr.</i>	NO
3516	<i>79 at Vsy1< and Vsy2></i>	NO

Tabla 4.9 Ajustes Función de Sincronismo 25 (Continuación).

No.	Settings	Value
3517	79 at $V_{sy1} >$ and $V_{sy2} <$	NO
3518	79 at $V_{sy1} <$ and $V_{sy2} <$	NO
3519	Override of any check before 79	NO
Man.Close+CNTRL		
3510	Operating mode with Man.CI	without consideration of 52 closing time
3511	Maximum voltage difference	6,3 V
3512	Máximum frequency difference	0,15 Hz
3513	Maximum angle difference	20°
3515A	79 at $V_{sy2} >$, $V_{sy1} >$, and Synchr.	NO
3516	79 at $V_{sy1} <$ and $V_{sy2} >$	NO
3517	79 at $V_{sy1} >$ and $V_{sy2} <$	NO
3518	79 at $V_{sy1} <$ and $V_{sy2} <$	NO
3519	Override of any check before 79	NO
Man.Close+CNTRL		
3510	Operating mode with Man.CI	without consideration of 52 closing time
3511	Maximum voltage difference	6,3 V
3512	Máximum frequency difference	0,15 Hz
3513	Maximum angle difference	20°
3515A	Manual Close at $V_{sy2} >$, $V_{sy1} >$, and Synchr.	YES
3516	Manual Close at $V_{sy1} <$ and $V_{sy2} >$	YES
3517	Manual Close at $V_{sy1} >$ and $V_{sy2} <$	YES
3518	Manual Close at $V_{sy1} <$ and $V_{sy2} <$	YES
3519	Override of any check before Man.CI	NO

CAPÍTULO V

PROGRAMA Y PRUEBAS DE INYECCIÓN AL TERMINAL DE PROTECCIÓN SIEMENS 7SA612

Para la seguridad del equipo y de las personas que con él operan se deben realizar pruebas al relé antes de su instalación, así se estudia el comportamiento ante una falla y si este actúa de la manera correspondiente según su ajuste, por ello se hace uso del equipo de inyección OMICRON CMC 356 que verifica y garantiza su óptimo funcionamiento.

5.1 EQUIPO DE INYECCION OMICRON CMC 356.

OMICRON es una compañía internacional que presta servicio a la industria de la energía eléctrica con innovadores soluciones de prueba y diagnóstico. La aplicación de los productos de OMICRON brinda a los usuarios el más alto nivel de confianza en la evaluación de las condiciones de los equipos primarios y secundarios de sus sistemas. Los servicios ofrecidos en el área de asesoramiento, puesta en servicio, prueba, diagnóstico y formación hacen que la nuestra sea una gama de productos completa.

El CMC 356 es la solución universal para probar todas las generaciones y tipos de relés de protección. Sus seis potentes fuentes de corriente (modo trifásico: hasta 64 A / 860 VA por canal) con una gran gama dinámica, hacen que el CMC 356 sea capaz de probar hasta los relés electromecánicos de alta carga con demanda de potencia muy alta.

El CMC 356 es la opción ideal para aplicaciones que requieren la más alta versatilidad, amplitud y potencia.



Figura 5.1 OMICRON CMC 356.

5.1.1 Instalación del software.

Desde el CD ROM que aporta la OMICRON se carga la licencia en la PC y para lograr hacer la asociación el equipo de inyección debe estar energizado, haciendo clic en el icono del software aparece la ventana de la Figura 5.2.

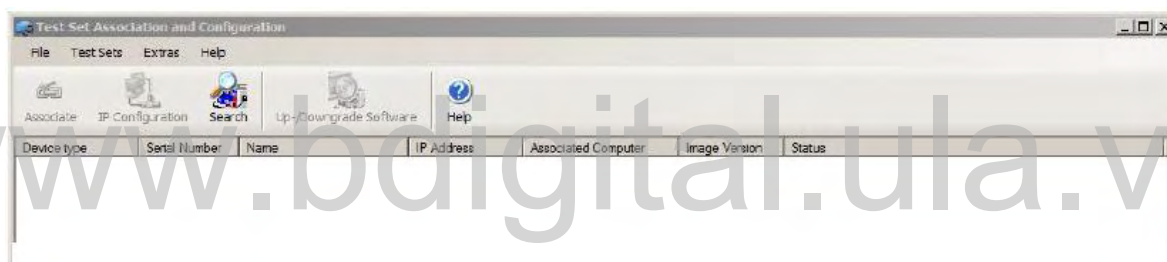


Figura 5.2 Ventana principal para la instalación.

Seguidamente se hace clic en *Search* y se busca el equipo a asociar, en este caso OMICRON CMC 356 se selecciona y luego se hace clic en *Associate*. Una vez terminado queda listo el equipo para ser usado como se muestra en la Figura 5.3.

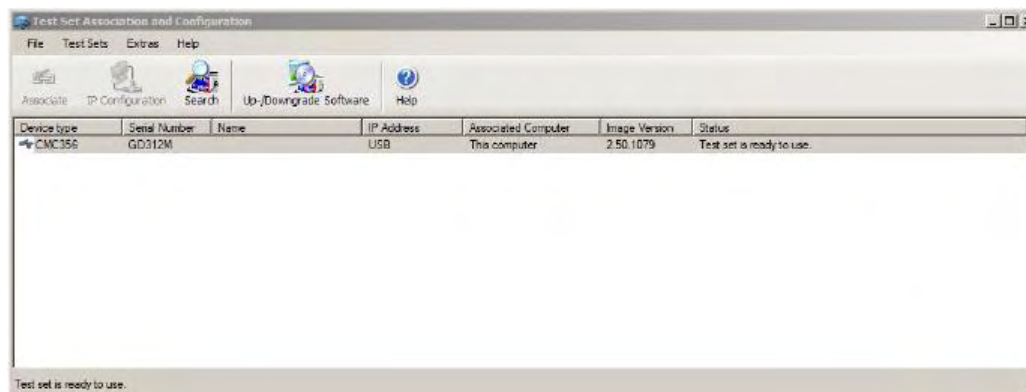


Figura 5.3 Asociación del equipo con la PC.

Para verificar la asociación, en la ventana del software se indica la conexión o no del equipo con la PC mediante una señalización como se observa en la Figura 5.4. Indicando también cuando el equipo está inyectando ya sea tensión, corriente o ambos.

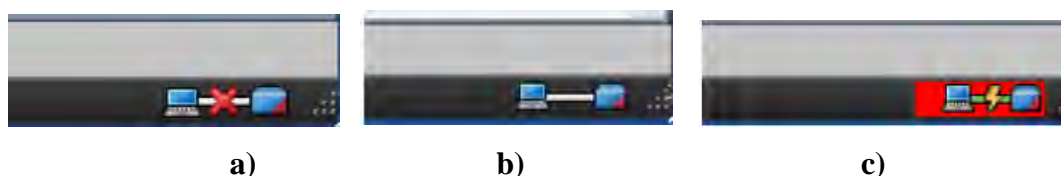


Figura 5.4 a) Equipo y PC desconectados. b) Equipo y PC conectados. c) Equipo Inyectando.

Lista la asociación se puede abrir el software, encontrando todos los distintos módulos de prueba que el equipo permite realizar como se muestra en la Figura 5.5.



Figura 5.5 Ventana de inicio del Software.

5.1.2 OMICRON Test Universe.

OMICRON contiene un potente conjunto de aplicaciones para controlar el equipo de prueba CMC desde un PC dividiéndose en secciones, una de ellas es *Test Modules* la cual son módulos de pruebas para verificar las funciones de protección como lo son:

QuickCMC: Proporciona un interfaz de usuario fácil y sencillo de usar, ofreciendo rápidas pruebas manuales controladas por PC, además permite ajustar los valores de tensión y corriente, ángulos de fase, frecuencia entre otros.

Ramping: Determina valores límites, como el arranque mínimo o la histéresis de conmutación, además genera rampas de amplitud, fase o frecuencia para las salidas de corriente y tensión. La flexibilidad de este módulo permite dos rampas simultáneas sincronizadas de diferentes variables.

State Sequencer: Es un módulo de prueba muy flexible para determinar los tiempos de funcionamiento y las secuencias lógicas de sincronismo.

Advanced TransPlay: Permite cargar y reproducir archivos de transitorios que contengan formas de onda analógicas de corriente y tensión. Los archivos COMTRADE pueden reproducirse automáticamente dando como resultado la inyección de estas señales al relé.

Overcurrent: Se utiliza para pruebas automáticas de relés de sobrecorriente direccionales y no direccionales con evaluación automática de la característica de tiempo de disparo, los límites direccionales de las etapas de corriente y la relación de arranque/reposición, también resulta perfecto probar la característica de relés de falla a tierra de estado estacionario. El módulo de prueba admite la definición de sectores direccionales y de cualquier número de elementos de línea, tierra, secuencia positiva, secuencia negativa y homopolar.

Distance: Proporciona las funciones necesarias para definir y realizar pruebas de los relés de distancia por medio de evaluaciones de los elementos de impedancia y usando definiciones de disparo simple en el plano Z, con representación en pantalla de la característica gráfica. El interfaz XRIO estándar, hace posible la importación directa de los datos del relé desde el software de ajuste de parámetros.

Autoreclosure: Configura automáticamente las condiciones de la prueba para las secuencias exitosas y fallidas, también se evalúan los criterios esenciales, como disparo trifásico final al terminar una secuencia incorrecta. Pueden probarse con la función de recierre automático relés diferenciales de línea, distancia o sobrecorriente.

Differential: Constituye una solución compacta de pruebas de los relés de protección diferencial del transformador, la línea, el generador y la barra. Realiza pruebas monofásicas de la característica de operación y la función de bloqueo por corriente de energización del transformador.

Synchronizer: Este módulo de prueba simula dos sistemas que van a sincronizar (1 y 2): el sistema 1 representa la red y se fija en cuanto a amplitud y frecuencia, y el sistema 2 se controla en amplitud y frecuencia y representa el generador o sistema que se va a sincronizar.

Annunciation Checker: Ayuda al técnico de puesta en servicio a verificar que la asignación de cada mensaje a su posición esperada y el cableado se han realizado correctamente.

Por otra parte se encuentra la sección de *Control Center*, donde de forma sencilla pueden crearse, mantenerse y distribuirse planes de pruebas completos y los tiempos de prueba pueden reducirse de forma significativa. Además es posible probar todas las funciones de un equipo en prueba con un solo plan de pruebas.

También en la ventana principal del software se encuentra la sección *Setup* y dentro de ella:

Test set Association: Para realizar la asociación del equipo con la PC se puede hacer por medio del cable Ethernet o USB. Si se realiza la conexión con el cable Ethernet es necesario que el software verifique la asociación.

System Settings: En cada módulo de prueba para el ajuste de los parámetros vendrán valores ya establecidos por defecto ya sea de tensión, corriente, secuencia de fase entre otros.

License Manager: Antes de poder realizar las pruebas es necesario obtener la licencia del equipo que se encuentra en el CD ROM y cargarla hacia la PC.

5.1.3 Configuración del Módulo de prueba.

Para cualesquiera de las pruebas que se presentaron en el *Test module*, al entrar se observa en la parte superior las siguientes opciones que aparecen en la Figura 5.6.

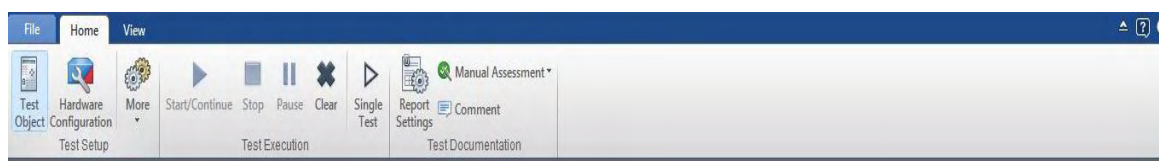


Figura 5.6 *Test Object* y *Hardware Configuration Test Setup*.

En el *Test Object* se configura un bloque denominado RIO el cual contiene el *Device*, en el que se ajustan los parámetros nominales del sistema en estudio como lo es el número de fases, el valor primario y secundario del transformador de tensión y del de corriente, la frecuencia del sistema, entre otros. En la Figura 5.7 se observa.

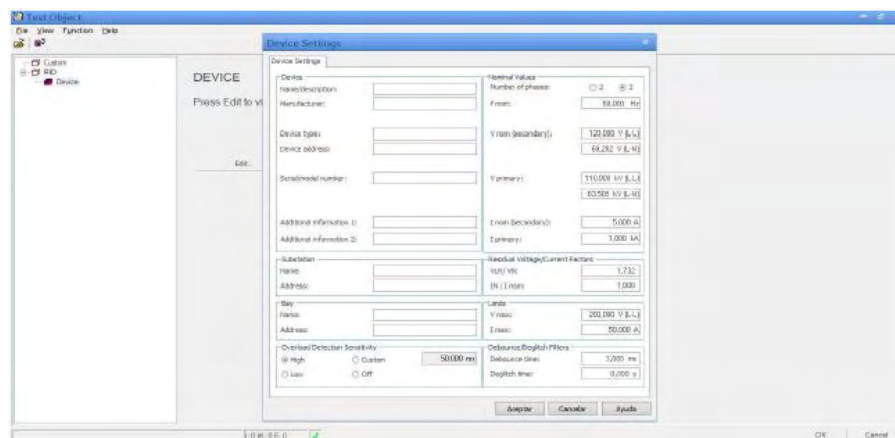


Figura 5.7 Test Object.

Además se introduce la información referente al relé, como el nombre y modelo, también el nombre de la prueba y la subestación en la que se ubica el relé y específicamente en que bahía.

Por otra parte se tiene el *Hardware Configuration Test Setup* como se muestra en la Figura 5.7, haciendo clic sobre su icono aparece la ventana de la Figura 5.8. En ella aparece la pestaña *General* en ella se busca el equipo con el que se realizarán las pruebas en este caso CMC 356.

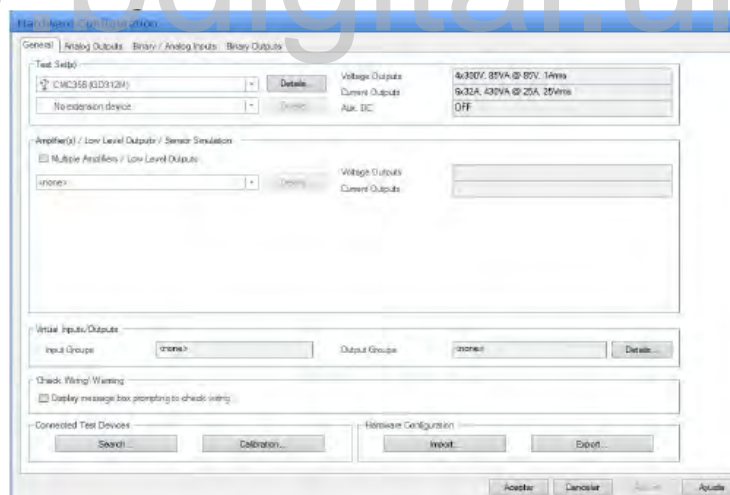


Figura 5.8 Hardware Configuration.

Haciendo clic en *Details* se muestran las posibles combinaciones de las salidas de tensión y corriente, además de la magnitud y de la cantidad de salidas necesarias. La selección se realiza dependiendo de la prueba a realizar, en la Figura 5.9 se muestra las opciones correspondientes para el CMC 356.

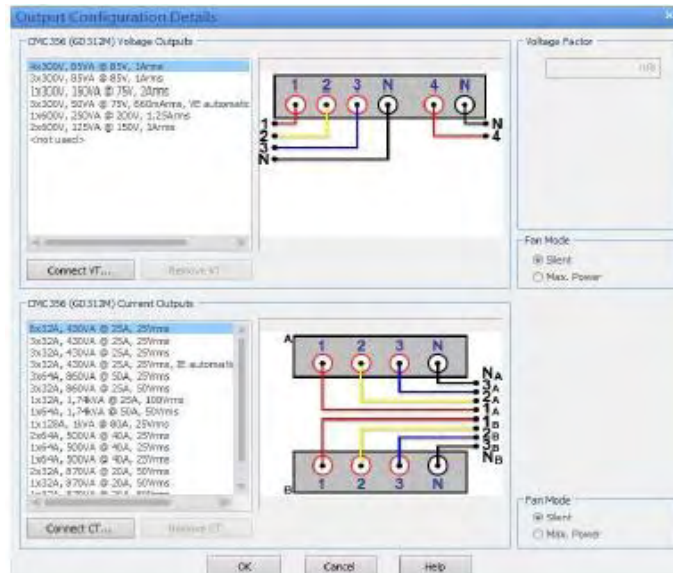


Figura 5.9 Salidas de tensión y corriente para el CMC 356.

En la siguiente pestaña *Analog Outputs* se configuran las salidas de tensión y corriente del equipo, esta depende de las salidas que se habilitaron anteriormente en *Outputs Configuration Details*, marcando con una cruz donde desee hacer la conexión como se observa en la Figura 5.10.

			CMC356 V A GD312M				CMC356 V B GD312M		CMC356 I A GD312M				CMC356 I B GD312M			
Test Module Output Signal	Display Name	Connection Terminal	1	2	3	N	1	N	1	2	3	N	1	2	3	N
V L1-E	V L1-E		X													
V L2-E	V L2-E			X												
V L3-E	V L3-E				X											
Not used	V(2)-1						X									
IL1	IL1							X								
IL2	IL2								X							
IL3	IL3									X						
Not used	I(2)-1												X			
Not used	I(2)-2													X		
Not used	I(2)-3														X	

Figura 5.10 Configuración de las Salidas Analógicas.

Luego en *Binary / Analog Inputs* se configuran las entradas, la cual por defecto se usa la primera entrada binaria para la inyección y medir además el tiempo de operación en el relé de protección y desde una salida binaria se programa como disparo, todo depende del tipo de prueba a realizar. En la Figura 5.11 se muestra la configuración.

			CMC356 GD312M																	
			Binary		Binary		Binary		Binary		Binary		Binary		Binary		Binary			
Function	Potential Free		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
Nominal Range																				
Clamp Ratio																				
Threshold																				
Test Module	Display	Connection	1+	1-	2+	2-	3+	3-	4+	4-	5+	5-	6+	6-	7+	7-	8+	8-	9+	9-
Trip	Trip		X																	
Start	Start				X															
Not used	Bin. In. 3					X														
Not used	Bin. In. 4						X													
Not used	Bin. In. 5							X												
Not used	Bin. In. 6								X											
Not used	Bin. In. 7									X										
Not used	Bin. In. 8										X									
Not used	Bin. In. 9											X								
Not used	Bin. In. 10												X							
Not used	Bin. In. 11													X						

Figura 5.11 Configuración de las Entradas Binarias

En la última pestaña *Binary Outputs* se configuran las salidas binarias como se muestra en la Figura 5.12, las cuales normalmente no se usan para probar un relé de protección, no obstante para pruebas de sincronismo es necesario habilitar tales salidas.

			CMC356 GD312M																	
			Relay Outputs								Transistor Outputs									
Test Module	Display	Connection	1+	1-	2+	2-	3+	3-	4+	4-	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Start	Start		X																	
Stop	Stop				X															
Not used	Bin. Out 3						X													
Not used	Bin. Out 4							X												
Not used	Bin. Out 5									X										
Not used	Bin. Out 6										X									
Not used	Bin. Out 7											X								
Not used	Bin. Out 8												X							

Figura 5.12 Configuración de las Salidas Analógicas.

5.2 PRUEBAS AL TERMINAL DEL PROTECCION

Para cada una de las siguientes pruebas el *Device Settings* será el mismo, ya que como se explicó anteriormente se plasman los valores primarios y secundarios de los transformadores de tensión y corriente, la frecuencia del sistema y número de fases como se muestra en la Figura 5.13.

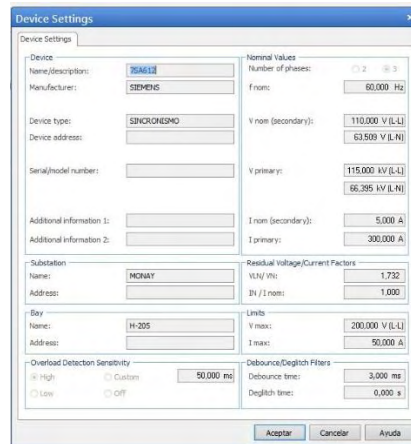


Figura 5.13 Device Settings del Siemens 7SA612.

Seleccionando el número de fases (3), los valores de tensión para 115000/110 V y corriente 300/5 A, la frecuencia nominal de 60 Hz. Además se agregó el nombre y modelo del relé conjuntamente con su ubicación.

5.2.1 Pruebas a la función de distancia (21)

Una vez seleccionado el módulo de distancia en la primera ventana del software se abre la ventana de la Figura 5.14.

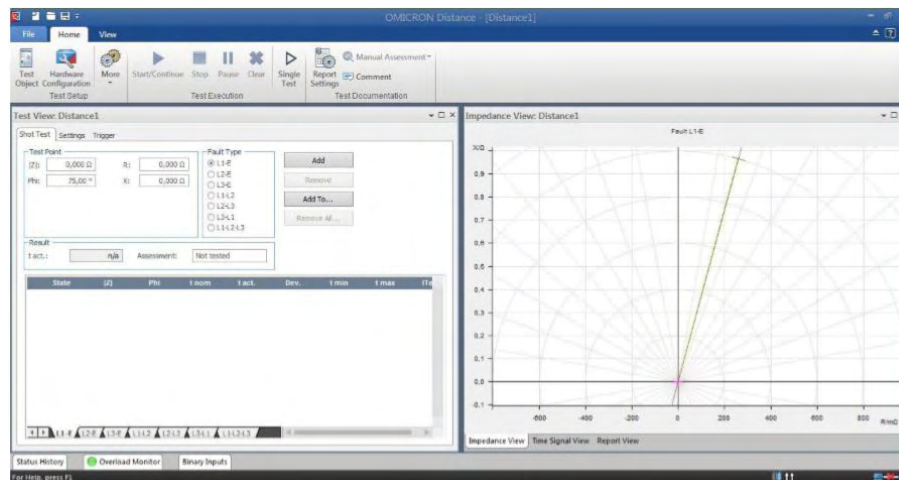


Figura 5.14 Ventana inicial - Función de distancia.

Luego se hace clic en *Test Object* y aparece el documento RIO que anteriormente se extrajo del programa DIGSI como se observa en la Figura 5.15.

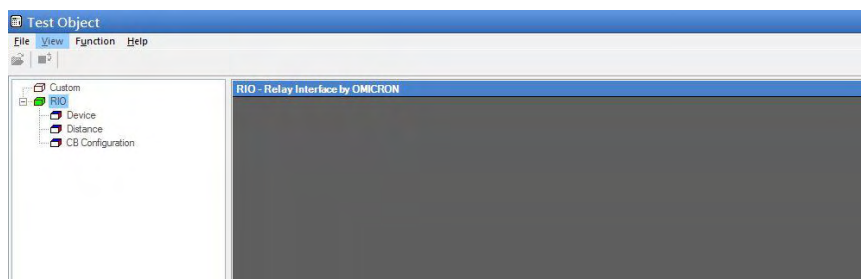


Figura 5.15 Test Object.

En el documento RIO aparece el *Device* y *Distance*, como se observa en la figura anterior, el *Device* es el mismo ajustado al comienzo de la configuración, haciendo clic en *Distance* aparece la ventana de la Figura 5.16 en la cual se introducen los parámetros de la línea a proteger como lo es el módulo de la impedancia con su respectivo ángulo, la conexión de los transformadores de tensión y corriente que para ese caso se ajustó el de tensión hacia la barra y el de corriente hacia la línea. Por otra parte los valores de tolerancia se dejaron por defecto, no se modificaron. Para el factor de puesta a tierra se usó el Factor de compensación homopolar K_0 calculado en el capítulo IV. Posteriormente se muestra el plano X-R de las zonas a proteger con la característica cuadrilateral ya configurada anteriormente.

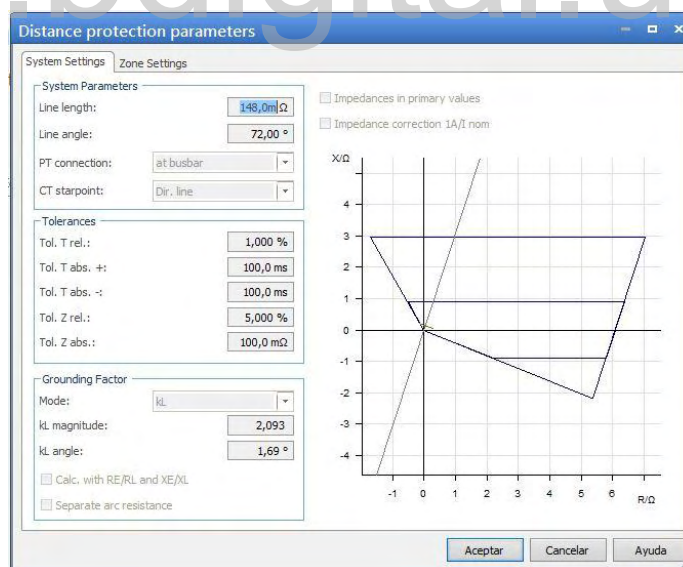


Figura 5.16 Ajustes Función de Distancia.

En la pestaña siguiente al *System Settings* aparece el *Zone Settings* para ajustar cada una de las zonas de protección como se observa en la Figura 5.17 en la cual se pueden agregar, editar o eliminar las zonas

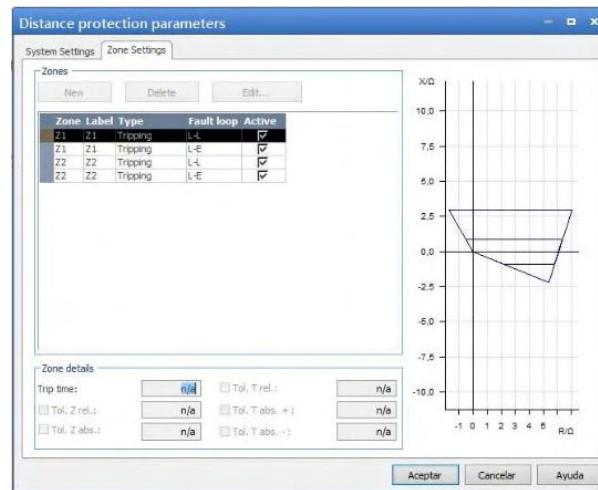


Figura 5.17 Ajuste de Zonas.

Para realizar las pruebas al relé el software da la libertad al usuario de agregar una falla en cualquier punto que este lo desee, ya sea dentro o fuera de las zonas, además no posee limitantes para la cantidad de puntos que se quieran agregar. Adicionalmente permite hacer para distintos lazos la misma inyección con los mismos puntos antes agregados, es decir, se logra hacer pruebas monofásicas L1-E, bifásica L1- L2 y trifásica L1 L2 L3. En la Figura 5.18 se muestran los puntos agregados para realizar las pruebas.

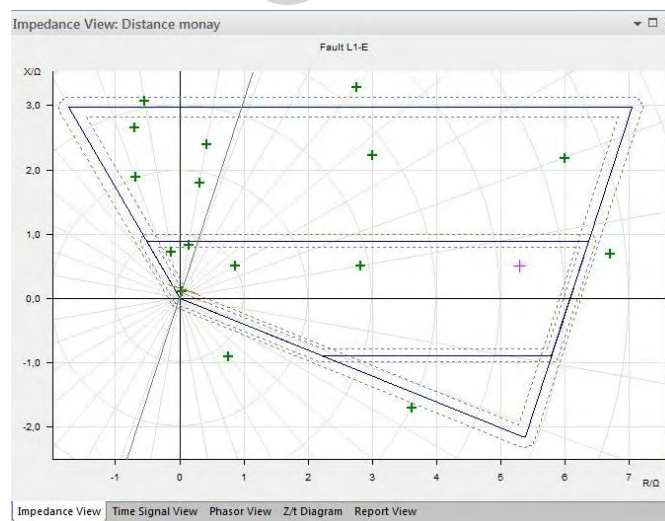


Figura 5.18 Puntos agregados para realizar las pruebas de la Función 21.

Cabe destacar que esta prueba posee una característica resaltante, ya que se está trabajando con un sistema que posee una línea extremadamente corta y el software permite hacer visión de ello, se puede observar en la Figura 5.19 lo que representa la línea en la prueba de distancia.

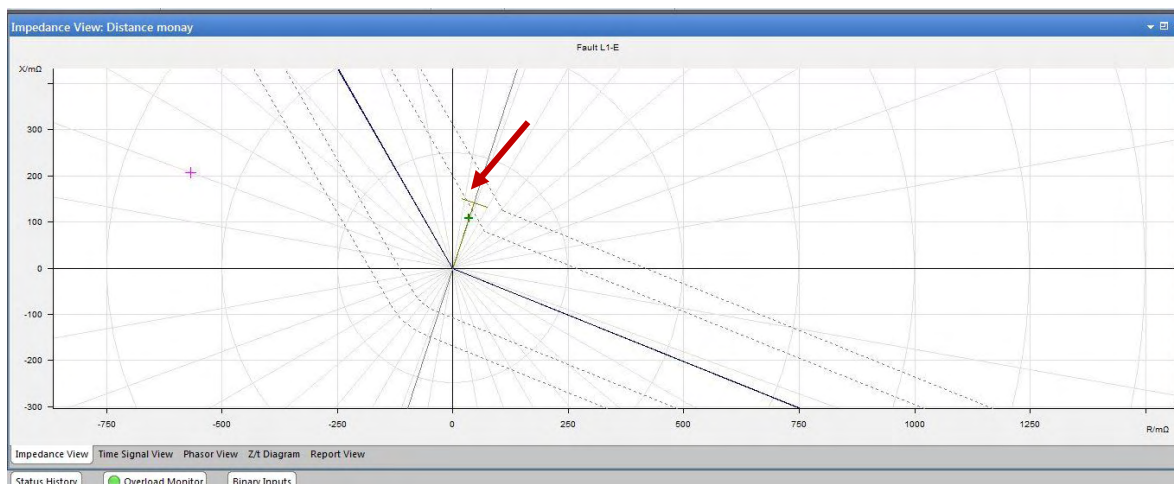


Figura 5.19 Representación de la línea en el Software *Test Universe*.

Como se observa en la figura anterior hasta donde aparece el indicador es la representación de la línea a proteger, es decir, de cero hasta la línea que el software muestra, de ahí en adelante es la representación de la impedancia del transformador de la S/E Planta Monay. A continuación se presentan las tablas de las distintas pruebas que se realizaron, mostrando resultados sumamente satisfactorios, indicando la excelente operatividad del equipo ya que actuó según lo esperado, en tiempos establecidos y sin disparos inadecuados.

Tabla 5.1 Resultados de la prueba monofásica L1-E.

State	Z	Phi	%	t nom	t act.	Dev.
✓	3,730 Ω	36,45°	n/a	400,0 ms	430,5 ms	7,625 %
✓	2,737 Ω	104,81°	n/a	400,0 ms	443,0 ms	10,75 %
✓	3,119 Ω	100,00°	n/a	no trip	no trip	
✓	4,293 Ω	50,00°	n/a	no trip	no trip	
✓	1,190 Ω	-50,00°	n/a	no trip	no trip	
✓	6,382 Ω	20,00°	n/a	400,0 ms	426,5 ms	6,625 %
✓	1,824 Ω	80,00°	n/a	400,0 ms	431,0 ms	7,75 %
✓	2,000 Ω	110,00°	n/a	400,0 ms	442,9 ms	10,73 %
✓	2,425 Ω	80,00°	n/a	400,0 ms	426,6 ms	6,65%
✓	735,9 mΩ	100,00°	n/a	0,000 s	38,50 ms	38,50 ms

Tabla 5.2 Resultados de la prueba bifasica L1-L2.

State	Z	Phi	%	t nom	t act.	Dev.
✓	1,315 Ω	100,0°	n/a	400,0 ms	442,9 ms	10,73 %
✓	1,621 Ω	80,00°	n/a	400,0 ms	430,5 ms	7,625 %
✓	2,560 Ω	110,00°	n/a	400,0 ms	442,5 ms	10,63 %
✓	2,567 Ω	80,00°	n/a	400,0 ms	430,4 ms	7,6 %
✓	5,252 Ω	-10,00°	n/a	0,000 s	38,80 ms	38,80 ms
✓	2,445 Ω	12,65°	n/a	0,000 s	30,60 ms	30,60 ms
✓	4,535 Ω	-17,90°	n/a	400,0 ms	442,9 ms	10,73 %
✓	3,769 Ω	-23,96°	n/a	no trip	no trip	
✓	1,372 Ω	-50,00°	n/a	no trip	no trip	
✓	6,514 Ω	18,55°	n/a	400,0 ms	430,9 ms	7,725 %

Tabla 5.3 Resultados de la prueba trifasica L1-L2-L3.

State	Z	Phi	%	t nom	t act.	Dev.
✓	1,581 Ω	80,0°	n/a	400,0 ms	430,2 ms	7,55 %
✓	1,753 Ω	100,00°	n/a	400,0 ms	442,7 ms	10,68 %
✓	2,000 Ω	96,23°	n/a	400,0 ms	430,4 ms	7,6 %
✓	2,556 Ω	80,00°	n/a	400,0 ms	430,4 ms	7,6 %
✓	2,647 Ω	40,00°	n/a	400,0 ms	425,7 ms	6,425 %
✓	6,324 Ω	20,00°	n/a	400,0 ms	425,9 ms	6,425 %
✓	4,840 Ω	40,00°	n/a	no trip	no trip	
✓	5,597 Ω	35,82°	n/a	no trip	no trip	
✓	5,528 Ω	-17,91°	n/a	400,0 ms	4,43,2 ms	10,8 %
✓	3,869 Ω	-11,93°	n/a	0,000 s	38,80 ms	38,80 ms

5.2.2 Prueba de Sobrecorriente (50/51).

Luego de haber seleccionado en la ventana inicial del software el módulo de Sobrecorriente aparece la ventana de la Figura 5.20

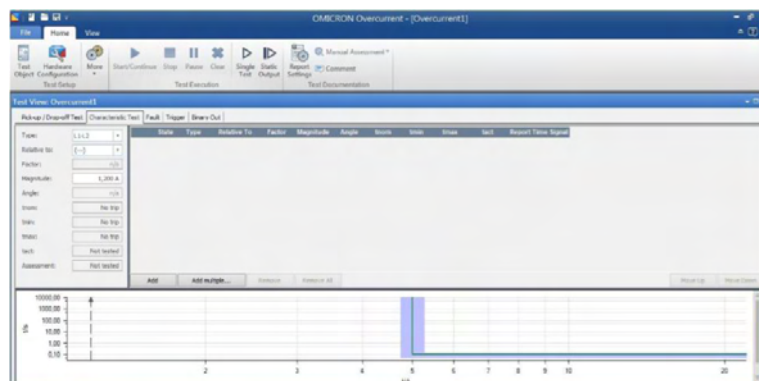


Figura 5.20 Ventana principal - Función Sobrecorriente.

Posteriormente, al dar clic en *Test Object* aparece el documento RIO y anudado a ello el *Device* y *Overcurrent*, donde el *Device* como se dijo en la prueba anterior es el mismo ya antes ajustado, al seleccionar *Overcurrent* aparece a ventana de la Figura 5.21

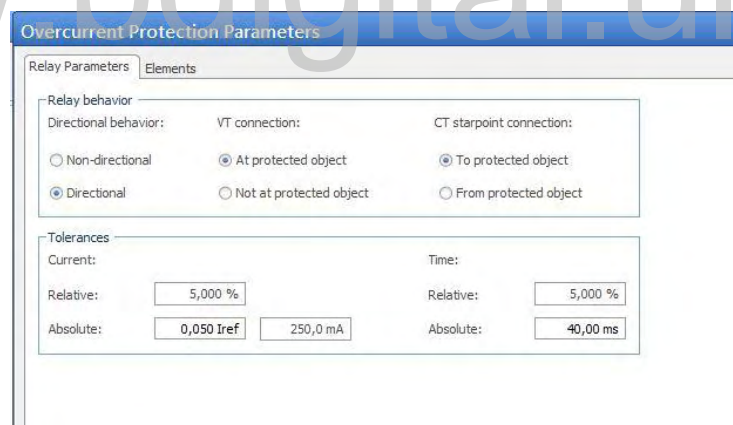


Figura 5.21 Ajustes Función de Sobrecorriente.

En figura anterior en la primera pestaña *Relay Parameters* se especifica cómo se desea trabajar la función de sobrecorriente, direccional o no direccional, se ajustó para no direccional, además la conexión de los transformadores de tensión y corriente que ambos están conectados hacia la línea a proteger. Por otra parte se pueden modificar las tolerancias de la corriente y el tiempo pero ambas se dejaron por defecto. En la siguiente pestaña *Elements* aparece la ventana de la Figura 5.22 en la cual se despliega la opción de *Selected element type* y así se elige si se trabaja

la función de sobrecorriente con la fase, tierra, secuencia positiva, negativa o cero, en este caso se ajustará para fase.

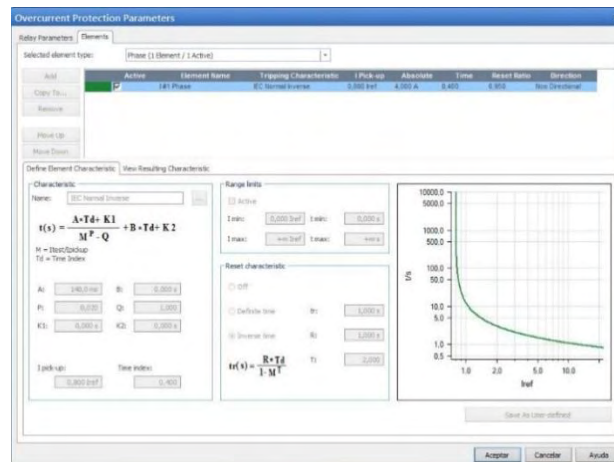


Figura 5.22 Ajuste de los parámetros de sobrecorriente.

En la parte inferior de la figura anterior se muestra la pestaña *Define Element Characteristic* en la cual se elige con que curva se desea realizar la prueba, que para este caso según los ajustes de la función se trabaja con la curva *IEC Normal Inverse*, además se ajusta la *I pick-up* que es un porcentaje de la corriente secundaria del transformador I_{ref} (4A), para este caso es $0.8I_{ref}$ y se ajusta también el tiempo de actuación de la función, que es 0.4 segundos. Por otra parte se muestra la gráfica sobre la cual se realizarán las pruebas, los otros cuadros de texto se dejan por defecto. Luego de dar clic en aceptar aparece la ventana de la Figura 5.23 en la que se puede indicar a que fases se le desea realizar la prueba, en la pestaña de *Characteristic Test* en *Type* se despliega y se tienen las opciones de los lazos L1-L2, L1-L3 y L2-L3. Una vez seleccionadas las fases a realizar la prueba se da clic en *Start/Continue* y se realiza la inyección al relé.

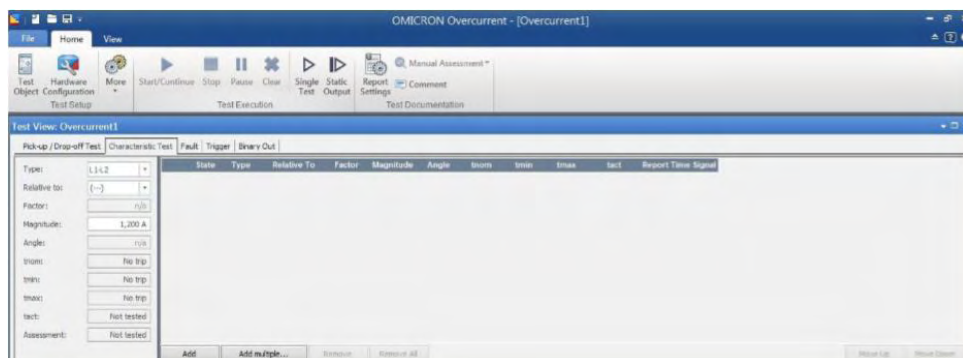


Figura 5.23 Tipo de fases a realizar la prueba.

En la Figuras 5.24 se muestra el barrido realizado para la prueba, la cual inicia en 5A e incrementa en una magnitud de 0.5A para cada punto a probar en cada uno de los lazos.

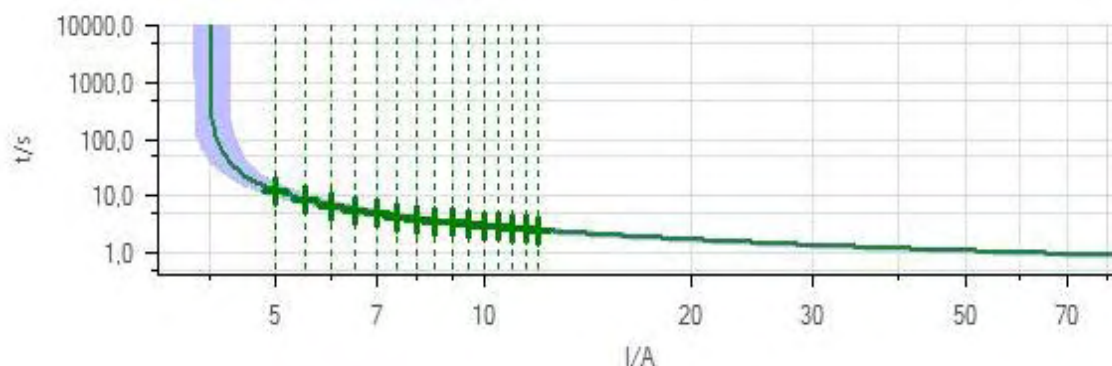


Figura 5.24 Barrido para prueba de sobrecorriente.

En las tablas 5.4, 5.5 y 5.6 se muestran los resultados de las pruebas realizadas en cada lazo, obteniendo los resultados esperados, en el tiempo correspondiente y sin ningún disparo inadecuado.

Tabla 5.4 Resultados del lazo L1-L2.

State	Type	Relative To	Factor	Magnitude	t nom	tmax	tact
✓	L1-L2	I#1 Phase	1,250	5,000 A	12,52 s	17,08 s	12,36 s
✓	L1-L2	I#1 Phase	1,375	5,500 A	8,765 s	10,98 s	8,706 s
✓	L1-L2	I#1 Phase	1,500	6,000 A	6,878 s	8,272 s	6,831 s
✓	L1-L2	I#1 Phase	1,625	6,500 A	5,739 s	6,742 s	5,715 s
✓	L1-L2	I#1 Phase	1,750	7,000 A	4,976 s	5,754 s	4,956 s
✓	L1-L2	I#1 Phase	1,875	7,500 A	4,426 s	5,063 s	4,406 s
✓	L1-L2	I#1 Phase	2,000	8,000 A	4,012 s	4,551 s	3,998 s
✓	L1-L2	I#1 Phase	2,125	8,500 A	3,687 s	4,156 s	3,673 s
✓	L1-L2	I#1 Phase	2,250	9,000 A	3,425 s	3,841 s	3,423 s
✓	L1-L2	I#1 Phase	2,375	9,500 A	3,209 s	3,584 s	3,214 s
✓	L1-L2	I#1 Phase	2,500	10,000 A	3,028 s	3,369 s	3,023 s
✓	L1-L2	I#1 Phase	2,625	10,500 A	2,873 s	3,188 s	2,864 s

Tabla 5.4 Resultados del lazo L1-L2 (Continuación).

State	Type	Relative To	Factor	Magnitude	t nom	tmax	tact
✓	L1-L2	I#1 Phase	2,750	11,000 A	2,740 s	3,032 s	2,739 s
✓	L1-L2	I#1 Phase	2,875	11,500 A	2,623 s	2,897 s	2,623 s
✓	L1-L2	I#1 Phase	3,000	12,000 A	2,521 s	2,778 s	2,514 s

Tabla 5.5 Resultados del lazo L1-L3.

State	Type	Relative To	Factor	Magnitude	t nom	tmax	tact
✓	L1-L3	I#1 Phase	1,250	5,000 A	12,52 s	17,08 s	12,78 s
✓	L1-L3	I#1 Phase	1,375	5,500 A	8,765 s	10,98 s	8,806 s
✓	L1-L3	I#1 Phase	1,500	6,000 A	6,878 s	8,272 s	6,864 s
✓	L1-L3	I#1 Phase	1,625	6,500 A	5,739 s	6,742 s	5,731 s
✓	L1-L3	I#1 Phase	1,750	7,000 A	4,976 s	5,754 s	4,973 s
✓	L1-L3	I#1 Phase	1,875	7,500 A	4,426 s	5,063 s	4,447 s
✓	L1-L3	I#1 Phase	2,000	8,000 A	4,012 s	4,551 s	4,023 s
✓	L1-L3	I#1 Phase	2,125	8,500 A	3,687 s	4,156 s	3,673 s
✓	L1-L3	I#1 Phase	2,250	9,000 A	3,425 s	3,841 s	3,439 s
✓	L1-L3	I#1 Phase	2,375	9,500 A	3,209 s	3,584 s	3,198 s
✓	L1-L3	I#1 Phase	2,500	10,000 A	3,028 s	3,369 s	3,014 s
✓	L1-L3	I#1 Phase	2,625	10,500 A	2,873 s	3,188 s	2,872 s
✓	L1-L3	I#1 Phase	2,750	11,000 A	2,740 s	3,032 s	2,747 s
✓	L1-L3	I#1 Phase	2,875	11,500 A	2,623 s	2,897 s	2,623 s
✓	L1-L3	I#1 Phase	3,000	12,000 A	2,521 s	2,778 s	2,514 s

Tabla 5.6 Resultados del lazo L2-L3.

State	Type	Relative To	Factor	Magnitude	t nom	tmax	tact
✓	L2-L3	I#1 Phase	1,250	5,000 A	12,52 s	17,08 s	12,71 s
✓	L2-L3	I#1 Phase	1,375	5,500 A	8,765 s	10,98 s	8,740 s
✓	L2-L3	I#1 Phase	1,500	6,000 A	6,878 s	8,272 s	6,923 s
✓	L2-L3	I#1 Phase	1,750	7,000 A	4,976 s	5,754 s	4,972 s
✓	L2-L3	I#1 Phase	1,875	7,500 A	4,426 s	5,063 s	4,414 s
✓	L2-L3	I#1 Phase	2,000	8,000 A	4,012 s	4,551 s	4,006 s
✓	L2-L3	I#1 Phase	2,125	8,500 A	3,687 s	4,156 s	3,672 s
✓	L2-L3	I#1 Phase	2,250	9,000 A	3,425 s	3,841 s	3,414 s
✓	L2-L3	I#1 Phase	2,375	9,500 A	3,209 s	3,584 s	3,215 s
✓	L2-L3	I#1 Phase	2,500	10,000 A	3,028 s	3,369 s	3,023 s
✓	L2-L3	I#1 Phase	2,625	10,500 A	2,873 s	3,188 s	2,872 s
✓	L2-L3	I#1 Phase	2,750	11,000 A	2,740 s	3,032 s	2,731 s
✓	L2-L3	I#1 Phase	2,875	11,500 A	2,623 s	2,897 s	2,631 s
✓	L2-L3	I#1 Phase	3,000	12,000 A	2,521 s	2,778 s	2,514 s

5.2.3 Prueba de Sobrecorriente direccional a tierra (67N).

Para realizar la prueba de sobrecorriente direccional a tierra se abre el módulo de sobrecorriente en la ventana principal del *Test Universe* y se siguen los mismos pasos de la prueba anterior con la diferencia de que a estar en el documento RIO y luego al entrar en *Overcurrent* en la pestaña de *Relay Parameters* se ajusta a Direccional como se muestra en la Figura 5.25. Además en la pestaña de *Elements* en *Selected element type* se elige la opción de sobrecorriente a tierra o *Residual* como aparece en la Figura 5.26

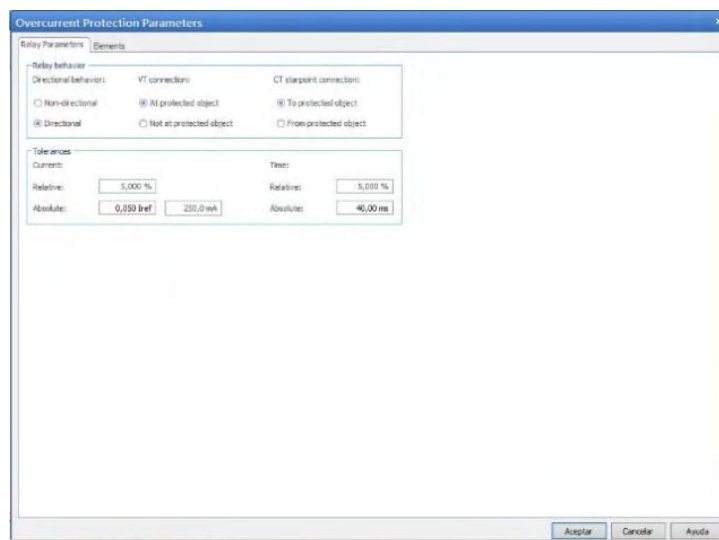


Figura 5.25 Ajustes Función sobrecorriente direccional a tierra.

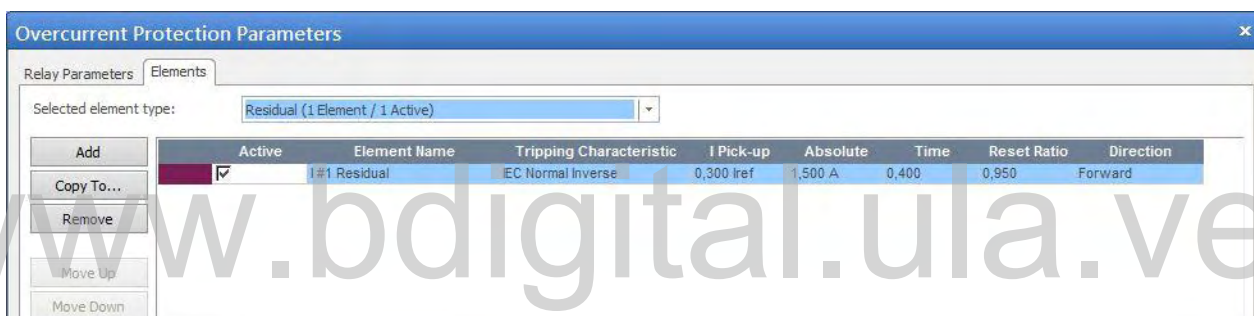


Figura 5.26 Selección de la función de sobrecorriente direccional a tierra.

Ahora bien, en la misma pestaña *Elements* se ajusta la curva característica a *IEC Normal Inverse*, y para el valor de la corriente $I_{pick-up}$ se ajusta a 0.3A de la corriente de arranque I_{ref} (1.5A), es decir, $0.3I_{ref}$ como se observa en la imagen anterior. Por otra parte en la pestaña *Define Element Directional Behavior* se define la zona de operación del relé como se muestra en la Figura 5.27, en la cual se agrega el valor de la línea máxima sensibilidad o la línea de torque máximo, es decir, cuando el ángulo entre la tensión de polarización y la corriente de operación es máximo, para este caso se usa un relé tipo 60° .

Además a 90° se traza la línea de torque cero que establece el límite de operación del relé direccional, es decir, 30° en adelante hasta 150° en atraso.

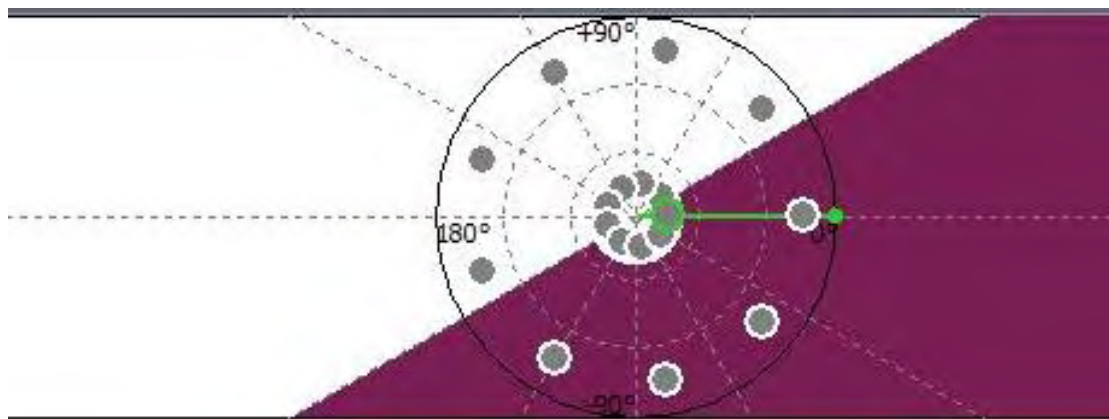


Figura 5.29 Puntos de prueba para la función de sobrecorriente a tierra.

En la tabla 5.7 se logra observar los resultados de la prueba, en los cuales para cada valor de corriente y ángulo por cada fase estudiada se obtienen los resultados esperados, en los tiempos establecidos.

Tabla 5.7 Resultados de cada una de las fases.

State	Type	Relative To	Factor	Magnitude	Angle	tnom	tact	Overload
✓	L1-E	I#1 Residual	0,6667	1,000 A	0,00 °	No trip	No trip	No
✓	L1-E	I#1 Residual	3,333	5,000 A	0,00 °	2,298 s	2,097 s	No
✓	L1-E	I#1 Residual	0,6667	1,000 A	40,00 °	No trip	No trip	No
✓	L1-E	I#1 Residual	3,333	5,000 A	40,00 °	No trip	No trip	No
✓	L1-E	I#1 Residual	0,6667	1,000 A	80,00 °	No trip	No trip	No
✓	L1-E	I#1 Residual	3,333	5,000 A	80,00 °	No trip	No trip	No
✓	L1-E	I#1 Residual	0,6667	1,000 A	120,00 °	No trip	No trip	No
✓	L1-E	I#1 Residual	3,333	5,000 A	120,00 °	No trip	No trip	No
✓	L1-E	I#1 Residual	0,6667	1,000 A	160,00 °	No trip	No trip	No
✓	L1-E	I#1 Residual	3,333	5,000 A	160,00 °	No trip	No trip	No
✓	L1-E	I#1 Residual	0,6667	1,000 A	-160,00 °	No trip	No trip	No
✓	L1-E	I#1 Residual	3,333	5,000 A	-160,00 °	No trip	No trip	No

Tabla 5.7 Resultados de cada una de las fases (Continuación).

State	Type	Relative To	Factor	Magnitude	Angle	tnom	tact	Overload
✓	L1-E	I#1 Residual	3,333	5,000 A	-40,00 °	No trip	No trip	No
✓	L2-E	I#1 Residual	0,6667	1,000 A	0,00 °	No trip	No trip	No
✓	L2-E	I#1 Residual	3,333	5,000 A	0,00 °	No trip	No trip	No
✓	L2-E	I#1 Residual	0,6667	1,000 A	40,00 °	No trip	No trip	No
✓	L2-E	I#1 Residual	3,333	5,000 A	40,00 °	No trip	No trip	No
✓	L2-E	I#1 Residual	0,6667	1,000 A	80,00 °	No trip	No trip	No
✓	L2-E	I#1 Residual	3,333	5,000 A	80,00 °	No trip	No trip	No
✓	L2-E	I#1 Residual	0,6667	1,000 A	120,00 °	No trip	No trip	No
✓	L2-E	I#1 Residual	3,333	5,000 A	120,00 °	No trip	No trip	No
✓	L2-E	I#1 Residual	0,6667	1,000 A	160,00 °	No trip	No trip	No
✓	L2-E	I#1 Residual	3,333	5,000 A	160,00 °	2,298 s	2,521 s	No
✓	L2-E	I#1 Residual	0,6667	1,000 A	-160,00 °	No trip	No trip	No
✓	L2-E	I#1 Residual	3,333	5,000 A	-160,00 °	No trip	No trip	No
✓	L2-E	I#1 Residual	3,333	5,000 A	-40,00 °	No trip	No trip	No
✓	L3-E	I#1 Residual	0,6667	1,000 A	0,00 °	No trip	No trip	No
✓	L3-E	I#1 Residual	3,333	5,000 A	0,00 °	No trip	No trip	No
✓	L3-E	I#1 Residual	0,6667	1,000 A	40,00 °	No trip	No trip	No
✓	L3-E	I#1 Residual	3,333	5,000 A	40,00 °	No trip	No trip	No
✓	L3-E	I#1 Residual	0,6667	1,000 A	80,00 °	No trip	No trip	No
✓	L3-E	I#1 Residual	3,333	5,000 A	80,00 °	No trip	No trip	No
✓	L3-E	I#1 Residual	0,6667	1,000 A	120,00 °	No trip	No trip	No
✓	L3-E	I#1 Residual	3,333	5,000 A	120,00 °	No trip	No trip	No
✓	L3-E	I#1 Residual	0,6667	1,000 A	160,00 °	No trip	No trip	No

5.2.4 Prueba de la función de sincronismo (25).

Luego de haber seleccionado en la ventana inicial del software el módulo de Sincronismo se siguen los mismos pasos de las pruebas anteriores al entrar en *Test Object*, y aparece la ventana de la Figura 5.30

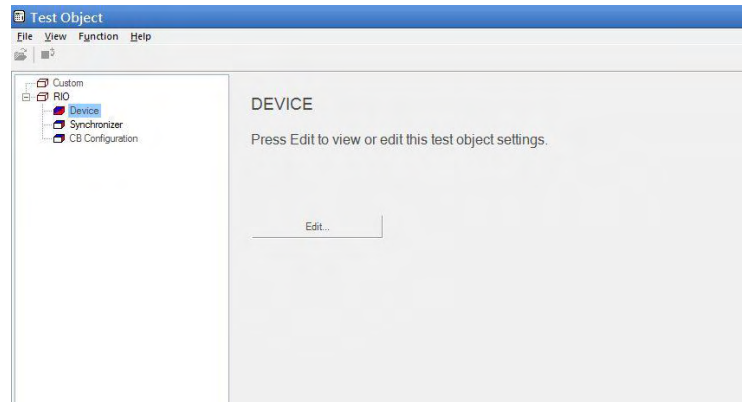


Figura 5.30 Test Object Función de Sincronismo.

En el documento RIO, el *Device* permanece igual al de las pruebas anteriores, mientras que al entrar en la opción de *Synchronizer* se observa la ventana de la Figura 5.31 en la pestaña *Protection Device*, la cual se indica la secuencia de las fases, para este caso se ajustó L1-L2-L3, mientras que la conexión del transformador de tensión se ajustó a L2-E, ya que actualmente la línea solo cuenta con un transformador de tensión en la fase S, es decir, L2. Por otra parte el ajuste del voltaje secundario se ajusta por defecto según lo establecido inicialmente en el *Device Configuration*.

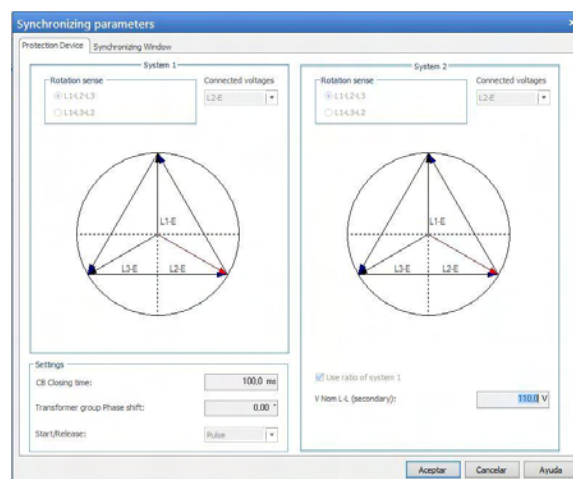


Figura 5.31 Ajustes Función de Sincronismo.

Seguidamente en el la pestaña *Synchronizing Window* se ajusta el rango de la ventana a trabajar con los parámetros establecidos anteriormente en el capítulo IV, la zona en color gris se denomina zona muerta la cual se omite igualando el Δf_{max} y Δf_{min} , en este caso con 30,00 mHz, mientras que en $\Delta f <$ y $\Delta f >$ se ajustó para 0.15Hz ya que es la máxima frecuencia a la que puede trabajar el sistema y la máxima diferencia de voltaje (ΔV) es de 6.3V. Por otra parte el ΔPhi ajusta a 20° como se logra observar en la Figura 5.32 Los valores de tolerancia no se modificaron, se dejaron por defecto a como lo trae el software.

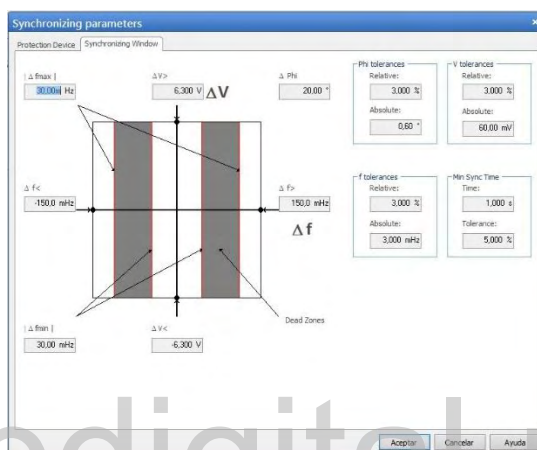


Figura 5.32 Ajuste de los parámetros prueba de Sincronismo.

Para realizar esta prueba se requiere hacer unas modificaciones al hardware del sistema, para ello entramos en *Hardware Configuration* al lado de *Test Object*, seguidamente en la pestaña *General* y luego *Details* se abre la ventana de la Figura 5.33.

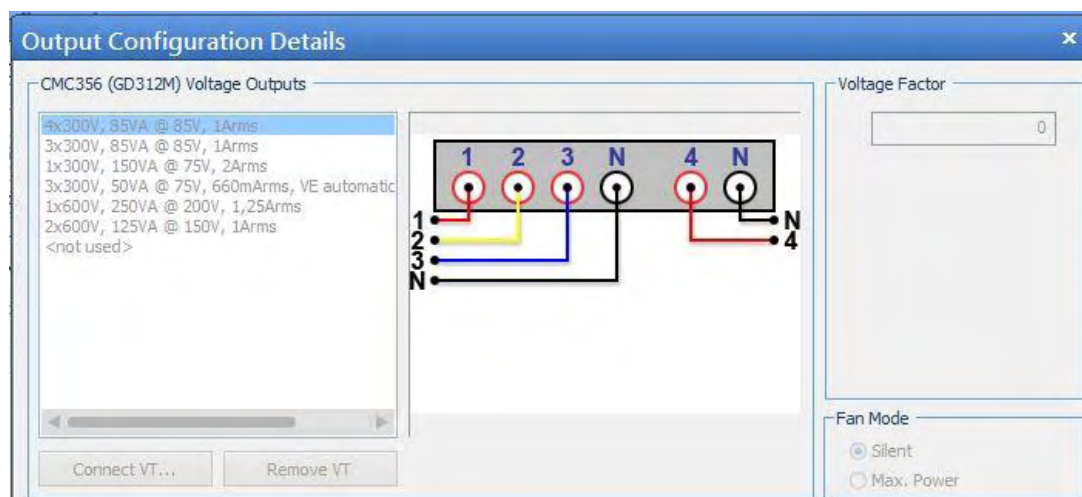


Figura 5.33 Cambio del Hardware

Cabe destacar que para las pruebas de las funciones anteriores no fue necesario ajustar el hardware ya que su configuración por defecto era $3 \times 300V$, $85VA$ @ $85V$, $1Arms$ y no requería de modificación, por otra parte para esta prueba de sincronismo si fue necesario ya que se debe conectar un segundo sistema que lo representa la salida 4 como se muestra en la figura anterior.

En la siguiente pestaña se asignan las salidas analógicas, para el sistema uno (S1) se marca uno para cada fase y para el sistema dos (S2) se marca la fase en la cual se conectó el transformador de tensión en este caso L2 como anteriormente se configuró. Se logra observar en la Figura 5.34.

Test Module Output Signal	Display Name	Connection Terminal	CMC356 V A GD312M				CMC356 V B GD312M	
			1	2	3	N	1	N
S1 V L1-E	S1 V L1-E		X					
S1 V L2-E	S1 V L2-E			X				
S1 V L3-E	S1 V L3-E				X			
S2 V L2-E	S2 V L2-E						X	

Figura 5.34 Salidas Analógicas.

Posteriormente se configuran las entradas analógicas o binarias, para especificar que salidas del CMC 356 están conectadas a que terminales del relé. Definiendo las señales de voltaje y frecuencia como se muestra en la Figura 5.35

Test Module Input Signal	Display Name	Connection Terminal	CMC356 GD312M																	
			1+	1-	2+	2-	3+	3-	4+	4-	5+	5-	6+	6-	7+	7-	8+	8-	9+	9-
V+	V+		X																	
V>	V>				X															
f<	f<					X														
f>	f>						X													
Close Cmd	Close Cmd								X											
Not used	Bin. In. 6									X										
Not used	Bin. In. 7											X								
Not used	Bin. In. 8												X							
Not used	Bin. In. 9													X						
Not used	Bin. In. 10															X				
Not used	Bin. In. 11																X			
Not used	Bin. In. 12																	X		

Figura 5.35 Entradas analógicas.

Para la última pestaña se configura el equipo para las señales de control, como lo es el arranque y la detención de la inyección habilitando así dos de las salidas binarias. Observar la Figura 5.36

Test Module Output Signal	Display Name	Connection Terminal	Relay Outputs								Transistor Outputs				
			1+	1-	2+	2-	3+	3-	4+	4-	11	12	13	14	15
Start	Start		X												
Stop	Stop				X										
Not used	Bin. Out 3					X									
Not used	Bin. Out 4						X								
Not used	Bin. Out 5							X							
Not used	Bin. Out 6								X						
Not used	Bin. Out 7									X					
Not used	Bin. Out 8										X				

Figura 5.36 Salidas binarias.

Ahora bien, ya configurado el hardware se regresa a la ventana principal del módulo de sincronismo en ella se seleccionaran los puntos en los cuales se desea realizar la prueba como se muestra en la Figura 5.37 agregando valores de voltaje tanto del sistema uno como del sistema dos.

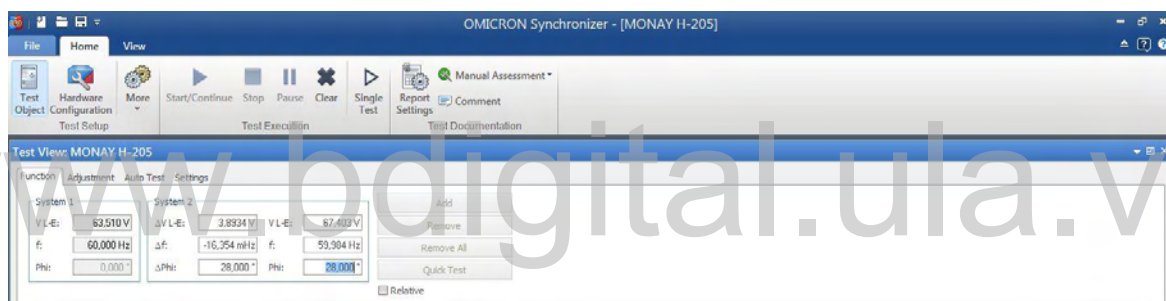


Figura 5.37 Selección de puntos para la prueba de sincronismo.

Otra forma de agregar puntos es dando clic donde se desee hacer la prueba, ya sea dentro o fuera de la ventana de trabajo. Los puntos a probar son los que se muestran a continuación en la Figura 5.38.

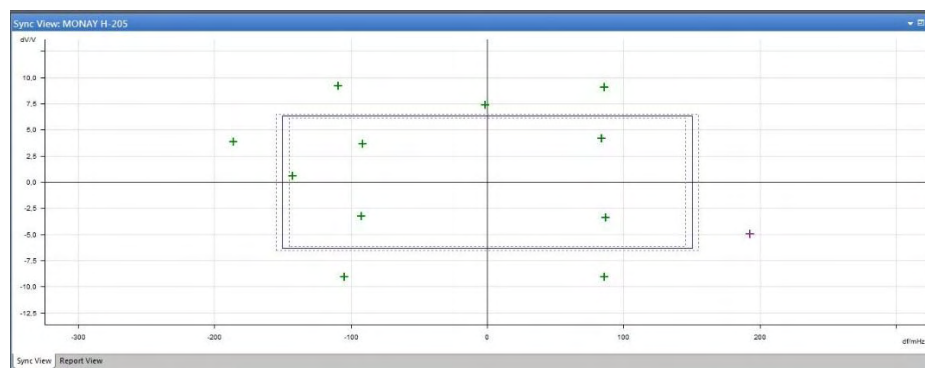


Figura 5.38 Puntos de prueba para la función de Sincronismo.

En la tabla 5.8 se muestran los resultados de la prueba realizada, la cual se hizo con un barrido desde 0° hasta 26° para dos valores de voltajes y frecuencia diferente, mostrando así resultados satisfactorios tanto dentro los rangos establecidos como fuera de ellos, demostrando la eficacia de los ajustes para la función.

Tabla 5.8 Resultados de la prueba de Sincronismo.

State	ΔV	V	Δf	f	$\Delta \Phi$	Φ
✓	-6,9904	56,520	-46,953	59,953	20,00 °	20,00 °
✓	-973,35	62,537	140,86	60,141	18,00 °	18,00 °
✓	-3,8934	59,617	83,882	60,084	16,00 °	16,00 °
✓	4,0704	67,580	83,882	60,084	14,00 °	14,00 °
✓	3,6735	67,183	-91,268	59,909	10,00 °	10,00 °
✓	-3,2859	60,224	-92,323	59,908	8,00 °	8,00 °
✓	-3,3826	60,127	87,048	60,087	4,00 °	4,00 °
✓	579,87	64,090	-142,97	59,857	2,00 °	2,00 °
✓	7,3450	70,855	-1,5827	59,998	0,00 °	0,00 °
✓	9,1812	72,691	-109,21	59,891	2,00 °	2,00 °
✓	9,0846	72,596	85,992	60,086	4,00 °	4,00 °
✓	-9,0846	54,425	85,992	60,086	8,00 °	8,00 °
✓	3,8658	67,376	-186,23	59,814	10,00 °	10,00 °
✓	-9,2911	54,219	91,268	60,091	14,00 °	14,00 °
✓	9,1141	72,624	74,386	60,074	16,00 °	16,00 °
✓	9,3796	72,890	-102,87	59,897	18,00 °	18,00 °
✓	2,8316	66,342	-87,048	59,913	20,00 °	20,00 °
✓	-3,7164	59,794	-85,992	59,914	22,00 °	22,00 °
✓	3,5395	67,049	77,552	60,078	24,00 °	24,00 °
✓	-3,8049	59,705	75,441	60,075	26,00 °	26,00 °

CONCLUSIONES

Los sistemas de protección tienen como función principal detectar lo más pronto posible la ocurrencia de una falla, despejarla y aislar la parte donde se ha producido la misma a fin de evitar daños graves en el sistema o red en estudio. Además, se utilizan para proteger tanto a los equipos como a las instalaciones. De allí la importancia de las protecciones eléctricas que con el transcurrir del tiempo se ha buscado modernizar y perfeccionar su funcionamiento para garantizar la continuidad y confiabilidad de los sistemas de potencia.

Las líneas de transmisión se consideran como el elemento más importante del sistema eléctrico de potencia ya que es el encargado de transportar la energía eléctrica, por tanto el esquema de protección está formado por una protección primaria y protecciones de respaldo, siendo la primaria de alta velocidad y las de respaldo con acción retardada.

El relé o terminal de protección Siemens 7SA612 presenta las características necesarias como selectividad, confiabilidad, sensibilidad y velocidad para funcionar como protección principal, limitando así los daños en los equipos y actuar en el menor tiempo posible ante la presencia de una falla. Además el terminal posee una serie de funciones que para las características de la línea de transmisión Monay – Cemento Andino son indispensables, por ello mediante el programa DIGSI se habilitaron las funciones necesarias y por dicho programa se realizaron los respectivos ajustes para cada una de las funciones, todo esto se realizó con una anticipada investigación tanto del terminal de protección como de las características de la línea, ya luego se realizó el estudio del programa DIGSI.

Una vez ajustadas las respectivas funciones como Distancia (21), Sobrecorriente (50N/51N), Sobrecorriente direccional a tierra (67N) y Sincronismo (25), se realizaron las pruebas mediante el equipo de inyección OMICRON CMC 356, el cual presentaba un módulo diferente para cada prueba.

En la prueba de distancia fue necesario extraer la función cuadrilateral del software DIGSI al software OMICRON *Test Universe*, arrojando resultados satisfactorios dentro y fuera de las dos zonas ajustadas en los tiempos establecidos, por otra parte la función de sobrecorriente (50N/51N) operó al sobrepasar el umbral de corriente, al igual que la función de sobrecorriente direccional a tierra (67N) dentro y fuera de la zona de operación demostrando la eficacia del equipo y la buena calibración del mismo.

Por otra parte para realizar la prueba de sincronismo se tuvo que hacer una modificación en los ajustes del módulo de prueba, debido a que para las pruebas anteriores solo se trabajó con un sistema, ahora bien para esta prueba era necesario agregar un segundo sistema y poder así tener la representación real. Hecha la modificación se realizó la inyección y el relé opero de manera adecuada a la esperado realizando sincronismo cuando los valores estaban dentro del rango establecido y no cuando estaban fuera de ellos.

Demostrando el excelente funcionamiento del relé ante una falla para cada función se procede a su instalación donde de igual manera se repiten las pruebas, confirmando el eficaz trabajo realizado tanto de configuración, ajustes y cableado, de tal manera que está apto para su debida puesta en servicio.

RECOMENDACIONES

Para la empresa, es necesario estar actualizados con nuevas innovaciones de equipos de protección y adquirirlos, para así ir avanzando de la mano de las mejores tecnologías. Al momento de trabajar con nuevos equipos el personal que labora debe tener conocimiento del mismo mediante los manuales del fabricante así como las características específicas de cada uno de los elementos relacionados con el equipo. Es necesario también realizar mantenimiento preventivo a los equipos ya que algunos suelen no estar funcionando de la manera correcta. Además el personal debe disponer de los implementos necesarios para su seguridad y sus debidas herramientas de trabajo.

A los futuros tesisas, aprovechar la oportunidad que brindan las empresas como la Corporación Eléctrica Nacional CORPOELEC y así llevar a la práctica los conocimientos adquiridos durante el proceso académico, ganando experiencia en el ámbito laboral. De igual forma se recomienda ir más allá de lo que es el trabajo de grado aprovechando el conocimiento y la experiencia de los que laboran en la empresa.

A la Universidad de Los Andes, se recomienda someter el pensum de estudio de la carrera a una profunda revisión que permita la actualización de las asignaturas a los adelantos tecnológicos que día a día se producen para optimizar la gestión que desarrollan los profesionales en sus respectivas áreas de trabajo. Por cuanto en ocasiones se ofrecen conocimientos referido a procedimientos, sistemas o equipos que han pasado a la obsolescencia en las empresas.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] S. Ramírez Castaño, “Redes de Distribución de Eléctricos,” 2009. [En línea]. Disponible: <https://www.academia.edu/people/search?utf8=%E2%9C%93&q=PROTECCIONES+DE+SI+STEMAS+DE+POTENCIA>. [Último acceso: 23 Septiembre 2019].
- [2] Leonard L. Grigsby, “Electric Power Generation, Transmission, and Distribution,” 2004.
- [3] Elmore W, “Protective Relaying Theory and Applications,” 2003. [En línea]. Disponible: <https://es.scribd.com/document/385796365/Protective-Relaying-Theory-and-Applications-pdf>. [Último acceso: 27 Septiembre 2019].
- [4] ABB. “Protection Application Handbook. B.U. Transmition System and Substations”. 1999 [En línea]. Disponible: <https://es.scribd.com/document/231065255/ABB-Protection-Application-Handbook-1999-1>. [Último acceso: 27 Septiembre 2019]
- [5] R. Stephens y C. Romero, Protección de Sistemas de Potencia, Mérida: Universidad de Los Andes. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Departamento de Potencia, 2000.
- [6] S. Ramírez Castaño, “Protección de Sistemas Eléctricos,” 2008. [En línea]. Disponible: <http://www.bdigital.unal.edu.co/3392/1/samuelramirezcastano.2003.pdf>. [Último acceso: 09 Agosto 2019]
- [7] Arteaga N, “Protecciones de Sistema de Potencia. Venezuela”. CODELECTRA, 2012
- [8] Mejia Villegas S.A, “Subestaciones de Alta y extra alta tensión,” 2da Edición. HMV Ingenieros 1989.
- [9] Mason, C. R, “The Art & Science of Protective Relaying. USA: General Electric,” 2007. [En línea]. Disponible: <https://www.gegridsolutions.com/multilin/notes/artsci/artsci.pdf>. [Último acceso: 07 Octubre 2019]

[10] J.E. Benítez Luque, “Instalación de un relé de protección de distancia marca Siemens modelo 7SA612, asociado a la línea a 230 kV S/E Buena Vista – S/E Vigía II Extremo S/E Vigía II,” Tesis de pregrado, Escuela de Ingeniería Eléctrica, ULA, Mérida, 2019.

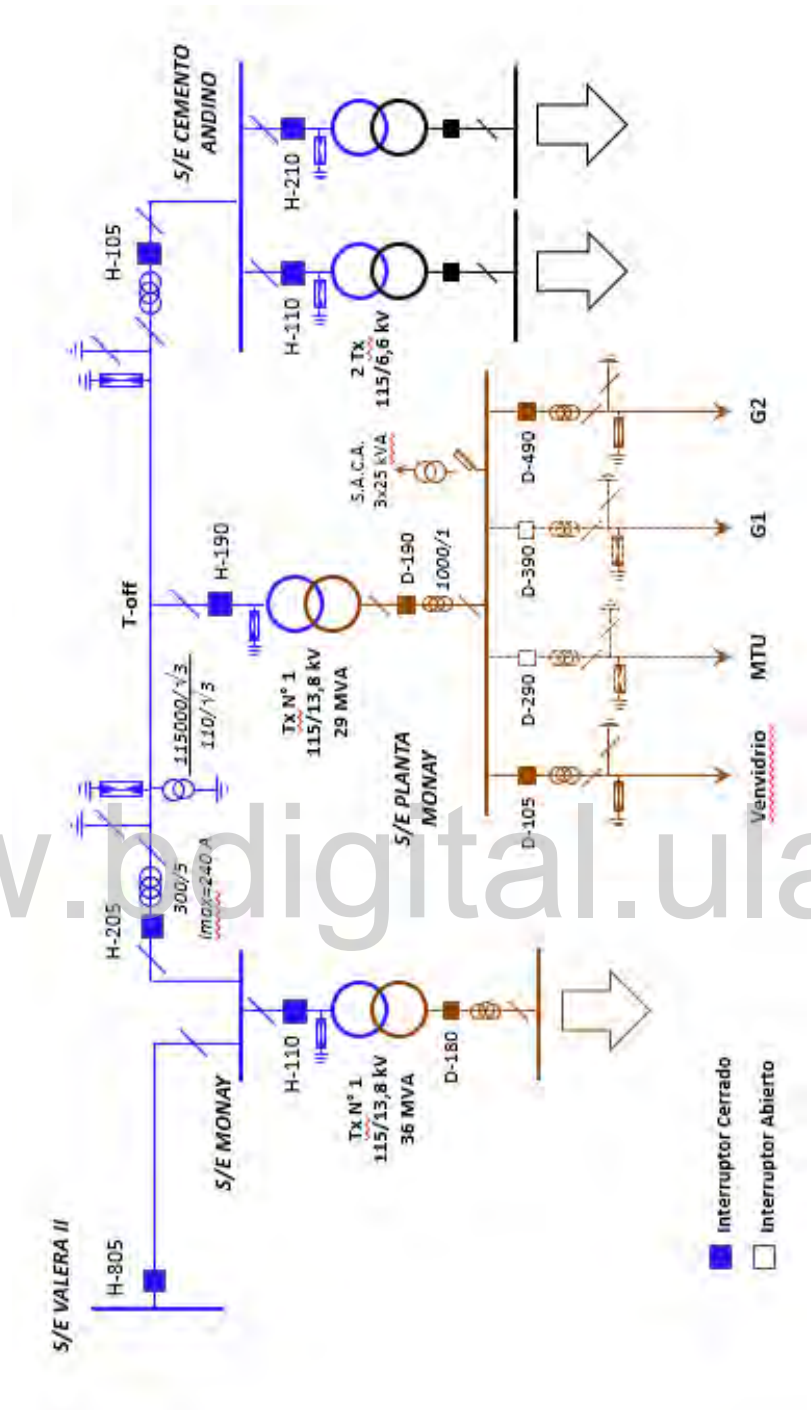
[11] Ing, Francisco Olvera, “Relevadores de protección aplicados a las líneas de transmisión” [En línea]. Disponible: <http://eprints.uanl.mx/6370/1/1080098235.PDF>. [Último acceso: 09 Octubre 2019]

[12] SIEMENS, SIPROTEC. 7SA6 Manual, 2006.

www.bdigital.ula.ve

ANEXOS

www.bdigital.ula.ve



Anexo 1. Diagrama Unifilar S/E Monay – S/E Cemento Andino.



Anexo 2. Terminal de protección Siemens modelo 7SA612.



Anexo 3. Pruebas al terminal de protección con el equipo de inyección OMICRON CMC 356.