



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE GUAYAQUIL

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previa la obtención del Título de:

INGENIERO ELÉCTRICO

TEMA

“Implementación de un sistema de comunicación IEC 61850 para monitoreo y control de los módulos de protección de líneas de transmisión, sistemas de generación y redes de distribución.”

AUTORES

Ronald Arturo Ayala Ramírez

Javier Edison Tenesaca Chacaguasay

DIRECTOR: Ing. Klever Filiberto Carrión Gordillo, Msc

GUAYAQUIL

2018

CERTIFICADOS DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TIULACIÓN

Nosotros, **RONALD ARTURO AYALA RAMIREZ** y **JAVIER EDISSON TENESACA CHACAGUASAY** autorizamos a la **Universidad Politécnica Salesiana** la publicación total o parcial de este trabajo de titulación y su reproducción sin fines de lucro.

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

Guayaquil, 17/05/2018

Ronald Arturo Ayala Ramírez

CI. 0926176637

Javier Edison Tenesaca Chacaguasay

CI: 0926993346

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

Yo, **RONALD ARTURO AYALA RAMIREZ**, con documento de identificación N° 0926176637, manifiesto mi voluntad y cedo a la **UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA** la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado titulado “**IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE COMUNICACIÓN IEC 61850 PARA MONITOREO Y CONTROL DE LOS MÓDULOS DE PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, SISTEMAS DE GENERACIÓN Y REDES DE DISTRIBUCIÓN**” mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de **INGENIERO ELÉCTRICO**, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la universidad facultada para ejercer plenamente los derechos antes cedidos.

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

Guayaquil, 17/05/2018

Ronald Arturo Ayala Ramírez

CI. 0926176637

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

Yo, **JAVIER EDISSON TENESACA CHACAGUASAY**, con documento de identificación N° 0926993346, manifiesto mi voluntad y cedo a la **UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA** la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado titulado “**IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE COMUNICACIÓN IEC 61850 PARA MONITOREO Y CONTROL DE LOS MÓDULOS DE PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, SISTEMAS DE GENERACIÓN Y REDES DE DISTRIBUCIÓN**” mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de **INGENIERO ELÉCTRICO**, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la universidad facultada para ejercer plenamente los derechos antes cedidos.

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

Guayaquil, 17/05/2018

Javier Edison Tenesaca Chacaguasay

CI. 0926993346

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN SUSCRITO POR EL TUTOR

Yo, **KLEVER FILIBERTO CARRIÓN GORDILLO**, director del proyecto de Titulación denominado “**IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE COMUNICACIÓN IEC 61850 PARA MONITOREO Y CONTROL DE LOS MÓDULOS DE PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, SISTEMAS DE GENERACIÓN Y REDES DE DISTRIBUCIÓN** realizado por los estudiantes, **RONALD ARTURO AYALA RAMÍREZ** y **JAVIER EDISSON TENESACA CHACAGUASAY**, certifico que ha sido orientado y revisado durante su desarrollo, por cuanto se aprueba la presentación del mismo ante las autoridades pertinentes.

Guayaquil, 17/05/2018

Klever Filiberto Carrión Gordillo

Ing., Msc

DEDICATORIA

Le dedico este trabajo a Dios, ya que ha sido un pilar fundamental en mi crecimiento como persona espiritualmente.

A mi mamá ya que siempre estuvo apoyándome sin importar la situación, a mi papá que me brindó su apoyo incondicional desde mi infancia, y a mis dos hermanas a las que siempre he llevado en mi corazón.

Ronald Arturo Ayala Ramírez

Dedico este trabajo a Dios, por regalarme la vida y por permitirme cumplir los sueños que he tenido.

El ser a quien más agradezco es a mi mamá Juana, quien con su esfuerzo me ha permitido ser primero una buena persona, y con su sacrificio me ha dado la oportunidad de cumplir todos mis objetivos, a mi papa Ángel, quien me ha brindado su apoyo durante toda la carrera, a mis hermanos, a mis primas por ser tan buenas personas y estar siempre conmigo.

Javier Edisson Tenesaca Chacaguasay

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios, a mis padres y mis hermanas por darme el apoyo moral y emocional para concluir esta etapa de mi vida.

A los docentes que me compartieron sus conocimientos y experiencias a lo largo de los semestres en la universidad.

A mi tutor Ing. Klever Carrión y a mi compañero Javier Tenesaca, ya que sin ellos no habría tenido la oportunidad de trabajar en este proyecto.

Ronald Arturo Ayala Ramírez

Agradezco a Dios por su infinita misericordia al permitirme concluir satisfactoriamente la etapa universitaria, de la misma manera agradezco a mis padres y demás familiares por brindarme ese apoyo y motivación para dar lo mejor de mí en todo momento.

A mi tutor Ing. Klever Carrión y a mi compañero Ronald Ayala por brindarme la confianza y el apoyo mientras se realizó este proyecto de titulación.

A los demás ingenieros de la facultad quienes aportaron significativamente con sus conocimientos a lo largo de la carrera universitaria.

Javier Edisson Tenesaca Chacaguasay

RESUMEN

El presente proyecto técnico tiene como finalidad la implementación de un módulo didáctico de comunicaciones que opera bajo normativa IEC 61850 que permite la elaboración de prácticas de laboratorio sobre protecciones eléctricas utilizando los módulos existentes en laboratorios de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana sede Guayaquil, módulos que se utilizan mediante una red LAN que integre los IEDs instalados en los módulos de protecciones de sistema de generación, Líneas de transmisión y Redes de distribución.

Con el módulo de comunicaciones que se implementó, se elaboró prácticas que nos permiten conocer la funcionalidad de la normativa IEC 61850 y sus protocolos GOOSE, MMS, la configuración y funcionamiento de los IEDs considerando el software disponible para los IEDs de marca SEL instalados en cada módulo de protecciones.

Finalmente, al haber culminado con la implementación del módulo, se desarrolla un manual de uso, y una guía de prácticas que tienen como objetivo instruir a tanto docente como estudiante en sus conocimientos prácticos sobre la normativa IEC 61850 y su uso dentro de una subestación eléctrica.

Palabras clave: IED, IEC 61850, ETHERNET, HMI, LAN, DATOS.

ABSTRACT

The purpose of this technical project is to implement a communications didactic module that operates under IEC 61850 standard, which allows the development of electrical protection laboratory practices using the existing modules in the electrical engineering career laboratories of the Politecnica Salesiana University, Guayaquil, modules that will be used through a LAN network that integrates the IEDs installed in the protection modules of the generation system, transmission lines and distribution networks.

With the communications module that was implemented, practices were developed that allow us to know the functionality of the IEC 61850 standard and its GOOSE, MMS protocols, the configuration and operation of the IEDs considering the software available for the SEL brand IEDs installed in each one of the protection modules.

Finally, having completed the implementation of the module, a user manual is developed, and a guide of practices that aim to educate both teacher and student in their practical knowledge of the IEC 61850 standard and its use within an electrical substation.

Keywords: IED, IEC 61850, ETHERNET, HMI, LAN, DATA.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	Pág.
PORTADA.....	i
CERTIFICADOS DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN.....	ii
CERTIFICADO DE SESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UPS.....	iii
CERTIFICADO DE SESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UPS.....	iv
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN SUSCRITO POR EL TUTOR.....	v
DEDICATORIA	vi
AGRADECIMIENTOS	vii
RESUMEN.....	viii
ABSTRACT	ix
ÍNDICE DE CONTENIDOS	x
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xix
ÍNDICE DE TABLAS	xxvi
ABREVIATURAS.....	xxvii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1	2
1 EL PROBLEMA.....	2
1.1 Descripción del Problema	2
1.2 Antecedentes	2
1.3 Importancia y Alcances.....	3
1.4 Delimitación.....	3

1.5	Objetivos	3
1.5.1	Objetivo General	3
1.5.2	Objetivo Especifico	4
1.6	Marco Metodológico	4
CAPÍTULO 2		5
2	MARCO TEÓRICO	5
2.1	Subestaciones eléctricas:	5
2.1.1	Definición.....	5
2.1.2	Clasificación según su función.....	6
2.1.2.1	De Maniobra	6
2.1.2.2	De transformación.....	6
2.1.2.3	De transformación y maniobra	7
2.1.2.4	De transformación y cambio del número de fases	8
2.1.2.5	Subestación de Central.....	8
2.2	Elementos principales en una subestación:	9
2.2.1	Seccionador	9
2.2.2	Interruptor	9
2.2.3	Transformador.....	13
2.2.4	Apartarrayos	14
2.2.5	Relés	15
2.2.6	IED. Dispositivos Electrónicos Inteligentes.	16
2.2.7	Merging Unit (ME)	18
2.2.8	Dispositivos de medida (TCs y TPs).....	19
2.2.8.1	Transformador de corriente	19
2.2.8.2	Transformador de Potencial.....	20

2.3	Fallas en una subestación	21
2.3.1	Falla.....	21
2.3.1.1	Tipos de Falla por Cortocircuito	22
2.3.1.1.1	Fallas Simétricas.....	22
2.3.1.1.2	Fallas Asimétricas	22
2.3.2	Perturbación	23
2.3.2.1	Sobretensiones	23
2.3.2.1.1	Sobretensiones Temporales.....	23
2.3.2.1.2	Sobretensiones Tipo Maniobra.....	24
2.3.2.1.3	Sobretensiones Atmosféricas.....	25
2.3.2.2	Sobrecarga	25
2.3.3	Protecciones contra sobrecorriente	26
2.3.3.1	Protección instantánea (Función 50).....	26
2.3.3.2	Protección tiempo definido.....	26
2.3.3.3	Protección sobrecorriente tiempo inverso (Función 51).....	27
CAPÍTULO 3		28
3 IEC 61850 COMO NORMA PARA GESTIONAR SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		28
3.1	Antecedentes.	28
3.2	El Modelo de Datos según IEC 61850.....	29
3.3	Tipos de mensajes y su estructura.....	32
3.3.1	El MMS (Manufacturing Message Specification)	32
3.3.2	Mensajería GOOSE.....	33
3.4	Lenguaje de configuración para subestaciones (SCL).....	35
3.5	Niveles definidos para una Subestación según IEC 61850.....	36

3.5.1	Nivel de Proceso o de Campo.....	37
3.5.2	Nivel de Bahía.....	37
3.5.3	Nivel de Estación.....	37
3.6	La Red LAN IEC 61850 y su Arquitectura.....	38
3.7	Topologías.....	40
3.7.1	Topología de red en estrella o radial.....	40
3.7.2	Topología de red en Anillo.....	41
3.8	Bus de Proceso.....	42
3.9	Bus de Estación.....	43
CAPÍTULO 4.....		44
4	REQUERIMIENTOS DE INFRAESTRUCTURA PARA SIMULACIÓN DE GESTIÓN DE UNA SUBESTACIÓN BAJO NORMATIVA IEC61850.....	44
4.1	Elementos y dispositivos disponibles.....	44
4.1.1	Módulo de Protecciones de Sistema de Generación.....	44
4.1.2	Módulo de Protecciones de líneas de transmisión.....	47
4.1.3	Módulo de Protecciones de redes de distribución.....	48
4.1.4	Dispositivo electrónico inteligente (IED).....	51
4.1.4.1	SEL - 751 (Relé de Protección de Alimentador).....	51
4.1.4.2	SEL - 700G (Relé de Protección de Generador).....	53
4.1.4.3	SEL - 421 (Relé de Protección de Líneas de transmisión).....	54
4.1.4.4	SEL - 387E Relé diferencial de Corriente y Voltaje.....	56
4.2	Elementos y dispositivos requeridos.....	57
4.2.1	El HMI.....	57
4.2.2	Switch.....	57
4.2.3	Rack 19”.....	58

4.2.4	Cables UTP; conectores RJ45.....	58
4.2.5	Herramientas de Software.....	59
4.2.5.1	SEL-5030 AcSELErator QuickSet.....	59
4.2.5.2	SEL-5032 AcSELErator Architect.....	60
4.2.5.3	IEDScout.....	61
4.2.5.4	Wireshark.....	61
4.3	Diseño y construcción del módulo para red LAN IEC61850.....	62
4.3.1	Diseño del Módulo de comunicaciones.....	62
4.3.2	Diseño de red LAN.....	63
4.3.3	Implementación de Red LAN.....	63
4.3.4	Configuración de parámetros de red del Computador.....	64
4.3.5	Ajuste de parámetros de red en Relé SEL.....	66
4.3.6	Pruebas de Ping.....	68
4.3.7	Prueba de comunicación con AcSELErator QuickSet.....	69
4.4	Manual de Implementación de comunicaciones IEC 61850.....	70
4.4.1	Configuración de comunicaciones IEC 61850.....	70
4.4.2	Reconocimiento de Interfaz de AcSELErator Architect.....	70
4.4.3	Creación de Nuevo Proyecto de subestación (Archivo SCD).....	71
4.4.4	Agregar las descripciones Configuradas de los IED (Archivo CID).....	71
4.4.5	Asignación de parámetros de red.....	73
4.4.6	Edición de DataSets.....	74
4.4.7	Creación de Reportes MMS.....	76
4.4.8	Ajuste de banda muerta (Death Bands).....	76
4.4.9	Creación de Transmisión de Mensajería GOOSE.....	77
4.4.10	Ajuste de Recepción de Mensajería GOOSE.....	78

4.4.10.1	Virtual Bits - GOOSE RECIEVE	78
4.4.10.2	Remote Analogs - GOOSE RECIEVE	79
4.4.11	Envío de archivos CID a los relés	80
4.5	Simulación de Cliente de Servidores IEC 61850	81
4.5.1	Reconocimiento de Interfaz de IEDScout.....	81
4.5.2	Abrir IED	82
4.5.3	Lectura de ajuste de Reporte y GOOSE.....	82
CAPÍTULO 5		84
5	PRÁCTICAS PROPUESTAS CON MÓDULO LAN IEC 61850.....	84
5.1	Practica I.....	84
5.1.1	Tema.....	84
5.1.2	Objetivos	84
5.1.3	Duración.....	84
5.1.4	Recursos	84
5.1.5	Procedimiento	84
5.1.5.1	Conexiones eléctricas en el Módulo de protección de Generación	84
5.1.5.1.1	Energización de transformador y Variac	84
5.1.5.1.2	Energización de carga.....	85
5.1.5.1.3	Conexiones de CT, PT al relé SEL 751_1.....	86
5.1.5.2	Conexión de elementos a la red LAN IEC61850	87
5.1.5.3	Ajuste de Parámetros de relé con AcSELerator QuickSet.....	88
5.1.5.4	Ajuste de Parámetros IEC61850 con AcSELerator Architect.....	89
5.1.6	Resultados	92
5.1.6.1	Simulación de cliente - servidor	92
5.1.6.2	Lectura de datos por tramas	93

5.2	Practica II	94
5.2.1	Tema.....	94
5.2.2	Objetivos	94
5.2.3	Duración	94
5.2.4	Recursos	94
5.2.5	Procedimiento	94
5.2.5.1	Conexiones eléctricas en el Módulo de Protecciones de Generación.....	94
5.2.5.1.1	Conexiones de TC al IED SEL 751_1.....	94
5.2.5.1.2	Energización de transformador 1 y Variac	95
5.2.5.1.3	Energización de transformador 2 (Sobrecorriente)	96
5.2.5.2	Conexión de elementos a red LAN IEC61850	97
5.2.5.3	Ajuste de Parámetros IEC61850 con AcSELerator Architect.....	98
5.2.5.4	Ajuste de Parámetros de relé con AcSELerator QuickSet.....	100
5.2.6	Resultados	103
5.2.6.1	Lectura de datos “SEL_751_1_G”	103
5.2.6.2	Lectura de datos “SEL_751_1_L” y “SEL_751_1_D”	104
5.2.6.3	Lectura de datos por tramas	104
5.3	Practica III.....	105
5.3.1	Tema.....	105
5.3.2	Objetivos	105
5.3.3	Duración	105
5.3.4	Recursos	105
5.3.5	Procedimiento	105
5.3.5.1	Conexiones eléctricas en el Módulo de protección de Generación ..	105
5.3.5.1.1	Energización de transformador y Variac	105

5.3.5.1.2	Conexione eléctrica de PT al relé SEL 751_1.....	106
5.3.5.2	Conexión de elementos a la red LAN IEC61850	106
5.3.5.3	Ajuste de Parámetros de relé con AcSELerator QuickSet.....	108
5.3.5.4	Ajuste de Parámetros IEC61850 con AcSELerator Architect.....	111
5.3.6	Resultados	112
5.3.6.1	Simulación de cliente - servidor	112
5.3.6.2	Lectura de datos por tramas	113
5.4	Practica IV.....	114
5.4.1	Tema.....	114
5.4.2	Objetivos	114
5.4.3	Duración.....	114
5.4.4	Recursos	114
5.4.5	Procedimiento	114
5.4.5.1	Conexiones eléctricas en el Módulo de protección de Generación ..	114
5.4.5.1.1	Energización de transformador 1 y Variac	114
5.4.5.1.2	Conexione eléctrica de PT al relé SEL 751_1.....	115
5.4.5.1.3	Conexiones para sobrecarga de sistema	115
5.4.5.1.4	Ajustes de función de protección 51 (sobrecorriente temporizado)	117
5.4.5.1.5	Ajustes de función protección 50 (sobrecorriente instantánea)....	119
5.4.5.2	Conexión de elementos a la red LAN IEC61850	120
5.4.5.3	Ajuste de Parámetros IEC61850 con AcSELerator Architect.....	121
5.4.6	Resultados	122
5.4.6.1	Simulación de cliente - servidor	122
5.4.6.2	Lectura de datos por tramas	123

CAPÍTULO 6	124
6 Costo de Implementación	124
6.1 Insumos	124
6.2 Costo de Implementación.....	124
CAPÍTULO 7	125
7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	125
7.1 CONCLUSIONES	125
7.2 RECOMENDACIONES	126
BIBLIOGRAFÍA	127
ANEXOS	131

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1: SUBESTACIÓN DE MANIOBRA [3]	6
FIGURA 2: SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN [3]	7
FIGURA 3: SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN Y MANIOBRA [3]	7
FIGURA 4: SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN Y CAMBIO DE NÚMERO DE FASES [3].....	8
FIGURA 5: SUBESTACIÓN DE CENTRAL [3].....	8
FIGURA 6: SECCIONADOR [4].....	9
FIGURA 7: REPRESENTACIÓN DE INTERRUPTOR ANTE FALLAS [6]	10
FIGURA 8: INTERRUPTOR DE RUPTURA DE AIRE [6].....	11
FIGURA 9: ESQUEMA DE INTERRUPTOR DE ACEÍTE [6]	12
FIGURA 10: INTERRUPTO SF6 TIPO TANQUE MUERTO [6].....	12
FIGURA 11: TRANSFORMADOR DE POTENCIA [6]	13
FIGURA 12: APARTARRAYO CONVENCIONAL [6]	14
FIGURA 13: DIAGRAMA DE APARTARRAYO [6].....	15
FIGURA 14: ESTRUCTURA INTERNA DE UN IED [9]	18
FIGURA 15: ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE UNA M.E. [10]	18
FIGURA 16: DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE TRANSFORMADOR DE CORRIENTE [6].....	20
FIGURA 17: CTS ENCAPSULADO EN RESINA EPÓXICA EN MEDIA TENSIÓN [6]	20
FIGURA 18: TRANSFORMADOR DE POTENCIAL [8].....	21
FIGURA 19: DURACIÓN DE SOBRETENSIONES [13].....	24
FIGURA 20: TIPOS DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS [6]	25
FIGURA 21: CURVA DE PROTECCIÓN SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA [16]	26
FIGURA 22: CURVA PARA PROTECCIÓN SOBRECORRIENTE TIEMPO DEFINIDO [16]	27
FIGURA 23: CURVA SOBRECORRIENTE TIEMPO INVERSO [16]	27
FIGURA 24: DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE DATOS [22]	30

FIGURA 25: MODELO OSI Y EL ESTANDAR IEC 61850 [27].....	33
FIGURA 26: MENSAJERÍA GOOSE SOBRE ETHERNET [26].	34
FIGURA 27: TIEMPO DE UN EVENTO PARA MENSAJES GOOSE [28].....	35
FIGURA 28: PROCESO DE INGENIERÍA CON SCL [29].....	36
FIGURA 29: MODELO JERÁRQUICO PARA SUBESTACIONES [17].	37
FIGURA 30: ARQUITECTURA DEL 61850 [30]	39
FIGURA 31: ESQUEMA A NIVEL DE OSI PROPUESTO POR IEC 61850 [20].....	39
FIGURA 32: ARQUITECTURA LAN FUENTE [31]	40
FIGURA 33: TOPOLOGÍA GENERAL TIPO ESTRELLA [21].....	41
FIGURA 34: TOPOLOGÍA GENERAL TIPO ANILLO [21].....	42
FIGURA 35: BUS DE PROCESO Y BUS DE ESTACIÓN SEGÚN LA ARQUITECTURA DEL IEC 61850 [17].....	43
FIGURA 36: DIAGRAMA UNIFILAR - MÓDULO DE PROTECCIONES DE GENERADOR [15]	46
FIGURA 37: DIAGRAMA UNIFILAR - MÓDULO DE PROTECCIONES DE LÍNEAS TRANSMISIÓN [32].	48
FIGURA 38: DIAGRAMA UNIFILAR - MÓDULO DE PROTECCIONES DE REDES DE DISTRIBUCIÓN [33].....	50
FIGURA 39: PANEL FRONTAL Y POSTERIOR DEL RELÉ SEL 751 [21]	52
FIGURA 40: PANEL FRONTAL Y POSTERIOR DEL RELE SEL 700G [34]	54
FIGURA 41: PANEL FRONTAL SEL-421 [35]	55
FIGURA 42: PANEL FRONTAL SEL-387E [36].....	56
FIGURA 43: RACK 19”.....	58
FIGURA 44: DISEÑO DEL MÓDULO DE COMUNICACIONES	62
FIGURA 45: TOPOLOGÍA ESTRELLA SIMPLE- MÓDULO DE COMUNICACIONES	63
FIGURA 46: PASOS PARA ENTRAR A CONEXIÓN DE RED.....	64
FIGURA 47: PASOS PARA INGRESAR A PROPIEDADES DE ETHERNET.....	65
FIGURA 48: PARÁMETROS DE RED PARA COMPUTADOR.....	65
FIGURA 49: BOTONES DE NAVEGACIÓN, “ESC” Y “ENT” DE RELÉS SEL [21]	66

FIGURA 50: PASO 1-3 PARA CONFIGURAR PARÁMETROS DE RED SEL 751 [40].....	66
FIGURA 51: PANTALLA DE ENTRADA DE CONTRASEÑA [21]	67
FIGURA 52: PASOS 4-7 PARA CONFIGURAR PARÁMETROS DE RED SEL 751 [40].....	67
FIGURA 53: INGRESO A SÍMBOLO DE SISTEMA	68
FIGURA 54: PRUEBA DE PING A RELE SEL 751	68
FIGURA 55: BARRA DE HERAMIENTAS DE QUICKSET - COMUNICACIONES	69
FIGURA 56: VENTANA DE PARÁMETROS - QUICKSET	69
FIGURA 57: BARRA DE ESTADO DE COMUNICACIÓN - QUICKSET	69
FIGURA 58: ESTRUCTURA DE INTERFAZ DE ARCHITEC	71
FIGURA 59: SELECCIÓN DE ARCHIVO CID DE RELÉS SEL.....	72
FIGURA 60: SELECIÓN DE LA VERSIÓN DE FIRMWARE	72
FIGURA 61: MENÚ PRINCIPAL Y SUBMENÚ STATUS [21]	72
FIGURA 62: COMPATIBILIDAD DE ARCHIVO CID Y FIRMWARE [34].....	73
FIGURA 63: SELECCIÓN DEL MODELO DE CONTROL.....	73
FIGURA 64: ASIGNACIÓN DE PARÁMETROS DE RED A LOS CID	73
FIGURA 65: DATASETS PREDETERMINADOS POR ARCHITECT	74
FIGURA 66: VENTANA DE EDICIÓN DE DATASET	75
FIGURA 67: SELECCIÓN DE ATRIBUTOS DEL IED	75
FIGURA 68: CREAR NUEVO REPORTE.....	76
FIGURA 69: AJUSTE DE REPORTES.....	76
FIGURA 70: AJUSTE DE BANDA MUERTA.....	77
FIGURA 71: CREAR GOOSE TRANSMIT.....	77
FIGURA 72. VENTANA EDITOR DE GOOSE TRANSMIT	78
FIGURA 73: SELECCIÓN DE RELÉ RECEPTOR DE GOOSE	78
FIGURA 74: SELCCIÓN DE DATOS BOOLEANOS GOOSE.....	79
FIGURA 75: SELECCIÓN DE ATRIBUTOS ANALÓGICOS GOOSE.....	79
FIGURA 76: ENVIÓ DE ARCHIVO CID AL RELÉ.....	80
FIGURA 77: VERIFICACIÓN DE PARAMETROS DE RED.....	80
FIGURA 78: INTERFAZ IEDSCOUT.....	81

FIGURA 79: ABRIR IED EN IEDSCOUT	82
FIGURA 80: INGRESO DE PARÁMETROS IP DEL RELÉ.....	82
FIGURA 81: SELECCIÓN Y EXTRACCIÓN DEL TIPO DE MENSAJERÍA	83
FIGURA 82: VIZUALIZACIÓN DE LOS ATRIBUTOS ENVIADOS A TRAVES DE GOOSE Y REPORTES MMS	83
FIGURA 83: DIAGRAMA DE CONEXIONES TRANSFORMADOR Y VARIAC - PRÁCTICA I.....	85
FIGURA 84: ESQUEMA DE ALIMENTACIÓN DE CARGA – PRÁCTICA I.....	86
FIGURA 85: DIAGRAMA DE CONEXIONES PARA TRANSFOMADORES DE INSTRUMENTO – PRÁCTICA I.....	86
FIGURA 86: CONEXIÓN ETHERNET RELÉ SEL 751- PC-SWITCH – PRÁCTICA I	87
FIGURA 87: TOPOLOGÍA DE RED LAN - PRÁCTICA I.....	87
FIGURA 88: AJUSTE DE PARÁMETROS DE RED QUICKSET – PRÁCTICA I.....	88
FIGURA 89: AJUSTE DE PT Y CT DE RELÉ – PRÁCTICA I.....	88
FIGURA 90: CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS DE RED DEL IED SEL-751 – PRÁCTICA I.....	89
FIGURA 91: EXTENSIONES DE NODOS LÓGICOS USADOS EN LA PRÁCTICA I [21].....	90
FIGURA 92: EDICIÓN DE DATASET PERSONALIZADO PARA LECTURA DE PARÁMETROS MMS – PRÁCTICA I.....	90
FIGURA 93: EDICIÓN DE REPORTE MMS EN SOFTWARE ACSELERATOR ARCHITECT – PRÁCTICA I.....	91
FIGURA 94: ENVÍO DE AJUSTES DE PROTOCOLO IEC-61850 HACIA EL IED SEL 751-1 – PRÁCTICA I.....	91
FIGURA 95: INGRESO DE PARÁMETROS DE RED EN SOFTWARE IEDSCOUT – PRÁCTICA I.....	92
FIGURA 96: REPORTE DE PARÁMETROS EN SOFTWARE IEDSCOUT – PRÁCTICA I.....	92
FIGURA 97: VISTA DE PARÁMETROS EN MONITOR DE ACTIVIDADES DEL SOFTWARE IEDSCOUT – PRÁCTICA I.....	93

FIGURA 98: LECTURA DE TRAMAS CON SOFTWARE WIRESHARK – PRÁCTICA I.....	93
FIGURA 99: DIAGRAMA DE CONEXIONES DE CT - PRACTICA II.....	95
FIGURA 100: DIAGRAMA DE CONEXIONES TRANSFORMADOR 1 Y VARIAC - PRÁCTICA II	95
FIGURA 101: ESQUEMA DE ALIMENTACIÓN DE CARGA – PRÁCTICA II.....	96
FIGURA 102: TOPOLOGÍA DE RED LAN - PRÁCTICA II	97
FIGURA 103: CONEXIÓN DE IEDS A PUERTOS DEL SWITCH - PRÁCTICA II..	97
FIGURA 104: CREACIÓN DE CIDS - PRÁCTICA II.....	98
FIGURA 105: TABLA DE EXTENSIONES DE NODOS LÓGICOS USADOS EN LA PRÁCTICA II [21].....	98
FIGURA 106: CREACIÓN DE DATASET - PRÁCTICA II.....	99
FIGURA 107: CREACIÓN DE GOOSE TRANSMIT - PRACTICA II	99
FIGURA 108: AJUSTE DE RECEPTOR GOOSE – VALORES ANALÓGICOS.....	100
FIGURA 109: AJUSTE DE RECEPTOR GOOSE – VALORES BOOLEANOS	100
FIGURA 110: AJUSTE DE CT Y PT DE RELÉ SEL 751_1_G - PRACTICA II	101
FIGURA 111: DESACTIVACIÓN PROTECCION SOBRECORRIENTE.....	101
FIGURA 112: LÓGICA DE ACTIVACIÓN DE LA SALIDA 103	102
FIGURA 113: ACTIVACIÓN DE TRIP	102
FIGURA 114: LECTURA DE TRANSMISIÓN GOOSE DE RELÉ SEL 751_1_G...	103
FIGURA 115: MONITOR DE ACTIVIDADES DE SEL_751_1_G - CONDICIÓN NOMINAL.....	103
FIGURA 116: MONITOR DE ACTIVIDADES DE SEL_751_1_G - CONDICIÓN SOBRECORRIENTE	103
FIGURA 117: ACTIVACIÓN DE SALIDA 103 DE IEDS RECEPTORES GOOSE .	104
FIGURA 118: LECTURA DE TRAMAS DEL PROTOCOLO GOOSE	104
FIGURA 119: DIAGRAMA DE CONEXIONES TRANSFORMADOR Y VARIAC - PRÁCTICA III.....	106
FIGURA 120: DIAGRAMA DE CONEXIONES PARA TRANSFORMADOR DE INSTRUMENTO – PRÁCTICA III	106

FIGURA 121: CONEXIÓN ETHERNET RELÉ SEL 751- PC-SWITCH – PRÁCTICA III.....	107
FIGURA 122: TOPOLOGÍA DE RED LAN - PRÁCTICA III.....	107
FIGURA 123: AJUSTE DE PARÁMETROS DE RED QUICKSET – PRÁCTICA I.....	108
FIGURA 124: AJUSTE DE PT EN RELÉ SEL 751_1.....	108
FIGURA 125: AJUSTES DE BAJO VOLTAJE.....	109
FIGURA 126: AJUSTES DE SOBREVOLTAJE.....	110
FIGURA 127: AJUSTES DE TRIP BAJO VOLTAJE Y SOBREVOLTAJE.....	110
FIGURA 128: NODOS LOGICOS Y ATRIBUTOS PRACTICA III [21].....	111
FIGURA 129: AJUSTE DATASET PRACTICA III.....	111
FIGURA 130: BLOQUE DE CONTROL DE ATRIBUTOS PRACTICA III.....	112
FIGURA 131: MONITOR DE ACTIVIDADES BAJO VOLTAJE.....	112
FIGURA 132: MONITOR DE ACTIVIDADES SOBREVOLTAJE.....	113
FIGURA 133: LECTURA DE TRAMAS CON SOFTWARE WIRESHARK – PRÁCTICA III.....	113
FIGURA 134: DIAGRAMA DE CONEXIONES TRANSFORMADOR 1 Y VARIAC - PRÁCTICA IV.....	115
FIGURA 135: DIAGRAMA DE CONEXIONES DE TC - PRÁCTICA IV.....	115
FIGURA 136: DIAGRAMA DE CONEXIÓN PARA SOBRECARGA - PRÁCTICA IV.....	116
FIGURA 137: CURVA IEC - C2 [21].....	117
FIGURA 138: ECUACION ASOCIADA A LA CURVA IEC - CLASE B - C2 [21].....	118
FIGURA 139: CURVA DE CORRIENTE.....	119
FIGURA 140: AJUSTE DE FUNCIÓN DE PROTECCIÓN 51.....	119
FIGURA 141: AJUSTE DE FUNCIÓN DE PROTECCIÓN 50.....	120
FIGURA 142: CONEXIÓN ETHERNET RELÉ SEL 751- PC-SWITCH – PRÁCTICA IV.....	120
FIGURA 143: TOPOLOGÍA DE RED LAN - PRÁCTICA I.....	121
FIGURA 144: NODOS LOGICOS Y ATRIBUTOS PRACTICA IV [21].....	121
FIGURA 145: AJUSTE DATASET PRACTICA IV.....	122
FIGURA 146: MONITOREO DE FUNCIÓN DE PROTECCIÓN 51.....	122

FIGURA 147: MONITOREO DE FUNCIÓN DE PROTECCION 50	123
FIGURA 148: LECTURA DE TRAMAS CON SOFTWARE WIRESHARK – PRÁCTICA IV	123
FIGURA 149: DIVISIÓN POR BLOQUES DEL MÓDULO DE PROTECCIONES DEL SISTEMA DE GENERACIÓN	131
FIGURA 150: DIVISIÓN POR BLOQUES DEL MÓDULO DE PROTECCIONES DEL LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	131
FIGURA 151: DIVISIÓN POR BLOQUES DEL MÓDULO DE PROTECCIONES DEL REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	132
FIGURA 152: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE RELÉ SEL 751	133
FIGURA 153: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE RELÉ SEL 700G	134
FIGURA 154: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE RELÉ SEL 421	135
FIGURA 155: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE RELÉ SEL 387E.....	136
FIGURA 156: CARACTERÍSTICAS DE SWITCH GS724TV4	137
FIGURA 157: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE RACK	138
FIGURA 158: INSTALACIÓN DE MONITOR Y CPU	139
FIGURA 159: MÓDULO DE COMUNICACIONES IMPLEMENTADO.....	139

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1: IDENTIFICACIÓN INTERNACIONAL DE DIPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.....	15
TABLA 2: CARACTERÍSTICAS DE SOBRETENSIONES [14]	25
TABLA 3: CAPÍTULOS DE LA NORMATIVA IEC 61850 [18]	29
TABLA 4: NODOS LÓGICOS	31
TABLA 5: DISTRIBUCIÓN DE LOS RELÉS MARCA SEL	51
TABLA 6: DISTRIBUCIÓN DE CABLES UTP.....	59
TABLA 7: DISTRIBUCIÓN DE DIRECCIONES IP.....	64
TABLA 8: LECTURA DE CORRIENTE EN ALIMENTADOR 2	96
TABLA 9: MEDICIONES DE CORRIENTE PRACTICA IV	117
TABLA 10: TABULACIÓN DE VALORES DE VALORES DE CORRIENTE.....	118
TABLA 11: COSTO TOTAL DE EQUIPOS Y MATERIALES.....	124

ABREVIATURAS

IED	Intelligent Electronic Device
SCADA	Supervisory Control and Data Adquisition
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
PU	Por unidad
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Events
MMS	Manufacturing Message Specification
IEC	International Electrotechnical Commission
LAN	Local Area Network
TCP/IP	Transmission Control Protocol / Internet Protocol
TC	Transformador de Corriente
TP	Transformador de Potencial
KV	Kilo Voltios
KVA	Kilo Voltio Amperios
OSI	Open System Interconnection

INTRODUCCIÓN

El tema del presente proyecto técnico de titulación es “Implementación de un sistema de comunicación IEC 61850 para monitoreo y control de los módulos de protección de líneas de transmisión, sistemas de generación y redes de distribución”, cuyo propósito es el de instruir a los docentes y estudiantes sobre la implementación de redes de comunicaciones dentro de una subestación eléctrica bajo la normativa IEC 61850 y en el manejo de protocolos de comunicaciones GOOSE y MMS.

Actualmente existe poca información a nivel local sobre la implementación de la normativa IEC 61850, y la que se encuentra disponible es dictada en cursos realizados por los fabricantes de los relés de protecciones (SEL, ABB, SIEMENS, entre otros).

Al finalizar este proyecto, la Universidad Politécnica Salesiana sede Guayaquil, podrá contar con un módulo de comunicación didáctico y su respectiva guía de prácticas de laboratorio para el aprendizaje y aplicación práctica de la normativa IEC 61850, en un ambiente de Subestación Eléctrica en el que sus estudiantes de las carreras de ingeniería podrán reforzar sus conocimientos teóricos obtenidos en clase.

El proyecto técnico está segmentado en cinco capítulos los cuales se componen de la siguiente estructura: En el Primer capítulo se detalla el planteamiento del problema en el cual se establecen objetivos del proyecto, sus antecedentes y beneficios de su implementación. En el segundo capítulo se incluye el marco teórico sobre todo lo concerniente a subestaciones eléctricas, tales como descripción de elementos, fallas y protecciones asociadas. En el tercer capítulo se especifica la norma IEC 61850, y su capacidad para gestionar subestaciones eléctricas. En el cuarto capítulo se detallan los requerimientos de infraestructura para simulación de gestión de una subestación bajo normativa IEC 61850. Y, por último, en el capítulo cinco se elabora un manual de prácticas dirigido a docentes y estudiantes en donde podrán adiestrarse en la utilización de la norma IEC 61850.

CAPÍTULO 1

1 EL PROBLEMA

1.1 Descripción del Problema

La necesidad de operar dispositivos electrónicos inteligentes que se encuentran instalados en bancos de pruebas, los mismos que han sido construidos para experimentar eventos de automatización, control y registro que pueden simularse como una subestación eléctrica.

La carrera Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana sede Guayaquil, al momento no posee de algún módulo de comunicación, el cual permita enlazar los bancos de prueba existentes u operar sus IEDs, estos bancos experimentan eventos como: de control, de sobre tensión, sobre corriente, pérdida de fase, control de frecuencia, de distribución de energía etc., que en su conjunto se ajustan a prototipos que simulan un sistema eléctrico de potencia. Estos bancos de prueba al momento constituyen dispositivos aislados y su aplicación en su gran mayoría de prácticas radica en el ingreso o entrega de información mediante accionamientos manuales y la observación de los registros se los verifica en el display de cada IED. Para satisfacer esa necesidad se implementará un módulo de comunicaciones en subestaciones bajo la norma internacional IEC 61850.

Para lo cual se requiere la construcción de un módulo de comunicación que enlace los prototipos experimentales existentes como son: Generación, Transmisión y Distribución.

1.2 Antecedentes

La carrera de Ingenierías constantemente ha promovido la innovación y el desarrollo de nuevas tecnologías que aporten hacia el incremento de la productividad, manejo eficiente de recursos y a la mejora del bienestar social. Los cambios y avances tecnológicos en el sector industrial eléctrico constantemente hacen que la carrera de ingeniería se actualice en los nuevos temas que involucran a la energía eléctrica. Para nuestro proyecto la normativa IEC 61850.

1.3 Importancia y Alcances

La necesidad que los estudiantes conozcan y adquieran conocimientos sobre esta normativa de comunicación para Sistemas Eléctricos de Potencia, hace necesario implementar una red de comunicación para realizar las prácticas correspondientes a las materias de Protecciones y Comunicaciones. Para fines didácticos la Carrera de Ingeniería Eléctrica tiene IEDs que son compatibles con comunicaciones seriales o Ethernet y con protocolos IEC 61850.

Se implementa un módulo de comunicaciones que involucra una red LAN con herramientas de software exclusivos de la Marca SEL que nos permite realizar la configuración, lectura de datos y direccionamiento de los diferentes IEDs marca SEL existentes en los módulos.

El módulo de comunicación tendrá la capacidad de ubicarlo en diferentes lugares del laboratorio ya que posee ruedas omnidireccionales y frenos de seguridad.

1.4 Delimitación

El presente proyecto se lo realizará con fines estrictamente didácticos y será implementado para que opere en el laboratorio de que se requiera de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, sede Guayaquil. Ubicado en la dirección Robles 107 y Chambers.

El módulo de comunicaciones bajo la normativa IEC 61850 facilita la incorporación todas las funciones de medición, supervisión, control y protecciones que ofrecen los módulos situados en el laboratorio.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo General

Implementar un sistema de comunicación IEC 61850 para el Laboratorio de Protecciones Eléctricas de la Carrera Ingeniería Eléctrica de la UPS Sede Guayaquil, para control y maniobra de los módulos existentes de protección a: Líneas de transmisión, Sistemas de generación y Redes de distribución.

1.5.2 Objetivo Especifico

- Integrar los IEDs de los módulos existentes de protección de sistemas de generación, de distribución y de transmisión.
- Diseñar un sistema de comunicación bajo la norma IEC 61850 que controle los IEDs existentes en el laboratorio de Protecciones de la Carrera de Ingeniería Eléctrica.
- Elaborar prácticas de laboratorio para el conocimiento y aplicación de redes de comunicación industriales con énfasis en la norma IEC 61850

1.6 Marco Metodológico

En la ejecución de este proyecto se aplicaron diversos métodos como:

- Método Analítico nos permitió dividir el proyecto en varias etapas de esa manera se estudió a profundidad cada una de las partes como son la teoría de la normativa, diseño del módulo, comprensión de las herramientas de software e implementación de la red, todas ellas relacionadas entre sí.
- Método sintético se usó para integrar todas las partes del proyecto facilitando el entendimiento en una perspectiva total, en base a eso se logró elaborar una guía de prácticas para su posterior ejecución por los estudiantes.

CAPÍTULO 2

2 MARCO TEÓRICO

2.1 Subestaciones eléctricas:

2.1.1 Definición

La subestación, en un sistema distribución de energía, es una instalación eléctrica destinada a conectar la transmisión de larga y de corta distancia [1].

Adicionalmente estas proveen algún tipo de monitoreo y balance al sistema, proveyendo así un lugar donde se puede cortar el suministro eléctrico cuando sea necesario. En el caso de las subestaciones de distribución, estas se encuentran ubicadas en lugares donde el consumo de energía eléctrica es elevado [1]. A nivel de distribución en ciudades, estas se encuentran ubicadas en:

- Lugares cerca de grandes consumidores de energía tales como: industrias de acero, de cemento, entre otras industrias [2].
- Sistemas desarrollados en lugares comerciales tales como: Centros comerciales, hospitales, rascacielos, entre otros [2].
- En lugares tanto urbanos en donde la densidad de carga es de alrededor de $40000-100000 \text{ KVA}/\text{km}^2$ y rurales en donde la carga es usualmente menor a $5000 \text{ KVA}/\text{km}^2$ [2].

Las subestaciones tienen designadas funciones tales como:

- Interconexión de Circuitos.
- Transformación de niveles de tensión.
- Rectificación de corriente.

Según su circuito de protección se clasifican en:

- Equipo eléctrico aislado por aire (AIS)

En las cuales sus circuitos están protegidos por una capa de aire, y solo pueden estar al aire libre, debido a los grandes espacios que requieren [1].

- Equipo eléctrico aislado por gas (GIS)

Están reemplazando a las subestaciones AIS, y siendo más y más comunes en la actualidad. Aunque su construcción es muy costosa, son consideradas mucho más seguras, debido a que el gas con el que trabajan (SF6) tiene propiedades térmicas y electronegativas que facilitan el aislamiento eléctrico. Este tipo de subestación requiere de menos espacio y menos mantenimiento [1].

2.1.2 Clasificación según su función

2.1.2.1 De Maniobra

Son las que interconectan dos o más circuitos, toda línea en este tipo de subestación se encuentra al mismo nivel de tensión [3].

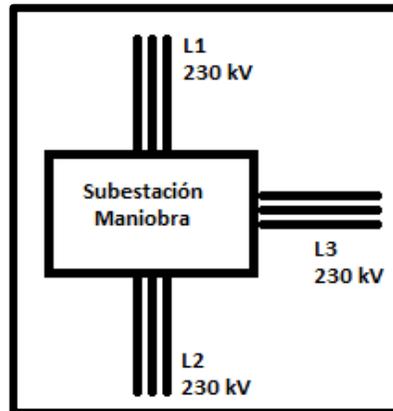


FIGURA 1: SUBESTACIÓN DE MANIOBRA [3]

2.1.2.2 De transformación

Tienen como objetivo la reducción o elevación de la tensión mediante el uso de transformadores de potencia. Normalmente se usan niveles de tensión normalizados, los cuales en el Ecuador son de 13,8 kV para MT, 69-138-230 kV para AT y 500 kV para MAT [3].

Estos niveles de transformación se dividen de la siguiente manera:

Generación: 13.8 kV

Transmisión: 69-138-230 kV

Distribución: 13.8 kV

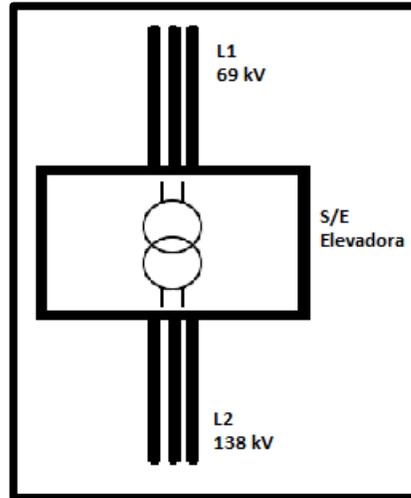


FIGURA 2: SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN [3]

2.1.2.3 De transformación y maniobra

Son las de uso más común; se usan para tener las funciones de: Interconectar 2 o más circuitos, y al mismo tiempo elevar o reducir el nivel de tensión [3].

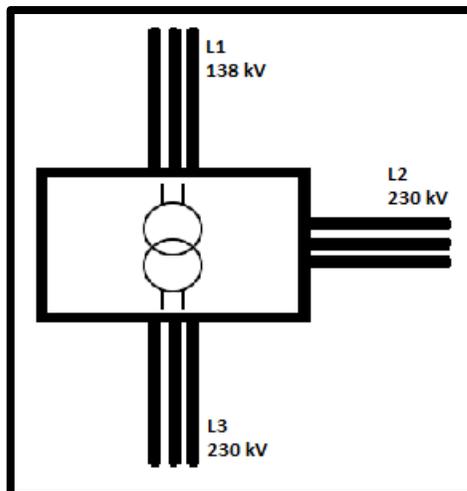


FIGURA 3: SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN Y MANIOBRA [3]

2.1.2.4 De transformación y cambio del número de fases

Usada para la alimentación de sistemas con distinto número de fases, y al mismo tiempo transformar el nivel de tensión [3].

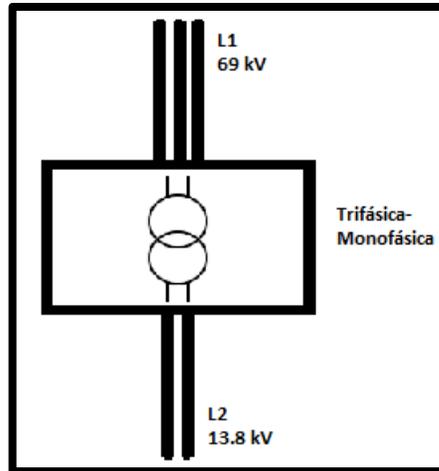


FIGURA 4: SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN Y CAMBIO DE NÚMERO DE FASES [3]

2.1.2.5 Subestación de Central

Es la que viene directamente después de la Generación; usada para elevar el nivel de voltaje de la potencia generada la cual normalmente está a 13.8 kV. Su ubicación se encuentra comúnmente en la misma central de generación [3].

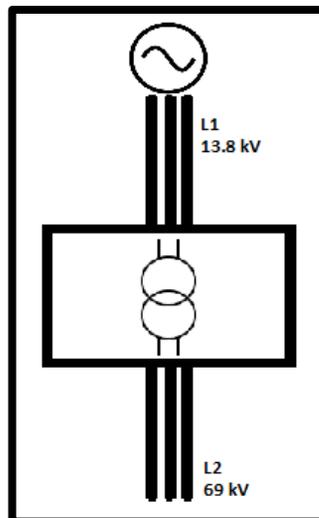


FIGURA 5: SUBESTACIÓN DE CENTRAL [3]

2.2 Elementos principales en una subestación:

2.2.1 Seccionador

Elemento electromecánico cuya misión es aislar las estructuras y/o equipos en una manera que su estado sea visible al personal interesado. Aíslan el circuito aguas abajo para que el personal involucrado pueda trabajar en un mantenimiento con seguridad [4].

Solo sirve para abrir y cerrar un circuito en vacío, debido a que, si se llegase a aperturar con carga conectada, ocasionaría daño al equipo [5].

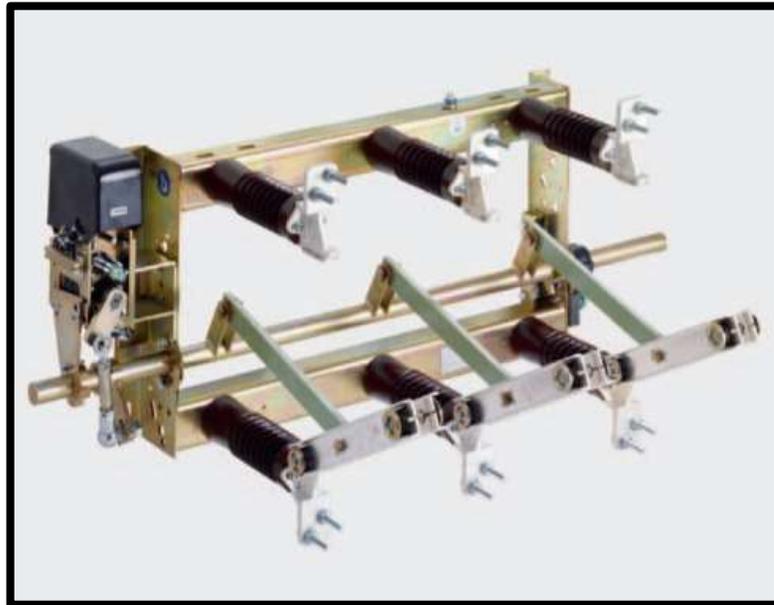


FIGURA 6: SECCIONADOR [4]

2.2.2 Interruptor

La función de los interruptores como su nombre lo indica es de rápidamente interrumpir la corriente de Falla. Cuando un cortocircuito ocurre en un sistema de potencia, corrientes en el orden de decenas de miles de amperios fluyen. Una falla localizada en el sistema es causada usualmente por una ruptura en el aislamiento de algún equipo. La presencia de estas fallas es detectada por relés de protección, cuyas salidas energizan las bobinas de disparo tal como se puede visualizar en la figura 7 [6].

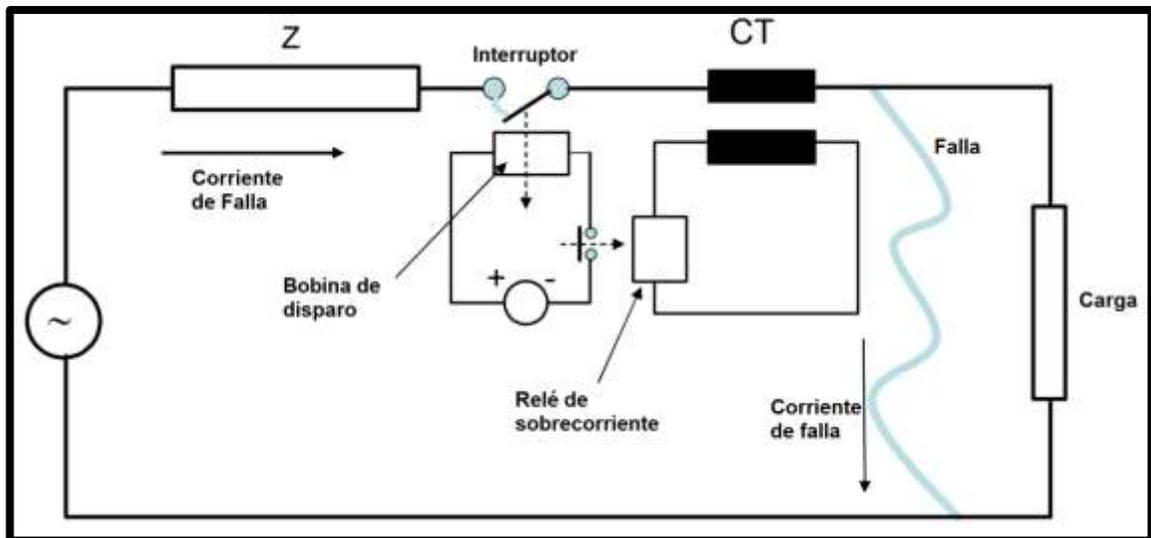


FIGURA 7: REPRESENTACIÓN DE INTERRUPTOR ANTE FALLAS [6]

Las bobinas de disparo activan mecanismos que descargan energía almacenada que fuerza que se separen los contactos para así interrumpir la corriente de falla.

Esta es una tarea pesada al tratar con corrientes de falla en esta magnitud, y para aplacar este arco eléctrico producido, se emplean interruptores, ya sean de Golpe de aire, interruptores de aceite, o los más comúnmente usados en alta tensión, de gas SF₆ [6].

Los interruptores de **ruptura de aire** usados mayormente en media tensión usan aire comprimido a 1mPA para la extinción de arco en el momento que los contactos se separan, el movimiento de estos contactos también se ve afectado por la presión del aire. Mientras los contactos permanecen abiertos, el voltaje completo del sistema se manifiesta en los mismos, y el aislamiento se obtiene del gas presurizado. Muchas cámaras de interrupción (hasta 6), se conectan para así compartirse este voltaje. Un interruptor de ruptura de aire típico ver figura [6].

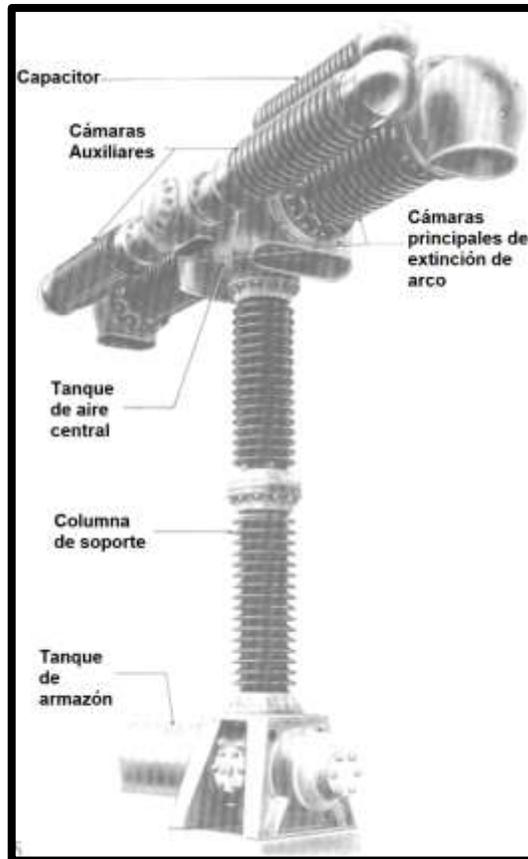


FIGURA 8: INTERRUPTOR DE RUPTURA DE AIRE [6]

En los **interruptores de Aceite**, los cabezales de los interruptores están llenados con aceite mineral, el aislamiento para apertura de contactos se obtiene de las propiedades aisladoras que provee el aceite. En caso de que se produzca una falla, en cuyo caso los contactos se separen y aparezca un arco, el aceite entre los contactos absorbe el calor del arco mientras este se extingue. Estos interruptores se han empleado hasta voltajes de 275 kV, pero han sido superados por los interruptores de SF6 [6].

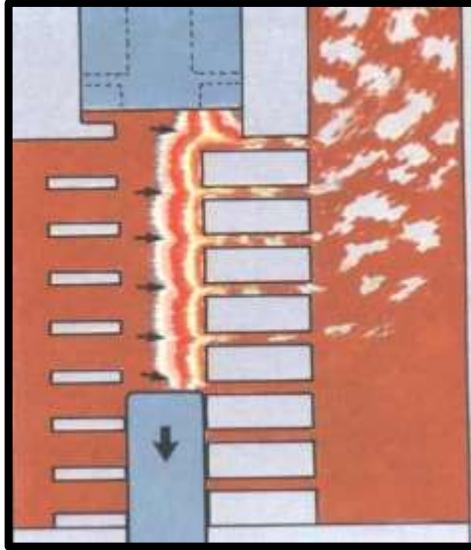


FIGURA 9: ESQUEMA DE INTERRUPTOR DE ACEÍTE [6]

En los **interruptores de SF₆ (Hexafluoruro de azufre)**, tanto el aislamiento como la extinción de arco son realizados por el gas SF₆. El SF₆ es un gas electronegativo con características de aislamiento superiores, este gas también tiene la habilidad de asistencia en la extinción de arco debido a sus propiedades térmicas y electronegativas. El gas se mantiene en un ciclo cerrado (no es liberado a la atmósfera) [6].



FIGURA 10: INTERRUPTO SF₆ TIPO TANQUE MUERTO [6]

2.2.3 Transformador

Es el que se encarga de transformar los niveles de tensión a los más adecuados para su transportación, deben ser capaces de soportar toda la potencia transformada; los devanados de cobre deben ser adecuados para soportar la corriente a plena carga, y sobrecorrientes de corto tiempo. El aceite en su interior llena posibles vacíos, así como también sirviendo de refrigerante que circula ya sea por convección o mediante un sistema de bombeo [6].

Un transformador también está equipado con un conservador, que actúa como un tanque de expansión que permite la circulación del aceite cuando la temperatura del transformador se ve incrementada. También posee un sistema de ventilación con Silica Gel que permite que el aire atmosférico este seco al circular por su interior [6].

Existen de 2 tipos:

Transformador de potencia: Es el que Transforma la tensión desde AT/AT, o AT/MT.

Transformación de distribución: Transforma la tensión desde MT/BT.



FIGURA 11: TRANSFORMADOR DE POTENCIA [6]

2.2.4 Apartarrayos

El apartarrayos es un dispositivo de protección encargado de aislar el circuito en caso de detectar una sobretensión, sea esta temporal, tipo maniobra o atmosférica. Cuando se produce una falla, el relé de protección se toma alrededor de 10 ms en reaccionar y despejar dicha falla, por lo que se necesita de otro elemento que reaccione de manera inmediata ante una sobretensión [6].

Los apartarrayos de óxido de zinc son más utilizados en sistemas de protección, debido a su precisión en niveles de protección [7].

Para tensiones de servicio que sean superiores a 20KV, se emplean dos o más descargadores conectados en serie. Para tensiones que superan los 60KV, vienen equipados con un anillo de guarda para ajustar la tensión a la que actúan [7].



FIGURA 12: APARTARRAYO CONVENCIONAL [6]

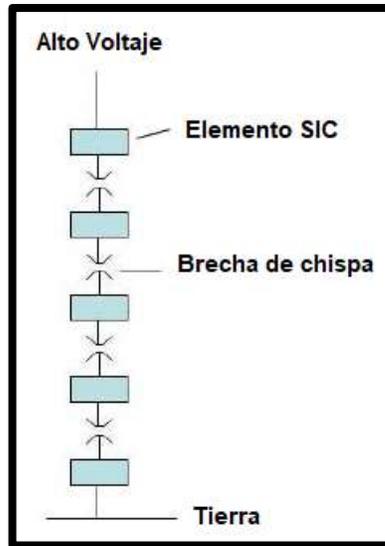


FIGURA 13: DIAGRAMA DE APARTARRAYO [6]

2.2.5 Relés

Son dispositivos de protección que, al detectar un cambio en la condición eléctrica asociada a él, que se encuentre por encima o debajo del valor ajustado, realiza una acción relacionada a la protección de equipos: normalmente de cierre o apertura de contactos [8].

Clasificación por su función:

- Auxiliares
- De protección
- Monitores
- Reguladores.

Clasificación por tipo de funcionamiento:

TABLA 1: IDENTIFICACIÓN INTERNACIONAL DE DIPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

FUNCIÓN	NÚMERO ANSI
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
RELÉ PROTECCIÓN DIFERENCIAL.	87
RELÉ AUXILIAR DE DISPARO.	94

2.2.6 IED. Dispositivos Electrónicos Inteligentes.

Con la introducción de relés computarizados, siendo estos más eficientes económicamente y teniendo nivel de confiabilidad superior a los tradicionales, estos dispositivos abarcan muchas más tareas en una subestación, tales como comunicación, medición y control mientras que nos proveen de un mayor número de funciones de protección a diferencia de los tradicionales en los cuales existe uno para cada función [8].

Al ser relés de tipo computarizado, estos sufren de menos operaciones incorrectas, y debido a que estos poseen una memoria interna junto con un procesador, nos permiten también registrar los eventos ocurridos [8].

En su arquitectura tenemos los siguientes componentes:

- **Microprocesador**

Encargado de procesar algoritmos de protección.

- **Módulo de memorias**

En el cual se incluye la memoria RAM (Memoria Acceso Aleatorio), ROM (Memoria solo de Lectura) y la PROM (Memoria de lectura Programable) [8].

- **Módulo de entradas**

En los cuales se capturan las señales analógicas emitidas por los TC o TP para detectar anomalías en el sistema [8]. Este módulo se compone de los siguientes subsistemas:

- Filtros analógicos: Eliminan señales de ruido que pueden existir en el sistema.
- Conversor de Señal: Normaliza la señal emitida desde los dispositivos de medición a una en un rango de 0-10V.
- Conversor Análogo-Digital: Se encarga de modificar la señal análoga de 0-10V a un número binario enviado hacia el procesador.

- **Módulo de Salidas**

Envía las señales de respuesta programadas hacia los diferentes dispositivos que se requieren controlar. Se compone de una salida que genera un pulso como señal de respuesta [8].

- **Módulo de comunicaciones**

Permite la interconexión entre IEDs y el SCADA de una subestación. Esta conexión puede darse ya sea mediante comunicación tipo Serial (EIA-232 y EIA-485), Ethernet, Fibra óptica entre otras [8].

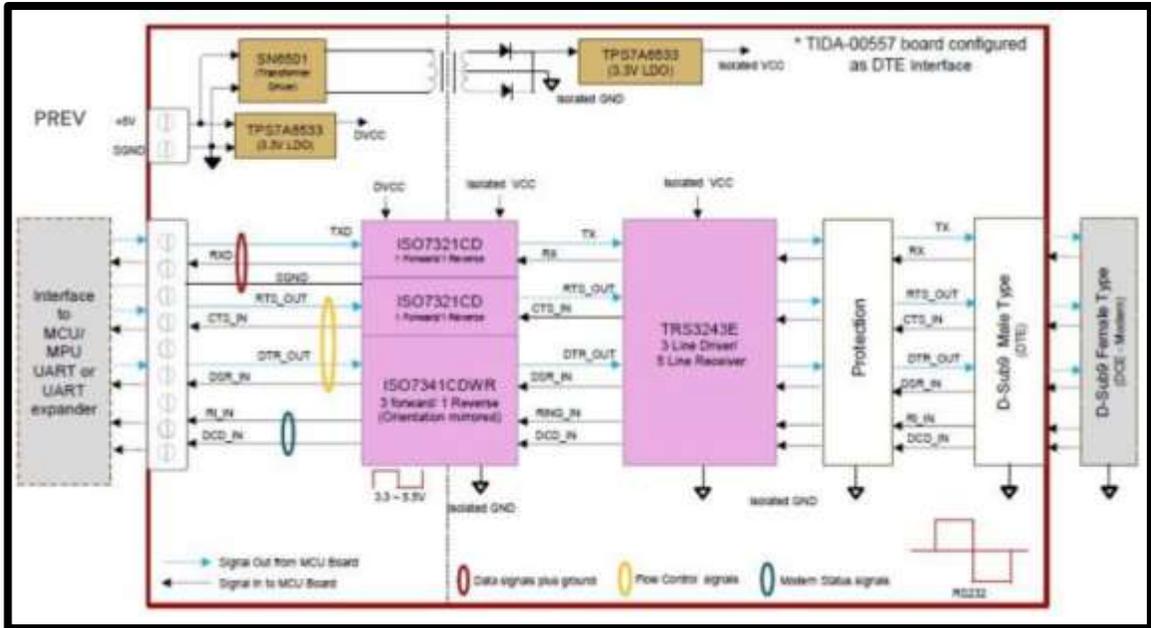


FIGURA 14: ESTRUCTURA INTERNA DE UN IED [9]

2.2.7 Merging Unit (ME)

La ME es un dispositivo eléctrico empleado en el nivel proceso de una subestación para traducir los valores de voltajes y corrientes obtenidos de manera analógica, a un lenguaje de programación digital para su traslado por la red. La merging unit es un puente de comunicación para los niveles de proceso (en los cuales actúan los transductores de corriente y voltaje), y bahía en los cuales se encuentran los IED y dispositivos de protección presentes en la subestación eléctrica [10].

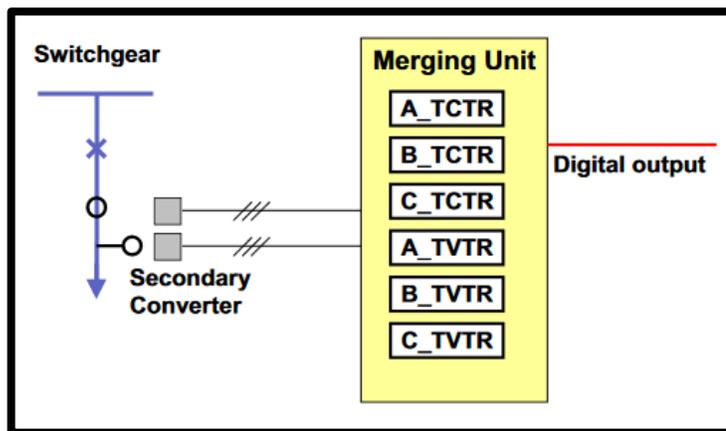


FIGURA 15: ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE UNA M.E. [10]

2.2.8 Dispositivos de medida (TCs y TPs)

Son instrumentos de medida necesarios para poder aislar los dispositivos de control y protección de los altos voltajes/corrientes a los que se pudieran ver sometidos debido a una falla en el sistema. Generalmente convierten a valores de 0 a 5 A para bobinas de corriente y de 0-120V para las de voltaje [5].

Las partes activas en transformadores de corriente y voltaje son similares, consistiendo estas en un núcleo de hierro y dos devanados: un primario y un secundario. Un transformador de voltaje es de hecho casi idéntico a un transformador de potencia con el primario conectado y categorizado para un nivel de alta tensión, pero teniendo un más alto nivel de transformación en comparación con el voltaje secundario [5].

El comportamiento de estos dispositivos es esencial al tratar con protecciones, ya que influye mucho el tiempo de operación, que pudiera o no retardar la actuación de un relé. Otros dos factores a tener en cuenta son el periodo transitorio en la señal de salida y la saturación de estos [11].

2.2.8.1 Transformador de corriente

Son dispositivos usados para medir la corriente ininterrumpida que pasa por un conductor en un momento determinado. Sus mediciones son comúnmente adquiridas por un instrumento de protección usado para reducir el número de fallas en un sistema [6].

En alta tensión, un diseño típico de transformador de corriente, el cual se puede hallar en subestaciones eléctricas se visualiza en la figura 16:

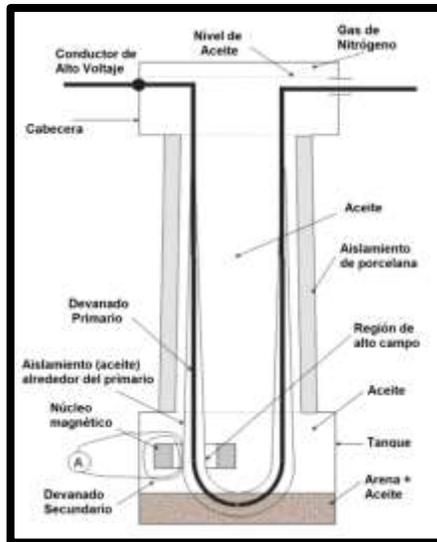


FIGURA 16: DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE TRANSFORMADOR DE CORRIENTE [6]

En Media tensión, tales como los encontrados en subestaciones de distribución, el devanado primario, núcleo magnético y el devanado secundario son encapsulados en resina epóxica al Vacío para remover cualquier tipo de burbuja que pudiera o no causar descargas parciales [6].

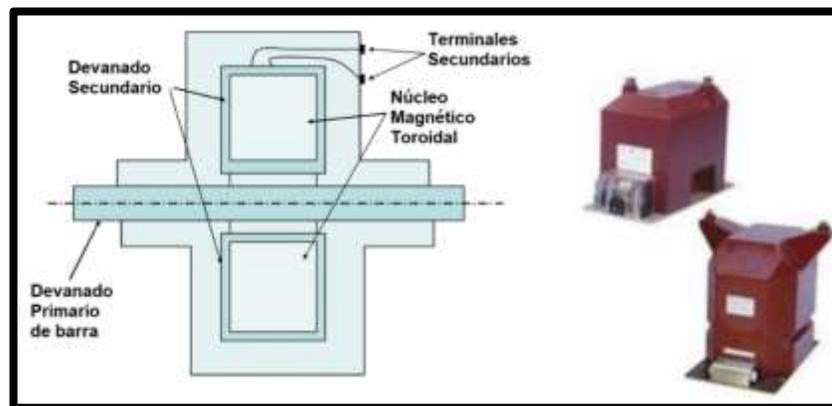


FIGURA 17: CTS ENCAPSULADO EN RESINA EPÓXICA EN MEDIA TENSIÓN [6]

2.2.8.2 Transformador de Potencial

Como fue mencionado anteriormente, Los PTs son similares a los transformadores de Potencia, exceptuando que la relación de transformación debe ser mucho mayor, debido a que deben producir un voltaje de alrededor de los 110 voltios para sus propósitos de medición y protección. Mientras que la eficiencia es la principal preocupación en un

transformador de potencia, en los PTs lo es la precisión que muestra el voltaje primario [6].

A voltajes de transmisión (Alta y Muy alta tensión) los componentes de los TP son montados en un tanque, sobre el cual se monta un Aislamiento de porcelana. A media tensión, los PTs son encapsulados en Resina epóxica [6].

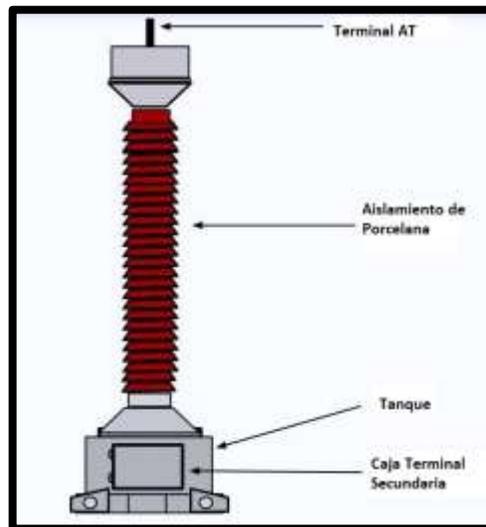


FIGURA 18: TRANSFORMADOR DE POTENCIAL [8]

2.3 Fallas en una subestación

Las operaciones en una subestación se alejan de una operación normal al ocurrir una falla, estas fallas llevan al sistema a puntos anormales de operación al existir corrientes y voltajes excesivos, al igual que desfases en la frecuencia del sistema los cuales pueden ser evitados usando diferentes tipos de equipos de protección [11].

Con relación a los efectos que pueden ocasionar en la subestación, estos están clasificados en: Fallas y perturbaciones.

2.3.1 Falla

Condición que no permite que realicen su operación a uno o varios componentes del sistema, y necesita de la acción de dispositivos de protección para no ocasionar daño indeseado a equipos.

Entre las **fallas** se encuentran las siguientes:

- Cortocircuitos.
- Apertura de conductores.
- Pérdida de excitación en máquinas sincrónicas.
- El tipo más frecuente y peligroso de falla es la de **cortocircuito**, que origina un aumento considerable de corriente y reduce los voltajes en los elementos del sistema, lo que puede ocasionar daños en los equipos por sobrecalentamiento y afectar la operación normal de los consumidores por bajo voltaje.

2.3.1.1 Tipos de Falla por Cortocircuito

2.3.1.1.1 Fallas Simétricas

- **Cortocircuito trifásico simétrico**

En este tipo de falla se ven involucradas las 3 fases, y aunque su ocurrencia es muy poco frecuente (alrededor del 2% del número total de fallas), es la que presenta un mayor nivel de sobrecorriente [12].

2.3.1.1.2 Fallas Asimétricas

- **Cortocircuito entre fases**

En este tipo de falla, se involucran 2 fases, sin intervenir la tierra, y su probabilidad de ocurrencia es del 8% del total de fallas [12].

- **Cortocircuito entre fases con tierra**

Como se indica en el nombre, en este tipo de falla se ven involucradas 2 fases y la tierra, aporta con el 5% del número total de fallas.

- **Cortocircuito Fase a tierra**

Es el tipo de falla más común, aportando el 85% del número total de fallas en el sistema. Ocurren generalmente cuando la falla se ve ubicada muy cerca de la subestación eléctrica, este tipo de falla es la utilizada para realizar el diseño de la malla a tierra en una subestación [12].

2.3.2 Perturbación

Condición que no impide el funcionamiento del sistema, pero si equipos son sometidos a esta, por un largo periodo de tiempo, pudiera ocasionar daños.

Tanto falla como perturbación pueden ser detectadas y aisladas por los elementos de protección, al aislar el equipo fallado, se elimina por tanto la perturbación asociada.

Entre las **perturbaciones** más comunes tenemos:

- Las sobretensiones.
- Las sobrecargas.

2.3.2.1 Sobretensiones

Las **sobretensiones** en una subestación pueden ser peligrosos debido a que:

- Someten los aislantes a sobreesfuerzos que deterioran su vida útil.
- En duraciones prolongadas, pueden provocar daños a los equipos.
- Al producirse una falla a nivel del aislante, esta provoca como consecuencia un cortocircuito.

Pueden ocasionarse interna y externamente, y se producen cuando la tensión máxima sobrepasa los niveles que son considerados estables en un sistema.

Tienen un carácter variado y aleatorio, por esto son difíciles de caracterizar y solo puede realizarse una aproximación estadística en la cual puede estimarse: Duración, amplitudes y efectos.

Las sobretensiones son catalogadas en tres tipos:

- Sobretensiones temporales
- Sobretensiones tipo maniobra
- Sobretensiones atmosféricas

2.3.2.1.1 Sobretensiones Temporales

Estas tienen como característica, el presentarse a una frecuencia cercana a la industrial, y tienen un comportamiento no amortiguado. Las amplitudes de estas sobrecorrientes son

normalmente menores a 1.5 p.u. (por unidad), y su tiempo de duración es menor a 1 segundo [7].

Estas sobretensiones son atribuidas generalmente a pérdidas de carga, fallas a tierra y resonancias como el efecto ferranti y la ferorresonancia [7].

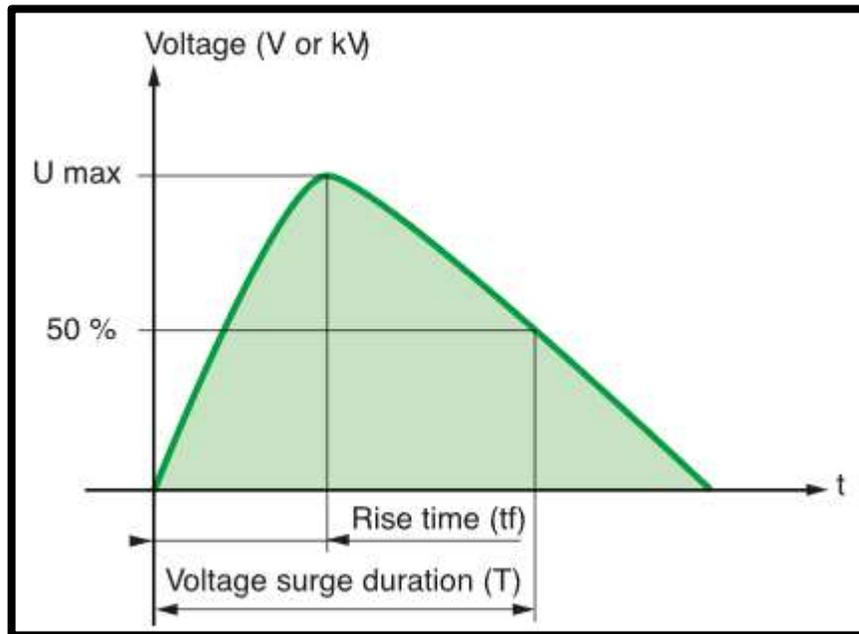


FIGURA 19: DURACIÓN DE SOBRETENSIONES [13]

2.3.2.1.2 Sobretensiones Tipo Maniobra

Como su nombre lo indica, son asociadas con toda operación de tipo maniobra, como la modificación súbita de la infraestructura de una red eléctrica u operaciones de conmutación en carga normal [7].

Las operaciones tipo maniobra a menudo desencadenan en la presencia de un rizo de sobretensión, o a su vez ondas de frecuencia elevada que pueden ser de tipo oscilatorio o aperiódico [7].

Estas ondas muestran como característica principal estar en el rango de 2 a 4 p.u., son de duración corta, frecuencia media (1 a 200 KHz) y su amortiguamiento es medio [7].

2.3.2.1.3 Sobretensiones Atmosféricas

Son presentadas en descargas atmosféricas que impactan una línea directa o indirectamente, si llega a caer cerca de una línea, en una torre metálica o sobre el cable de guarda puesto a tierra. Estas sobretensiones dan como resultado corrientes muy elevadas [7].

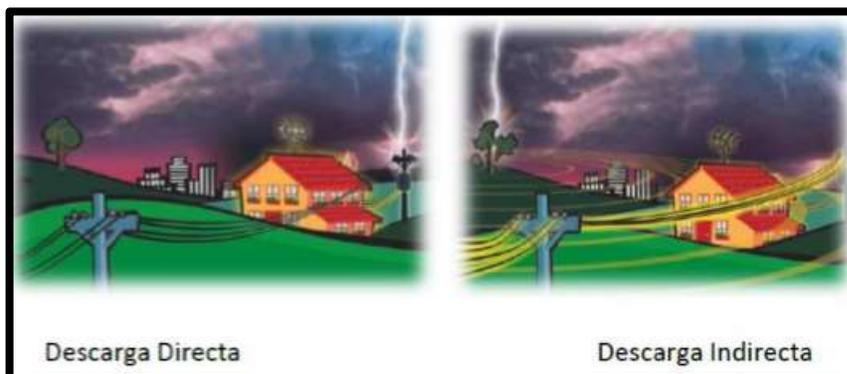


FIGURA 20: TIPOS DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS [6]

TABLA 2: CARACTERÍSTICAS DE SOBRETENSIONES [14]

TIPO DE SOBRETENSIÓN	MÚLTIPLO DE TENSIÓN NOMINAL	DURACIÓN (SEGUNDOS)	FRECUENCIA (HZ)	PENDIENTE DE FRENTE DE ONDA
FRECUENCIA INDUSTRIAL	< 1.73 P.U.	LARGA > 1S	FRECUENCIA INDUSTRIAL	DÉBIL
MANIOBRA	2 A 4 P.U.	CORTA 1 MS	MEDIA 1 A 200 KHZ	MEDIO
ATMOSFÉRICA	> 4 P.U.	MUY CORTA 1 A 10 US	MUY ELEVADA 1000 kv/μS	FUERTE

2.3.2.2 Sobrecarga

Se origina cuando pasa una corriente superior a la nominal por alguna línea o equipo. Las causas de esta son:

- Cortocircuitos no se aíslan en el debido tiempo.
- Los picos de consumo, o de transferencia que pueden ser superiores a un 20% de la capacidad nominal.

2.3.3 Protecciones contra sobrecorriente

Los aumentos de sobrecorriente en el sistema, tanto de sobrecarga como de cortocircuito tienen que ser reconocidos por la unidad de protección oportunamente para su respectivo despeje. Los IED actuales actúan al percibir dichos tipos de falla para lo que se debe ajustar debidamente la corriente de falla, tanto para protección instantánea (Corriente extremadamente alta), como temporizada (corriente moderadamente por encima de los valores de operación normal) [15].

2.3.3.1 Protección instantánea (Función 50)

Este ajuste de protección sirve para proteger los equipos de corriente excesivamente dañinas. Hace actuar al relé instantáneamente (tiempos de 10 a 60 ms) siendo este ajuste preciso cuando la impedancia de los equipos a proteger sea mayor a la fuente [15].

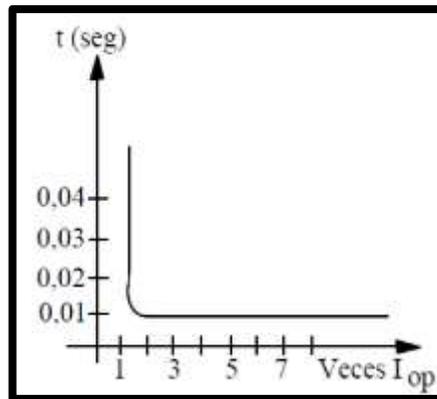


FIGURA 21: CURVA DE PROTECCIÓN SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA [16]

2.3.3.2 Protección tiempo definido

Provee la misma función que la protección instantánea (50), pero a diferencia que esta presenta la opción de ajustar un tiempo de retardo definido, normalmente usado para ajustar el tiempo que la corriente de arranque afecta al sistema [15].

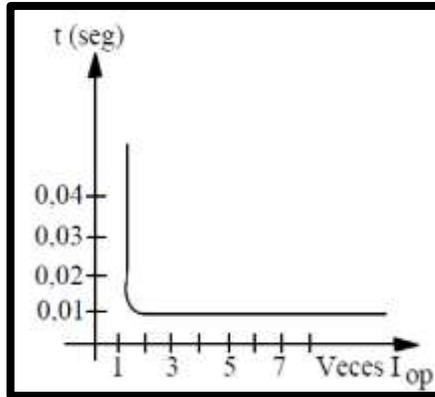


FIGURA 22: CURVA PARA PROTECCIÓN SOBRECORRIENTE TIEMPO DEFINIDO [16]

2.3.3.3 Protección sobrecorriente tiempo inverso (Función 51)

Actúa de forma tal que, tanto tiempo como magnitud de corriente sean proporcionalmente inversas. Es decir que mientras la corriente de falla sea mayor, la protección actuará de manera más oportuna [12].

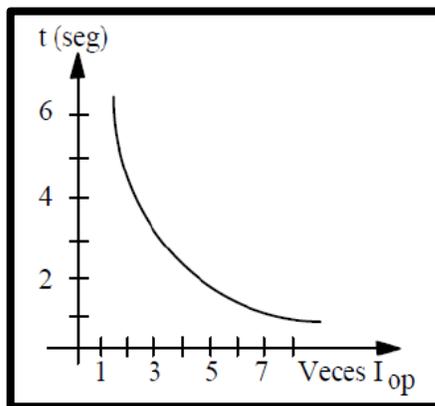


FIGURA 23: CURVA SOBRECORRIENTE TIEMPO INVERSO [16]

CAPÍTULO 3

3 IEC 61850 COMO NORMA PARA GESTIONAR SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

3.1 Antecedentes.

El Instituto de Investigaciones de Energía Eléctrica (IEPRI) conjuntamente con el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos: IEEE, a comienzos de la década de los 90 se establece la arquitectura UCA: Utility Communication Architecture desarrolla las especificaciones del protocolo 60870-6 para Comunicaciones del Centro de Control Interno. El EPRI y la IEEE presentan la UCA2 para el año 1997 presentando un estándar para comunicaciones de los servicios públicos eléctricos denominado IEC 61850 que contiene gran cantidad de conceptos y especificaciones, proporcionando interoperabilidad de dispositivos en su comunicación Cliente- servidor y peer-to-peer y comunicación en general entre dispositivos de campo [17].

El control, monitoreo y comunicación tradicional en subestaciones eléctricas, constan de dispositivos que operan con protocolos propietarios según el fabricante, hace que exista una barrera para la interoperabilidad entre dispositivos de diferentes fabricantes. El estándar internacional IEC 61850, propone estandarizar y unificar protocolos, definiendo modelos de datos y formas de comunicación que dan soluciones a los problemas de interoperabilidad, intercambiabilidad [17].

Otro problema que aborda es la de minimizar los puntos de falla en las conexiones debido al abundante cableado de cobre para conexiones entre dispositivos.

El estándar IEC 61850 consta de 10 partes o libros los cuales detallan los requerimientos generales para su implementación y consideraciones de comunicación y pruebas respectivas de conformidad. Los temas principales que describen cada uno de estas partes se detallan a continuación [18].

TABLA 3: CAPÍTULOS DE LA NORMATIVA IEC 61850 [18]

IEC 61850 -1	INTRODUCCIÓN Y DESCRIPCIÓN GENERAL
IEC 61850-2	GLOSARIO
IEC 61850-3	REQUERIMIENTOS GENERALES
IEC 61850-4	SISTEMA Y GESTIÓN DE PROYECTOS
IEC 61850-5	REQUERIMIENTOS DE COMUNICACIÓN
IEC 61850 -6	DESCRIPCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DEL LENGUAJE DE COMUNICACIÓN ESTRUCTURADO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS QUE SE RELACIONAN CON IEDS
IEC 61850 – 7-1	ESTRUCTURA DE COMUNICACIÓN PARA SUBESTACIONES Y ALIMENTADORES EQUIPO-PRINCIPIOS Y MODELOS
IEC 61850-7-2	2 ESTRUCTURA DE COMUNICACIÓN BÁSICA PARA SUBESTACIONES Y ALIMENTADORES EQUIPO-INTERFAZ DE SERVICIO DE COMUNICACIÓN ABSTRACTA (ACSI)
IEC 61850-7-3	3 ESTRUCTURA DE COMUNICACIÓN BÁSICA PARA SUBESTACIONES Y ALIMENTADORES PARA EQUIPO-CLASES USANDO DATOS COMUNES
IEC 61850-7-4	ESTRUCTURA DE COMUNICACIÓN BÁSICA PARA SUBESTACIONES Y ALIMENTADORES EQUIPO-COMPATIBLE CLASES DE NODO LÓGICO (LN) Y CLASES DE DATOS
IEC 61850-8	MAPEO DE SERVICIO DE COMUNICACIÓN ESPECÍFICO (SCSM) - ASIGNACIONES A MMS (ISO 9506-1 E ISO 9506-2) SOBRE ISO / CEI 8802-3
IEC 61850-9-2	2 SCSM-VALORES MUESTREADOS SOBRE ISO / IEC 8802-3
IEC 61850 -10	PRUEBA DE CONFORMIDAD.

3.2 El Modelo de Datos según IEC 61850

IEC 61850 se basa en los modelos de interface de servicio de comunicación abstracta; ACSI (Abstract Communication Service Interface), el cual permite desarrollar la información que debe ser transparente a la marca o manufactura de los dispositivos inteligentes, IEDs que deben responder y comportarse en forma similar ante eventos que presente una subestación [17].

ACSI como interface, cubre las siguientes funcionalidades de comunicación: configuración y descripción de asociaciones de comunicación, navegación del modelo de datos del dispositivo, lectura y escritura de valores de datos, controla y opera los dispositivos de energía, como por ejemplo interruptores de alimentación, cambiadores de tomas, información sobre cambio de datos y alarmas [19].

Para esto se crea los modelos abstractos que definen objetos o elementos de datos y sus respectivas acciones que deben desempeñar, objetos que se interconectan entre sí mediante servicios de comunicación que serán introducidos en el protocolo de comunicación [20].

De acuerdo al estándar 61850-7-3, se crea un modelo de datos, que determina asu vez una clase de datos comunes o CDC (Common Data Classes), que definirán las características funcionales del tipo y estructura de un contenedor llamado Nodo Lógico (LN) que a su vez forma parte del dispositivo lógico que constituye un dispositivo físico. Este nodo lógico LN, que representará atributos y características funcionales únicas estarán representados mediante un modelo de datos, cada objeto de datos tendrá sus correspondientes atributos ya sean de estado (ST), descripción o de datos compuestos (DC) o de valores sustitutivos (SV). Un ejemplo de nodo lógico será el MMXU, que representa a la Unidad de Medida Polifásica con todos sus parámetros de voltaje y corriente [21].

La descripción de un modelo de datos para el estándar IEC 61850 se muestra en la Figura 24. De acuerdo a esta estructura describiremos algunos conceptos.

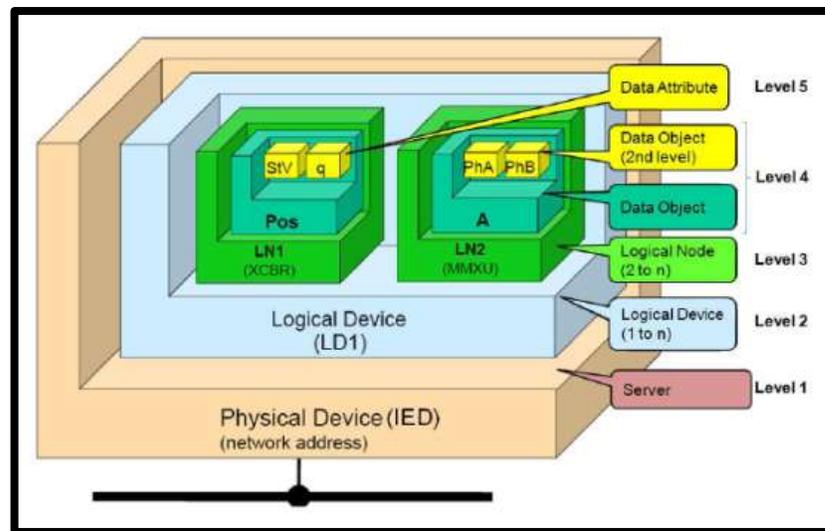


FIGURA 24: DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE DATOS [22]

En una red IEC 61850, cada dispositivo físico puede contener muchos dispositivos lógicos y cada Dispositivo Lógico puede contener muchos Nodos Lógicos. varios relés, medidores y otros dispositivos que operen bajo el estándar IEC 61850, entonces tendrán en su “interior” un Dispositivo Lógico [23].

Según el propósito que desempeña el sistema de potencia, se asigna a cada nodo lógico un nombre que hace referencia al indicador del grupo que tendrá nombre según su primera letra, por lo que se define los siguientes nodos lógicos [24]:

TABLA 4: NODOS LÓGICOS

A	CONTROL AUTOMÁTICO;
M	MEDIDAS Y MEDICIÓN;
C	CONTROL Y SUPERVISIÓN;
G	FUNCIÓN GENÉRICA;
I	INTERFACES Y ARCHIVO;
L	NODOS LÓGICOS DEL SISTEMA;
P	PROTECCIÓN;
R	PROTECCIONES RELATIVAS;
S	SENSORES Y MONITOREO;
T	INSTRUMENTOS DE TRANSFORMACIÓN;
X	INTERRUPTORES (DISYUNTORES);
Y	TRANSFORMADORES DE POTENCIA;
Z	OTROS EQUIPOS DEL SISTEMA DE POTENCIA.

El conjunto de datos que contiene un NL se muestra en la Figura 24. El grupo de información determina una **Clase de Datos Común**; CDC (Common Data Classes), que representan la estructura que caracteriza a los NL, información que se requiere para la operación de las funcionalidades que se nombran para cada NL. Los CDC dan información sobre parámetros de estado, parámetros de medida, información para ajustes, avisos, medidas, alarmas, información de protección y falla, configuraciones analógicas, etc. Los Atributos, constituyen la característica específica otorgada a cada CDC, refiriéndose a valores de estado (stVal), valores de calidad (q), estampas de tiempo (t), etc. Los atributos también pueden ser de tipo booleano y pueden definir si el objeto de dato es opcional, cada objeto de dato debe tener al menos un atributo [17].

El descriptor que describe el IEC 61850 o plantilla que definirá la descripción única e insustituible para cada elemento que determina la funcionalidad y operación a la que se asigne un determinado IED, mantiene la notación que a continuación se describe:

RELE1/MMXU\$A\$phsA\$CVal

Que se interpreta como sigue:

Dispositivo Lógico; **RELE 1**; Nombre del dispositivo lógico: IED

Nodo Lógico: **MMXU**; Corresponde a un LN de Medida polifásica

Clase de dato: **A**; que corresponde a fase a tierra en Amperios

Subclase de dato: **phsA**; Describe la fase A

Atributo: **CVal**; dato descrito como Valor Complejo [25].

3.3 Tipos de mensajes y su estructura

El esquema que determina el estándar IEC 61850 para la transferencia de datos es de tipo Cliente – Servidor, sobre la cual se administra la comunicación en sistemas eléctricos mediante tres tipos principales de información que se transportara según el esquema y arquitectura propuesta. Se establecen tres subredes principales de comunicación, la subred MMS, la subred GOOSE y la subred de Valores Muestreados SV, por defecto las comunicaciones se configuran bajo subredes MMS, diseño que permite la interoperabilidad e intercambiabilidad de los dispositivos de diferente manufactura [17].

3.3.1 El MMS (Manufacturing Message Specification)

Es una especificación internacional que se define como los mensajes MMS. La que interpreta como especificación de mensajes de fabricación, es un estándar de protocolo de la capa de aplicación del modelo OSI, para redes industriales como estándar ISO 9506. Entre el Cliente y servidor este protocolo permite el intercambio de información [17].

La Especificación de Mensajes de Fabricación MMS, entrega los requerimientos necesarios para su transmisión en tiempo real de los datos que se definen en el IEC 61850-7 y que se asignan a protocolos especificados en el IEC 61850-8.1, los cuales se basan en el modelo OSI que incluye a TCP/IP y Ethernet, para realizar también funciones de automatización, El mapeo de los objetos del IEC 61850 a MMS, determinan un método para transformar la información del modelo en un objeto variable, MMS [26].

La relación del estándar IEC 61850 y el modelo OSI, se propone según esquema de modelo que puede ser visualizado en la figura 25.

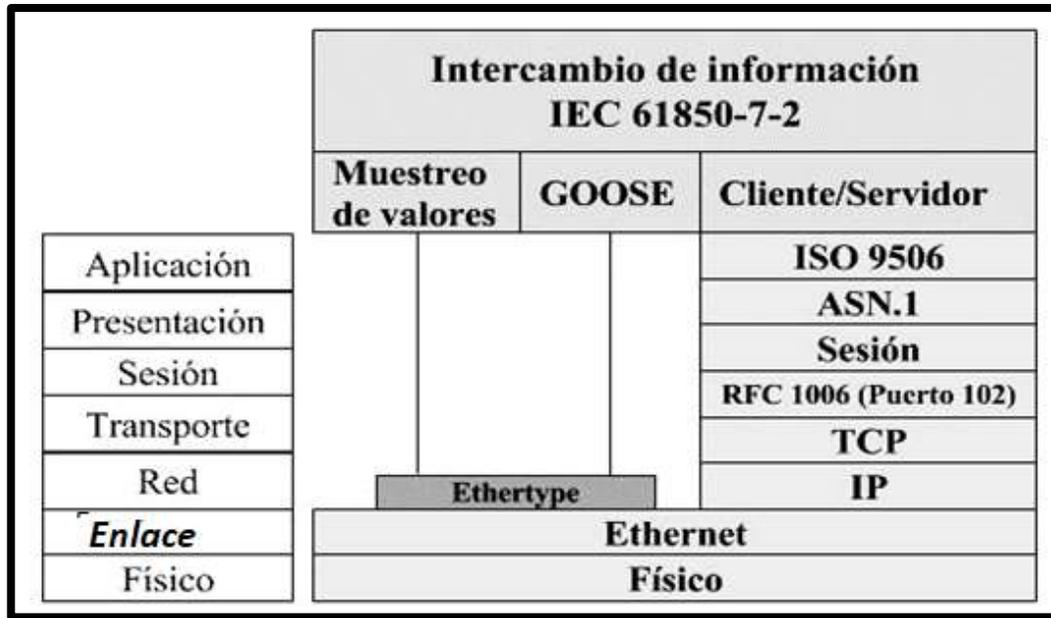


FIGURA 25: MODELO OSI Y EL ESTANDAR IEC 61850 [27]

3.3.2 Mensajería GOOSE

La información que se debe gestionar y que tienen que dársele la mayor prioridad como por ejemplo una acción de disparo para protección, el accionamiento de un disyuntor, etc. debe atenderse con la máxima rapidez y establecer por lo tanto un medio de comunicación de muy alto rendimiento, estas comunicaciones los brinda los entornos del IEC 61850, mediante mensajería GOOSE (Generic Object Oriented Substation Events), que corresponde a los mensajes que se transmiten entre IEDs esto es en forma horizontal en los niveles de bahía, e identifican a los eventos que se puedan dar en el proceso, se define en el IEC 61850-8-1, como una transferencia de datos en tiempo crítico orientada a eventos [17].

Es la herramienta que se utiliza para transmitir datos que lleven información de estado, información de medidas, información de control, información que será distribuida a la red de tal forma que otros dispositivos hagan uso de la información enviada como mensajes multidifusión (multicast), esto es, no están dedicados a ningún dispositivo receptor en particular sino que lo reciben todos los dispositivos del bus de red, haciendo uso de la información el dispositivo que lo requiera, esta actividad de mensajería se la realiza varias veces con lo que la probabilidad de que algún dispositivo haga uso de las misma es mayor [17].

Los datos pueden tener un retardo máximo de 4 milisegundos (ms), para asegurar el tiempo real, es así que este mensaje no puede transmitirse por otras subredes. Normalmente se utiliza el protocolo TCP y UDP, de la capa de transporte, basados en IP. Antes de transmitir los datos el TCP deberá estar conectado y UDP puede transmitir datos sin conexión, con velocidades óptimas de transmisión que cumplan requisitos de multicast, unicast, para un determinado número de terminales que realizaran variadas funciones [17].

Por lo tanto, el GOOSE se puede mapear al UDP y ser transmitido sobre una red IP, la pila del protocolo GOOSE sobre UDP, se muestra a continuación en la Figura 26.

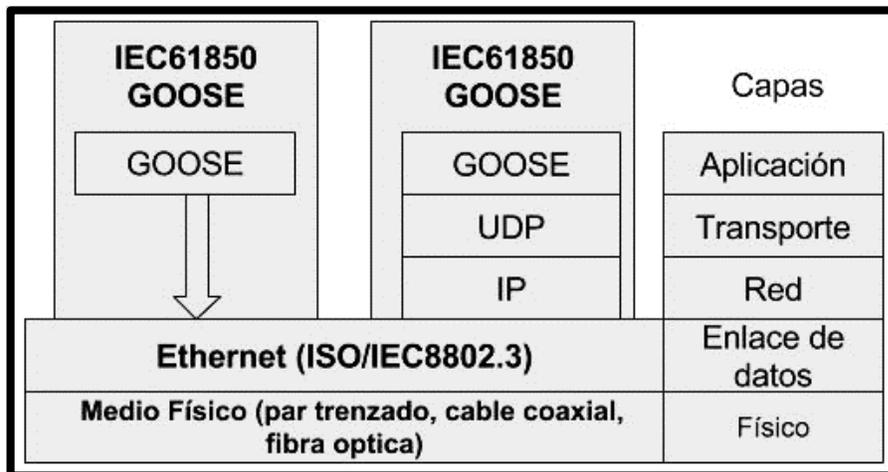


FIGURA 26: MENSAJERÍA GOOSE SOBRE ETHERNET [26].

Si no se ha experimentado ningún evento, la retransmisión de los mensajes GOOSE se realiza a intervalos iguales de tiempo y tienen una frecuencia relativamente larga a este tipo de mensajería se denomina de “tiempo máximo”, pero cuando ha sucedido un evento y es necesario que el suscriptor atienda el evento la frecuencia de la señal retransmitida es mucho mayor y los intervalos de tiempo por lo tanto son mínimos a este tiempo se denomina “Tiempo mínimo”, ver Figura 28 [28].

To: Tiempo Máximo de retransmisión (antes de que ocurra el evento) (1024 ms)

T1: Tiempo mínimo de retransmisión, cuando inicia el evento (2 a 4 ms)

T2, T3; Tiempo de recuperación.

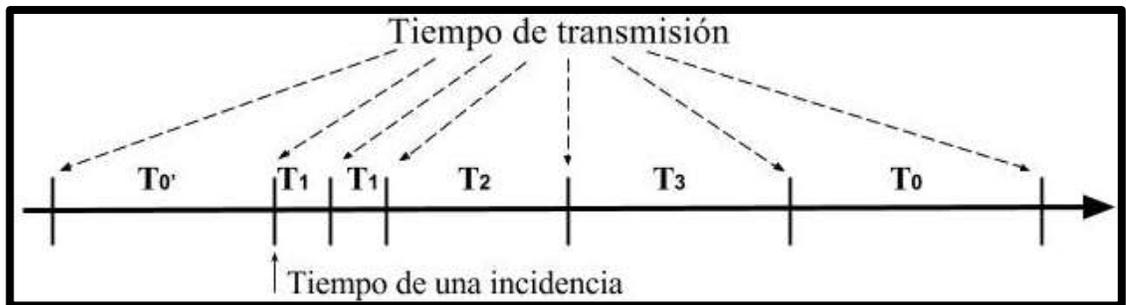


FIGURA 27: TIEMPO DE UN EVENTO PARA MENSAJES GOOSE [28].

3.4 Lenguaje de configuración para subestaciones (SCL).

Al configurar una subestación en forma estandarizada, el IEC 61850 define un lenguaje denominado **SCL** (Substation Configuration Language), basado en el lenguaje **XML**; (eXtensible Markup Language), que sirve para configurar a los IEDs que conforman la subestación eléctrica [17].

Lenguaje que tiene como finalidad la de permitir el intercambio de información entre dispositivos provenientes de distintos fabricantes y así asegurar la interoperabilidad entre ellos, sin importar el origen de fabricación, establece un orden jerárquico de los archivos, que determinan claramente los diferentes niveles en los sistemas de archivos estandarizados XML [17].

El lenguaje SCL establece cuatro archivos:

El archivo **SSD**; (System Specification Description), en el cual constan las especificaciones del sistema y también describe el diagrama unifilar de la subestación y los LN requeridos [17].

El archivo **ICD**; (IED Capability Description), describen las capacidades de los IEDs, incluye también el soporte de la información de los LN y GOOSE [17].

El archivo **SCD**; (Substation Configuration Description), que refieren también al detalle de las configuraciones de la subestación [17].

El archivo **CID**; (Configured IED Description), que detalla las configuraciones y descripciones completas de los IED, archivos que actuarán según los diferentes requerimientos por lo cual están contruidos bajo los mismos formatos [17].

La Figura 29 nos da una idea de cómo es el proceso de ingeniería para la configuración de una subestación y cada uno de sus dispositivos.

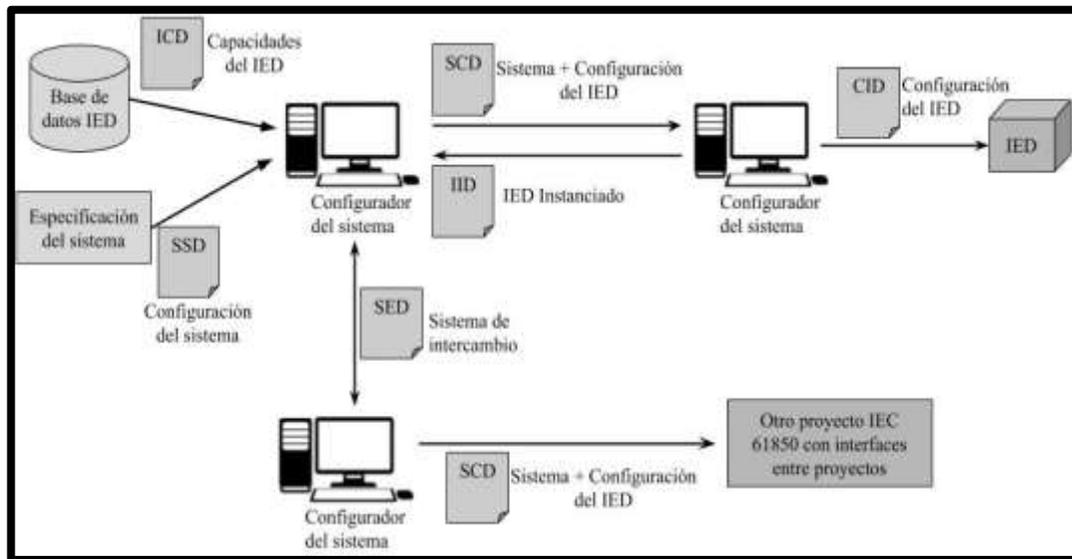


FIGURA 28: PROCESO DE INGENIERÍA CON SCL [29]

3.5 Niveles definidos para una Subestación según IEC 61850.

La combinación de los sistemas de automatización, sistemas informáticos y los sistemas de comunicación, se facilita aplicando el modelo jerárquico para control, basado en subdividir una subestación en segmentos lógicos, con unidades o dispositivos que realizan determinadas funciones o tienen requerimientos que definirán para cada dispositivo una funcionalidad jerárquica [17].

Considerando este modelo, el estándar IEC 61850, establece tres niveles jerárquicos para una subestación eléctrica los que se identifican como:

Nivel de Proceso, de Bahía y de Estación. Ver Figura 30.

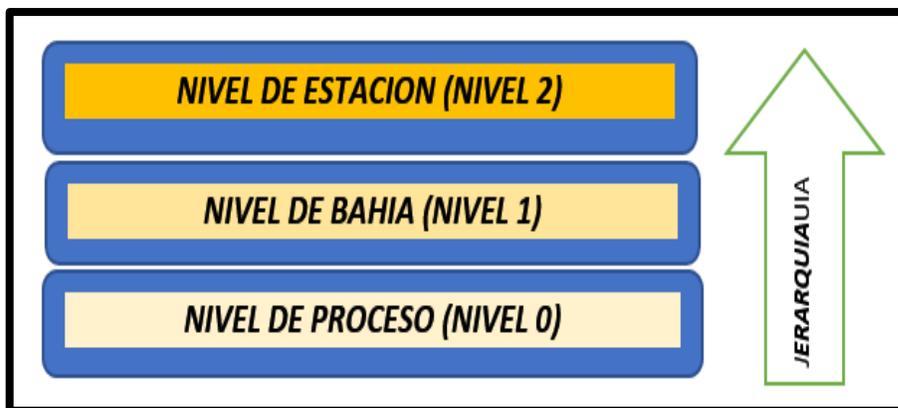


FIGURA 29: MODELO JERÁRQUICO PARA SUBESTACIONES [17].

3.5.1 Nivel de Proceso o de Campo.

Es el nivel en el cual permanecen los dispositivos de entrada y salida de información, aquí se obtienen medidas básicas del proceso en función del tiempo, nivel en el que están instalados dispositivos como sensores, transformadores, actuadores, y otros dispositivos que tomaran las direcciones para transmitir estados, medidas u otra variable que presente el equipo de potencia al siguiente nivel jerárquico del modelo [17].

3.5.2 Nivel de Bahía.

Nivel en el que se encuentran los IEDs que pueden ser Relés de protección, registrador de fallas, dispositivos de monitoreo, dispositivos de control y una gama general de controladores, su función principal es la de servir de interface con los dispositivos del nivel de proceso. Estos IEDs son parte principal de la automatización industrial, que responderán a las señales o datos que envían los dispositivos de nivel de proceso, estos pueden actuar solo o en grupo y deben ser programados y configurados a través de una interface hombre-máquina (HMI). Los IEDs se comunican en forma Horizontal con los dispositivos de su mismo nivel jerárquico o de bahía, en forma vertical hacia abajo, con los dispositivos del Nivel de Proceso o hacia arriba con Controladores o HMI del nivel de Estación [17].

3.5.3 Nivel de Estación.

La subestación estará monitoreada y controlada por elementos funcionales que se encuentran en este nivel para lo cual se ubicaran las estaciones de trabajo que incluye la

interface hombre máquina, se observa alarmas, registra históricos y estadística de eventos, se programan los mantenimientos, etc. Este nivel se puede comunicar con el nivel de proceso si los requerimientos técnicos así lo determinan [17].

3.6 La Red LAN IEC 61850 y su Arquitectura

Para definir la arquitectura y requerimientos, se considera la estructura jerárquica para subestaciones eléctricas planteada por IEC 61850 que establece tres grupos de información como son; el primer grupo conformado por los datos de operación que representan a señales de alarmas, el estado de los equipos y las señales de control del sistema eléctrico. El grupo segundo conformado por los datos de proceso que representan las señales de medida, señales de disparo, que servirán para la toma de decisiones sobre el sistema en general, información que representará un alto tráfico en la red y que serán considerados como prioritarios. El grupo tercero consta la información que representa a los datos de gestión y configuración del sistema, servirán básicamente para la gestión de los dispositivos y equipos de la red.

La arquitectura que propone el IEC 61850 el cual se visualiza en la Figura 31, donde se determina el nivel de proceso dentro del que constan dispositivos que envían las señales al nivel de bahía por medio de una red Ethernet, el nivel de bahía está compuesto por IEDs y controladores, el nivel de estación tendrá la interface HMI (interface hombre-máquina).

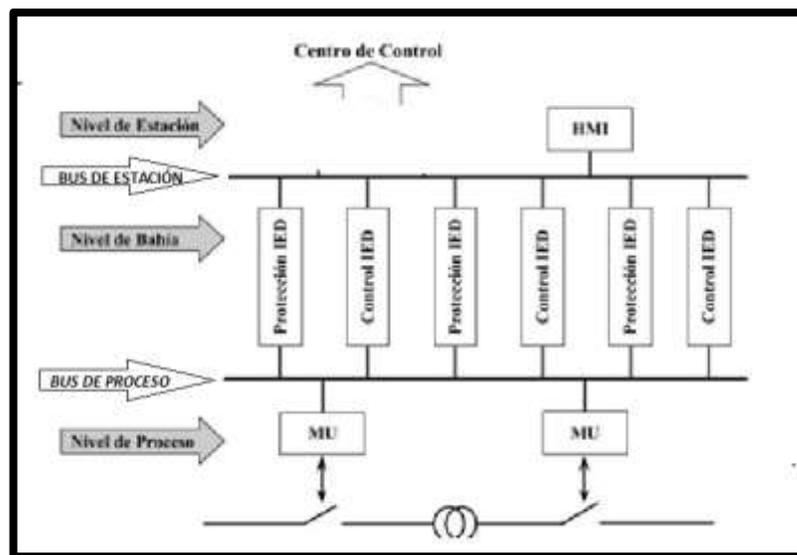


FIGURA 30: ARQUITECTURA DEL 61850 [30]

Esta arquitectura de red se regirá bajo el modelo OSI, considerando una red LAN basado en la norma IEEE 802.1q de Ethernet. Bajo la siguiente estructura de red: ver Figura 32.

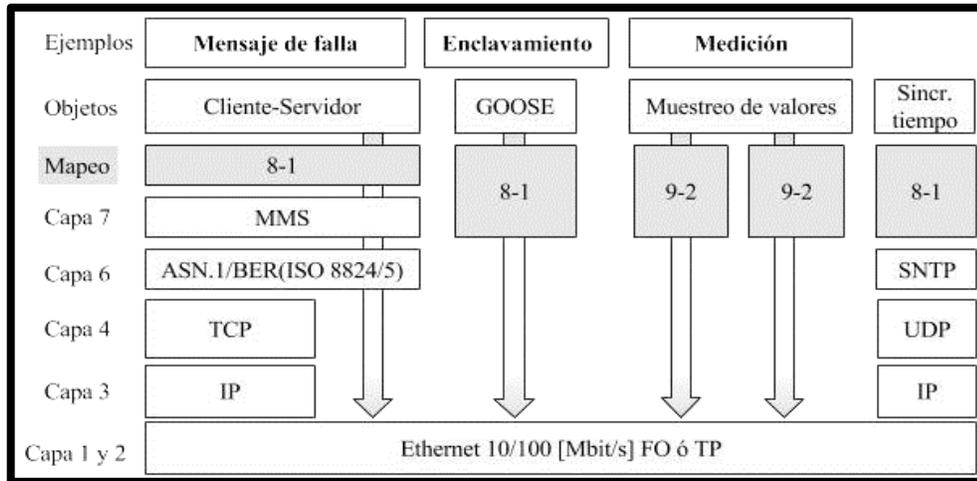


FIGURA 31: ESQUEMA A NIVEL DE OSI PROPUESTO POR IEC 61850 [20]

Se debe considerar las siguientes funcionalidades en su orden: protección y control, control de carga, control funcional, pantalla, archivo de datos, acceso remoto, archivo remoto, funcionalidades que la red deberá soportarlos y definir los requerimientos de conectividad, velocidad y seguridad. Funcionalidades que se desempeñan en su área determinada para poder obtener su rendimiento funcional y la seguridad de cada funcionalidad que interactuaran mediante las interfaces definidas anteriormente [31].

Una propuesta de arquitectura para la red LAN se presenta en la Figura 32.

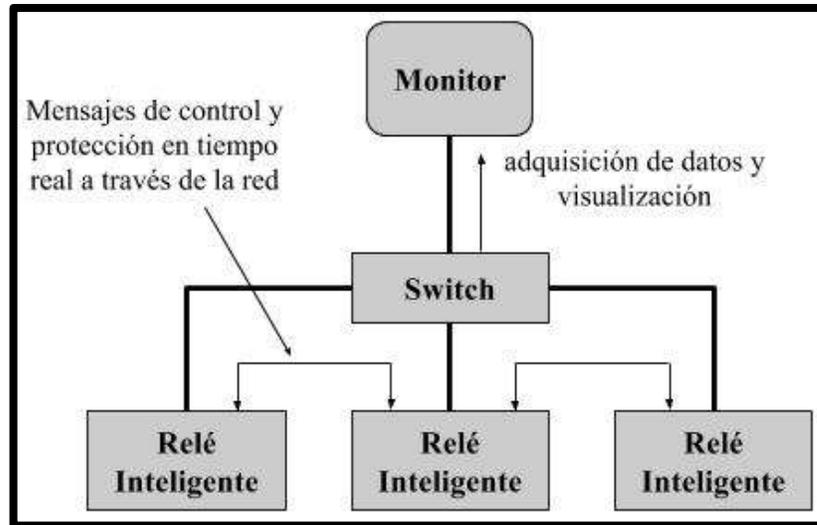


FIGURA 32: ARQUITECTURA LAN FUENTE [31]

3.7 Topologías

La norma IEC 61850, no define una topología en especial, la topología que se adopte será robusta ante fallas que puedan surgir, considerará también las características de tensión de cada subestación eléctrica, las necesidades y prioridades que representa cada subestación eléctrica, todos estos aspectos incidirán en la ingeniería de red para implementar la red la tecnología Ethernet. Será necesario escoger la topología que mejor se adapte a los ambientes industriales y en este caso en particular definir una topología para subestaciones eléctricas [17].

3.7.1 Topología de red en estrella o radial.

En este tipo de topología, todo IED posee un enlace físico uno a uno y se comunica mediante un nodo central por el cual, a través de, los usuarios de esta red pueden transmitir sus mensajes. El nodo central puede realizar otras funciones aparte de la conmutación y procesamiento de los mensajes. En caso de ocurrir una falla en una estación o en su conexión, solo esta estación o IED queda fuera de operación y si el daño o falla se produjera en el nodo central, entonces todo el sistema queda fuera. La Figura 34, representa una topología tipo estrella [17].

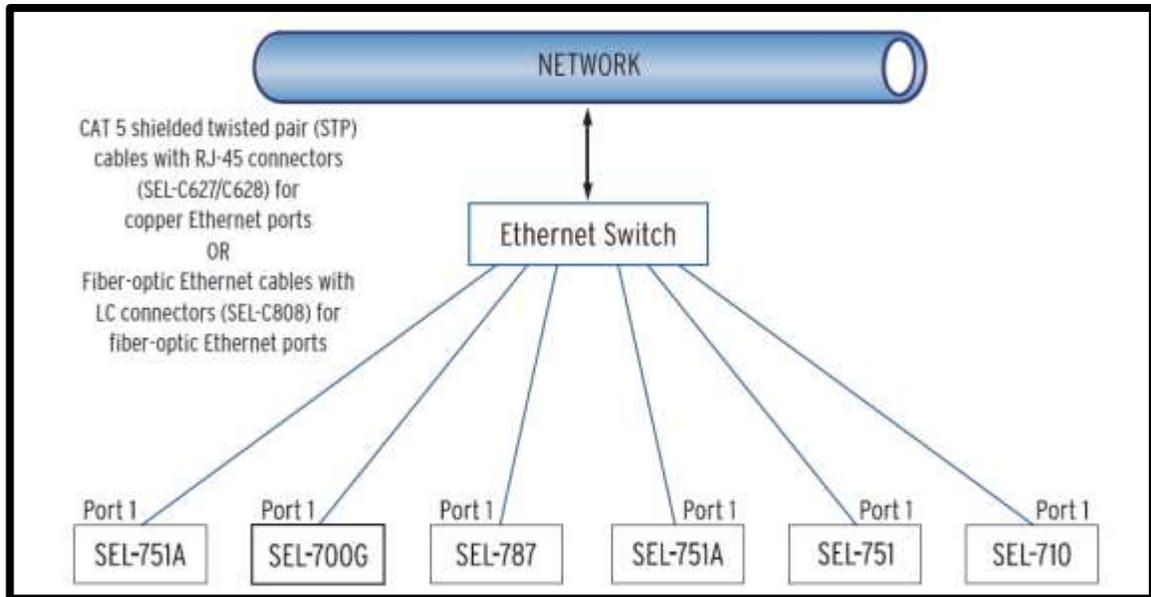


FIGURA 33: TOPOLOGÍA GENERAL TIPO ESTRELLA [21]

3.7.2 Topología de red en Anillo.

Los IEDs en esta topología, se comportan como dispositivos de red, los protocolos de redundancia que se utilizan en esta topología son el RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol) y el PRP/HSR (Parallel Redundancy Protocol-High available Seamless Redundancy principle).

El PRP/HSR, es una propuesta de mejora del PRP para el caso que se de fallas múltiples en la red, se basa en una configuración combinada de topología en anillo y estructura paralela, hace uso de RCT (Redundancy Control Trailer), que es una técnica de adicionar cuatro octetos a la trama duplicada para poder descartarla, esta redundancia la realiza adicionando 16 bits que identifica la trama en el dispositivo receptor, asignándole por lo tanto el número de secuencia; los 4 bits siguientes identifican la red LAN y los restantes 12 bits definen el tamaño de la trama. No existirá colisiones debido a que existen dos redes diferentes por las cuales las dos tramas llegan al receptor, evitando información repetida, estructuras que dependerán del hardware que se desarrolle [20].

Un esquema de esta topología se describe en la Figura 35.

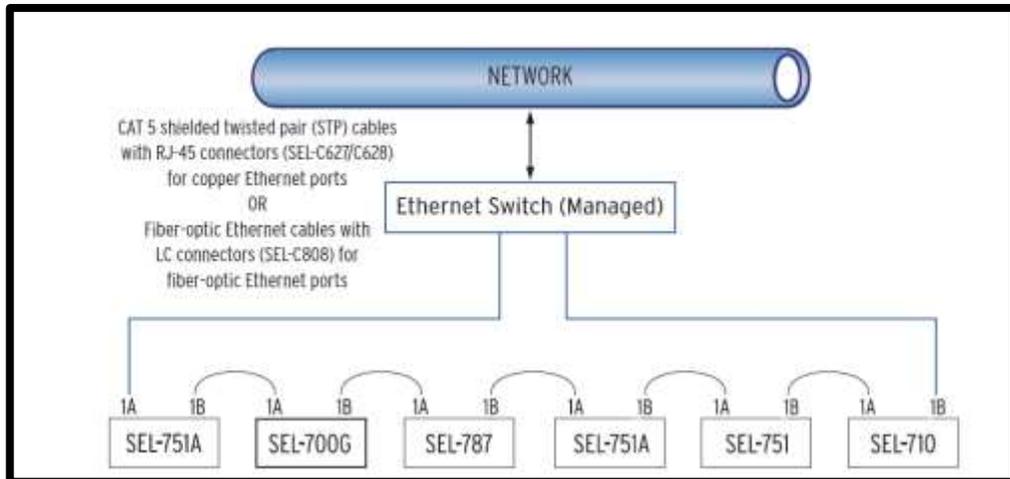


FIGURA 34: TOPOLOGÍA GENERAL TIPO ANILLO [21]

3.8 Bus de Proceso

La norma IEC 61850, involucra la necesidad de tomar información como medidas de voltaje, medidas de corriente, información de estados de los transductores, información que pueden aportar los transformadores de Potencia y de corriente, información que constantemente debe ser adquirida en forma remota y muestreada constantemente para ser vigilada en una subestación eléctrica, el IEC 61850-9-2, define el bus de proceso. Al este bus se integrarán todas las señales que serán llevadas vía Ethernet, una ventaja que se da en este bus es eliminar considerablemente el cableado que se da con otro tipo de comunicaciones [17].

A este bus de proceso se interconectan: Módulos de entradas, al mismo tiempo que salidas de tipo digital; fuentes de señales analógicas que envían los CT y VT que serán digitalizadas por medio de las unidades de integración o MUs (Merging Units); unidades de medición individual; señales digitalizadas que provienen de los interruptores, elementos y dispositivos que están en el patio de maniobras o sea muy cerca de las fuentes de señales eléctricas primarias [17].

La información que procesan la MU se las obtienen mediante conexiones Ethernet de fibra óptica redundante a 100 MB y los nodos de recepción serán conmutadores Ethernet con buses de datos internos de 1 GB [17].

3.9 Bus de Estación

La “red” que interconecta los dispositivos de nivel de bahía con los dispositivos de nivel de estación configura el bus de estación, permite que las comunicaciones se realicen mediante acciones de entregar o recibir los servicios basados en mensajes MMS, orientados a conexiones Cliente-Servidor; mensajes GOOSE para la transferencia de eventos en tiempo real mediante multicast entre bahías. Los IEDs que están destinados a funciones de protección, control y monitoreo estarán en el nivel de estación y por lo tanto se conectarán al bus de estación.

Las comunicaciones primarias entre los nodos lógicos operaran bajo una orientación definida a “conexión” como por ejemplo la solicitud de configuración o información u otras pueden también estar orientada a una comunicación “sin conexión” como son los eventos de la subestación orientada a objetos como son los mensajes GOOSE. El bus de estación se construye bajo la tecnología Ethernet de 10 MB con opción de pasar a 100 MB. La Figura 20 representa una arquitectura general [17].

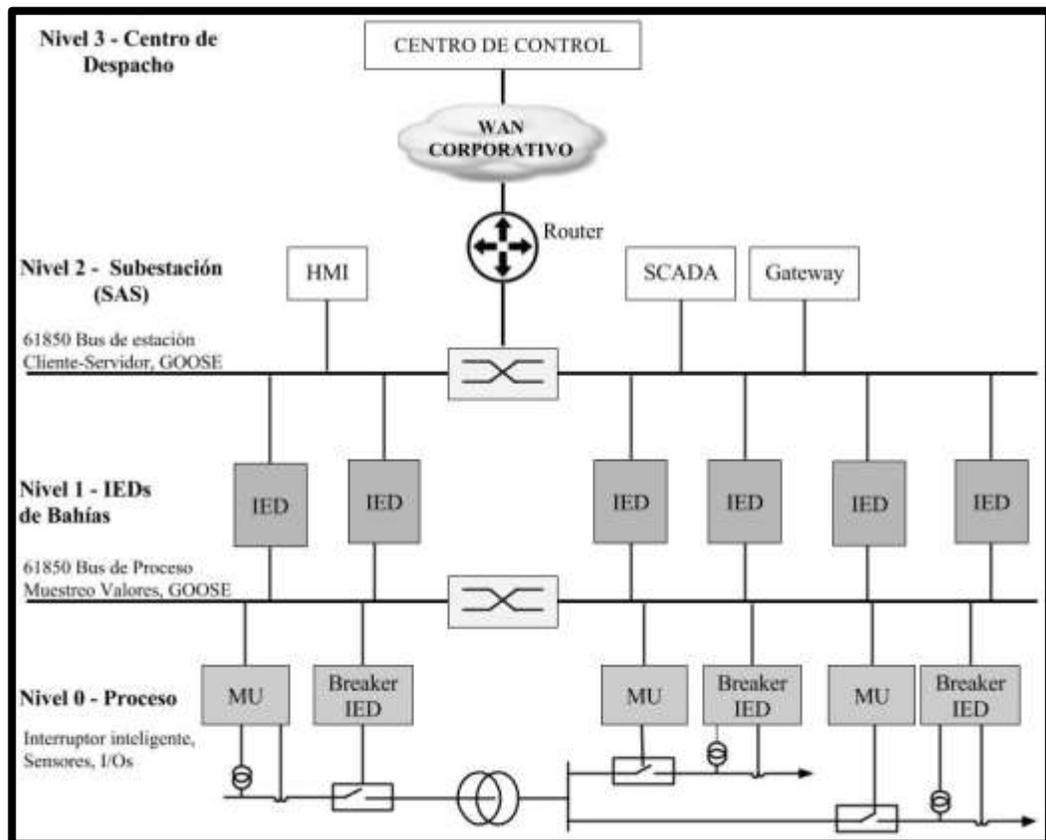


FIGURA 35: BUS DE PROCESO Y BUS DE ESTACIÓN SEGÚN LA ARQUITECTURA DEL IEC 61850 [17].

CAPÍTULO 4

4 REQUERIMIENTOS DE INFRAESTRUCTURA PARA SIMULACIÓN DE GESTIÓN DE UNA SUBESTACIÓN BAJO NORMATIVA IEC61850

4.1 Elementos y dispositivos disponibles

La universidad Politécnica Salesiana sede Guayaquil posee tres módulos didácticos de protecciones para la simulación de fallas en subestaciones de Generación, Transmisión y Distribución.

4.1.1 Módulo de Protecciones de Sistema de Generación

En este módulo se ejecutan simulaciones de diferentes eventos que suceden en las plantas generadoras de energía [15].

El módulo se compone por diversos bloques que permite visualizar de mejor manera la arquitectura y disposición de los elementos, ver Anexo 1.

- **Bloque de alimentación A - Red Local**

El bloque se energiza con una tensión de 208V trifásica suministrada por un Variac externo, fijado a una tensión de 208V.

En este bloque se encuentra un transformador de 10KVA, Estrella-Delta que elevará la tensión de entrada de 208 V a 600 V de salida activándose mediante interruptores en la entrada y salida del transformador, luz pilotos que indican su estado de operación, módulos de fallas a tierra, bornes del transformador de tensión y corriente para medición y control.

- **Bloque de alimentación B y C**

En estos bloques permiten energizar al módulo por medio de dos generadores síncrono trifásico con tensión de 208 V [15].

En cada uno de estos bloques existen un transformador de 3KVA, Estrella-Delta, que eleva la tensión de entrada de 208V a 600V para su posterior uso dentro del módulo.

El bloque consta también de Interruptor en la entrada y salida del transformador, luz piloto que indica su estado de operación, módulos de falla a tierra, transformador de tensión y corriente para medición y control.

- **Bloque de Red Tipo anillo**

Permite realizar la interconexión de los tres bloques de alimentación (A, B y C).

Para monitorear las variables eléctricas de corriente, tensión, frecuencia y potencia, posee tres analizadores de red cada uno proveniente de los bloques de alimentación. En la red existen seccionadores, interruptores, luces pilotos y las borneras para salida que nos permitirán realizar maniobras correspondientes dentro del módulo.

- **Bloque de control**

En este bloque se encuentran situadas los pulsadores de abierto y cerrado correspondiente a los interruptores existentes en cada bloque del módulo. Nos permiten identificar que interruptor se encuentra en operación y la apertura y cierre manual de los interruptores.

- **Bloque de IEDs**

En este bloque se encuentran los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) que permiten maniobrar, proteger, controlar, automatizar los dispositivos de cada uno de los bloques del módulo ante los diferentes eventos existentes dentro de la red como son: sobrecorrientes, pérdida de línea, desbalance de carga y fallas a tierra.

Para ello cuenta con cuatro IEDs marca SEL, dos relés SEL-751 y dos relés SEL-700G la cuales mediante los TPs y TCs obtendrá los datos para el medición, control y maniobras.

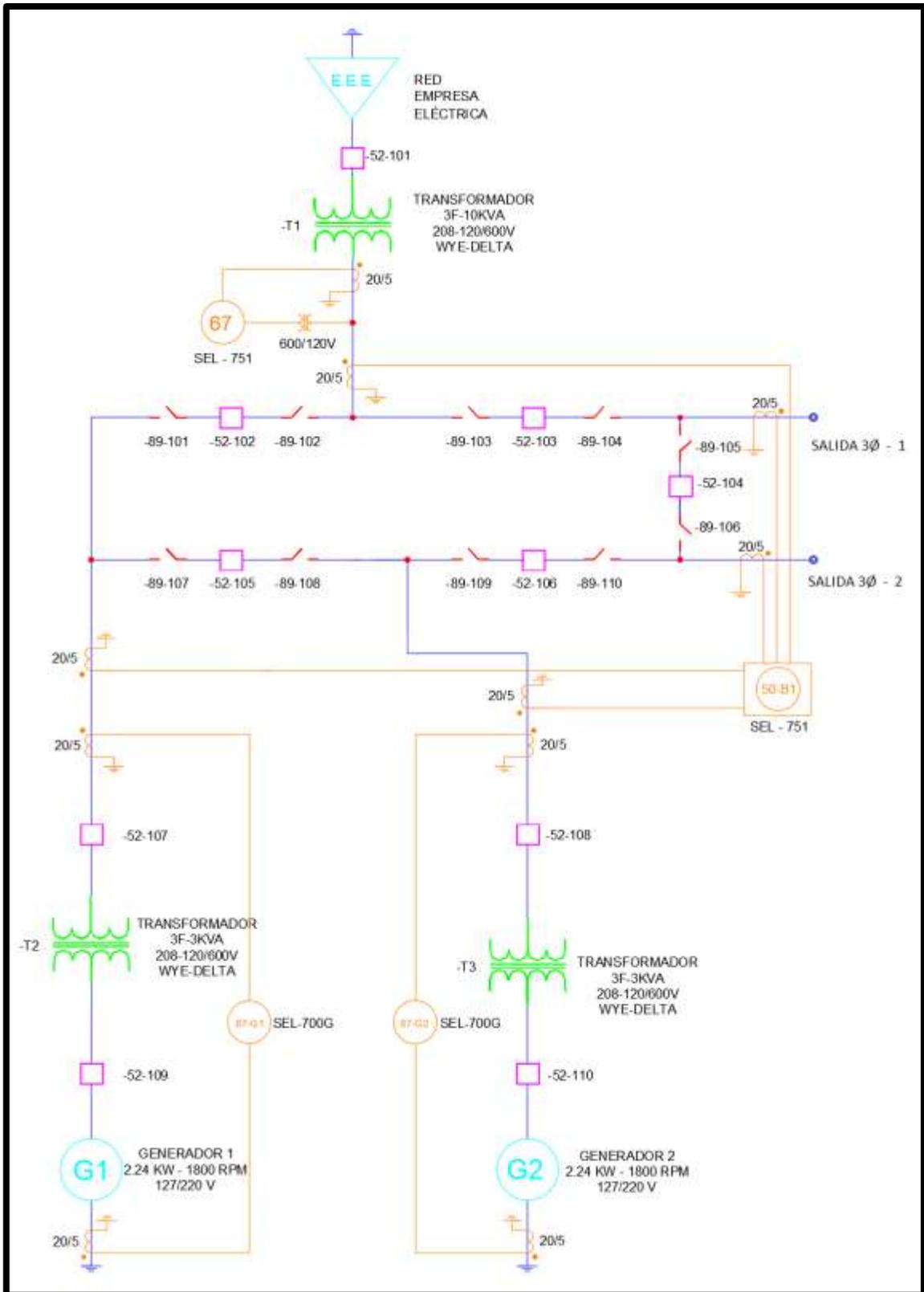


FIGURA 36: DIAGRAMA UNIFILAR - MÓDULO DE PROTECCIONES DE GENERADOR [15]

4.1.2 Módulo de Protecciones de líneas de transmisión

Este módulo está esquematizado para ejecutar pruebas de simulación de eventos que suceden en líneas de transmisión de electricidad como: Protección de fallas monofásicas y fallas en líneas Corta (menor a 80km), media (80-250 km) y larga (mayor a 250mk) [32].

El módulo está dividido en seis bloques que permite visualizar de mejor manera la arquitectura y composición de los elementos existentes como se muestra en el Anexo 1.

- **Bloque de alimentación - red local**

Este bloque posee dos entradas para tensión de 600V trifásico. El bloque además tiene seccionadores, analizador de redes, luces pilotos, interruptores, TC y TP para medición y control.

- **Bloque de líneas de transmisión**

Poseen cuatro líneas de transmisión cuyas resistencias e impedancias simulan valores típicos dentro de las líneas [32].

Cada línea se encuentra seccionadas al 120%, 100% y 80% (porcentaje de longitud nominal) con el objetivo de realizar pruebas de falla en las zonas de protección [32].

- **Bloque de maniobras**

Este bloque se encuentra adecuado con seccionadores y barras que facilita distintas configuraciones que pueden suscitarse en la Bahía de maniobras [32].

- **Bloque de control**

El bloque está dispuesto por pulsadores de activación y desactivación de interruptores existentes en el Módulo.

- **Bloque de IEDs**

Se encuentran cuatro IEDs marca SEL, tres relés SEL-751 y un relé SEL-421 la cuales mediante los TPs y TCs obtendrá los datos para el medición, control y maniobras.

- **Bloque de salida trifásica**

Se encuentran los bornes de salida hacia la red de distribución, cuenta con transformador de corriente para la medición, interruptor de apertura/cierre y un seccionador.

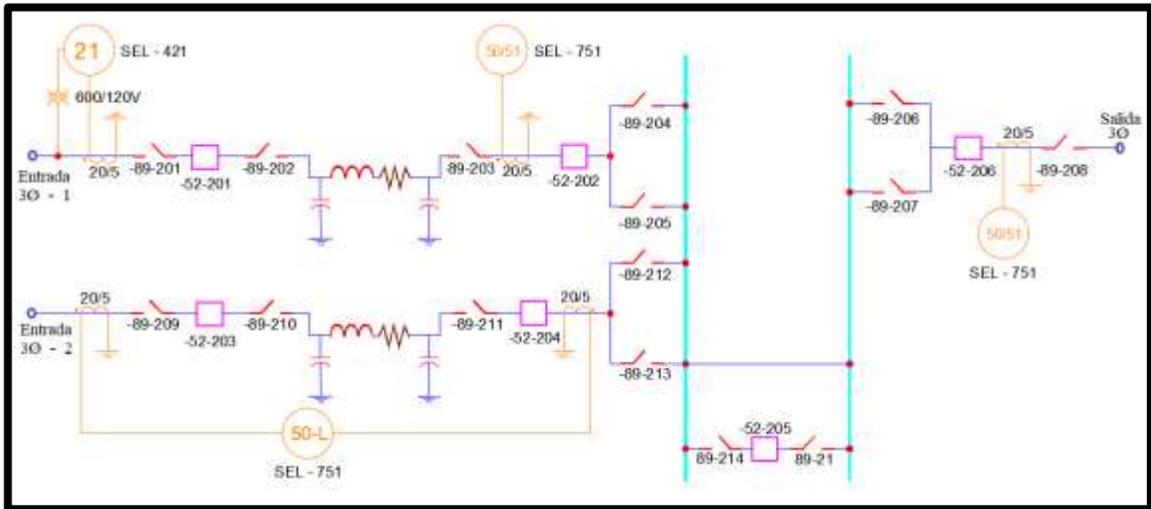


FIGURA 37: DIAGRAMA UNIFILAR - MÓDULO DE PROTECCIONES DE LÍNEAS TRANSMISIÓN [32].

4.1.3 Módulo de Protecciones de redes de distribución

Este módulo permite realizar simulaciones de eventos que ocurren dentro de una subestación de distribución tales como sobrecorriente en las barras de transferencia y protección diferencial de la barra.

El módulo debe ser energizado con una tensión de 600V trifásico la cual se puede obtener de uno del transformador de 10KVA, 208V/600V existentes en el laboratorio.

El módulo está conformado por bloques que permite visualizar de mejor manera la arquitectura y composición de los elementos existentes como se muestra en el Anexo 1.

- **Bloque de alimentación – Red local**

Este bloque posee un transformador trifásico delta-estrella con capacidad de 6KVA que reduce de 600V a 480V. El bloque también posee seccionadores, interruptores y transformadores de corriente en el lado primario y lado secundario para su respectiva medición y control, además tiene luces pilotos y un analizador de red.

- **Bloque de Barra doble de transferencia**

Este bloque se energiza con 480V provenientes del transformador de 6KVA.

Mediante un arreglo de seccionadores e interruptores se puede realizar la transferencia de energía.

- **Bloque de transformadores 3KVA**

Este bloque posee dos transformadores trifásicos estrella-estrella con capacidad de 3KVA que reduce de 480V a 208V. Cada transformador de 3KVA posee analizador de redes, luces pilotos, interruptores y transformadores de corrientes para la medición y control.

- **Bloque de control**

El bloque está dispuesto por pulsadores de activación y desactivación de interruptores existentes en el Módulo.

- **Bloque de IEDs**

Se encuentran cuatro IEDs marca SEL, tres relés SEL-751 y un relé SEL-387E la cuales mediante los TPs y TCs obtendrá los datos para el medición, control y maniobras.

Las entradas y salidas de cada IED se las ubica en cada uno de las borneras identificables en el bloque de los IEDs.

- **Bloque de Barra de carga**

Cuenta con dos barras de distribución, de las cuales una barra posee cuatro interruptores y la otra posee siete interruptores. La barra energiza a cargas trifásicas con tensión de 208V.

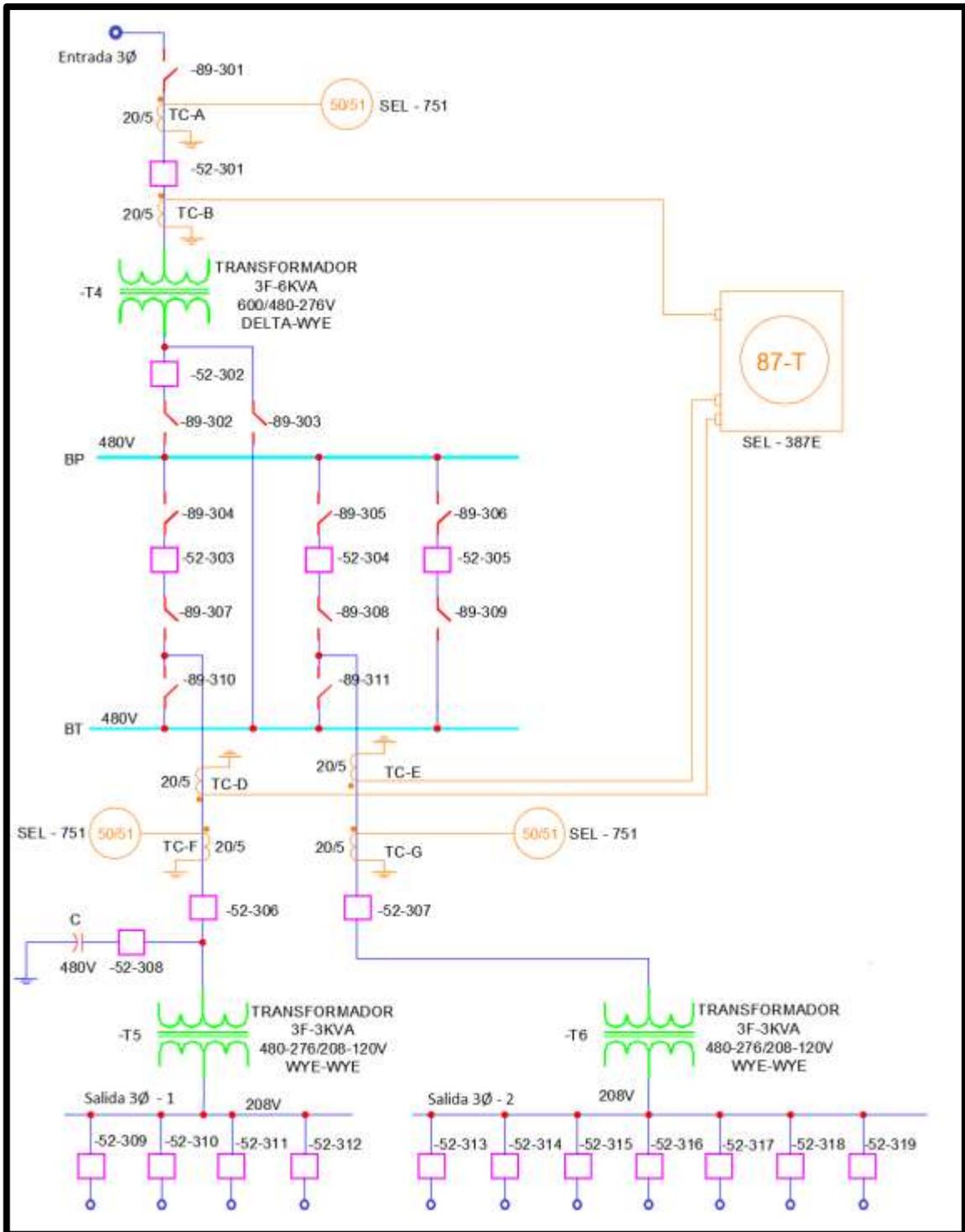


FIGURA 38: DIAGRAMA UNIFILAR - MÓDULO DE PROTECCIONES DE REDES DE DISTRIBUCIÓN [33].

4.1.4 Dispositivo electrónico inteligente (IED)

Estos relés se encuentran incorporados dentro de los módulos de protecciones, todos los IEDs son de la marca SEL (Schweitzer Engineering Laboratories).

Los relés se encuentran ordenados en los módulos de acuerdo a la tabla 4.

TABLA 5: DISTRIBUCIÓN DE LOS RELÉS MARCA SEL

<i>Módulo</i>	<i>Modelo</i>	<i>Cantidad</i>
Sistemas de Generación	SEL - 751	2
	SEL – 700G	2
Líneas de Transmisión	SEL - 421	1
	SEL – 751	3
Redes de Distribución	SEL – 751	3
	SEL – 387 E	1

4.1.4.1 SEL - 751 (Relé de Protección de Alimentador)

El relé SEL 751 posee elementos de protección de corriente, voltaje, frecuencia y potencia. Este relé proporciona una combinación integral de protección, funciones de localización de fallas, monitoreo, control y comunicación en un IED industrial [21].

Características de protección estándar

- Sobrecorriente instantánea (50P, 50G, 50N, 50Q)
- Sobrecorriente temporizada (51P, 51G, 51N, 50Q)
- Subtensión (27P, 27PP)
- Sobretensión (59P, 59PP, 59G, 59Q)
- Factor de potencia (55)

Funciones de protección opcionales

- Control de autorecierre (79)
- Control direccional para 50P, 50G, 50Q, 51P, 51G, 51Q
- Protección arco eléctrico

Funciones de monitoreo

- Resúmenes de eventos que contienen la identificación del relé, la fecha y la hora.
- Informes de eventos que incluyen datos analógicos filtrados y sin procesar.
- Registro de eventos secuenciales.
- Monitoreo del desgaste del interruptor

Comunicaciones y Control

- EIA-232, Ubicado lado frontal del relé.
- EIA-232, EIA-485, simple o doble, cobre o fibra óptica.
- Ethernet y puertos EIA-232 Situado en el posterior del relé.
- Modbus® RTU esclavo, Modbus TCP / IP, (SNTP), DNP3 serie, DNP3 LAN / WAN, Ethernet FTP, Telnet, MIRRORING BITS®, Event Messenger, IEC 61850, DeviceNet, Protocolos de envío de archivos FTP y Sincrofasores con Protocolo C37.118 [21]
- Operadores booleanos y matemáticos programables, funciones lógicas y comparación analógica.

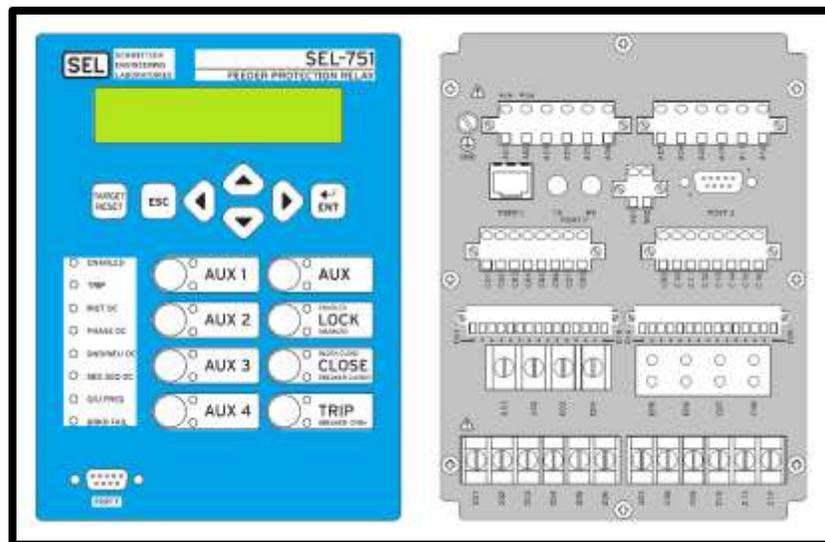


FIGURA 39: PANEL FRONTAL Y POSTERIOR DEL RELÉ SEL 751 [21]

La función de protecciones y ubicación de fallas, comunicación, control y demás especificaciones técnicas se detallan el anexo 2.

4.1.4.2 SEL - 700G (Relé de Protección de Generador)

El relé SEL 700G está diseñado para brindar protección a generadores eléctricos desde los más básicos y hasta los completos dentro de la industria eléctrica donde los equipos se encuentran en constante riesgo ante eventualidades (fallas y perturbaciones). Este relé permite una combinación completa de protecciones (fallas a tierra, pérdida de fase, etc.), funciones de ubicación de fallas, monitoreo, control y comunicación [34].

Características de protección estándar

- Diferencial (87, 87N)
- Desbalance de potencia (46)
- Pérdida de carga (40)
- Sobreintensidad instantánea (50PX, 50PX, 50NX, 50NY, 50QX, 50QY)
- Sobreintensidad temporizada (51PX, 51PX, 51NX, 51NY, 51QX, 51QY)
- Subtensión (27X, 27Y)
- Sobretensión (59X, 59Y)

Funciones de monitoreo

- Resúmenes de eventos que contienen la identificación del relé, la fecha y la hora.
- Registro de eventos secuenciales
- Monitorización de estadísticas operativas del generador
- Monitoreo del desgaste del interruptor
- Grabadora de perfil de carga
- Informe de sincronización automática del generador

Comunicaciones y Control

- EIA-232, puerto del panel frontal
- EIA-232, EIA-485, simple o doble, cobre o fibra óptica. Ethernet y puertos EIA-232 del panel posterior de fibra óptica
- Entrada de código de tiempo IRIG-B

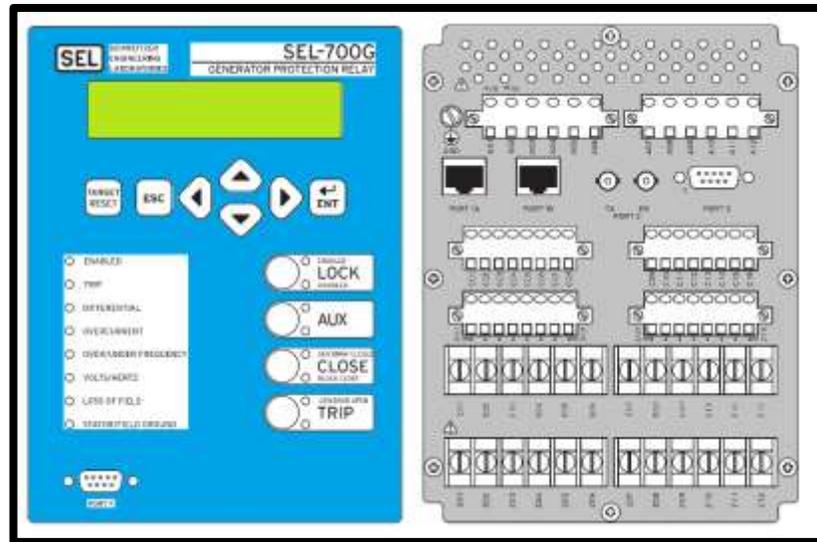


FIGURA 40: PANEL FRONTAL Y POSTERIOR DEL RELE SEL 700G [34]

La función de protecciones y ubicación de fallas, comunicación, control y demás especificaciones técnicas se detallan el anexo 2.

4.1.4.3 SEL - 421 (Relé de Protección de Líneas de transmisión)

Este relé cumple con la protección de línea de transmisión de grandes velocidades con disparo y re-cierre monofásico y trifásico, además posee comprobación de sincronismo, interruptor supervisado automático y Lógica de seguridad contra fallo de interruptor. El relé posee una amplia capacidad de medición y registro de datos, incluida la toma de información de alta resolución y la elaboración de informes [35].

Comunicaciones

El SEL-421 proporciona amplias interfaces de comunicaciones desde la norma ASCII SEL y comunicaciones MIRRORED BITS. Usando la red Ethernet, puede emplear las herramientas actuales de comunicaciones en la industria como son: IEC 61850 y DNP3 [35].

Características de protección estándar

- Distancia a tierra 21G
- Distancia a fase 21P
- Distancia de gran rapidez

- Sobreintensidad instantánea (50PX, 50PY, 50NX, 50NY, 50QX, 50QY)
- Sobreintensidad temporizada (51PX, 51PY, 51NX, 51NY, 51QX, 51QY))

Funciones de monitoreo

- Resúmenes de eventos que contienen la identificación del relé, la fecha y la hora.
- Registro de eventos secuenciales
- Monitorización de estadísticas operativas de línea de transmisión
- Monitoreo del desgaste del interruptor
- Informe de sincronización automática del generador

Instrumentación y control

- Re-cierre instantáneo 79, Comprobación de tensión en cierre, confirmación de sincronismo 25
- Ubicación precisa de fallas
- Visualizador de respaldo de batería en la subestación
- Registrador de demanda y datos RMS

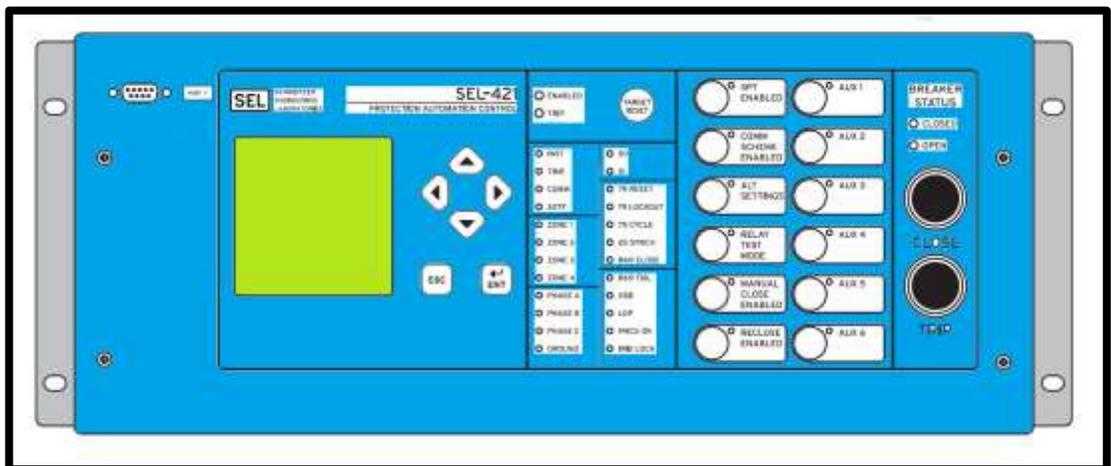


FIGURA 41: PANEL FRONTAL SEL-421 [35]

La función de protecciones y ubicación de fallas, comunicación, control y demás especificaciones técnicas se detallan el anexo 2.

4.1.4.4 SEL - 387E Relé diferencial de Corriente y Voltaje

El relé SEL 387E es un relé de protección para transformadores de potencia de dos o tres devanados, Líneas de transmisión, generadores, motores de gran tamaño u otros aparatos de energía de varios terminales. El relé diferencial SEL-387E proporciona tres elementos diferenciales con características de doble pendiente [36].

Características de elementos de protección

- Diferencial (87, 87N)
- Sobreintensidad instantánea (50P, 50G, 50Q)
- Sobreintensidad temporizada (51P, 51G)
- Sobreintensidad direccional (67G)

Comunicaciones

- El relé SEL-387E proporciona:
- Comunicaciones con puertos serie EIA-232 y EIA-485

Medición y monitoreo

El relé brinda al usuario la información de las medidas de corriente y voltaje en diferentes tipos de formatos. Posee monitor de baterías de corriente continua (respaldo de los equipos) e indica al usuario cuando se encuentra próximo a descargarse para que realice las maniobras correspondientes [36].

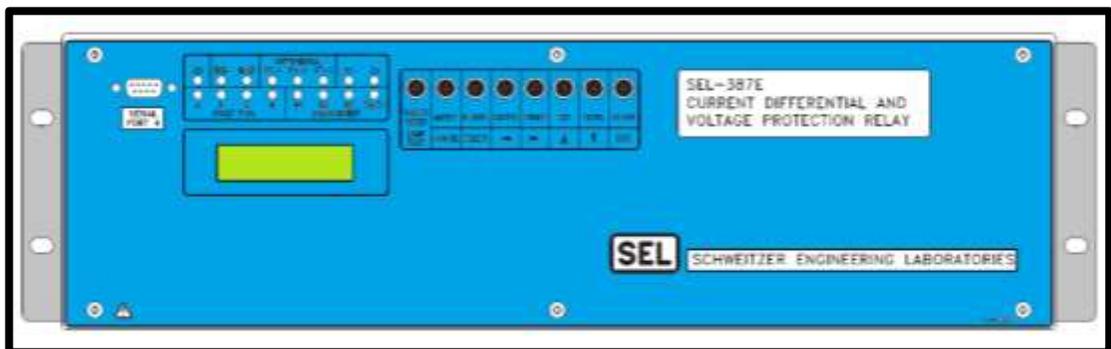


FIGURA 42: PANEL FRONTAL SEL-387E [36]

La función de protecciones y ubicación de fallas, comunicación, control y demás especificaciones técnicas se detallan en el anexo 2.

4.2 Elementos y dispositivos requeridos

4.2.1 El HMI.

En la interfaz de usuario, se ajusta a las exigencias y requerimientos para visualizar, programar, ajustar, actualizar y realizar la lógica de ingeniería de la subestación. Todas las acciones descritas se ejecutan en la unidad central de proceso (CPU).

Características de CPU (HP)

- Sistema Operativo Windows 10 Pro 64 bits
- Procesador Intel Core i5 - 3.2 GHz.
- Memoria RAM 4GB
- Disco duro 1 TB
- Monitor de 16", marca AOC.
- Teclado QWERTY, Mouse óptico.

4.2.2 Switch.

Se adquirió un Switch de la marca NETGEAR, modelo GS724TV4 el cual permite la interconexión de los IEDs y el HMI dentro de la red local o LAN, las características técnicas con compatibles con la norma IEEE 802.3 (Ethernet) por lo que se adapta fácilmente a las aplicaciones IEC 61850.

Características técnicas:

- 24 puertos frontales para tecnología 10/100/1000BaseT con conectores RJ45
- 2 puertos para 100/1000X fibra SFP
- Soporta hasta 256 VLANs
- 16 K entradas para MAC address
- 512 grupos multicast
- Buffer de 2 MB
- Calidad de servicio (Q o S).
- Protocols (IEEE 802.3 Ethernet, IEEE 802.1Q VLAN Tagging)

Otras especificaciones técnicas se detallan en el anexo 3.

4.2.3 Rack 19"

Para la implementación del proyecto se adquirió un rack en donde se sitúan los elementos como monitor CPU, el Switch, teclado, mouse, cables UTP este rack tiene las siguientes características:

- Modelo estándar de 19"
- Puerta Frontal; Lámina de acero 1.4 mm con vidrio, cerradura de seguridad.
- Base; lámina de acero de 2 mm
- Cuerpo; lámina de acero 1.4 mm
- Dimensiones: 1220 x 610 x 510 mm en la Figura 43 se aprecia las dimensiones.

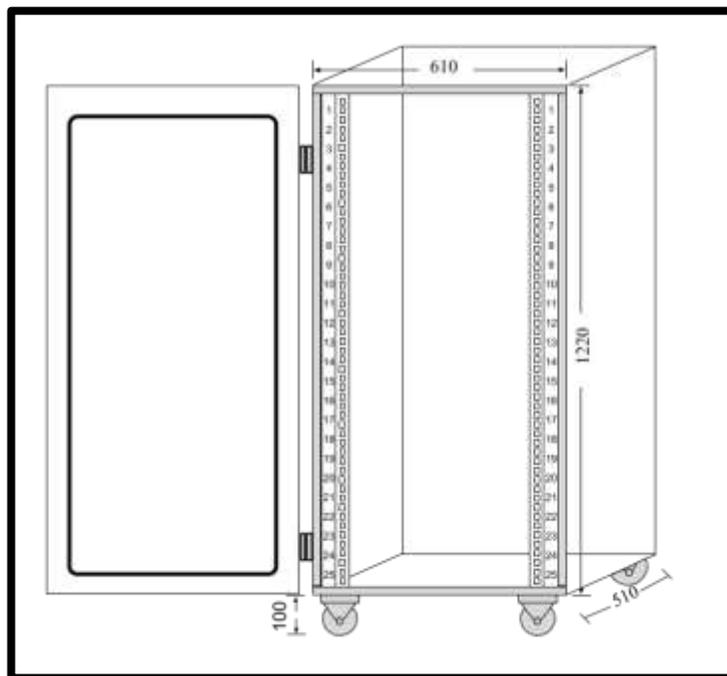


FIGURA 43: RACK 19".

Otras especificaciones técnicas del Rack se detallan en el anexo 3.

4.2.4 Cables UTP; conectores RJ45

Se empleó cable tipo UTP, categoría 5E que es el cable que describe el estándar EIA/TIA 568B, la cual permite la transferencia de datos con una velocidad de hasta 10

Gbps con en longitudes de hasta 100 m. Por lo que es muy utilizado para redes Fast Ethernet y Gigabyte Ethernet.

Se construyó cables de red con terminales RJ45 que serán utilizados en el prototipo. La cantidad de cables y la longitud de los IEDs hacia el módulo de comunicaciones se detallan en la tabla 5.

TABLA 6: DISTRIBUCIÓN DE CABLES UTP

MÓDULO	CANTIDAD (UNIDAD)	LONGITUD (METRO)
SISTEMAS DE GENERACIÓN	4	9
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	4	7
REDES DE DISTRIBUCIÓN	4	5

4.2.5 Herramientas de Software

Para el proyecto se instaló cuatro programas en las cuales se pueda realizar los ajustes de protecciones a los relés SEL, configuración de parámetros IEC 61850 a los IEDs, simulador de cliente-servidor IEC 61850 y analizador de protocolos de red. Los programas instalados fueron:

- SEL-5030 AcSELERator QuickSet
- SEL-5032 AcSELERator Architect
- IEDScout
- Wireshark

4.2.5.1 SEL-5030 AcSELERator QuickSet

AcSELERator QuickSet es un software para que permite a los ingenieros y técnicos parametrizar, de manera ágil y sencilla los dispositivos de control, protección, medición y el monitoreo de un SEP. QuickSet es un software de distribución gratuita que brinda una solución potente e integra para la configuración e implementación de dispositivos. Los dispositivos y configuraciones están organizados en un diseño de árbol de explorador familiar que se puede personalizar fácilmente [37].

4.2.5.2 SEL-5032 AcSELerator Architect

La normativa IEC 61850 bajo el protocolo de comunicación MMS y GOOSE requieren un procedimiento sistematizado para configurar publicaciones y registros a mensajes en las redes de comunicación de subestaciones eléctricas.

AcSELerator Architect es un programa del Windows que facilita la configuración y la documentación del control IEC 61850 y otros protocolos y las comunicaciones en los centros de control SCADA. [38]

Aplicaciones

- Importar y exportar los archivos de Lenguaje de configuración de la subestación (SCL).
- Localizar y notificar los fallos al comparar de forma automática los archivos SCL con los requisitos de IEC 61850.
- Manejar fácilmente programa con estas herramientas:
 - Funcionalidad de arrastrar y soltar
 - Manejo de paletas de los relés SEL
 - Pestaña de Orientación
 - Ventanas de diagnóstico
 - Asistente de configuración
- Crear y editar informes MMS almacenados en búfer y sin búfer personalizados.
- Creación de paquetes de mensajes por el protocolo GOOSE

Los programas “AcSELerator QuickSet” y “AcSELerator Architect” pueden ser descargados gratuitamente desde la página Web del fabricante.

- <https://selinc.com/products/5030/> (AcSELerator QuickSet)
- <https://selinc.com/products/5032/> (AcSELerator Architect)

Para ello se crea una cuenta utilizando un correo institucional (Universidad, Empresa), cuentas personales como: Gmail, Hotmail, etc. no son admitidos.

4.2.5.3 IEDScout

Este Software es un cliente de servidores bajo normativa IEC 61850 (relés inteligentes de subestación) y editor-emisor de mensajería GOOSE. Brinda una gran cantidad funciones eficaces que son útiles para subestación o laboratorio [39].

Función

- Brinda apoyo para IEC 61850 Ed. 1 y Ed. 2
- Compatibilidad con cualquier IEDs que maneja normativa IEC 61850 de cualquier fabricante [39]
- Explora paralelamente diversos IEDs
- Permite monitorear los textos de descripción como se determina en la norma
- Monitor de tarea que separa cualquier dato luego inspecciona los informes, mensajerías GOOSE y datos de los objetos [39].
- Explora el tráfico de información detalladamente.
- Simula IEDs

4.2.5.4 Wireshark

Este software es un potente inspeccionador de red, que nos permite capturar y monitorear todos los paquetes de red que pasan por nuestro equipo. El programa tiene datos puntualizados que permite examinar el tráfico de red y de esa manera nos permite prevenir o incluso solucionar la eventual dificultad que puedan aparecer.

Este programa nos permitirá la visualización por tramas de los mensajes de protocolos MMS y GOOSE.

4.3 Diseño y construcción del módulo para red LAN IEC61850

4.3.1 Diseño del Módulo de comunicaciones

Uno de los principales objetivos del módulo es ayudar a complementar las enseñanzas teóricas de materias como Protecciones y Comunicaciones a través de prácticas con eventos comunes que suceden en el ámbito industrial. Para ellos se diseñó un módulo compacto y cómodo para que pueda ser trasladado a cualquier lugar del laboratorio. El módulo de comunicaciones consta de elementos como: El Rack, el Switch, la computadora, cable UTP con sus respectivos conectores. EL Rack posee bandejas en las cuales serán colocados el CPU, el teclado y los cables, ver figura 44.

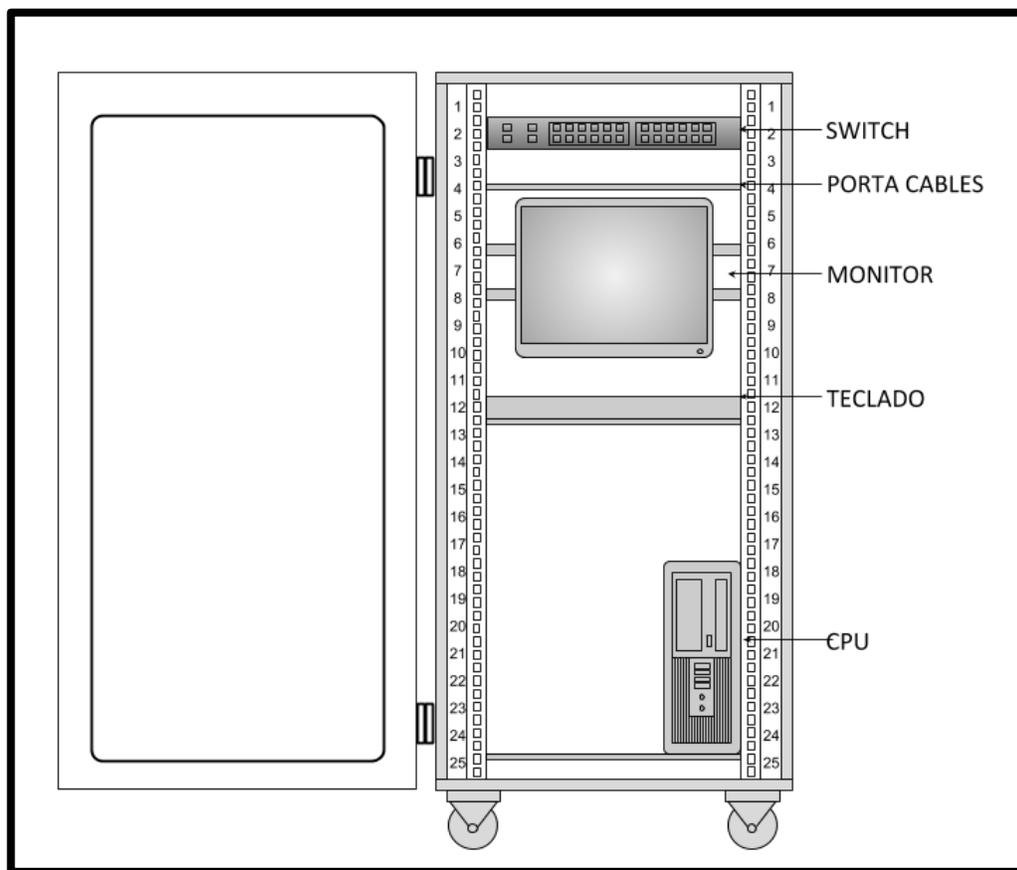


FIGURA 44: DISEÑO DEL MÓDULO DE COMUNICACIONES

La instalación de los elementos y el prototipo final se puede apreciar en el anexo 4.

4.3.2 Diseño de red LAN

Para el presente proyecto se utilizaremos la topología de red estrella simple como muestra la figura 45 en la cual el computador y cada IED van conectadas directamente al Switch(conmutador), que a través de ella circulan todos los paquetes de datos de Relé a PC.

Aunque la Normativa IEC 61850 no establece una topología en concreto, por lo que esta topología estrella es idónea económicamente ya que solo se necesitará de un Switch.

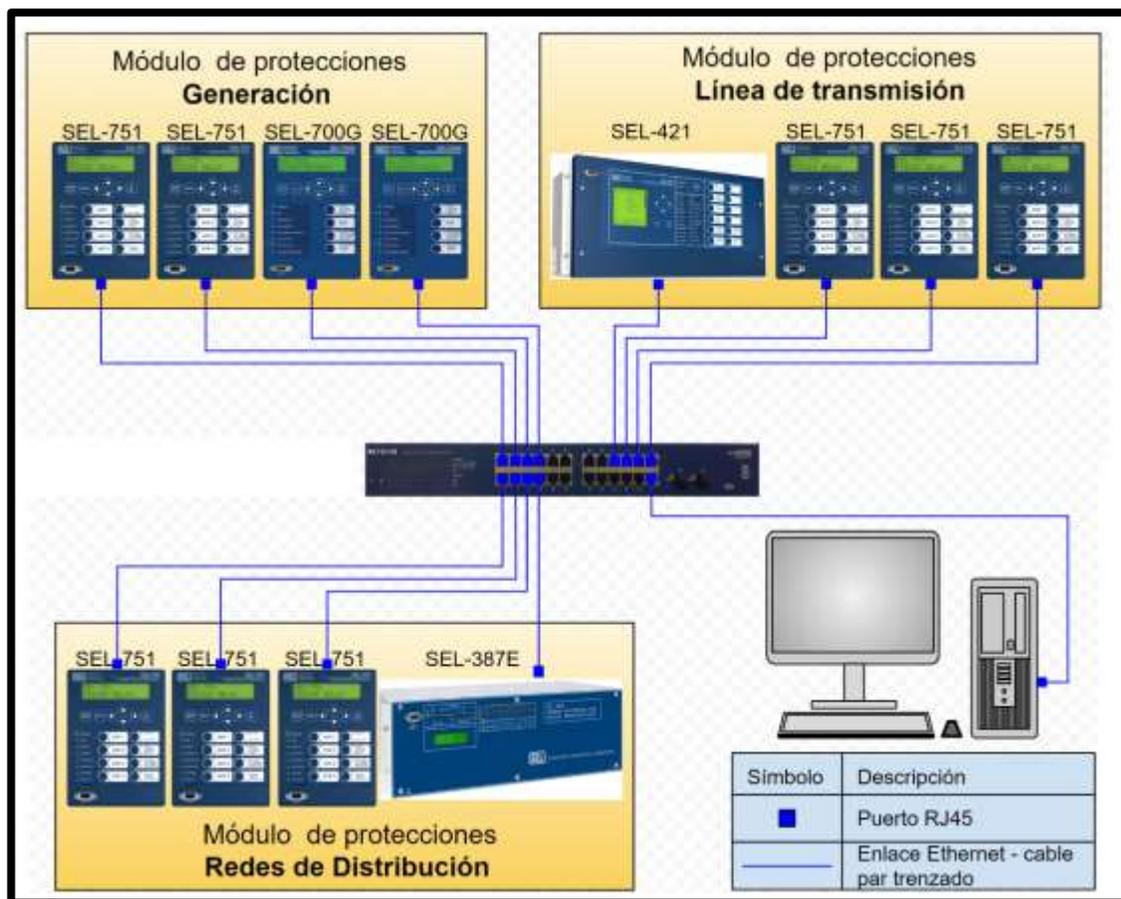


FIGURA 45: TOPOLOGÍA ESTRELLA SIMPLE- MÓDULO DE COMUNICACIONES

4.3.3 Implementación de Red LAN

Para nuestra red LAN utilizaremos las direcciones IP clase "C", que habitualmente se usan en redes pequeñas. El rango de esta clase comienza en 192.0.0.0 hasta 255.225.255.255, y su máscara de subred es 255.225.0.

Las direcciones IP a los elementos de la red son distribuidas de acuerdo a la tabla 6.

TABLA 7: DISTRIBUCIÓN DE DIRECCIONES IP

MÓDULO	HOST	DIRECCIÓN IP	MÁSCARA DE SUBRED	PUERTA DE ENLACE PREDETERMINADA
-	COMPUTADOR	192.168.0.2	255.225.225.0	192.168.0.1
SISTEMAS DE GENERACIÓN	SEL-751	192.168.0.3		
	SEL-751	192.168.0.4		
	SEL-700G	192.168.0.5		
	SEL-700G	192.168.0.6		
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	SEL-421	192.168.0.7		
	SEL-751	192.168.0.8		
	SEL-751	192.168.0.9		
	SEL-751	192.168.0.10		
REDES DE DISTRIBUCIÓN	SEL-751	192.168.0.11		
	SEL-751	192.168.0.12		
	SEL-751	192.168.0.13		
	SEL-387E	192.168.0.14		
-	SWITCH	192.168.0.239		

4.3.4 Configuración de parámetros de red del Computador

En el ordenador se realiza el siguiente proceso para configurar una red.

1. Abrir “Ejecutar” en el buscador de Windows, ver figura 46.
2. Digitar el comando “**control ncpa.cpl**” y aceptar. Luego de este paso nos mostrará la conexión de red, ver figura 46.



FIGURA 46: PASOS PARA ENTRAR A CONEXIÓN DE RED

3. Seleccionar y dar click derecho en “Ethernet Red” y escoger propiedades.

4. Seleccionar y dar doble Click en el “protocolo de internet”, ver figura 47.

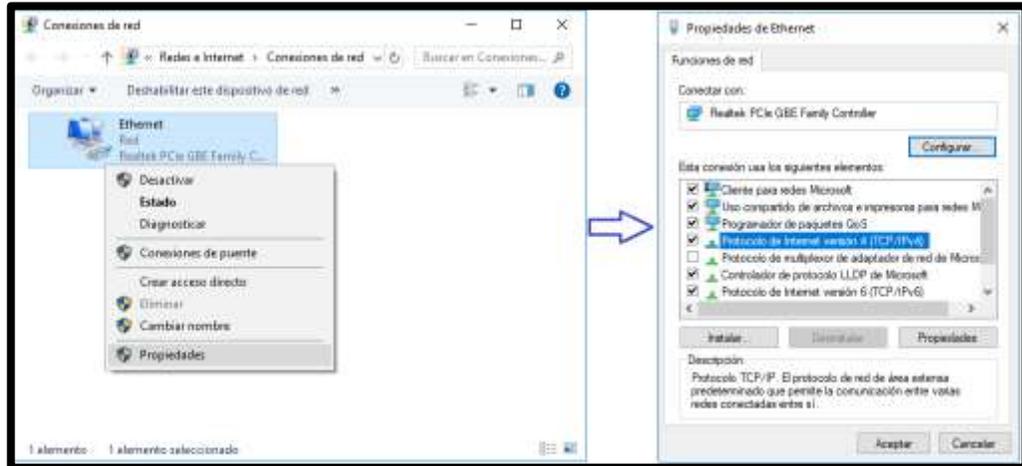


FIGURA 47: PASOS PARA INGRESAR A PROPIEDADES DE ETHERNET

5. Una vez en propiedades dar click en Usar la siguiente dirección IP ver figura 48 y llenar la Dirección IP, Puerta de enlace predeterminado y Mascara de subred de acuerdo a la Tabla 6 y damos aceptar para guardar configuración.

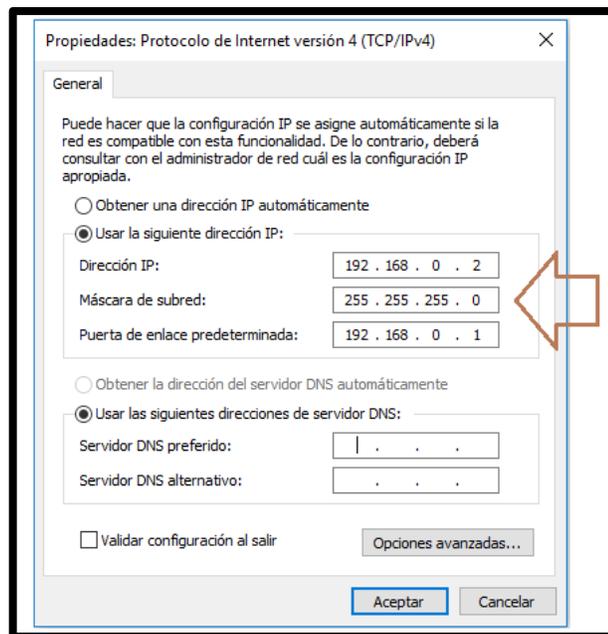


FIGURA 48: PARÁMETROS DE RED PARA COMPUTADOR

4.3.5 Ajuste de parámetros de red en Relé SEL

En el relé marca SEL se puede configurar la red de dos maneras: la primera es manualmente cambiando ajustes en el panel frontal del IED físico y la segunda mediante el software AcSELERator QuickSet.

Para el proyecto se procedió a realizar los ajustes manualmente a todos los IEDs desde el panel frontal.

Para ello utilizaremos los botones de navegación (arriba, abajo, izquierda y derecha), ESC (salir) y ENT (Entrar) del panel frontal de los equipos.

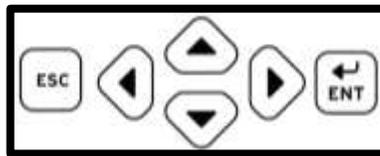


FIGURA 49: BOTONES DE NAVEGACIÓN, “ESC” Y “ENT” DE RELÉS SEL [21]

Pasos para configurar los parámetros de red en el relé SEL desde el panel frontal.

1. Ingresar al menú principal y utilizando los botones de navegación escogemos la opción “Set/Show”.
2. Escoger el parámetro “Port” y entrar al submenú.
3. Escoger el puerto de conexión Ethernet RJ45 asignada para cada relé.

Para los relés SEL751 y SEL 700G se encuentran en el puerto “1” y para los IEDS modelo SEL 421 y 387E en el puerto “5”.

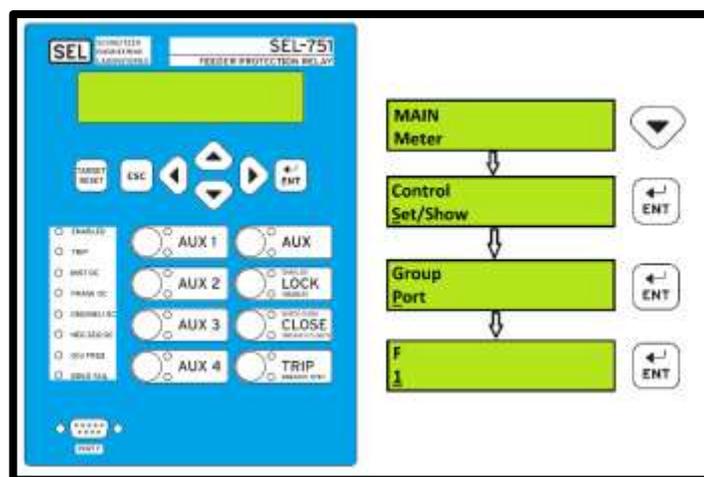


FIGURA 50: PASO 1-3 PARA CONFIGURAR PARÁMETROS DE RED SEL 751 [40]

4. Escoger la opción “Port Settings”, luego presionar enter sobre los parámetros de red que deben ser modificados.
5. Ingresar la contraseña “TAIL”, para ellos se debe utilizar los botones de navegación ver figura 51.



FIGURA 51: PANTALLA DE ENTRADA DE CONTRASEÑA [21]

6. Ajustar los parámetros de red de acuerdo a la Tabla 6 para cada relé.
 - “IPADDR”
 - “SUBNETM”
 - “DEFRTR”

Además, se deben Habilitar

- Protocolo IEC61850
- Mensajería GOOSE

7. Aceptar y Guardar cambios

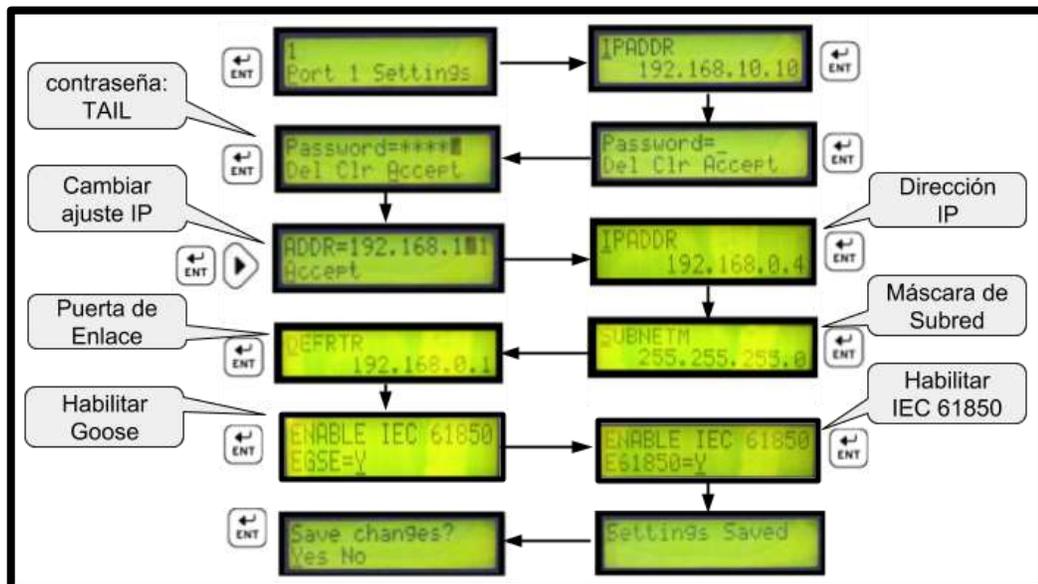


FIGURA 52: PASOS 4-7 PARA CONFIGURAR PARÁMETROS DE RED SEL 751 [40].

4.3.6 Pruebas de Ping

Para verificar que todos nuestros dispositivos (Computador, IEDs y Switch) estén correctamente parametrizados se procedió a utilizar el comando Ping. Este comando nos ayuda a verificar si la conexión a un host en concreto vía red y bajo el protocolo TCP/IP se encuentra correcto. Habitualmente se lo usa para verificar errores de red. El mecanismo de operación es simple, se envía un grupo de paquete de datos (cuatro en total) a una dirección IP.

Para realizar las pruebas de conexión se procede a realizar los siguientes pasos:

1. Ingresar al buscador de Windows, digitar “cmd” y Enter, aparecerá la opción “símbolo de sistema” ver Figura 53.

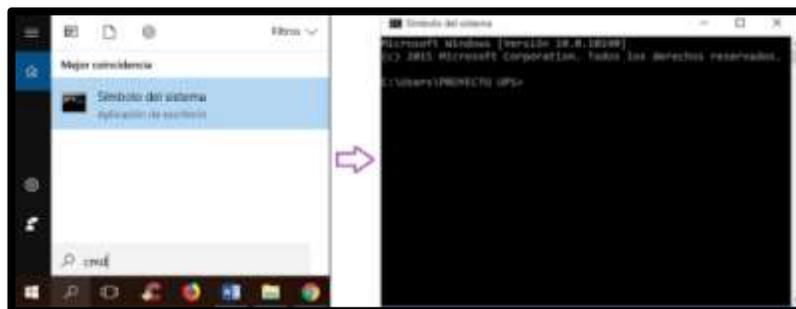


FIGURA 53: INGRESO A SÍMBOLO DE SISTEMA

2. Dentro del símbolo del sistema digitamos el comando “Ping” y la IP de los relés al cual queremos establecer conexión. Como ejemplo utilizaremos la IP **192.168.0.4** del Relé SEL 751 ver figura 54.

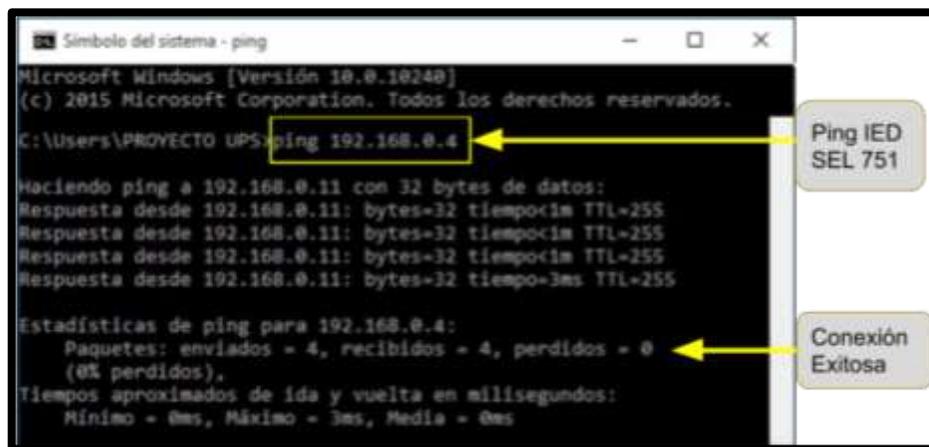


FIGURA 54: PRUEBA DE PING A RELE SEL 751

4.3.7 Prueba de comunicación con AcSELerator QuickSet

La conexión del software con los IEDs permite realizar lectura datos, ajustes de protecciones y lógica de control.

Para establecer la conexión con el programa se deben realizar los siguientes pasos:

1. Abrir QuickSet y dirigirse a la barra de herramientas opción “Comunicaciones” ver figura 55.

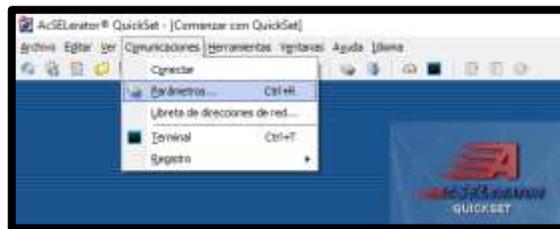


FIGURA 55: BARRA DE HERAMIENTAS DE QUICKSET - COMUNICACIONES

2. Seleccionar “Parámetros” y llenar los de acuerdo a la figura 56.

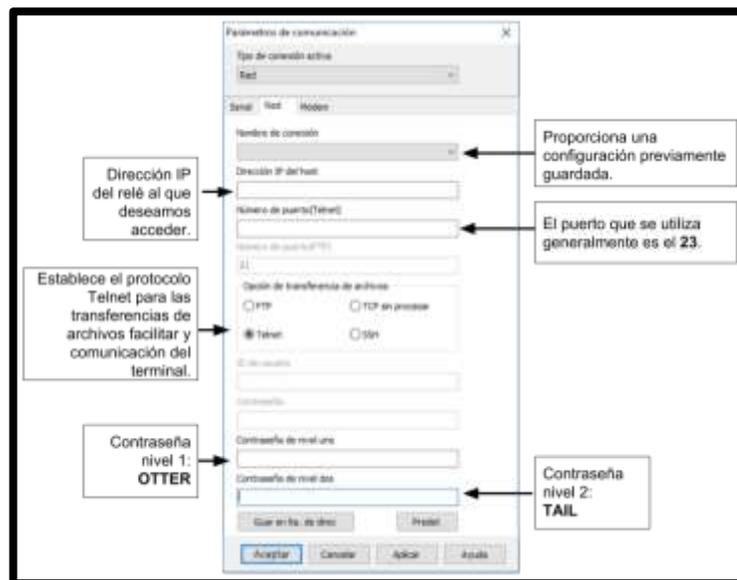


FIGURA 56: VENTANA DE PARÁMETROS - QUICKSET

3. Seleccionar aceptar. Luego en la barra inferior izquierda nos aparecerá que la PC se ha conectado con el IED.



FIGURA 57: BARRA DE ESTADO DE COMUNICACIÓN - QUICKSET

4.4 Manual de Implementación de comunicaciones IEC 61850

4.4.1 Configuración de comunicaciones IEC 61850

Se utilizó el Software “**AcSELerator Architect**” para la configuración de comunicaciones IEC 61850. Este programa es desarrollado por los fabricantes de los relés SEL y brinda una interfaz gráfica de usuario bastante amigable e intuitivo para la realización de proyectos, ahorrándonos tiempo a la hora de crear los archivos SCL.

El Lenguaje de configuración de subestación (SCL) está basado en el lenguaje XML que se emplea para admitir el intercambio de datos y ajuste que pueden provenir de distintos desarrolladores de relés inteligentes aplicados a la protección [21].

Hay cuatro modelos de archivos SCL:

- SCD, Descripción de configuración en una subestación
- CID, Descripción configurada de los IED
- ICD, Descripción de las capacidades de los IEDs
- SSD, Descripción de las especificaciones del sistema

El archivo SCD engloba todos los datos los Relés, datos de configuración de comunicaciones y especificación de la subestación. El archivo CID, del que puede haber varios, describe un único IED instanciado dentro del proyecto e incluye información de dirección. El archivo ICD describe las capacidades de un IED, incluida la información sobre el soporte de Nodo lógico y mensajería GOOSE. El archivo SSD detalla el diagrama unifilar y los LN necesarios [21].

4.4.2 Reconocimiento de Interfaz de AcSELerator Architect

La interfaz del programa está distribuida por los siguientes elementos: Editor de proyectos, propiedades de IEC 61850 (reportes MMS, Mensajería GOOSE, etc), CID de los diferentes modelos de relé y ventana de eventos tal como se muestra la figura 58.

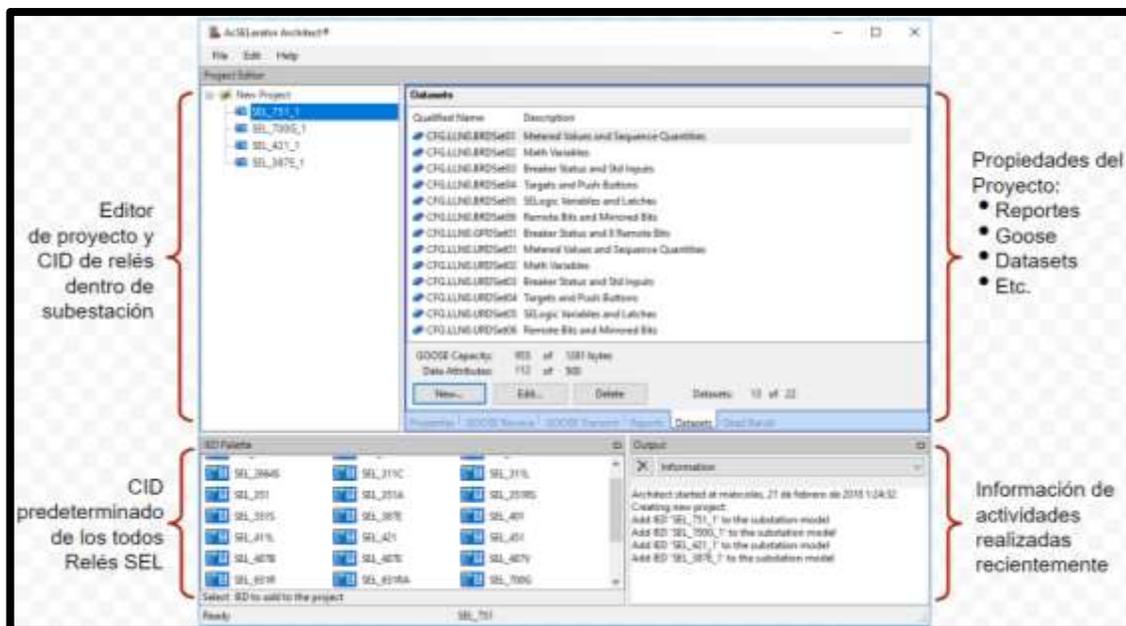


FIGURA 58: ESTRUCTURA DE INTERFAZ DE ARCHITECT

4.4.3 Creación de Nuevo Proyecto de subestación (Archivo SCD).

Los archivos SCD se crean instantáneamente cuando se arranca el programa Architect, también puede ser creados dando click la opción “File” y seleccionar opción “New”.

4.4.4 Agregar las descripciones Configuradas de los IED (Archivo CID)

En la paleta de IEDs podemos encontrar todos los archivos CID de los relés SEL, estos archivos vienen con una configuración predeterminada. Para adicionar un archivo CID empleamos los pasos siguientes:

1. Ubicar los archivos CID de los relés que vamos a utilizar dentro de “IED Palette” [40].
2. Una vez ubicado el archivo se procede a arrastrarlo hasta el “Project Editor” ver figura 59.

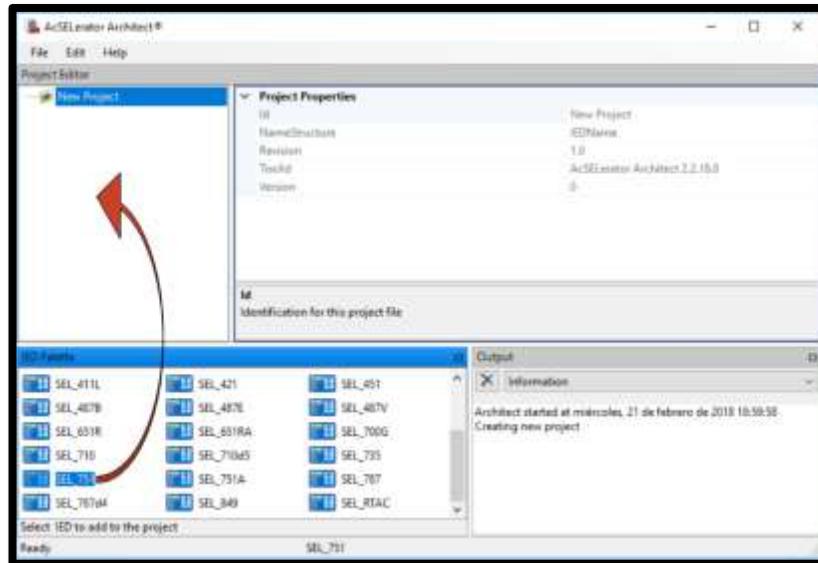


FIGURA 59: SELECCIÓN DE ARCHIVO CID DE RELÉS SEL

3. Luego se abre la opción “IED properties” en la que debemos seleccionar la versión compatible del software para el firmware del Relé ver figura 60.

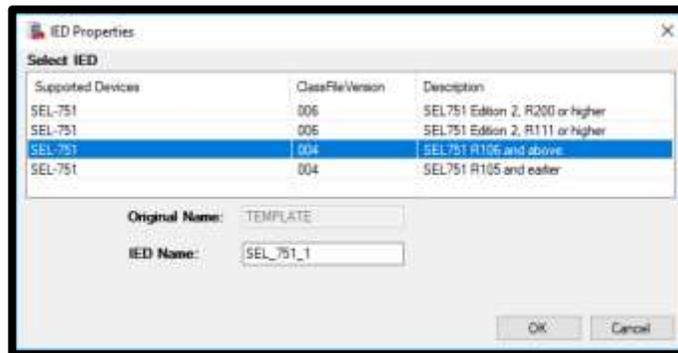


FIGURA 60: SELECCIÓN DE LA VERSIÓN DE FIRMWARE

Para comprobar que versión de Firmware posee los relés se debe ir a la sección “STATUS” por medio del panel frontal en el dispositivo ver figura 61 [40].

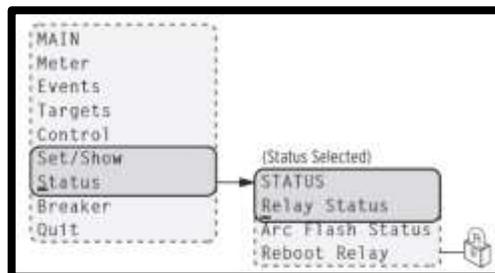


FIGURA 61: MENÚ PRINCIPAL Y SUBMENÚ STATUS [21]

Todos los relés SEL de los módulos de protecciones poseen la versión de **Firmware R106**, por lo tanto, el archivo CID tiene la versión 004 según la figura 62 [40].

ACSELERATOR Architect Software Version	ACSELERATOR Architect ICD/CID File Version	SEL-700G Firmware
R.1.1.90.0 or later	Version 004	R104 and later
R.1.1.100.0 or later	Version 003	R100-R103

FIGURA 62: COMPATIBILIDAD DE ARCHIVO CID Y FIRMWARE [34]

- Después de seleccionar el tipo de firmware, el programa pedirá que seleccione el modelo de control, para la cual seleccionaremos la tercera opción ver figura 63 [41] y [40].

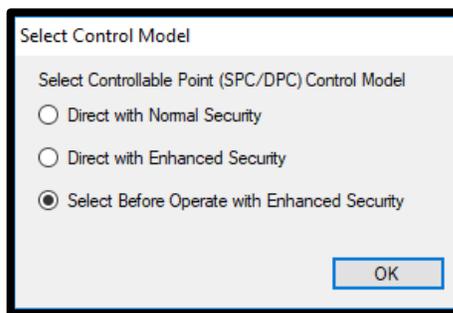


FIGURA 63: SELECCIÓN DEL MODELO DE CONTROL

4.4.5 Asignación de parámetros de red

Para realizar la asignación de parámetros de red se debe ir a la opción “IED Properties” y llenar los campos en función a tabla 6, ver figura 64.

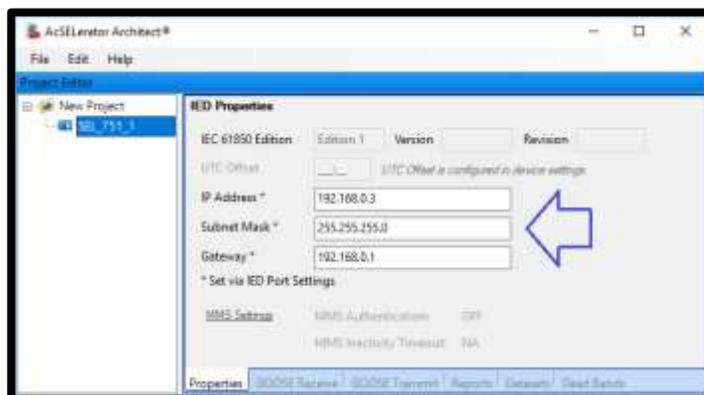


FIGURA 64: ASIGNACIÓN DE PARÁMETROS DE RED A LOS CID

4.4.6 Edición de DataSets

Los DataSets contiene la agrupación de nodos lógicos que se usa mediante Reportes MMS al centro de control (cliente) o a través de Mensajería GOOSE entre los dispositivos de una subestación, estos contienen los atributos que representan valores reales dentro de los IEDs [40].

El software crea predeterminadamente 13 DataSets en los archivos CID.

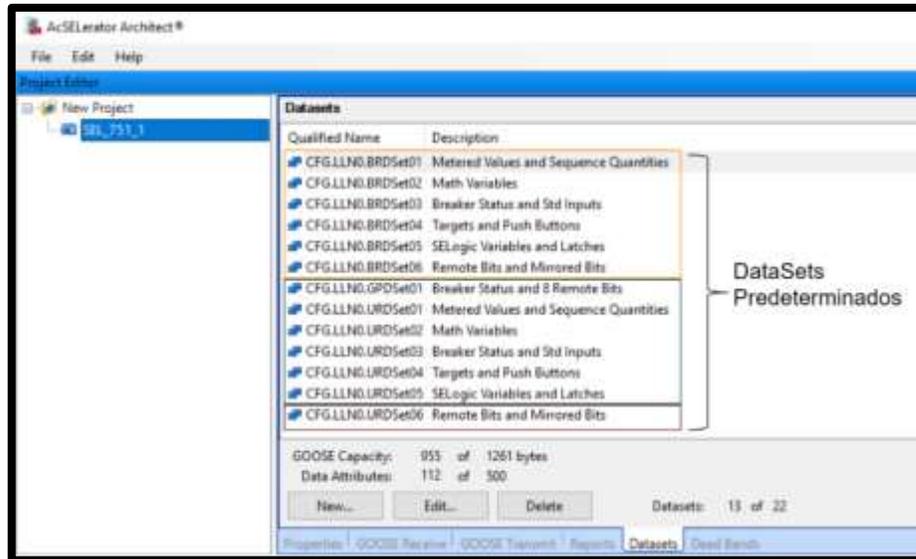


FIGURA 65: DATASETS PREDETERMINADOS POR ARCHITECT

Los DataSets están distribuidos de la siguiente manera:

- DataSets 1 - 6 se encuentran normalizados para que sean ajustados con valores digitales (estados), estas encuentran asociados con reportes MMS bufferizados [40].
- Datasets 7 - 12 se encuentran ajustados con cantidades analógicas, que se encuentran asociados a reportes MMS no bufferizados [40].
- El último DataSets se encuentra predestinada para la mensajería GOOSE entre los IEDs [40].

Sin embargo, un programador de comunicaciones IEC61850, podrá seleccionar la cantidad y el tipo de DataSets que necesite de acuerdo al requerimiento de la subestación, pudiendo así crear un nuevo DataSets que cumpla con exigencia del proyecto.

Para Editar un Dataset se sugiere realizar las siguientes acciones:

1. Dar click en “New” en la pestaña de “DataSets”, luego se abrirá “Edit Datasets”, donde se podrá visualizar la disposición de los Dataset ver figura 49.

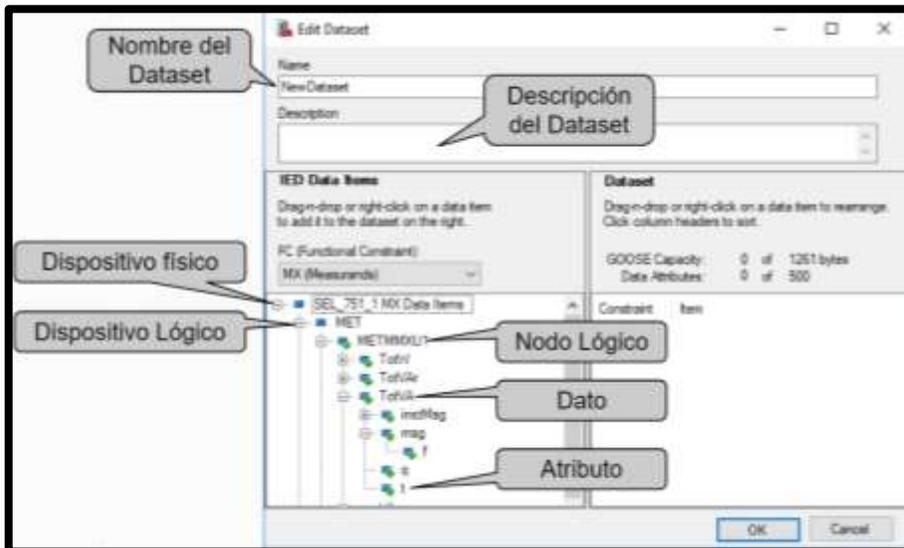


FIGURA 66: VENTANA DE EDICIÓN DE DATASET

2. Nombrar al nuevo dataset y seleccionar los atributos del IED que se desea usar y arrastrar a la bandeja “Datasets” ver figura 67.

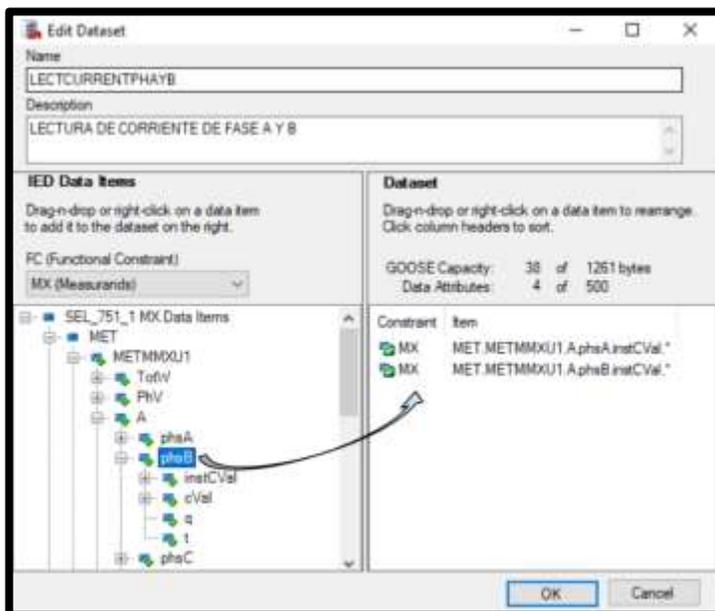


FIGURA 67: SELECCIÓN DE ATRIBUTOS DEL IED

Para nuestro ejemplo se creó un dataset llamado “LECTCURRENTPHAYB” que nos permita leer los parámetros de intensidad en fase A y B.

4.4.7 Creación de Reportes MMS

1. Dar click en “New” en la pestaña de “Reports” ver figura 68.



FIGURA 68: CREAR NUEVO REPORTE

2. Luego se abre la ventana “Report” donde se debe seleccionar el dataset creado.
3. Colocar un nombre y un detalle al reporte.
4. Llenar los campos ver figura 69.

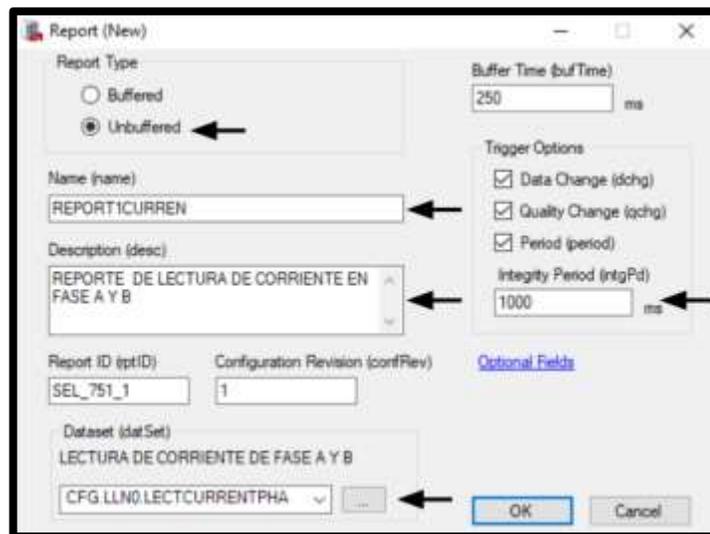


FIGURA 69: AJUSTE DE REPORTES

4.4.8 Ajuste de banda muerta (Death Bands)

La ventana “Death Bands”, permite parametrizar las medidas de banda muerta de las cantidades analógicas. Este puede mostrar la variación que debe suceder en una magnitud en concreto y ser comunicado al Controlador (cliente) a través del reporte MMS IEC 61850 [41].

Por ejemplo, si queremos actualizar la corriente de línea fase A, solo para cambios de 10 Amperios, se debe ubicar el dispositivo Lógico de medición (MET) y el nodo lógico agrupado (MMXU1), hallar el dato de esta corriente (A.phsA.instCVal) y alterar el valor [41].

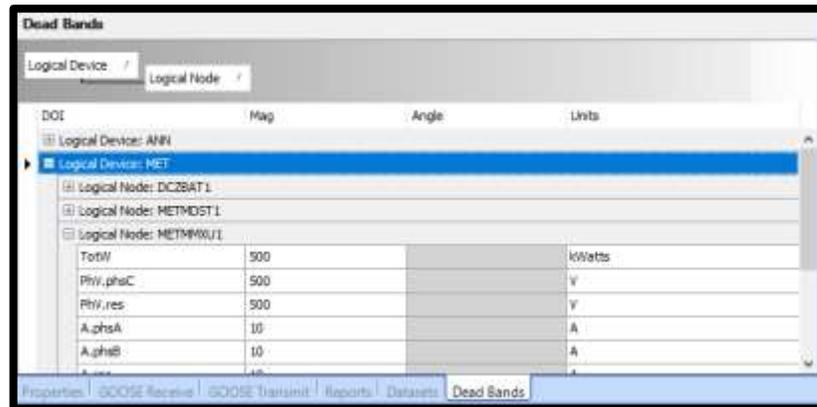


FIGURA 70: AJUSTE DE BANDA MUERTA

4.4.9 Creación de Transmisión de Mensajería GOOSE

1. Seleccionar que CID del Relé va a ser el transmisor y luego dar click en “New” en la pestaña de “GOOSE Transmit” ver figura 71.

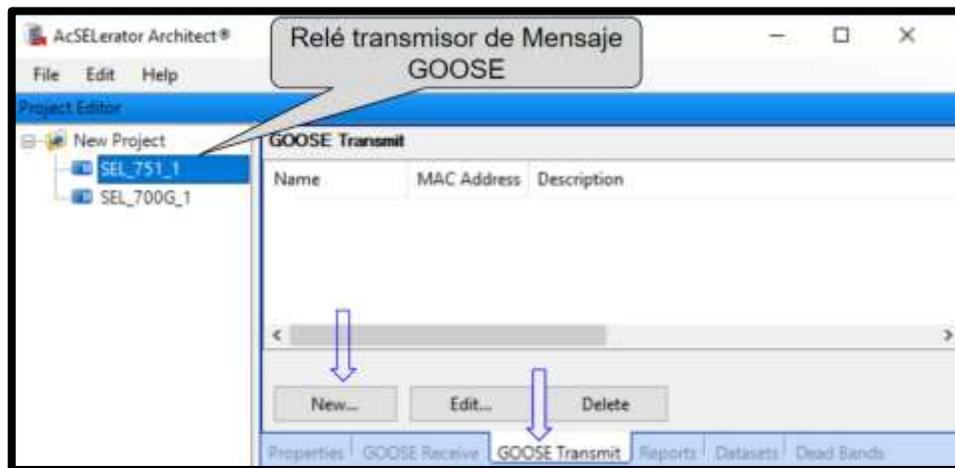


FIGURA 71: CREAR GOOSE TRANSMIT

2. Luego se abre la ventana “GOOSE Transmit” en la cual se deberá seleccionar el dataset creado.
3. Colocar un nombre y una descripción al mensaje GOOSE.
4. Ajustar los demás campos ver figura 72.

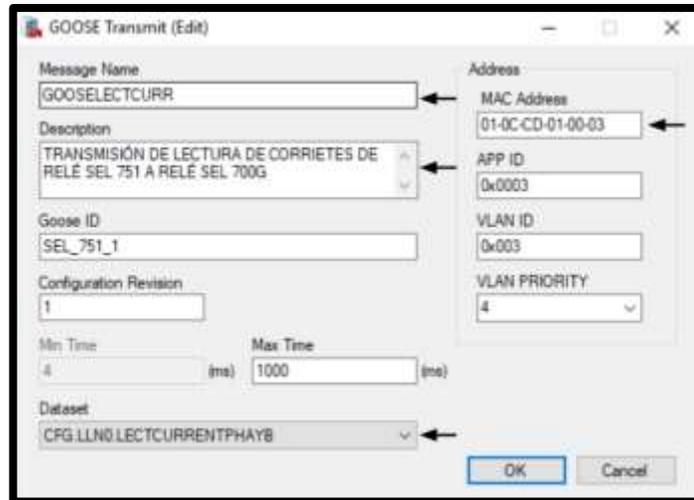


FIGURA 72. VENTANA EDITOR DE GOOSE TRANSMIT

4.4.10 Ajuste de Recepción de Mensajería GOOSE

Existen dos tipos de datos que se pueden transmitir por mensajería GOOSE:

- Virtual Bits
- Remote Analog.

4.4.10.1 Virtual Bits - GOOSE RECIEVE

Virtual Bits: Son estados booleanos (true / false) como por ejemplo el estado del Breaker (Activado o no). Estos “virtual bits” se usan para la lógica programable por cada relé y su programación se efectúa mediante el programa AcSELerator QuickSet.

1. Seleccionar que CID del Relé asignado como receptor del mensaje GOOSE ver figura 73.



FIGURA 73: SELECCIÓN DE RELÉ RECEPTOR DE GOOSE

2. Seleccionar los atributos booleana del relé que van a ser transmitidos, para esto debe estar activada la opción “Virtual Bits”.
3. Asignar los atributos a cualquier de virtual bit disponible dentro del casillero de componentes de datos suscritos ver figura 74.

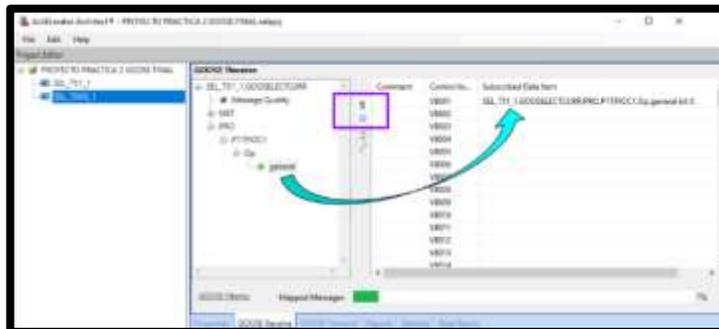


FIGURA 74: SELCCIÓN DE DATOS BOOLEANOS GOOSE

4.4.10.2 Remote Analogs - GOOSE RECIEVE

Remote Analogs: Son valores que cambian con el tiempo como son las magnitudes de corriente y otros parámetros eléctricos. También forman parte de la lógica programable por cada relé.

Para la asignar las variables que van a ser transmitidas por mensajería GOOSE se debe seguir los siguientes pasos:

1. Seleccionar los atributos Analógico del CID que van a ser transmitidos, para esto debe estar activada la opción “Remote Analogs”.
2. Asignar los atributos a cualquier de “Remote Analog” disponible dentro del casillero de elementos de datos suscritos ver figura 75.

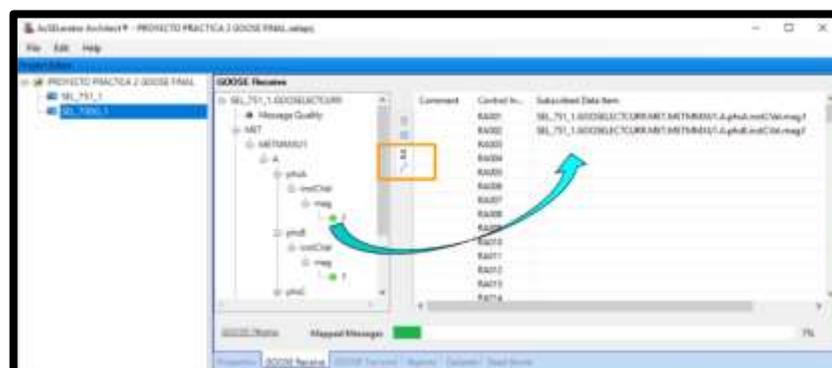


FIGURA 75: SELECCIÓN DE ATRIBUTOS ANALÓGICOS GOOSE

4.4.11 Envío de archivos CID a los relés

Luego de editar y elaborar los enlaces de mensaje GOOSE y ajustes de reportes MMS, el siguiente proceso es cargar el archivo CID a los IEDS.

Para realizar el envío de archivo CID se debe seguir los siguientes pasos:

1. Seleccionar el archivo CID, hacer click derecho y escoger la opción “Enviar CID” ver figura 76.

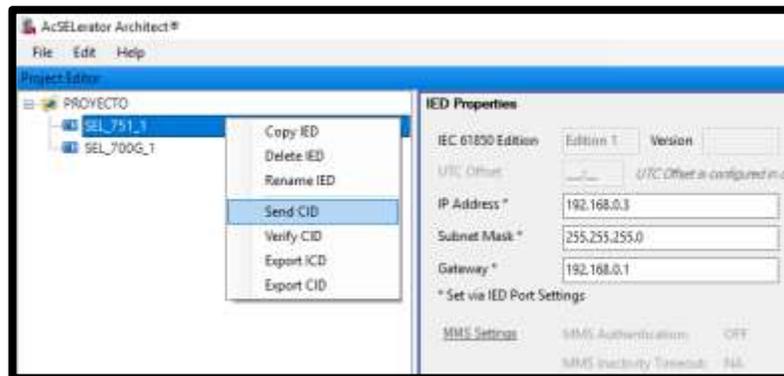


FIGURA 76: ENVIÓ DE ARCHIVO CID AL RELÉ

2. Luego se abre la ventana “Confirm Network Settings” en la cual debemos verificar la dirección IP, Ingresar nombre de usuario (FTPUSER), colocar la contraseña (TAIL) y dar click en “Next” ver figura 77.

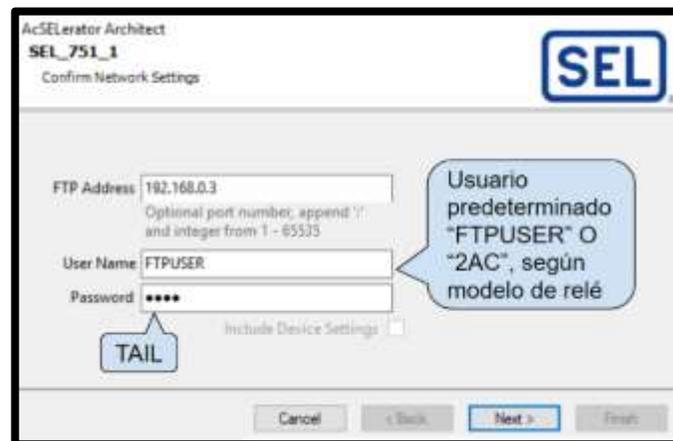


FIGURA 77: VERIFICACIÓN DE PARAMETROS DE RED

3. Finalmente saldrá un mensaje que se ha enviado exitosamente el archivo CID al relé.

4.5 Simulación de Cliente de Servidores IEC 61850

Para la simulación de Cliente de Servidor se utilizó el software “IEDScout” ya que el programa proporciona acceso a los archivos SCL de los IED sin importar el fabricante del relé. Posee una interfaz amigable e intuitivo en su para los ingenieros de protecciones y comunicaciones.

4.5.1 Reconocimiento de Interfaz de IEDScout

La interfaz del IEDScout está dividido en varios paneles como muestra la figura 78.

- Panel de Navegación muestra el IED completo, incluidos su servidor, Informes MMS y GOOSE que se pueden simular en función de su archivo SCL. A demás proporciona una descripción de la ruta del Objeto de datos hasta el nombre del Dispositivo lógico.
- Panel de detalles muestran la descripción de un atributo definidas en el estándar.
- Monitor de actividades combina Reportes, GOOSE, DataSets y cualquier otro dato del Modelo de Datos del IED. Los valores se sondean automáticamente.

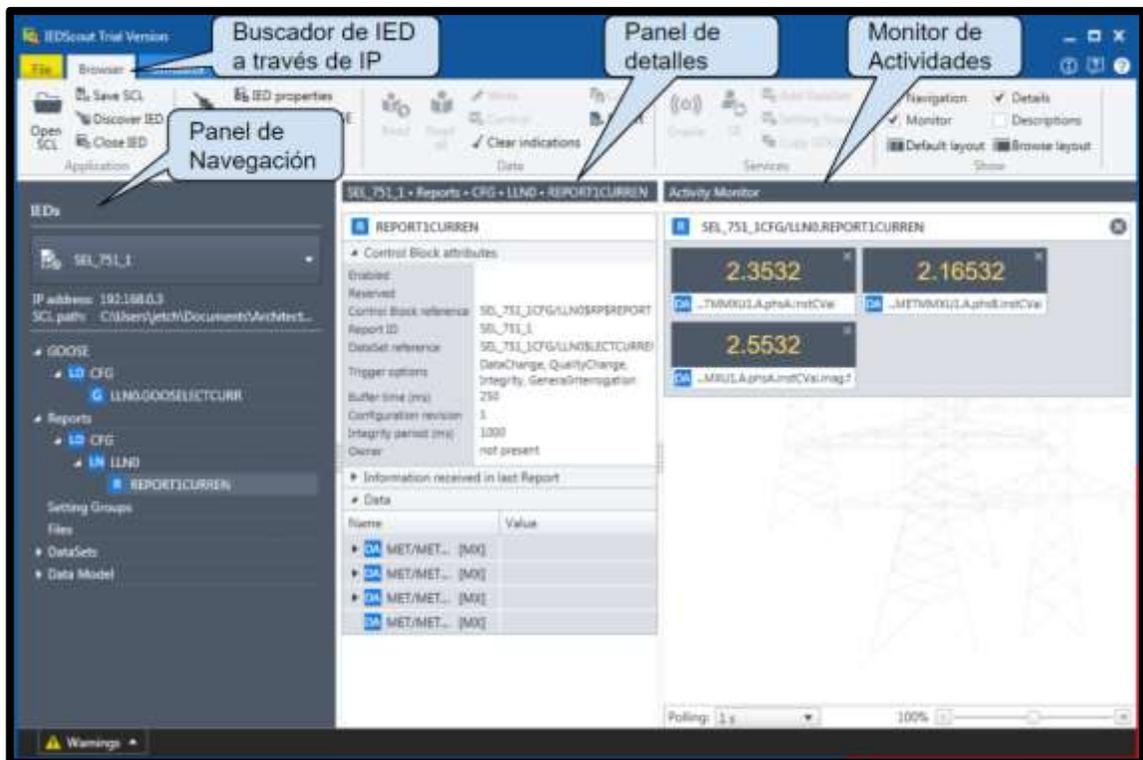


FIGURA 78: INTERFAZ IEDSCOUT

4.5.2 Abrir IED

Para abrir los ajustes de comunicaciones IEC 61850 de un IED se debe seguir los siguientes pasos

1. Seleccionar “File”
2. Dar Click en “Discover IED” ver figura 79.



FIGURA 79: ABRIR IED EN IEDSCOUT

3. Luego se abre una ventana donde se debe ingresar la Dirección IP del relé al cual deseamos obtener ajustes y dar click en “Discover” ver figura 80.

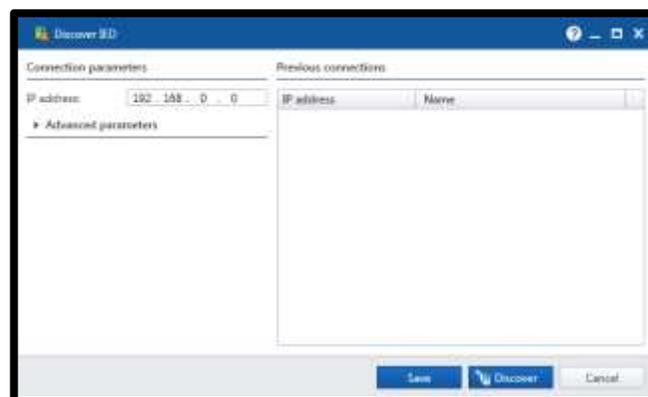


FIGURA 80: INGRESO DE PARÁMETROS IP DEL RELÉ

4.5.3 Lectura de ajuste de Reporte y GOOSE

Para realizar la lectura de los Reportes MMS y Mensajería GOOSE del Datasets creado se debe seguir los siguientes pasos:

1. Seleccionar y extraer el formato de mensajería que se desea realizar la lectura REPORTE o GOOSE dentro del panel de navegación ver figura 81.

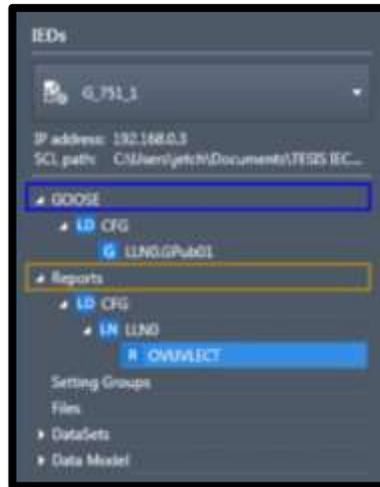


FIGURA 81: SELECCIÓN Y EXTRACCIÓN DEL TIPO DE MENSAJERÍA

2. Arrastrar el comando de la mensajería hacia el monitor de actividades, en ella se visualizará los atributos de los nodos lógicos creados en el DataSets, dependiendo del tiempo sondeo “Polling” se actualizarán los valores ver figura 82.



FIGURA 82: VIZUALIZACIÓN DE LOS ATRIBUTOS ENVIADOS A TRAVES DE GOOSE Y REPORTES MMS

CAPÍTULO 5

5 PRÁCTICAS PROPUESTAS CON MÓDULO LAN IEC 61850

5.1 Practica I

5.1.1 Tema

Monitoreo de Parámetros Eléctricos de un transformador a través de Reportes MMS.

5.1.2 Objetivos

- Monitorear variables eléctricas (corriente, tensión fase-fase, frecuencia, potencia) remotamente a través de Reportes MMS a cliente de servidores IEC 61850.
- Configurar parámetros de DataSets y Reportes para la lectura de variables a través de red LAN IEC 61850.
- Configurar parámetros de relé SEL 751 para lectura de variables eléctricas.

5.1.3 Duración

Tiempo estimado 2 horas.

5.1.4 Recursos

- Módulo de protecciones de Sistema de Generación
- 2 Transformadores de 3 kVA - 208/600 V (estrella/delta)
- Variac 220V- 30A
- Módulo de comunicaciones IEC 61850

5.1.5 Procedimiento

5.1.5.1 Conexiones eléctricas en el Módulo de protección de Generación

5.1.5.1.1 Energización de transformador y Variac

Verificar ausencia de tensión en el circuito al realizar el conexionado de elementos.

Energizar la sección de alimentación B del módulo mediante un Variac 3Ø, el cual es ajustado a su salida una tensión de 208V (Fase-Fase), luego conectar el transformador a los bornes de la sección de alimentación ver 83.

Los terminales del Neutro del Variac y transformador son conectados en los bornes del neutro del módulo de la misma forma el terminal de tierra del transformador debe estar colocado en la barra de tierra del módulo ver figura 83.

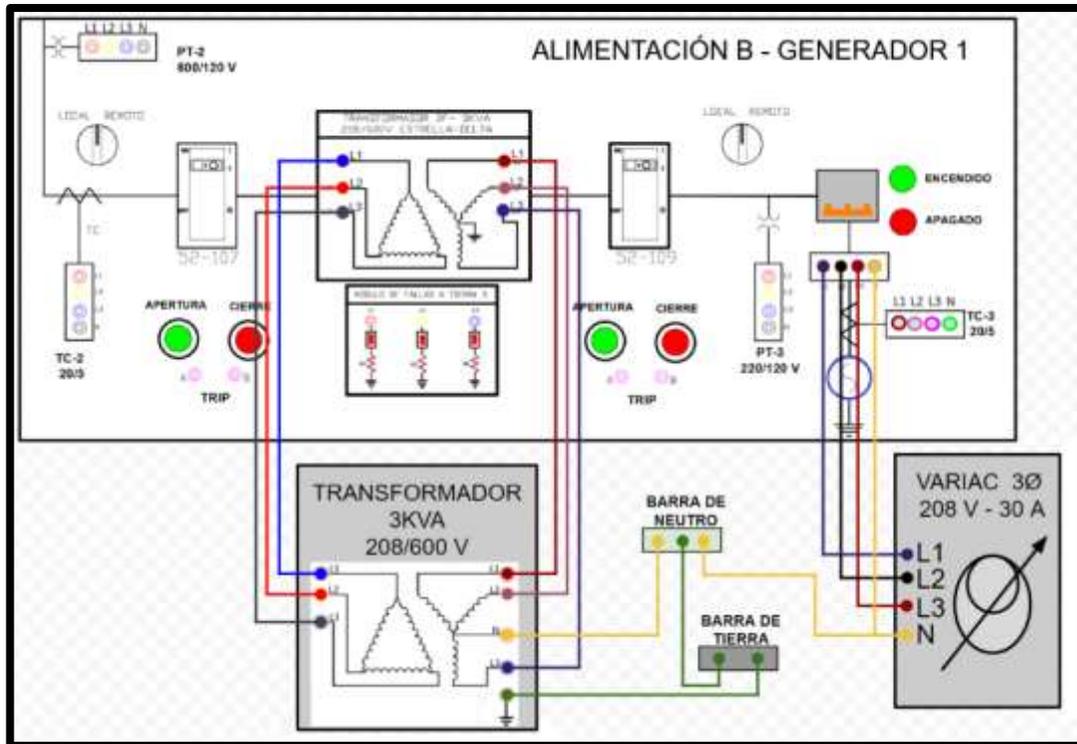


FIGURA 83: DIAGRAMA DE CONEXIONES TRANSFORMADOR Y VARIAC - PRÁCTICA I

5.1.5.1.2 Energización de carga

En el bloque de red tipo anillo del módulo se activa los seccionadores (100 y 101) y el interruptor 102 para realizar un circuito que nos permita llevar el flujo de energía desde la alimentación B hasta la carga. Los demás seccionadores e interruptores deberán estar deshabilitados de esa manera evitamos algún cortocircuito dentro de la red como se muestra la figura 84.

Para realizar el consumo de corriente se utiliza como carga un transformador (3kVA) al cual será alimentado con una tensión de 600V en el devanado delta ver figura 84.

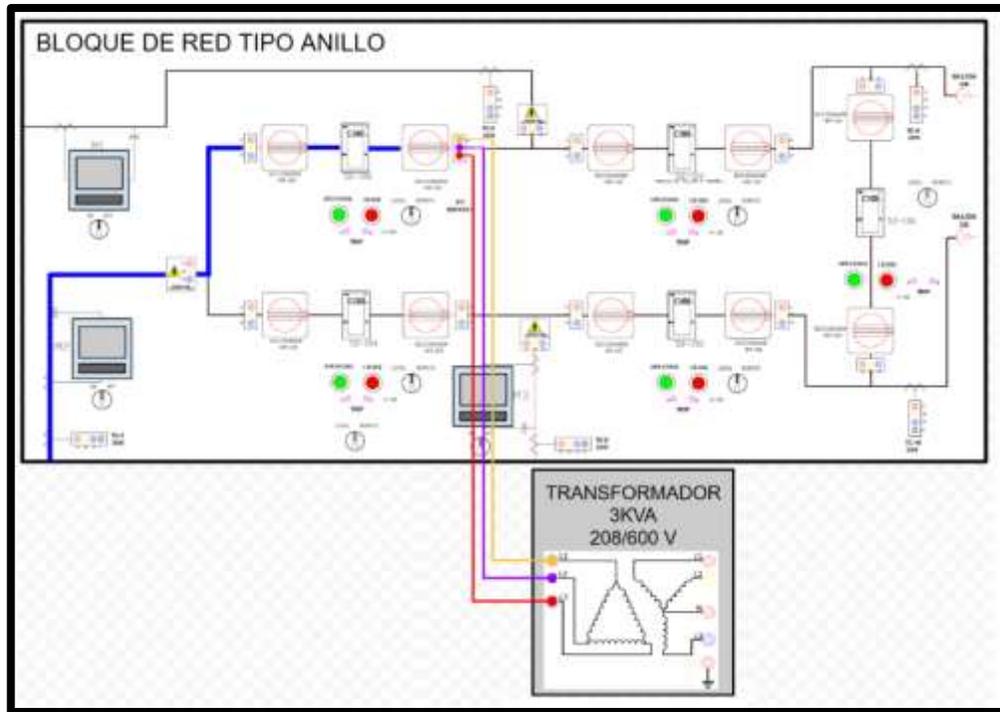


FIGURA 84: ESQUEMA DE ALIMENTACIÓN DE CARGA – PRÁCTICA I

5.1.5.1.3 Conexiones de CT, PT al relé SEL 751_1

Se realizan las conexiones desde el transformador de corriente #3 (TC-3) ubicado en la sección de alimentación B, hacia el Relé SEL 751_1 ubicado en la sección de IEDs de acuerdo al esquema en la figura 85.

De la misma manera se procede con el conexionado del transformador de potencial #2 (PT-2) ubicado en la sección de alimentación B, hacia el IED SEL 751_1 ver figura 85.

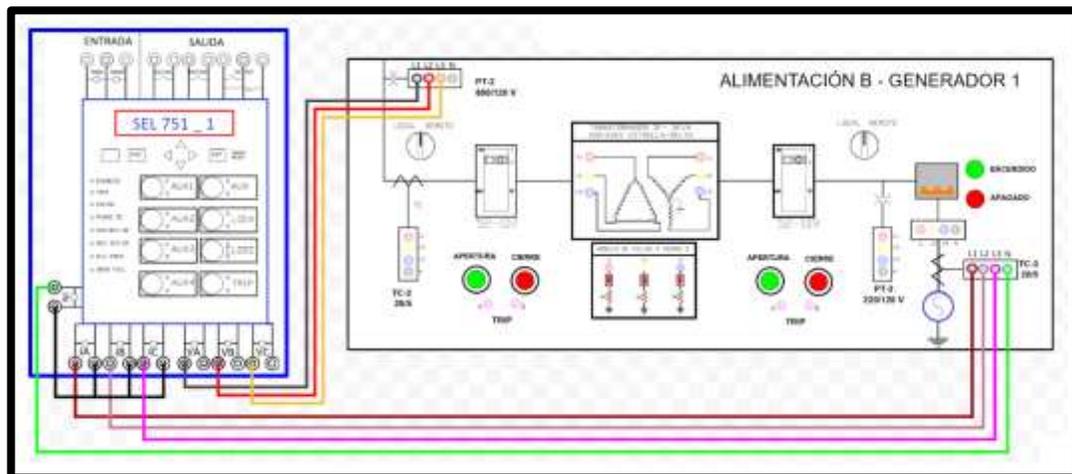


FIGURA 85: DIAGRAMA DE CONEXIONES PARA TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO – PRÁCTICA I

5.1.5.2 Conexión de elementos a la red LAN IEC61850

Para la conexión del relé y el computador hacia la red ethernet se utiliza los puertos 1 y 24 del Switch respectivamente tal como se muestra la figura 86.

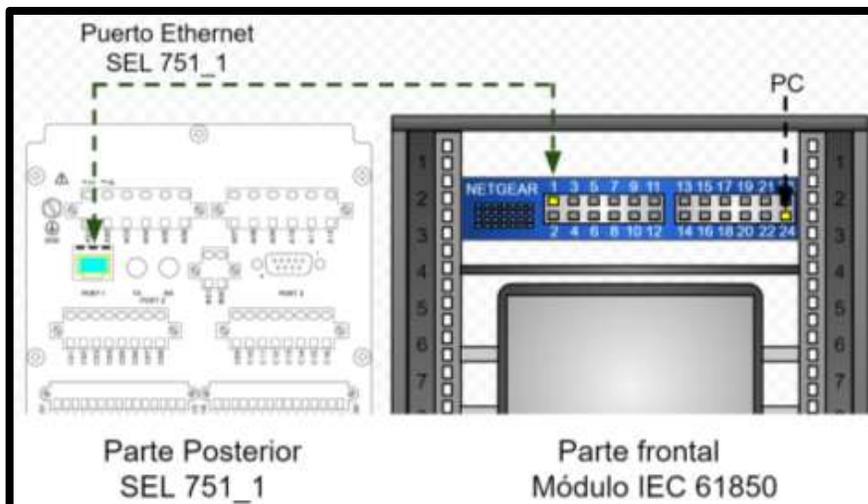


FIGURA 86: CONEXIÓN ETHERNET RELÉ SEL 751- PC-SWITCH – PRÁCTICA I

De esa manera todo el tráfico de red se concentra en el Switch y se logra una topología tipo estrella como se muestra la figura 87.

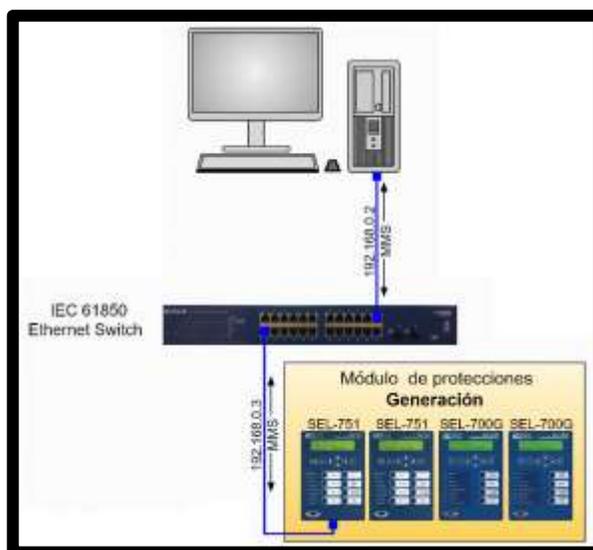


FIGURA 87: TOPOLOGÍA DE RED LAN - PRÁCTICA I

Luego de esto verificar la comunicación vía ethernet desde la computadora a los IEDs realizando una prueba de ping a la dirección IP de cada IED, (ejecutando el comando CMD en Windows).

5.1.5.3 Ajuste de Parámetros de relé con AcSELeRator QuickSet

Iniciar el programa AcSELeRator QuickSet en el ordenador. Proceder a ejecutar la comunicación y lectura de parámetros del IED SEL-751-1, recordando que las contraseñas para nivel 1 y nivel 2 son OTTER y TAIL respectivamente ver figura 88.



FIGURA 88: AJUSTE DE PARÁMETROS DE RED QUICKSET – PRÁCTICA I

Bajo el orden de ajustes: (Group 1 > Set 1 > Main), ingresar los valores de CTR, CTRN y PTR del IED SEL-751 y enviar al IED los parámetros ver figura 89.

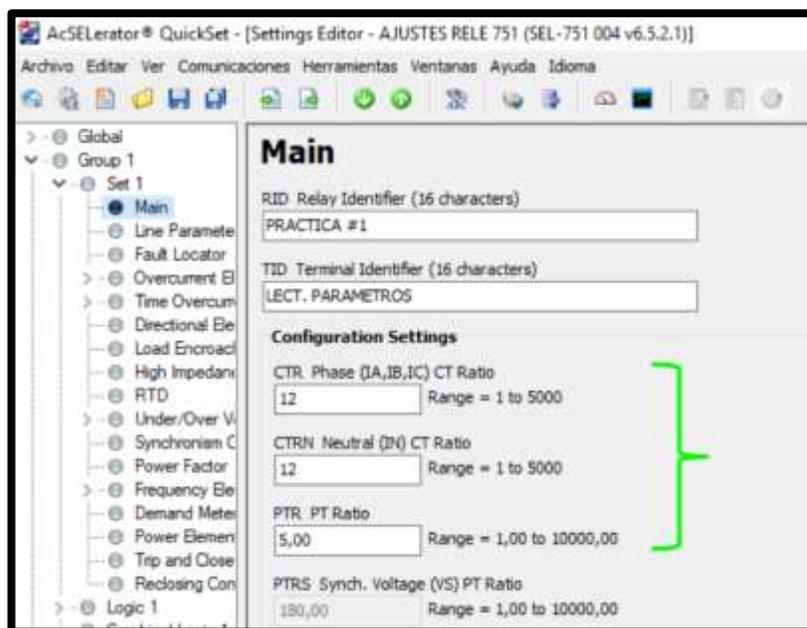


FIGURA 89: AJUSTE DE PT Y CT DE RELÉ – PRÁCTICA I

5.1.5.4 Ajuste de Parámetros IEC61850 con AcSELERator Architect

Ejecutar el software AcSELERator Architect y agregar un IED SEL-751 desde la paleta de IEDs, hacia la bandeja del proyecto. Usar la versión de software compatible con el IED, para ello usaremos la versión 004 que es compatible con el Firmware instalado en el IED. Posteriormente seleccionar la operación con seguridad normal y modificar ajuste de red ver figura 90.

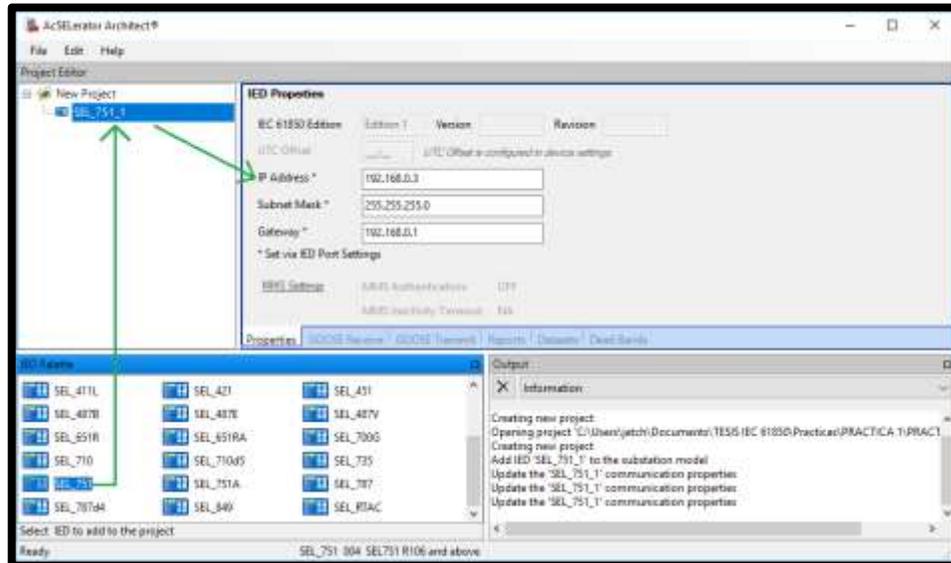


FIGURA 90: CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS DE RED DEL IED SEL-751 – PRÁCTICA I

Debido a que se va a configurar un reporte con parámetros personalizados, no se necesitará de las configuraciones que son emitidas por defecto en los ajustes del protocolo IEC-61850.

Por lo tanto, se procede a eliminar los Reportes, Mensajería vía Goose y Datasets generados por defecto.

Para poder Generar un reporte con parámetros personalizados, se debe primero conocer el Nodo Lógico y Atributo al que están asociados dichos parámetros. Para esto se debe acceder al manual de usuario del IED, en la sección de comunicaciones IEC-61850 para así tener claro qué se va a configurar al momento de editar los Dataset en el software del Architect. Los parámetros de medida que se usan en esta práctica y su asociación a Nodos lógicos y Atributos se muestran en la figura 91.

Table F.17 Logical Device: MET (Metering)			
Logical Node	Attribute	Data Source	Comment
Functional Constraint = MX ^a ^b			
METMMXU1	A.phsA.instCVal.mag.f	IA_MAG	Current, A-phase, magnitude
METMMXU1	A.phsB.instCVal.mag.f	IB_MAG	Current, B-phase, magnitude
METMMXU1	A.phsC.instCVal.mag.f	IC_MAG	Current, C-phase, magnitude
METMMXU1	Hz.instMag.f	FREQ	Frequency
METMMXU1	PPV.phsAB.instCVal.mag.f	VAB_MAG	Voltage, A-to-B-phase, magnitude
METMMXU1	PPV.phsBC.instCVal.mag.f	VBC_MAG	Voltage, B-to-C-phase, magnitude
METMMXU1	PPV.phsCA.instCVal.mag.f	VCA_MAG	Voltage, C-to-A-phase, magnitude
METMMXU1	TotPF.instMag.f	PF	Power factor, 3-phase, magnitude
METMMXU1	TotVA.instMag.f	S	Apparent power, 3-phase, magnitude
METMMXU1	TotVAr.instMag.f	Q	Reactive power, 3-phase, magnitude
METMMXU1	TotW.instMag.f	P	Real power, 3-phase, magnitude

FIGURA 91: EXTENSIONES DE NODOS LÓGICOS USADOS EN LA PRÁCTICA I [21]

En este caso, al usar parámetros de medición, se utilizará el dispositivo lógico de MET, ubicado bajo la restricción funcional “MX”. Luego se añadirá al Dataset parámetros de:

- Voltaje Línea-Línea
- Corriente por fase
- Frecuencia
- Potencia trifásica: Activa, Aparente y Reactiva Promedio
- Factor de potencia

Añadir las magnitudes de estos atributos uno a uno ver figura 92.

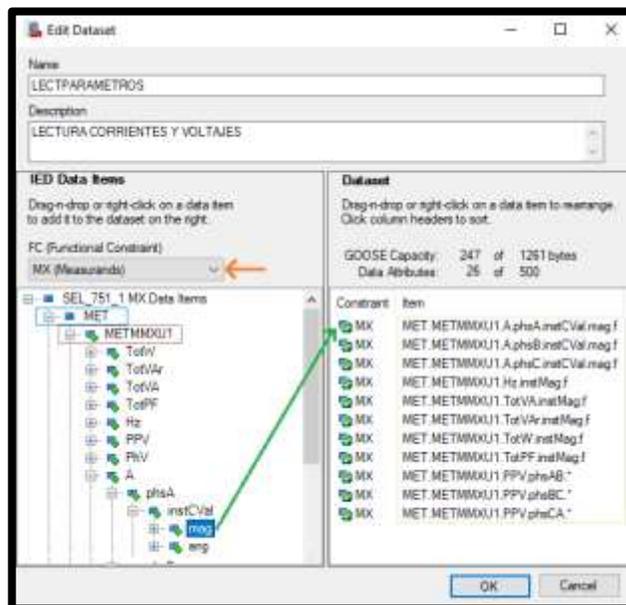


FIGURA 92: EDICIÓN DE DATASET PERSONALIZADO PARA LECTURA DE PARÁMETROS MMS – PRÁCTICA I

El hecho de crear un Dataset no significa que este sea transmitido por ningún medio, por lo tanto, se procede a configurar un nuevo reporte del Dataset creado para su transmisión vía MMS. Seleccionar Unbuffered si no se desea guardar un registro de cada reporte generado. Y en las opciones que desencadenan la acción de envío de reporte seleccionar todas las disponibles; además de la opción que sea periódico, en el cual se añade un valor de 10 segundos, para así generar un reporte sin necesidad de tener un cambio de estado (cambios en valores de voltaje, corriente, etc.).

No hay necesidad de editar el bloque de datasets en este reporte, ya que sólo existe uno, el configurado anteriormente. La configuración de estos parámetros se encuentra detallada en la figura 93.

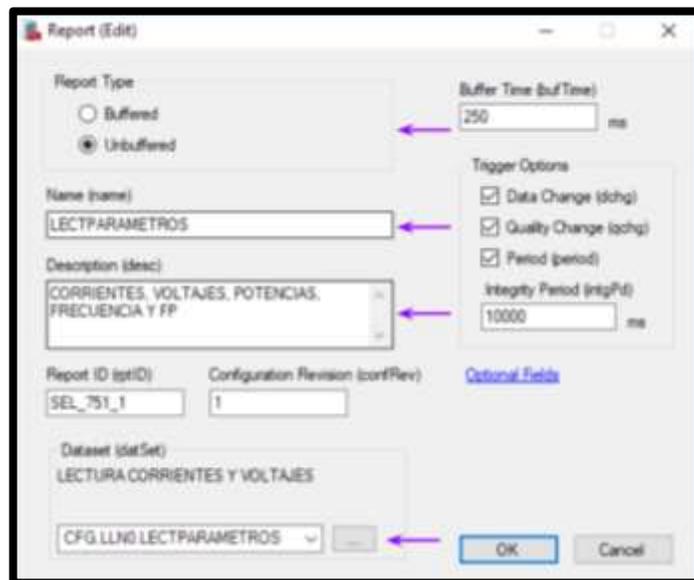


FIGURA 93: EDICIÓN DE REPORTE MMS EN SOFTWARE ACSELERATOR ARCHITECT – PRÁCTICA I

Enviar los ajustes del protocolo IEC-61850 al IED SEL-751-1 haciendo click derecho en el nombre del IED en el editor de proyecto.

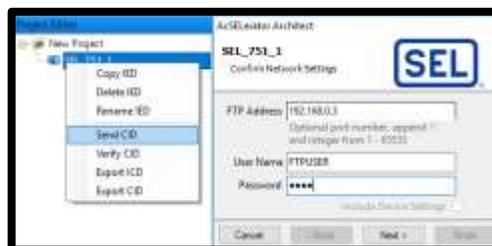


FIGURA 94: ENVÍO DE AJUSTES DE PROTOCOLO IEC-61850 HACIA EL IED SEL 751-1 – PRÁCTICA I

5.1.6 Resultados

5.1.6.1 Simulación de cliente - servidor

Ejecutar Omicron IEDScout y seleccionar la opción Discover IED, luego ingresar la dirección IP del IED SEL-751-1 y dar click en SAVE para guardar los ajustes del IED ver en la figura 95.



FIGURA 95: INGRESO DE PARÁMETROS DE RED EN SOFTWARE IEDSCOUT – PRÁCTICA I

Dentro de la interfaz del programa podremos visualizar la información obtenida de los reportes MMS enviados desde el IED, Para ello debe seleccionar el reporte y arrastrarlo hasta el panel de monitor de actividades ver figura 96.

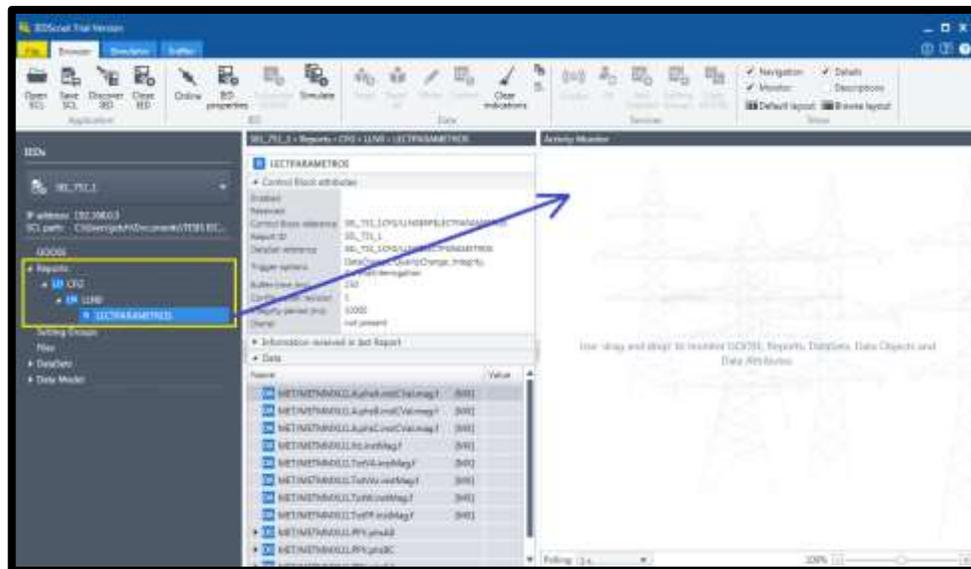


FIGURA 96: REPORTE DE PARÁMETROS EN SOFTWARE IEDSCOUT – PRÁCTICA I

Luego de esto se podrá visualizar periódicamente todos los parámetros ajustados anteriormente en el software Architect enviados por el IED hacia el ordenador vía mensajería MMS.



FIGURA 97: VISTA DE PARÁMETROS EN MONITOR DE ACTIVIDADES DEL SOFTWARE IEDSCOUT – PRÁCTICA I

5.1.6.2 Lectura de datos por tramas

Para realizar la captura de tramas que se envían y reciben a través del protocolo MMS utilizamos el programa WIRESHARK. Dentro del software podremos ver las características de las tramas como son: Preámbulo, Dirección Destino, Dirección Fuente, el protocolo utilizado ver figura 98.

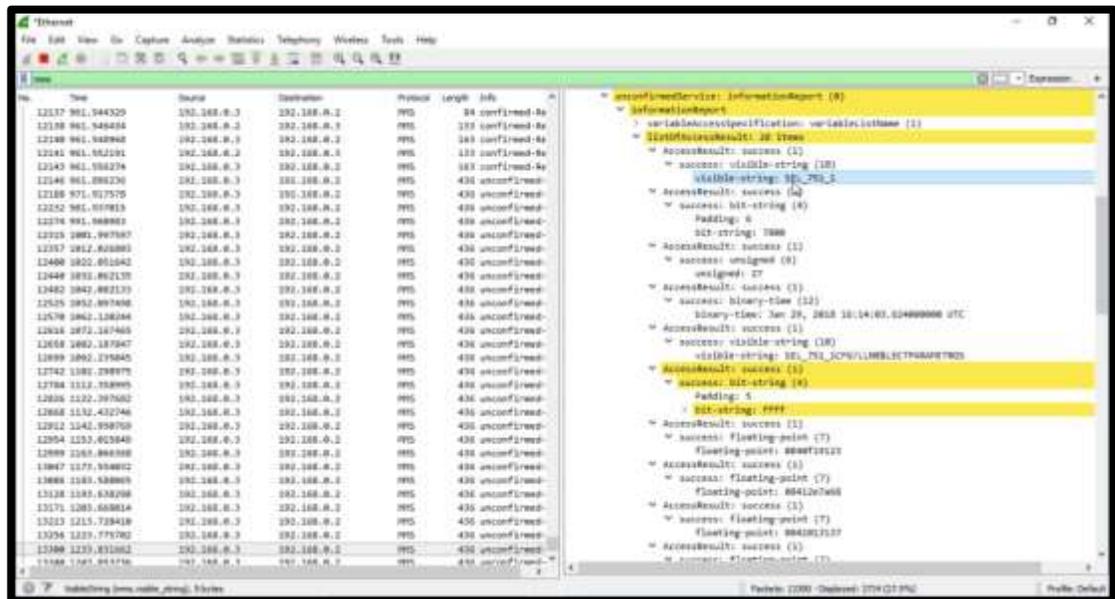


FIGURA 98: LECTURA DE TRAMAS CON SOFTWARE WIRESHARK – PRÁCTICA I

5.2 Practica II

5.2.1 Tema

Transmisión de datos mediante mensajería GOOSE entre IEDs dentro de la red LAN.

5.2.2 Objetivos

- Configurar parámetros de Datasets, sus ajustes de envío y recepción entre IEDs a través del protocolo GOOSE.
- Simular una falla de sobrecorriente en el módulo de protecciones de generación, para el envío del estado de protección y magnitud de sobrecorriente utilizando el IED SEL751_1.
- Observar el comportamiento de los diferentes IEDs ante un mensaje con información del estado de protección y magnitud de sobrecorriente recibidos mediante el protocolo GOOSE.

5.2.3 Duración

Tiempo estimado 2 horas.

5.2.4 Recursos

- Módulo de protecciones de Sistema de Generación
- Módulo de protecciones de Líneas de Transmisión
- Módulo de protecciones de Redes de Distribución
- Dos transformadores de 3 kVA - 208/600 V (estrella/delta)
- Variac 220V- 30A
- Módulo de comunicaciones IEC 61850

5.2.5 Procedimiento

5.2.5.1 Conexiones eléctricas en el Módulo de Protecciones de Generación

5.2.5.1.1 Conexiones de TC al IED SEL 751_1

Verificar ausencia de energía en el módulo al realizar el conexionado de elementos.

Se realizan las conexiones desde el transformador de corriente #3 (TC-3) ubicado en la sección de alimentación B, hacia el Relé SEL 751_1 ubicado en la sección de IEDs de acuerdo al esquema de la figura 99

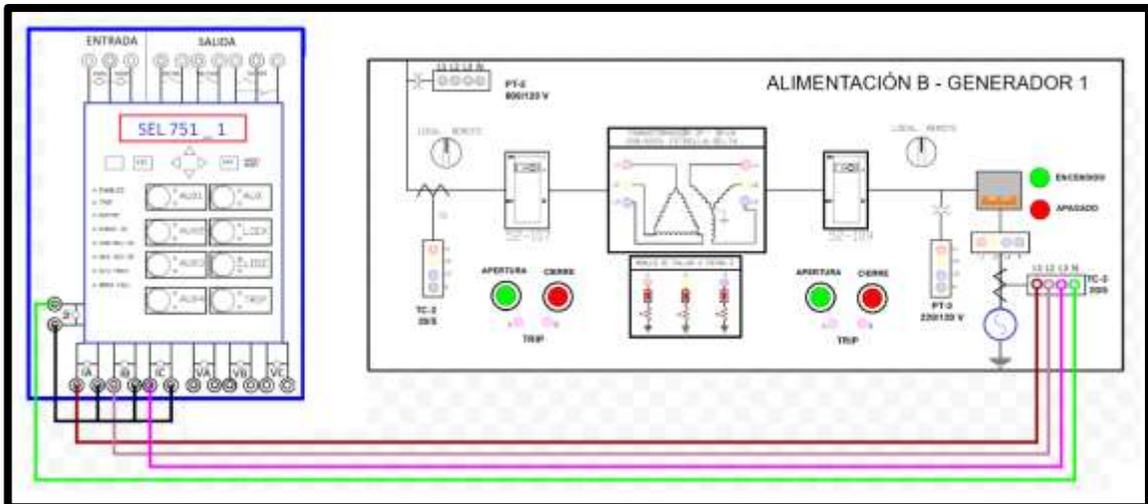


FIGURA 99: DIAGRAMA DE CONEXIONES DE CT - PRACTICA II

5.2.5.1.2 Energización de transformador 1 y Variac

Energizar la sección de alimentación B del módulo mediante un Variac 3Ø, el cual es ajustado a su salida una tensión de 208V (Fase-Fase), luego conectar el transformador a los bornes de la sección de alimentación ver 100.

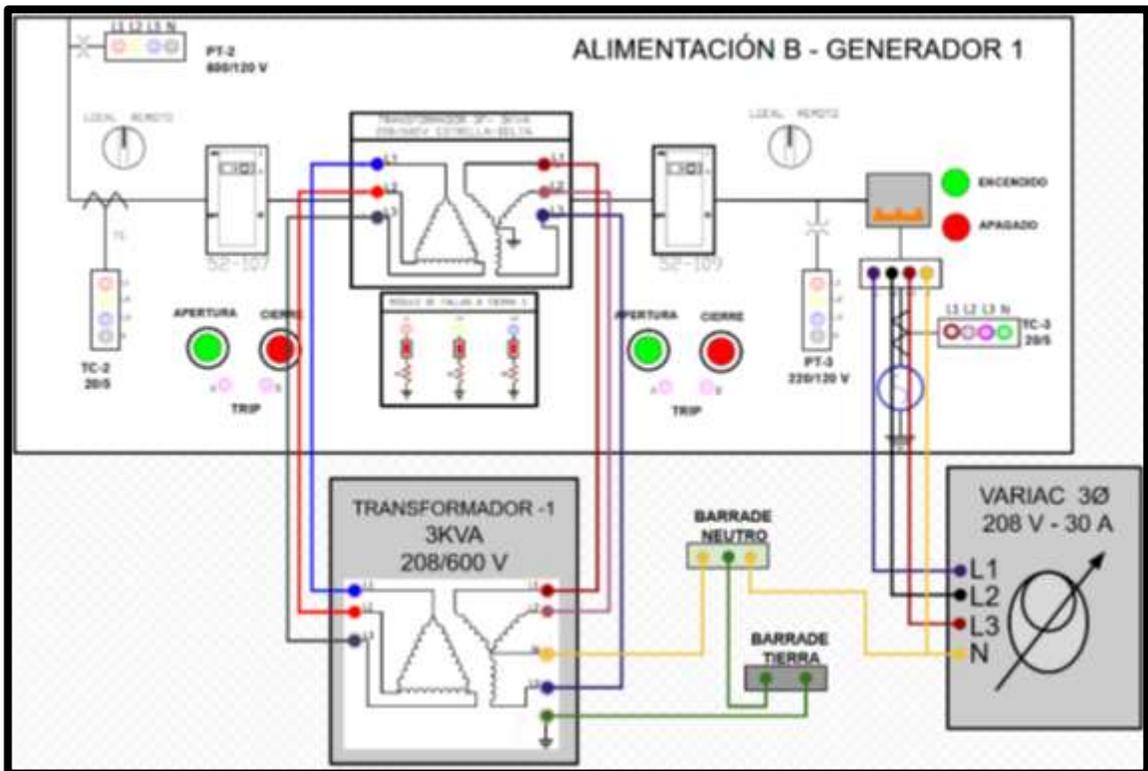


FIGURA 100: DIAGRAMA DE CONEXIONES TRANSFORMADOR 1 Y VARIAC - PRÁCTICA II

5.2.5.1.3 Energización de transformador 2 (Sobrecorriente)

En el bloque de red tipo anillo del módulo se activa los seccionadores (100 y 101) y el interruptor 102 para realizar un circuito que nos permita llevar el flujo de energía desde la alimentación B hasta la carga. Los demás seccionadores e interruptores deberán estar deshabilitados de esa manera evitamos algún cortocircuito dentro de la red como se muestra la figura 101.

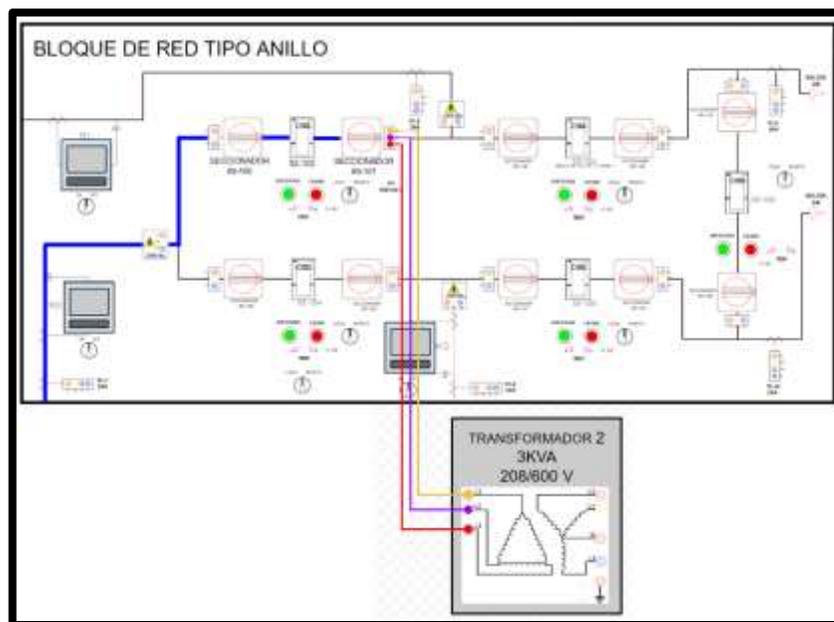


FIGURA 101: ESQUEMA DE ALIMENTACIÓN DE CARGA – PRÁCTICA II

En esta práctica el consumo de corriente del transformador 1 representa la corriente nominal. Cuando se energice el transformador 2 existirá un incremento de corriente que representa la sobrecorriente en el sistema.

Utilizando un amperímetro de gancho se obtienen las corrientes por fase en la entrada del transformador del transformador 1, los datos se registraron en la tabla 7.

TABLA 8: LECTURA DE CORRIENTE EN ALIMENTADOR 2

Fase	Corriente Nominal (A)	Sobrecorriente (A)
A	4.1	7.7
B	3.7	9.9
C	3.5	7.2

5.2.5.2 Conexión de elementos a red LAN IEC61850

Para la realización de esta práctica se utiliza Relés SEL 751, uno por cada módulo las cuales se les asignada una dirección IP ver figura 102.

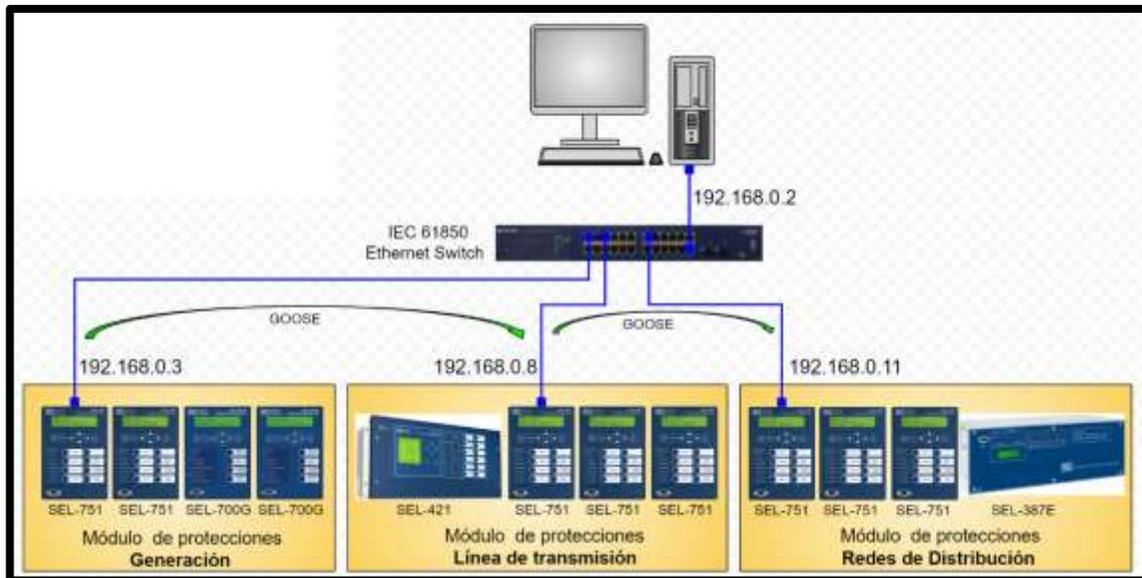


FIGURA 102: TOPOLOGÍA DE RED LAN - PRÁCTICA II

Para la conexión de los tres relés SEL 751 y el computador hacia la red ethernet se utiliza los puertos 1, 5, 9 y 24 del Switch respectivamente tal como se muestra la figura 103.

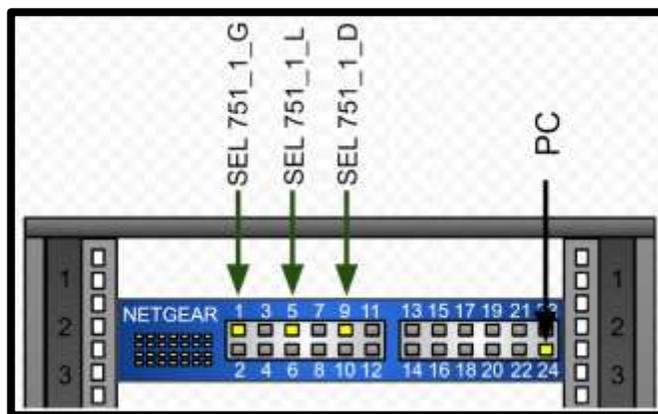


FIGURA 103: CONEXIÓN DE IEDS A PUERTOS DEL SWITCH - PRÁCTICA II

Luego de esto verificar la comunicación vía ethernet desde la computadora a los IEDs realizando una prueba de ping a la dirección IP de cada IED, (ejecutando el comando CMD en Windows).

5.2.5.3 Ajuste de Parámetros IEC61850 con AcSELERator Architect

Ejecutar AcSELERator Architect y agregar tres IED SEL-751 desde la paleta de IEDs, hacia la bandeja del proyecto. Cada IEDs deben ser asignados una dirección IP ver figura 102 de la topología de red.

Para la práctica, el IED “SEL_751_1_G” es quién realiza la lectura de corrientes, ejecución de función de protección 50 (sobrecorriente instantánea) y transmisor de mensaje por medio del protocolo GOOSE. Los demás IEDs “SEL_751_1_L” y “SEL_751_1_D” son los receptores del mensaje GOOSE ver figura 104.

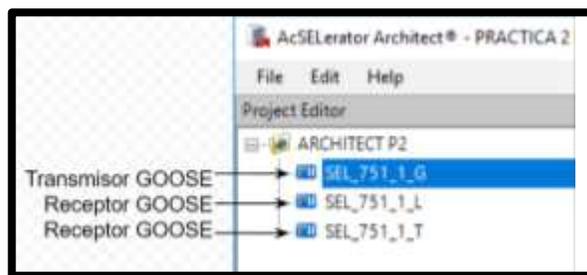


FIGURA 104: CREACIÓN DE CIDS - PRÁCTICA II

Paso 1: Ajuste IEC 61850 – “SEL 751_1_G”

Una vez creado los CIDs se procede a eliminar los Reportes, Mensajería vía Goose y Datasets generados por defecto.

Para poder Generar un reporte o mensaje GOOSE con parámetros personalizados, se debe primero conocer el Nodo Lógico y Atributo al que están asociados dichos parámetros. Para esto se debe acceder al manual de usuario del IED. Los parámetros de protección y medida que se usan en esta práctica y su asociación a Nodos lógicos y Atributos se muestran en la figura 105.

Table F.16 Logical Device: PRO (Protection)			
Logical Node	Attribute	Data Source	Comment
PITPOC1	Op general	50PIT	Level 1 phase instantaneous overcurrent element trip
Table F.17 Logical Device: MET (Metering)			
Logical Node	Attribute	Data Source	Comment
Functional Constraint = MX ^{a,b}			
METMMXU1	A.phsA.instCVal.mag.f	IA_MAG	Current, A-phase, magnitude
METMMXU1	A.phsB.instCVal.mag.f	IB_MAG	Current, B-phase, magnitude
METMMXU1	A.phsC.instCVal.mag.f	IC_MAG	Current, C-phase, magnitude

FIGURA 105: TABLA DE EXTENSIONES DE NODOS LÓGICOS USADOS EN LA PRÁCTICA II [21]

Conociendo los nodos lógicos se procede a crear el dataset como se muestra la figura 106.

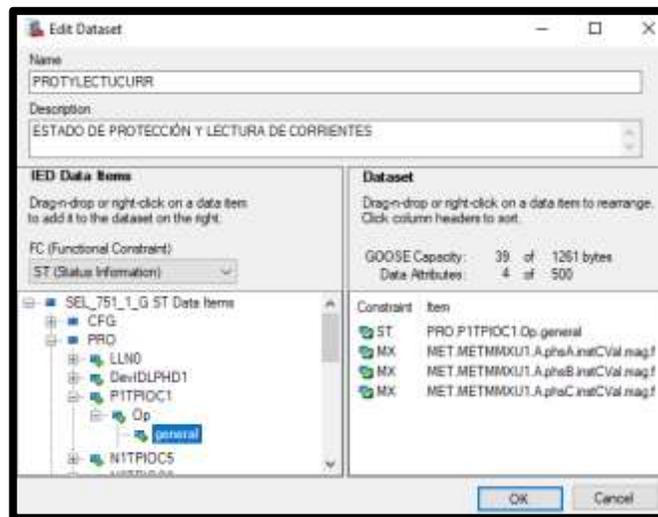


FIGURA 106: CREACIÓN DE DATASET - PRÁCTICA II

Luego configuramos la mensajería GOOSSE para la comunicación entre IEDs dentro de la red LAN.

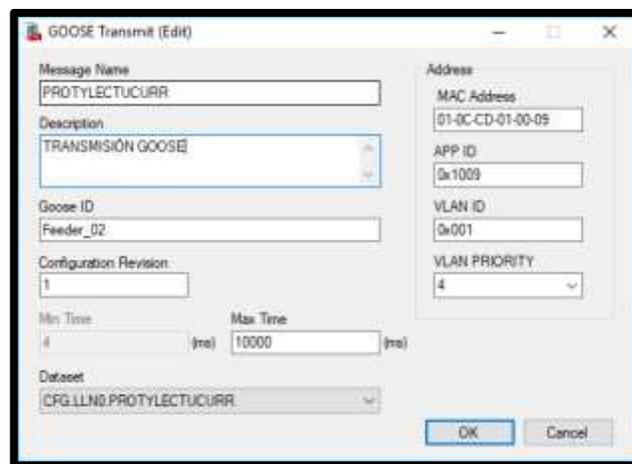


FIGURA 107: CREACIÓN DE GOOSE TRANSMIT - PRACTICA II

Paso 2: Ajuste IEC 61850 – “SEL 751_1_L” y “SEL 751_1_D”

Estos IEDs serán los receptores del mensaje GOOSE desde el relé SEL 751_1_G cuando ocurra un evento. Para esto se ajusta los parámetros de “GOOSE receive” en los dos IEDs, se asignan las medidas de corriente a las variables analógicas ver figura 108 y el estado de protección a un virtual bit (atributo de nodo lógico) ver figura 109.



FIGURA 108: AJUSTE DE RECEPTOR GOOSE – VALORES ANALÓGICOS



FIGURA 109: AJUSTE DE RECEPTOR GOOSE – VALORES BOOLEANOS

Finalmente se envían los CIDs creados a los respectivos relés usando la IP asignada.

5.2.5.4 Ajuste de Parámetros de relé con AcSElerator QuickSet

- **Ajuste de IED SEL 751_1_G**

Iniciar el programa AcSElerator QuickSet en el ordenador. Proceder a realizar la comunicación y lectura de parámetros del IED SEL-751_1_G.

Bajo el orden de ajustes: (Group 1> Set 1> Main), ingresar los valores de CTR, CTRN y PTR del IED SEL-751_1_G y enviar al IED los parámetros ver figura 110.

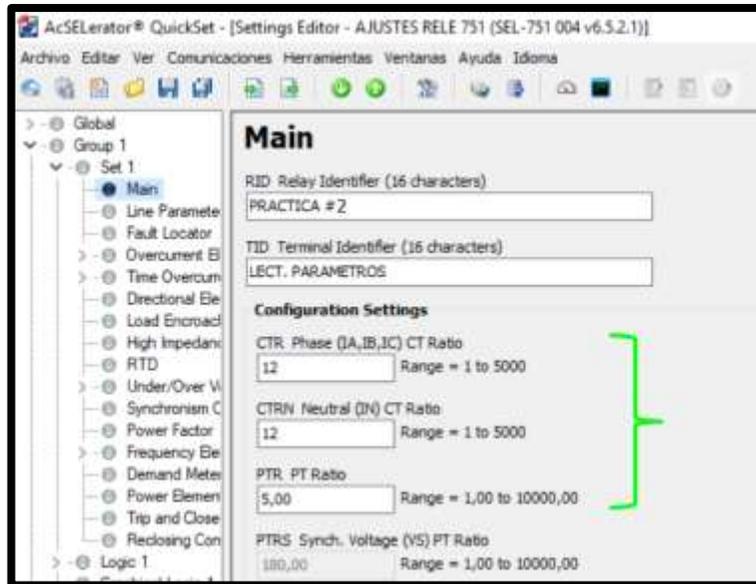


FIGURA 110: AJUSTE DE CT Y PT DE RELÉ SEL 751_1_G - PRACTICA II

Luego intencionalmente se desactiva la función de protección 50 (sobrecorriente instantánea) ver figura 111, esto es para que no ejecute ninguna acción al existir un incremento de corriente y así otros IEDs (SEL 751_1_L y SEL751_1R) ejecuten la acción creada en su respectivo control lógico.

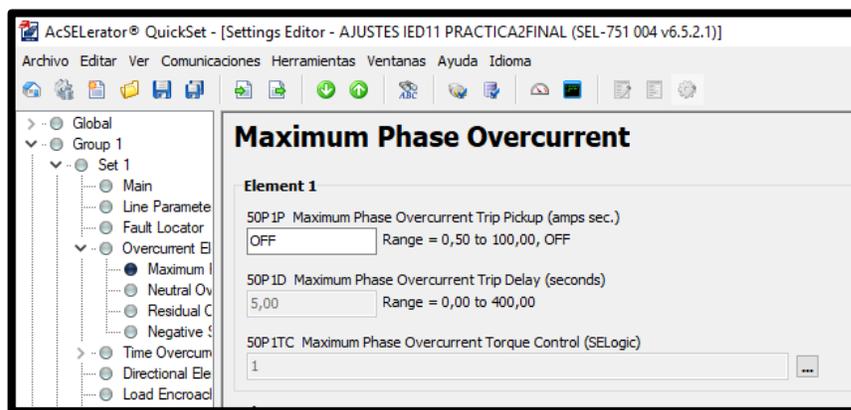


FIGURA 111: DESACTIVACIÓN PROTECCION SOBRECORRIENTE

- **Ajuste de IED “SEL 751_1_L” y “SEL 751_1_R”**

En estos IEDS se crea una la lógica de control que permita la activación de una salida del relé (Output 103) cuando la función protección 50 (sobrecorriente instantánea) del IED SEL 751_1_G no se active y las corrientes sean mayores a 6 amperios en el transformador 1 ver figura 112.

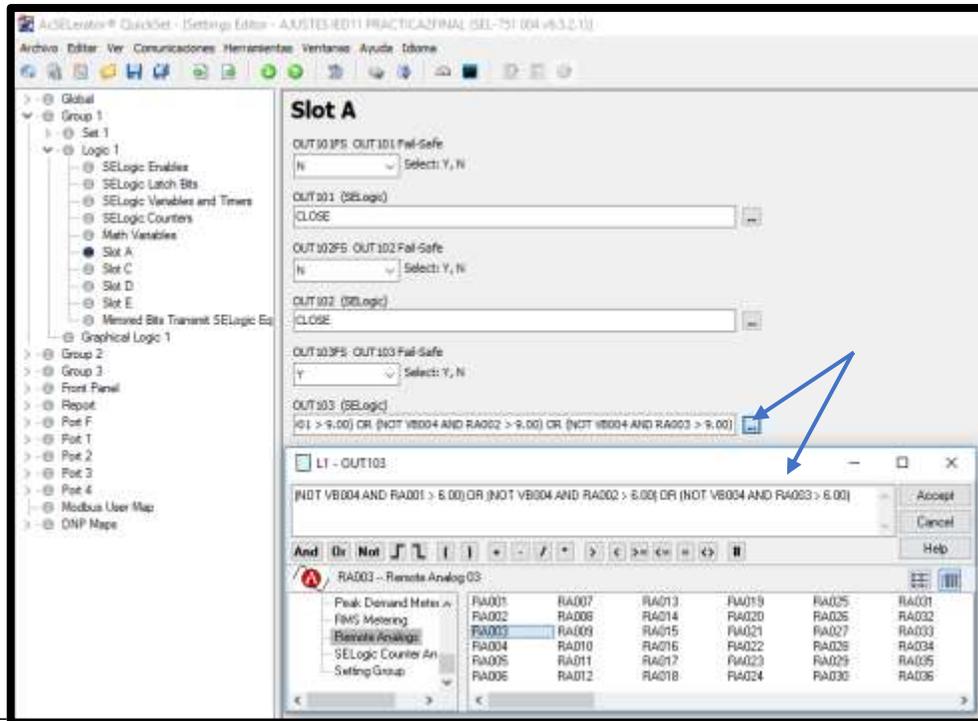


FIGURA 112: LÓGICA DE ACTIVACIÓN DE LA SALIDA 103

También se ejecuta la señalización del TRIP cuando la salida 103 se active, esto nos permitirá observar algún cambio de estado a través del encendido del LED de TRIP en el lado frontal del relé receptor ver figura 113.

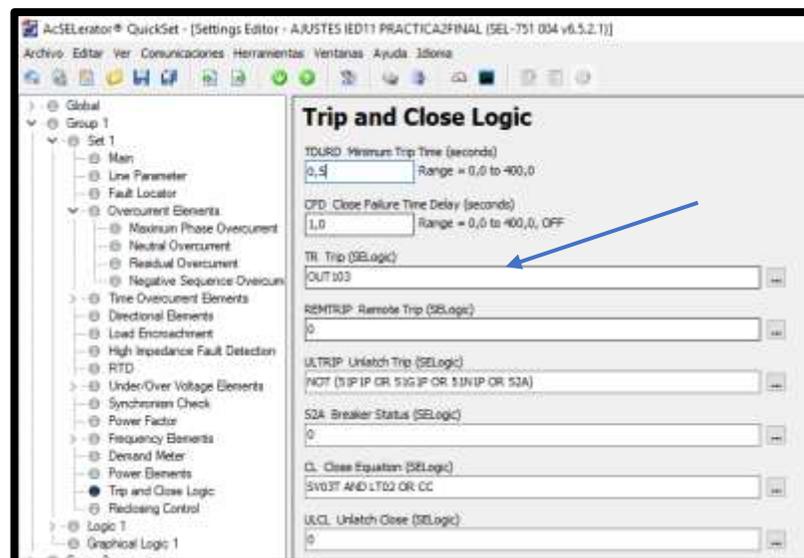


FIGURA 113: ACTIVACIÓN DE TRIP

Finalmente se envía los respectivos ajustes a los relés que se utilizan en la red.

5.2.6 Resultados

5.2.6.1 Lectura de datos “SEL_751_1_G”

La lectura de datos se puede observar a través del software IEDScout.

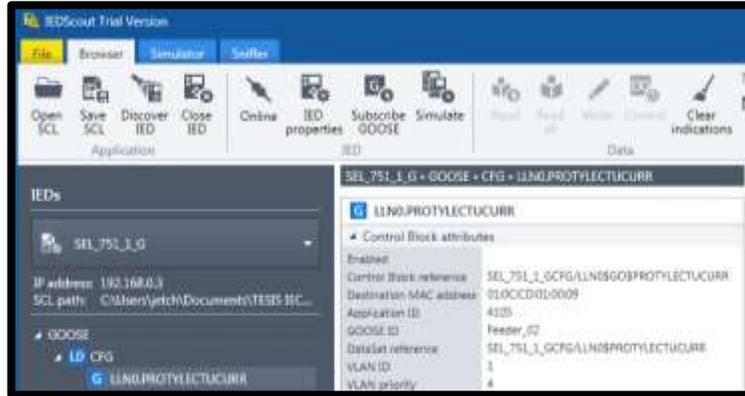


FIGURA 114: LECTURA DE TRANSMISIÓN GOOSE DE RELÉ SEL 751_1_G

En el monitor de actividades se pueden apreciar las variaciones de corriente al existir una sobrecarga en el circuito y también se observa que la protección “50” no actúa ante dicho incremento como se muestran la figura 115 y 116.



FIGURA 115: MONITOR DE ACTIVIDADES DE SEL_751_1_G - CONDICIÓN NOMINAL

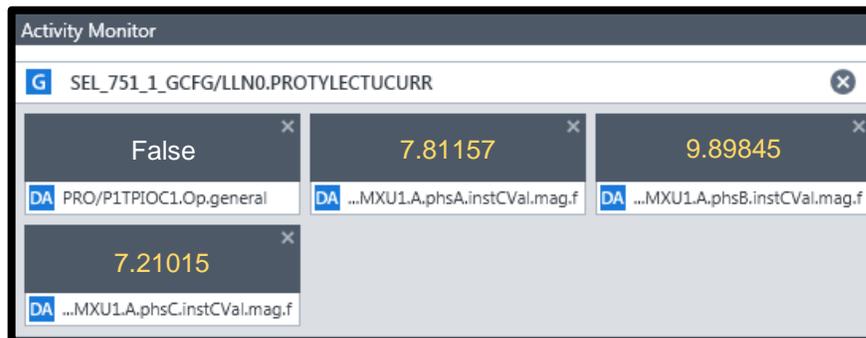


FIGURA 116: MONITOR DE ACTIVIDADES DE SEL_751_1_G - CONDICIÓN SOBRECORRIENTE

5.2.6.2 Lectura de datos “SEL_751_1_L” y “SEL_751_1_D”

Utilizando el simulador HMI en el programa QuickSet AcSELeRator muestra la activación de la salida 103 y el encendido del LED de TRIP en la parte frontal de los Relés ver figura117.

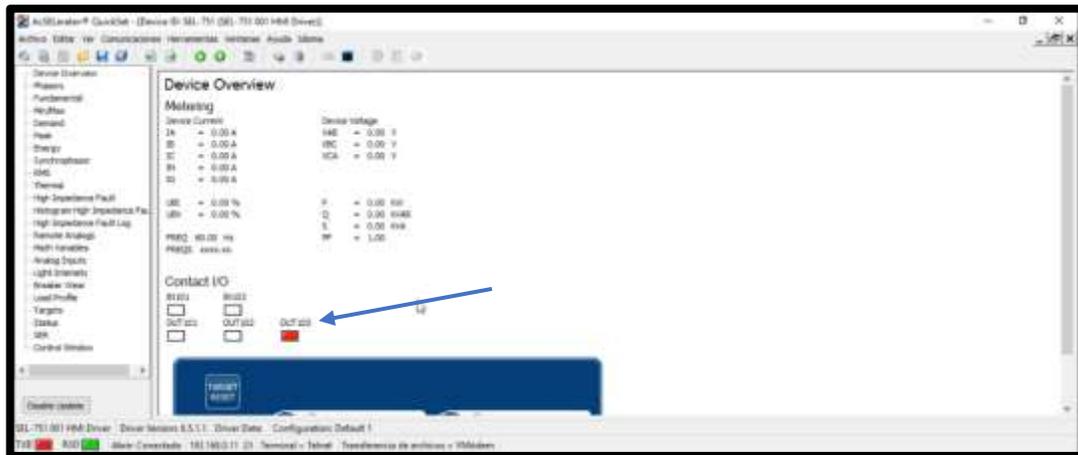


FIGURA 117: ACTIVACIÓN DE SALIDA 103 DE IEDS RECEPTORES GOOSE

5.2.6.3 Lectura de datos por tramas

Para realizar la lectura de datos por medio de la captura de tramas del protocolo GOOSE utilizamos el programa WIRESHARK en el cual muestra los paquetes de datos que envía el IED transmisor como se muestra la figura 118.

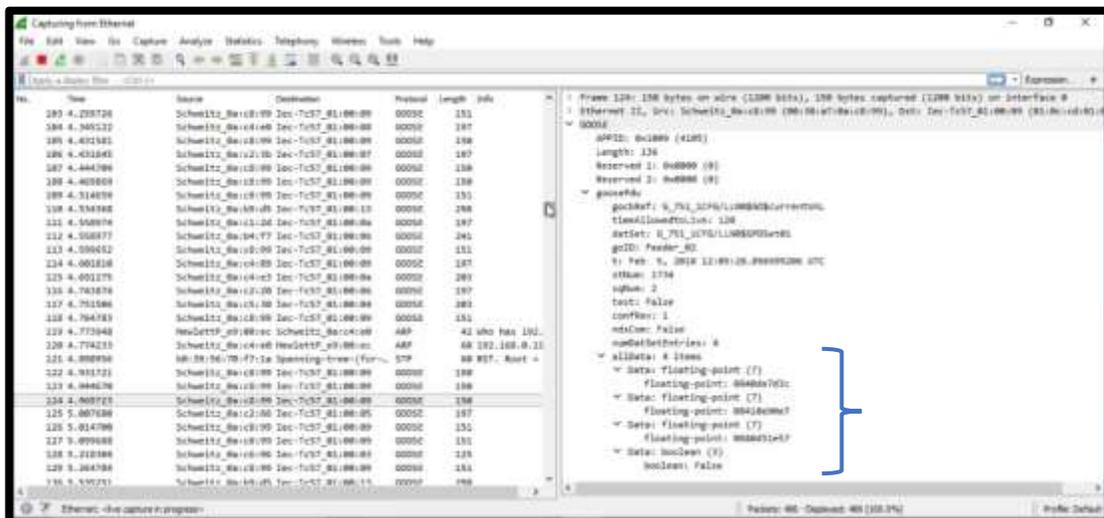


FIGURA 118: LECTURA DE TRAMAS DEL PROTOCOLO GOOSE

5.3 Practica III

5.3.1 Tema

Ajuste de función de protección 27 (Bajo-voltaje), función de protección 59 (sobrevoltaje) y transmisión de datos a través de reportes MMS.

5.3.2 Objetivos

- Configurar parámetros de DataSets y Reportes para lectura de voltaje por medio de red LAN IEC 61850.
- Ajustar parámetros de protección 27 y 59 en el relé SEL 751-1.
- Monitorear el voltaje del lado secundario del transformador y los estados de protección remotamente a través de Reportes MMS.

5.3.3 Duración

La duración estimada para la ejecución de la práctica es de 2 horas.

5.3.4 Recursos

- Módulo de protecciones de Sistema de Generación
- Transformador de 3 kVA - 208/600 V (estrella/delta)
- Variac 220V- 30A
- Módulo de comunicaciones IEC 61850

5.3.5 Procedimiento

5.3.5.1 Conexiones eléctricas en el Módulo de protección de Generación

5.3.5.1.1 Energización de transformador y Variac

Verificar ausencia de tensión en el circuito al realizar el conexionado de elementos.

Energizar la sección de alimentación B del módulo mediante un Variac 3Ø, el cual es ajustado a su salida una tensión de 208V (Fase-Fase), luego conectar el transformador a los bornes de la sección de alimentación ver 119.

Los terminales del Neutro del Variac y transformador son conectados en los bornes del neutro del módulo de la misma forma el terminal de tierra del transformador debe estar colocado en la barra de tierra del módulo ver figura 119.

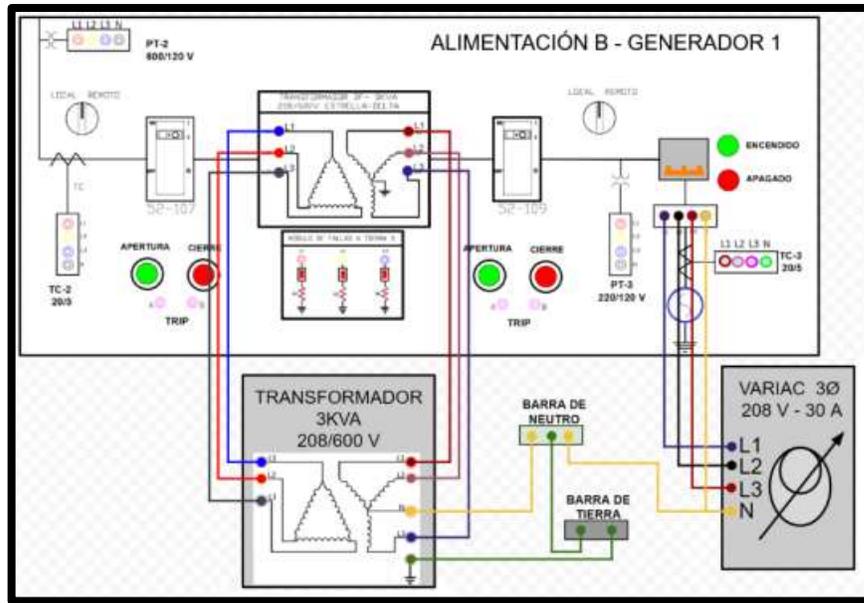


FIGURA 119: DIAGRAMA DE CONEXIONES TRANSFORMADOR Y VARIAC - PRÁCTICA III

5.3.5.1.2 Conexión eléctrica de PT al relé SEL 751_1

Se procede con el conexionado del transformador de potencial #2 (PT-2) ubicado en el bloque de alimentación B, hacia el IED SEL 751_1 tal como se aprecia en la figura 120.

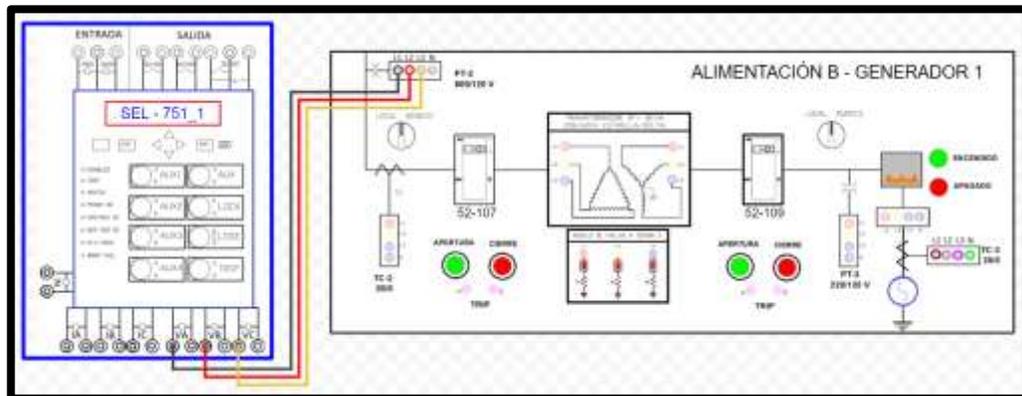


FIGURA 120: DIAGRAMA DE CONEXIONES PARA TRANSFORMADOR DE INSTRUMENTO – PRÁCTICA III

5.3.5.2 Conexión de elementos a la red LAN IEC61850

Para la conexión del relé y el computador hacia la red ethernet se utiliza los puertos 1 y 24 del Switch respectivamente tal como se muestra la figura 121.

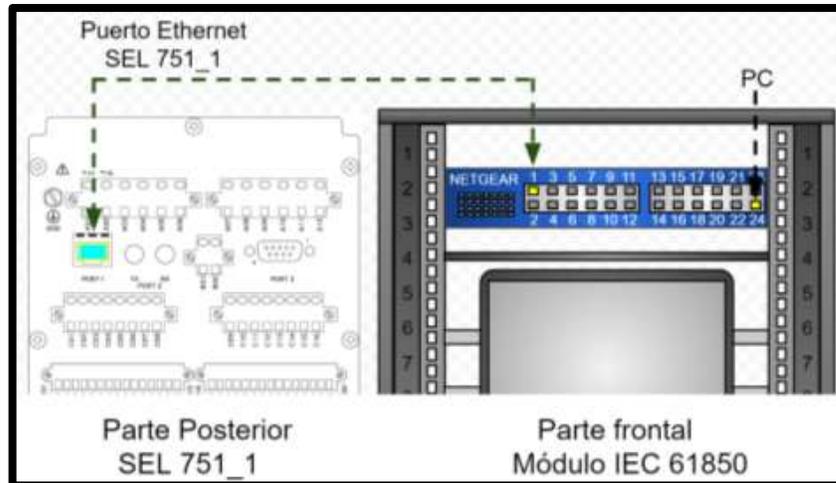


FIGURA 121: CONEXIÓN ETHERNET RELÉ SEL 751- PC-SWITCH – PRÁCTICA III

De esa manera todo el tráfico de red se concentra en el Switch y se logra una topología tipo estrella como se muestra la figura 122.

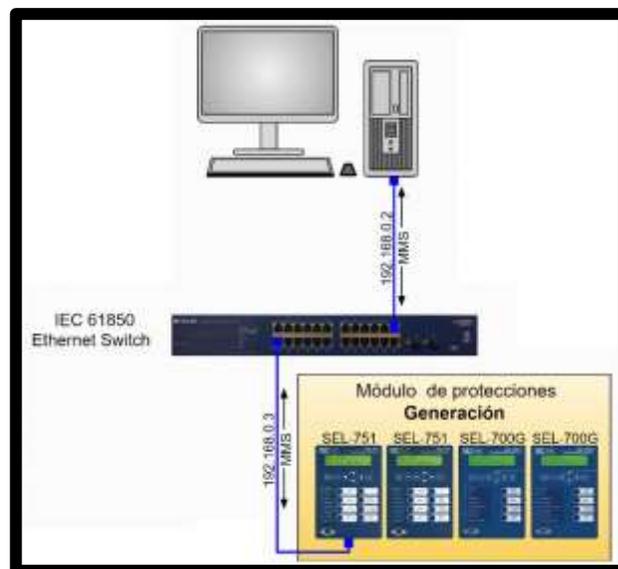


FIGURA 122: TOPOLOGÍA DE RED LAN - PRÁCTICA III

Luego de esto verificar la comunicación vía ethernet desde la computadora a los IEDs realizando una prueba de ping a la dirección IP de cada IED, (ejecutando el comando CMD en Windows).

5.3.5.3 Ajuste de Parámetros de relé con AcSELerator QuickSet

Iniciar el programa AcSELerator QuickSet en el ordenador. Proceder a realizar la comunicación y lectura de parámetros del IED SEL-751-1, recordando que las contraseñas para nivel 1 y nivel 2 son OTTER y TAIL respectivamente ver figura 123.



FIGURA 123: AJUSTE DE PARÁMETROS DE RED QUICKSET – PRÁCTICA I

Bajo el orden de ajustes: (Group 1> Set 1> Main), ingresar los valores de CTR, CTRN y PTR del IED SEL-751_1 y enviar al IED los parámetros ver figura 124.

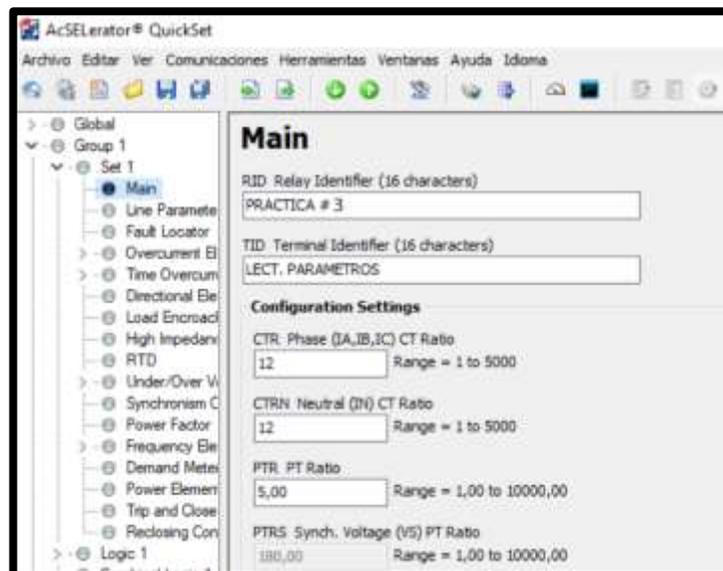


FIGURA 124: AJUSTE DE PT EN RELÉ SEL 751_1

Se procede a realizar el cálculo para ajustar las protecciones de sub-voltaje y sobrevoltaje. Para esto se asigna un rango protección del 5% del voltaje nominal, en este caso la salida del transformador posee una tensión nominal de 600 voltios linea-linea.

Para ajustar parámetros del IEDs en el acSELerator quickset, se utiliza el voltaje medido desde la salida del PT de medición, El PT-2 posee relación de transformación de 600/120, entonces su PTR es de 5.

Ajuste para Bajo Voltaje

$$V_{Primarios} = 600V \times 0.95 = 570V$$

$$V_{Secundarios} = \frac{570V}{5} = 114V$$

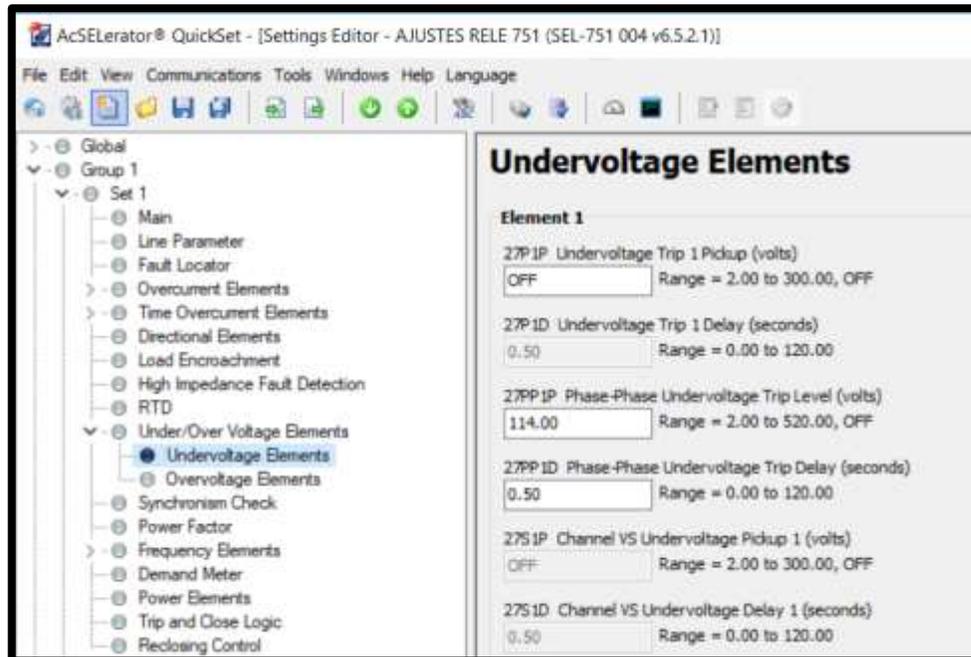


FIGURA 125: AJUSTES DE BAJO VOLTAJE

Ajuste para Sobre Voltaje

$$V_{Primarios} = 600V \times 1.05 = 630V$$

$$V_{Secundarios} = \frac{630V}{5} = 126V$$

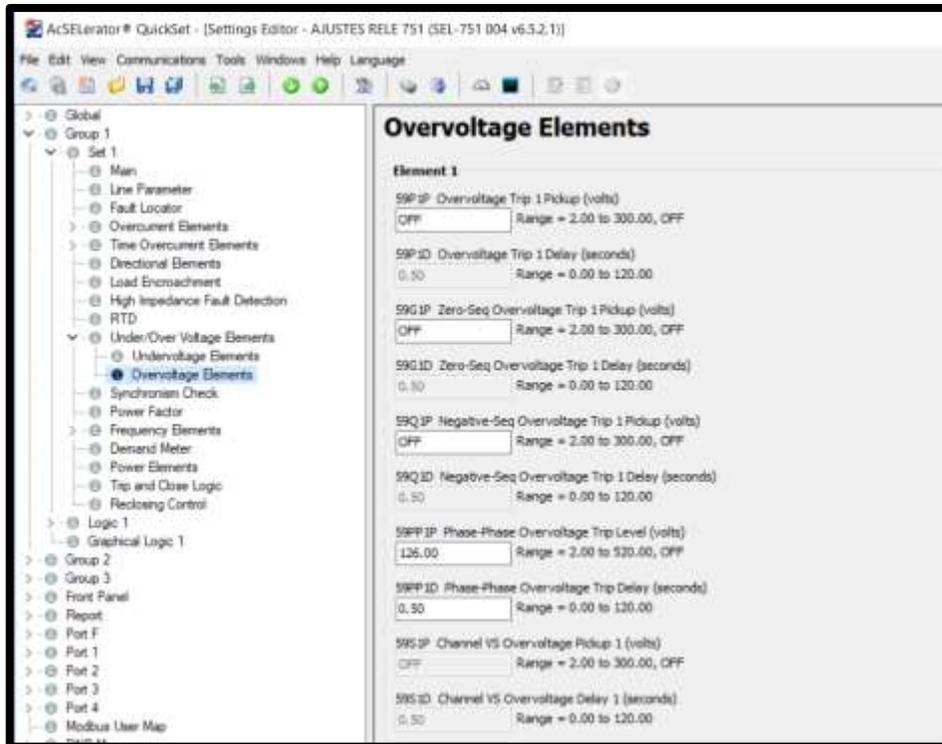


FIGURA 126: AJUSTES DE SOBREVOLTAJE

Y finalmente se realizan los ajustes de TRIP mediante las protecciones de sobrevoltaje y bajo voltaje.

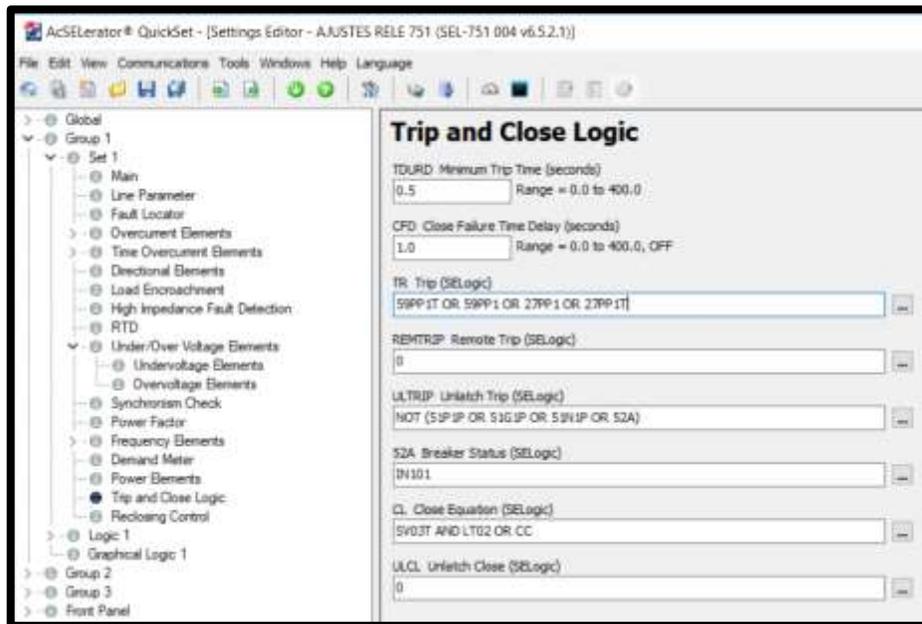


FIGURA 127: AJUSTES DE TRIP BAJO VOLTAJE Y SOBREVOLTAJE

5.3.5.4 Ajuste de Parámetros IEC61850 con AcSELerator Architect

Para esta práctica se necesita conocer los nodos lógicos y los atributos asociados a las protecciones de sobre y bajo voltaje, para ello se usará la tabla de los Nodos lógicos con sus respectivos atributos que se encuentra en la figura 128.

Table F.16 Logical Device: PRO (Protection) (Sheet 6 of 9)			
Logical Node	Attribute	Data Source	Comment
PP1TPTOV3	Op.general	59PPIT	Level 1 phase-to-phase overvoltage element trip
PP1TPTUV3	Op.general	27PPIT	Level 1 phase-to-phase undervoltage element trip

Table F.17 Logical Device: MET (Metering) (Sheet 3 of 4)			
Logical Node	Attribute	Data Source	Comment
METMMXU1	PPV.phsAB.instCVal.mag.f	VAB_MAG	Voltage, A-to-B-phase, magnitude
METMMXU1	PPV.phsBC.instCVal.mag.f	VBC_MAG	Voltage, B-to-C-phase, magnitude
METMMXU1	PPV.phsCA.instCVal.mag.f	VCA_MAG	Voltage, C-to-A-phase, magnitude

FIGURA 128: NODOS LOGICOS Y ATRIBUTOS PRACTICA III [21]

Una vez identificados los nodos lógicos y sus atributos se proceden a crear un Dataset con los nuevos parámetros de voltaje y estado de protección sobre y bajo voltaje como se muestra la figura 129.

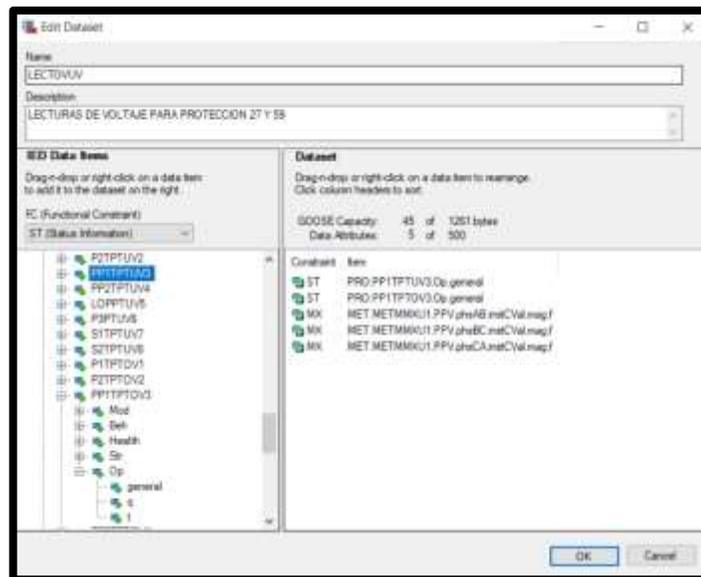


FIGURA 129: AJUSTE DATASET PRACTICA III

Finalmente se crea un reporte con el respectivo Dataset y se envía el CID hacia el relé SEL 751.

5.3.6 Resultados

5.3.6.1 Simulación de cliente - servidor

Dentro de la interfaz del programa podremos visualizar los datos de los reportes MMS enviados desde el IED, Para ello debe seleccionar el reporte y arrastrarlo hasta el panel de monitor de actividades ver figura 130.

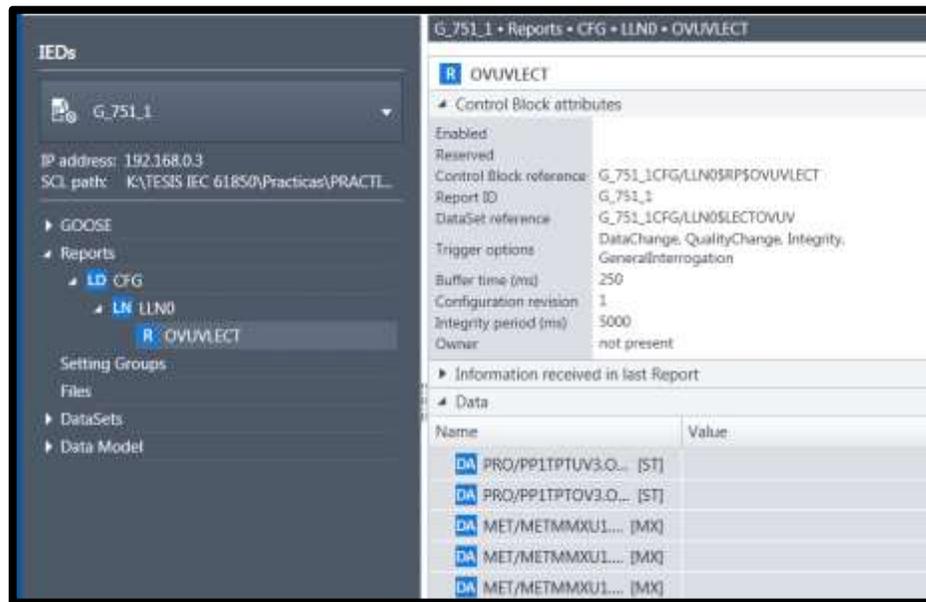


FIGURA 130: BLOQUE DE CONTROL DE ATRIBUTOS PRACTICA III

Haciendo uso del simulador IEDScout se puede monitorear tanto los estados de protecciones como también los valores de magnitud de voltaje en tiempo real.

En el monitor de actividades se puede verificar que la protección de bajo y sobre voltaje actúa de manera correcta al detectarse un incremento o disminución de voltaje como se aprecian en las figuras 131 y 132.

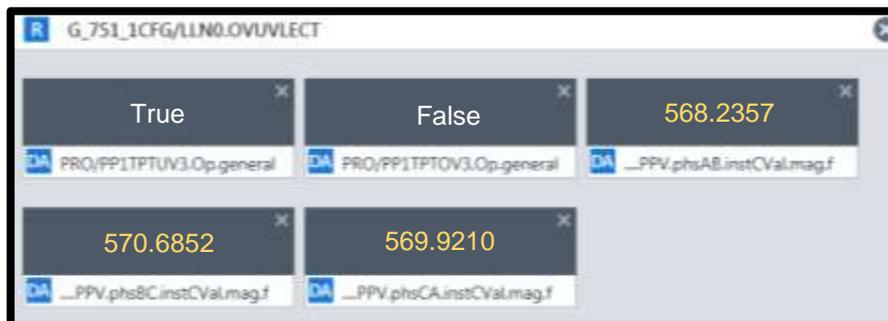


FIGURA 131: MONITOR DE ACTIVIDADES BAJO VOLTAJE



FIGURA 132: MONITOR DE ACTIVIDADES SOBREVOLTAJE

5.3.6.2 Lectura de datos por tramas

Para realizar la captura de tramas que se envían y reciben a través del protocolo MMS utilizamos el programa WIRESHARK. Dentro del software podemos ver las características de las tramas como son: Preámbulo, Dirección Destino, Dirección Fuente, el protocolo utilizado y los datos ver imagen 133.

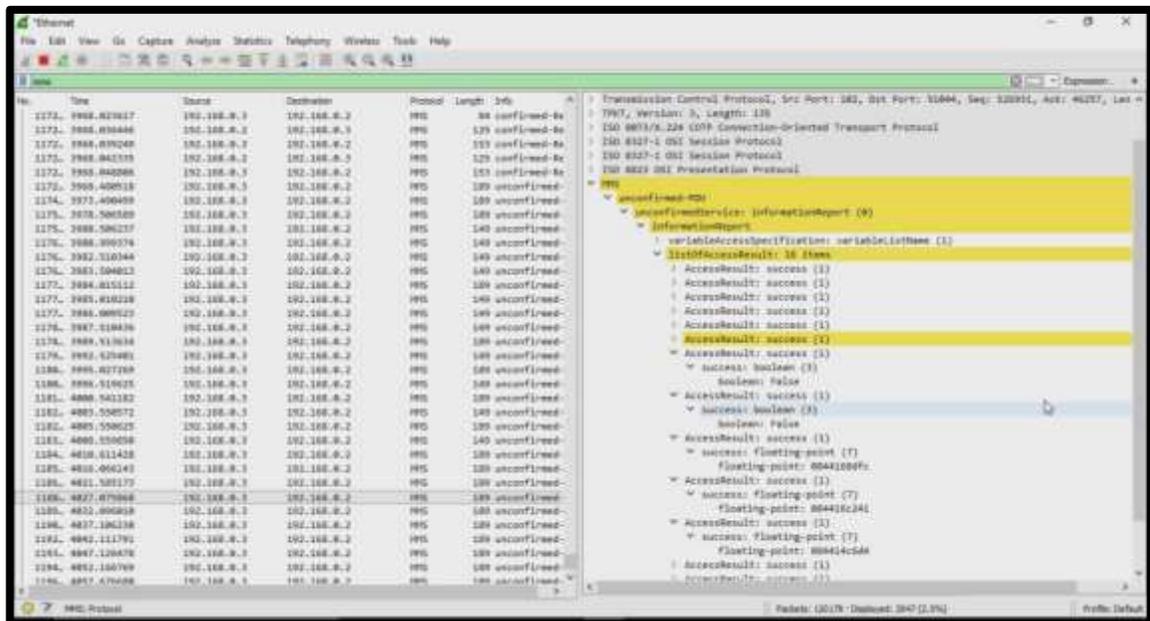


FIGURA 133: LECTURA DE TRAMAS CON SOFTWARE WIRESHARK – PRÁCTICA III

5.4 Practica IV

5.4.1 Tema

Ajuste de función de protección 50 (sobrecorriente instantánea), función de protección 51 (sobrecorriente temporizada) y transmisión de datos a través de reportes MMS.

5.4.2 Objetivos

- Configurar parámetros de DataSets y Reportes para lectura de voltaje por medio de la red IEC 61850.
- Ajustar parámetros de función de protección 50 y 51 en el relé SEL 751-1.
- Monitorear las corrientes por fase del lado primario del transformador y los estados de protección remotamente a través de Reportes MMS.

5.4.3 Duración

La duración estimada para la ejecución de la práctica es de 2 horas.

5.4.4 Recursos

- Módulo de protecciones de Sistema de Generación
- Dos Transformadores de 3 kVA - 208/600 V (estrella/delta)
- Transformador de 10 kVA - 208/600 V (estrella/delta)
- Variac 220V- 30A
- Módulo de comunicaciones IEC 61850

5.4.5 Procedimiento

5.4.5.1 Conexiones eléctricas en el Módulo de protección de Generación

5.4.5.1.1 Energización de transformador 1 y Variac

Verificar ausencia de tensión en el circuito al realizar el conexionado de elementos.

Para energizar el bloque de la alimentación B del módulo de protecciones del Generador se utiliza un Variac 3Ø, el cual es ajustado a su salida una tensión de 208V (Fase-Fase), luego se realiza la conexión del transformador a los bornes del bloque de alimentación ver figura134.

Los terminales del Neutro del Variac y transformador son conectados a la barra del neutro del módulo de la misma manera el terminal de tierra del transformador debe estar colocado los terminales de tierra del módulo ver figura 134.

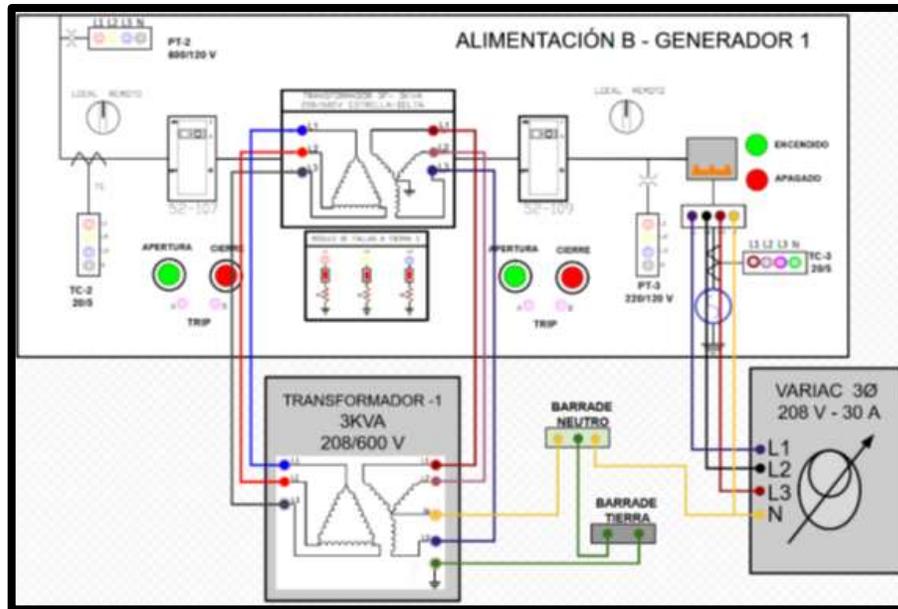


FIGURA 134: DIAGRAMA DE CONEXIONES TRANSFORMADOR 1 Y VARIAC - PRÁCTICA IV

5.4.5.1.2 Conexión eléctrica de PT al relé SEL 751_1

Se procede con el conexionado del transformador de corriente #3 (TC-3) ubicado en el bloque de alimentación B, hacia el IED SEL 751_1 tal como se aprecia en la figura 135.

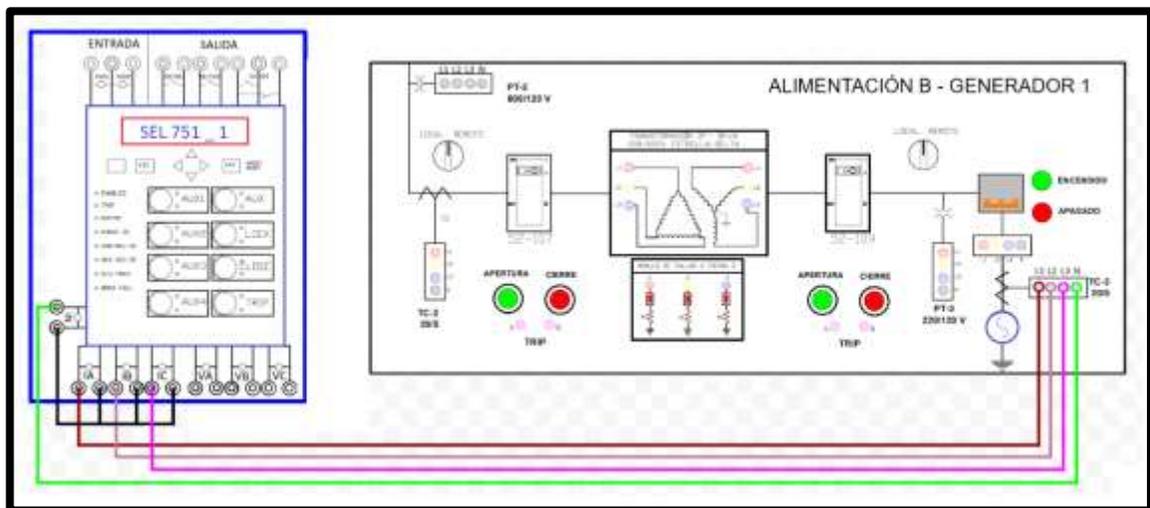


FIGURA 135: DIAGRAMA DE CONEXIONES DE TC - PRÁCTICA IV

5.4.5.1.3 Conexiones para sobrecarga de sistema

Para la práctica utilizamos dos transformadores externos 2 y 3 que se conectan al sistema ver imagen 136.

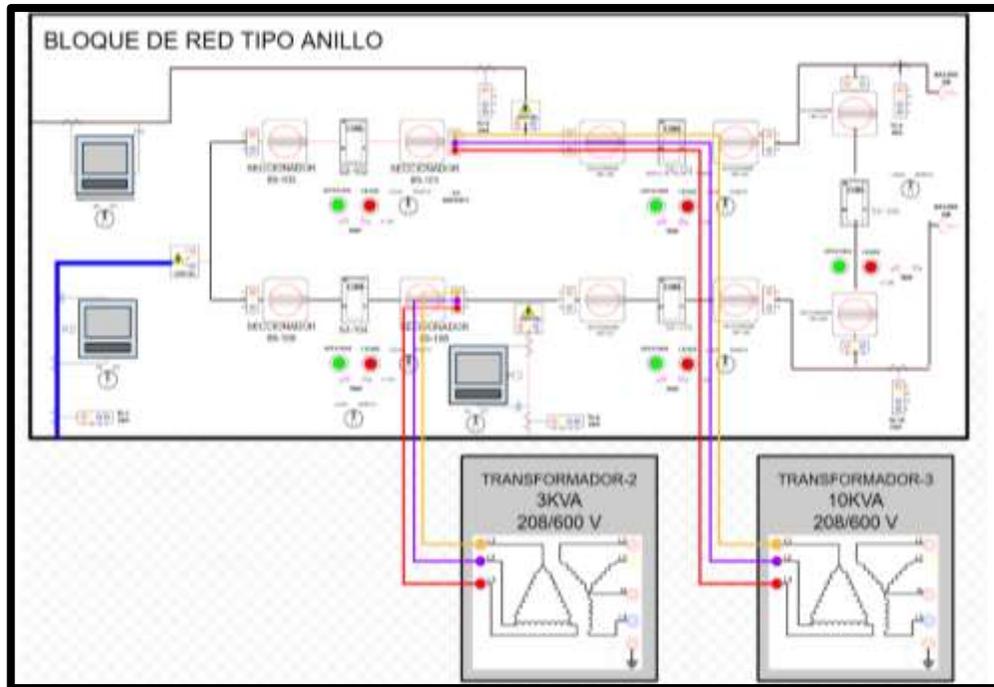


FIGURA 136: DIAGRAMA DE CONEXIÓN PARA SOBRECARGA - PRÁCTICA IV

- Transformador de 3KVA representa una sobrecorriente dos veces mayor a la nominal que será usada para la habilitación de función de protección 51 (sobrecorriente temporizada).
- Transformador de 10KVA representa una sobrecorriente cuatro veces mayor a la nominal que será usada para la habilitación de función de protección 50 (sobrecorriente instantánea).

Para obtener los datos de sobrecorriente de los transformadores se energiza un transformador a la vez, verificando que todos los seccionadores e interruptores que no se vayan a utilizar se encuentren deshabilitados.

- Para energizar el transformador externo 2 se debe activar los seccionadores 108 y 109, luego activar el interruptor 104 para así proceder a la medición de corriente.
- Para energizar el transformador externo 3 se debe activar los seccionadores 100 y 101, luego activar el interruptor 102 para así proceder a la medición de corriente.

Nota: Recordar que al energizar el transformador 3 se produce una sobrecorriente muy elevada por lo tanto se debe tomar la medida de corriente en un tiempo mínimo posible para impedir daños que puedan ocasionarse en el transformador 1.

Mediante las pruebas ejecutadas en ambos transformadores se obtienen las medidas de corriente ver tabla 8.

TABLA 9: MEDICIONES DE CORRIENTE PRACTICA IV

	Corriente nominal (A)	Sobrecorriente (A)	
	Transformador -1 (3KVA)	Transformador -2 (3KVA)	Transformador-3 (10KVA)
IA	4.1	7.9	15.9
IB	3.9	10.1	14.8
IC	3.9	7.5	13.9

5.4.5.1.4 Ajustes de función de protección 51 (sobrecorriente temporizado)

Para poder determinar el tiempo en que se activa la protección de sobrecorriente temporizada, se utiliza la curva de protecciones IEC-C2, cuya ecuación y curva de operación se detallan en las figuras 137 y 138 respectivamente.

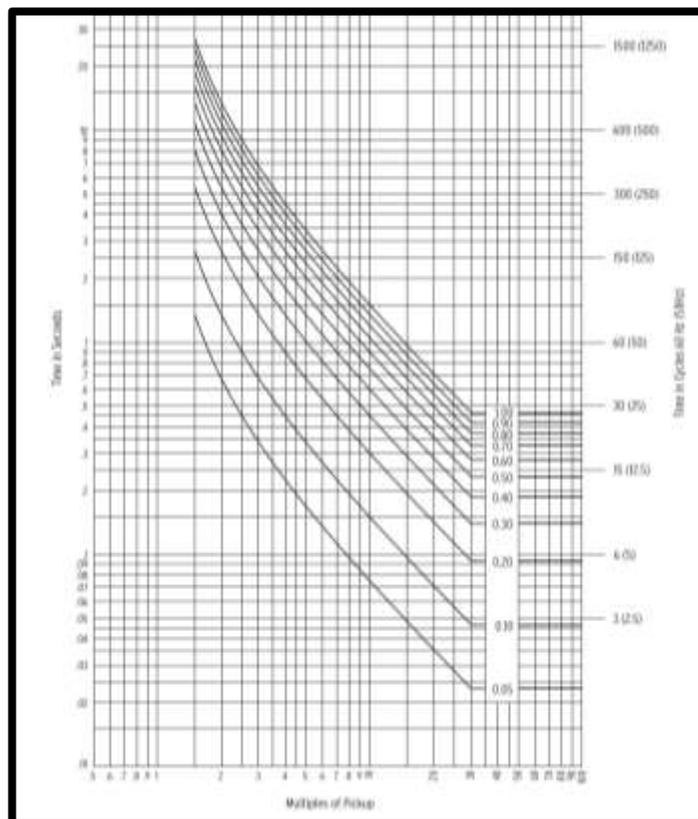


FIGURA 137: CURVA IEC - C2 [21]

Curve Type	Operating Time	Reset Time
C2 (Very Inverse)	$t_p = TD \cdot \left(\frac{13.5}{M-1} \right)$	$t_r = TD \cdot \left(\frac{47.3}{1-M^2} \right)$
where: t_p = operating time in seconds t_r = electromechanical induction—disk emulation reset time in seconds (if you select electromechanical reset setting) TD = time-dial setting M = applied multiples of pickup current [for operating time (t_p), $M > 1$; for reset time (t_r), $M \leq 1$]		

FIGURA 138: ECUACION ASOCIADA A LA CURVA IEC - CLASE B - C2 [21]

Los valores de ajuste para el relé son los siguientes:

- TD=0.3
- $I_{pickup} = 6 A$
- Curva= IEC – C2
- CTR=12

El valor de I_{pickup} representa el 1.5 veces el valor nominal de intensidad de corriente, en la práctica el valor de intensidad de nominal es de 4 Amperios, entonces, el valor de Pickup es 6 Amperios.

Para establecer el tiempo de activación del relé mediante la sobrecorriente producida por el transformador 2 (3KVA) se procede a realizar la tabla con posibles valores de incremento de corriente que pudiese ocurrir. En función de la tabla 8 en esta práctica la medida de sobrecorriente obtenido es de 10.1 amperios por lo la ejecución de protección es activada a 6 ver tabla 9.

TABLA 10: TABULACIÓN DE VALORES DE VALORES DE CORRIENTE

I_{pickup}	I	M	TD	t_p
6	6.25	1.04	0.30	97.20
6	6.5	1.08	0.30	48.60
6	6.75	1.13	0.30	32.40
6	7	1.17	0.30	24.30
6	7.5	1.25	0.30	16.20
6	8.5	1.42	0.30	9.72
6	9	1.50	0.30	8.10
6	9.5	1.58	0.30	6.94
6	10.1	1.68	0.30	5.93
6	10.25	1.71	0.30	5.72

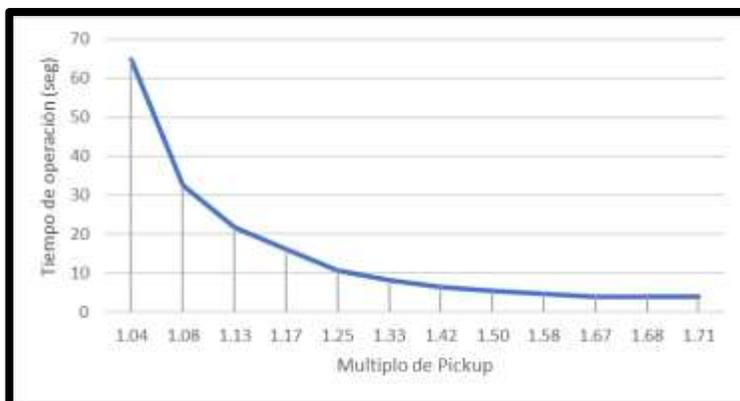


FIGURA 139: CURVA DE CORRIENTE

Una vez calculado la función de protección se procede a ajustar para las Líneas A, B y C, ver figura 139.

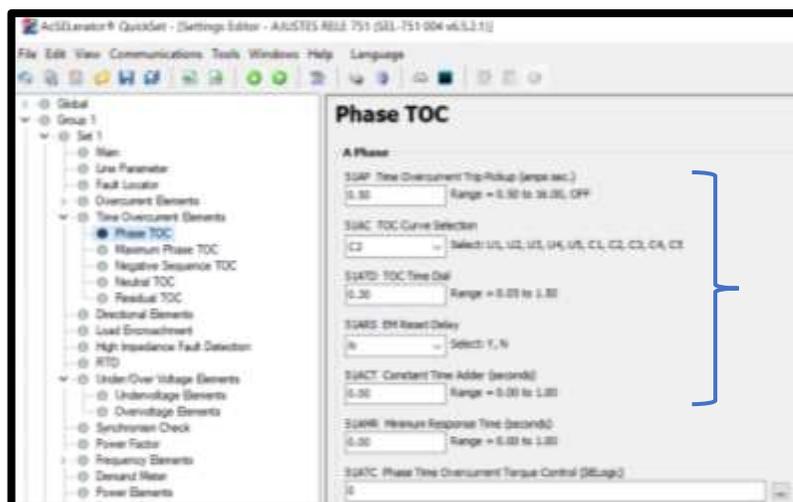


FIGURA 140: AJUSTE DE FUNCIÓN DE PROTECCIÓN 51

5.4.5.1.5 Ajustes de función protección 50 (sobrecorriente instantánea)

El ajuste de sobrecorriente instantánea para esta práctica será de tres veces el valor nominal y el tiempo de despeje de falla debe ser el mínimo posible debido que esta corriente sobrepasa la capacidad del transformador 1. Por lo tanto, los parámetros de ajuste para el relé son los siguientes:

- Corriente instantánea = 12 amperios
- Tiempo = 0.01

Los ajustes de función 50 de protección son configurados, ver figura 141.



FIGURA 141: AJUSTE DE FUNCIÓN DE PROTECCIÓN 50

5.4.5.2 Conexión de elementos a la red LAN IEC61850

Para la conexión del relé y el computador hacia la red ethernet se utiliza los puertos 1 y 24 del Switch respectivamente tal como se muestra la figura 142.

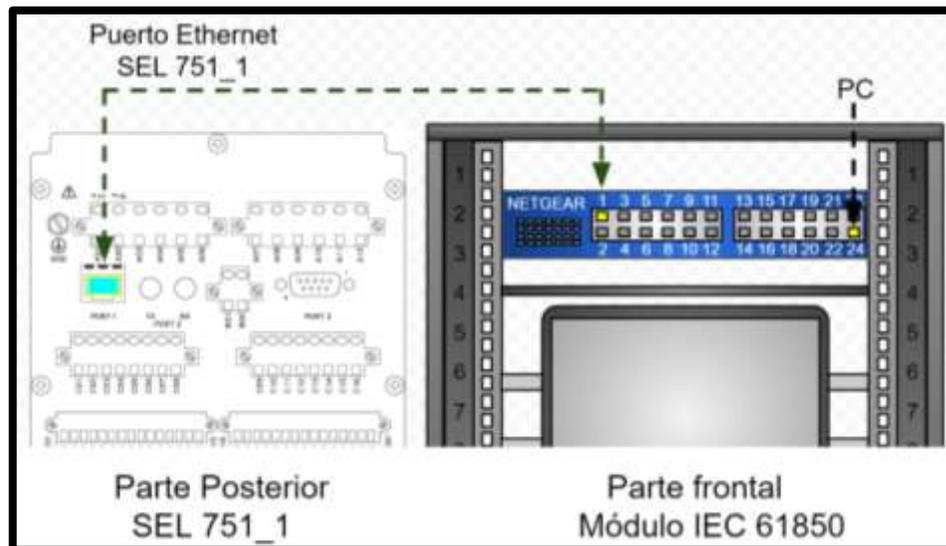


FIGURA 142: CONEXIÓN ETHERNET RELÉ SEL 751- PC-SWITCH – PRÁCTICA IV

De esa manera todo el tráfico de red se concentra en el Switch y se logra una topología tipo estrella como se muestra la figura 143.

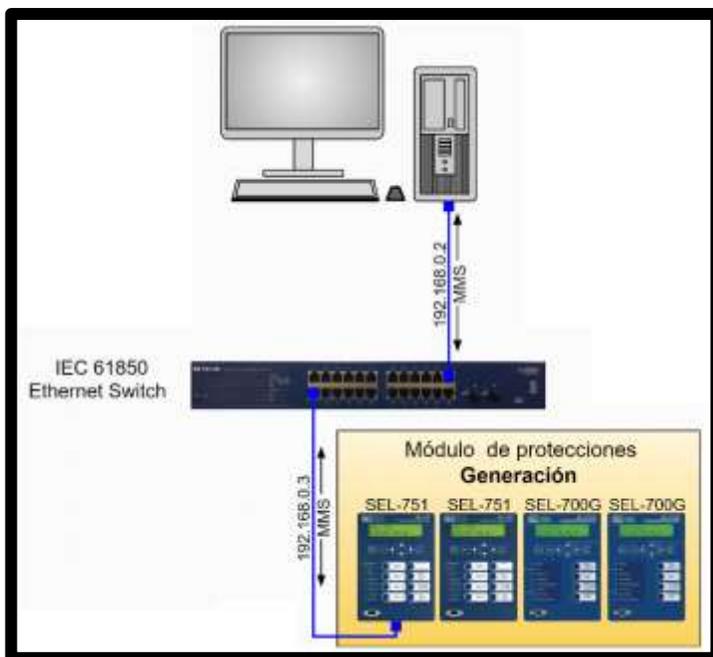


FIGURA 143: TOPOLOGÍA DE RED LAN - PRÁCTICA I

Luego de esto verificar la comunicación vía ethernet desde la computadora a los IEDs realizando una prueba de ping a la dirección IP de cada IED, (ejecutando el comando CMD en Windows).

5.4.5.3 Ajuste de Parámetros IEC61850 con AcSELerator Architect

Para esta práctica se necesita conocer los nodos lógicos y los atributos asociados a las protecciones de sobrecorriente, para ello se usarán la tabla de los Nodos lógicos con sus respectivos atributos que se encuentra en la figura 144.

Table F.16 Logical Device: PRO (Protection)			
Logical Node	Attribute	Data Source	Comment
ATPTOC20	Str.general	51AP	Phase A time-overcurrent element pickup
BTPTOC21	Str.general	51BP	Phase B time-overcurrent element pickup
CTPTOC22	Str.general	51CP	Phase C time-overcurrent element pickup
PITPIOCI	Str.general	50PIP	Level 1 phase instantaneous overcurrent element pickup

Table F.17 Logical Device: MET (Metering)			
Logical Node	Attribute	Data Source	Comment
METMMXU1	A.phsA.instCVal.mag.f	IA_MAG	Current, A-phase, magnitude
METMMXU1	A.phsB.instCVal.mag.f	IB_MAG	Current, B-phase, magnitude
METMMXU1	A.phsC.instCVal.mag.f	IC_MAG	Current, C-phase, magnitude

FIGURA 144: NODOS LOGICOS Y ATRIBUTOS PRACTICA IV [21]

Una vez identificados los nodos lógicos y sus atributos se proceden a crear un Dataset con los nuevos parámetros de corriente y estado para protección de sobrecorriente instantánea y tiempo inverso ver figura 145.

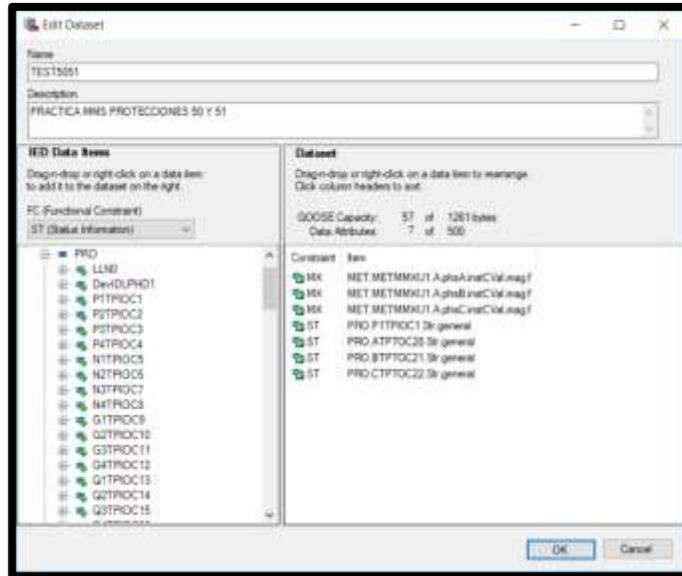


FIGURA 145: AJUSTE DATASET PRACTICA IV

Finalmente se crea un reporte con el respectivo Dataset y se envía el CID hacía el relé SEL 751.

5.4.6 Resultados

5.4.6.1 Simulación de cliente - servidor

En el monitor de actividades se puede verificar el estado de protección de Sobreintensidad instantánea y con tiempo inverso actúan de manera correcta al detectarse un incremento de intensidad según se aprecia en las figuras 146 y 147.

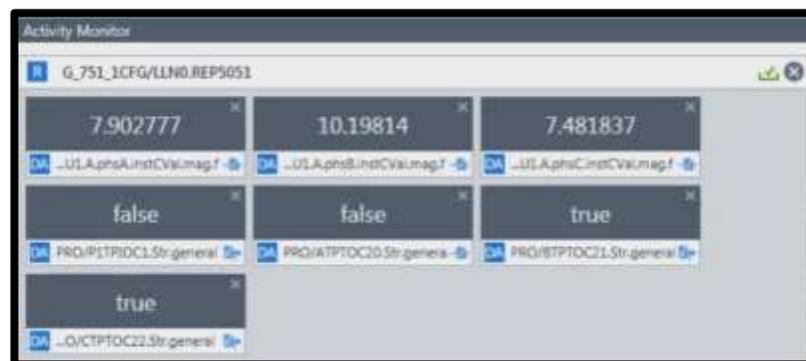


FIGURA 146: MONITOREO DE FUNCIÓN DE PROTECCIÓN 51

CAPÍTULO 6

6 Costo de Implementación

6.1 Insumos

Los costos fijos se establecen en función de los insumos empleados para la implementación total del módulo, elementos y equipos que se detallan a continuación:

- 1 rack metálicos de 19”
- 1 CPU
- 1 Teclado
- 1 Monitor
- 1 mouse
- 1 Switch
- Cable UTP C5
- Conectores RJ45
- 1 Tomacorriente 120 Vac.

6.2 Costo de Implementación

En la Tabla 10 se detallan el costo total de inversión para la implementación del módulo, en la cual se detallan los materiales y equipos

TABLA 11: COSTO TOTAL DE EQUIPOS Y MATERIALES

Ítem	Descripción	Cantidad	Valor unitario (\$)	Valor total (\$)
1	Rack Gabinete abatible pared vidrio de 19”	1 u.	250.23	250.23
2	CPU	1 u.	420.00	420.00
3	Teclado (Qwerty)	1 u.	8.00	8.00
4	Monitor LCD, Marca AOC	1 u	45.00	45.00
5	Mouse	1 u.	5.00	5.00
6	Switch (NETGEAR)	1 u.	320.00	320.00
7	Cables UTP C5	70m.	0.35	24.50
8	Conectores RJ45	30 u.	0.05	1.50
9	Tomacorriente 120 Vac.	1 u.	3.50	3.50
COSTO TOTAL EQUIPOS Y MATERIALES				\$ 1077.73

CAPÍTULO 7

7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

El módulo implementado permite realizar prácticas de aplicación de funciones de protección en el nivel de proceso y/o bahía para sistemas de Transmisión, Distribución y Generación. Al implementar la red de comunicación, se deben considerar las etapas principales de ejecución como lo son: Selección de topología y protocolos, selección de dispositivos que componen la red, la configuración de los dispositivos de la red, y la creación del archivo SCL; considerando como parte principal que los IEDs tengan su archivo ICD y que este en concordancia con la norma IEC 61850.

Los centros de educación superior que se dedican a la instrucción en áreas de Protección, Automatización y Comunicación dentro de las subestaciones eléctricas pueden implementar prototipos o módulos de entrenamiento que faciliten al estudiante a adquirir destrezas y habilidades antes de integrarse al mundo laboral.

Se logró realizar el control y monitoreo del estado de protecciones eléctricas de sobrecorriente y sobrevoltaje y medición de variables eléctricas (corriente, tensión, potencia, frecuencia y factor de potencia), haciendo uso del protocolo MMS y GOOSE para transmisión de datos bajo la normativa IEC 61850.

7.2 RECOMENDACIONES

En aplicaciones reales, tales como subestaciones eléctricas, Smart grid, energías renovables, entre otras, se recomienda utilizar una topología del tipo anillo redundante para obtener un diseño de red más robusto.

El uso de fibra óptica como canal de comunicación, para así reducir interferencias producidas por campos magnéticos pertenecientes a equipos adyacentes.

La implementación de un sistema SCADA para monitoreo y control de los módulos de protecciones.

Verificar en los Datasheet de los IEDs, qué puertos se encuentran habilitados para realizar comunicaciones bajo la normativa IEC 61850

Adquirir la licencia del software de simulación “IEDSCOUT” ya que es importante para la adquisición de datos de los IED, y la visualización en el HMI.

Realizar un mantenimiento anual a todo elemento que sea parte del módulo de comunicaciones para así alargar su vida útil.

Incrementar a 20 KVA la potencia del Variac trifásico móvil existente en el laboratorio de protecciones.

Implementar nuevas prácticas en donde se haga uso de las diferentes protecciones disponibles en los relés de protección ubicados en los módulos.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] W.-J. L. X. P. Xueyang Cheng, Modernizing Substation Automation Systems, IEEE Magazine, 2017.
- [2] D. E. G. Santizo, Tesis Ubicación de subestaciones por medio de densidades de carga, 2008.
- [3] IEEE, «IEEE Recommended Practice for Implementing an IEC 61850-Based Substation Communications, Protection, Monitoring, and Control System,» 2017.
- [4] Siemens, Seccionadores y Seccionadores de puesta a tierra, 2008.
- [5] B. Shvartsberg, FUNDAMENTALS OF MODERN ELECTRICAL SUBSTATIONS, Continuing Education and Development, Inc., 2012.
- [6] JP Holtzhausen y WL Vosloo, «High Voltage Engineering Practice and Theory,» 2014.
- [7] L. A. Ruiz, Descargador de Sobretensiones, Guayaquil: Universidad Politécnica Salesiana, 2016.
- [8] J. M. Gers, Aplicación de protecciones eléctricas a sistemas de potencia, Universidad del Valle, 2009.
- [9] T. Instruments, 2017. [En línea]. Available: <http://www.ti.com/tool/TIDA-00557#1>.
- [10] D. M. Hidalgo, «Estudio de la Merging Unit,» 2015, pp. 11-22.
- [11] D. Pieniazek, HV Substation Design: Applications and Considerations, IEEE, 2012.
- [12] J. Blackburn y T. J domin, Protective Relaying Principles and Applications, 2014.

- [13] S. Electric, 2016. [En línea]. Available: http://www.electrical-installation.org/enwiki/Overvoltage_definitions.
- [14] J. Trashorras Montecelos, Subestaciones Eléctricas, Paraninfo, 2015.
- [15] A. Vizuet Patarón y J. Sares Reyes, DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN MÓDULO DIDACTICO DE PROTECCIONES Y SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA APLICADO A SISTEMAS DE GENERACIÓN, Guayaquil, 2017.
- [16] S. Chapman, Máquinas Eléctricas, M Graw Hill, 2016.
- [17] K. F. Carrion Gordillo, DISEÑO DE UN PROTOTIPO DE RED LAN IEC 61850 PARA SU IMPLEMENTACIÓN COMO MEDIO DIDÁCTICO EN SIMULACIÓN DEL CONTROL DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA, Quito, 2018.
- [18] International Electrotechnical Commission, IEC 61850, Ginebra, 2017.
- [19] R. Kuntschke, M. Winter, C. Glomb y M. Specht, «Message oriented machine to machine communication in smart grids,» *Computer Science - Research and Development*, vol. 32, nº 1-2, pp. 131-145, 2017.
- [20] J. Carreño , D. López y O. Salcedo, «DESIGNING AND IMPLEMENTING THE IEC 61850,» *Redes de Ingeniería*, vol. 3, nº 1, 2012.
- [21] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, SEL-751 Feeder Protection Relay - Instruction Manual, Pullman, 2014.
- [22] Kryon Ingeniería SAS, «Kryon Ingeniería,» Enero 2018. [En línea]. Available: <http://www.kryoningenieria.com/category/comunicaciones/>.
- [23] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, SEL-311C Relay - Current Differential and Voltage Protection Relay - Instruction Manual, Pullman, 2016.
- [24] M. Goraj, «Overview of IEC61850,» vol. 57, pp. 1-40, 2010.

- [25] C. Ozansoy, A. Zayegh y A. Kalam, «Object Modeling of Data and DataSets in the International Standard IEC61850,» *IEEE Transactions on Power Delivery* , vol. 24, n° 3, pp. 1140-1147, 2009.
- [26] Y. Chen , Z. Zhu, B. Xu y K. Fa, «The use of IEC61850 for distribution automation,» *Electricity Distribution (CICED), China International Conference on*, pp. 10-13, 2016.
- [27] ABB (acrónimo de Asea Brown Boveri), Inc , «Special Report IEC 61850,» *ABB review*, p. 11.
- [28] J.Li, Q. Huan y H. K, «Performance testing on GOOSE and MSV transmission in one network,» *Energy Procedia*, vol. 12, pp. 185-191, 2011.
- [29] P. Del Rio Garcia, «Hacia las subestaciones IEC 61850; un reto actual para las compañías eléctricas,» *III Congreso Smart Grids*, 2016.
- [30] H. Hayati, A. A y M. Aval, «New concept and procedure for reliability assessment of an IEC 61850 based substation and distribution automation considering secondary device faults,» *Front Energy*, vol. 9, n° 4, pp. 387-398, 2015.
- [31] T. Papallo, «Networks in a network, communications in electrical distribution,» *Petroleum and Chemical Industry Technical Conference (PCIC)*, pp. 1-7, 2013.
- [32] K. Cruz Rodríguez y C. Morales Cisneros, DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN MÓDULO DIDÁCTICO DE PROTECCIONES PARA SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA (SEP) APLICADO A SISTEMAS DE TRANSMISIÓN, Guayaquil, 2016.
- [33] F. Barberán Nuñez y M. Suárez Ordoñez, DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN MÓDULO DIDÁCTICO DE PROTECCIONES DE REDES DE DISTRIBUCIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA, Guayaquil, 2017.
- [34] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, SEL-700G Generator and intertie

Protection Relay - Instruction Manual, Pullman, 2014.

- [35] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, SEL-421-4, -5 Relay Protection and Automation System - Instruction Manual, Pullman, 2014.
- [36] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, SEL-387E Relay Current Differential and Voltage Protection Relay - Instruction Manual, Pullman, 2014.
- [37] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, «Selinc - SEL-5030 acSELerator QuickSet Software Product Literature,» 2017. [En línea]. Available: https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Product%20Literature/Flyers/SEL-5030%20acSELerator%20QuickSet_PF00075.pdf?v=20160428-153412. [Último acceso: Enero 2018].
- [38] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, «Selinc - SEL-5032 AcSELerator Architect Software Literature Product,» 2017. [En línea]. Available: https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Product%20Literature/Flyers/IEC_61850_Family_Flyer.pdf?v=20151202-122750. [Último acceso: Enero 2018].
- [39] Innovaciones de Ingeniería Eléctrica S.A., «iiec,» [En línea]. Available: http://www.iie.ec/productos/iie_omicron_iedscout.html. [Último acceso: Enero 2018].
- [40] J. Yépez Nicola y K. Granda Bayas, IMPLEMENTACIÓN DE MENSAJERÍA GOOSE BAJO LA NORMA IEC 61850 EN RELÉS SEL PARA ESQUEMAS DE PROTECCIONES DE BARRA, Guayaquil, 2017.
- [41] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, Guia prático para instalação e utilização do Software SEL-5032 AcSELerator Architect, Pullman, 2012.

ANEXOS

Anexo 1: Módulos existentes en el laboratorio de Protecciones

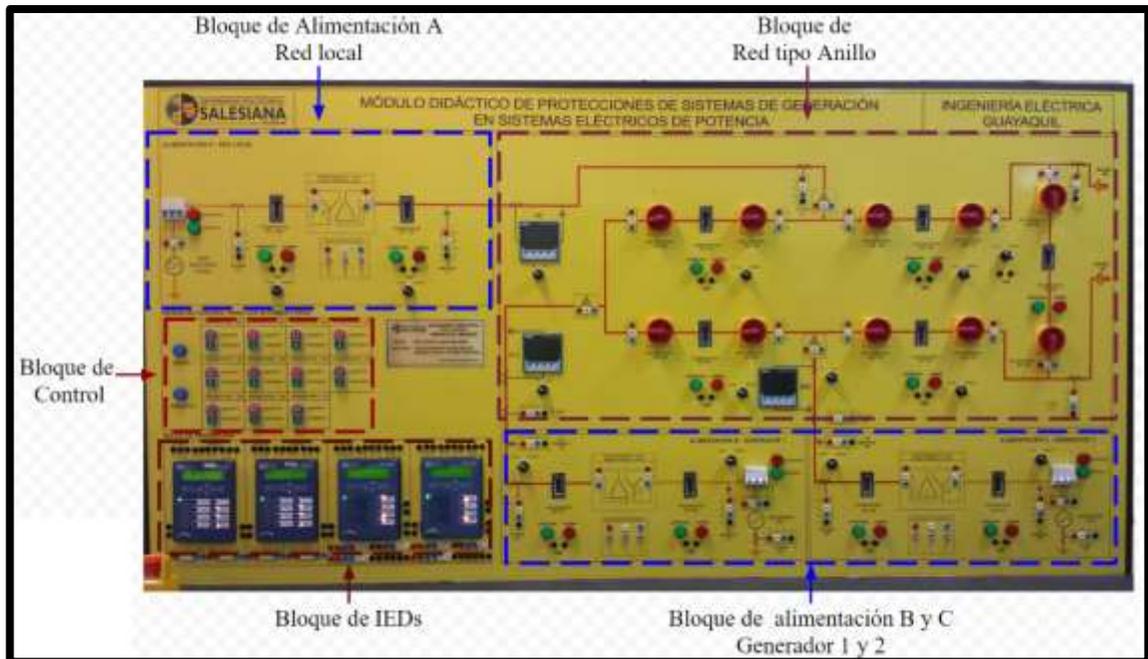


FIGURA 149: DIVISIÓN POR BLOQUES DEL MÓDULO DE PROTECCIONES DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

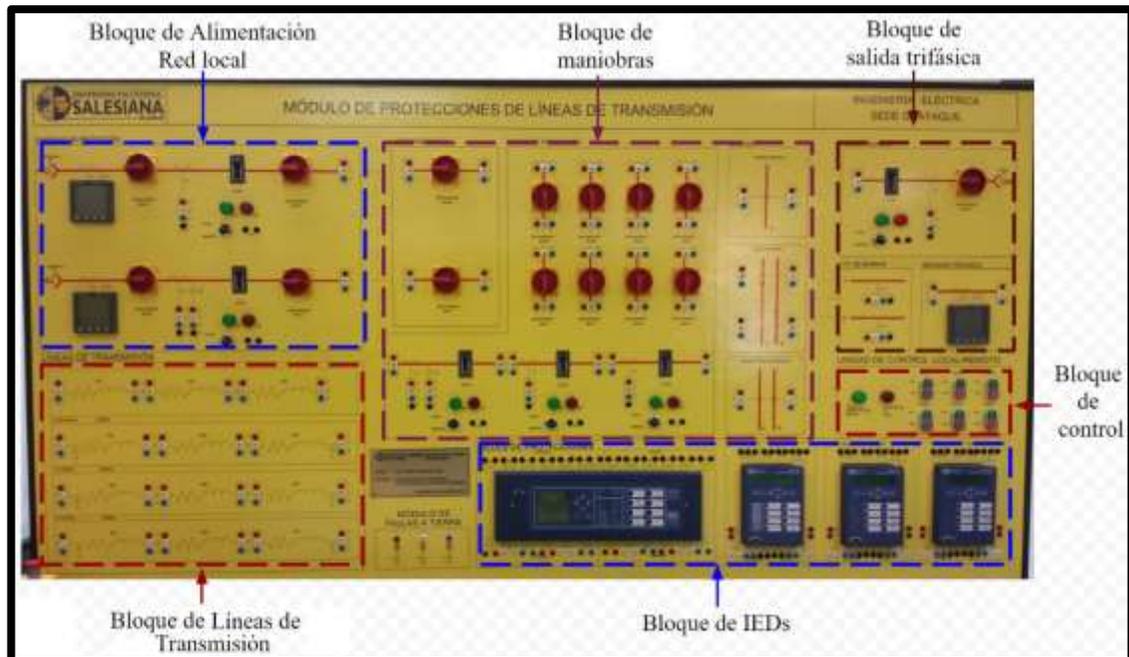


FIGURA 150: DIVISIÓN POR BLOQUES DEL MÓDULO DE PROTECCIONES DEL LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

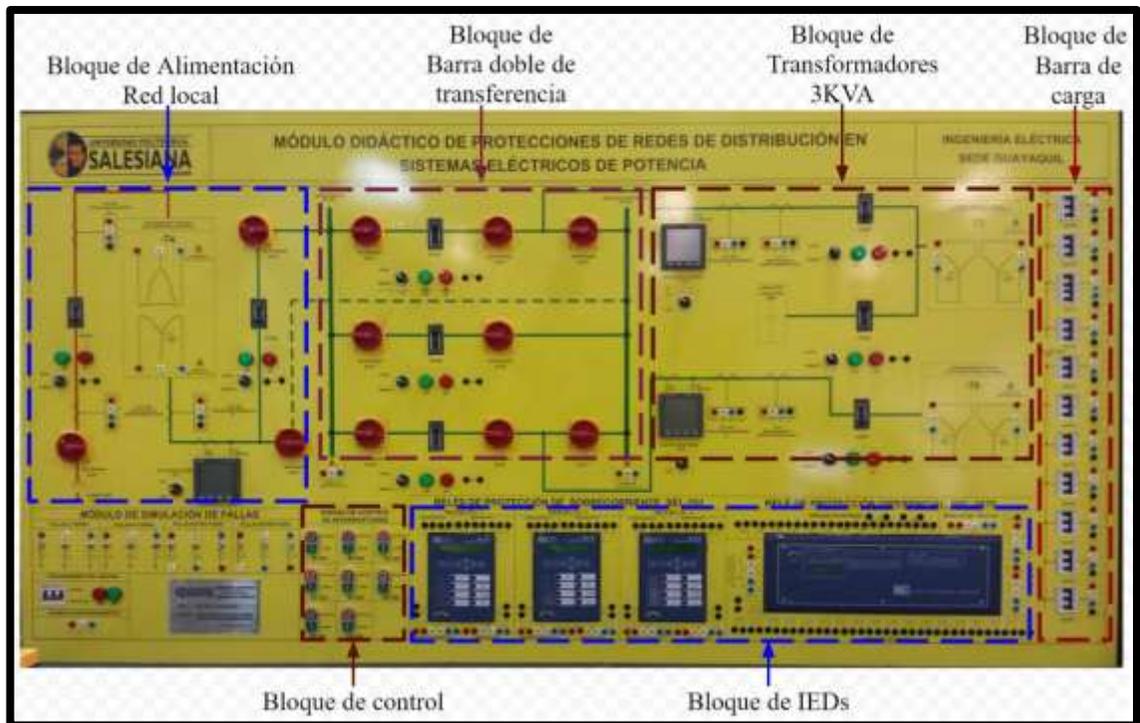


FIGURA 151: DIVISIÓN POR BLOQUES DEL MÓDULO DE PROTECCIONES DEL REDES DE DISTRIBUCIÓN

Anexo 2: Características técnicas de los IEDs existentes en el laboratorio de protecciones

SEL-751

Feeder Protection Relay

Specifications

<p>Power Supply</p> <p>125/250 Vdc or 120/240 Vac</p> <p>Rated Supply Voltage: 110–240 Vac, 50/60 Hz 110–250 Vdc</p> <p>Input Voltage Range: 85–264 Vac 85–300 Vdc</p> <p>Power Consumption: < 40 VA (ac) < 20 W (dc)</p> <p>Interruptions: 50 ms @ 125 Vac/Vdc 100 ms @ 250 Vac/Vdc</p> <p>Dimensions</p> <p>144.0 mm (5.67 in.) x 192.0 mm (7.56 in.) x 147.4 mm (5.80 in.)</p> <p>Weight</p> <p>2.7 kg (6.0 lbs)</p>	<p>AC Current Input</p> <p>Phase and Neutral Currents</p> <p>$I_{SCM} = 1 \text{ A or } 5 \text{ A secondary, depending on model.}$</p> <p>$I_{nom} = 5 \text{ A}$</p> <p>Continuous Rating: 15 A, linear to 100 A symmetrical</p> <p>1 Second Thermal: 500 A</p> <p>Burden (per phase): < 0.1 VA</p> <p>AC Voltage Inputs</p> <p>V_{NOM} (L-L) Setting Range: 20–250 V (if DELTA_Y := DELTA) 20–440 V (if DELTA_Y := WYE)</p> <p>Rated Continuous Voltage: 300 Vac</p> <p>10 Second Thermal: 600 Vac</p> <p>Burden: < 0.1 VA</p> <p>Input Impedance: 4 MΩ differential (phase-phase)</p>
--	---

Communications Interfaces

	Communications Port Interfaces	Location	Feature
PORT F	EIA-232	Front	Standard
PORT 1	Option 1: 10/100BASE-T Ethernet (RJ-45 connector) Option 2: Dual, redundant 10/100 BASE-T Ethernet (Port 1A, Port 1B)	Rear	Ordering Option
PORT 2^a	Multimode Fiber-Optic Serial (ST [®] connector)	Rear	Standard
PORT 3	Option 1: EIA-232 Option 2: EIA-485	Rear	Ordering Option
PORT 4	Option 1: EIA-232 or EIA-485 Serial Communications Card Option 2: DeviceNet Communications Card ^b	Rear	Ordering Option

Communications Protocols

	PORT Supported Protocol
PORT F	SEL ASCII and Compressed ASCII Protocols, SELBOOT, File Transfer Protocol, Modbus RTU Slave, C37.118 Protocol (synchronphasor data), and Event Messenger
PORT 1	Modbus TCP/IP, FTP, TCP/IP, IEC 61850, DNP3 LAN/WAN, SNTP, and Telnet TCP/IP (SEL ASCII, Compressed ASCII, SEL Fast Meter, SEL Fast Operate, SEL Fast SER, SEL Fast Message) ^a
PORT 2	All the protocols supported by Port 3
PORT 3	SEL ASCII and Compressed ASCII Protocols, SEL Fast Meter, SEL Fast Operate, SEL Fast SER, SEL Fast Message, SEL Settings File Transfer, SEL MIRRORRED BITS, DNP3, Modbus RTU Slave, C37.118 Protocol (synchronphasor data), and Event Messenger
PORT 4	All the protocols supported by Port 3 and DeviceNet

NOTE: FTP, Modbus, and DeviceNet protocols ignore the hide rules of the settings.

FIGURA 152: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE RELÉ SEL 751

SEL-700G

Generator and Intertie Protection Relays

Specifications

Power Supply

125/250 Vdc or 120/240 Vac

Rated Supply Voltage: 110–240 Vac, 50/60 Hz
110–250 Vdc

Input Voltage Range: 85–264 Vac
85–300 Vdc

Power Consumption: < 40 VA (ac)
< 20 W (dc)

Interruptions: 50 ms @ 125 Vac/Vdc
100 ms @ 250 Vac/Vdc

Dimensions

144.0 mm (5.67 in.) x 192.0 mm (7.56 in.) x 147.4 mm (5.80 in.)

Weight

2.7 kg (6.0 lbs)

AC Current Input

Phase and Neutral Currents

$I_{NOM} = 1\text{ A}$ or 5 A secondary, depending on model.

$I_{NOM} = 5\text{ A}$

Continuous Rating: 15 A, linear to 100 A symmetrical

1 Second Thermal: 500 A

Burden (per phase): < 0.1 VA

AC Voltage Inputs

V_{NOM} (L-L) Setting Range: 20–250 V (if DELTA_Y => DELTA)
20–440 V (if DELTA_Y => WYE)

Rated Continuous Voltage: 300 Vac

10 Second Thermal: 600 Vac

Burden: < 0.1 VA

Input Impedance: 4 M Ω differential (phase-phase)

Communications Interfaces

	Communications Port Interfaces	Location	Feature
PORT F	EIA-232	Front	Standard
PORT 1	Option 1: 10/100BASE-T Ethernet (RJ-45 connector) Option 2: Dual, redundant 10/100 BASE-T Ethernet (Port 1A, Port 1B)	Rear	Ordering Option
PORT 2^a	Multimode Fiber-Optic Serial (ST [®] connector)	Rear	Standard
PORT 3	Option 1: EIA-232 Option 2: EIA-485	Rear	Ordering Option
PORT 4	Option 1: EIA-232 or EIA-485 Serial Communications Card Option 2: DeviceNet Communications Card ^b	Rear	Ordering Option

Communications Protocols

	PORT	Supported Protocol
NOTE: FTP, Modbus, and DeviceNet protocols ignore the hide rules of the settings.	PORT F	SEL ASCII and Compressed ASCII Protocols, SELBOOT, File Transfer Protocol, Modbus RTU Slave, C37.118 Protocol (synchrophasor data), and Event Messenger
	PORT 1	Modbus TCP/IP, FTP, TCP/IP, IEC 61850, DNP3 LAN/WAN, SNTP, and Telnet TCP/IP (SEL ASCII, Compressed ASCII, SEL Fast Meter, SEL Fast Operate, SEL Fast SER, SEL Fast Message) ^a
	PORT 2	All the protocols supported by Port 3
	PORT 3	SEL ASCII and Compressed ASCII Protocols, SEL Fast Meter, SEL Fast Operate, SEL Fast SER, SEL Fast Message, SEL Settings File Transfer, SEL MIRRORRED BITS, DNP3, Modbus RTU Slave, C37.118 Protocol (synchrophasor data), and Event Messenger
	PORT 4	All the protocols supported by Port 3 and DeviceNet

FIGURA 153: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE RELÉ SEL 700G

SEL-421-4, -5 Relay Protection and Automation System Specifications

Power Supply

125/250 Vdc or 120/230 Vac

Range: 85–300 Vdc or 85–264 Vac
(30–120 Hz)

Vdc Input Ripple: 15% per IEC 60255-11:2008

Burden: <35 W, <90 VA

Nominal Frequency: 50/60 Hz

Interruption: 250 ms at 250 Vdc per IEC 60255-11

AC Voltage Inputs

Three-phase, four-wire (wye) connections are supported.

Rated Voltage Range: 0–300 V_{LN}

Ten-Second Thermal Rating: 600 Vac

Burden: ≤ 0.1 VA @ 125 V

Frequency and Rotation

Nominal Frequency: 50 \pm 5 Hz

Rating: 60 \pm 5 Hz

Phase Rotation: ABC or ACB

Frequency: 40–65 Hz

Tracking Range: <40 Hz = 40 Hz

>65 Hz = 65 Hz

Maximum Slew rate: 15 Hz/s

SEL-421 Chassis Dimensions

DIMENSION	MAIN BOARD ONLY (3U)	ONE I/O BOARD (4U)	TWO I/O BOARD (5U)
A	5.22 (132.6)	6.97 (177.0)	8.72 (221.5)
B	2.25 (57.2)	4.00 (101.6)	5.75 (146.0)

Communications Interfaces

Communications Protocol	Communications Interface	For More Information See
DNP3 (serial)	EIA-232 ^a	Section 6: DNP3 Communications
DNP3 (LAN/WAN)	Ethernet card	Section 6: DNP3 Communications
IEC 61850	Ethernet card	Section 8: IEC 61850 Communications
Distributed Port Switch (LMD)	SEL-2885 EIA-232 to EIA-485 transceiver on an EIA-232 port	Section 5: SEL Communications Protocols

Ethernet Card

PORT 5 of the SEL-421 is a slot for the optional Ethernet card. You can either field install the optional communications card or order the relay with the card installed at the factory. As with other SEL products, SEL has designed and tested SEL Ethernet cards for operation in harsh environments.

The optional Ethernet card provides Ethernet communications for the SEL-421. The Ethernet card is available with standard twisted-pair and fiber-optic physical interfaces. The Ethernet card includes redundant physical interfaces with the capability to automatically transfer communications to the backup interface in the event that the primary network fails. For information on substation integration architectures, see [SEL Communications Processor Applications on page A.7.1](#), [Direct Network Communication on page A.8.1](#), [Section 6: DNP3 Communications in the Reference Manual](#), and [Section 8: IEC 61850 Communications in the Reference Manual](#).

FIGURA 154: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE RELÉ SEL 421

SEL-387E Relay

Current Differential and Voltage Protection Relay

Specifications

Power Supply		AC Current Input	
Rated:	125/250 Vdc or Vac	5 A Nominal:	15 A continuous, 500 A for 1 s, linear to 100 A symmetrical, 1250 A for 1 cycle
Range:	85–350 Vdc or 85–264 Vac	Burden:	0.27 VA at 5 A, 2.51 VA at 15 A
Burden:	<25 W	1 A Nominal:	3 A continuous, 100 A for 1 s, linear to 20 A symmetrical, 250 A for 1 cycle
Interruption:	45 ms at 125 Vdc	Burden:	0.13 VA at 1 A, 1.31 VA at 3 A
Ripple:	100%		
Frequency and Rotation		AC Voltage Inputs	
System Frequency:	50 or 60 Hz	Three-Phase, Four-Wire Connection:	300 V _{L-N}
Phase Rotation:	ABC or ACB	Continuous:	300 V (connect any voltage from 0 to 300 Vac)
Frequency Tracking:	40.1–65.0 Hz		600 V for 10 s
Note: V _A required for frequency tracking		Burden:	0.03 VA at 67 V; 0.06 VA at 120 V; 0.8 VA at 300 V

Communications — Overview

The SEL-387E Relay provides:

- Communications with EIA-232 and EIA-485 serial ports
- Communications with Ethernet ports (ordering option)

A communications interface and protocol are required for communicating with the relay. A communications interface is the physical connection on a device. Serial ports that conform to the EIA-232 standard (often called RS-232) use DB-9 or DB-25 connectors as the physical interface, whereas Ethernet ports use RJ45, ST, or LC connectors as the physical interface. Once a physical connection has been established, use a communications protocol to interact with the relay. A communications protocol is a language used to perform operations and collect data.

Ethernet Interfaces

Physical Layer Options

The SEL-387E provides optional dual failover Ethernet ports with two physical layer options. Both ports (Port 5 and Port 6) are configured with Port 5 settings. The physical layer options are the following:

- Two 10/100BASE-T ports that support 10/100 Mbps rates on RJ45 connectors
- Two 100BASE-FX ports that support 100 Mbps rates on LC connectors

FIGURA 155: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE RELÉ SEL 387E

Anexo 3: Características técnicas de elementos del Módulo de comunicaciones



New Generation of ProSAFE® Gigabit Smart Managed Switches Data Sheet

GS716Tv3, GS724Tv4 and GS748Tv5

The NETGEAR® new generation of ProSAFE Gigabit Smart Managed Switches offers new, powerful L2+/Layer 3 Lite features with enhanced performance and usability. They are purposely designed for the future where increased traffic and application-oriented tasks demands more intelligence at the edge, higher reliability and improved network efficiency on top of operational cost savings and ease of management.



There are three products in this series: a 16-port, a 24-port, and a 48-port Gigabit Ethernet Smart Managed Switch. The GS716T and GS724T come with 2 dedicated Gigabit SFP ports for fiber connectivity while the GS748T comes with 2 dedicated Gigabit SFP and 2 combo copper/SFP ports, all with increased number of simultaneously connected ports. This new generation of Gigabit Smart Managed Switch from NETGEAR is the optimized solution providing the best value at an affordable SMB price point.

Highlights

Designed for Converged Network, Big or Small

- Gigabit Speed with non-blocking architecture supporting 100% Gigabit throughput
- Auto Voice VLAN for fast and reliable deployment of VoIP
- Auto Video VLAN, following the same concept of Auto Voice, help speed up your deployment of IP-based surveillance system
- Static routing, helps to route internal traffic for more efficient use of network resources
- IGMP and MLD snooping, providing advanced multicast filtering

Build a future-proof network with NETGEAR

- Solid performance with non-blocking architecture, 16K MAC addresses, 256 VLANs, 100 shared ACL entries, 32static routes, and 512 Multicast Groups
- Comprehensive IPv6 supporting management, QoS and ACL, ensuring investment protection and a smooth migration to IPv6-based network
- Dedicated SFPs instead of combo ports, offering more connectivity ports and providing better value and usability at no extra cost
- Energy Efficient Ethernet (IEEE802.3az) support for more energy saving in the future when more IEEE-compliant end devices come to market
- Advanced QoS with IPv4/IPv6 ingress traffic filtering and prioritization
- Dynamic VLAN assignment for easy user authentication and location-independent access to network
- Multicast VLAN Registration for eliminating unnecessary multicast traffic and improve the efficiency of network utilization

Network Development Made Easy

- Auto Voice VLAN for easy development of VoIP
- Auto Video for simple deployment of IP Surveillance
- ACL Wizard for a guided tour to set up your network access control
- Smart Control Center, a powerful tool for multi-switch discovery, deployment, monitoring and firmware upgrade
- Network Management System (NMS300), allowing all NETGEAR business products to be deployed and managed through this single management interface

Small IT, not Big IT

- Easy to manage via web-Based Management GUI or Smart Control Center for multi-switch deployment
- Standard-based technology, ensuring interoperability with any standard-based devices in the existing network
- Dual firmware images, improving reliability and uptime to your network
- Worry-free with NETGEAR ProSAFE Lifetime Hardware Warranty*
- Assist with customer deployment with 1-year Free 24x7 Advanced Technical Support*





FIGURA 156: CARACTERÍSTICAS DE SWITCH GS724TV4



RACK GABINETE ABATIBLE DE PARED CON PUERTA DE VIDRIO SERVICIO PESADO

CARACTERÍSTICAS

- Están diseñados para colocar equipos de telecomunicaciones con medida estándar de 19".
- Permiten administrar, organizar y proteger los sistemas de red.
- Diseño compacto que permite instalar equipos de red y telecomunicaciones para montaje en pared.
- Ideal para medianas y pequeñas empresas que necesitan soluciones en rack.
- Libera espacio.
- Base abatible para facilitar las instalaciones.

ESTRUCTURA

- Base; Lámina de acero de 2mm.
- Cuerpo; Lámina de acero 1.4mm.
- Acabado de la superficie; Desengrasante, fosfórico, limpieza de agua y pintura electrostática al horno.
- Color; Negro.
- Puerta frontal; Lámina de acero 1.4 mm con vidrio y cerradura tipo yale.
- Marcación vertical en parantes con números en unidades de rack (UR).
- Juego de tuercas y pernos para acoplar equipos.
- Construidos bajo la NORMA INEN 2568:2010

CERTIFICACIONES

- NTE: INEN 2568:2010
- BUREAU VERITAS ISO 9001:2008



CODIGO	DESCRIPCIÓN	MODELO
R001100	RACK GABINETE ABATIBLE DE PARED PESADO. VIDRIO 12 UR 610x610x510	GAPPV 12U
R001102	RACK GABINETE ABATIBLE DE PARED PESADO. VIDRIO 19 UR 920x610x510	GAPPV 19U
R001104	RACK GABINETE ABATIBLE DE PARED PESADO. VIDRIO 25 UR 1220x610x510	GAPPV 25U



FIGURA 157: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE RACK

Anexo 4: Instalación de los elementos en el Rack de comunicaciones



FIGURA 158: INSTALACIÓN DE MONITOR Y CPU



FIGURA 159: MÓDULO DE COMUNICACIONES IMPLEMENTADO