

## UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

## SEDE GUAYAQUIL

## CARRERA DE ELECTRCIDAD

# "DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE EL USO DEL RELÉ SEL - 387E, LA RTU SEL – RTAC 3530 Y EL EQUIPO OMICRON CMC 356"

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: BORIS ISAAC CUENCA DELGADO

TUTOR: ING. ERVIN GEOVANNY SOLANO VILLEGAS, MSC

Guayaquil – Ecuador

2024

## CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Boris Isaac Cuenca Delgado con documento de identificación  $N^{\circ}$  0932320914 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de maneratotal o parcial el presente trabajo de titulación.

Guayaquil, 19 de febrero del año 2024

Atentamente,

Boris Isaac Cuenca Delgado 0932320914

## CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Yo, Boris Isaac Cuenca Delgado con documento de identificación No. 0932320914, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Proyecto Técnico: " Diseño e Implementación de un Sistema de Protección de Transformadores en una Red de Distribución mediante el uso del Relé SEL – 387E, La RTU SEL - RTAC 3530, Y El Equipo Omicron CMC - 356",el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, enla Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 19 de febrero del año 2024

Atentamente,

Boris Isaac Cuenca Delgado 0932320914

## CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Ervin Geovanny Solano Villegas con documento de identificación N° 0923481915, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro quebajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE EL USO DEL RELÉ SEL – 387E, LA RTU SEL - RTAC 3530, Y EL EQUIPO OMICRON CMC - 356, realizado por Boris Isaac Cuenca Delgado con documento de identificación N° 093232014, obteniendo como resultado final el trabajo de titulaciónbajo la opción Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinadospor la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 19 de febrero del año 2024

Atentamente,



Ing. Ervin Geovanny Solano Villegas, Msc

0923481915

#### DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis padres, Liliana Delgado y Gustavo Cuenca, así como a mis hermanas Arianna y Naomi Cuenca, abuelos, tíos y primos, quienes siempre han brindado su apoyo incondicional y fuerza durante todo mi trayecto universitario.

También quiero dedicar este trabajo a dos personas muy importantes en mi vida, Luis Alberto Coloma Villalva y Ramón Jeremías Vera Olaves. Aunque ya no están físicamente conmigo, sus buenos deseos, enseñanzas invaluables y eterno apoyo desde el cielo continúan guiándome y brindándome la fortaleza necesaria para superarme constantemente.

#### **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco en primer lugar a Dios por brindarme la fortaleza necesaria para perseverar ante las adversidades y alcanzar este importante logro.

Al Ing. Ervin Solano por el aporte de su conocimiento, permitiéndome desarrollar nuevas destrezas siendo un guía fundamental para el desarrollo de este trabajo de titulación.

A mi amigo Roberto Meza por brindarme su apoyo incondicional frente a cada una de las adversidades que se presentaron.

También deseo expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que contribuyeron a este proceso: mi familia, amigos, profesores y compañeros de trabajo que actuaron como mentores, brindándome valiosas enseñanzas que han enriquecido tanto mi desarrollo profesional como personal.

Agradezco de corazón a cada uno de ustedes por hacer posible este logro.

#### RESUMEN

Este proyecto de grado tiene como finalidad brindarle a los próximos Ingenieros Eléctricos conocimientos sobre temas muy actuales y de gran apogeo como lo son la Coordinación de Protecciones, Standard IEC 61850 y la creación de un sistema SCADA. Temas que han permitido la modernización de la carrera, facilitando la interoperabilidad de los equipos de protección e impulsado el desarrollo de nuevas destrezas.

La ejecución de este proyecto se desarrollará sobre un SEP en el que en primera instancia se realizará el estudio de coordinación de protecciones para un Transformador de Potencia y dos alimentadores presentes en un sistema de distribución. Dicho sistema será implementado bajo la normativa IEEE 37.91 e IEC 61850. En la cual la mensajería de eventos y disparos de protecciones se llevará a cabo por servicio GOOSE. Mientras que el servicio MMS será usado para el envío de reportes hacia el SCADA. El uso de servicios de mensajería que posee el standard nos garantiza selectividad, confiabilidad y rapidez al sistema de protecciones.

Finalmente se creará el entorno gráfico del sistema SCADA, el cual nos permitirá realizar un monitoreo en tiempo real del SEP en cuestión, similar a lo podemos encontrar en la estación de control de una Subestación Eléctrica Automatizada.

#### ABSTRACT

The purpose of this Project is to provide knowledge to the next generation of Electrical Engineers about current topics such as Protections Coordination, IEC 61850 Standard, and Scada Systems. Those topics have allowed the modernization of this career, the interoperability between IEDs and development of new skills.

This project will be developed about Power System in a distribution network. In which, in the first instance study of protections coordination will be performed for a Power Transformer and two feeders. This case of study is going to be based on IEEE C37.91 and IEC 6180 STANDARD. Events and protections trips are going to be mapped by GOOSE service. Reports for SCADA system will be sent using MMS service. Implementing these services correctly, the reliability, selectivity and speed of operation are ensured by the standard.

To conclude, The SCADA system will be created for monitoring the whole system in real time, like a real automated substation.

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN
ii
CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANAiii
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓNiv
DEDICATORIA v
AGRADECIMIENTOSvi
RESUMENvii
ABSTRACTviii
ÍNDICE DE CONTENIDOS1
ÍNDICE DE FIGURAS
ÍNDICE DE TABLAS10
ABREVIATURAS 11
CAPÍTULO I
1 INTRODUCCIÓN 12
$11  \text{ANTECEDENTES} \qquad 12$
1.1 ANTLEEDENTES
1.2 PROBLEMATICA
1.3 OBJETTVOS
1.3.1 OBJETIVO GENERAL
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS
1.4 JUSTIFICACIÓN 14
1.5 ALCANCE DEL PROYECTO
1.6 DELIMITACIÓN15
1.7 BENEFICIARIOS

CAPÍTULO II	
2. MARCO TEÓRICO	
2.1. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA (SEP)	
2.1.1. DEFINICIÓN	17
2.1.2. ETAPAS DEL SEP	
2.1.2.1. GENERACIÓN	
2.1.2.2. TRANSMISIÓN	
2.1.2.3. DISTRIBUCIÓN	
2.2. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	
2.2.1. DEFINICIÓN	
2.2.2. ESQUEMAS EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN	
2.2.2.1. BARRA SIMPLE	
2.2.2.2. BARRA SIMPLE SECCIONADA	
2.2.2.3. BARRA SIMPLE CON SECCIONADOR DE BYPASS	
2.2.2.4. BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA	
2.2.2.5. BARRA DOBLE	
2.2.2.6. BARRA EN ANILLO	
2.2.2.7. BARRA INTERRUPTOR Y MEDIO	
2.2.3. FALLAS SIMÉTRICAS	
2.2.4. FALLAS ASIMÉTRICAS	
2.2.5. TRANSFORMADOR DE POTENCIA	
2.2.5.1. FALLAS EN TRANSFORMADORES	
2.3.3.1.1. FALLAS EXTERNAS	
2.3.3.1.2. FALLAS INTERNAS	
2.3. ELEMENTOS DE MEDICIÓN Y PROTECCIÓN EN SISTEMAS DE	
DISTRIBUCIÓN	

2.3.1. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL (PT O VT) Y TRANSFORMADO	)R
DE CORRIENTE (CT)	30
2.3.2. ASPECTOS FUNDAMENTALES DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS	31
2.3.3. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	31
2.3.4. INTERRUPTORES DE POTENCIA	33
2.3.5. FUSIBLES	33
2.3.6. SECCIONALIZADORES	34
2.3.7. RECONECTADORES	34
2.3.8. RELÉS DE PROTECCIÓN	34
2.4. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN DISTRIBUCIÓN	35
2.4.1. CRITERIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	35
2.4.2. FUNCIONES DE PROTECCIÓN	36
2.4.2.1. PROTECCIÓN DE SOBRE CORRIENTE TIEMPO INVERSO (51)	36
2.4.2.2. PROTECCIÓN DE SOBRE CORRIENTE INSTANTÁNEO (50)	36
2.4.2.3. PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR (87T)	37
2.4.3. ETAP	38
2.4.4. IED – SEL 751	38
2.4.5. IED – SEL 387E	39
2.4.6. ACSELERATOR QUICKSET	40
2.4.7. OMICRON CMC – 356	40
2.4.7.1. TEST UNIVERSE	41
2.5. SCADA	42
2.5.1. STANDARD IEC – 61850	42
2.5.1.1. ESTRUCTURA DE DATOS IEC 61850	43
2.5.1.2. NIVELES DE FUNCIONAMIENTO BAJO IEC 61850	44
2.5.1.3. GOOSE	45

2.5.1.4. MMS		46
2.5.1.5. ASCEL	ERATOR ARCHITEC	46
2.5.2. COMPONE	NTES DEL SISTEMA SCADA	47
2.5.2.1. RTU		47
2.5.2.2. ASCEL	ERATOR RTAC	48
2.5.2.3. SWITCI	Η	49
2.5.2.4. CABLE	UTP	49
2.5.3. WINCC RT	– ADVANCED	50
2.5.3.1. MODBU	JS TCP/IP	51
CAPÍTULO III		52
3. MARCO METODO	LÓGICO	52
3.1. DESCRIPCIÓN	DEL OBJETO DE ESTUDIO	52
3.1.1. DIAGRAM	A UNIFILAR	53
3.1.2. ARQUITEC	CTURA DE COMUNICACIONES	54
3.2. AJUSTE PROTI	ECCIÓN DE TRANSFORMADOR	55
3.2.1 AJUSTE DE	FUNCIÓN DIFERENCIAL	59
3.2.2 AJUSTE DE	FUNCIÓN DE SOBRE CORRIENTE	61
3.3. AJUSTE PROTI	ECCIÓN DE ALIMENTADOR	64
3.3.1 AJUSTES D	E FUNCIÓN DE SOBRE CORRIENTE	66
3.4. COORDINACIÓ	ON DE PROTECCIONES	68
3.5. CONFIGURAC	IÓN DE NORMATIVA IEC 61850	70
3.5.1 CONFIGUR	ACIÓN RED LAN EN LOS IEDs	70
3.5.2 CONFIGUR	ACIÓN DE RED EN RTAC – 3530	71
3.5.3 PRUEBA DE	E CONECTIVIDAD	73
3.5.4 CREACIÓN	DE ARCHIVOS .CID DE LOS IEDs	74
3.5.5 CONFIGUR	ACIÓN RTU – RTAC SEL 3530	89

3.6. CONFIGURACIÓN DE SCADA WINCC - ADVANCED
CAPÍTULO IV 100
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS 100
4.1. OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES 100
4.2. OPERACIÓN EN FALLA101
4.2.1 FALLA DE TRANSFORMADOR
4.2.2 FALLA DE ALIMENTADOR 107
CAPÍTULO V 110
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
5.1. CONCLUSIONES
5.2. RECOMENDACIONES
BIBLIOGRAFÍA 112
ANEXOS 116

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Universidad Politécnica Salesiana Sede – Guayaquil Campus Centenario	16
Figura 2 Esquema General de un SEP	17
Figura 3 Diferentes tipos de Generación Eléctrica y sus fuentes Primarias	18
Figura 4 Esquema Etapa de Transmisión	19
Figura 5 Esquema Etapa de Distribución	19
Figura 6 Pliego tarifario, Categorías y Niveles de Voltaje	20
Figura 7 Esquema de Barra Simple	21
Figura 8 Esquema de Barra Simple Seccionada	22
Figura 9 Esquema de Barra simple con seccionador bypass	22
Figura 10 Esquema de Barra Principal y Transferencia	23
Figura 11 Esquema de Barra Doble	24
Figura 12 Esquema de Barra en Anillo	24
Figura 13 Esquema de Barra Interruptor y Medio	25
Figura 14 Falla Trifásica	26
Figura 15 Fallas Asimétricas	27
Figura 16 Transformador de Potencia	27
Figura 17 Fallas Externas en Transformadores	29
Figura 18 Falla Interna en Transformador	30
Figura 19 Transformador de Corriente y Tensión	31
Figura 20 Interruptor de Potencia	33
Figura 21 IED SEL 451 – Controlador de Bahía	35
Figura 22 Curva de Disparo por tiempo inverso	36
Figura 23 Curva de Disparo Instantáneo	36
Figura 24 Protección Diferencial de Transformador	37
Figura 25 Operación Característica de la Protección Diferencial	38
Figura 26 IED SEL – 751	39
Figura 27 IED SEL – 387E	39
Figura 28 Software Acselerator Quickset	40
Figura 29 Omicron CMC – 356	41

Figura 30 Software Test Universe – OMICRON	41
Figura 31 Estructura de Standard IEC – 61850	42
Figura 32 Estructura de Datos IEC 61850	43
Figura 33 Modelado Funcional IEC 61850	44
Figura 34 Niveles de un SAS bajo IEC 61850	45
Figura 35 Servicio GOOSE	45
Figura 36 Mensajería MMS	46
Figura 37 Software Ascelerator Architec – SEL	47
Figura 38 Controlador en Tiempo Real (RTAC)- SEL 3530	47
Figura 39 Software Ascelerator RTAC – SEL	48
Figura 40 Switch de Comunicaciones	49
Figura 41 Cable UTP	50
Figura 42 Software WINCC RT – ADVANCED	50
Figura 43 Protocolo MODBUS	51
Figura 44 Diagrama unifilar del sistema	53
Figura 45 Arquitectura de comunicaciones	54
Figura 46 Activación de Funciones 50,51,87 en el software Acselerator Quickset	56
Figura 47 Información General del Transformador (1)	57
Figura 48 Información General del Transformador (2)	58
Figura 49 Ajustes de Protección Diferencial en software Acselerator Quickset	60
Figura 50 Ajustes de Protecciones para Fase en Acselerator Quickset	62
Figura 51 Ajuste de Protecciones para Neutro en Acselerator Quickset	63
Figura 52 Información General del Alimentador	65
Figura 53 Ajuste de Sobre corriente Temporizada para Fase en Acselerator Quickset	66
Figura 54 Ajuste de sobre corriente Temporizada para Neutro en Acselerator Quickset	67
Figura 55 Coordinación para Fase en Software ETAP	68
Figura 56 Coordinación para Neutro en Software ETAP	69
Figura 57 Configuración por pantalla IED SEL - 751_1	70
Figura 58 Ingreso al Web Server de la RTAC – 3530	71
Figura 59 Pantalla Principal Web Server RTAC – 3530	71
Figura 60 Pantalla de Configuración de Interfaces	72
Figura 61 Configuración de Puerto Eth_1 en RTAC – 3530	72

Figura 62 Configuración dirección IP en la Laptop	
Figura 63 Prueba de conectividad	
Figura 64 Creación SEL - 751_1 y SEL - 751_2	
Figura 65 Versión SEL - 751_1 y SEL - 751_2	
Figura 66 Creación SEL – RTAC 3530	
Figura 67 Versión SEL – RTAC 3530	
Figura 68 Creación SEL - 387E	
Figura 69 Versión SEL - 387E	
Figura 70 Selección del modelo de control	
Figura 71 Direccionamiento IP SEL - 387E	
Figura 72 Direccionamiento IP SEL - 751_1	
Figura 73 Direccionamiento IP SEL - 751_2	
Figura 74 Direccionamiento IP SEL – RTAC 3530	
Figura 75 Creación de Señales Buffered SEL - 751_1 y SEL - 751_2	
Figura 76 Señales Unbuffered SEL - 751_1 y SEL - 751_2	
Figura 77 Señales Goose SEL - 751_1 y SEL - 751_2	
Figura 78 Señales Buffered SEL - 387E	
Figura 79 Señales Unbuffered SEL - 387E	
Figura 80 Señales Goose SEL - 387E	
Figura 81 Configuración para la transmisión de Mensajería Goose	
Figura 82 Configuración Disparos por Goose en IED SEL – 751	
Figura 83 Generación de reportes	
Figura 84 Envío de reportes a RTAC	
Figura 85 Envío de archivo CID a IED SEL - 751	
Figura 86 Credenciales para SEL - 751	
Figura 87 Envío IEC 61850 finalizado en SEL 751	
Figura 88 Credenciales para SEL - 387E	
Figura 89 Envío IEC 61850 finalizado en SEL 387E	
Figura 90 Ingreso AcSELerator RTAC	
Figura 91 Elección del modelo y firmware de RTAC	
Figura 92 Carga de archivo SCD. con la configuración IEC 61850	
Figura 93 Archivo .SCD cargado	

Figura 94 Interfaz principal del proyecto	
Figura 95 Ingreso en modo online con la RTAC	
Figura 96 Ventana Go Online RTAC	
Figura 97 Venta de Aceptar Cambios en configuración	
Figura 98 Establecimiento de Conexión Online con la RTAC	
Figura 99 Creación de conexión MODBUS en RTAC	
Figura 100 Creación tipo de conexión MODBUS	
Figura 101 Asignación IP al MODBUS Server	
Figura 102- Creación de Señales Bool	
Figura 103 Creación de Señales Análogas	
Figura 104 Conversión de datos en Tag Processor	
Figura 105 Creación de nuevo proyecto en TIA PORTAL	
Figura 106 Creacion de aplicativo HMI WINCC en software TIA PORTAL	
Figura 107 Configuración de conexión MODBUS TCP/IP en WINCC	
Figura 108 Creación de Variables del HMI	
Figura 109 Asignación de variables	
Figura 110 Operación normal pantalla principal SCADA	100
Figura 111Operación normal pantalla alimentador SCADA	101
Figura 112 Falla de Transformador de Potencia en software ETAP	
Figura 113 Test Diferencial en software Test Universe	103
Figura 114 Visualización SCADA falla Diferencial SEL 387E	
Figura 115 Test sobre corriente en software Test Universe	105
Figura 116 Visualización SCADA falla Sobre corriente SEL 387E	105
Figura 117 Visualización de fallas en SCADA	
Figura 118 Falla de Alimentador 1 en software ETAP	
Figura 119 Test sobre corriente en software Test Universe	
Figura 120 Visualización SCADA falla Sobre corriente Fase SEL 751	
Figura 121 Visualización SCADA falla Sobre corriente Neutro SEL 751	
Figura 122 Pantalla principal SCADA con falla de alimentadores	109

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Dispositivos de Protección ANSI	. 32
Tabla 2 Direcciones IP de los dispositivos	. 54
Tabla 3 Datos del Transformador (1)	. 55
Tabla 4 Datos del Transformador (2)	. 55
Tabla 5 Cálculo de CTs y PT para Transformador de Potencia	. 55
Tabla 6 Ajuste Protección Diferencial 87T	. 59
Tabla 7 Cálculo de Ajustes para la función 51P y 50P del Trasformador de Potencia	61
Tabla 8 Cálculo de Ajustes para función 51N y 50N del Transformador de Potencia	61
Tabla 9 Datos nominales del Alimentador	. 64
Tabla 10 Cálculo de Ajustes para funciones 51P y 51N del alimentador	. 66

## ABREVIATURAS

IED	Intelligent Electronic Device		
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia		
ANSI	American National Standards Institute		
V	Voltios		
KV	Kilo Voltios		
MVA	Mega Volti-Amperio		
RTU	Remote Terminal Unit		
RTAC	Real-Time Automation Controller		
SEL	Schweitzer Engineering Laboratories		
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition		
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Event		
MMS	Manufacturing Message Specification		
IEC	International Electrotechnical Commission		
SAS	Sistema de Automatización de Subestaciones		
TP	Transformador de Potencial		
TC	Transformador de Corriente		
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers		

### **CAPÍTULO I**

#### 1. INTRODUCCIÓN

El tema del siguiente proyecto técnico es "Diseño e implementación de un sistema de protección de transformador en una red de distribución mediante el uso del relé SEL 387E, la RTU SEL RTAC-3530 y el equipo Omicron CMC – 356" en el cual se plantea determinar los ajustes para los relés de protección de un Transformador de Potencia y dos alimentadores presentes en una red de distribución, mismos que estarán comunicados con la RTU bajo el standard IEC 61850.

Este trabajo consta de cinco capítulos para su implementación. El primero describe el problema, antecedentes, y la justificación de porque se desea llevar a cabo este proyecto.

Por su parte en el segundo capítulo se describe todos los conceptos generales que son de vital importancia para el entendimiento de este trabajo.

En el tercer capítulo se explicará la metodología usada para la ejecución del proyecto, se presentará el escenario y se indicará como se determinaron los ajustes para las protecciones con el software etap, Adicional se describirá el proceso de comunicaciones entre los IEDs con la RTU junto con la implementación de la normativa IEC 61850 done se configurarán los servicios de mensajerías GOOSE para los disparos de protecciones y MMS para reportes, mismos que servirán para que las variables puedan ser visualizadas en el sistema SCADA usando el aplicativo WINCC del fabricante SIEMENS.

En el cuarto capítulo se mostrarán los resultados obtenidos durante la ejecución y pruebas del proyecto. Finalmente, en el quinto capítulo se llevarán a cabo las conclusiones y recomendaciones que se pudieron obtener de este proyecto.

#### **1.1 ANTECEDENTES**

El desarrollo de nuevas tecnologías dentro del campo de la Ingeniería Eléctrica y la Automatización de Sistemas de Potencia ha permitido modernizarnos, desarrollando nuevas habilidades y destrezas. Particularmente en el área de Protecciones, en donde la operación en conjunto de la mano con el control y monitoreo en tiempo real nos permite la preservación de

elementos bastantes costosos y esenciales como lo es el Transformador de Potencia, esto es primordial para una operación fiable del SEP [1].

El incremento mundial de la demanda de electricidad genera la necesidad de que los sistemas de transmisión, distribución y generación se vuelvan más eficientes. Este rápido desarrollo de la tecnología nos obliga a la adopción de los sistemas SCADA y la automación general de los SEP [2].

La implantación de la normativa IEC 61850 nos brinda la versatilidad de trabajar con distintos IEDs facilitando la interoperabilidad su integración al sistema SCADA. Lo que mejora y la supervisión y control de los Transformadores de Potencia. Esto permite una detención rápida y precisa de cualquier anomalía, minorizando daños e interrupciones, generando una mejor confiabilidad del sistema.

## 1.2 PROBLEMÁTICA

La Energía Eléctrica es uno de los recursos fundamentales que posee la sociedad industrial actualmente. Los SEP son una red muy compleja. La cual se encuentra conformada por Generadores, Transformadores, Líneas de Transmisión - Distribución y Cargas [1].

Los SEP se encuentran sujetos a constantes perturbaciones debido a cambios repentinos de cargas o fallas originadas por causas naturales. También en algunas ocasiones siendo el resultado de errores de operación o mal funcionamiento de algún elemento. Cuando se dan estos eventos los elementos de protección en los que intervienen los bien conocidos Relés de Protección o IEDs. Son dispositivos que se encuentran monitoreando constantemente el comportamiento de la red y deben detectar condiciones anormales e iniciar acciones correctivas tan pronto como sea posible con la finalidad de regresar al sistema a un estado de operación normal [1].

Los Transformadores de Potencia son uno de los componentes más relevantes dentro de un sistema de distribución y adicional el de mayor inversión. Es por esta razón que sus elementos de protección deben estar debidamente seleccionados y configurados acorde a su capacidad e importancia [3].

Con la finalidad de mejorar la confiabilidad, alargar la vida útil, y salvaguardar en este caso la integridad del Transformador de Potencia. Se han desarrollado nuevas tecnologías en el área de

redes y comunicación las cuales son usadas para poder monitorear, enviar mensajes y realizar control en tiempo real sobre los, IEDs, switches, breakers, o algún otro equipo principal que controle el flujo de energía [2].

#### **1.3 OBJETIVOS**

#### **1.3.1 OBJETIVO GENERAL**

Realizar el diseño e implementación de un sistema de protección de transformadores en una red de distribución mediante el uso del Relé SEL-387E, La RTU SEL-RTAC 3530 y el Equipo de prueba OMICRON CMC-356.

### **1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

Establecer el escenario sobre el cual se va a desarrollar la implementación del proyecto de Tesis propuesto.

 Realizar el estudio de coordinación de protecciones en software ETAP y parametrizar los IEDs con los valores de arranque obtenidos para las funciones 50, 51 y 87.

✓ Ejecutar pruebas de protecciones mediante el uso de la maquina OMICRON - CMC –
356.

✓ Emplear STANDARD IEC 61850 entre los IEDs con la RTAC – 3530 para obtención de señales análogas y disparo de protecciones.

✓ Emplear protocolo MODBUS – TCP entre RTAC – 3530 y el aplicativo SCADA WINCC – SIEMENS.

### 1.4 JUSTIFICACIÓN

En el laboratorio de Protecciones Eléctricas de la Universidad Politécnica Salesiana se posee un módulo didáctico de protecciones de redes de distribución en Sistemas Eléctricos de Potencia. En el cual se desarrollará el estudio y análisis de la coordinación de protecciones para el proyecto de tesis propuesto, mediante la utilización de los distintos IEDs y un controlador de tiempo real RTAC. Debido al elevado costo de reparación o remplazo del Transformador de Potencia, en caso de una violenta falla con probabilidades muy altas de incendio en equipos adyacentes.

Proteger la integridad del elemento limitando los daños se convierte en un objetivo principal. Realizar el estudio para la selección de elementos de protección de este equipo tan indispensable para el suministro de energía requiere de un análisis de ingeniería muy detallado donde se determinará el esquema más rentable y confiable [4]. La implementación de la normativa IEC 61850 es fundamental para Los Sistemas de Automatización en Subestaciones (SAS). El alcance extenso que posee esta norma nos brinda la posibilidad de realizar monitoreo y control sobre el SEP de manera constante sin importar el fabricante garantizando la interoperabilidad. De tal modo que se pueda registrar parámetros en operación normal y en estado de falla. Los cuales a través de análisis de ingeniería se dará solución de forma oportuna con la finalidad de evitar afectaciones en los equipos [5].

#### **1.5 ALCANCE DEL PROYECTO**

Durante la ejecución de este proyecto se llevará a cabo el diseño y la implementación de coordinación de protecciones para un transformador de Potencia empleando la Normativa IEC 61850.

Posteriormente se realizará el mapeo mediante el protocolo de comunicación MODBUS - TCP de las señales implementadas en IEC 61850, para poder visualizarlas en el aplicativo SCADA WINCC del fabricante SIEMENS.

#### 1.6 DELIMITACIÓN

El lugar donde se implementará el estudio y realizará las pruebas, será el "Módulo de pruebas de protecciones de redes de distribución en Sistemas Eléctricos de Potencia", situado en el Laboratorio de Protecciones Eléctricas que mantiene la carrera de Ingeniería Eléctrica, de la Universidad Politécnica salesiana sede guayaquil, en el campus Centenario. La realización del proyecto será estrictamente con fines didácticos.



Figura 1.- Universidad Politécnica Salesiana Sede – Guayaquil Campus Centenario

Fuente: Google Maps

### **1.7 BENEFICIARIOS**

A través del estudio e implementación de este proyecto de Tesis, se logrará beneficiar con conocimiento acerca del desarrollo y pruebas de la normativa IEC 61850 a los estudiantes de la carrera de Ingeniería en Electricidad de la Universidad Politécnica Salesiana. Mediante la realización de prácticas y ejercicios de aplicación esperamos brindarle un excelente valor agregado a su formación técnica como Ingenieros eléctricos.

## **CAPÍTULO II**

### 2. MARCO TEÓRICO

## 2.1. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA (SEP)

## 2.1.1. DEFINICIÓN

Los SEP tienen como propósito satisfacer la demanda requerida por los usuarios, mediante un sistema interconectado, al mínimo costo, con una alta fiabilidad y tratando de generar un bajo impacto ambiental [6].

Los Sistemas Eléctricos de Potencia están compuestos en diferentes etapas las cuales son generación, transmisión y distribución. Los SEP incluyen una variedad de componentes en su operación tales como generadores, transformadores de potencia, líneas de transmisión, subestaciones y sistemas de distribución, etc [7].



Figura 2.- Esquema General de un SEP

Fuente: [8]

#### 2.1.2. ETAPAS DEL SEP

#### 2.1.2.1. GENERACIÓN

Es en esta etapa donde se da la producción de la energía eléctrica en las centrales de Generación, las cuales van a depender del tipo de energía primaria que estas requieran. Entre ellas pueden estar Centrales Hidroeléctricas, Térmicas, Solares, Eólicas, Nucleares, etc.

La máquina eléctrica denominada Alternador Trifásico es el elemento donde se da la conversión de energía mecánica a Eléctrica. Su tensión en bornes puede estar entre 4.16 a 25 KV, a 60 Hz para la mayoría de los países en América y en 50 Hz para Europa. Su potencia nominal puede llegar hasta 1500 MVA [8].



Figura 3.- Diferentes tipos de Generación Eléctrica y sus fuentes Primarias Fuente: [9]

## 2.1.2.2. TRANSMISIÓN

El propósito de esta etapa es realizar el transporte de la energía eléctrica de manera eficiente y con las menores pérdidas desde los puntos de Generación, elevando los niveles de voltaje estandarizados bajo la normativa ANSI a 69, 115, 138, 161, 230, 345, 500 y 765 KV mediante el uso de transformadores de Potencia. Hacia las subestaciones para reducir estos niveles de voltaje y continuar con la siguiente etapa denominada distribución [10].



Figura 4.- Esquema Etapa de Transmisión

#### Fuente: [8]

### 2.1.2.3. DISTRIBUCIÓN

Finalmente, en etapa después de haber pasado por las subestaciones de distribución se realiza la entrega y consumo de la energía eléctrica. Se puede dividir en dos secciones. La primaria que se encarga de suplir cargas que se encuentra bien definida geográfica y normalmente se entrega en niveles desde 4 hasta 34.5 KV, a los consumidores industriales debido a su alta demanda se les realiza la entrega de energía a los mismos niveles voltaje de los alimentadores principales [10].



Figura 5.- Esquema Etapa de Distribución

Fuente: [8]

La segunda sección se los denomina consumidores comerciales y residenciales, la reducción del nivel de voltaje puede variar dependiendo del lugar donde se encuentre. En Ecuador se tienen definido los siguientes valores.

Categoría	Nivel de Voltaje - NV	Grupo de Consumo	Registro de Demanda
Residencial		Residencial	Sin demanda
		Comercial	Sin demanda
	Bajo Voltaje – BV NV < 600 V		Con demanda
			Con demanda horaria
		Industrial	Sin demanda
			Con demanda
			Con demanda horaria
			Sin demanda
		Otras (*)	Con demanda
		Otros(*)	Con demanda horaria
			Con demanda horaria diferenciada
<b>A</b>	<b>Medio Voltaje – MV</b> 600 V ≤ NV ≤ 40 kV	Comercial	
General		Industrial	Con demanda
		Otros(*)	
		Comercial	Ore demonde bereite
		Otros(*)	Con demanda noraria
			Can demondo horario diferencia di
		Industrial	Con demanda horana dilerenciada
	Alto Voltaje – AV AV1: 40 kV ≤ NV ≤ 138 kV	Comercial	Can demonde hererie
		Alto Voltaje – AV	
		Industrial	Con demanda horaria diferenciada
	AV2: NV > 138 kV	Industrial	
Jota (*) El grupo de consumo Otros considera consumidores como entidades oficiales, asistencia social, servicios comunitarios, bombec			

Figura 6.- Pliego tarifario, Categorías y Niveles de Voltaje

*Fuente:* [11]

## 2.2. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

### 2.2.1. DEFINICIÓN

Es el grupo de elementos eléctrico, presentes en un sistema eléctrico de potencia, cuya función principal es transformar niveles de voltaje y derivar circuitos de potencia [12].

#### 2.2.2. ESQUEMAS EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

#### 2.2.2.1. BARRA SIMPLE

Es una de las configuraciones de barra en subestaciones con más bajo costo, son bastantes sencillas en instalación y maniobra debido que todas las cargas y alimentadores se encuentran conectados en dicha barra. Como consecuencia posee un bajo nivel de Confiabilidad incluso usando Relés de Protección. Ya que, en presencia de alguna falla, mantenimiento en la barra principal o del Interruptor. Toda la instalación se vería afectada [13].



Figura 7.- Esquema de Barra Simple Fuente: [14]

#### 2.2.2.2. BARRA SIMPLE SECCIONADA

Es bastante similar a la configuración de barra simple, pero en este caso se ha seccionado la barra de tal forma que, si existe una falla en barra, se desconecta toda la subestación, apertura el seccionador de seccionamiento y se normaliza el servicio a la parte no afectada. Es de uso muy común en sistemas donde existe una cantidad considerables bahías y al menos dos fuentes distintas.



Figura 8.- Esquema de Barra Simple Seccionada Fuente: [14]

#### 2.2.2.3. BARRA SIMPLE CON SECCIONADOR DE BYPASS

Esta configuración es la misma que barra simple a diferencia que se incorpora unos seccionadores para cada una de las derivaciones conectadas a la barra. Mejorando así un poco la confiabilidad. Puesto que, frente a un mantenimiento o inspección de elementos de corte, se mantiene el servicio [15].



Figura 9.- Esquema de Barra simple con seccionador bypass

Fuente: [16]

#### 2.2.2.4. BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA

Esta configuración está conformada por dos barras independientes, principal P y transferencia T enlazadas a través de un interruptor Todos los circuitos son alimentados desde la barra principal pasando por sus respectivos interruptores y seccionadores. En caso de que algún elemento necesite ser intervenido para mantenimiento o reparación, se lo aísla. Y mediante seccionadores se da continuidad al servicio desde la barra de transferencia.

Los costos de instalación son apropiados con relación a su utilidad y facilidad para realizar mantenimientos con líneas protegidas. Debido al interruptor de enlace, su relé asociado debe ser algo complejo. La falla de un interruptor o una barra puede causar la pérdida total de la subestación [13].



Figura 10.- Esquema de Barra Principal y Transferencia Fuente: [14]

#### **2.2.2.5. BARRA DOBLE**

Este esquema posee un costo más elevado en comparación con los anteriores por lo que comprende un juego de 2 barras conectadas entre sí mediante un interruptor de enlace. Cada salida posee un interruptor y 2 seccionadores conectados a cada una de las barras. Cuando se cierra el interruptor de enlace, las salidas pueden ser alimentadas por cualquiera de las 2 vías. Incluso si alguna de las 2 barras sale de operación por falla o mantenimiento, no tendría incidencia sobre la otra. Ya que le interruptor aparta la barra en defecto, quedando en operación la otra barra. Esto aporta una alta confiabilidad, el servicio no se ve interrumpido y genera flexibilidad en la operación [13].



Figura 11.- Esquema de Barra Doble Fuente: [14]

### 2.2.2.6. BARRA EN ANILLO

Este tipo de configuración es de uso casi exclusivo en zonas de alto voltaje. Por lo que cada circuito necesita estar respaldado por un Relé y se limita a un máximo de 6 salidas. Es bastante flexible en la operación ya que no necesita un interruptor de enlace. Está constituido por interruptores que forman un anillo, en donde las cargas se conectan entre dos estos elementos generando alta confiabilidad por lo que no es necesario interruppir el servicio en revisiones periódicas. Adicional dispone de doble alimentación por cada circuito, no necesita de buses principales, diseño económico, no genera interrupción del servicio [13].



Figura 12.- Esquema de Barra en Anillo Fuente: [14]

#### **2.2.2.7. BARRA INTERRUPTOR Y MEDIO**

Para este tipo de configuración se establece 2 buses principales, los cuales se encuentran normalmente energizados. Cada salida dispone de un juego de 3 interruptores y 2 seccionadores. Esta configuración se la encuentra comúnmente en niveles de alto voltaje. Permite de ser necesario aislar uno de los buses o realizar mantenimiento a cualquier interruptor sin interrumpir el servicio. Otorga amplia confiabilidad y flexibilidad en la operación. Al igual que el anterior, este esquema también posee doble alimentación por circuito por lo que es necesario la utilización de relés de protección [13].



Figura 13.- Esquema de Barra Interruptor y Medio

Fuente: [14]

### 2.2.3. FALLAS SIMÉTRICAS

Se describe como un cortocircuito que afecta simultáneamente las tres fases, una falla que, aunque poco común, representa la más grave. Dado que la red está equilibrada, se aborda de manera individual para cada fase. Las otras dos fases transportan corrientes idénticas, con excepción del desplazamiento de fase [10].



Figura 14.- Falla Trifásica Fuente: [17]

### 2.2.4. FALLAS ASIMÉTRICAS

Estas situaciones son frecuentes y menos graves en comparación con las fallas simétricas. Principalmente se dividen en tres categorías: línea a línea (b), doble línea a tierra (c), y línea a tierra (d). La falla más frecuente, que abarca el 65-70% de todas las situaciones, es la de línea a tierra (d). Este tipo de falla se produce cuando un conductor entra en contacto con la tierra o el suelo. Las fallas dobles a tierra, que implican que ambos conductores hagan contacto con el terreno, constituyen el 15-20% de las situaciones. En contraste, las fallas de línea a línea ocurren cuando dos conductores entran en contacto, principalmente debido al balanceo de líneas causado por el viento, y representan el 5-10% de las fallas.

Estas condiciones son también denominadas fallas no equilibradas, ya que su presencia conlleva a un desequilibrio en el sistema. Este desequilibrio implica que los valores de impedancia difieren en cada fase, generando corriente desequilibrada que fluye a través de las fases. Analizar estas situaciones resulta más complejo y se aborda de manera análoga a las fallas balanceadas trifásicas, tratándolas fase por fase [18].



Figura 15.- Fallas Asimétricas Fuente: [17]

## 2.2.5. TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Un transformador es aquella maquina eléctrica estacionaria, que transforma los niveles de voltaje en AT/AT o AT/MT (mayor a 34.5 KV), manteniendo su potencia. Son denominados de Potencia ya que su capacidad nominal es superior a los 500 KVA [1].



Figura 16.- Transformador de Potencia Fuente: [19]

#### 2.2.5.1. FALLAS EN TRANSFORMADORES

Los devanados del transformador y el núcleo magnético se encuentran sujetos a distinto esfuerzos tales como:

- Expansión y Contracción debido al ciclo térmico
- Vibración
- Calentamiento local debido al flujo magnético
- Esfuerzos debido a la circulación de corrientes de falla
- Sobrecalentamientos debido a sobrecargas o fallas en el sistema de enfriamiento [4].

### 2.3.3.1.1. FALLAS EXTERNAS

Se trata de fallos que se originan fuera de la zona protegida del transformador. Para salvaguardar contra este tipo de fallos, se emplean protecciones basadas en relés de sobre corriente que deben ser alimentados por transformadores de corriente distintos a los utilizados en la protección interna del transformador.

En el caso de fallos a tierra, generalmente se utilizan relés separados. Además, se aconseja instalarlos en el área de bajo voltaje. Si la fuente de alimentación durante el fallo se encuentra en el lado de alto voltaje, esta disposición evita que se vean afectados por las corrientes de energización Inrush. Por lo tanto, estas corrientes no afectarán la configuración de la corriente mínima de operación ni los tiempos de operación del relé [20].


Figura 17.- Fallas Externas en Transformadores

Fuente: [4]

## 2.3.3.1.2. FALLAS INTERNAS

Se trata de defectos que surgen en la región resguardada del transformador, ya sea en el interior del depósito o en los transformadores de corriente (TC). Estos problemas se dividen en dos tipos: fallas incipientes y fallas activas, las cuales se generan debido al deterioro del aislamiento y otras componentes del transformador [20].



Figura 18.- Falla Interna en Transformador Fuente: [20]

# 2.3. ELEMENTOS DE MEDICIÓN Y PROTECCIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

## 2.3.1. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL (PT O VT) Y TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (CT)

Los transformadores de corriente (CT) y de voltaje (VT), cumplen la función de reducir las magnitudes de las corrientes y voltajes del sistema eléctrico, a la vez que ofrecen aislamiento entre la red eléctrica y los dispositivos conectados. Los estándares de clasificación permiten cierta interoperabilidad entre fabricantes, con CT en EE. UU. clasificados a 5A y en Europa a 1A. Para VT, los devanados secundarios tienen clasificaciones de 120V para conexiones de fase a fase y 69.3V para conexiones de fase a neutro. Diseñados para tolerar condiciones anormales, los CT resisten corrientes de falla breves, mientras que los VT soportan sobretensiones dinámicas indefinidamente. Los CT son transformadores magnéticamente acoplados y los VT pueden incluir un divisor capacitivo de voltaje. También se mencionan brevemente transductores modernos que emplean componentes electrónicos y de fibra óptica. Su función principal es suministrar señales precisas a relés y medidores, aunque es necesario tener en cuenta posibles errores de transformación [1].



Figura 19.- Transformador de Corriente y Tensión Fuente: [21],[22]

## 2.3.2. ASPECTOS FUNDAMENTALES DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Los cinco aspectos fundamentales son los siguientes:

Confiabilidad: Asegurarse de que la protección funcione de manera adecuada.

Selectividad: Maximizar la continuidad del servicio al mismo tiempo que se minimiza la desconexión del sistema.

Velocidad de operación: Reducir al mínimo la duración de las fallas, disminuir el daño al equipo y prevenir la inestabilidad del sistema.

Simplicidad: Utilizar la menor cantidad posible de equipo de protección y circuitos asociados para lograr los objetivos de protección.

Economía: Alcanzar el nivel máximo de protección con el costo total más bajo.

## 2.3.3. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

En la tabla 1, se mostrará algunos de las funciones de protección con su respectivo código ANSI.

FUNCIÓN	NÚMERO
	AINSI
RELÉ DE DISTANCIA	21
DISPOSITIVO DE CHEQUEO DE	
SINCRONISMO	25
DISPOSITIVO TÉRMICO	26
RELÉ DE BAJO VOLTAJE	27
RELÉ DE POTENCIA INVERSA	32
RELÉ DE CAMPO DE EXCITACIÓN	40
BREAKER DE CAMPO DE	
EXCITACIÓN	41
RELÉ DE SECUENCIA NEGATIVA	46
RELÉ TERMICO	49
RELÉ DE SOBRECORRIENTE	
INSTANTÁNEO	50
RELÉ DE SOBRECORRIENTE	
TEMPORIZADO	51
INTERRUPTOR DE POTENCIA	52
RELÉ DE SOBREVOLTAJE	59
RELÉ DE PRESIÓN, FLUJO O NIVE DE	
LÍQUIDOS Y GASES.	63
RELÉ DE PROTECCIÓN A TIERRA.	64
RELÉ DE SOBRECORRIENTE	
DIRECCIONAL.	67
RELÉ DE ALARMA	74
RELÉ DE RECIERRE.	79
RELÉ DE FRECUENCIA	81
RELÉ RECEPTOR DE ONDA	
PORTADORA	85
RELÉ AUXILIAR CON BLOQUEO.	86

Tabla 1.- Dispositivos de Protección ANSI

Fuente: [23]

#### 2.3.4. INTERRUPTORES DE POTENCIA

Los interruptores son mecanismos de conmutación que pueden interrumpir corrientes en condiciones normales o de falla, clasificándose en "Interruptor de tanque muerto" o "Interruptor de tanque vivo" según su diseño. En el caso del interruptor de tanque muerto, sus contactos de interrupción están resguardados dentro de una cabina metálica conectada a tierra y rodeada de gas SF6 u aceite. El flujo de corriente sigue un trayecto desde los bujes de alto voltaje, pasa a través del sistema de contacto y sale por otro buje de alto voltaje [24].



Figura 20.- Interruptor de Potencia Fuente: [25]

#### 2.3.5. FUSIBLES

Los fusibles son elementos económicos y simples utilizados por los SED para protección contra sobre corrientes. Aunque básicos, son altamente confiables, ofreciendo protección prolongada sin necesidad de mantenimiento. Su funcionamiento implica que, cuando una corriente elevada atraviesa la lámina fusora, esta se funde debido a la generación de alta temperatura, desconectando así la fase afectada. Existe una variedad de fusibles con diferentes principios de funcionamiento, adaptándose al voltaje, la aplicación y las características del equipo a proteger [26].

#### 2.3.6. SECCIONALIZADORES

Un seccionalizador es un dispositivo que, tras la interrupción de la corriente de falla por parte de un interruptor o reconectador aguas arriba, aísla automáticamente secciones con fallas en un circuito de distribución. Su ubicación típica es aguas abajo de un reconectador, y su funcionamiento implica contar las operaciones del reconectador durante fallas. Después de un número predeterminado de operaciones, el seccionalizador se abre para aislar la sección afectada, y tiene la capacidad de cerrarse para restaurar el suministro en áreas sin fallas. Su utilidad se presenta en situaciones donde lograr una coordinación precisa con dispositivos protectores cercanos resulta difícil [27].

#### 2.3.7. RECONECTADORES

Este dispositivo de autocontrol actúa como una protección al interrumpir y restaurar automáticamente un circuito con falla. En el caso de fallas temporales, la energía se recupera mediante operaciones de recierre programadas, mientras que, en fallas permanentes el dispositivo realiza reconexiones para aislar la zona afectada. Su implementación garantiza la continuidad del servicio, especialmente considerando que la mayoría de las fallas en un SED son temporales. A pesar de sus ventajas, como la capacidad de ajustar sus características de operación, los reconectadores enfrentan desafíos como problemas en la coordinación de protecciones y altos costos de mantenimiento [26].

## 2.3.8. RELÉS DE PROTECCIÓN

La IEEE define un relé de protección en un Sistema Eléctrico de Potencia como un dispositivo diseñado para activarse bajo condiciones predefinidas, causando la operación de contactos o cambios en los circuitos de control. Estos relés, que son microprocesadores, tienen la función principal de aislar las fallas en los sistemas eléctricos para evitar daños a los equipos. Se utilizan para medir, proteger, controlar y supervisar parámetros preestablecidos en los Sistemas Eléctricos de Potencia. Su acción rápida al detectar fallas internas contribuye a mejorar la confiabilidad y la continuidad del suministro de energía [23], [28].

Apartir de esta sección a los relés de Protección se los denominará como IEDs.



Figura 21.- IED SEL 451 – Controlador de Bahía Fuentes: [29]

## 2.4. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN DISTRIBUCIÓN

Asegurar la confiabilidad de un sistema requiere un funcionamiento adecuado de sus distintas áreas, siendo el estudio de protecciones eléctricas una parte crucial encargada de proporcionar seguridad al sistema eléctrico. Incluso en sistemas eléctricos de distribución altamente confiables, las contingencias son inevitables, y las protecciones juegan un papel esencial al aislar las fallas del sistema con prontitud [26].

## 2.4.1. CRITERIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Algunos de los criterios presentes en los Sistemas de Distribución son los siguientes:

- Fusible Fusible
- Reconectador Fusible
- Reconectador Seccionalizador
- Reconectador Seccionalizador Fusible
- Reconectador Reconectador
- Reconectador Relé [27].

## 2.4.2. FUNCIONES DE PROTECCIÓN

## 2.4.2.1. PROTECCIÓN DE SOBRE CORRIENTE TIEMPO INVERSO (51)

El relé entra en funcionamiento luego de un período de tiempo preestablecido cuando la corriente medida sobrepasa el nivel predeterminado. Esta funcionalidad se logra mediante una unidad instantánea y un temporizador que genera el retardo necesario [30].



Figura 22.- Curva de Disparo por tiempo inverso

Fuente:[30]

## 2.4.2.2. PROTECCIÓN DE SOBRE CORRIENTE INSTANTÁNEO (50)

El relé se activa de inmediato al sobrepasar la corriente medida el límite predefinido. Está diseñado para eliminar de manera instantánea cortocircuitos [30].



Figura 23.- Curva de Disparo Instantáneo Fuente:[30]

#### 2.4.2.3. PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR (87T)

La protección diferencial identifica de manera rápida las fallas para minimizar los daños ocasionados por corrientes de falla. La determinación precisa de la ubicación de la falla varía según el tamaño de la zona protegida, ya sea solo el transformador, el transformador y el bus, o el transformador con interruptores de alimentadores. Esto posibilita la implementación de técnicas automatizadas, como el aislamiento rápido de componentes defectuosos y la restauración de la carga. La pronta resolución de las fallas puede reducir de manera significativa los niveles de energía de los incidentes de arco eléctrico, disminuyendo la necesidad de extensa indumentaria y equipos de protección personal. El uso común de relés diferenciales de corriente se observa especialmente en la protección de transformadores con una clasificación de 10 MVA o más.



Figura 24.- Protección Diferencial de Transformador

Fuente: [4]

La diferencia porcentual en un relé puede ser constante o variable, dependiendo del diseño del dispositivo. Asimismo, existe un umbral mínimo de corriente diferencial que debe superarse para activar la desconexión, sin importar la corriente de restricción. Los detalles sobre la activación mínima, la corriente de restricción y la inclinación característica varían entre los diferentes fabricantes. La inclinación puede no seguir una línea recta y presentar una curva, lo cual está determinado por el diseño del sistema de restricción porcentual. Esta curva permite adaptarse incluso a desajustes porcentuales más amplios durante corrientes intensas [4].



Figura 25.- Operación Característica de la Protección Diferencial Fuente: [4]

#### 2.4.3. ETAP

ETAP (Electric Transient and Analysis Program), es un software completo diseñado para el análisis y diseño de sistemas eléctricos de potencia. Sus características incluyen la creación de diagramas unifilares, la disposición de alimentadores en canalizaciones subterráneas, análisis de malla de tierra, estudios de flujo de carga en corriente alterna y continua, análisis de cortocircuitos, evaluación del arranque de motores, estudios de armónicos, análisis de estabilidad transitoria, coordinación de protecciones, capacidad amperimétrica de cables y análisis de descarga de baterías. Este software es esencial para realizar evaluaciones detalladas y optimizar el diseño y la operación de sistemas eléctricos complejos en la industria [31].

#### 2.4.4. IED – SEL 751

SEL-751 es un dispositivo de protección especializado en garantizar la seguridad de los alimentadores en distintas industrias y empresas eléctricas. Su versatilidad se refleja en las opciones para la entrada de voltaje y corriente, en un montaje simple y ajustes de fácil ejecución. Proporciona una protección integral para circuitos de distribución, abordando aspectos como la mitigación de arcos eléctricos, la identificación de fallas, la detección de problemas de alta impedancia y el análisis de eventos. Además, facilita una integración eficiente mediante comunicación serial o Ethernet, empleando diversos protocolos incluyendo IEC 61850 [32].



Figura 26.- IED SEL – 751 Fuentes:[33]

## 2.4.5. IED – SEL 387E

El IED Diferencial SEL-387E está equipado con tres elementos diferenciales que presentan características de doble pendiente. La segunda pendiente brinda protección contra la saturación del transformador de corriente (CT) durante fallas importantes. Es esencial llevar a cabo un análisis exhaustivo del rendimiento del CT en condiciones de saturación extrema para configurar adecuadamente la característica del relé en las distintas aplicaciones [34].



Figura 27.- IED SEL – 387E Fuente: [35]

#### 2.4.6. ACSELERATOR QUICKSET

Acselerator QuickSet es un software diseñado para técnicos e ingenieros que simplifica la configuración de protección, control, medición y monitoreo de sistemas. Facilita la configuración de dispositivos SEL, ofreciendo flexibilidad para programar tanto dispositivos individuales como sistemas completos. Posee reportes de medición para crear informes y cuenta con una base de datos de conectividad abierta y un lenguaje de consulta estructurado [36].



Figura 28.- Software Acselerator Quickset Fuente: [37]

## 2.4.7. OMICRON CMC – 356

Es un dispositivo que se utiliza para inyectar una corriente controlada en un circuito eléctrico y permite realizar pruebas y mediciones. Estos equipos se utilizan comúnmente en aplicaciones industriales, como la prueba de transformadores, cables y otros componentes eléctricos [6].

El CMC 356 es compatible con una amplia gama de aplicaciones, incluidas la prueba de aislamiento en transformadores, generadores y líneas de transmisión, así como la detección de fallas en cables y equipos eléctricos [38].

Four voltage outputs:	Auxiliary DC supply: 0 264 V
4 x 300 V or 2 x 600 V	4 x binary outputs
Six current outputs: 6 x 32 A / 6 x 430 VA or 3 x 64 A / 3 x 860 VA or 1 x 128 A / 1 x 1000 VA	Option ELT-1 – DC measuring inputs: 0 10 V and 0 20 mA
Generator combination socket	16.8 km (27.0 lbn)
3 x 300 V and 3 x 32 A	450 x 145 x 390 mm (17.7 x 5.7 x 15.4")

Figura 29.- Omicron CMC – 356 Fuente:[38]

## 2.4.7.1. TEST UNIVERSE

Test Universe, desarrollado por OMICRON para equipos CMC, posibilita la creación de pruebas automatizadas y flexibles. Se especializa en pruebas de equipos de protección, protecciones electromagnéticas y dispositivos electrónicos inteligentes de diferentes generaciones. Gracias a su estructura modular, simplifica las pruebas manuales y produce informes detallados que incluyen los resultados obtenidos [39].



Figura 30.- Software Test Universe – OMICRON Fuente: [39]

#### 2.5. SCADA

#### 2.5.1. STANDARD IEC - 61850

El protocolo IEC 61850 es una normativa internacional, que nos habla sobre el tipo de comunicación que se utiliza en las subestaciones eléctricas, nos permite realizar diferentes tipos de tareas específicas como, la de sostener todas las funciones de control, supervisión y protección de los sistemas, manteniéndolos operables [40] [24].

La norma IEC 61850 es una norma esencial para la modernización de los sistemas eléctricos de potencia y es fundamental para mejorar la eficiencia, la confiabilidad y la seguridad del suministro de energía eléctrica [15].

La norma IEC61850 busca la estandarización para integrar equipos de diferentes fabricantes, reduciendo la conversión de protocolos y los tiempos de ingeniería. En lugar de depender de un protocolo específico, se basa en el modelado de componentes de subestación y el mapeado, utilizando TCP/IP y Ethernet [41].



Figura 31.- Estructura de Standard IEC – 61850

Fuente: ABB

#### 2.5.1.1. ESTRUCTURA DE DATOS IEC 61850

La sección 5 de la norma IEC 61850 establece estándares para la comunicación entre IEDs, definiendo de manera precisa los requisitos del sistema.

En la sección 7, se describe detalladamente la organización jerárquica de la información de la subestación, utilizando nodos lógicos como conceptos fundamentales para describir sistemas reales y sus funciones.



Figura 32.- Estructura de Datos IEC 61850 Fuente: ABB

• **Dispositivos Físicos (PHD)**. – Hacen referencia a los IEDs físicos o servidores que se identifican mediante una dirección de red (IP). Dichos servidores internamente alojan uno o más Dispositivos Lógicos (LD).

• **Dispositivos Lógicos (LD).** – Tienen la capacidad de desempeñar funciones que abarcan control, protección, medición y supervisión. La configuración de un Dispositivo Lógico implica la combinación de varios Nodos Lógicos (LN).

• Nodos Lógicos (LN). – Son asignados por la norma IEC 61850 a cada función específica dentro de un equipo de la subestación, como transformadores o interruptores automáticos. Estos nodos lógicos pueden estar relacionados con control, funciones de protección.

• **Objetos de Datos (DO).** – Estos representan variables que adquieren valores directamente del proceso y definen el carácter de los datos. Cada objeto de datos cuenta con un nombre y un tipo asociado.

• Atributos del Dato (DA). – Estos también son variables que toman valores directamente del proceso y describen el carácter del dato. Cada atributo del dato se caracteriza por un nombre y un tipo[41].



Figura 33.- Modelado Funcional IEC 61850 Fuente: ABB

## 2.5.1.2. NIVELES DE FUNCIONAMIENTO BAJO IEC 61850

• **Nivel de Proceso**. – Comprende los equipos en el patio, como PTs, CTs, seccionadores e interruptores. La barra de comunicación conecta actuadores, sensores y unidades periféricas al nivel de bahía, facilitando la recopilación y transmisión eficiente de datos en tiempo real.

• **Nivel de Bahía.** – Este nivel incluye elementos intermedios como armarios de agrupamiento y unidades controladoras de bahía, encargados de funciones como control, supervisión, protección y medición. La barra de comunicación en este nivel conecta los instrumentos de bahía al nivel de estación, permitiendo tanto la comunicación vertical como horizontal en tiempo real entre los instrumentos de bahía.

• Nivel de Estación. – En este nivel, los operadores realizan tareas diarias como supervisión, maniobras y control de la subestación. Esto incluye el control local, comunicación y manejo de servicios auxiliares. La barra de comunicación se utiliza principalmente para la

conexión de la Interfaz Hombre-Máquina (HMI) a terminales e impresoras, así como para servir como interfaz hacia entornos de oficina y facilitar labores de supervisión entre servidores [15].



Figura 34.- Niveles de un SAS bajo IEC 61850 Fuente: [41]

## 2.5.1.3. GOOSE

El protocolo GOOSE tiene como finalidad lograr un intercambio de datos entre pares de manera crítica en tiempo, utilizando un enfoque de publicación/suscripción. En este método, un dispositivo que comparte datos mediante GOOSE publicará de manera repetitiva los datos a todos los dispositivos en la LAN. Cada dispositivo en la red tiene la opción de suscribirse a este flujo de datos o ignorarlo. GOOSE carece de un mecanismo de confirmación incorporado, lo que significa que los emisores no tienen conocimiento de si hay suscriptores que reciben los datos [40].



Figura 35.- Servicio GOOSE Fuente: OMICRON

#### 2.5.1.4. MMS

MMS es un sistema de mensajería estandarizado que utiliza TCP/IP para el intercambio de datos en tiempo real en una LAN de subestación. Desarrollado en la década de 1980 y estandarizado como ISO 9506, MMS facilita la interoperabilidad con dispositivos de diferentes fabricantes al admitir la autodescripción de dispositivos [42].



Figura 36.- Mensajería MMS Fuente: [18]

## **2.5.1.5. ASCELERATOR ARCHITEC**

El Software Quickset Architect se encarga de configurar y documentar todos los equipos SEL de acuerdo con el estándar IEC 61850, permitiendo la comunicación con otros Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) independientemente del fabricante. Además, facilita la importación y exportación de archivos SCL (Substation Configuration Language) de edición 1 y 2, simplificando así la implementación del sistema. Asimismo, identifica errores en los archivos SCL al compararlos con los requisitos del protocolo IEC 61850 y genera un informe detallado de dichos errores. Los archivos SCL contiene lo siguiente:

- SCD Detalles de parámetros de la subestación.
- ➢ ICD Detalles de la capacidad IED.
- CID Descripción IED configurada [24].

AcSELerator Architect®		—	
File Edit Help			
Project Editor			
🭻 New Project	✓ Project Properties		
	Id	New Project	
	NameStructure	IEDName	
	Revision	1.0	
	Toolld	AcSELerator Architect 2.3.11.2125	
	Version	U	
	ld		
	Identification for this project file		
IED Palette		Output	
SEL_2411 EEL_2411	L_2414 TI SEL_2440	× Information	~
EL_2664S EL_2664S	L_311C TI SEL_311L	Architect started at Monday, January 1, 2024 11:28:53 PM	
SEL_351 EL_351	L_351A TI SEL_351RS	Creating new project	
SEL_351S EL_351S	L_387E THE SEL_400G		
SEL_401 EII SE	L_411L TEL_421		
SEL_451 SEL_451 SE	L_487B EL_487E		
Select IED to add to the project		1	
Ready			

Figura 37.- Software Ascelerator Architec – SEL

Fuente: Autor

## 2.5.2. COMPONENTES DEL SISTEMA SCADA

## 2.5.2.1. RTU

Es un controlador en Tiempo Real cuya función principal es proveer y gestionar la información del SEP al Sistema de Control Central mediante un monitoreo digital de las señales de voltaje, corriente y potencia. A través de una interfaz de comunicación. La cual permite realizar operaciones remotas de control a los switches, breakers, y demás elementos de la Subestación Eléctrica [13].



Figura 38.- Controlador en Tiempo Real (RTAC)- SEL 3530 Fuente:[43]

Las RTUs están equipadas con elementos de entrada/salida y con puertos de comunicación para distintos protocolos que permiten recoger información sobre el estado de los sistemas monitoreados y enviar órdenes para controlarlos. La información se transmite a través tanto de redes de telemetría o redes de área amplia (WAN). Se puede visualizar y controlar desde un centro de control remoto [43].

## **2.5.2.2. ASCELERATOR RTAC**

Es una aplicación fácil de entender y sencilla de utilizar diseñada para establecer la configuración del Controlador de Automatización en Tiempo Real (RTAC) de SEL. El RTAC SEL3530 es un controlador adecuado para su implementación en subestaciones de servicio o sistemas de control y automatización industrial. Ofrece seguridad integrada, una configuración clara, lógica unificada y confiabilidad, brindando funciones integrales y flexibles de control del sistema. El RTAC facilita la transformación de datos entre diversos protocolos, la comunicación con dispositivos configurados y conectados, y cuenta con un motor lógico IEC61131 [44].

1	PROYECTO_TESIS - SEL ACSELerator RTAC	e le c
Sal Home Insert Vi	View	<b>@</b> *
Cut     O     Delete     Sind Next     O     Copy     Clipboard     Clipboard	Go Online     Go Online     Go Offine     Clean Project     Online     Online	*
Project	Project Properties	×
RTAC/Axion - R143	<	600
PROYECTO_TESIS	Modified By: admin	
	Tag Count: 372	
Tag Processor	Project Description(0/20000)	
Tags		
Main Controller		
- @ SystemTags		
- 💮 Contact I/O		
- 🎲 Ethernet Settings		
- Website Settings		
- 💋 Access Point Routers		
📁 User Logic		S
📁 Virtual Tag Lists		
Anonymous_Server_850		
SEL_751_2_1_850	IEC 61131: Build	
SEL_RTAC_1	Build started: Application: SEL_RTAC.Application	
SEL 751 1 1 CEG GRUDO1	The application is up to date	
	Compile compilete 0 errors, 0 warnings	
AcSELerator RTAC Ready	🖉 Logic Engine 🧭 Offline 🔳	Database 📓 Password Off

Figura 39.- Software Ascelerator RTAC - SEL

#### 2.5.2.3. SWITCH

La tarea principal de un conmutador en una red LAN es supervisar y administrar el flujo total de datos dentro de la red Ethernet en la que está operando. Además, se encarga de dirigir la ruta de comunicación entre cada dispositivo según las configuraciones establecidas. En el contexto del módulo de comunicación, el conmutador presenta características específicas diseñadas para ser compatible con el protocolo IEC 61850. Este protocolo de comunicación impone requisitos particulares a los dispositivos para gestionar diversos tipos de comunicaciones de acuerdo con las normativas, como MMS, Goose y SV.

Posee las siguientes características fundamentales:

- Manejo de Ipv4 e Ipv6
- Soporta mensajes broadcast, unicast y multicast
- 24 puertos ethernet de cobre de 10/100/1000 Mbps
- 2 puestos de fibra óptica dedicados [24]



Figura 40.- Switch de Comunicaciones Fuente: [24]

## **2.5.2.4. CABLE UTP**

El cable UTP es ampliamente utilizado en conexiones a internet debido a su capacidad para transmitir grandes cantidades de información con precisión y rapidez. Estas características son fundamentales para cumplir con los objetivos de los sistemas que requieren este tipo de cables. El UTP es comúnmente empleado en conexiones de redes LAN, aunque también se encuentra presente en otras modalidades de redes. Su nombre proviene de las siglas en inglés "Unshielded Twisted Pair", que se traduce al español como "par trenzado no apantallado", distinguiéndolo de otras alternativas [45].



Figura 41.- Cable UTP Fuente: Autor

## 2.5.3. WINCC RT – ADVANCED

WinCC (TIA Portal) es un software diseñado para diversas aplicaciones HMI (Interfaz Hombre-Máquina) que abarcan desde soluciones de operación simples con paneles básicos hasta complejas aplicaciones SCADA en sistemas multiusuario basados en PC. Este software de ingeniería, SIMATIC WinCC (TIA Portal), se presenta en diferentes versiones, que incluyen WinCC Basic, WinCC Comfort, WinCC Advanced y WinCC Professional, según las necesidades y la complejidad del proyecto [46].



Figura 42.- Software WINCC RT - ADVANCED

Fuente: Autor

#### 2.5.3.1. MODBUS TCP/IP

Modbus/TCP fue diseñado para aprovechar las infraestructuras LAN existentes y permitir la conexión de más unidades en la misma red. Este sistema encapsula bloques de datos Modbus RTU en bloques TCP transmitidos por redes Ethernet estándar. A diferencia de Modbus RTU, la dirección IP es crucial en Modbus/TCP, y el puerto estándar es el 502. La versión TCP sigue el modelo OSI y hace que la distinción entre maestro y esclavo sea menos clara, permitiendo múltiples clientes – servidores [47].

Address field	Function Field	Data Field	Error Check Field
One Byte	One Byte	Variable	Two Bytes
Protocol Data Unit (PDU)			
Application Data Unit (ADU)			

Figura 43.- Protocolo MODBUS

*Fuente:* [2]

## **CAPÍTULO III**

#### 3. MARCO METODOLÓGICO

## 3.1. DESCRIPCIÓN DEL OBJETO DE ESTUDIO

Este caso de estudio fue tomando como referencia del libro de Blackburn en el cual se implementará un sistema de protecciones para un Transformador de Potencia de dos devanados y dos alimentadores. Los ajustes propuestos por el libro serán modificados bajo la normativa IEEE C37.91 [4] y validados en el software ETAP. Lo que nos permitirá evaluar tiempos de operación y selectividad de las protecciones.

Este transformador es de tipo OA/FA/FOA por lo que posee 3 rangos de operación. Debido a la potencia del transformador, el voltaje en que opera y según normativa se debe usar la función 87T como principal. Mientras que las funciones 50 y 51 serían protecciones de respaldo.

Para los alimentadores se usará la función 51 para tierra y fase. Cabe recalcar que todos los valores de ajuste de protecciones que se presenten en este capítulo serán ingresados en los IEDs mediante el software Acselerator Quickset.

La implementación de la normativa IEC – 61850 nos permitirá utilizar mensajería Goose para el disparo de los interruptores de los alimentadores cuando opere la función 87, 50 y 51 en vista de que no se cuenta con interruptor en el lado de 12.5 KV del transformador. Este servicio es usado entre IEDs debido a que su velocidad de transmisión es bastante rápida y evita lógica cableada minorizando costos de instalación.

De la misma forma usaremos el servicio MMS para el envío de todas las señales análogas y digitales que necesiten ser visualizadas en el SCADA. A partir de esta sección cambiaremos el nombre de Relés de Protección por IEDs.

A continuación, se mostrará el diagrama unifilar del sistema y la arquitectura de comunicaciones implementada.

## 3.1.1. DIAGRAMA UNIFILAR

En la figura 44 se muestra el diagrama unifilar del sistema junto con las funciones de protección designadas para cada uno de los IEDs.



Figura 44.- Diagrama unifilar del sistema

#### **3.1.2. ARQUITECTURA DE COMUNICACIONES**

Debido a que la normativa IEC 61850 opera en Ethernet, se implementó una red de comunicación en anillo la cual se muestra en la figura 45. Esta red nos permite transmitir información entre los dispositivos y cuyas direcciones se encuentran descritas en la tabla 2. Los disparos de protecciones serán compartidos mediante el protocolo Goose, mientras que la información de estados, señales análogas y digitales de todos los IEDs serán enviadas por protocolo MMS. Finalmente, la RTU será la encargada de receptar estas señales y enviarlas hacia el aplicativo SCADA WINCC mediante el protocolo MODBUS/TCP.

RED LAN				
MODULOS	HOST	DIRECCION IP	SUBNET MASK	GATEWAY
	WINCC	192.168.0.5		
SCADA	MAPA MODBUS	168.168.0.5		
	RTAC - 3530	192.168.0.7		
MODULO IEC	LAPTOP	192.168.0.5	255 255 255 0	102 168 0 10
61850	SWITCH	192.1680.239	255.255.255.0	192.108.0.10
	SEL – 387E	192.168.0.4		
IEDs	SEL - 751_1	192.168.0.2		
	SEL - 751_2	192.168.0.3		

Tabla 2.- Direcciones IP de los dispositivos.





Figura 45.- Arquitectura de comunicaciones

## 3.2. AJUSTE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR

En las tablas 3 y 4 se presentarán los valores nominales del transformador de potencia y de cortocircuito que nos proporciona el libro. Mientras que el cálculo para los CTs y PT se mostrarán en la tabla 5.

Transformador de Potencia				
Snom=	12	16	20	MVA
VW1=	115	115	115	KV
VW2=	12.5	12.5	12.5	KV
IW1=	60.25	80.33	100.41	Α
IW2=	554.27	739.03	923.79	Α

Tabla 3.- Datos del Transformador (1)

Fuente: [23]

Conexión=	Dyn1	
Zcc=	10%	
Falla_3F /115 KV=	554.2 A	
Falla_1F/115KV=	255.1 A	

Tabla 4.- Datos del Transformador (2)

Fuente: [23]

Cálculo de CTs y PT			
CTRW1= Inom max / 115 KV	100	100/5= 20	
<b>CTRW2</b> = Inom max / 12.5 KV	1000	1000/5= 200	
<b>PTR=</b> 115 KV/120V	11500/120= 958.33		

Tabla 5.- Cálculo de CTs y PT para Transformador de Potencia

A continuación, realizaremos la parametrización del IED SEL – 387E en base a los valores descritos previamente, ver figura 46.

Activamos las funciones de Protección a Utilizarse

Set  $1 \rightarrow$  Config. Settings



Figura 46.- Activación de Funciones 50,51,87 en el software Acselerator Quickset

- $\checkmark$  E87W1  $\rightarrow$  Y.- Habilita la protección diferencial para el bobinado 1 del Transformador.
- $\checkmark$  E87W2  $\rightarrow$  Y.- Habilita la protección diferencial para el bobinado 2 del Transformador.
- $\checkmark$  EOC1  $\rightarrow$  Y.- Habilita la protección de sobre corriente para bobinado 1.

Colocamos información general como relación de CTs, Potencia nominal, tipos de conexión, etc. Ver figura 47 y 48.



 $\blacktriangleright \qquad \text{Set } 1 \rightarrow \text{General Data}$ 

Figura 47.- Información General del Transformador (1)

Fuente: Autor

✓ W1CT → Y.- Permite la configuración de conexión en los CTs (Y para conexión en estrella y D para conexión en Delta) para el bobinado 1.

✓ W2CT → Y.- Permite la configuración de conexión en los CTs (Y para conexión en estrella y D para conexión en Delta) para el bobinado 2.

✓ CTR1 → 20.- Ingresamos el valor de la relación de transformación de los CTs para el bobinado 1.

✓ CTR2 → 200.- Ingresamos el valor de la relación de transformación de los CTs para el bobinado 2.

 $\checkmark$  MVA  $\rightarrow$  20.- Ingresamos el valor nominal en MVA máximo del Transformador de Potencia.

✓ ICOM → Y.- Define si el IED debe realizar alguna compensación interna debido al grupo de conexión del transformador.

✓ W2CTC → 1.- De acuerdo con el grupo de conexión que disponemos (Dyn1). La compensación se realiza en el bobinado 2.

AcSELerator® QuickSet - [Settings E	ditor - 387e (SEL-387E 102 v6.7.0.2)]		
En rescuence - cancer pering cancer bor (per cancer to the start)			
> - 🔘 Global	CTD2 Wdc 2 CT Date		
✓ O Group 1	200 1.5000		
✓ - ● Set 1	200 1000		
Conrig. Settings	CTR3 Wdg 3 CT Ratio		
	60 1-50000		
Restricted Earth Fault			
O Winding 1 Elems	MVA Maximum Power Xfmr Capacity		
🔘 Winding 2 Elems	20.0 OFF,0.2-5000.0 MVA		
Winding 3 Elems	ICOM Define Internal CT Connection Compensation		
Combined Elems			
24 Elements			
- 59 Elements	W1CTC Wdg 1 CT Conn. Compensation		
81 Elements	0 Select: 0-12		
Imisc. Timers			
Image: SELogic Set 1	W2CTC Wdg 2 CT Conn. Compensation		
O SELogic Set 2	1 v Select: 0-12		
SELogic Set 3			
Close Logic	W3CIC Wag 3 CI conn. compensation		
- Event Trigger	Select: 0-12		
Output Contact Logic	WDG1 Wdg1 Line-to-line Voltage		
Graphical Logic 1	115.00 1.00-1000.00 kV		
> · O Group 2			
> · O Group 3	VWDG2 Wdg 2 Line-to-Line Voltage		
> · O Group 4	12.50 1.00-1000.00 kV		
> - U Group 5			
> . Benort	VWDG3 Wdg 3 Line-to-Line Vortage		
O Port 1	85.00 1.00-100.00 KV		
Port 2	PTR PT Ratio		
	958 1-6500		
O Port 4			
Port 5     DNP Apple a loss 4 May Calling	COMPANG Compensation Angle		
<ul> <li>DNP Analog Input Map Settings</li> <li>DNP Analog Output Map Settings</li> </ul>	00-360deg		
ONP Binary Input Map Settings	VIWDG_Voltage-Current Winding		
DNP Binary Output Map Settings	A select 1.3 12		
DNP Counter Settings			
	TPVI Three Phase Voltage Input		
	Y V Select: N, Y		
Part#: 0387E013X532X24 Group 1 : Gen	eral Data		
TXD RXD Disconnected C	OM39: SEL CP210x USB to UART Bridge 9600 8-None-1 Terminal = EIA-232 Serial File transfer = YModem		

Figura 48.- Información General del Transformador (2)

Fuente: Autor

- $\checkmark$  VWDG1  $\rightarrow$  115.- Ingresamos el valor del voltaje L-L nominal en KV del bobinado 1.
- $\checkmark$  VWDG2  $\rightarrow$  12.5.- Ingressmos el valor del voltaje L-L nominal en KV del bobinado 2.
- $\checkmark$  PTR  $\rightarrow$  958. Ingresamos el valor de la relación de transformación del PT.

✓ **COMPANG** → 0.- De acuerdo con el grupo de conexión que disponemos (Dyn1) y que el PT se encuentra colocado en la barra de 115 KV. No se realiza compensación en voltaje.

## 3.2.1 AJUSTE DE FUNCIÓN DIFERENCIAL

Para el ajuste de esta protección, ver tabla 6. Tomaremos como referencia los ajustes que propone el fabricante SEL los cuales están basados en la normativa y propone el uso de 2 pendientes partiendo de un punto de operación el cual se encuentra entre el 0.3 pu. Con este valor disminuimos los errores de medición y mismatch en los Tc.

La primera pendiente será configurada al 25%, esta se encargará de despejar fallas en la zona delimitada por los TCs de manera instantánea.

La segunda pendiente será colocada al 50%, y permite el despeje instantáneo de fallas de alta intensidad.

Ajuste Diferencial 87T			
087P=	0.3	PU	
SLOPE 1=	25	%	
SLOPE 2=	50	%	
IRS 1=	3	PU	
U87P=	10	PU	

Tabla 6.- Ajuste Protección Diferencial 87T

Fuente: Autor

A continuación, realizaremos la parametrización de la función diferencial en base a los valores descritos previamente, ver figura 49.

#### $\succ \qquad \text{Set } 1 \rightarrow \text{Diff Elems.}$



Figura 49.- Ajustes de Protección Diferencial en software Acselerator Quickset

Fuente: Autor

✓ **O87P** → **0.30.-** Configuramos el valor en pu en el cual queremos que empiece a trabajar la función diferencial

✓ SLP1 → 25.- Configuramos en % el valor de la primera pendiente de la protección.

 $\checkmark$  SLP2  $\rightarrow$  50.- Configuramos en % el valor de la segunda pendiente de la protección.

✓ IRS1 → 3.0.- Ingressamos el valor en pu donde termina la primera pendiente y empieza la segunda pendiente con respecto al eje de Restricción.

 $\checkmark$  U87P  $\rightarrow$  10.- Este parámetro en pu permite una operación instantánea del IED frente una corriente bastante elevada, lo que indica claramente una falla interna.

## 3.2.2 AJUSTE DE FUNCIÓN DE SOBRE CORRIENTE

Como se describe en la tabla 7 y 8, la normativa nos permite ajustar la protección 51 al 120% de la corriente máxima. Es decir, la corriente correspondiente a la potencia de 20 MVA (FOA).

De la misma forma el ejercicio nos proporciona el valor de falla Trifásico en la barra de 12.5 KV. El cual mediante la relación de Transformación los referiremos al lado de 115 KV y nos permite ajustar la protección 50 según normativa al 120%.

Finalmente, la protección 51N la ajustaremos al 20% de la Inom de la potencia máxima (20 MVA). Permitiendo un 20% de desbalance. Por otra parte, en la 50N se usará el mismo criterio de 120% pero del valor de falla monofásico referido a 115 KV.

Ajuste Sobre corriente Temporizada 51P			
<b>Pick up=</b> Inom max*1.2	100*1.2=120	6	
Dial=	1.7		
Curve=	U3		
Ajuste Sobre corriente Instantánea 50P			
Pick up= Icc*1.2 / 115 KV         554.2*1.2=666         33.3			
<b>Dial</b> = 0			

Tabla 7.- Cálculo de Ajustes para la función 51P y 50P del Trasformador de Potencia

Fuente: Autor

Ajuste Sobre corriente Temporizada 51N				
<b>Pick up=</b> Inom max*1.2	100*0.2= 20	0.9		
Dial=	0.9			
Curve=	U3			
Ajuste Sobre corriente Instantánea 50N				
<b>Pick up=</b> Icc*1.2 / 115 KV	255.1*1.2= 306.2	15.31		
Dial=	0			

Tabla 8.- Cálculo de Ajustes para función 51N y 50N del Transformador de Potencia

A continuación, realizaremos la parametrización de la función de sobre corriente en base a los valores descritos previamente, ver figura 50 y 51.

- Set  $1 \rightarrow$  Winding 1 Elems.
- Ajustes de Función 50P1P y 51P1P.



Figura 50.- Ajustes de Protecciones para Fase en Acselerator Quickset

- ✓ 50P11P → 33.3.- Configuramos el valor de pick up de la protección 50P.
- ✓ 50P11D  $\rightarrow$  0.- Configuramos el delay, que al ser instantánea el valor es 0.
- ✓  $51P1P \rightarrow 6$ .- Configuramos el valor de pick up de la protección 51P.
- $\checkmark$  51P1C  $\rightarrow$  U3.- Ingresamos el tipo de curva con el que trabajará el IED.
- ✓  $51P1TD \rightarrow 1.70$ .- Configuramos el dial para la función 51P.

Set  $1 \rightarrow$  Winding 1 Elems.

Ajustes de Función 50N11P y 51N1P.

🚰 AcSELerator® QuickSet - [Settings Editor - 387e (SEL-387E 102 v6.7.0.2)]				
	🛃 File Edit View Communications	s Tools Windows Help Language		
	🗠 🍇 🖺 💋 📕 🕼 📄 🖻			
	Global      Group 1      General Data      General Data	11P Res. Def-Time O/C Lvl 1 PU         .31       OFF,0.25-100.00A,sec         11D Res. Lvl 1 O/C Delay         0.00       0.00-16000.00cyc         11TC 50N11 Torque Control (SELogic Equation)		
	Winding 3 Elems     50N       Combined Elems     50N       24 Elements     OFI       927 Elements     50N       93 Elements     50N       94 Elements     1	12P Res. Inst O/C Lvl 2 PU F OFF,0.25-100.00A,sec 12TC 50N12 Torque Control (SELogic Equation)		
	Misc. Timers SELogic Set 1 SELogic Set 2 SELogic Set 3 Trip Logic Close Logic Event Trigger Output Contact Logic Graphical Logic 1 0.9	1P Res. Inv-Time O/C PU         90       OFF,0.50-16.00A,sec         11C Res. Inv-Time O/C Curve         Select: U1, U2, U3, U4, U5, C1, C2, C3, C4, C5         11TD Res. Inv-Time O/C Time-Dial         10         0		
	Graphical Logic 1	1TD Res. Inv-Time O/C Time-Dial 0 0.05-1.00		

Figura 51.- Ajuste de Protecciones para Neutro en Acselerator Quickset

- ✓  $50N11P \rightarrow 33.3$ .- Configuramos el valor de pick up de la protección 50N.
- ✓  $50N11D \rightarrow 0$ .- Configuramos el delay, que al ser instantánea el valor es 0.
- ✓  $51N1P \rightarrow 6$ .- Configuramos el valor de pick up de la protección 51N.
- $\checkmark$  51N1C  $\rightarrow$  C5.- Ingressmos el tipo de curva con el que trabajará el IED.
- ✓  $51N1TD \rightarrow 1.70$ .- Configuramos el dial para la función 51N.

## 3.3. AJUSTE PROTECCIÓN DE ALIMENTADOR

En la tabla 9, presentamos los datos nominales del alimentador que nos proporciona el libro. Los valores serán colocados en ambos alimentadores. Pero, solo se mostrará el ajuste de uno, puesto que los alimentadores poseen los mismos valores nominales.

Alimentador				
Snom=	6	MVA		
Vnom=	12.5	KV		
Inom=	277	Α		
CTR= Inom*1.5	277*1.5=415.5	450/5= 90		
<b>PTR=</b> 12.5 KV/120V	12500/120= 104.17			

Tabla 9.- Datos nominales del Alimentador

Fuente: [23]

Colocamos información general como relación de CTs, PTs, tipos de conexión, etc. Ver figura 52.
#### $\blacktriangleright \qquad \text{Group } 1 \rightarrow \text{Set } 1 \rightarrow \text{Main}$



Figura 52.- Información General del Alimentador

Fuente: Autor

 $\checkmark$  CTR  $\rightarrow$  90.- Ingressmos el valor de la relación de transformación de los CTs para el alimentador.

 $\checkmark$  CTRN  $\rightarrow$  90.- Ingressmos el valor de la relación de transformación de los CTs del neutro para el alimentador.

 $\checkmark$  PTR  $\rightarrow$  104.17. – Ingresamos el valor de la relación de transformación del PT.

✓ **DELTA\_Y**→ **WYE.** – Permite la configuración de conexión en los CTs (WYE para conexión en estrella y DELTA para conexión en Delta) para el alimentador.

65

## 3.3.1 AJUSTES DE FUNCIÓN DE SOBRE CORRIENTE

Para los alimentadores solo utilizaremos la función 51 para fase (51P) y tierra (51N). Los ajustes están descritos en la tabla 10. Aplicaremos el mismo criterio usado para el transformador. Pero, con un dial distinto para poder tener selectividad con el IED del Trasformador.

A continuación, realizaremos la parametrización de la función de sobre corriente en base a los valores descritos previamente, ver figura 53 y 54.

Ajustes Sobre co	Ajustes Sobre corriente Temporizada 51P				
Pick up= Inom* 1.2	277*1.2=332	3.70			
Dial=	1				
Curve=	U3				
Ajustes Sobre co	Ajustes Sobre corriente Temporizada 51N				
Pick up= Inom*0.2	277*0.2= 55.43	0.62			
Dial=	0.3				
Curve=	C5				

Tabla 10.- Cálculo de Ajustes para funciones 51P y 51N del alimentador

Fuente: Autor

- ✓ Group 1 → Set 1 → Time Overcurrent Elements → Maximum Phase TOC
- Ajuste de Función Maximun Phase TOC

🚰 AcSELerator® QuickSet - [Settings Editor - FEED	VER_1 (SEL-751 004 v6.7.6.1)]
File Edit View Communications Tools	Windows Help Language
	🧏 👒 🖗 🕰 🔳 🔂 🗐 🔅
> ·· • Global <ul> <li>·· • Group 1</li> <li>·· • Set 1</li> </ul>	Maximum Phase TOC
Main     Gain     Gain	Element 1           51P1P Time Overcurrent Trip Pickup (amps sec.)           3.70         Range = 0.50 to 16.00, OFF           51P1C TOC Curve Selection           U3         Select: U1, U2, U3, U4, U5, C1, C2, C3, C4, C5           51P1TD TOC Time Dial           1.00         Range = 0.50 to 15.00

Figura 53.- Ajuste de Sobre corriente Temporizada para Fase en Acselerator Quickset

- ✓  $51P1P \rightarrow 3.7$ .- Configuramos el valor de pick up de la protección 51P.
- $\checkmark$  51P1C  $\rightarrow$  U3.- Ingresamos el tipo de curva con el que trabajará el IED.
- ✓  $51P1TD \rightarrow 1$ .- Configuramos el dial para la función 51P.
- ✓ Group 1 → Set 1 → Time Overcurrent Elements → Neutral TOC
- Ajuste de Función Neutral TOC



Figura 54.- Ajuste de sobre corriente Temporizada para Neutro en Acselerator Quickset

- ✓  $51N1P \rightarrow 0.62$ .- Configuramos el valor de pick up de la protección 51N.
- $\checkmark$  51N1C  $\rightarrow$  C5.- Ingresamos el tipo de curva con el que trabajará el IED.
- ✓  $51N1TD \rightarrow 0.3$ .- Configuramos el dial para la función 51N.

#### 3.4. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

En este segmento se muestra el estudio de coordinación de protecciones realizadas en el software ETAP. En el cual se ingresaron los datos nominales y se afinaron los resultados de los cálculos de valores de arranques de protecciones detallados anteriormente.

A continuación, se presentará las curvas de ajuste para fase y tierra. Ver figura 55 y 56. Con esto garantizamos la selectividad de las protecciones.



Figura 55.- Coordinación para Fase en Software ETAP



Figura 56.- Coordinación para Neutro en Software ETAP

#### 3.5. CONFIGURACIÓN DE NORMATIVA IEC 61850

Empezaremos configurando las direcciones y los parámetros de la red LAN para todos los dispositivos descritos en la tabla 2. Estos pasos se detallan a continuación:

## 3.5.1 CONFIGURACIÓN RED LAN EN LOS IEDs

En la figura 57, se describe el proceso manual de configuración por pantalla de los parámetros del puerto de comunicación Ethernet para los IEDs junto con la habilitación del IEC 61850 y la mensajería Goose. Al inicio de la configuración el IED solicitará una clave, la cual por defecto es "TAIL". Es importante que al finalizar la configuración se guarden los cambios.

Este proceso se repite para el IED 387E y 751\_2, por lo que solo se mostrará los pasos para el 751\_1. Es importante recordar que cada IED tiene una dirección asignada por lo que es necesario revisar la tabla 2.



Figura 57.- Configuración por pantalla IED SEL - 751\_1

#### 3.5.2 CONFIGURACIÓN DE RED EN RTAC – 3530

La RTAC dispone de una dirección IP por defecto, la cual es posible acceder solo desde el puerto USB. Como se muestra en la figura 58, ingresamos la dirección "172.29.131.1" en el navegador y nos direcciona al web server. A continuación, nos solicita las credenciales de ingreso del dispositivo las cuales son "admin" para el Username y "Ups\_1234" para el Password.

SEL			
	User Login Usermane: admin () Password: 	Web Access For Authorized Personnel Only This system is for the use of authorized personnel only. Individuals using this device are subject to having their activities monitored and re-orded. Anyone such monitoring reveals usage in excess of authority or criminal intent, then the evidence shall be provided to law enforcement officials.	

Figura 58.- Ingreso al Web Server de la RTAC - 3530

Fuente: Autor

En la figura 59, se presenta el Dashborad de la RTAC donde podemos observar datos de información y realizar algunas configuraciones.

Device: SEL-3:	530-0030A71A8AE2						adi
ation 4				_			_
oard	Dashboard						
	Device Information		System Statistics		POST Summary		
	Host Name:	SEL-3530-0030A71A8AE2	Main Task Usage:	3%	DDR2 SDRAM OK:	TRUE	
ne	Device Name:	RTAC_SEL_3530	Automation Task Usage:	0%	Primary Flash OK:	TRUE	
olicy	Device Location:	GYE	Memory Usage (RAM):	219052 KB	Secondary Flash OK:	TRUE	
Management	Device Description:	RTAC SEL 3530	Memory Available (RAM):	555108 KB	Serial Controller OK:	TRUE	
ager	Allowed Web Connections:	20	Storage Usage:	135620 KB	USB A OK:	TRUE	
pload	Web Session Timeout (Min):	5	Storage Available:	1763844 KB	USB B OK:	TRUE	
	Tie Alarm LED to OUT101:		Number of Users Logged In	: 1	Eth 01 OK:	TRUE	
	Firmware Version:	SEL-3530-R143-V0-Z000210-D20180710	USB A Port In Use:	False	Eth 02 OK:	TRUE	
	Firmware Checksum:	f360702f79b88403fe4cd1260956ad01	Current Project:	PROYECTO_TESIS	Eth F OK:	TRUE	
	Protect ID:	14a038c00e6bb444da8861a066445155	Modified Time of Project:	2024-01-29 20:51	:29 Irig Controller OK:	TRUE	
	Serial Number:	1182550825	Power Source Voltage:	-43.1830455	Contact IO Controller OK:	TRUE	
rk	Part Number:	3530HA0DX323X0XXXXXX			Mainboard Controller OK:	TRUE	
	Config:	00000000					
utes	Dev Code:	73					
	Power Source Scale (0.5 - 1.5):	1					
	Default Home Page:	Dashboard V					
		Cubw/h					

Figura 59.- Pantalla Principal Web Server RTAC – 3530

Nos dirigimos a la pestaña de "Interfaces" en el apartado "Network" que se encuentra a la izquierda de la pantalla. Como se muestra en la figura 60, aquí se configuran los distintos puertos de comunicación que posee la RTAC. Nos colocaremos sobre "Eth\_01" y daremos click en "Edit" para realizar la configuración de este puerto.

SEL Time: Sat, Fe Device: SEL-3	b 3, 2024 4:03 3530-0030A71	2:45 PM ASAE2							
Navigation 4	_								
Dashboard	Network	k Settings							
	List Int	erface Settings Edit G	lobal Settings						
System	Global	Settings							
Date/Time Usage Policy	Hostnar	ne							
Device Management File Manager	SEL-3530	SEL-3530-0030A71ABAE2							
Project Upload	Socket	TCP Keep Alive Time (seco	nds)	Socket TCP Keep Alive Int	terval (seconds)	Socket TCP Keep Alive Probe	Socket TCP Keep Alive Probes		
User	10			10		5			
Network	Interfa	ices							
Interface Static Routes	Status	Interface Name	IP Address	Default Gateway	MAC Address	Enable Ping Enable Database Access Enable Web Access	Options		
Syslog		Eth_01	192.168.0.7/24	192.168.0.10	00:30:a7:1a:8a:e2	True True True	Edit		
Security X.509 Certificates		Eth_02	192.168.2.2/24		00:30:a7:1a:8a:e3	False True True	Edit		
CA Certificates						-			

Figura 60.- Pantalla de Configuración de Interfaces

Fuente: Autor

Como se muestra en la figura 61, colocamos la dirección IP que hemos designado a la RTAC "192.168.0.7/24". Adicional también como configuramos la puerta de enlace (Gateway) "192.168.0.10". Finalmente damos click en "Submit" para guardar los cambios.

eb 3, 2024 4:04:38 PM -3530-0030A71A8AE2	000	
Enable Bridge	Enable STP	
Eth_02		
Interface PRP Pairing		
Enable pairing on this interface (LAN A)     Pair this interface to:		
Lth_02 V (LAN B) Supervisor Frame Destination Address LSB:	Supervisor Frame Interval (sec):	
Entry Timeout (msec):	<u>6.</u>	
IPv4 Address Settings		
D Enable DHCP		
192 . 168 . 0 . 7 / 24 ~ Default Gateway:	Primary Gateway	
	b 2. 2024-101-38 PM  Comparison of the Bridge  Definition of the Brid	eb 3. 2024.40:33 PM 3. C C C C C C C C C C C C C C C C C C C

Figura 61.- Configuración de Puerto Eth\_1 en RTAC – 3530

#### 3.5.3 PRUEBA DE CONECTIVIDAD

Esta metodología se centra en la utilización del comando 'Ping' en la interfaz de línea de comandos (CMD) en sistemas Windows. Esta prueba desempeña un papel crucial al garantizar la presencia de una comunicación estable y eficiente. Además, ofrece la capacidad de detectar posibles fallos en el intercambio de datos, como problemas de conexión o desconexión, brindando así una evaluación completa de la conectividad entre los dispositivos.

Primero necesitamos configurar la red en la laptop, como se muestra en la figura 62.

Internet Protocol Version 4 (TCP/IPv4)	Properties	×
General		
You can get IP settings assigned autom this capability. Otherwise, you need to for the appropriate IP settings.	natically if your network supports ask your network administrator	
Obtain an IP address automatical	у	
Use the following IP address:		
IP address:	192.168.0.5	
Subnet mask:	255 . 255 . 255 . 0	
Default gateway:	192.168.0.10	
Obtain DNS server address autom	atically	
OUse the following DNS server add	resses:	
Preferred DNS server:		
Alternate DNS server:		
Ualidate settings upon exit	Advanced	
	OK Cancel	

Figura 62.- Configuración dirección IP en la Laptop

Fuente: Autor

La Figura 63 presentada a continuación muestra la comunicación efectiva entre todos los dispositivos del sistema.

![](_page_81_Picture_0.jpeg)

Figura 63.- Prueba de conectividad

### 3.5.4 CREACIÓN DE ARCHIVOS .CID DE LOS IEDs

Este procedimiento se llevará a cabo en el software AcSELerator Architec. El fabricante SEL mediante esta plataforma nos permite desarrollar la configuración de los IEDs bajo normativa IEC 61850. La creación de estos archivos con extensión .CID contienen el mapeo de los conjuntos de datos correspondientes a las variables de medición, estados de interruptores y disparo de protecciones de cada uno de los dispositivos. Esta información posteriormente será transmitida al sistema SCADA a través de la RTAC garantizando una integración eficiente y un monitoreo óptimo del sistema.

A continucación, se detalla la creación de un nuevo proyecto con los equipos que vamos a utilizar al que denominaremos "MAPEO\_GOOSE\_MMS". Estos equipos incluyen el SEL RTAC, SEL 751\_1, SEL 751\_2 y SEL 387E con sus versiones de firmware correspondientes.

La creación de este proyecto genera un archivo .SCD el cual más adelante será cargado a la RTAC.

En la figura 64 y 65, se realiza la elección de los primeros IEDs con su respectiva versión de firmware los cuales corresponden al SEL – 751\_1 y 751\_2.

AcSELerator Architect®		<b>A</b>	- 0 ×	
File Edit Help		SEL_2411		
Project Editor		SEL_2414		
New Project	V Project Properties	SEL_2440		
	Add IED +	SEL_2004S	New Project	
	Paste IED	SEL_311C	IEDName	
	Rename Project	SEL_311L	1.0	
	Toolld	SEL_351	AcSELerator Architect 2.3.14.125	_
	Version	SEL_351A	0	_
		SEL_351RS		
		SEL_351S		
		SEL_387E		
		SEL_400G		
		SEL_401		
		SEL_411L		
		SEL_421		
		SEL_451		
		SEL_487B		
		SEL_487E		
		SEL_487V		
	ld	SEL_651R		
	Identification for this pr	SEL_651RA		
		SEL_700BT		
IED Palette		SEL_700G	Output	
SEL_2411 SEL_2414	SEL_2440	SEL_710	X Information	$\sim$
SEL_311C SEL_311L	SEL_351	SEL_710d5	Architecte strated at lowers 20 discourse die 2024 16:52:14	
SEL 35185	SEL 387E	SEL_735	Creating new project	
	SEL_3072	SEL_751		
SEL_401 SEL_411L	3EL_421	SEL_751A		
SEL_48/B SEL_48/E	SEL_487V	SEL_787		
SEL_651RA SEL_700BT	SEL_700G	SEL_787d4		
Select IED to add to the project		SEL_787Z		

*Figura 64.- Creación SEL - 751\_1 y SEL - 751\_2* 

Fuente: Autor

iED Properties				×
Select IED				
Supported Devices	ClassFileVersion	Description		
SEL-751	006	SEL751 Edition 2, R400 or higher		
SEL-751	006	SEL751 Edition 2, R302 or higher		
SEL-751	006	SEL751 Edition 2, R301 or higher		
SEL-751	006	SEL751 Edition 2, R300 or higher		
SEL-751	006	SEL751 Edition 2, R200 or higher		
SEL-751	006	SEL751 Edition 2, R111 or higher		
SEL-751	004	SEL751 R106 and above		
SEL-751	004	SEL751 R105 and earlier		
Original Name:	TEMPLATE			
IED Name:	SEL_751_1			
			ОК	Cancel

*Figura 65.- Versión SEL - 751\_1 y SEL - 751\_2* 

En la figura 66 y 67, se muestra la incorporación de la RTU – SEL RTAC 3530 y su correspondiente versión de firmware.

![](_page_83_Figure_1.jpeg)

Figura 66.- Creación SEL – RTAC 3530

Fuente: Autor

🍓 IED Properties			×
Select IED			
Supported Devices	ClassFileVersion	Description	
SEL-3530, SEL-3530-4, SEL-2240, SE.	007	MMS Client/Server, GOOSE publish/subscribe(R150 or later)	
SEL-3530, SEL-3530-4, SEL-2240, SE.	006	MMS Client, MMS Server, GOOSE publish/subscribe (data model update)	
SEL-3530, SEL-3530-4, SEL-2240, SE.	006	MMS Client, MMS Server, GOOSE publish/subscribe (R135 or later)	
SEL-3530, SEL-3530-4, SEL-2240	003	MMS Client, GOOSE publish/subscribe (R119 or later)	
SEL-3530, SEL-3530-4, SEL-2240	002	MMS Client, GOOSE publish/subscribe (R115 or later)	
SEL-3530, SEL-3530-4	001	Generic (GOOSE publish/subscribe only)	
SEL-3505	001	IEC 61850 GOOSE publish/subscribe (R119 or later)	
Original Name:	TEMPLATE		
IED Name:	SEL_RTAC_1		
		OK Cancel	

Figura 67.- Versión SEL – RTAC 3530

En la figura 68 y 69, se muestra la incorporación del IED SEL – 387E y la versión de firmware que le corresponde.

![](_page_84_Figure_1.jpeg)

Figura 68.- Creación SEL - 387E

Fuente: Autor

iED Properties			×		
Select IED					
Supported Devices		ClassFileVersion	Description		
SEL-387E, SEL-387E-0, SEL-387E-1		004	R704 and Higher with E3 R109		
SEL-387E, SEL-387E-0, SEL-387E-1		003	Short LN Prefixes		
SEL-387E, SEL-387E-0		002	Short LN Prefixes		
					_
					-
Original Name:	TEMPL	ATE			
IED Name:	SEL_38	7E_1			
				OK Cancel	
					- J

Figura 69.- Versión SEL - 387E

Después de completar el paso anterior, el software facilitará el proceso al enviar un mensaje específico en cada uno de los equipos. Este mensaje tiene como objetivo la selección del modelo de control, que, en este caso, es uniforme para todos, como se muestra en la figura 70.

Select Control Model
Select Controllable Point (SPC/DPC) Control Model
<ul> <li>Direct with Normal Security</li> </ul>
<ul> <li>Direct with Enhanced Security</li> </ul>
Select Before Operate with Enhanced Security
ОК

Figura 70.- Selección del modelo de control

Fuente: Autor

A continuación, se ingresarán los parámetros de la red LAN configurados anteriormente en cada IEDs. Como se muestra en la figura 71, se configura la dirección para el 387E.

Project Editor					
🖃 🕼 New Project	IED Properties				
SEL_387E_1 SEL_751_1	IEC 61850 Edition	Edition 1 Version	Revision		
SEL_RTAC_1	UTC Offset	-08:00			
	MMS Settings	MMS Authentication:	OFF		
		MMS Inactivity Timeout:	NA		
	Communication Para	ameters*			
	Interface	IP address	Subnet mask	Gateway	
	▶ S1	192.168.0.4	255.255.255.0	192.168.0.1	
	* These parameters a	re for use in SCL files. Con	nmunication parameter	ers for SEL relays are se	t through the device's settings.
	Properties GOOSE Re	ceive GOOSE Transmit	Reports Datasets D	Dead Bands	

Figura 71.- Direccionamiento IP SEL - 387E

Fuente: Autor

En la figura 72 y 73, se configura la dirección para el 751\_1 y 751\_2

Project Editor					
	IED Properties				
SEL_387E_1	IEC 61850 Edition	Edition 1 Version	Revision		
SEL_CS_1	UTC Offset	: UTC Offset is a	configured in device setti	ings.	
SEL_751_2	MMS Settings	MMS Authentication:			
		MMS Inactivity Timeout:	NA		
	Communication Pa	arameters*			
	Interface	IP address	Subnet mask	Gateway	
	I S1	192.168.0.2	255.255.255.0	192.168.0.1	
	* These parameters Properties GOOSE	s are for use in SCL files. Con Receive GOOSE Transmit	nmunication paramet	ers for SEL relays are se Dead Bands	t through the device's settings.

Figura 72.- Direccionamiento IP SEL - 751\_1

Fuente: Autor

Project Editor						
	IED Propert	es				
	IEC 61850	dition Edit	tion 2 Version	2007 Revision	В	
SEL_RTAC_1	UTC Offset		UTC Offset is	configured in device sett	ings.	
SEL_751_2	MMS Set	ings MM	1S Authentication:	OFF		
		MM	1S Inactivity Timeout:	900		
	Communic	ation Paramete	ers*			
	Interfa	e	IP address	Subnet mask	Gateway	
	▶ S1		192.168.0.3	255.255.255.0	192.168.0.1	l
	* These pa	ameters are for	r use in SCL files. Co	mmunication paramet	ers for SEL relays are set	through the device's settings.
	Properties	GOOSE Receive	GOOSE Transmit	Reports Datasets	Dead Bands Server Mo	del

Figura 73.- Direccionamiento IP SEL - 751\_2

En la figura 74, se muestra el ingreso de la dirección para la RTAC – 3530.

Project Editor					
🖃 🔎 New Project	IED Properties				
SEL_387E_1 I SEL_751_1	IEC 61850 Edition	Edition 2 Version 2	2007 Revisi	on B	
SEL_RTAC_1	UTC Offset	: UTC Offset is	configured in device s	ettings.	
SEL_/51_2	MMS Settings	MMS Authentication:	OFF		
		MMS Inactivity Timeout:	0		
	Configure RT/	AC client to use report contro	ol attributes from SC	CL file instead of dynami	ic negotiation.
	Communication Pa	arameters*			
	Interface	IP address	Subnet mask	Gateway	
	I S1	192.168.0.7	255.255.255.0	192.168.0.1	
	* These parameters	are for use in SCL files. Cor	nmunication param	eters for SEL relays are s	et through the device's settings.
	Properties GOOSE	Receive GOOSE Transmit	Reports Datasets	Client Inputs Server S	Server Model

Figura 74.- Direccionamiento IP SEL – RTAC 3530

Fuente: Autor

En la sección de "**Datasets**" se presentan los algunos de estos ya creados por el fabricante, sin embargo, fueron eliminados con el objetivo de crear nuevos datasets según los requisitos específicos del proyecto. Para los IEDs 751\_1, 751\_2 y 387E se generarán tres tipos de Datasets con los siguientes propósitos:

1. **Goose:** Diseñado para transmitir disparos de protecciones entre dispositivos de entrada y salida (IEDs).

2. **Buffered:** Destinado a estados de protección que se actualizan en intervalos de tiempo configurados y se envían hacia el sistema SCADA.

3. Unbuffered: Utilizado para transmitir señales analógicas hacia el sistema SCADA.

En las figuras 75 y 76, se muestra el mapeo de las señales buffered y unbuffered de los IEDs 751\_1 y 751\_2.

![](_page_88_Picture_1.jpeg)

Figura 75.- Creación de Señales Buffered SEL - 751\_1 y SEL - 751\_2

Fuente: Autor

🌉 Edit Dataset	- 0	×
Name		
UNBUFFERED		
Description		
PARAMETROS ELECTRICOS / ANALOGICAS / SCADA		
IED Data Items	Dataset	
Drag-n-drop or right-click on a data item to add it to the dataset on the right.	Drag-n-drop or right-click on a data item to rearrange. Click column headers to sort.	
FC (Functional Constraint) ST (Status Information)	GOOSE Capacity: 341 of 1261 bytes Data Attributes: 31 of 500	
	FC Item	
	MX MET.METMMXU1.A.phsB.instCVal.ang.f	
	MX MET.METMMXU1.A.phsC.instCVal.mag.f	
	MX MET.METMMXU1.A.phsC.instCVal.ang.f	
	MX MET.METMMXU1.A.neut.instCVal.mag.f	
	MX MET.METMMXU1.A.neut.instCVal.ang.f	
	MX MET.METMMXU1.PPV.phsAB.instCVal.mag.f	
	MX MET.METMMXU1.PPV.phsAB.instCVal.ang.f	
	MX MET.METMMXU1.PPV.phsBC.instCVal.mag.f	
	MX MET.METMMXU1.PPV.phsBC.instCVal.ang.f	
	MX MET.METMMXU1.PPV.phsCA.instCVal.mag.f	
	MX MET.METMMXU1.PPV.phsCA.instCVal.ang.f	
	MX MET.METMMXU1.PhV.phsA.instCVal.mag.f	
	MX MET.METMMXU1.PhV.phsA.instCVal.ang.f	
	MX MET.METMMXU1.PhV.phsB.instCVal.mag.f	
	MX MET.METMMXU1.PhV.phsB.instCVal.ang.f	
	MX MET.METMMXU1.PhV.phsC.instCVal.mag.f	
	MX MET.METMMXU1.PhV.phsC.instCVal.ang.f	
	MX MET METMMXLL1 TotW instMag f	

Figura 76.- Señales Unbuffered SEL - 751\_1 y SEL - 751\_2

En la figura 77, se muestra el mapeo de las señales de protecciones que van a ser enviadas por el servicio GOOSE.

🧱 Edit Dataset	- 0 ×
Name GOOSE	
Description ESTADOS DE PROTECCIONES	A V
IED Data Items Drag-n-drop or right-click on a data item to add it to the dataset on the right. FC (Functional Constraint) ST (Status Information)	Dataset           Drag-n-drop or right-click on a data item to rearrange.           Click column headers to sort.           GOOSE Capacity:         30 of           1261 bytes           Data Attributes:         5 of
⊕- ■ SEL_751_1 ST Data Items	Constraint Item ST PRO.PITPTOC13.Str.general ST PRO.PITPTOC13.Op.general ST PRO.NITPTOC15.Op.general ST PRO.NITPTOC15.Op.general ST PRO.TRIPPTRC1.Tr.general

Figura 77.- Señales Goose SEL - 751\_1 y SEL - 751\_2

Fuente: Autor

De la misma forma en las figuras 78 y 79, se muestra el mapeo de las señales buffered y unbuffered del IED 397E.

Name			
BUFFERED			
Description			
SEÑALES BUFERIZADAS			
			W
IED Data Items	Dataset		
Drag-n-drop or right-click on a data item to add it to the dataset on the right.	Drag-n-drop or right-click on a data item to rearrange. Click column headers to sort.		
FC (Functional Constraint)	COOSE Constant 144 of 1261 habes		
ST (Status Information)	Data Attributes: 24 of 500		
	FC Item		
	ST PRO.P 1PTOC 1. Str.general		
	ST PRO.P 1PTOC 1. Op. general		
	ST PRO.P2PTOC7.Str.general		
	ST PRO.P2PTOC7.Op.general		
	ST PRO.N1PTOC3.Str.general		
	ST PRO.N1PTOC3.Op.general		
	ST PRO.N2PTOC9.Str.general		
	ST PRO.N2PTOC9.Op.general		
	ST PRO.D87UPDIF1.Op.general		
	ST PRO.D87UPDIF1.0p.phsA		
	ST PRO.D87UPDIF1.Op.phsB		
	ST PRO.D87UPDIF1.0p.phsC		
	ST PRO.D87RPDIF2.Op.general		
	ST PRO.D87RPDIF2.0p.phsA		
	ST PRO.D87RPDIF2.Op.phsB		
	ST PRO.D87RPDIF2.Op.phsC		
	ST PRO.D87RPDIF2.Str.general		
	ST PRO DR7RPDIE2 Str. phs&		

Figura 78.- Señales Buffered SEL - 387E

🏨 Edit Dataset	-	-		×
Name				
UNBUFFERED				
Description				_
PARAMETROS ELECTRICOS / ANALOGICAS / SCADA				
				-
IED Data Items	Dataset			
Drag-n-drop or right-click on a data item	Drag-n-drop or right-click on a data item to rearrange.			
to add it to the dataset on the right.	Click column headers to sort.			
FC (Functional Constraint)	GOOSE Capacity: 470 of 1261 bytes			
ST (Status Information)	Data Attributes: 50 of 500			
	FC Item			
	MX MET.METMMXU1.A1.phsA.instCVal.mag.f			^
	The second secon			
	MX MET.METMMXU1.A1.phsB.instCVal.mag.f			
	MX MET.METMMXU1.A1.phsB.instCVal.ang.f			
	MX MET.METMMXU1.A1.phsC.instCVal.mag.f			
	MX MET.METMMXU1.A1.phsC.instCVal.ang.f			
	MX MET.METMMXU1.A2.phsA.instCVal.mag.f			
	MX MET.METMMXU1.A2.phsA.instCVal.ang.f			
	MX MET.METMMXU1.A2.phsB.instCVal.mag.f			
	MX MET.METMMXU1.A2.phsB.instCVal.ang.f			
	MX MET.METMMXU1.A2.phsC.instCVal.mag.f			
	MX MET.METMMXU1.A2.phsC.instCVal.ang.f			
	MX MET.METMMXU1.TotW.instMag.f			
	MX MET.METMMXU1.TotVAr.instMag.f			
	MX MET.METMMXU1.TotVA.instMag.f			
	MX MET.METMMXU1.Hz.instMag.f			
	ST ANN.TLEDGGIO8.Ind01.stVal			~
	I I WASI ANNI TI EDGGTOR Indit2 stVal			
	ОК		Cance	el

Figura 79.- Señales Unbuffered SEL - 387E

En la figura 80, se muestra el mapeo de las señales de protecciones que van a ser enviadas por el servicio GOOSE.

ille Edit Dataset			×
Name			
GOOSE			
Description			
PROTECCIONES		A	
IED Data Items	Dataset	st	
Drag-n-drop or right-click on a data item to add it to the dataset on the right.	Drag-n-dro Click colur	drop or right-click on a data item to rearrange. Jumn headers to sort.	
FC (Functional Constraint)	GOOSE	Capacity: 144 of 1261 bytes	
ST (Status Information)	Data A	Attributes: 24 of 500	
EL_387E_1 ST Data Items	FC	Item	
	 🌝 ST	F PRO.P 1PTOC 1.Str.general	^
	😼 ST	PRO.P1PTOC1.Op.general	
	🧐 ST	PRO.N1PTOC3.Str.general	
	😎 ST	PRO.N1PTOC3.Op.general	
	🤝 ST	PRO.P2PTOC7.Str.general	
	🤝 ST	PRO.P2PTOC7.Op.general	
	🤝 ST	PRO.N2PTOC9.Str.general	
	🤝 ST	PRO.N2PTOC9.Op.general	
	🤝 ST	PRO.TRIP1PTRC1.Tr.general	
	🤝 ST	PRO.TRIP2PTRC2.Tr.general	
	🧐 ST	PRO.TRIP3PTRC3.Tr.general	
	🧐 ST	PRO.TRIP4PTRC4.Tr.general	
	🧐 ST	PRO.D87UPDIF1.Op.general	
	🧐 ST	PRO.D87UPDIF1.Op.phsA	
	🧐 ST	PRO.D87UPDIF1.Op.phsB	
	🤝 ST	PRO.D87UPDIF1.Op.phsC	
	🔊 ST	PRO.D87RPDIF2.Str.general	

Figura 80.- Señales Goose SEL - 387E

Para el envío de señales por Goose, nos dirigimos al IED SEL – 387E en la pestaña "Goose Transmit" y verificamos que el data set escogido sea el correcto. Ver figura 81.

AcSELerator Architect® - MAPEO_GOOSE_MMS.scd							- 0 ×
File Edit Help							
Project Editor							
B- ₩ MAPEO_GOOSE_MMS	GOOSE Transmit						
SEL_RTAC_1	Name	Dataset D	Description	LD	Interface	SubNetwork	Multicast MAC Address
💷 SEL_387E_1	GooseDSet13	GOOSE P	Predefined GOOSE Control	SEL_387E_1CFG	S1	Subnet1	01-0C-CD-01-00-06
54./31.2			GOOSE Transmit (Edit)     LD Message Nam     CFG Goose Nam     CFG Goose Set1     Description (desc)     Predefined GOOSE Control     GOOSE ID (applD)     sub 1Taf1     Configuration Revision (config	r (name) ev ) 🚱	Address Interface to publish on: S1 Multicast MAC Address 01-0CCD-01-00-06 APP ID 0-1005 VLAN ID 0+001	×	
	New E Properties GOOSE Rece	idit Delete	Min Time 1 (ms) Dataset (datSet) PROTECCIONES CFG LLN0 GOOSE Preports Datasets Dead Bands	MarTime 1000 (ms)	VLAN PRIORITY 4		

Figura 81.- Configuración para la transmisión de Mensajería Goose

Fuente: Autor

Ahora se realizará la subscripción de los IEDs SEL - 751\_1 y 2, al Publicador SEL 387E. para lo cual en el IED 751 se dará click en la pestaña "**Goose Receive**". Como se mencionó en el objeto de estudio estos IEDs recibirán las señales de disparo, la cuales serán direccionadas a variables virtuales que formarán parte de la lógica de disparo de los IEDs. Ver figura 82.

roject Editor													
MAPEO_GOOSE_MMS	GOO	GOOSE Receive											
SEL_RTAC_1 SEL_387E_1	IED	Contro	ol block 🔺			Category A				۶			
SEL_751_2	u	D	LN	DO	DA	intador	Source data item	q mask	desc				
		4 SEI 387E 1								-			
		\$11.31	ET 1016 (George D	SAFETE:		→ VB							
			nimoci	Ch.	annual and	VB001	SEL_387E_1/CFG/LIN0/GooseDSet13.PRO.TRIP4PTRC4.Tr.general						
		PRO	PIPTOCI	50	general	VB002	SEL_387E_1/CFG/LLN0/GooseDSet13.PRO.TRIP1PTRC1.Tr.general						
		· PRO	PIPTOC1	Op	general	VB003	SEL_387E_1/CFG/LLN0/GooseDSet13.PRO.TRIP2PTRC2.Tr.general						
		• PRO	N1PTOC3	Str	general	VB004	SEL_387E_1/CPG/LLNU/GooseDSet13.PRO.1RIP3P1RC3.1r.general						
		PRO	N1PTOC3	Op	general	VBOOS							
		PRO	P2PTOC7	Str	general	VEUUS							
		PRO	P2PTOC7	Op	general	VECOR							
		PRO	N2PTOC9	Str	general	VEDODO							
		PRO	N2PTOC9	Op	general	VEDIO							
		PRO	TRIP 1PTRC 1	Tr	general	V8011							
		PRO	TRIP2PTRC2	Tr	general	VB012							
		PRO	TRIP3PTRC3	Tr	general	VB013							
		PRO	TRIP4PTRC4	Tr	general	VB014							
		· PRO	D87UPDIF1	Op	general	VB015							
		PRO	D87UPDIF1	Op	phsA	VB016							
			0.0 % (0.0.17 A	~		VB017							

Figura 82.- Configuración Disparos por Goose en IED SEL – 751

Para generar los reportes MMS correspondientes a los conjuntos de datos previamente establecidos, se selecciona la pestaña "**Reports**" como se muestra en la figura 83. Adicional se verifica que el Dataset escogido sea el correcto.

AcSELerator Architect® - MAPEO_GOOSE_MM	3.scd						_	o ×
File Edit Help								
Project Editor								
	Reports							
SEL_RTAC_1	Туре	Name	ID	Dataset	Description			_
SEL_751_1	Buffered	BRep01	DSet01	Leport (Edit)			– – ×	
	Unbuffered	URep01	DSet07	Report Type	*	Trigger Options Data Change (schog) Data Update (schop) Data Update (schop) Quitty Change (schop) Resid (seriod) Hegisty Period (strigP(I)) 0 mit Optional Fields Instances (Bit Enabled)		
			D. 44	Report ID (ptID) DSet01		Max: 1		
	New Properties GOOSE Rece	Edit Delete	Reports Datasets	Configuration Revision (confRev)				
IED Palette				Buffer Time (buf Time)				
SEL_2411 SEL_2414	SEL_2440	SEL_2664S		buu me				~
SEL_311C SEL_311L	SEL_351	SEL_351A		Dataset (datSet)				
SEL_351RS SEL_351S	SEL_387E	SEL_400G		SEÑALES BUFERIZADAS				
SEL_401 SEL_411L	EL_421	EL_451		CEG LI NO BUEEERED				
SEL_487B SEL_487E	SEL_487V	EL_651R		CI G. CONSOFFERED				
SEL_651RA SEL_700BT	SEL_700G	SEL_710				ОК	Cancel	
Select IED to add to the project Ready	SEL_387E 004 R704 and	d Higher with E3 R109			_	_		_

Figura 83.- Generación de reportes Fuente: Autor

Como se presenta en la figura 84, se selecciona al dispositivo RTAC en la pestaña de "Client Inputs". Donde nos colocaremos en los datasets "Buffered" y "Unbuffered" de cada IED y daremos click en ">". Esto es necesario para el envío de datos en MMS hacia la RTAC.

![](_page_92_Figure_4.jpeg)

Figura 84.- Envío de reportes a RTAC

Una vez que las configuraciones en IEC 61850 ha sido realizada, es necesario enviarla a todos los IED, con excepción de la RTAC ya que el proceso de cargar es distinto. Como se muestra en la figura 85, para llevar a cabo este proceso, se pulsa click derecho sobre cada uno de los equipos y elegimos la opción "**Send CID**".

![](_page_93_Picture_1.jpeg)

Figura 85.- Envío de archivo CID a IED SEL - 751 Fuente: Autor

Para concluir el proceso de envío del archivo CID, se solicita ingresar unas credenciales descritas por el fabricante en el manual y corresponden a "**FTPUSER**" para el Username y "**TAIL**" para el Password, ver figura 86. Este procedimiento es idéntico para los IEDs de los alimentadores SEL – 751\_1 y 2. Una vez confirmado, el sistema despliega un mensaje indicando que el envío ha sido exitoso, ver figura 87.

AcSELerator Archite	ect		
SEL_751_1 Confirm Network S	Settings		SEL <sub>®</sub>
	FTP Address Credentials Username Password	192.168.0.2 V @	
		Include Device Settings	Finish

Figura 86.- Credenciales para SEL - 751

Fuente: Autor

AcSELerator Architect				
SEL_751_1 Finished sending IEC 61850 settin	gs to the IED.		(	SEL)
File was sent successfully				
The was sent successionly.				
				Ŧ
	Cancel	< Back	Next >	Finish

Figura 87.- Envío IEC 61850 finalizado en SEL 751

En cuanto al IED SEL - 387E como se muestra en la figura 88, el Username cambia a "**2AC**" y el Password permanece como "**TAIL**". De la misma forma como se puede observar en la figura 89, el software mostrará un mensaje de que el envío fue exitoso.

AcSELerator Architect		
SEL_387E_1 Confirm Network Settings		SEL
ETP Address	192.168.0.4	
Credentials	0	, 
Username Password	2AC	
	Include Device Settings	
	Cancel < Back Next :	> Finish

Figura 88.- Credenciales para SEL - 387E

Fuente: Autor

AcSELerator Architect	
SEL_387E_1 Finished sending IEC 61850 settings to the IED.	SEL,
For security purposes it is recommended that you disable the	FTP server in the IED.
File was sent successfully.	*
	*
Cancel < Back	Next > Finish

Figura 89.- Envío IEC 61850 finalizado en SEL 387E

La tabla de señales se encuentra disponible en los anexos 8 y 9.

#### 3.5.5 CONFIGURACIÓN RTU – RTAC SEL 3530

Considerando que la RTU SEL RTAC – 3530 desempeña un papel central como concentrador de datos dentro de todo el sistema, se hace necesario realizar una serie de pasos para la configuración adecuada de este elemento.

AcSELerator RTAC desempeña un papel crucial como el software principal encargado de la configuración para la adquisición y concentración de datos en tiempo real. Su característica sobresaliente radica en su capacidad para convertir datos entre diversos protocolos integrados en la RTU.

Al iniciar el programa, se desplegará una pantalla de seguridad el cual solicitará unas credenciales definidas por el fabricante como "**admin**" para el Username y "**TAIL**" para el Password, ver figura 90.

🥜 Login To	AcSELerato	or RTAC Databa	se		×
	Connection Name Server Database User Name	RTAC Default Conr localhost RTAC admin	Port	5433	
	- assired	Lo	gin	Cancel	

Figura 90.- Ingreso AcSELerator RTAC

Fuente: Autor

Para la configuración inicial del nuevo proyecto se pulsará click en "New Project" al que denominaremos "PROYECTO\_TESIS", como se muestra en la figura 91. Se requiere la elección precisa de la versión de firmware y modelo de la RTAC que disponemos. Se finaliza la creación de proyecto dando click en "Create". Este paso, establecerá las bases para una configuración eficiente acorde a los requisitos específicos del proyecto.

SEL ACSELerator RTAC	
SEL	<b>0</b> *
New Project 💀 Read 💓 Import	😻 RTAC Firmware Update 🛛 📙 Backup Projects 🛛 View 🔻
Create Project	
Parameters Messages	
Select a type of project to create	
RTAC Type           RTAC/Ation           R150         Colspan="2">Colspan="2"Colspan=	45.pc _pc
Create a project that is not yet configured.  NPL Folder  C:Visers/CROSSHAIR/Documents/AcSELerator RTAC/Projects	
Project Name: Project1	
Create Close	

Figura 91.- Elección del modelo y firmware de RTAC

En la interfaz principal, se dirige hacia la opción "**Insert**" como se muestra en la figura 92, y seleccionamos la opción "**IEC 61850**", luego optamos por "**Set IEC 61850 Configuration**".

<b>1</b>							PROYECTO	TESIS - SE
SEL Home Insert	1	View						
	3	🔶 🕹 🔅		1			REC	
SEL SEL Axion Other IEC 6	51850 ¥	Export Import Acc Items Items R	cess Point Routers	Folder	IEC 61131-3	Tag Lists Y	Recording Groups	Extensions Y
Devices	Set	IEC 61850 Configurat	tion	olders	User Logic	Tag Lists	Recording Group	Extensions
Project RTAC/Axion - R143	<b>a</b> Exp	oort IEC 61850 Configu	uration					
PROYECTO_TESIS	A Cle	ar IEC 61850 Configur	ration					
📁 Devices ờ Tag Processor 🗊 Tags		Modified Time:	01/30	/2024 14	4:53:19			
System		Tag Count:	210					
🎆 System_Time_C		Project Description(0,	/20000)					
- @ SystemTags @ Contact I/O 0 Access Points								

Figura 92.- Carga de archivo SCD. con la configuración IEC 61850

En este apartado, se procede a cargar la información proveniente del archivo .SCD generado en Architec como mencionamos anteriormente. Se verifica la ruta del archivo y se da click en "**OK**", ver figura 93.

Set IEC 61850 Configuration
IEC 61850 Configuration File
C: \Users \Camila \Documents \AcSELerator RTAC \Projects \PROYE
Overwrite specified setting values with values from configuration file:
GOOSE Ethernet Ports

Figura 93.- Archivo .SCD cargado

Fuente: Autor

Automáticamente el sistema cargará la información del archivo .SCD dentro de la RTAC como se presenta en la figura 94.

1		PRO	/ECTO_TESIS - S	EL AcSELerator R	TAC		1000
Sta. Home Insert View							@*
Go Online     Copy     C	nject Online						a
Designet							
RTAC/Avion - B 143	SEL_751_Z_SEL						
	SEL_751_1_SEL SEL_751_2_SEL	SEL_387E_1_SEL					9
SEL_RTAC	751, Client - Ethernet Tunneled Seria	I [SEL Protocol, AP, TAP]				Advanced Set	tings 🔲 🔊 🕲
🖨 🧭 Devices	Settings	Setting	Value	Range	Description	Comment	
- SEL_751_1_SEL	Message Settions	Communications					
	elessage seconds	Xon / Xoff	True	True,False	Use Xon/Xoff Software Handshaking Control.		
MODBUS WINCC MODBUS	Check IED Configuration Commands	Serial Tunneling Mode	Teinet	Teinet, Raw TCP	Serial tunneling mode to be used.		
SEL_387E_1_1_CFG_GooseDSet13	History	Server IP Port	23	1-65535	TCP port of the remote SEL server connection.		
SEL_751_1_1_CFG_GPub01_GRX	History - New Event	Level 1 Password	*******	0-32 (characters)	Server Logon String for level 1 access.		
- 2 Tag Processor	Load Data	Level 2 Password	******	0-32 (characters)	Server Logon String for level 2 access.		
Tags	SER	Enable Password Monitor	False	True,False	Enable the monitoring of password changes in transparent connections.		
Main Controller	Ctabur	Poll CASCII Retries	3	0-255	Number of Poll Retries for CASCII message.		
- System_Time_Control	2003	Poll CASCII Inactivity Time	8000	100-65535 (mili	Poll Timeout for CASCII message.		
- @ SystemTags	Demand Meter	Poll Binary Retries	3	0-255	Number of Poll Retries for binary messages.		
Contact I/O	Meter	Poll Binary Inactivity Timeout	2500	<min>-65535 (</min>	Poll Timeout for binary messages. Range <min> = 500 for AUTO Baud, 500 for 9600</min>		
- (i) Ethernet Settings	Peak Meter	Slow Poll Mode Multiplier	5	1-65535	Factor applied after inactivity detected to slow poll rate until valid message is received.		
Hosts	Breaker Bits	Transmit Fast Unsolicited	False	True,False	Transmit Fast Unsolicited Write messages without waiting for enable message.		
- 🔁 Access Points	Remote Bits	Date-Time					
- 📁 Access Point Routers	Here Managers 1	UTC Offset	0	-720 to 840 min	(minutes) Local Time offset from Universal Time		
- 📁 User Logic	user message 1	DST Enabled	True	True,False	Enable Daylight Savings Time		
- 🔁 Virtual Tag Lists	User Message 2	C Event					
Anonymous_server_850	User Message 3	Enable Event Collection	False	True,False	Enables event collection from the relay using CEV based commands. It is recommende		
- MMS SERVER	Elser Messane 4	Enable Comtrade Collection	False	True,False	Enables Comtrade event collection from the relay. It is recommended to use only one		
- SEL_387E_1_1_850		1 of 18	Daad				
🛄 SEL_751_1_1_850							
SEL_751_2_1_CFG_GPub01_GRX							
SEL_751_2_1_850	IEC 61131: Build						
	Memory area 0 contains Data and Code Memory area 1 contains Retain Data: s Build complete 0 errors, 0 warnings :	e: size: 1048576 bytes , highest user ize: 28648 bytes , highest used addr ready for download!	i address: 720884, lar ess: 0, largest contig	rgest contiguous memo uous memory gap: 286	ry gap: 327692 bytes (31 %) 48 bytes (100 %)		
AcSELerator RTAC Ready					🖉 Logic Engine	🖉 Offine 📕 Da	tablese 📓 Password OP

Figura 94.- Interfaz principal del proyecto

Fuente: Autor

Para que el proceso de carga del proyecto sea completado se debe poner en línea con la RTAC. Para lo cual nos desplazaremos a la pestaña de "**Home**" y daremos click a la opción de "**Go Online**". Nos aparecerá una venta solicitando las credenciales anteriormente solicitas por el web server como se muestra en la figura 95. Luego daremos click en "**Login**".

🔁 PROYECTO_	TESIS - Go Onl	ine			×
Login Option:	s Advanced Sta	tus			
Connection Name	SEL RTAC Default	Connection			
RTAC Address	192.168.0.7	RTE Port	1217	]	
User Name	admin	Port	5432	]	
Password	******				
			Login	1	

Figura 95.- Ingreso en modo online con la RTAC

Fuente: Autor

Como se muestra en la figura 96, aparecerá una ventana a la cual daremos click en "Go".

PROYECTO_TESIS - Go Online
Login Options Advanced Status
Connecting to your SEL RTAC, please wait
Connected.
Project: PROYECTO_TESIS Modified Time of Project: 1/29/2024 3:51:29 PM Firmware version: SEL-3530-R143-V0-Z000210-D20180710 Schema: schema_fw Application Status: OK
Opening Run-time Engine (RTE) firewall
The on-line timeout is 120 minutes.
Go Close

Figura 96.- Ventana Go Online RTAC

A continuación, mostrará un mensaje avisando que se realizaron algunos cambios y si deseamos sobre escribir. Daremos "**Yes**", ver figura 97.

	Opuons	Advanced	Status				
Connecti	ng to RTE.						
s	end Set	tings				×	
	? s	ettings have	change	d. Send set	tings and o	verwrite?	
		Ye	es	No			
							9

Figura 97.- Venta de Aceptar Cambios en configuración

Fuente: Autor

Finalmente, al colocarse el LED en rojo del botón "**Go Online**" sabremos que estamos en línea con la RTAC, ver figura 98.

<b>1</b> ·			PROYECTO,	TESIS - SEL ACSEL	lerator RTAC		2	
Home Insert	New							2.
+ Cut O Deleter & Find Next	0 co co -							
12 Carry 12 Laname 63 Lanlace	Go Offine							
Tind Password	Chan Project Tools Comm Monitor							
Clipboard Edit	Online							\$
Project	SEL 387E 1 1 850							×
RTAC/Axion - R143	Protect Properties SEL_387E_1_1_850							_
PROYECTO_TESIS	IEC61850Device, Client - Ethernet, 1850 Prof	tocoll					Advanced Settings	
SEL_RTAC		oconj						
SEL 751 1 SEL	Settings	Setting	Value	Range	Description	Comment		
- SEL 751 2 SEL	Datasets	Subnet Name	Subnet1		Name of the subnetwork to which this IED belongs, as indicated within the Architect Pr			
- SEL_387E_1_SEL	Reports	IED Name	SEL_387E_1		Name of the remote IED that this IEC 61850 Client POU will control.			
- WINCC_SCADA	CEC LIND REFERENCE	Access Point	51		Name of the IED access point connected to the named subnetwork.			
- SEL_387E_1_1_C	CFG.LLNO.BOFFERED	IP Address	192.168.0.4		The IP address of the remote IED. A valid IPv4 dotted decimal address is required.			
L SEL_751_1_1_CF	CFG-LLNO.BUFFERED Status Tags	Client Identifier	SEL_387E_1		This setting can be defined using any characters. Each IEC 61850 client that may com.			
Tag Processor	CFG.LLNO.BUFFERED Binary Control Tags	Request Timeout	4000	20-65535 (milis	The maximum time allowed for the remote IED to respond to a client request.			
System	CFG.LLNO.BUFFERED Control Tags	Request Retries	0	0-255	The number of additional attempts by the client to issue a request that the remote IE			
Aain Controller	CEG UND LAR FEEDED	Heart Beat Interval	100	1-65535 (secon	The interval between status requests when the remote IED is idle.			
- O System_Time_Co		MMS Comtrade Enable	False	True,False	This will enable the collection of all files in the Comtrade folder in server via MMS file tr			
- 💮 SystemTags	CFG.LLNO.UNBUFFERED Status rags	MMS FileServices Period	3600	0, 30-4294967 (	. The period in which the files from the server are collected.			
- @ Contact I/O	CFG.LLNO.UNBUFFERED Binary Control Tags							
- 3 Ethernet Settings	CFG.LLND.UNBUFFERED Control Tags							
- O Hosts	All Binary Control Tags							
- 🤪 Access Points	All Other Control Tags							
- Access Point Routers	POU Pin Settings	(						
User Logic	Tans	(						
- Anonymous Server	- Toys	(						
-> SEL RTAC 1	Controller	4						
- MMS_SERVER								
- 1 SEL_387E_1_1_850		1 of 10 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0						
- SEL_751_1_1_850								
- SEL_751_2_1_CFG								
- SEL_751_2_1_850	IEC 61131: Build							
	Memory area 0 contains Data and Code: size:	1048576 bytes , highest used addr	ress: 720484, largest c	ontiguous memory gap: '	328092 bytes (31 %)			
	Memory area 1 contains Retain Data: size: 286	348 bytes , highest used address: 0	J, largest contiguous m	emory gap: 28648 bytes	s (100 %)			-
0.	Duid complete 0 errors, o warnings rieady in	y download)						

Figura 98.- Establecimiento de Conexión Online con la RTAC

93

Fuente: Autor

Empezaremos con la creación de la Tabla MODBUS en la RTU, la cual se encargará de enviar los datos hacia el aplicativo SCADA WINCC. Desplazamos la pestaña "**Insert**", hacia al apartado "**Other**" y daremos click en la opción "**Modbus Protocol**". Ver figura 99.

<b>a</b> •							18	ROYECT	O_TESTS - SEL AC	SELerator RTAC				8288
Home	Insert W	ew												Q.+
SQL SEL ANON Dev	Access Point	Export Import Items Items	Access Point Routers pectors Fr	folder olders	IEC 61131-3 User Logic	Tag Lists Rec	cording Group	xtensions xtensions						2
Project	C37.118 Proto	col	008.05_W94	CC_MO	iceus									2
RTAC/Axion - R143	Courier Proto	col	reject Prope	erties	Ethernet Se	tings SEL_751	1_1_0F6_GPub	01_GRX	Tag Processor MO	DBUS_WINCC_MODBUS				
SEL_RTA	CP2179 Proto	col	ther, Server	- Ethe	met [Modb	us Protocol]								Advanced Settings
🖨 💋 Devic	DNP Protocol		lettings	- 1	Setting		Value		Range	Description			Comment	
- 9	Flex Parse Pro	tocol	Cols		Commu	nications								
- 🖬 S	IEC 60870-5-1	01/104 Protocol	Discrete Inc.	uts	Server	IP Port	502		23,502,1024-65	The local IP port the RTA	C monitors for incoming MODBUS requests.			
	L&G 8979 Pro	tocol	Holding Regis	aters	MODEL	5			Read Protocol	10				
	Modbus Prote	ocol	Input Registe	ers	Clent 1	P Address	192.168.0		Valid IPvd Addr	IP Address of the MOOR	It IP address setting must be set to a valid IP add IS Client communication with this BTAC MODELS 5	Gress.		
- 🔁 Tag i	NGVL Protoco	4	OU Pri Sett	ings	Calenci	P. HULLESS	192. 199.4		THE PTT HUN	P HOUESS OF DE HOUSE	a can contract any marine rine reaction a	AB TO .		
Syste	SES-07 Pretor	el.	tags											
-@ M	SETD Protocol		Controller											
(2) S (3) S	SNMP Protoco	ni .												
- () Contract	11/0		T											
-@ Ethern	et Settings													
- @ Hosts	e secongs													
- CACCESS Pol	nts													
Access Poi	nt Routers													
- 🟳 Virtual Tag	Lists													
- Anonymou	s_Server_850													
MMS SER	_1 #R													
- SEL_387E	1_1_050			4	I I I I I I	-	00000							23
- SEL_751_3	_1_850	1.00		-										
SEL_751_3	1.850	Caro,	and some states											
			EC 6113	o contra	i Data and	Codes stars 10.45	and the second second		14 CO.400.4 January		Translation (TR N)			
			Memory area Compile compil	1 conta lete - 0	ins Retain Da errors, 0 war	ta: size: 28648 b nings	rytes , highest us	ed address	: 0, largest contiguous	i memory gap: 28648 byter	s (100 %)			

Figura 99.- Creación de conexión MODBUS en RTAC Fuente: Autor

Aparecerá una ventana como la que se muestra en la figura 100, a la cual daremos el nombre de "WINCC\_SCADA". En la sección de "Connection Type", seleccionamos "Server - Ethernet". Finalmente damos click en "Insert".

Manufacturer:	: Any	
Model: Other		
Device Name:	WINCC_SCADA	
Rem	note IED	
Rem Modbu: (Comm Pro	nore IED us IP Client Torc, RTU, etc.) Ethernet Communications Channel	SEL RTAC Modbus IP Server

Figura 100.- Creación tipo de conexión MODBUS

Ya una vez creada la conexión nos aparecerá a la izquierda de la pantalla, como se muestra en la figura 101. Nos dirigimos a la pestaña "Settings" y en la opción "Client IP Address" colocamos la dirección que asignamos a la laptop "192.168.0.5".

![](_page_102_Picture_1.jpeg)

Figura 101.- Asignación IP al MODBUS Server

Fuente: Autor

Ahora, se crea la tabla de señales. Para lo cual en la pestaña "**Discrete Inputs**", se integran todas las señales de tipo BOOL (SPS). Mientras que en la pestaña "**Input Registrer**" se agregan todas las señales de tipo análogas (MV), ver figura 102 y 103.

a 🕐			PRO	DYECTO_TESIS - S	EL AcSELerator	RTAC			8 X
Home Insert View									- 10
SEL SEL Axon Other IEC 61850 Devices XML Template C	Access Point Routers Connections Folders	IEC 61131-	J Tag Lists Recording Group Ext	ensions ensions					*
Project	WINCC_SCADA_MO	ICIEUS							
RTAC/Axion - R143	Project Properties	WINCC SC	ADA MODEUS SE 751 1 1 CEG	CRUMPI CRX					- OIBC
PROYECTO_TESIS	Other Server - Eth	arnat (Mod	hur Protocoll					17	-
SEL_RTAC	ound, server - co	iemer (mou	aus Protocoly						
Devices	Settings	Drag a coli	umn header here to group by the	at column					
- SEL 751 2 SEL	Cols	Enable	Tag Name	Input Address Tag	Type Tag Alias	Status Value	Comment		
- SEL_387E_1_SEL	Discrete Inputs	🕽 True 👽	WINCC_SCADA_MODBUS.DI_00000	0 SPS		False			
- 🖬 WINCC_SCADA_MODBUS	Holding Registers	True	WINCC_SCADA_MODBUS.DI_00001	1 SP5		False			
- SEL_387E_1_1_OFG_GooseDSet13_GRX	Input Registers	True	WINCC_SCADA_MODBUS.DI_00002	2 SP5		False			
- Tap Processor	DOLLDie Cattinge	True	WINCC_SCADA_MODBUS.DI_00003	3 SPS		False			
- D Tags	FOUPINDELUNgs	True	WINCC_SCADA_MODBUS.DI_00004	4 SPS		False			
🖨 🧭 System	Tags	True	WINCC_SCADA_MODBUS.DI_00005	5 SPS		False			
- (i) Main Controller	Controller	True	WINCC_SCADA_MODBUS.DI_00006	6 SPS		False			
- System_Time_Control		True	WINCC_SCADA_MODBUS.DI_00007	7 SPS		False			
- (p) System ags		True	WINCC_SCADA_MODBUS.DI_00008	8 SPS		False			
-  Ethernet Settings		True	WINCC_SCADA_MODBUS.DI_00009	9 SPS		False			
- (i) Website Settings		True	WINCC_SCADA_MODBUS.DI_00010	10 SPS		False			
- @ Hosts		True	WINCC_SCADA_MODBUS.DI_00011	11 SPS		False			
Access Points		True	WINCC_SCADA_MODBUS.DI_00012	12 SPS		False			
Access Point Routers		True	WINCC_SCADA_MODBUS.DI_00013	13 SPS		False			
- Virtual Tag Lists		True	WINCC_SCADA_MODBUS.DI_00014	14 SPS		False			
- Anonymous_Server_850		True	WINCC_SCADA_MODBUS.DI_00015	15 SPS		False			
-> SEL_RTAC_1		True	WINCC_SCADA_MODBUS.DI_00016	16 SPS		False			
- MMS_SERVER		True	WINCC_SCADA_MODBUS.DI_00017	17 SPS		False			
GE 751 1 1 850		1000						2	
- SEL_751_2_1_CFG_GPub01_GRX	1								
SEL_751_2_1_850	IEC 61131: Bu	id							3

Figura 102- Creación de Señales Bool

± •			PRO	ECTO_TE	SIS - SEL /	cSELerator RTAC							220	×
Home Insert View													8	
SEL SEL Axion Other IEC 61850 Devices W6 Texport Inport A	Access Point Routers Connections Folders	EC 61131	-3 Tag Lists Recording Group Exten	ions sons										*
Project	WINCE SCADA MOD	BUS											18	10
RTAC/Axion - R143	Protect Properties	WINCE SO	ADA_MODEUS SEL 751 1 1 OFG G	Pub01 GRX										olBo
PROYECTO_TESIS	Other, Server - Ethe	met [Mod	bus Protocol]										3110	-
Devices	Callman													
- SEL_751_1_SEL	securitys	Drag a cob	umn header here to group by that	column							_			
- SEL_751_2_SEL	LOIS	Enable	Tag None	Tag Type	Tag Alias	Register Address Start	Register Address Stop	Variation	Bit Reference	Number of Bytes	Status Value	Inst Magnitude	Megnitur	
- WINCE SCADA MODELS	Discrete Inputs	> Tiue 🗣	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00000	MV .		0	0	16 bit signed MSB				0		
- SEL_387E_1_1_CFG_GooseDSet13_GRX	Holding Registers	True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00001	MV		1		16 bit signed MSB				0		
- SEL_751_1_1_CFG_GPub01_GRX	Input Registers	True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00003	. MV		2	2	16 bit signed MSB				0		
Tag Processor	POU Pin Settings	True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00003	MV N		3	3	16 bit signed MS8				0		
Custam	Tags	True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_0000	MV.				16 bit signed MSB				0		
- () Main Controller	Controller	True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00005	MV		5	5	16 bit signed MSB				0		
- @ System_Time_Control		True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00000	MV		6	6	16 bit signed MSB				0		
- @ SystemTags		True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00003	MV		7	7	16 bit signed MS8				0		
- Contact I/O		True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00008	MV.		8	8	16 bit signed MSB				0		
- Up Enternet Settings		True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00001	MV		9		16 bit signed MSB				0		
- Hosts		True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00010	MV		10	10	16 bit signed MSB				0		
- 🟳 Access Points		True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_0001	MV		11	1 11	16 bit signed MS8				0		
- 💋 Access Point Routers		True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00012	E MV		12	1 12	16 bit signed MSB				0		
- 🔁 User Logic		True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_0001	I MV		13	13 13	16 bit signed MSB				0		
Virtual Tag Lists		True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00014	F MV		14	14	16 bit signed MS8				0		
-> SEL RTAC 1		True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00019	MV		15	15	16 bit signed MSB				0		
- MMS_SERVER		True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00016	MV		16	16	16 bit signed MSB				0		
- SEL_387E_1_1_850		000 1	of 96		-			Carlos Carlos						

Figura 103.- Creación de Señales Análogas

Finalmente, el aparatado "**Tag Processor**", será el encargado de realizar la conversión de variables para el envío en MODBUS TCP. Se copian todas las variables de cada uno de los IEDs y se pegan en la sección de "**Source Expression**", mientras que del lado de "**Destination Tag Name**" se agregan las variables que fueron creadas en la conexión WINCC\_SCADA, ver figura 104.

Colocando el comando "**CTRL+S**" se pueden guardar los cambios realizados, y se vuelve a realizar la puesta en línea con la RTAC.

<u>e</u> ,						PROYECTO_TESIS - SEL AcSEL	rator RTAC							RUBS
	Home Insert	View	Ta	ag Processor										
Cut	Ocicle & Find     Process     Process	Next ace word +	App	srd New 🐺 Dekte (1 New 🔛 Pil Time Source : 🔜 Pil Al Time (1 Cleboard ) 📴 Pil Quality Source Rows										2
Project		C. Los	a Processo											
RTAC/Axio	N-R143 WECTO_TESIS SEL_RTAC Devices L SEL_751_1_SEL	Pri Tag	oject Pro g Proces	orties Tag Processor sor Jumn header here to group by that column								1 2%	Op	tions @10
	- SEL_751_2_SEL		Build	Destination Tag Name	DT Data Type	Source Expression	SE Data Type	Time Source	Quality Source	Operator Blocked	Solve Order	Instruction Number	Uve Data En	abled
	SEL_387E_1_SEL		True								28	28	False	2
	WINCC_SCADA_		True	WINCC_SCADA_MODBUS.DI_00000	SPS	SEL_751_1_1_850.ANN.TLEDGGIO6.Ind0	SP5				29	29	False	
	SEL_387E_1_1_C		True	WINCC_SCADA_MODBUS.DI_00001	SPS	SEL_751_1_1_850.ANN.TLEDGGIO6.Ind0	SPS				30	30	False	
	SEL_751_1_1_CP		True	WINCC_SCADA_MODBUS.DI_00002	SPS	SEL_751_1_1_850.ANN.TLEDGGIO6.Ind0	SPS				31	31	False	
C	Taos		True	WINCC_SCADA_MODBUS.DE_00003	SPS	SEL_751_1_1_850.ANN.TLEDGGIO6.Ind0	SPS				32	32	False	
4	System		True	WINCC_SCADA_MODBUS.DI_00004	SPS	SEL_751_1_1_850.ANN.TLEDGGIO6.Ind0	SPS				33	33	Faise	
T	- Main Controller		True	WINCC_SCADA_MODBUS.DI_00005	SPS	SEL_751_1_1_850.ANN.TLEDGGIO6.Ind0	SPS				34	34	False	
	- System_Time_Co.		True	WINCC_SCADA_MODBUS.DI_00006	SPS	SEL_751_1_1_850.ANN.TLEDGGIO6.Ind0	SPS				35	35	False	
	- SystemTags		True	WINCC_SCADA_MODBUS.DE_00007	SPS	SEL_751_1_1_850.ANN.TLEDGGIO6.Ind0	SPS				36	36	False	
	- ( Contact I/O		True	WINCC_SCADA_MODBUS.DI_00008	SPS	SEL_751_1_1_850.PRO.8K1XC8R1.8MCIs	SPS				37	37	False	
	Website Cettings		True	WINCC_SCADA_MODBUS.DI_00009	SPS	SEL_751_1_1_850.PRO.8K1XCBR1.8kOpn	SPS				38	38	False	
	- Hosts		True	WINCC_SCADA_MODBUS.DI_00010	SPS	SEL_751_1_1_850.PRO.N1TPTOC15.0p	SPS				39	39	False	
12	Access Points		True	WINCC SCADA MODBUS.DI 00011	SPS	SEL 751 1 1 850.PRO.N1TPTOC15.Str	SPS				40	40	False	
H	Access Point Routers		True	WINCC SCADA MODBUS.DI 00012	SPS	SEL 751 1 1 850.PRO.P 1TPTOC 13.0p	SPS				41	41	False	
H	🟳 User Logic		True	WINCC SCADA MODBUS.DI 00013	SPS	SEL 751 1 1 850.PRO.P 1TPTOC 13.Str	SPS				42	42	False	
-	Virtual Tag Lists		True	WINCE SCADA MODBUS.IREG 00000	MV	SEL 751 1 1 850.MET.METMMXU1.A.ne	MV				43	43	False	
	Anonymous_Server_		True	WINCE SCADA MODRUS IREG 00001	MV	SEL 751 1 1 850 MET METMODULA.ne	MV				44	44	False	20
E	MMS SERVER			Statement 1 of 159										
P	SEL_387E_1_1_850	A	Assignmen	ts Code										

Figura 104.- Conversión de datos en Tag Processor

#### 3.6. CONFIGURACIÓN DE SCADA WINCC - ADVANCED

El monitoreo en tiempo real del sistema se llevó a cabo en la plataforma WINCC del fabricante SIEMENS. Para lo cual necesitamos inicializar el software TIA PORTAL V15.1 y crear un nuevo proyecto. Le daremos el nombre de "TESIS\_TESIS1" y finalizaremos dando click en "**Create**", ver figura 105.

![](_page_104_Figure_2.jpeg)

Figura 105.- Creación de nuevo proyecto en TIA PORTAL Fuente: Autor

Nos aparecerá una pantalla la cual permitirá realizar configuraciones preliminares para nuestro proyecto. En el apartado "Devices & networks". Daremos click primero en la opción "Add new device", y luego click en la opción "PC systems". A continuación, desplegamos la lista "SIMATIC HMI applications". Se selecciona la opción "WINCC RT Advanced" y finalizamos dando click en "Add", ver figura 106.

![](_page_105_Picture_0.jpeg)

Figura 106.- Creacion de aplicativo HMI WINCC en software TIA PORTAL

En la parte izquierda de la pantalla desplegamos la carpeta "HMI\_RT[WINCC RT Advanced]". En la sección "Connections" se configura la conexión con la RTAC. Asignamos como nombre a esta conexión "RTAC\_3530" y seleccionamos "Modicon MODBUS TCP/IP" en la sección "Communication Driver". Finalmente ingresamos la dirección de la RTAC "192.168.0.7" y guardamos el proyecto, ver figura 107.

![](_page_105_Figure_4.jpeg)

Figura 107.- Configuración de conexión MODBUS TCP/IP en WINCC

A continuación, en la carpeta de "**HMI tags**" se crean las tablas de variables de todos los dispositivos. Asignaremos la función "**1x1xxxxx**" para las variables de tipo BOOL y "**3x3xxxxx**" para las de tipo análogas, ver figura 108.

		TESIS_	TEST1 + PC-System_1 [SI	MATIC PC station	+ HML_RT_1 [WINCC P	T Advanced] + HMI t	ags > FEEDER_1 [44]		=×	Tasks	100
Devices										Options	
		9 3	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·						14		
		FEE	DER 1							M Find and replace	_
THSIS THST	0	, ice	Name	Data tune	Connection	PLC name	PLC rec	address	1	<ul> <li>Find and replace</li> </ul>	
Add new device	-	-0	51N PICKUP 751 1	Bit	ETAC 3530		at indefined a	1x100012	-	Find	
Bevices & networks		100	51N TBP 751 1	Rie .	BTAC 3530		distants	1x100011	-		
T D POSselem 1 (SIMADC PC stati	-		STE POWE 751 1	Ris	RTAC 3530		-tindafine d-	1×100014		A STATE AND A STAT	
IN Device configuration	122		510 TEN 751 1	0.7	8740 2630		-d lodalizado	1×100012		Whole words only	
9. Online & diagonatics			BRUEEAU LED 251 1	Die	RTAC 1530		dindefined	1x100005		Match case	
THE HAL BT 1 IMOCC BT Advan			ENABLE LED 751 1	Ris	RTAC 3530		dindafina da	1x100001	10	Find in substructures	
Device configuration			EP 751 1	afalmt	PT4C 1530		-1 Indefined -	3x300022			
T Buntime settings			ONDRELIOC LED 751 1	Bir	RTAC 3530		at indefined a	1x100005		Fill Find in Hidden texts	
Screens			10 ANG 251 1	+0-lear	RTAC 3530		dindefined.	3x300030		Use wildcards	
Screen management			10 5446 751 1	ada lent	RTAC 3530		at Industry and a	3+300031	1	Use regular expressions	
T a HM tags			11 ANG 751 1	al- Int	RTAC 1530		-Unicioni-	3x300026			
Show all tens			11 MAG 751 1	advint.	RTAC 3530		dindefined.	3y300027	- 10	Down	
Add new tao table			12 ANG 751 1	a fa Int	RTAC 3530		stindsfined.	3x300028	- 10	Oup	
Default tag table [1]			12 1466 751 1	#/- Int	RTAC 3530		-Undefined.	3x300029		Find	
3 FEEDER 1 [44]			14 ANG 751 1	4/- Int	8TAC 3530		-Lindefined.	3x300003	- 10	1	
Sh FEEDER 2 [40]			IA MAG 751 1	ad-text	RTAC 3530		stindefineds	3x100004		Replace with:	
S MAIN [10]		-0	IB ANG 751 1	+/-Int	RTAC 3530		-Undefined-	3x300005	- 10		
B POWER_TRANSF [35]		-0	IB_MAG_751_1	+/-Int	RTAC_3530		«Lindefined»	3×300006		Contrada descurrante	
Connections		-0	IC_ANG_751_1	+/- int	RTAC_3530		<undefined></undefined>	3×300007		O wrote worument	
HMI alarms		-0	IC_MAG_751_1	+/-Int	RTAC_3530		<undefined></undefined>	3×300008	- 10	(e) From current position	
Recines	~	-	IN_ANG_751_1	+/- Int	RTAC_3530		st.Indefined-	3x300001		O Selection	
	>	-0	IN_MAG_751_1	+/- Int	RTAC_3530		<lindefined></lindefined>	3×300002		Inclace Replace all	
Details view		-0	INSTOC_LED_751_1	Bit	RTAC_3530		<lindefined></lindefined>	1x100003	- 11		
		-0	NEGSEQOC_LED_751_1	Bit	RTAC_3530		<lindefined></lindefined>	1x100006	1.00		
		-01	O/UFREO LED 751 1	Dit	RTAC 3530		-Undefined-	1×100007	Y		
		<							>		
Data type		_							_		

Figura 108.- Creación de Variables del HMI

Fuente: Autor

Como último paso, desplegamos la carpeta "Screens" para la creación de las pantallas y empezamos agregar elementos como Text box, I/O field, botones y demás. Finalmente, en la sección "Properties" de los I/O field empezamos asignar las variables creadas en el paso anterior, ver figura 109.

![](_page_106_Figure_5.jpeg)

Figura 109.- Asignación de variables

# **CAPÍTULO IV**

### 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

### 4.1. OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES

Al ejecutar el archivo **RUN TIME** del proyecto podemos observar como el sistema de monitoreo opera de manera eficaz, mostrando todas las variables mapeadas anteriormente bajo un escenario de condiciones normales. El aplicativo HMI consta de una pantalla principal en la cual podemos visualizar parámetros esenciales como voltaje, corriente y potencia. Adicional posee 3 secundarias asignadas a cada uno de los IEDs la cuales no permiten supervisar la operación de del transformador y los dos alimentadores recopilando de datos en tiempo real, ver figuras 110 y 111.

![](_page_107_Figure_4.jpeg)

Figura 110.- Operación normal pantalla principal SCADA


Figura 111.-Operación normal pantalla alimentador SCADA

Fuente: Autor

# 4.2. OPERACIÓN EN FALLA

El módulo de coordinación de protecciones del software ETAP nos permite simular fallas en los elementos para corroborar que los ajustes que determinamos en el estudio de coordinación son los correctos. Cumpliendo con uno de los principios básicos de las protecciones como lo es la selectividad.

Todas estas fallas serán visualizadas en el sistema SCADA y los informes de las pruebas realizadas serán adjuntados en los anexos 1,2 y 3.

#### 4.2.1 FALLA DE TRANSFORMADOR

A continuación, procedemos a originar una falla en la zona de protección del Transformador lo que provocará actuar las protecciones, causando el disparo de los interruptores CB1, CB2 y CB3, ver figura 112.



Figura 112.- Falla de Transformador de Potencia en software ETAP

Ahora mediante el uso de la OMICRON CMC – 356, en el software Test Universe generaremos dos fallas. En la primera falla utilizaremos el módulo de **Diff Operating Characteristic** para evaluar la operación de la función diferencial, ver figura 113.



Figura 113.- Test Diferencial en software Test Universe



En la figura 114, se visualiza en el sistema SCADA la falla generada previamente.

Figura 114.- Visualización SCADA falla Diferencial SEL 387E

Fuente: Autor

En la segunda falla utilizaremos el módulo de **Overcurrent** para evaluar la operación de las funciones de sobre corriente, ver figura 115.

Test View: Over	iest View: Overcurrent_POWER TRANSFORMER - AJUSTES NUEVOS 🗸 🗆 🛪																	
Pick-up / Drop-of	ff Test Characteristic T	est Settings	Trigge	er Binary C	Dut													
Туре:	L1-L2-L3 •		State	Туре	Relative To	Factor	Magnitude	Angle	tnom	tmin	tmax	tact	Deviation	Report Time Signal				
Relative to:	I #1 Phase •		0	L1-L2-L3	I #1 Phase	1.667	5.000 A	n/a	3.874 s	3.171 s	4.768 s	3.883 s	0.2359 %					
Contract	1667		0	L1-L2-L3	I #1 Phase	3.000	9.000 A	n/a	988.2 ms	853.9 ms	1.139 s	998.2 ms	1.011 %					
Pactor:	1.007		0	L1-L2-L3	I #1 Phase	5.500	16.50 A	n/a	0.00 s	0.00 s	453.2 ms	21.40 ms	n/a					
Magnitude:	5.000 A			L1-E	I #1 Residual	2.000	1.000 A	n/a	1.601 s	1.145 s	2.890 s	1.407 s	-12.1 %	0				
Angle:	n/a			L1-E	I #1 Residual	3.000	1.500 A	n/a	1.002 s	831.9 ms	1.266 s	891.7 ms	-10.98 %					
tnom:	3.874 s		V	L1-E	I #1 Kesidual	15.20	7.600 A	n/a	391.3 ms	0.00 s	438.9 ms	1/7.7 ms	-54.59 %					
tmin:	3.171 s																	
tmax:	4.768 s																	
tact:	3.883 s																	
Assessment:	OK																	
		Add		Add multipl	le Rem	iove Re	move All										Move Up	Move Down
10000.000		_																
1000.000 -																		
100.000																		
100.000 -																		
10.000 -					_													
- 1.000 -							_											
0.100																		
0.100												_	+					
0.010 -												_						
	2						7		0 10					1 20	20	1	1	60
	3		•		3	0	,	0	3 10		I/A			20	30	40	50	60

Figura 115.- Test sobre corriente en software Test Universe

Fuente: Autor

En la figura 116, se visualiza en el sistema SCADA la falla generada previamente.



Figura 116.- Visualización SCADA falla Sobre corriente SEL 387E

Como se mencionó en el capítulo anterior al describir el objecto de estudio. La generación de cualquier falla en el transformador de potencia, provoca una señal de disparo en los alimentadores y como podemos observar en la figura 117, las fallas alarman inmediatamente los IEDs en el SCADA.

SEL SCHWEITZER BARGEREINE LAROMTORES UNIVERSIDAD P	OLITECNI	CA SA	LESI	ANA - SED	E GU/	AYAQ	QUIL			Carrera de
BUS 115 KV PCWUR TRANSPORMER SEL - 3372 BUS 12.5 KV	MEASUREMENT VAN VBN VCN Vab Vbc Vca	FUN VALUE +0 +0 0 0	KV KV KV V V V	ENTAL INST MEASUREMENT ANG ANG ANG ANG ANG ANG	ANTAN VALUE +90 +0 +0 +0 +0 +0	• • • •	S VALUES MEASUREMENT P Q S FP FREQ	VALUE +0 +0 +0 0 +59	MW MVAR MVA Hz	Sin Cayna
	MEASUREMENT	VALUE +0 +0 0	A A A	MEASUREMENT ANG ANG ANG ANG	VALUE +0 +179 +0 0	0	RESET	ED 387E ED 751_;	1	

Figura 117.- Visualización de fallas en SCADA

#### 4.2.2 FALLA DE ALIMENTADOR

A continuación, procedemos a originar una falla en la zona de protección del Alimentador 1 lo que provocará actuar las protecciones, causando el disparo del interruptor CB2, ver figura 118. La visualización de los IEDs en falla se encuentra disponibles en los anexos 5 y 6.



Figura 118.- Falla de Alimentador 1 en software ETAP

Fuente: Autor

Volvemos a utilizar el módulo de **Overcurrent** para evaluar la operación de las funciones de sobre corriente, ver figura de la 119.



Figura 119.- Test sobre corriente en software Test Universe

Fuente: Autor

En la figura 120, se visualiza en el sistema SCADA la falla trifásica generada previamente.

Figura 120.- Visualización SCADA falla Sobre corriente Fase SEL 751

En la figura 121, se visualiza en el sistema SCADA la falla monofásica generada previamente.

	AD POLITECNIC MEASUREMENT VALUE VAN 2222 VBN 2722 VAN 2722 IA 2021 IB 200 IC 200 IN 2533 IC 200 IN 2533 IN 253	تلا UNDAM تر تاریخ تاری تاریخ تاری	ESIANA - S IENTAL INST MEASUREMENT ANG ANG ANG ANG ANG ANG ANG ANG	ANTANI VALUE +0 +119 +120 +158 -23 +0	UAYAQUIL EOUS VALUES MEASUREMENT • P • Q • S • FP • L1 • L2 • L0	VALUE +0.645 MW +0.001 MVAR +0.645 MVA +20 A +29 A +39 A	La constantina de la constan
0	AUTOR: BOI	RIS CUENC	CA DELGADO				0

Figura 121.- Visualización SCADA falla Sobre corriente Neutro SEL 751 Fuente: Autor

De la misma forma que en el transformador de potencia. En la figura 122, se puede visualizar en la pantalla principal el IED de alimentador alarmado por las fallas.



Figura 122.- Pantalla principal SCADA con falla de alimentadores

# **CAPÍTULO V**

#### 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1. CONCLUSIONES

 ✓ Se estableció el escenario en base a la recopilación exhaustiva de información presente en los diferentes textos, artículos y normativas. Con los que se obtuvieron los datos necesarios para el estudio del proyecto.

✓ Se realizó el estudio de coordinación de Protecciones en el software ETAP. El uso de esta herramienta fue de vital importancia ya que nos permitió determinar y evaluar en primera instancia los ajustes de protecciones. Garantizando la confiabilidad y selectividad del sistema.

✓ Se realizó la parametrización de los distintos IED en base a la funciones planteadas y determinadas en el estudio de coordinación.

 $\checkmark$  Se ejecutaron pruebas de inyección secundaria con la maleta OMICRON CMC – 356 lo que nos permitió evaluar en primer plano de forma práctica lo realizado en el software ETAP, confirmando una correcta ejecución del estudio presentado.

 $\checkmark$  Se empleó la Normativa IEC 61850, tema muy actual y de gran utilidad en la automatización de subestaciones. De la que se pudo conocer su uso en las protecciones eléctricas enviando disparos y variables de los IEDs mediante los servicios que emplea este standard garantizando una integración efectiva de los dispositivos.

 $\checkmark$  Se configuró un controlador en tiempo real RTAC – 3530, el cual se usó como concentrador de información. Lo que nos permitió realizar el envío y recepción de datos en distintos protocolos de comunicación como lo son Goose, MMS y MODBUS TCP/IP.

✓ Se desarrolló un entorno HMI en el que le fabricante SIEMENS permitió crear un sistema SCADA en el aplicativo WINCC. Con el cual se visualizaron todas las variables más relevantes, de esta forma supervisaremos en tiempo real lo que está ocurriendo con el sistema.

#### 5.2. **RECOMENDACIONES**

 $\checkmark$  En la práctica, se recomienda utilizar dos interruptores para proteger el transformador de potencia, lo que fortalece las medidas de protección al proporcionar redundancia y fiabilidad adicionales, especialmente en situaciones de mantenimiento o reparación.

✓ Se recomienda verificar en la página de SEL a través del número de parte (P/N) si los dispositivos cumplen con el estándar IEC 61850.

 $\checkmark$  Se recomienda revisar los manuales de cada dispositivo para reducir al mínimo los problemas de configuración.

✓ Se recomienda utilizar la función 50 para proteger el transformador de potencia, ya que esto previene que los bobinados sufran daños mecánicos debido al aumento de temperatura.

 $\checkmark$  Se recomienda revisar las funciones del protocolo Modbus para generar la tabla de registros de manera precisa y completa.

 ✓ Se recomienda la adquisición de la licencia del software IED SCOUT del fabricante OMICRON, ya que nos habilita para llevar a cabo lecturas y pruebas conforme a la normativa IEC 61850 desde la máquina CMC – 356.

 ✓ Se recomienda adquirir la licencia del HMI Web Server para la RTAC, ya que simplifica la integración de los equipos con el programador gracias a su extensa librería y plantilla. Esto permite crear un entorno gráfico más sólido y completo.

#### BIBLIOGRAFÍA

- [1] S. H. Horowitz and A. G. Phadke, *POWER SYSTEM RELAYING*, vol. 4. 2014.
- [2] M. S. . Thomas and J. D. . Mc Donald, *Power system SCADA and smart grids*. 2015.
- [3] J. C. Das, *Power Systems Protective Relaying*, VOLUME 4. 2018.
- [4] V. C. Mohindar S. Sachdev, Chair Pratap G. Mysore, *IEEE Guide for Protecting Power Transformers*, vol. 2008, no. May. 2008.
- [5] P. Del Río García, "Hacia las subestaciones IEC 61850, un reto actual para las compañías eléctricas." 2016.
- [6] Xavier. Bustos and Hernán. Oñate, "Prueba de Inyección de corriente secundaria a los relés de Protecciones de los módulos de Sistemas Eléctricos de Potencia utilizando la OMICRON CMC 356," Guayaquil, 2020.
- [7] Iván. Matulic, "Introducción a los Sistemas Eléctricos de Potencia," 2003.
- [8] F. Barreo González, *SISTEMAS DE ENERGÍA ELECTRICA*. 2004.
- [9] T. Wildi, Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia, 6th ed. México, 2007.
- [10] H. Saadat, *Power System Analysis*. Kevin Kane, 1999.
- [11] ARCONEL-035/19, "Pliego Tarifario Para Las Empresas Eléctricas de Distribución -Servicio Público de Energía Eléctrica. Periodo: Enero-Diciembre 2020," *Resolución Nro. ARCONEL – 035/19*, vol. 19, p. 35, 2019.
- [12] J. R. Martín, Diseño de Subestaciones Eléctricas. 1987.
- [13] J. D. Mc Donald, *Electric Power Substations Engineering*, Third. Taylor & Francis Group, 2012.
- [14] J. Vargas, "Esquema de Barras de una Subestacion," Ingenieria de Subestaciones. [Online]. Available: https://ingenieriadesubestaciones.com/esquema-de-barras-de-unasubestacion/
- [15] José. Yépez and Kevin. Granda, "'Implementación de mensajería GOOSE bajo la norma IEC61850 en relés SEL para esquemas de protección en barra," Guayaquil, 2017.

- [16] S. Gil-Lostes, "Entorno para el entrenamiento de operadores de subestaciones eléctricas.," p. 134, 2011, [Online]. Available: https://zaguan.unizar.es/record/5615/files/TAZ-PFC-2011-067\_ANE.pdf
- [17] J. M. Gers and E. Holmes, "Calculation of short circuit currents," *Protection of Electricity Distribution Networks*, no. 158, pp. 11–41, 2021, doi: 10.1049/pbpo180e\_ch2.
- [18] Víctor. Moscos and Nathali. Silva, "Diseño e implementación de un sistema de protección contra sobrecorriente en una red de distribución mediante el uso de relé SEL-751 y SEL-3530 RTAC," Guayaquil, 2021.
- [19] ENDESA, "El transformador eléctrico." [Online]. Available: https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/corrientesalternas-con-un-transformador-electrico
- [20] T. Parrales and B. Zerna, "Diseño e implementación de prueba de falla en una red de distribución empleando el equipo CMC 356 Omicron para el relé SEL 387E.," UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA, guayaqui, 2021.
- [21] ABB, "High Voltage Outdoor Current Transformers Type IMB 66kV to 400kV Robust design and proven performance ABB – a global technology leader High Voltage Current Transformers".
- [22] L. Boerstn Electric Co., "High voltage Voltage Transformer (PT)." [Online]. Available: https://www.boerstn.com/high-voltage--voltage-transformer-pt-15916066675392980.html
- [23] L. Blackburn and T. Domin, *Protective Relaying. Principles and Applications.*, Cuarta Edi. 2014.
- [24] Aníbal. Klinger and Ricardo. Cepeda, "Diseño e implementación del sistema SCADA en el módulo de comunicación IEC 61850 para monitoreo de los IED de los módulos de protección de sistemas de generación, líneas de transmisión y redes de distribución," Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil, 2020.
- [25] ABB, "Live Tank Circuit Breakers Buyer 's Guide Section LTB family Table of contents," 2022.

- [26] N. K. Encalada Pihuave and N. M. Guerrero Tonato, "COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN, MEDIANTE EL USO DE RELÉS SEL-751," UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA SEDE GUAYAQUIL, 2023.
- [27] J. M. Gers, *Distribution System Analysis and Automation*. The Institution of Engineering and Technology, London, United Kingdom, 2013.
- [28] L. Hewitson and M. Brown, "Practical Power Systems Protection," Burlington, 2004.
- [29] I. Schweitzer Engineering Laboratories, "Distribution Feeder Protection." [Online]. Available: https://selinc.com/solutions/distribution/feeder-protection/
- [30] F. Escobedo, "SISTEMAS DE PROTECCIÓN CON ETAP," 2023.
- [31] H. Castañeda, "ETAP POWER STATION FUNDAMENTOS DE USO DE ETAP," 2022.
- [32] Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), "SEL-751. Relé de protección de alimentador.," 2023.
- [33] SEL, "SEL-751 Relay Feeder Protection Relay," p. 40, 2017.
- [34] I. Schweitzer Engineering Laboratories, "Instruction Manual SEL-387E Current Differential and Voltage Relay Instruction Manual," no. 509, 2021.
- [35] I. Schweitzer Engineering Laboratories, "SEL-387E Current Differential and Voltage Relay Versatile Solution for Power Apparatus Protection Key Features and Benefits," 2022.
- [36] I. Schweitzer Engineering Laboratories, "Software ACSELERATOR Meter Reports Manual de instrucciones".
- [37] I. Schweitzer Engineering Laboratories, "Acselerator QuickSet SEL 5030 Software," 2023.
- [38] OMICRON ENERGY, "CMC 356. La unidad universal de prueba de relés y de puesta en servicio," 2023.

- [39] OMICRON electronics, "Testing Solutions for Protection, Automation and Control Systems - Product Catalog," p. 68, 2020, [Online]. Available: https://www.omicronenergy.com/en/products/state-sequencer/
- [40] A. Dulmage, "Configuring the SEL RTAC to Exchange Data With SEL IEDs Over IEC 61850 GOOSE," vol. VII, pp. 1–26, 2021.
- [41] CELEC TRANSELECTRIC. and Edmundo. Terán, "Guía de conceptos, características y funciones de los sistemas de automatización de subestaciones," Guayaquil, 2017.
- [42] I. Schweitzer Engineering Laboratories, "RTAC–IEC 61850 MMS Client-Server," vol. II, 2020.
- [43] Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), "RTAC. SEL-3530 Real-Time Automation Controller," 2023.
- [44] Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), "SEL-3530. Real-Time Automation Controller (RTAC)," 2009.
- [45] Termired, "Cable UTP: qué es, qué tipos existen, propiedades y usos principales."
  [Online]. Available: https://termired.com/cable-utp-que-es-tipos-propiedades-usos/
- [46] R. A. López García and E. J. Arce Asanza, "Diseño e implementación de un módulo de entrenamiento con PLC S71500 y HMI, para el monitoreo de parámetros eléctricos y físicos del motor utilizando WINCC RT Advanced," 2021. [Online]. Available: http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/20524
- [47] AULA 21, "Modbus: Qué es y cómo funciona?" [Online]. Available: https://www.cursosaula21.com/modbus-que-es-y-como-funciona/

# ANEXOS

## Anexo 1. Resultado de Pruebas OMICRON - Diferencial Transformador

#### Fuente: Autor

Test Object - Device Settings							
Substation/Bay: Substation: Bay:		Substation address: Bay address:					
Device:							
Name/description: Device type: Serial/model number: Additional info 1: Additional info 2:	Power Transformer 387E	Manufacturer: Device address:	SEL				
Nominal Values:							
f nom: V nom (secondary): I nom (secondary):	60.00 Hz 12.50 kV 1.000 kA	Number of phases: V primary: I primary:	3 115.0 kV 100.0 A				
Residual Voltage/Cu	irrent Factors:						
VLN / VN: VN (secondary): Residual Voltage Direction:	1.000 7.217 kV 3 * V0	IN / I nom: IN (secondary): Residual Current Direction:	1.000 1.000 kA -3 * I0				
Limits:							
V max:	200.0 V	I max:	50.00 A				
Debounce/Deglitch	Filters:						
Debounce time:	3.000 ms	Deglitch time:	0.00 s				
<b>Overload Detection:</b>							
Suppression time:	50.00 ms						
Other Device Proper	ties:						
Drop-out time:	20.00 ms						

-

# Test Object - Other RIO Functions

#### **CB** Configuration

Description	Name	Value
CB trip time	CB trip time	50.00 ms
CB close time	CB close time	100.00 ms
Times for 52a, 52b in percent of CB time	52a, 52b % of CB	20.00 %

## **Test Object - Differential Parameters**

#### Protected Object:

Protected Object: Vector Group:	Transformer DY1	
Winding/Leg Name:	Primary	Secondary
Voltage:	115.00 kV	12.50 kV
Power:	20.00 MVA	20.00 MVA
Starpoint Grounding:	No	Yes
Delta-connected CT:	No	No

#### CT:

Winding/Leg Name:	Primary	Secondary
CT Current Prim:	100.00 A	1000.00 A
CT Current Sec:	5.00 A	5.00 A
CT Grounding:	towards Line	towards Line
Gnd CT Prim Current:	200.00 A	800.00 A
Gnd CT Sec Current:	1.00 A	1.00 A
Gnd CT Grounding:	n/a	n/a

#### Protection device:

Reference Winding:	Primary			
Ibias Calculation:	( lp  +  ls  ) / K1	(K1 = 1.00)		
Zero Seq. Elimination:	none			
Reference Current:	PO nominal curren	t		
Ground CT Used:	No			
Disable Comb. char.:	No			
Idiff>	0.30 lp		tdiff>:	0.03 s
ldiff>>:	10.00 In		tdiff>>:	0.03 s
Itol rel:	2.00 %		ttol rel:	3.00 %
Itol abs:	0.05 In		ttol abs:	0.01 s

# **Test Module**

Name:	OMICRON Diff Operating Characteristic	Version:	4.31
Test Start: User Name: Company:	03-Feb-2024 13:31:45	Test End: Manager:	03-Feb-2024 13:31:55

## **Test Settings**

Testing:	Primary / Secondary		
Max. Test Time:	1.50 s	Delay Time:	0.25 s
Prefault:	No	-	
Prefault current:	0.00 In	Prefault time:	0.000 s
Vout enabled:	No	Vout winding:	Primary
Time-triggered:	No	Winding/leg output:	Primary
Binary Outputs			
Bin. out 1:	0		
Bin. out 2:	0		
Bin. out 3:	0		
Bin. out 4:	0		

# Test Results for Fault Type L1-L2-L3 at Reference Side Primary

ldiff	Ibias	Nominal Trip Time	Actual Trip Time	State	Result
0.00 In	0.40 In	N/T	N/T	Tested	Passed
0.20 In	2.10 In	N/T	N/T	Tested	Passed
0.80 In	1.70 In	0.0300 s	0.0359 s	Tested	Passed



# Test State:

- Test passed 3 out of 3 points tested. 3 points passed. 0 points failed.

# Anexo 2. Resultado de Pruebas OMICRON – Sobre corriente Transformador

Fuente: Autor

# Overcurrent\_POWER TRANSFORMER - AJUSTES NUEVOS:

#### **Test Object - Device Settings**

Substation/Bay:			
Substation: Bay:		Substation address: Bay address:	
Device:			
Name/description:	POWER TRANSFORMER	Manufacturer:	
Serial/model number: Additional info 1: Additional info 2:	SEL - 387E	Device address.	
Nominal Values:			
f nom:	60.00 Hz	Number of phases:	3
V nom (secondary):	120.0 V	V primary:	115.0 kV
morn (accondary).	5.000 A	r prinary.	200.0 A
Residual Voltage/Cu	rrent Factors:		
VLN / VN:	1.000	IN / I nom:	1.000
Residual Voltage	3 * V0	Residual Current	-3 * 10
Direction:		Direction:	
Limits:			
V max:	200.0 V	I max:	50.00 A
Debounce/Dealitch F	ilters:		
Debounce time:	3.000 ms	Deglitch time:	0.00 s
		-	
Overload Detection:			
Suppression time:	50.00 ms		
Other Device Proper	ties:		
Drop-out time:	20.00 ms		

#### **Test Object - Overcurrent Parameters**

#### General - Values:

TimeTolAbs:	0.04 s	VT connection:	n/a
TimeTolRel:	5.00 %	CT starpoint connection:	n/a
CurrentTolAbs:	0.05 Iref		
CurrentTolRel:	5.00 %		
Directional:	No		

#### Elements - Phase:

Active	Name	Tripping characteristic	I Pick-up	Time	Reset Ratio	Direction
Yes	I #1 Phase	SEL VI curve U3	0.60 Iref	1.70	0.95	Non Directional
Yes	I #2 Phase	IEC Definite Time	3.30 Iref	0.00 s	0.95	Non Directional

#### Elements - Residual:

Active	Name	Tripping characteristic	I Pick-up	Time	Reset Ratio	Direction
Yes	I #1 Residual	IEC / BS142 STI	0.10 Iref	0.90	0.95	Non Directional
Yes	I #2 Residual	IEC Definite Time	1.53 Iref	0.00 s	0.95	Non Directional

#### **Test Module**

Name:	OMICRON Overcurrent	Version:	4.31
Test Start:	03-Feb-2024 15:20:03	Test End:	03-Feb-2024 15:20:18
User Name: Company:		Manager:	

#### Test Settings:

#### Fault Model:

Time reference:	Fault inception
Load current:	0.00 A
Load angle:	n/a
Prefault time:	100.0 ms
Abs. max time:	240.0 s
Post fault time:	500.0 ms
Rel. max time:	100.0 %
Enable voltage output:	No
Fault voltage LN (for all but two phase faults):	n/a
Fault voltage LL (for two phase faults):	n/a
Decaying DC active:	No
Time constant:	n/a
CB char min time:	50.00 ms
Thermal reset active:	No
Thermal reset method:	n/a
Thermal reset message:	n/a

#### Shot Test:

Туре	Relative To	Factor	Magnitude	Angle	tnom	tmin	tmax
L1-L2-L3	I #1 Phase	1.667	5.000 A	n/a	3.874 s	3.171 s	4.768 s
L1-L2-L3	I #1 Phase	3.000	9.000 A	n/a	988.2 ms	853.9 ms	1.139 s
L1-L2-L3	I #1 Phase	5.500	16.50 A	n/a	0.00 s	0.00 s	453.2 ms
L1-E	I #1 Residual	2.000	1.000 A	n/a	1.601 s	1.145 s	2.890 s
L1-E	I #1 Residual	3.000	1.500 A	n/a	1.002 s	831.9 ms	1.266 s
L1-E	I #1 Residual	15.20	7.600 A	n/a	391.3 ms	0.00 s	438.9 ms

#### Binary Outputs:

Name	State
Bin. out 1	0
Bin. out 2	0
Bin. out 3	0
Bin. out 4	0

#### Binary Inputs:

Trigger Logic: And	d
Name	Trigger State
Trip	1
Start	x

#### Shot Test Results:

Туре	Relative To	Factor	Magnitude	Angle	tnom	tact	Deviation	Overload	Result
L1-L2-L3	I #1 Phase	1.667	5.000 A	n/a	3.874 s	3.883 s	0.2359 %	No	Passed
L1-L2-L3	I #1 Phase	3.000	9.000 A	n/a	988.2 ms	998.2 ms	1.011 %	No	Passed
L1-L2-L3	I #1 Phase	5.500	16.50 A	n/a	0.00 s	21.40 ms	n/a	No	Passed
L1-E	I #1 Residual	2.000	1.000 A	n/a	1.601 s	1.407 s	-12.10 %	No	Passed
L1-E	I #1 Residual	3.000	1.500 A	n/a	1.002 s	891.7 ms	-10.98 %	No	Passed
L1-E	I #1 Residual	15.20	7.600 A	n/a	391.3 ms	177.7 ms	-54.59 %	No	Passed





#### **Test State:**

6 out of 6 points tested. 6 points passed. 0 points failed.

Test passed

### Anexo 3. Resultado de Pruebas OMICRON – Sobre corriente Alimentador

Fuente: Autor

# Overcurrent\_FEEDER\_1 - AJUSTES NUEVOS:

#### **Test Object - Device Settings**

Substation/Bay:			
Substation:		Substation address:	
Bay:		Bay address:	
Device:			
Name/description:	FEEDER 1	Manufacturer:	
Device type: Serial/model number:	SEL 751 1	Device address:	
Additional info 1:	_		
Additional info 2:			
Nominal Values:			
f nom:	60.00 Hz	Number of phases:	3
V nom (secondary):	120.0 V	V primary:	12.50 kV
I nom (secondary):	5.000 A	i primary:	450.0 A
Residual Voltage/Cu	irrent Factors:		
VLN / VN:	22.86	IN / I nom:	1.000
VN (secondary): Residual Voltage	26.67 V 3 * V0	IN (secondary): Residual Current	-3 * 10
Direction:		Direction:	
Limits:			
V max:	200.0 V	I max:	50.00 A
Debounce/Deglitch	Filters:	-	
Debounce time:	3.000 ms	Deglitch time:	0.00 s
<b>Overload Detection:</b>			
Suppression time:	50.00 ms		
Other Device Proper	ties:		
Drop-out time:	20.00 ms		

#### **Test Object - Overcurrent Parameters**

#### General - Values:

TimeTolAbs:	0.04 s	VT connection:	n/a
TimeTolRel:	5.00 %	CT starpoint connection:	n/a
CurrentTolAbs:	0.05 Iref		
CurrentTolRel:	5.00 %		
Directional:	No		

#### Elements - Phase:

Active	Name	Tripping characteristic	I Pick-up	Time	Reset Ratio	Direction
Yes	I #1 Phase	SEL VI curve U3	0.74 Iref	1.00	0.95	Non Directional

#### Elements - Residual:

Active	Name	Tripping characteristic	I Pick-up	Time	Reset Ratio	Direction
Yes	I #1 Residual	IEC / BS142 STI	0.12 Iref	0.30	0.95	Non Directional

#### **Test Module**

Name: OMICRON Overcurrent Version:	4.31
------------------------------------	------

Test End: Manager: 31-Jan-2024 14:15:36

## Test Settings:

#### Fault Model:

Load current:         0.00 A           Load angle:         n/a           Prefault time:         100.0 ms           Abs. max time:         240.0 s           Post fault time:         500.0 ms           Rel. max time:         100.0 %           Enable voltage output:         No
Load angle:         n/a           Prefault time:         100.0 ms           Abs. max time:         240.0 s           Post fault time:         500.0 ms           Rel. max time:         100.0 %           Enable voltage output:         No
Prefault time:         100.0 ms           Abs. max time:         240.0 s           Post fault time:         500.0 ms           Rel. max time:         100.0 %           Enable voltage output:         No
Abs. max time:         240.0 s           Post fault time:         500.0 ms           Rel. max time:         100.0 %           Enable voltage output:         No
Post fault time: 500.0 ms Rel. max time: 100.0 % Enable voltage output: No
Rel. max time: 100.0 % Enable voltage output: No
Enable voltage output: No
Fault voltage LN (for all but two phase faults): n/a
Fault voltage LL (for two phase faults): n/a
Decaying DC active: No
Time constant: n/a
CB char min time: 50.00 ms
Thermal reset active: No
Thermal reset method: n/a
Thermal reset message: n/a

#### Shot Test:

Туре	Relative To	Factor	Magnitude	Angle	tnom	tmin	tmax
L1-L2-L3	I #1 Phase	1.351	5.000 A	n/a	4.793 s	3.693 s	6.387 s
L1-L2-L3	I #1 Phase	1.757	6.500 A	n/a	1.956 s	1.615 s	2.365 s
L1-L2-L3	I #1 Phase	2.027	7.500 A	n/a	1.344 s	1.129 s	1.595 s
L1-E	I #1 Residual	1.667	1.000 A	n/a	726.6 ms	463.5 ms	1.757 s
L1-E	I #1 Residual	2.500	1.500 A	n/a	401.8 ms	302.9 ms	543.5 ms
L1-E	I #1 Residual	3.333	2.000 A	n/a	304.0 ms	236.3 ms	382.9 ms

#### **Binary Outputs:**

Name	State
Bin. out 1	0
Bin. out 2	0
Bin. out 3	0
Bin. out 4	0

#### Binary Inputs:

Trigger Logic: And	3
Name	Trigger State
Trip	1
Start	x

#### Shot Test Results:

Туре	Relative To	Factor	Magnitude	Angle	tnom	tact	Deviation	Overload	Result
L1-L2-L3	I #1 Phase	1.351	5.000 A	n/a	4.793 s	4.777 s	-0.3314 %	No	Passed
L1-L2-L3	I #1 Phase	1.757	6.500 A	n/a	1.956 s	1.958 s	0.07430 %	No	Passed
L1-L2-L3	I #1 Phase	2.027	7.500 A	n/a	1.344 s	1.350 s	0.4274 %	No	Passed
L1-E	I #1 Residual	1.667	1.000 A	n/a	726.6 ms	797.3 ms	9.726 %	No	Passed
L1-E	I #1 Residual	2.500	1.500 A	n/a	401.8 ms	427.7 ms	6.445 %	No	Passed
L1-E	I #1 Residual	3.333	2.000 A	n/a	304.0 ms	320.5 ms	5.418 %	No	Passed





#### Test State:

6 out of 6 points tested. 6 points passed. 0 points failed.

Test passed

Anexo 5. Pruebas físicas en laboratorio de protecciones – Falla de Transformador

## Fuente: Autor



Anexo 6. Pruebas físicas en laboratorio de protecciones – Falla de Alimentadores



# Anexo 7. Pruebas físicas en laboratorio de protecciones



# Anexo 8. Manual SEL 751 – Apéndice IEC 61850

# Fuente: SEL - Schweitzer Engineering Laboratories

Logical Node	Attribute	Data Source	Comment
METMMXUI	A.phsA.instCVal.mag.f	IA_MAG	Current, A-phase, magnitude
METMMXU1	A.phsB.instCVal.ang.f	IB_ANG	Current, B-phase, angle
METMMXU1	A.phsB.instCVal.mag.f	IB_MAG	Current, B-phase, magnitude
METMMXUI	A.phsC.instCVal.ang.f	IC_ANG	Current, C-phase, angle
METMMXUI	A.phsC.instCVal.mag.f	IC_MAG	Current, C-phase, magnitude
METMMXUI	A.res.instCVal.ang.f	IG_ANG	Current, calculated-residual, angle
METMMXUI	A.res.instCVal.mag.f	IG_MAG	Current, calculated-residual, magnitude
METMMXU1	A.neut.instCVal.ang.f	IN_ANG	Neutral current, angle
METMMXUI	A.neut.instCVal.mag.f	IN_MAG	Neutral current, magnitude
METMMXU1	Hz.instMag.f	FREQ	Frequency
METMMXUI	PF.phsA.instCVal.mag.f	PFA	Power factor, A-phase, magnitude
METMMXUI	PF.phsB.instCVal.mag.f	PFB	Power factor, B-phase, magnitude
METMMXUI	PF.phsC.instCVal.mag.f	PFC	Power factor, C-phase, magnitude
METMMXUI	PhV.phsA.instCVal.ang.f	VA_ANG	Voltage, A-phase-to-neutral, angle
METMMXUI	PhV.phsA.instCVal.mag.f	VA_MAG	Voltage, A-phase-to-neutral, magnitude
METMMXUI	PhV.phsB.instCVal.ang.f	VB_ANG	Voltage, B-phase-to-neutral, angle
METMMXUI	PhV.phsB.instCVal.mag.f	VB_MAG	Voltage, B-phase-to-neutral, magnitude
METMMXUI	PhV.phsC.instCVal.ang.f	VC_ANG	Voltage, C-phase-to-neutral, angle
METMMXUI	PhV.phsC.instCVal.mag.f	VC_MAG	Voltage, C-phase-to-neutral, magnitude
METMMXUI	PhV.res.instCVal.ang.f	VG_ANG	Zero-sequence voltage, angle
METMMXUI	PhV.res.instCVal.mag.f	VG_MAG	Zero-sequence voltage, magnitude
METMMXUI	PPV.phsAB.instCVal.ang.f	VAB_ANG	Voltage, A-to-B-phase, angle
METMMXUI	PPV.phsAB.instCVal.mag.f	VAB_MAG	Voltage, A-to-B-phase, magnitude
METMMXUI	PPV.phsBC.instCVal.ang.f	VBC_ANG	Voltage, B-to-C-phase, angle
METMMXUI	PPV.phsBC.instCVal.mag.f	VBC_MAG	Voltage, B-to-C-phase, magnitude
METMMXUI	PPV.phsCA.instCVal.ang.f	VCA_ANG	Voltage, C-to-A-phase, angle
METMMXUI	PPV.phsCA.instCVal.mag.f	VCA_MAG	Voltage, C-to-A-phase, magnitude
METMMXUI	TotPF.instMag.f	PF	Power factor, three-phase, magnitude
METMMXUI	TotVA.instMag.f	S	Apparent power, three-phase, magnitude
METMMXUI	TotVAr.instMag.f	Q	Reactive power, three-phase, magnitude
METMMXUI	TotW.instMag.f	Р	Real power, three-phase, magnitude
METMMXUI	VA.phsA.instCVal.mag.f	SA	Apparent power, A-phase, magnitude
METMMXUI	VA.phsB.instCVal.mag.f	SB	Apparent power, B-phase, magnitude
METMMXUI	VA.phsC.instCVal.mag.f	SC	Apparent power, C-phase, magnitude

Table F.20 Loc	gical Device: PRO (Prote	ction) (Sheet 6	5 of 13)
Logical Node	Attribute	Data Source	Comment
N1TPTOC15	Op.general	51N1T	Level 1 neutral ground time-overcurrent element trip
NITPTOC15	Str.general	51N1P	Level 1 neutral ground time-overcurrent element pickup
NITPTOC15	Str.dirGeneral	unknown	Direction undefined
N2TPIOC6	Op.general	50N2T	Level 2 neutral ground instantaneous overcurrent element trip
N2TPIOC6	Str.general	50N2P	Level 2 neutral ground instantaneous overcurrent element pickup
N2TPIOC6	Str.dirGeneral	unknown	Direction undefined
N2TPTOC16	Op.general	51N2T	Level 2 neutral ground time-overcurrent element trip
N2TPTOC16	Str.general	51N2P	Level 2 neutral ground time-overcurrent element pickup
N2TPTOC16	Str.dirGeneral	unknown	Direction undefined
N3TPIOC7	Op.general	50N3T	Level 3 neutral ground instantaneous overcurrent element trip
N3TPIOC7	Str.general	50N3P	Level 3 neutral ground instantaneous overcurrent element pickup
N3TPIOC7	Str.dirGeneral	unknown	Direction undefined
N4TPIOC8	Op.general	50N4T	Level 4 neutral ground instantaneous overcurrent element trip
N4TPIOC8	Str.general	50N4P	Level 4 neutral ground instantaneous overcurrent element pickup
N4TPIOC8	Str.dirGeneral	unknown	Direction undefined
NAFPIOC18	Op.general	50NAF	Sample based neutral overcurrent element
NAFPIOC18	Str.general	50NAF	Sample based neutral overcurrent element
NAFPIOC18	Str.dirGeneral	unknown	Direction undefined
P1TPIOC1	Op.general	50P1T	Level 1 phase instantaneous overcurrent element trip
P1TPIOC1	Str.general	50P1P	Level 1 phase instantaneous overcurrent element pickup
P1TPIOC1	Str.dirGeneral	unknown	Direction undefined
P1TPTOC13	Op.general	51PIT	Level 1 maximum phase time-overcurrent element trip
P1TPTOC13	Str.general	51P1P	Level 1 maximum phase time-overcurrent element pickup
P1TPTOC13	Str.dirGeneral	unknown	Direction unknown due to settings
P1TPTOV1	Op.general	59P1T	Level 1 phase overvoltage element trip
P1TPTOV1	Str.general	59P1	Level 1 phase overvoltage element pickup
P1TPTOV1	Str.dirGeneral	unknown	Direction undefined
P1TPTUV1	Op.general	27P1T	Level 1 phase undervoltage element trip
P1TPTUV1	Str.general	27P1	Level 1 phase undervoltage element pickup
P1TPTUV1	Str.dirGeneral	unknown	Direction undefined
P2TPIOC2	Op.general	50P2T	Level 2 phase instantaneous overcurrent element trip
P2TPIOC2	Str.general	50P2P	Level 2 phase instantaneous overcurrent element pickup
P2TPIOC2	Str.dirGeneral	unknown	Direction undefined

# Anexo 8. Manual SEL 387E – Apéndice IEC 61850

# Fuente: SEL - Schweitzer Engineering Laboratories

Logical Node	Measurand	Comment
METMMXU1	PPV.phsCA.instCVal.mag	CA-phase voltage magnitude when DELTA_Y=D
METMMXU1	PPV.phsCA.instCVal.ang	CA-phase voltage angle when DELTA_Y=D
METMMXU1	PhV.phsA.instCVal.mag	A-phase voltage magnitude when DELTA_Y=Y
METMMXU1	PhV.phsA.instCVal.ang	A-phase voltage angle when DELTA_Y=Y
METMMXU1	PhV.phsB.instCVal.mag	B-phase voltage magnitude when DELTA_Y=Y
METMMXUI	PhV.phsB.instCVal.ang	B-phase voltage angle when DELTA_Y=Y
METMMXU1	PhV.phsC.instCVal.mag	C-phase voltage magnitude when DELTA_Y=Y
METMMXU1	PhV.phsC.instCVal.ang	C-phase voltage angle when DELTA_Y=Y
METMMXU1	A1.phsA.instCVal.mag	Winding 1 A-phase current magnitude
METMMXU1	A1.phsA.instCVal.ang	Winding 1 A-phase current angle
METMMXU1	A1.phsB.instCVal.mag	Winding 1 B-phase current magnitude
METMMXU1	A1.phsB.instCVal.ang	Winding 1 B-phase current angle
METMMXU1	A1.phsC.instCVal.mag	Winding 1 C-phase current magnitude
METMMXU1	A1.phsC.instCVal.ang	Winding 1 C-phase current angle
METMMXU1	A2.phsA.instCVal.mag	Winding 2 A-phase current magnitude
METMMXU1	A2.phsA.instCVal.ang	Winding 2 A-phase current angle
METMMXU1	A2.phsB.instCVal.mag	Winding 2 B-phase current magnitude
METMMXUI	A2.phsB.instCVal.ang	Winding 2 B-phase current angle
METMMXU1	A2.phsC.instCVal.mag	Winding 2 C-phase current magnitude
METMMXUI	A2.phsC.instCVal.ang	Winding 2 C-phase current angle
METMMXUI	A12.phsA.instCVal.mag	Combined Winding 1 and 2 A-phase current magnitude
METMMXUI	A12.phsA.instCVal.ang	Combined Winding 1 and 2 A-phase current angle
METMMXUI	A12.phsB.instCVal.mag	Combined Winding 1 and 2 B-phase current magnitude
METMMXUI	A12.phsB.instCVal.ang	Combined Winding 1 and 2 B-phase current angle
METMMXUI	A12.phsC.instCVal.mag	Combined Winding 1 and 2 C-phase current magnitude
METMMXU1	A12.phsC.instCVal.ang	Combined Winding 1 and 2 C-phase current angle
METMMXUI	A3.phsA.instCVal.mag	Winding 3 A-phase current magnitude
METMMXU1	A3.phsA.instCVal.ang	Winding 3 A-phase current angle
METMMXUI	A3.phsB.instCVal.mag	Winding 3 B-phase current magnitude
METMMXU1	A3.phsB.instCVal.ang	Winding 3 B-phase current angle
METMMXUI	A3.phsC.instCVal.mag	Winding 3 C-phase current magnitude
METMMXU1	A3.phsC.instCVal.ang	Winding 3 C-phase current angle
METMSQI1	SeqA1.c1.instCVal.mag	Winding 1 positive-sequence current magnitude
METMSQI1	SeqA1.c1.instCVal.ang	Winding 1 positive-sequence current angle
METMSQI1	SeqA1.c2.instCVal.mag	Winding 1 negative-sequence current magnitude
METMSQI1	SeqA1.c2.instCVal.ang	Winding 1 negative-sequence current angle
METMSQI1	SeqA1.c3.instCVal.mag	Winding 1 zero-sequence current magnitude
METMSQI1	SeqA1.c3.instCVal.ang	Winding 1 zero-sequence current angle
METMSQI1	SeqA2.c1.instCVal.mag	Winding 2 positive-sequence current magnitude
METMSQI1	SeqA2.c1.instCVal.ang	Winding 2 positive-sequence current angle
METMSQI1	SeqA2.c2.instCVal.mag	Winding 2 negative-sequence current magnitude

Table H.10 Logical Device: MET (Sheet 2 of 3)

Logical Node	Status	Relay Word Bit	
P12PIOC1	Op.general	50P12	
P13PIOC2	Op.general	50P13	
P14PIOC3	Op.general	50P14	
N12PIOC4	Op.general	50N12	
Q12PIOC5	Op.general	50Q12	
P22PIOC6	Op.general	50P22	
P23PIOC7	Op.general	50P23	
P24PIOC8	Op.general	50P24	
N22PIOC9	Op.general	50N22	
Q22PIOC10	Op.general	50Q22	
P32PIOC11	Op.general	50P32	
P33PIOC12	Op.general	50P33	
P34PIOC13	Op.general	50P34	
N32PIOC14	Op.general	50N32	
Q32PIOC15	Op.general	50Q32	
P1PTOC1	Str.general	51P1	
P1PTOC1	Op.general	51P1T	
P11PTOC2	Str.general	50P11	
P11PTOC2	Op.general	50P11T	
N1PTOC3	Str.general	51N1	
N1PTOC3	Op.general	51N1T	
N11PTOC4	Str.general	50N11	

Table H.9 Logical Device: PRO (Sheet 1 of 4)