



# POSGRADOS

## MAESTRÍA EN

# ELECTRICIDAD

RPC-SO-30-No.508-2019

OPCIÓN DE  
TITULACIÓN:

PROYECTO DE DESARROLLO

TEMA:

ANÁLISIS DE LA NORMATIVA IEC 61850 PARA  
LA PROTECCIÓN Y MONITOREO DE  
TRANSFORMADORES DE POTENCIA EMPLEANDO  
RELES DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL

AUTOR:

GERARDO GERMAN SILVA  
LUIS FERNANDO CEVALLOS SOLORIZANO

DIRECTOR:

JUAN PAUL INGA ORTEGA

GUAYAQUIL - ECUADOR  
2023

***Autores:***



**Gerardo German Silva**  
Ingeniero Eléctrico  
gsilva1@est.ups.edu.ec  
ger\_gersilva@hotmail.com



**Luis Fernando Cevallos Solorzano**  
Ingeniero Industrial, Mención Mantenimiento Industrial  
lcevalloss1@est.ups.edu.ec  
cevallosluis21@gmail.com

Candidatos a Magíster en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia.  
Universidad Politécnica Salesiana, Sede Guayaquil

***Director:***



**Juan Paúl Inga Ortega**  
Ingeniero electrónico  
Magíster en Gestión de las Telecomunicaciones  
jinga@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados.

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la Ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2023 Universidad Politécnica Salesiana.

GUAYAQUIL – ECUADOR – SUDAMÉRICA

GERARDO GERMAN SILVA

LUIS FERNANDO CEVALLOS SOLORZANO

**ANÁLISIS DE LA NORMATIVA IEC 61850 PARA LA PROTECCION  
Y MONITOREO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA  
EMPLEANDO RELES DE PROTECCION DIFERENCIAL**

# Agradecimientos

Agradezco a Dios, a mi querida familia con la que en los últimos años hemos pasado situaciones difíciles y muchos obstáculos que nos ha puesto la vida, muchas gracias por estar allí apoyándome incondicionalmente para seguir buscando mis metas.

Mis agradecimientos a los Docentes de la carrera de Electricidad de la Comunidad Salesiana por su apoyo a mi formación profesional tanto ética como también moral.

Gerardo German Silva

Mi agradecimiento en primer lugar a Dios, por todas y cada una de las Bendiciones siempre. A mis Padres, ya que tengo la dicha de tenerlos junto a mi apoyándome en cada paso y proyecto que se inicia. A mi Hermana que, aunque estemos lejos trato de estar pendiente de sus cosas. A mi Hijo pues en todos mis pensamientos y objetivos lo llevo presente; a mi Esposa que de una u otra forma me ha impulsado a realizar lo propuesto y no dejarme vencer por las adversidades. A los Docentes de esta noble Institución como es la Universidad Politécnica Salesiana, que fueron parte de este largo camino, por impartir sus conocimientos con respeto y dedicación. Un agradecimiento especial a mis compañeros Juan Paul, Gerardo y Javier, pues han sido un apoyo de manera incondicional, actualmente puedo llamarlos amigos y que juntos podemos decir que, lo hemos logrado. A todos, simplemente Gracias

Luis Fernando Cevallos Solorzano

# Índice general

<b>Agradecimientos</b>	<b>II</b>
<b>Índice de Contenidos</b>	<b>III</b>
<b>Índice de figuras</b>	<b>VIII</b>
<b>Índice de tablas</b>	<b>X</b>
<b>Resumen</b>	<b>XI</b>
<b>Abstract</b>	<b>XII</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Antecedentes . . . . .	3
1.2. Descripción general del problema . . . . .	5
1.3. Objetivos . . . . .	6
1.3.1. Objetivo General . . . . .	6
1.3.2. Objetivos específicos: . . . . .	6
1.4. Contribuciones de este trabajo . . . . .	7
1.5. Organización del manuscrito . . . . .	7
<b>2. Marco teórico referencial</b>	<b>9</b>
2.1. Subestación Eléctrica . . . . .	9
2.1.1. Tipos de Subestaciones . . . . .	11
2.1.2. Elementos de una Subestación . . . . .	12
2.1.3. Tipo de Configuración de las Barras en una Subestación	20
2.1.4. Transformador de Potencia . . . . .	27
2.1.5. Fallas en Transformadores de Potencia . . . . .	29
2.2. Normativa IEC 61850 . . . . .	34
2.3. Modelado de datos según IEC 61850 . . . . .	37

2.4.	Tipos de mensaje y su estructura para IEC61850 . . . . .	40
2.4.1.	Mensaje MMS (Manufacturing Message Specification) . . . . .	40
2.4.2.	Protocolo GOOSE . . . . .	41
2.5.	Lenguaje de configuración para subestaciones (SCL) . . . . .	42
2.6.	Niveles Establecidos en Subestación conforme a la Normativa IEC 61850 . . . . .	43
2.6.1.	Nivel de Proceso o de Campo . . . . .	44
2.6.2.	Nivel de Bahía . . . . .	44
2.6.3.	Nivel de Estación . . . . .	44
2.7.	Arquitectura de la Red LAN con IEC 61850 . . . . .	45
2.8.	Topología . . . . .	46
2.8.1.	Red en Estrella - Radial . . . . .	47
2.8.2.	Red en Anillo . . . . .	48
<b>3.</b>	<b>Metodología propuesta</b> . . . . .	<b>52</b>
3.1.	Elementos y dispositivos disponibles . . . . .	53
3.1.1.	IED SEL-387E . . . . .	53
3.1.2.	Unidad CMC 356 ÓMICRON . . . . .	54
3.2.	Topología de la Red de Datos . . . . .	55
3.3.	Utilitarios de Software “OMICRON Test Universe” . . . . .	56
3.3.1.	Gestión con Test Universe . . . . .	57
3.3.2.	AcSelerator Quickset . . . . .	57
3.3.3.	AcSelerator Architect . . . . .	57
3.4.	Generalidades del transformador del Caso de Estudio . . . . .	58
3.4.1.	Datos Generales del Transformador de Potencia . . . . .	58
3.4.2.	Ajuste de Parámetros de Función de Protección . . . . .	60
3.5.	Ajuste de Protecciones IED . . . . .	70
3.5.1.	Parámetros generales del Transformador de Potencia . . . . .	71
3.5.2.	Protección Diferencial 87 . . . . .	72
3.5.3.	Protección por Sobrecorriente 50/51 . . . . .	73
3.5.4.	Lógica de control para disparos . . . . .	76
3.5.5.	Ajuste de parámetros de comunicaciones en puerto Ethernet. . . . .	77
3.6.	Configuración de Parámetros IEC 61850 . . . . .	78
3.6.1.	Creación de DataSets: . . . . .	79
3.6.2.	Creación de reporte MMS . . . . .	82
3.6.3.	Envío de CID a relé SEL 487 E . . . . .	84
3.7.	Parámetros IEC 61850 . . . . .	84
3.7.1.	Conexión de dispositivos . . . . .	85
3.7.2.	Creación de Proyecto en Módulo de prueba CMC 356 . . . . .	85

<i>ÍNDICE GENERAL</i>	V
3.7.3. Configuración de Hardware Global . . . . .	86
3.7.4. Ajuste de dispositivo . . . . .	87
<b>4. Análisis de resultado</b>	<b>91</b>
4.1. Introducción . . . . .	91
4.2. Prueba y Análisis de resultados . . . . .	91
4.2.1. Protección Diferencial (87) . . . . .	91
4.2.2. Resultados de la prueba Diferencial . . . . .	92
4.2.3. Lectura de datos en Cliente IEC 61850 . . . . .	94
4.2.4. Protección por Sobrecorriente (50/51) Lado Primario 67 KV . . . . .	97
4.2.5. Resultados de Protección por Sobrecorriente . . . . .	101
<b>5. Conclusiones</b>	<b>104</b>
<b>Glosario</b>	<b>107</b>
<b>Referencias</b>	<b>110</b>

# Índice de figuras

1.1. Estructura IEC 61850. Fuente Los Autores . . . . .	4
2.1. Equipos de una Subestación. Fuente [17]. . . . .	10
2.2. Subestación con aislamiento de Gas o GIS. Fuente [17]. . . . .	12
2.3. Seccionadores de Subestación. Fuente [19]. . . . .	14
2.4. Interruptor en SF6. Fuente [20]. . . . .	15
2.5. Transformadores para medición. Fuente [19]. . . . .	16
2.6. Pararrayo de clase estación. Fuente [20]. . . . .	17
2.7. Subestación con Barras tipo Rígida. Fuente [20]. . . . .	20
2.8. Barra sencilla. Fuente [18]. . . . .	21
2.9. Barra Doble. Fuente [18]. . . . .	21
2.10. Barra Doble, Interruptor Doble. Fuente [18]. . . . .	22
2.11. Sección de Barra. Fuente [18]. . . . .	23
2.12. Barra Sencilla con Barra de Transferencia. Fuente [18]. . . . .	23
2.13. Barra Sencilla con Barra de Transferencia. Fuente [18]. . . . .	24
2.14. Barras con Interruptor y medio. Fuente [18]. . . . .	25
2.15. Barras en Anillo. Fuente [18]. . . . .	27
2.16. Transformador de Potencia. Fuente [20]. . . . .	29
2.17. Esquema SEP. Fuente [20]. . . . .	30
2.18. Niveles de aplicación IEC 61850. Fuente [1]. . . . .	36
2.19. Modelo de datos IEC 61850. Fuente [28]. . . . .	39
2.20. Modelo OSI y el estándar IEC 61850. Fuente [8]. . . . .	41
2.21. Datagrama de los mensajes GOOSE. Fuente [8]. . . . .	42
2.22. Proceso de mensajes con IEC 61850. Fuente [8]. . . . .	43
2.23. NIVELES IEC 61850. Fuente [8]. . . . .	44
2.24. Arquitectura IEC 61850. Fuente [8]. . . . .	46
2.25. Topología de red Estrella. Fuente [28]. . . . .	47
2.26. Topología de red en anillo con IED. Fuente [28]. . . . .	48

3.1. Diagrama de Flujo de Operación. Fuente autores. . . . .	53
3.2. Relé de Protección Diferencial SEL 387E. Fuente [31]. . . . .	54
3.3. Modulo de prueba CMC 356. Fuente [32]. . . . .	55
3.4. Topología de red. Fuente Autores. . . . .	56
3.5. Interfaz Architec - Fuente Autores . . . . .	58
3.6. Diagrama Unifilar del transformador de Potencia. Fuente[31].	59
3.7. Conexión de Tc. Fuente [31]. . . . .	60
3.8. Curva característica de disparo relé diferencial estándar. Fuente [31]. . . . .	61
3.9. Curva característica de disparo relé diferencial específico para caso de estudio. Fuente [31]. . . . .	65
3.10. Curva Característica muy Inversa. Fuente [31]. . . . .	69
3.11. Interfaz Quickset Acseerator - Fuente Autores . . . . .	70
3.12. Habilitación de protecciones SEL 387E. Fuente Autores . . .	71
3.13. Configuración General del Transformador de Potencia. Fuente autores. . . . .	72
3.14. Ajuste protección 87 - Fuente Autores . . . . .	73
3.15. Ajuste de protección 50 y 51 - Lado Primario - Fuente Autores	74
3.16. Ajuste protección 50 y 51 - Lado Secundario. Fuente Autores.	75
3.17. Lógica de Disparo de Relé SEL 387E - Fuente Autores . . . . .	76
3.18. Ajuste de salida Digital - Fuente Autores . . . . .	77
3.19. Ajuste de parámetros de comunicación - Fuente Autores . .	78
3.20. Creación de CID del relé SEL 387E - Fuente Autores . . . . .	79
3.21. Figuras/Dataset nodos logicos lado primario - Fuente Autores	81
3.22. Lista de Dataset creados para el SEP - Fuente Autores . . . . .	82
3.23. Reportes MMS - Fuente Autores . . . . .	83
3.24. Reportes MMS - Fuente Autores . . . . .	83
3.25. Envío de configuración IEC 61850 a Relé diferencial - Fuente Autores . . . . .	84
3.26. Conexión entre Relé Diferencial y Módulo de Generación de Eventos - Fuente Autores . . . . .	85
3.27. Ajuste de Módulos de pruebas - Fuente Autores . . . . .	86
3.28. Configuración del Hardware global - Fuente Autores . . . . .	86
3.29. Ajuste de Dispositivo - Fuente Autores . . . . .	87
3.30. Parámetros de transformador - Protección diferencial Fuente Autores . . . . .	88
3.31. Parametros TC Protección Diferencial Fuente Autores . . . . .	88
3.32. Definición de Curva Característica Fuente Autores . . . . .	89
3.33. Parámetros sobrecorriente Lado Primario Fuente Autores . .	90



4.1. Ajuste para prueba Diferencial Fuente Autores . . . . .	92
4.2. Diagrama de la característica de operación diferencial Fuente Autores . . . . .	94
4.3. Ingreso de parámetros de comunicación IEDScout Fuente Autores . . . . .	95
4.4. Lectura de datos para prueba Diferencial. Fuente Autores . .	96
4.5. Interfaz para prueba diferencial modo ONLINE. Fuente Autores . . . . .	96
4.6. Curva de Operación teórica Por Sobrecorriente - Lado Primario. Fuente, los autores . . . . .	97
4.7. Puntos de prueba – Lado Primario. Fuente Autores . . . . .	99
4.8. Curva de Operación teórica por Sobrecorriente - Lado Secundario. Fuente, los autores . . . . .	100
4.9. Puntos de prueba – Lado Secundario. Fuente Autores . . . . .	101
4.10. Puntos de prueba en equipo de prueba -lado primario-1. Fuente Autores . . . . .	102
4.11. Interfaz para prueba sobrecorriente lado secundario. Fuente Autores Autores . . . . .	103

# Índice de tablas

2.1. DETERMINACION ESTANDARD DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN . . . . .	19
2.2. Secciones de la Normativa IEC 61850 . . . . .	38
2.3. Funcionalidades del Sistema de Potencia . . . . .	40
2.4. Ventajas y Desventajas de topología . . . . .	47
3.1. Parámetros de Red de Dispositivos . . . . .	55
3.2. Variables de entrada para función de protección diferencial .	66
3.3. Variables de entrada para sobrecorriente instantáneo (50) – Lado primario . . . . .	67
3.4. Variables de entrada para sobrecorriente instantáneo (50) – Lado secundario . . . . .	67
3.5. Variable de entrada para protección sobrecorriente temporizada (51) – Lado primario . . . . .	69
3.6. Variable de entrada para protección sobrecorriente temporizada (51) – Lado secundario . . . . .	70
3.7. Dato General de Transformador de Potencia . . . . .	72
3.8. Parámetros para ajuste protección Diferencial (87) . . . . .	73
3.9. Ajuste protección sobrecorriente tiempo definido (50) – Lado primario . . . . .	74
3.10. Ajuste protección sobrecorriente temporizada (51) – Lado primario . . . . .	74
3.11. Ajuste protección sobrecorriente tiempo definido (50) – Lado Secundario . . . . .	75
3.12. Ajuste protección sobrecorriente temporizada (51) – Lado primario . . . . .	75
3.13. Nodos lógicos para lectura de parámetros de protecciones [1].	80
3.14. Nodos lógicos para Medición de Variables Eléctricas [1] . . .	81

ÍNDICE DE TABLAS

X

4.1. Puntos de prueba para falla por corriente diferencial en el lado de primario . . . . .	93
4.2. Tiempo de operación teórica vs corriente de prueba - lado primario . . . . .	98
4.3. Tiempo de operación teórica vs corriente de prueba - lado secundario . . . . .	100
4.4. Prueba de Tipo de Falla en el lado de referencia primario . .	102
4.5. Prueba de Tipo de Falla en el lado de referencia secundario .	103

# Resumen

El actual proyecto de desarrollo pretende aplicar el procedimiento necesario de la protección y monitoreo del transformador de Potencia. Con el objetivo de lograr, se ejecuta la vinculación de dos áreas de la ingeniería como Protecciones eléctricas y comunicaciones. Los parámetros del transformador de potencia son ingresados en el equipo de prueba universal Ómicron CMC 356 para posteriormente simular el comportamiento de dicho transformador. Una vez definido la característica del transformador a simular y ajustado el relé, se configura los parámetros de comunicación bajo normativa IEC 61850 definiéndose los nodos y dispositivos lógicos que permiten la visualización y transferencia de datos como: mediciones de corriente y estado de las protecciones. Para el manejo de protección del Transformador se utiliza el (IED) SEL 387E en el cual se parametriza las funciones de protecciones por sobrecorriente (para fallas externas) y diferencial de corriente (fallas internas). La comunicación entre el Módulo de prueba universal, relé de protección y el ordenador es dado mediante una red LAN provisto por un Switch que gestiona los datos. El relé SEL 387E opera correctamente ante las diversas pruebas realizadas y los datos de esta, son transferidas usando reportes MMS. Para verificar una correcta comunicación entre los dispositivos (relé diferencial, equipo de prueba y computador) se usa el protocolo ICMP a través del comando ping. Todos estos equipos están disponibles en el Laboratorio de pruebas para protecciones en el bloque F de la Universidad Politécnica Salesiana, Sede Guayaquil.

# Abstract

The current development project aims to apply the necessary procedure for the protection and monitoring of a Power Transformer. To achieve this, the linking of two engineering areas such as electrical protection and communications is carried out. The parameters of the power transformer are entered into the Omicron CMC 356 universal test equipment to subsequently simulate the behavior of the transformer. Once the transformer characteristic to be simulated has been defined and the relay has been adjusted, the communication parameters are configured under IEC 61850 standards, defining the nodes and logical devices that allow the visualization and transfer of data such as current measurements and protection status. For transformer protection management, the SEL 387E relay is used to parameterize the over-current (for external faults) and current differential (internal faults) protection functions. The communication between the Universal Test Module, protection relay, and the computer is provided by a LAN network provided by a switch that manages the data. The SEL 387E relay operates correctly for the various tests performed and the test data is transferred using MMS reports. To verify correct communication between the devices (differential relay, test equipment, and computer) ICMP protocol is used through the ping command. All this equipment is available at the Protection Laboratory of the Salesian Polytechnic University, Guayaquil.

# Capítulo 1

## Introducción

Según [1] y [2] una red eléctrica de Potencia (SEP) consta como un arreglo de elementos eléctricos instalados que se emplea para la comercialización, producción, abastecimiento y distribución de la electricidad. De acuerdo con esta definición, la misión de un SEP es el suministro de energía eléctrica a los clientes con este servicio dentro de una determinada zona geográfica. Además, se debe considerar que el suministro de energía se debe realizar cumpliendo con las condiciones de seguridad, de calidad y medioambientales adecuadas, con el mínimo posible. En años recientes el consumo de energía eléctrica está aumentando enormemente, lo que ha dado lugar a cambios sustanciales en la industria energética .

Una subestación eléctrica integra la estructura de las redes eléctricas, cuyo objetivo principal es incrementar o disminuir el voltaje de transmisión. Estos elementos están conformadas por transformadores, seccionadores interruptores, pararrayos, banco de baterías, capacitores, equipos para medición y control, transformadores de corriente y de potencial. Todos estos equipos cumplen un rol importante como es aislar cualquier falla que se presente en las redes y evitando así que se propague afectando a otras áreas del sistema [3].

En los años recientes ha surgido la necesidad de disminuir los tiempos de interrupción por lo que se han desarrollado un sistema de supervisión como el Sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA, del inglés *Supervisory Control And Data Acquisition*), el que lo centraliza en un centro de control. Así mismo se conoce que el sistema SCADA tiene una arquitectura y protocolos propios de fabricantes [4], [5].

La necesidad de una innovación se logra utilizando todos los días

diferentes modos de comunicación del sistema de energía, pero debido al aumento de la necesidad del consumo de energía por el incremento poblacional, la industria de servicios eléctricos ha tenido que enfrentar sobre todo como mantenerse al día con la demanda y a la vez preservar un alto nivel de confiabilidad y de seguridad. Todo esto ha llevado al desarrollo e implementación de nuevos equipos y a aumentar la fabricación de equipos como (IEDs, del inglés *Intelligent Electronic Device*) nuevos funcionales y mejorados lo que da lugar a la creación de una nueva plataforma para los sistemas de automatización de las subestaciones (SAS). Además, el desarrollo y la madurez de internet y la tecnología a través de la fibra óptica han llevado a aumentar la confiabilidad en el proceso de telemetría del sistema eléctrico.

Debido al desarrollo del diseño de las subestaciones han surgido muchas marcas de equipos que forman parte de los activos del sistema y cada una de estas marcas manejan sus propios protocolos de comunicación lo que se vuelve un desafío, el uso de convertidores de protocolos complejos lo que finalmente se ha detectado una limitación del alcance del control y de expansión. Entonces como una alternativa surge la implementación de la Norma IEC 61850 para la automatización de Subestaciones. La aplicación de esta Norma permitirá la interoperabilidad entre dispositivos de diferentes fabricantes para compartir datos y comunicaciones; además, intercambiar información entre los IEDs de la subestación [6].

Además, los retos de la transición energética se reflejan en la evolución de la diversidad de producción de la energía, el control del consumo y la transferencia de usos de la electricidad [1]. En particular, el desarrollo de la generación de electricidad renovable, variable y descentralizada, así como el desarrollo de la movilidad eléctrica, plantean numerosos retos a todos los actores del sistema eléctrico [7]. Las innovaciones que permiten las tecnologías de la información y la comunicación ofrecen soluciones, denominadas redes inteligentes, para afrontar estos retos, muchas de ellas ya han sido validadas técnicamente en diferentes marcos (demostradores de redes inteligentes, participación en mecanismos de mercado, etc.) [1].

Por otra parte, las normativas internacionales aumentan la fiabilidad y reducen el daño en el medio ambiente, y motivan la implementación de sistemas fiables. Así, las redes inteligentes, en particular, están siguiendo este desarrollo estandarizado para convertirse en soluciones industriales. Para ello, la producción de electricidad y su distribución se regulan en tiempo real manteniendo una supervisión continua de la red se ha logrado mediante la automatización de la red de distribución utilizando SCADA [8].

Debido a la complejidad de la red eléctrica, han migrado las redes inteligentes, cuyo principio se basa en el uso del módulo básico del sistema de control distribuido, que es el sistema de automatización de subestaciones SAS. La comunicación en los sistemas de automatización de subestaciones se considera el elemento clave para garantizar la interoperabilidad entre los dispositivos. Por ejemplo, en las redes distribuidas se ponen en funcionamiento grandes cantidades de IEDs, para mejorar la flexibilidad y la fiabilidad [8].

En las subestaciones actuales existen servicios de comunicaciones: las magnitudes del sistema eléctrico se transmiten mediante valores de muestra (SV, del inglés *sampled values*) y los dispositivos intercambian sus estados mediante mensajes GOOSE. Las señales se envían al sistema SCADA mediante comunicaciones cliente/servidor MMS [9].

## 1.1. Antecedentes

En el esfuerzo por estandarizar la comunicación para las redes y micro-redes inteligentes, la norma IEC 61850 se perfila como una de las soluciones más prometedoras porque se basa en el enfoque de interoperabilidad y modelado de datos abstractos orientado a objetos [10]. En este sentido, IEC 61850 se desarrolló entonces como sistema de redes de comunicación para estandarizar la comunicación dentro de las subestaciones eléctricas a partir de la automatización del sistema eléctrico.

De acuerdo con [10], el objetivo principal es lograr la agilidad y la interoperabilidad entre los dispositivos electrónicos inteligentes IED proporcionados por diferentes proveedores. Por ejemplo, en la figura 1.1 se puede verificar el modelo general del protocolo IEC 61850 donde interactúa diversas etapas o partes que permiten la operación del paradigma de las redes eléctricas inteligentes [9].

A partir de estas observaciones, los nuevos sistemas de control del SAS deben ser modelados con los preceptos indicados por la norma IEC 61850 para permitir la simplicidad y la coherencia en la comunicación, cubriendo todos los niveles de una subestación, y también para controlar el intercambio dentro de sus propios sistemas digitales, sabiendo que hoy en día sólo el integrador tiene esta capacidad [11].



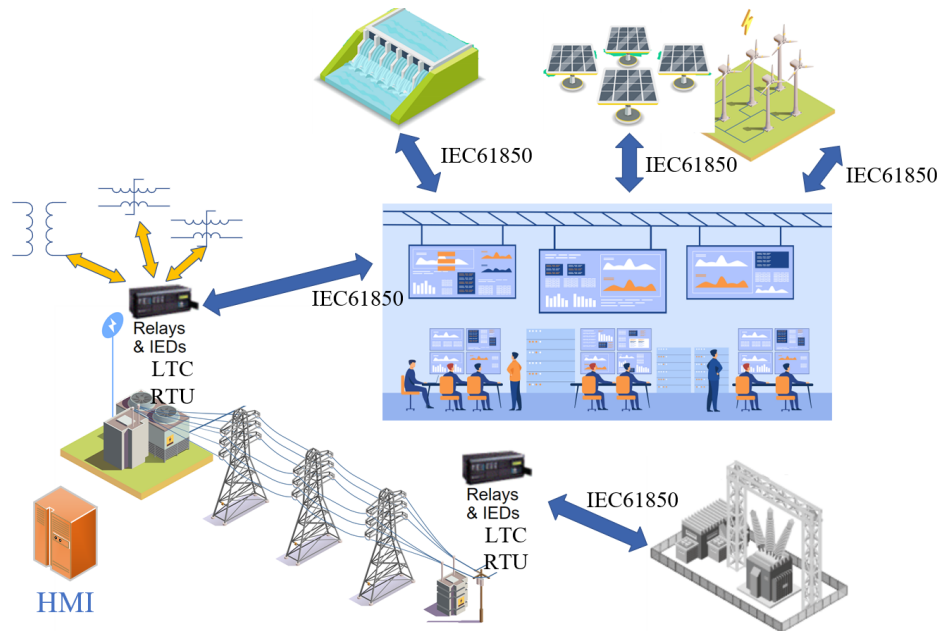


Figura 1.1: Estructura IEC 61850. Fuente Los Autores

De acuerdo con todo lo mencionado se puede decir que el uso de **IEC 61850** permite la integración de varios sistemas que registren el estado de la operación de los diversos dispositivos y equipos que conforman las subestaciones eléctricas y los de sistemas de protección no están exentos de esto. Entonces, la protección y monitoreo de transformadores de potencia también es parte de la integración que busca la normativa a analizar, y una de las formas de lograrlo es través del uso de relés de protección diferencial. Entonces, considerar su importancia en un sistema eléctrico de potencia nos ayuda a establecer su fundamental importancia tanto por sus funciones como por sus características que proporcionan al sistema tales como son: fiabilidad, selectividad, sensibilidad, rapidez y simplicidad [12].

La elaboración y coordinación de una protección apropiadamente es primordial para garantizar que el sistema eléctrico funcione de acuerdo con los requisitos y criterios previstos. Al proteger su red y equipos costosos, además puede proteger importantes inversiones de capital y dar protección a las personas. Una operación automatizada facilita la ubicación separación de fallas lo más rápido posible para disminuir los daños.

De darse una falla o condición fuera de lo normal, la protección del sistema debe permitirse detectar sin demora la problemática e interrumpir

la sección perjudicada para que el sistema eléctrico pueda continuar prestando su servicio y frenar la probabilidad de deterioro en los componentes y otras unidades. La metodología de protección debe ser apropiado y sensible para actuar rápidamente incluso en caso de una falla inicial [13].

## 1.2. Descripción general del problema

La norma IEC 61850 tiene actualmente dos ediciones que representan una progresión. La edición 1 está dividida en 10 partes principales emitidas desde el año 2003 y 2012. Muchas de las partes están ahora en edición 2 incorporando correcciones para problemas técnicos nodos lógicos adicionales y funcionalidad agregada. La edición 2 expande a IEC 61850 más allá de los límites de la subestación, expandiendo algunas partes e introduciendo nuevas funcionalidades a través informes técnicos tales como los documentos de la serie IEC 61850-90-11:2020 en particular y creando vínculos con otras normas [14]. Por lo tanto, se puede hablar de IEC 61850 no solo como una normativa sino también como un protocolo de comunicación orientado a la gestión de SEPs.

Entre otras medidas, la actualización tecnológica mediante el protocolo de comunicación IEC 61850 es el inicio para una serie de prácticas para proporcionar muchos detalles en muchas áreas funcionales. Estas prácticas proporcionan una descripción general de los conceptos y herramientas que proporciona la Norma IEC 61850 con algunas consideraciones que el usuario debe conocer antes durante y después de la aplicación de este protocolo de comunicación el IEC 61850. La implementación de nuevas técnicas y la actualización tecnológica mediante la aplicación de la normativa de comunicación IEC 61850 se ha promovido como una norma de interoperabilidad entre equipos de distintos fabricantes en lo que corresponde a comunicaciones. Las señales cableadas se reemplazan por bits lógicos que se comunican a través de redes de Ethernet [15]. La norma se basa en el uso de varios protocolos, gestión de proyectos, pruebas de conformidad, modelos de objetivos, lenguaje de configuración y requisitos ambientales todo esto forman un conjunto de herramientas que servirán para ser utilizadas por el diseño de subestaciones como son para la protección, comunicación y control de la supervisión de datos [10]:

- Simulación con equipos de protección, automatización y control de una subestación.

- Configuración de los dispositivos electrónicos inteligentes IED
- Documentación de la gestión de datos
- Proporcionar un lenguaje común para comunicarse entre diversos grupos [15].

Por otra parte, la protección diferencial es considerada para los transformadores de potencia de más de 5MVA, en donde se emplea un conjunto de elementos de protección y resguardo para el activo. Usualmente se emplea un relé de protección IED que es un instrumento para activar un disyuntor cuando detecta una avería. La teoría y la aplicación de estos dispositivos de protección es una parte importante de la ingeniería en un sistemas eléctricos de potencia [11]. La protección diferencial es la que se basa en una correcta coordinación de los relés para una efectiva protección y así mantener un alto grado de continuidad de servicio así como su fiabilidad y seguridad de los equipos de una subestación y de los componentes de un sistema eléctrico de potencia SEP [16].

De acuerdo con lo mencionado, el desarrollo del presente trabajo resulta de interés ya que busca realizar pruebas de equipos de protección utilizando datos y herramientas en el laboratorio que puedan interactuar con la norma IEC 61850 a través del establecimiento de parámetros, límites y el comportamiento de estos dispositivos en un sistema real como es un SEP al interior de una subestación. Para lograrlo, el presente trabajo basa su análisis haciendo uso de los instrumentos del laboratorio de electricidad de la Sede Guayaquil en la Universidad Politécnica Salesiana para la evaluación de estas pruebas y que permiten el uso de la norma IEC 61850.

## 1.3. Objetivos

### 1.3.1. Objetivo General

- Analizar la normativa IEC 61850 para la protección y monitoreo de transformadores de potencia empleando relés de protección diferencial.

### 1.3.2. Objetivos específicos:

1. Investigar estudios recientes sobre la implementación de la normativa IEC 61850 en subestaciones eléctricas en publicaciones de revista

indexadas para conocer los diferentes parámetros de ajuste en los relés de protecciones.

2. Identificar los rangos de operación del relé de protección diferencial SEL (387E) mediante el uso del manual de operación provisto por el fabricante para el ajuste de las funciones de protecciones.
3. Diseñar e implementar pruebas de protecciones para transformadores de potencia usando protección diferencial para el desarrollo del uso de la normativa IEC 61850.

## 1.4. Contribuciones de este trabajo

Dentro las subestaciones eléctricas los sistemas y equipos poseen el potencial de transferir valores medidos, datos y comandos empleando un grupo de protocolos estandarizados. En este contexto, la normativa IEC 61850 es el cimiento de las comunicaciones entre los IEDs en una subestación e igualmente contribuye a la fundamentación de los planteamientos establecidos para el manejo de proceso y protección.

Además, facilita la interoperabilidad con nuevos elementos, abarcando la digitalización de subestaciones. Los dispositivos electrónicos inteligentes IED se utilizan como dispositivos autómatas para el seguimiento, control y registro de datos dentro del ámbito IEC 61850. Los IEDs de diversas manufacturas acceden a los modelos de datos y se comunican entre si con la asistencia de dispositivos normados.

Las redes y los diferentes servicios son empleados para la comunicación. Una estación de telemetría (red) se emplea, entre otros, para comando y mensaje, en tanto que una red por cuenta propia (usualmente conocida como bus de proceso) permite emplearse para transferencia de datos en tiempo real, entre ellos los valores medidos y eventos de protección.

## 1.5. Organización del manuscrito

En esta redacción dispone del siguiente arreglo:

El capítulo 1 detalla la reseña de la problemática y objetivos de este trabajo. El capítulo 2 abarca el fundamento teorizador de la normativa IEC 61850 en donde se detallan los campos de acción y la método de aplicación. Además, contiene los fundamentos teóricos de una subestación eléctricas y los componentes que lo conforman. Se detallan los prototipos de falla

tanto externa o interna que afecta la maniobra del sistema, en este caso el transformador de potencia.

En el capítulo 3 se desarrollan la metodología para poner en marcha la automatización para monitorear y proteger el transformador de potencia empleando los equipos provistos por el laboratorio: Relé diferencial SEL 387E, Equipo de prueba universal OMICRON CMC 356, un Switch ethernet y las diferentes herramientas utilitarias para la ajuste de las funciones de protecciones y parámetros de comunicación IEC 61850. Se aplica un caso de estudio para proteger un transformador de potencia de 12MVA que consiste en hacer operar al relé a través de fallas por sobrecorriente y corriente diferencial. Se emplea los nodos lógicos y dispositivos lógicos específicos para la transferencia y visualización de datos como son los parámetros eléctricos y estado de protección. Estos datos son visualizados por medio de un simulador de cliente llamado IEDSCOUT propio de la marca de los equipos usados.

El Capitulo 4 se realizan pruebas de funcionamiento del IED ante diferentes escenarios de falla y se compara los tiempos de despeje de falla con los datos teóricos calculados.

Finalmente, el Capitulo 5 se redactan las conclusiones de los resultados obtenidos ante las diferentes pruebas.

## Capítulo 2

# Marco teórico referencial

En este capítulo se describe el estado del arte de la normativa [IEC 61850](#) así como las características de la protección y monitoreo de transformadores de potencia empleando relés de protección diferencial.

### 2.1. Subestación Eléctrica

La Subestación Eléctrica viene a ser un componente primordial de un Sistema Eléctrico de Potencia [SEP](#), en el cual se cambian los parámetros de voltaje e intensidad, donde también sirve como lugar de conexión para facilitar la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Se puede considerar así como sistemas de equipos eléctricos y obras auxiliares, diseñado para transmitir energía eléctrica entre la conmutación o distribución de energía. Además, esto hay que tenerlo en cuenta que la subestación consta de un conjunto de dispositivos que cumplen los requisitos de conexión eléctrica a varios circuitos proporcionando funciones de maniobra, protección y control necesarios para la operación segura y confiable de un [SEP](#), ver figura 2.1 [17].

Una subestación proporciona la interconexión de los circuitos de transmisión y la transformación entre la red de diferentes voltajes. La subestación está conectada a la red mediante líneas aéreas. Las diferentes configuraciones se caracterizan por su disposición de barras y, en general, se puede proporcionar cualquier número de circuitos repitiendo el patrón. La subestación generalmente comprende los siguientes elementos:

- a. Aparataje o Switchgear (equipo eléctrico de maniobra como interruptores y/o seccionadores)

- b. Transformadores de potencia
- c. Protección, control y supervisión de equipos
- d. Barras colectoras y bahías
- e. Compensación de la potencia reactiva, incluidos los filtros de armónicos
- f. Sistema de protección contra el rayo de la subestación
- g. Sistema de puesta a tierra de la subestación.

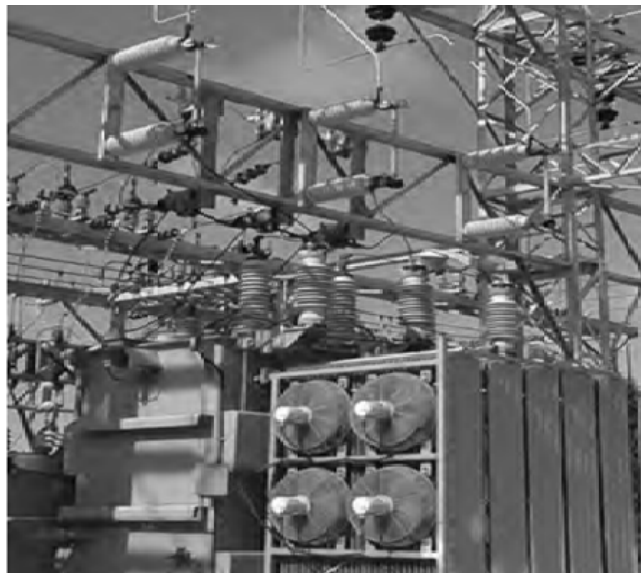


Figura 2.1: Equipos de una Subestación. Fuente [17].

La subestación consta de tres sistemas principales que son: Sistema Primario, Sistema Secundario y Sistema de Suministro Auxiliar.

- a. Sistema Primario: El sistema primario comprende todos los equipos que están en servicio en el sistema de tensión nominal.
- b. Sistema Secundario: El sistema secundario comprende todos los instrumentos que se utilizan para el control, la protección, la medición y la supervisión de los equipos primarios.

- c. Sistema de Suministro Auxiliar: El sistema de suministro auxiliar comprende todos los equipos, como los suministros de CA y los suministros de CC, que permiten el funcionamiento de los dispositivos de protección, control, medición y supervisión.

Entonces, en cuanto al suministro, se tiene:

1. **Sistemas de suministro y distribución de CC:** se proporcionan para garantizar que se dispone de un suministro seguro en todo momento para alimentar los sistemas de protección, los equipos de control y para iniciar el disparo de los disyuntores, y comprenden:  
Baterías: de plomo-ácido o de níquel-álcali con capacidades que van desde decenas de amperios-hora hasta cientos de amperios-hora a tensiones de 30 V, 50 V, 125 V y 250 V, según la aplicación.  
Cargador de baterías: normalmente de tensión constante, tipos de corriente limitada con función de carga de refuerzo para alimentar las cargas fijas y mantener la batería totalmente cargada mientras está disponible el suministro de CA auxiliar. Cuadro de distribución el mismo que, proporciona un sistema de distribución, aislamiento y protección para los suministros de CC a todos los equipos de la subestación.
2. **Suministros LVAC (Suministro en bajo voltaje en VAC):** se trata de un sistema auxiliar de suministro y distribución de CA que apoya el funcionamiento de la subestación proporcionando energía para los motores de los ventiladores de refrigeración, los motores de cambio de tomas, los sistemas de carga de los mecanismos de los disyuntores y los accionamientos de los seccionadores, además de las cargas normales de calefacción, iluminación y domésticas.

### 2.1.1. Tipos de Subestaciones

Estas se clasifican en dos tipos, a saber, la subestación con aislamiento de aire AIS de terminal abierto y la subestación con aislamiento de gas GIS de "revestimiento metálico". La disposición de terminales abiertos, como su nombre indica, utiliza equipos primarios cuyos terminales están al aire. En consecuencia, se requieren grandes distancias entre estos terminales y la tierra y entre los terminales de diferentes fases. Por ello, las subestaciones de terminal abierto ocupan superficies relativamente grandes. Los equipos con revestimiento metálico utilizan un aislamiento sólido o gaseoso SF<sub>6</sub> que permite reducir drásticamente las distancias entre las fases y la tierra.



Las ventajas de ahorro de espacio de los equipos metalclad (encapsulados) pueden ser significativas, sobre todo para las subestaciones de alta tensión en las grandes ciudades, donde el espacio es difícil de conseguir y el terreno es muy caro. Los equipos con revestimiento metálico también pueden ser atractivos por otras razones, especialmente el impacto visual en zonas susceptibles desde el punto de vista medioambiental y el funcionamiento en entornos muy contaminados. Las subestaciones con aislamiento de aire suelen costar menos que una subestación equivalente con aislamiento de gas. Casi todas las subestaciones GIS se construyen en interiores. Por ejemplo en la figura 2.2.

Las GIS pueden construirse fácilmente bajo tierra para evitar cualquier preocupación medioambiental. El aislamiento interno de la GIS es independiente de la presión atmosférica [18].

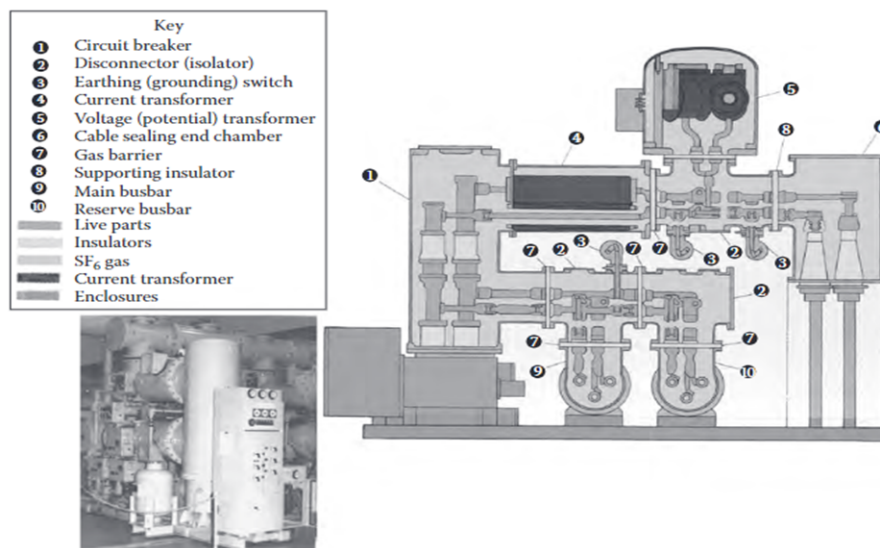


Figura 2.2: Subestación con aislamiento de Gas o GIS. Fuente [17].

### 2.1.2. Elementos de una Subestación

A continuación se presente un breve análisis de los principales componentes de una subestación eléctrica.

**2.1.2.1 Seccionadores y Seccionadores de puesta a tierra:**

Estos son dispositivos que suelen funcionar sin carga para aislar los elementos principales de la subestación para su mantenimiento, o para aislar los equipos averiados de otros equipos con voltaje. Los seccionadores de terminal abierto están disponibles en varias formas para diferentes aplicaciones figura 2.3. En los voltajes más bajos son habituales los tipos de ruptura simple, predominando los de tipo balancín o los de poste giratorio de un solo extremo. A voltajes más altos, son más comunes los seccionadores de poste central giratorio, de poste giratorio de doble extremo, de ruptura vertical y de tipo pantógrafo. Los seccionadores suelen estar enclavados con el disyuntor asociado para evitar cualquier intento de interrumpir la corriente de carga.

Los seccionadores no están diseñados para interrumpir la corriente de falla, aunque algunos diseños hacen la protección de la corriente de falla. La mayoría de los seccionadores están disponibles con un mecanismo de accionamiento manual o con un mecanismo de accionamiento motorizado, y debe seleccionarse el método de accionamiento adecuado para un seccionador concreto en una subestación determinada; por ejemplo, en una subestación de doble barra no controlada a distancia, los seccionadores selectores de barras se accionarían con un motor para permitir los cambios de barras "en carga" sin necesidad de una visita al emplazamiento. Los mecanismos de los seccionadores incorporan un conjunto de interruptores auxiliares para la indicación remota de la posición del seccionador, el enclavamiento eléctrico y la conmutación del transformador de corriente para la protección de las barras.

Los seccionadores de puesta a tierra suelen estar agregados y enclavados con los seccionadores y montados en el mismo bastidor base. Son accionados por un mecanismo separado, pero similar, al utilizado para el seccionador. Esta disposición evita la necesidad de utilizar aisladores de poste separados para el seccionador de tierra y suele simplificar el enclavamiento. En general, los interruptores de tierra están diseñados para ser aplicados a circuitos muertos y aislados y no tienen capacidad de producir fallas. Sin embargo, existen diseños especiales con capacidad de producir fallas si es necesario. Un punto práctico que vale la pena señalar es que los seccionadores de tierra de los circuitos de línea o de cable normalmente se enclavan con el seccionador de línea local, pero se confía en los procedimientos operativos para garantizar que el circuito esté aislado en el extremo remoto antes de que se aplique la tierra.

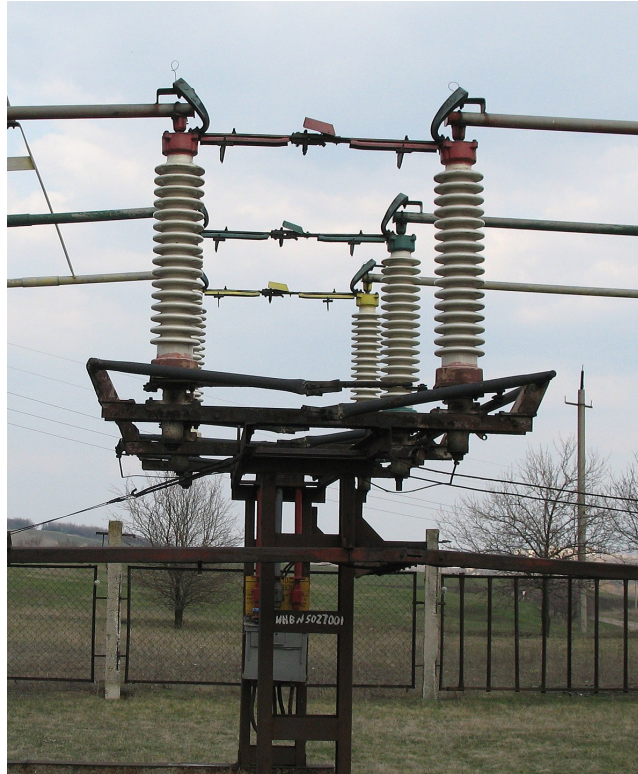


Figura 2.3: Seccionadores de Subestación. Fuente [19].

### 2.1.2.2 Disyuntor

Es un dispositivo de conmutación que puede soportar y cortar la corriente en condiciones normales del circuito, y producir, enviar por un tiempo determinado y apagar a corriente en algunas condiciones anormales del circuito como un cortocircuito. A medida que los sistemas han ido aumentando en tamaño y dificultad, el disyuntor ha tenido que mejorar su rendimiento de interrupción de cortocircuitos, operar más rápido y tolerar tensiones de sistema cada vez más altas. Inicialmente, a medida que las corrientes de fallo aumentaban, los disyuntores se volvían cada vez más complejos para lograr el rendimiento requerido, especialmente cuando se diseñaban sistemas de 400kV con corrientes de fallo de hasta 63kA.

Sin embargo, la introducción de los interruptores de hexafluoruro de azufre permitió reducir el número de interruptores necesarios en serie para

un voltaje determinado hasta el punto de que los diseños modernos de interruptores de SF<sub>6</sub> pueden cumplir los requisitos del sistema con un solo interruptor de hasta 245kV 50kA y hasta 420kV 63kA con dos interruptores en serie. En circunstancias especiales, como cuando se conmutan bancos de capacitores para la corrección del factor de potencia o la conmutación de hornos de arco, donde los interruptores pueden funcionar muchas veces al día, puede ser necesaria la sustitución después de un período más corto, o se necesita la conmutación de punto en onda (POW).

El Interruptor automático de SF<sub>6</sub> de terminal abierto figura 2.4, fase integrada, tanque muerto, con casquillos de porcelana con alojamiento integral para TC, que incorpora interruptores de tipo soplador o de arco giratorio y que es operado por un mecanismo de resorte devanado por motor [17].

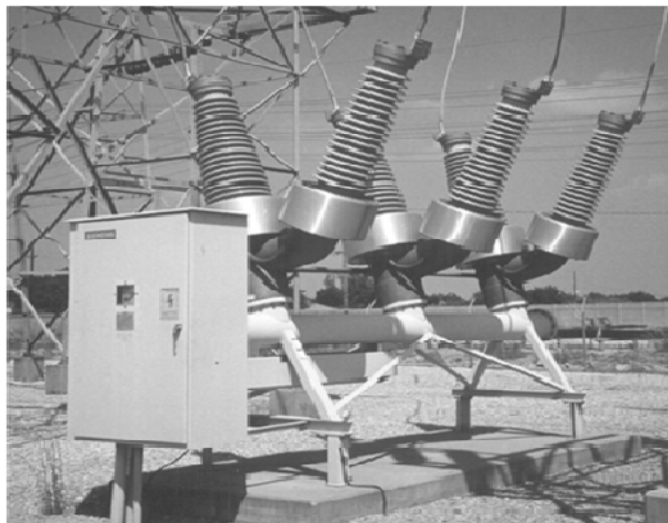


Figura 2.4: Interruptor en SF<sub>6</sub>. Fuente [20].

### 2.1.2.3 Transformadores para medición

Hay varios tipos:

- a) **Transformadores de corriente (TC):** La mayoría de estos son utilizados en las subestaciones, son del tipo primario de barra (es decir, de una sola vuelta), pero su método de instalación varía considerablemente. En la aparamenta metálica suelen montarse alrededor de las conexiones aisladas entre los conectores fijos de los disyuntores y los terminales

de para las conexiones, mientras que en las subestaciones con terminales abiertos pueden montarse alrededor de los casquillos de los transformadores o de los disyuntores de tanque muerto. Alternativamente, cuando se utilizan interruptores de tanque vivo, los transformadores de corriente se montan en una forma conocida como transformador de corriente tipo poste, donde los devanados secundarios se instalan en una carcasa aislada de tierra por un aislador de soporte hueco. Los devanados secundarios y los cables están aislados de la carcasa y los cables secundarios, también fuertemente aislados, bajan a la base del aislador de soporte.

- b) **Transformadores de potencial TP:** La elección es básicamente entre transformadores de voltaje bobinados y transformadores de voltaje de condensador. Por lo general, cuando se requieren salidas estándar de medición de alta precisión, se utiliza el transformador de voltaje bobinado y cuando sólo se requieren salidas de protección e instrumentación, el transformador de voltaje de condensador suele ser más rentable a tensiones superiores a 145 kV. Otra ventaja de los transformadores de voltaje de condensador es que pueden utilizarse para proporcionar instalaciones de acoplamiento para los sistemas portadores de líneas eléctricas utilizados para la protección, la señalización, la telemetría o las telecomunicaciones. Los equipos como transformadores para medición se indican en la figura 2.5.



Figura 2.5: Transformadores para medición. Fuente [19].

#### 2.1.2.4 Pararrayos

Los pararrayos están diseñados para limitar el voltaje de la línea a tierra en caso de que se produzcan descargas atmosféricas (rayos) o cualquier otra condición de sobrevoltaje transitorio excesivo. A algunos de los antiguos pararrayos de tipo gap realmente provocan un cortocircuito en la línea o en el equipo, lo que hace que el disyuntor se dispare. El disyuntor vuelve a cerrar el circuito cuando desaparece la condición de sobrevoltaje transitorio. El pararrayos limita la tensión en el equipo cercano al pararrayos para que no experimente condiciones transitorias de alta voltaje. Estos nuevos diseños ofrecen un mejor control del voltaje y tienen mayores características de disipación de energía. Un descargador puede tener que disipar energía hasta que el disyuntor despeje la línea. Los descargadores de clase estación (véase la figura 2.6) son los tipos más grandes y pueden disipar la mayor cantidad de energía. Suelen estar situados junto a los grandes transformadores de potencia de las subestaciones.

Los pararrayos de clase de distribución se distribuyen generosamente por todo el sistema de distribución en zonas conocidas por su elevada actividad de rayos. Pueden encontrarse cerca de los transformadores de distribución, de las estructuras de transición aéreas a las subterráneas y a lo largo de las líneas de distribución largas. Los pararrayos de clase intermedia se utilizan normalmente en subestaciones que no tienen una corriente de cortocircuito excesiva.



Figura 2.6: Pararrayo de clase estación. Fuente [20].

### 2.1.2.5 Relés

Los Relés son dispositivos utilizados como equipos de protección, los mismos que al detectar cualquier valor que sobrepasa los parámetros para lo que están regulados en estado de la condición eléctrica asociada a este equipo, es decir cualquier dato de sus parámetros que estén fuera del valor para lo que fue realizado su ajuste, realiza una acción de protección de equipos que se encuentran relacionados como pueden ser acciones de cierre o de apertura de contactos de los equipos a proteger.

#### **Clasificación de los Relés**

##### **Clasificación por su Función**

- Auxiliares.
- De Protección.
- Monitoreo.
- De Regulación.

##### **Clasificación por tipo de funcionamiento**

Por el tipo de funcionamiento los relés se clasifican en ver tabla [2.1](#)

Tabla 2.1: DETERMINACION ESTANDAR DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

FUNCION	NUMERO ANSI
RELÉ DE DISTANCIA	21
RELÉ DE CHEQUEO DE SINCRONISMO	25
RELÉ DISPOSITIVO TÉRMICO	26
RELÉ CONTROL DE BAJO VOLTAJE	27
RELÉ DE CONTROL DE POTENCIA INVERSA	32
RELÉ DE CAMPO DE EXTINCIÓN	40
BREAKER DE EXTINCIÓN	41
RELÉ DE SECUENCIA NEGATIVA	46
RELÉ DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEO	50
RELÉ DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO	51
INTERRUPTOR DE POTENCIA	52
RELÉ DE SOBREVOLTAJE	59
RELÉ DE PRESION, FLUJO O NIVEL DE LIQUIDOS Y GASES	63
RELÉ DE PROTECCION DE 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 DE PROTECCION DIFERENCIAL	87
RELÉ AUXILIAR DE DISPARO	94

#### 2.1.2.6. Barras de Subestación.

El propósito de las barras en las subestaciones es conectar los equipos entre sí. La barra es uno o mas conductores, que sirven de conexión común entre varios circuitos. Las barras se apoyan en los aisladores de los postes de la subestación. Estos aisladores se montan en las estructuras de la barra. Las barras pueden estar construidas con tubos rígidos de aluminio de 3 a 6 pulgadas de aluminio rígido de 3 a 6 pulgadas (llamado "barra rígida") o cables con aisladores en ambos extremos, llamados "barras de voltaje". Un ejemplo del tipo barras rígidas se muestra (véase la figura 2.7) como un ejemplo del típico barra rígida de bajo perfil que se encuentra en las subestaciones de distribución.





Figura 2.7: Subestación con Barras tipo Rígida. Fuente [20].

### 2.1.3. Tipo de Configuración de las Barras en una Subestación

#### 2.1.3.1 Barra Sencilla

Es la disposición eléctrica más sencilla que, sin sección de Barra, tiene una reducida confiabilidad en la continuidad de servicio, no tiene facilidades operativas y requiere una desconexión para cualquier ampliación (véase la figura 2.8). Esta barra es más común en los voltajes más bajos, especialmente con aparataje metálica. Cuando se equipa con seccionadores de sección de barras con o sin un disyuntor de sección de barras, la continuidad del servicio y las facilidades operativas mejoran ligeramente y las ampliaciones son posibles con sólo una parada parcial.

#### 2.1.3.2 Barra Doble

Se utiliza con disposiciones de doble barra para mejorar la continuidad del servicio. Normalmente se utiliza sólo en circuitos como los generadores,

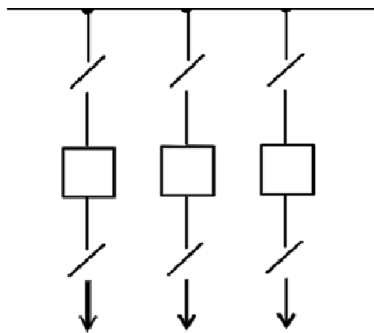


Figura 2.8: Barra sencilla. Fuente [18].

donde la continuidad tiene una importancia económica u operativa importante. Se puede utilizar una combinación de disposiciones de doble disyuntor y disyuntor simple con un conjunto común de barras colectoras dobles (véase la figura 2.9). Cuando todos los circuitos tienen disyuntores dobles, un disyuntor de acoplamiento de barras no es esencial a menos que se requiera que funcione como un disyuntor de sección.

Cuando hay una combinación de disposiciones de disyuntores dobles y disyuntores simples, el disyuntor de acoplamiento de barras tampoco es esencial, ya que el disyuntor doble puede funcionar como un circuito de acoplamiento de barras, pero la mayor complejidad de la protección, el enclavamiento y la operación puede hacer preferible la inclusión de un circuito de acoplamiento de barras.

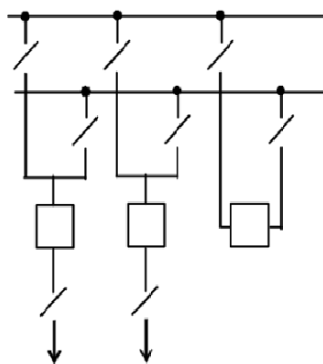


Figura 2.9: Barra Doble. Fuente [18].

### 2.1.3.3 Doble Barra y Doble Interruptor

Se utiliza con disposiciones de doble barra para mejorar la continuidad del servicio. Normalmente se utiliza sólo en circuitos como los generadores, donde la continuidad tiene una importancia económica u operativa importante (figura 2.10).

Se puede utilizar una combinación de disyuntores dobles y disyuntores simples con un conjunto común de barras dobles. Cuando todos los circuitos tienen disyuntores dobles, un disyuntor de acoplamiento de barras no es esencial a menos que se requiera que funcione como un disyuntor de sección. Cuando hay una combinación de disposiciones de disyuntores dobles y disyuntores simples, el disyuntor de acoplamiento de barras tampoco es esencial, ya que el disyuntor doble puede funcionar como un circuito de acoplamiento de barras, pero la mayor complejidad de la protección, el enclavamiento y la operación puede hacer preferible la inclusión de un circuito de acoplamiento de barras.

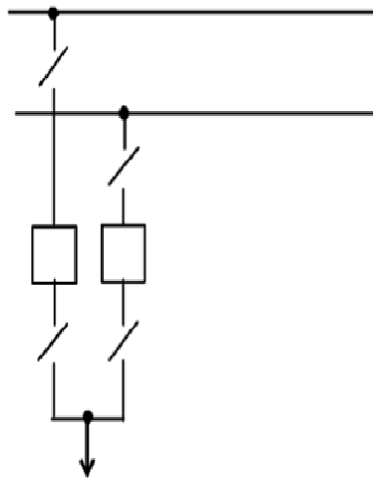


Figura 2.10: Barra Doble, Interruptor Doble. Fuente [18].

### 2.1.3.4 Sección de Barra

Esto es aplicable tanto a las disposiciones de barra simple como a las de barra doble, y en estas últimas cada barra puede ser tratada de forma diferente. La continuidad del servicio, las facilidades operativas y la posibilidad de ampliación sin corte se incrementan especialmente cuando se incluye un disyuntor de sección de barras. El uso de seccionadores

de dos secciones permite mantener los seccionadores de las secciones de barras sin una parada completa (véase la figura 2.11).

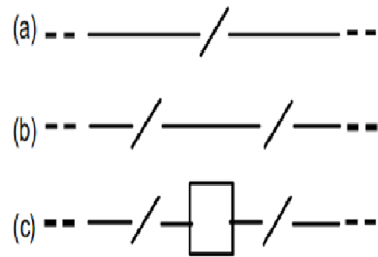


Figura 2.11: Sección de Barra. Fuente [18].

### 2.1.3.5 Barra Sencilla con Barra de Transferencia

Este tipo de configuración permite desactivar el disyuntor automáticamente para proceder al mantenimiento, permitiendo entonces el circuito bajo el control de un disyuntor de transferencia. Tenga en cuenta que sólo se puede transferir la zona del circuito en un momento dado y que los seccionadores de transferencia deben estar enclavados en esta barra de transferencia para garantizarlo (figura 2.12).

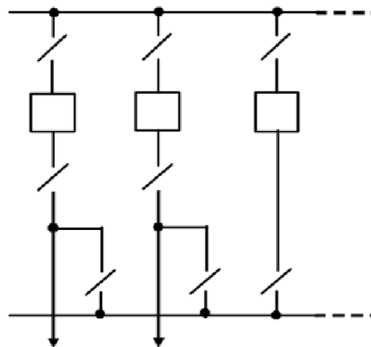


Figura 2.12: Barra Sencilla con Barra de Transferencia. Fuente [18].

### 2.1.3.6 Barra Doble y derivación de By - Pass

Se trata de una alternativa a la configuración de barra doble. El By-Pass permite que un circuito siga funcionando mientras se hace mantenimiento al interruptor. Dado que los disyuntor modernos son mucho más fiables

y requieren un mantenimiento menos frecuente, la práctica del by-pass rara vez se utiliza en los diseños modernos. En algunos diseños se hacen economías sustituyendo uno o más de los seccionadores por conexiones desmontables, pero esto requiere una parada temporal del circuito. La configuración física de los elementos de la subestación debe diseñarse de forma que dichas conexiones puedan retirarse (o añadirse) sin excesiva dificultad y que puedan obtenerse todas las distancias de seguridad necesarias.

Con la configuración mostrada en la figura 2.13, los transformadores de corriente del circuito también se vinculan con el disyuntor y la protección del circuito la proporcionan completamente los otros transformadores de corriente y los relés. La figura 2.13 muestra una disposición que utiliza otro seccionador en el que los transformadores de corriente no se derivan y la protección del circuito permanece en servicio con el disparo transferido al interruptor del acoplador de barras.

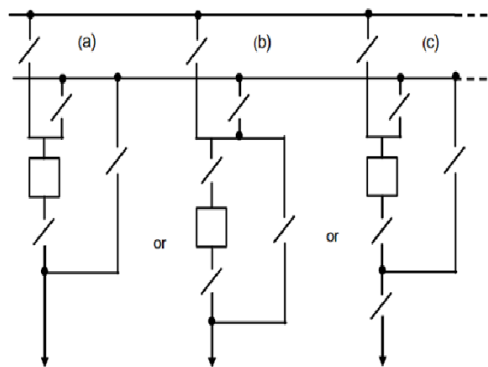


Figura 2.13: Barra Sencilla con Barra de Transferencia. Fuente [18].

### 2.1.3.7. Barras con la Configuración Tipo Interruptor y Medio

Esta disposición de tres disyuntores en serie para dar un diámetro entre un par de barras ofrece una buena continuidad de servicio, ya que un disyuntor puede ponerse fuera de servicio sin interrumpir el suministro al circuito, figura 2.14.

También, esta configuración tiene mejores facilidades operativas que una disposición de malla. Al igual que en una disposición de malla, los diámetros deben ser sólidos para lograr la mejor continuidad del servicio y las mejores facilidades operativas. Esta disposición, con los disyuntores,

seccionadores y transformadores de corriente adicionales, es más costosa que las disposiciones de malla y doble barra. Para obtener una protección selectiva de las fallas en un diámetro, se necesitan transformadores de corriente a cada lado del disyuntor.

Estos transformadores de corriente también pueden utilizarse para la protección del circuito. Esta configuración posee la beneficio de poseer dos interruptores vinculados con cada malla, lo cual facilita la salida a mantenimiento de cualquier interruptor sin sacar de servicio el circuito [18].

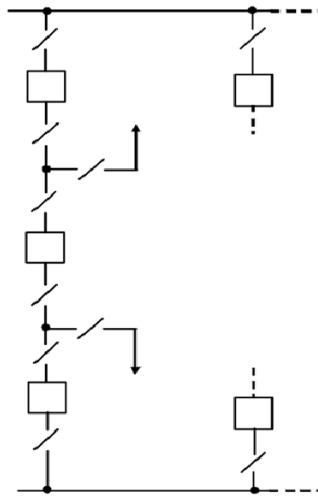


Figura 2.14: Barras con Interruptor y medio. Fuente [18].

### 2.1.3.8. Barra con la Configuración Tipo Anillo

Esta disposición es aplicable a cuatro o más circuitos, pero raramente a más de seis. En la práctica, el diseño físico de la subestación prevé un número final par de circuitos, aunque la instalación inicial puede ser para un número impar de circuitos. Hay que tener en cuenta que puede haber problemas físicos para ampliar una subestación de tipo anillo si no se ha considerado la probabilidad de una futura ampliación en la fase de diseño inicial. La disposición de la malla permite realizar la desconexión de un disyuntor sin interrumpir el suministro a un circuito y, por tanto, proporciona la continuidad de suministro de energía eléctrica (figura 2.15). Esto sólo es aplicable para un disyuntor.

Cuando en el anillo ya se ha producido la desconexión de un disyuntor, la apertura de otro disyuntor podría causar graves problemas en la continuidad del suministro. De ahí la limitación del número de circuitos conectados en una disposición de anillo. La protección de la zona de barra no es aplicable a las disposiciones de anillo.

Si se instalan transformadores de corriente a cada lado del disyuntor, éstos proporcionarán una protección selectiva para los elementos de la malla, así como una protección para los circuitos de salida. La configuración en anillo se caracteriza porque el número de interruptores es igual al de circuitos.

**Ventajas:** operación flexible, alta confiabilidad, aislamiento de secciones de barra e interruptores para mantenimiento sin interrumpir la operación del circuito asociados, solo se requiere abrir el anillo, Doble alimentación a cada circuito.

**Desventajas:** El esquema en anillo muestra la complejidad del crecimiento, la expansión de la subestación mediante la adición de nuevos circuitos no es fácil, este plan no es conveniente cuando se cree que un mayor desarrollo forzara a la ampliación. Se recomienda que el anillo no debe superar los 6 terminales, además no es posible separar la subestación en nodos arbitrarios, como es factible para la configuración de doble barra [18].

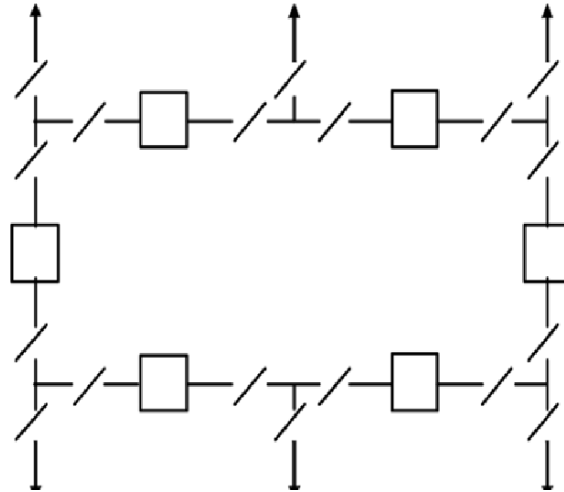


Figura 2.15: Barras en Anillo. Fuente [18].

#### 2.1.4. Transformador de Potencia

##### Características de los Transformadores de Potencia

En cualquier subestación, el transformador de potencia es probablemente la pieza más cara del equipo y una de las más importantes partes de la subestación de sustituir o reparar, debido al gran tamaño del equipo, especialmente a altos voltajes. Los transformadores de potencia suelen ser del tipo de dos devanados. La capacidad de los transformadores suele decidirse en función de las necesidades del sistema. Los transformadores pueden diseñarse con las tres fases en un depósito común o como tres unidades monofásicas separadas. De acuerdo al operador del sistema eléctrico, un transformador es un dispositivo sencillo. Debido a consideraciones económicas, un transformador de potencia suele tener sistemas auxiliares que son esenciales para su funcionamiento eficaz.

En los tamaños más pequeños, es bastante habitual que los transformadores dispongan de instalaciones de cambio de tomas fuera de circuito, refrigeración natural por aire (**ONAN**, del inglés *Oil Natural Air Natural*) y un mínimo de dispositivos de protección. En el caso de los transformadores de tamaño más grandes, están equipados con instalaciones de cambio de tomas en carga con refrigeración por aire forzado (**ONAF**, del inglés *Oil Natural Air Forced*) o con el método aire



forzado/aceite forzado (OFAF, del inglés *Oil Forced Air Forced*); en algunos casos, sistemas de refrigeración forzada por aceite/líquido (OFLC, del inglés *Oil Forced Liquid Cooling*). Así, un transformador diseñado con ONAF puede soportar el 65 – 70% de su capacidad ONAF sin suministros auxiliares, mientras que un transformador OFAF sólo puede soportar el 50 por ciento. En el caso de los transformadores con sistema de refrigeración OFLC, la potencia sin refrigeración puede ser tan baja como el 30 por ciento de la potencia nominal OFLC. Cabe mencionar que la calidad de presenta un transformador en cuanto al suministro de energía, depende de la capacidad de disponer una tensión que se pueda regular durante el consumo, por lo tanto, los transformadores son dotados de reguladores de tensión mientras operan con carga. En este sentido, se da una conmutación de tensión mientras el transformador está operando con carga a través del intercambio de tomas bajo carga (OLTC, del inglés *On-Load Tap Changer*) [18].

El diseñador del transformador, debe considerar el cambiador de tomas en carga para que se adapte al transformador, pero normalmente tendrá 19 o 21 posiciones de toma con un paso de toma del 11,5 por ciento, lo que puede dar un rango de +10 por ciento a 20 por ciento, es decir, el voltaje secundario puede mantenerse constante para una variación del voltaje primario de +10 por ciento a 20 por ciento. Los circuitos de control y supervisión de los cambiadores de tomas, especialmente cuando funcionan de forma automática, pueden ser bastante complejos y requieren la supervisión del voltaje de salida, la corriente de carga y la posición de las tomas de los transformadores asociados. El cambiador de tomas en carga es un dispositivo de conmutación mecánico y suele ser el que determina la frecuencia de mantenimiento de los transformadores.

Tras un gran número de operaciones, puede ser necesario cambiar los contactos de conmutación y sustituir el aceite de la cámara de conmutación. Los transformadores también están protegidos contra la temperatura excesiva, ya que puede producirse un rápido deterioro del aislamiento si los transformadores se sobre calientan.

El método normal de protección es controlar la temperatura del aceite superior aislante y, en los grandes transformadores, se controla la temperatura del bobinado (figura 2.16). Aunque no es habitual supervisar esto directamente debido al riesgo de fallo del aislamiento con dispositivos incrustados en el devanado; normalmente se supervisa la temperatura del aceite y se utiliza un elemento de calentamiento adicional alimentado desde un transformador de corriente que mide la corriente de carga para simular la temperatura del punto caliente del devanado dentro del

dispositivo de supervisión Ayadurai2017.



Figura 2.16: Transformador de Potencia. Fuente [20].

### 2.1.5. Fallas en Transformadores de Potencia

Se espera que los transformadores de potencia funcionen de forma fiable durante décadas. Existen guías y modelos de carga para estimar la vida funcional restante del aislamiento celulósico de los transformadores. Sin embargo, una falla es esencialmente probabilístico y depende de de muchos factores, por lo que los modelos estadísticos para determinar el número esperado de fallas para un parque de transformadores de potencia son muy útiles para planificar las inversiones futuras[21]. Para la planificación se debe utilizar la distribución probabilístico de Weibull para determinar la tasa de fallas por edad, clase de tensión del transformador y modo de falla. Por último, se ha desarrollado una herramienta para modelar las futuras sustituciones.

El objetivo de todo proyecto es desarrollar una herramienta para evaluar el efecto de la estrategia de sustitución en la fiabilidad de su sistema. Estudios anteriores han indicado que la tasa de fallas de un transformador de potencia es aproximadamente del uno por ciento por año de transformador.

Ya que una empresa de servicios públicos suele operar varios cientos de transformadores de potencia, sólo se pueden esperar unas pocas fallas al año, por lo que puede haber relativamente pocas fallas que analizar. En primer lugar, este estudio consistió en determinar las tasas de fallas de los transformadores de potencia. En segundo lugar, se desarrolló una herramienta para modelar cómo cambiaría el número de fallos en el futuro utilizando diferentes escenarios de sustitución [20].



Figura 2.17: Esquema SEP. Fuente [20].

Estudios anteriores han indicado que se producen muchos fallas debido a estructura del cambiador de tomas en carga OLTC y de los casquillos, son obviamente independientes del estado del papel del bobinado. Por ello, un algoritmo que ayude a las empresas de servicios públicos a determinar cuándo se debe sustituir un transformador en función de su fiabilidad [22].

La fiabilidad del sistema de red eléctrica contribuye directamente al bienestar económico y social de los ciudadanos de cualquier país. En los sistemas de distribución y transmisión de energía eléctrica es esencial que los equipos clave, como los transformadores, funcionen correctamente durante muchos años. En estos importantes equipos, el talón de Aquiles es el sistema de aislamiento, es decir, (a) el aislamiento entre el devanado de alto voltaje AV y la cuba; (b) el aislamiento entre el devanado de alto

voltaje *AV* y el de bajo voltaje *BV* y (c) el aislamiento entre fases. En la última década, se han introducido varios tipos de materiales aislantes en estas máquinas [20].

Los métodos de evaluación han permitido supervisar sus condiciones con el fin de proporcionar la información básica necesaria para que los operadores de la red eléctrica y los planificadores de mantenimiento para comprender los problemas relacionados con el envejecimiento. Así mismo, los índices indicadores de envejecimiento han sido el objetivo de un gran número de investigaciones. Los datos de los transformadores que operan a 220 o 275 kV se combinaron con las unidades de 110 y 132 kV, en lugar de las clases de tensión más altas, porque el modo de fallo parecía más consistente con las unidades de menor tensión. Para los transformadores de 66kV y transformadores de entre 66kV <275kV se da tanto la probabilidad de retirada como de falla en un sistema eléctrico de potencia *SEP*.

Los transformadores con voltajes de 66 kV y entre 66kV <275kV son similares porque las averías relacionadas con el envejecimiento parecen comenzar en torno a los 20 años, pudiendo ser responsables de modos de fallas similares. La probabilidad de que una unidad falle es mayor que la probabilidad de que se retire durante las primeras décadas de funcionamiento (aproximadamente 40 años para 66 kV y 60 años para 66 <kV 275). Esto implica que la falla puede encontrar al sistema eléctrico de potencia desprevenido. Una vez que el transformador llega a sus últimos años, es más probable que la industria lo retire por su mal estado, en lugar de retirarlo debido a la manifestación de una falla específica. Si se sustituyen menos transformadores, la industria puede necesitar en el futuro más recursos para gestionar las unidades que envejecen. Muchos transformadores de todo el mundo se están acercando al final de su vida útil teórica de diseño. En este contexto, la gestión del envejecimiento de los transformadores de potencia se ha convertido en uno de los cuestiones más críticas a las que deben enfrentarse los planificadores e ingenieros de mantenimiento actuales. Con el aumento de la edad existen riesgos potenciales de pérdidas monetarias muy elevadas debido a fallas e interrupciones inesperadas.

Una solución sencilla sería sustituir de una vez todos los transformadores envejecidos y con riesgo por otros nuevos [23]. Este enfoque no es, obviamente, una solución fiscalmente realista.

Los principales objetivos son: prolongar su vida útil y optimizar su rendimiento mediante una mayor disponibilidad. Por estas razones, la gestión de la vida útil de los transformadores, la ha cobrado en las últimas décadas un interés cada vez mayor por razones económicas y técnicas.

Los mayores retos están relacionados con la necesidad de métodos para evaluar el estado y la esperanza de vida junto con la mejora de la eficiencia de los transformadores mediante diseños nobles y/o aplicación de nuevos materiales. El número especial se centra en los avances teóricos y prácticos, con especial énfasis en las nuevas tendencias de investigación y desarrollo (I+D) en el diseño/diagnóstico y mantenimiento de los transformadores. Además, hoy en día, el "desarrollo sostenible" se ha convertido en un concepto mundial para la comunidad científica.

La atención se centra ahora en la explotación de los recursos renovables en lugar de los combustibles fósiles, y en la utilización de materiales respetuosos con el medio ambiente. En este contexto, están surgiendo nuevos materiales para el diseño de sistemas de aislamiento electrotécnico, incluidos los materiales aislantes biodegradables, con propiedades que son, como mínimo, iguales a las de los materiales convencionales. Materiales con un excelente rendimiento a altas temperaturas, de alta temperatura, una mayor seguridad contra el fuego, una mayor protección del medio ambiente y una mayor tolerancia a la humedad [20].

Algunos aspectos relativos a la aplicación de fluidos biodegradables en estas importantes máquinas son, por tanto, de especial interés. A continuación se enumeran, entre otros, algunos de los temas de interés considerados:

- Tecnologías de diagnóstico/ monitoreo nuevas o emergentes
- Aceites minerales de características mejoradas, aditivos;
- Nano fluidos y líquidos dieléctricos sintéticos/vegetales;
- Nuevos materiales para transformadores;
- Tratamiento de la vida útil de los transformadores.

Los transformadores de potencia actuales constituyen una parte importante de los equipos como bienes de capital de las compañías eléctricas de todo el mundo, por lo que es sustancial que funcionen de forma fiable. La interrupción de los transformadores de potencia mientras están en servicio representan una importante pérdida de ingresos para la empresa, posibles daños medioambientales, riesgos de explosión e incendio y costosos gastos de reparación o sustitución. El coste de sustitución de los transformadores varía desde unos pocos cientos de dólares hasta varios millones de dólares. Por lo tanto, es deseable que los transformadores se utilicen para obtener al máximo una vida útil adecuada.

Para lograr esta gestión de los dispositivos, las técnicas de diagnóstico y la monitorización del estado son cada vez más importantes para evaluar el estado de los transformadores y prevenir fallos eléctricos incipientes. La vida del transformador es en realidad la vida del sistema de aislamiento interno.

El análisis del sistema de aislamiento, compuesto por aceite y papel, proporciona información no sólo sobre la calidad de este último, sino que también permite detectar las señales de advertencia de fallo. Por lo tanto, la supervisión del aislamiento sólido y líquido en estas máquinas es de suma importancia. Al supervisar con precisión el estado del aislamiento, es posible detectar a tiempo los defectos incipientes y evitar posibles fallos. En consecuencia, se puede adoptar un enfoque eficaz del mantenimiento y determinar los intervalos óptimos para la sustitución. Las técnicas habituales de diagnóstico de los transformadores se basan en pruebas basadas en parámetros físicos, químicos y eléctricos [23].

Las mediciones físicas, en general, implican la medición de la temperatura, la vibración, la emisión acústica, etc. Sin embargo, los métodos de diagnóstico que proporcionan información útil sobre el estado del aislamiento de los transformadores son las pruebas químicas y eléctricas. El término “diagnóstico” indica la incorporación de análisis avanzados capaces de realizar una evaluación fiable del estado del equipo y de sugerir las medidas que deben tomarse. A medida que se desarrolla cada método de diagnóstico y se aplica en situaciones reales, siempre se compara con otros métodos.

Los métodos que se han establecido a lo largo de los años satisfacen criterios importantes, entre ellos: sensibilidad a parámetros importantes del estado del transformador, reproducibilidad de los resultados a lo largo del tiempo y para diferentes personas que realizan las pruebas, compensación de los datos brutos por efectos ambientales significativos como la temperatura, buena correlación con otros métodos establecidos, disponibilidad de información valiosa para el tiempo y el gasto que supone. El propósito de las pruebas de diagnóstico es triple: (a) identificar los aspectos de mayor envejecimiento; (b) identificar la causa del envejecimiento; y (c) identificar, si es posible, las acciones correctivas más apropiadas. La vida del transformador está conectada con la de su aislamiento, la evaluación del estado del sistema de aislamiento es esencial para evaluar el estado del transformador cuando es nuevo y después de varios años de uso. Esta evaluación implica necesariamente técnicas y métodos de diagnóstico tanto eléctricos como fisicoquímicos. Las técnicas utilizadas actualmente incluyen métodos modernos y técnicas

convencionales mejoradas, que permiten proporcionar información adicional sobre el estado del aislamiento. Además de los métodos eléctricos, los métodos de diagnóstico físico-químicos son muy importantes para la supervisión del estado o para el estudio de la degradación del aislamiento eléctrico en los transformadores de potencia. Esta revisión se subdivide en métodos de diagnóstico tradicionales y modernos [23].

Entre los métodos de diagnóstico tradicionales tenemos los siguientes [23]:

1. Examen visual/de color
2. Recuento de partículas
3. Contenido de inhibidores
4. Determinación de la humedad en el aceite
5. Análisis de gases disueltos [DGA](#)
6. Análisis de acidez y tensión interfacial [IFT](#)
7. Evaluación de la degradación del papel
8. Propiedades de transmisión de calor
9. Azufre corrosivo

Entre los métodos modernos tenemos los siguientes [23]:

1. Determinaciones basadas en la espectroscopia infrarroja por transformada de Fourier [FTIR](#).
2. Pruebas combinadas de cromatografía de gases y espectrometría de masas [GS - MS](#).
3. Pruebas basadas en la espectroscopia [UV Visible](#).
4. Análisis de turbidez

## **2.2. Normativa IEC 61850**

La subestación juega un papel fundamental en la transmisión de electricidad. Conversión de nivel de voltaje de alto a bajo y viceversa utilizando transformadores de potencia y ejecuta operaciones de

conmutación y protección. Por ello, es urgente desarrollar una arquitectura estandarizada para aprovechar los intercambios de información, que debe ser independiente de los proveedores y poder inter-operar con otras aplicaciones. De este modo, se abre el camino al sistema abierto, que es un sistema informático que incorpora al proveedor [24].

Se trata de un sistema informático que incorpora un estándar independiente de los proveedores y es “interoperable” ya que se emplea software compatible y admite actualizaciones futuras con facilidad permitiendo la interconexión de los equipos en forma organizada y global [24]. Sin embargo, la plataforma de gestión del monitoreo y control si puede ser del tipo licenciado y es la encargada de gestar un vínculo entre los operadores y los equipos del sistema eléctrico. Además, las ventajas de los sistemas abiertos son la mayor duración del sistema, la facilidad de actualización y la independencia del proveedor. Para mantener el sistema abierto, varios organismos de normalización han comenzado a implementar un protocolo de comunicación estándar con toda las funciones del sistema abierto y adaptado a la industria.

Luego, utilizando protocolos de comunicación estándar, las empresas de servicios públicos pueden instalar diferentes tipos de dispositivos de distintos fabricantes que pueden trabajar fácilmente en conjunto en un entorno corporativo. El organismo de normalización IEC TC 57 propuso la norma IEC 61850 para la automatización de subestaciones [8]. El concepto de la norma IEC 61850 se aplicó a las subestaciones, donde se intercambia una enorme cantidad de datos entre varios dispositivos electrónicos inteligentes (IED, del inglés *Intelligent Electronic Device*) [25].

Estos IED forman la columna vertebral del sistema de automatización de la subestación. La comunicación de la subestación se rige ahora por la norma IEC 61850, que tiene un uso funcional del que carecían las normas maestro-esclavo de sistemas anteriores, como el protocolo de red distribuida (DNP, por sus siglas en inglés Distributed Network Protocol), la norma IEC 61850, etc. La norma IEC 61850 también aprovecha varias ventajas de las normas anteriores en cuanto a la velocidad de los datos, el esquema de lenguaje de marcado extensible (XML, del inglés Extensible Markup Language) para las configuraciones, los enlaces entre pares y la disponibilidad de pruebas de conformidad de las comunicaciones [26].

Con el uso de IEC 61850 para el sistema de automatización de subestaciones, las pruebas de rendimiento y las pruebas funcionales de los IEDs también han cambiado. En el entorno de las subestaciones automatizadas de hoy en día, con la implementación de la norma IEC 61850 9-2 (Ed.2) se proponen varias arquitecturas de bus de proceso que



proporcionan una reducción significativa del cableado de cobre, facilitan el mantenimiento y, por lo tanto, proporcionan una reducción de los gastos de capital, así como beneficios operativos. Por ejemplo, la figura 2.18 muestra los niveles de aplicación dentro del proceso de automatización de las subestaciones.

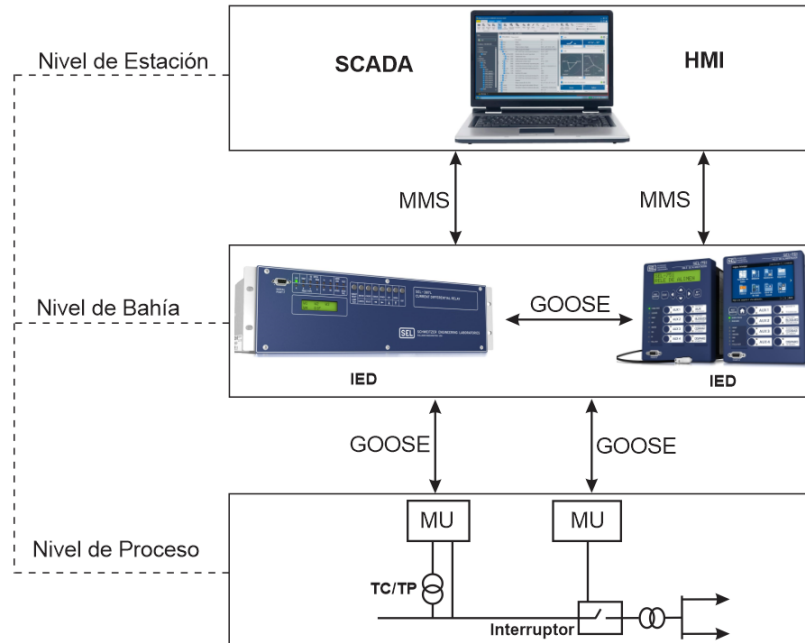


Figura 2.18: Niveles de aplicación IEC 61850. Fuente [1].

Además, en cualquier arquitectura de bus de proceso, una unidad de fusión agrega señales analógicas y discretas y publica flujos digitalizados a varios dispositivos de protección y control.

En este proyecto trata proporcionar resultados sobre el funcionamiento del relé de protección SEL 387E, específicamente la función de protección por sobrecorriente y diferencial de corriente. Los datos como medición de parámetros eléctricos y estado de protecciones son enviados desde el relé hacia una estación de telemetría empleando el protocolo MMS [8].

También, se proponen ciertas recomendaciones para tener en cuenta a la hora de diseñar sistemas de protección y control totalmente impulsados por el bus de proceso, así como sistemas híbridos que utilizan parcialmente los datos del bus de proceso y siguen dependiendo de las conexiones convencionales y no convencionales de los transformadores de medida [27].

### 2.3. Modelado de datos según IEC 61850

La normativa [IEC 61850](#) es sustentado de acuerdo modelos de interconexión de servicio de difusión abstracta ([ACSI](#)), facilita elaborar los datos el cual es transparente a la factoría que desarrolla de los elementos inteligentes ([IEDs](#)) que responden y comportan de manera análogo frente a anomalías que se suscite dentro de una subestación. [ACSI](#) respalda las posteriores funciones de comunicación: ajuste y detalle de enlaces para comunicar, navegación por el tipo de información en el dispositivo, interpretación y sobre escritura de parámetros de control, operación e información de dispositivos de alimentación como interruptores, interruptores de presión, notificaciones de variación de información y alarmas[8].

Para ello se crean formatos abstractos que identifican los dispositivo y objeto de información y las operaciones que cada uno debe realizar, cuyas finalidades se conectan entre sí a través de servicios de comunicación que a posterior son implementados en el protocolo de transferencia de dato [8].

En la Tabla 2.2, la normativa [IEC 61850](#) incorpora 10 artículos o guías que exponen las especificaciones globales y los aspectos de comunicación para el diseño y la implantación del sistema.

Tabla 2.2: Secciones de la Normativa IEC 61850

Sección	Descripción
IEC 61850-1	Introducción y Detalles Globales
IEC 61850-2	Glosario
IEC 61850-3	Requisitos Globales
IEC 61850-4	Administración de proyecto y sistema
IEC 61850-5	Requisitos para comunicar
IEC 61850-6	Instrucciones para configurar los lenguajes de comunicación de la subestación relacionados con IED
IEC 61850-7-1	Esquema primario de comunicaciones para subestaciones y accionamientos de equipos - modelos e iniciación
IEC 61850-7-2	Esquema primario de transferencia de datos dentro de subestaciones y conecta-dores. Resumen de Interfaz de servicios de transferencia informática <a href="#">ACSI</a>
IEC 61850-7-3	Estructura básica de comunicación en alimentador y Subestación. Dispositivos y clases de datos simulares.
IEC 61850-8	Estructura básica de comunicación en alimentador y Subestación. Dispositivo adaptable, con nodos lógicos (NL) y clases de datos.
IEC 61850-9	Trazado para funcionamiento de comunicación específico (SCSM) - Distribución MMS
IEC 61850-10	Prueba de Conformidad

Según la normativa 61850-7 sección 3, se establece un formato de datos y se define una clase de datos común ([CDC](#)), que define las propiedades funcionales del formato y esquema del almacenador denominado nodo lógico ([LN](#), del inglés *Logical Node*) que simultáneamente forma parte de un elemento lógico que forma un elemento físico.

El presente nodo lógico, especificará características y cualidades de operaciones exclusivo, estará representado por el formato de datos, y los diversos objetos de datos posee un atributo correspondiente, ya sea estado ([ST](#)), Descripción compuestos ([DC](#)) o valor de sustitución ([SV](#)).

Como se indicó previamente, todo dispositivo físico (IED) está conformado por uno o más dispositivos lógicos ([LD](#), del inglés *logical Device*). Todo [LD](#) contiene varios Nodos lógicos ([LN](#)), básicamente nombrado conjunto de datos, el cual constituyen la característica básica del esquema de alimentación para relé (IED). Para este ejemplo, el conjunto de grupo de datos [LN](#) empieza con la letra "M". El conjunto estándar IEC61850 es ([MMXU](#)). Luego, la normativa específica que cada nodo lógico consta de varios elementos de datos. Todo dato incorporado en el ([LN](#)) posee una etiqueta única claramente vinculado con su objetivo en el

sistema eléctrico. A continuación la figura 2.19 muestra la estructura del modelo de datos donde se integran los nodos lógico y dispositivos lógico.

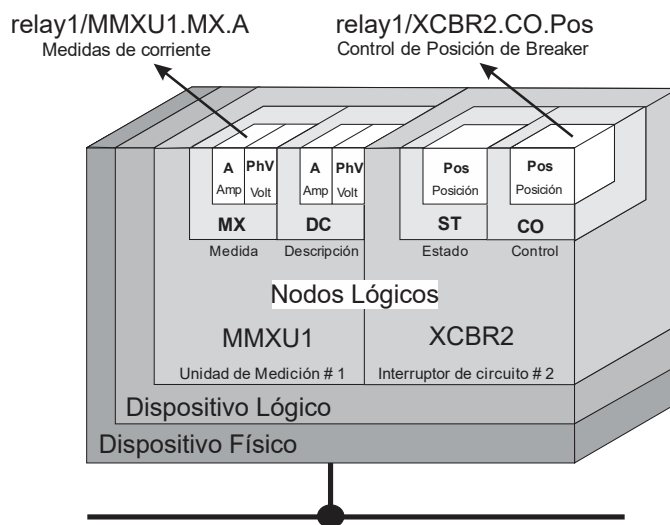


Figura 2.19: Modelo de datos IEC 61850. Fuente [28].

De acuerdo a la figura 2.19 la etiqueta `RELE1/MMXUAphsACVal` se representa de la siguiente manera:

- Dispositivo Lógico: RELE1
- Nombre del dispositivo lógico: IED
- Nodo Lógico: MMXU - Vincula a un nodo lógico para Medición polifásica
- Clase de dato: A - Vinculado a medición de corrientes en Amperios
- Subclase de dato: phsA - Detalla la fase A
- Atributo: CVal - dato detallado como Valor Complejo.

De acuerdo con la tabla 2.3 la funcionalidad en el sistema de potencia, cada nodo lógico es asignado una etiqueta o nombre que vincula al indicador del grupo que tendrá conforme a la primera letra. A continuación se detalla los siguientes nodos lógicos:

Tabla 2.3: Funcionalidades del Sistema de Potencia

Ítem	Descripción
A	Control Automático
R	Protecciones Relativas
C	Control y supervisión
I	Interfaces y archivos
P	Protección
G	Función Genérica
S	Sensores y Monitores
L	Nodos Lógicos

## 2.4. Tipos de mensaje y su estructura para IEC61850

El régimen que define la normativa de transmisión de datos [IEC 61850](#) es de índole cliente-servidor, y toda transferencia de datos dentro del sistemas eléctricos es gestionada utilizando tres tipos fundamentales de información que se transmitirán de acuerdo al esquema y arquitectura propuesta. Se determina dos protocolos de comunicación principales, subred [MMS](#) y subred [GOOSE](#).

Por defecto la comunicación está configurada bajo la subred [MMS](#), este diseño permite cooperar e intercambiar con dispositivos de género de diferentes fabricantes.

### 2.4.1. Mensaje MMS (Manufacturing Message Specification)

Hace referencia a una definición global que representa una descripción de tipo mensaje de fabricación y es vinculada al estándar de protocolo para el modelo OSI - Aplicación, el estándar ISO 9506 para redes industriales. El protocolo asegura la transferencia de datos que vincula el servidor y el cliente. El [MMS](#) proporciona requisitos indispensables durante la transmisión en directo de elementos definidos dentro de IEC 61850-7, que se asignan a pilas de protocolos definidos en IEC 61850-8 según el modelo OSI, incluido TCP/IP y Ethernet. La función de automatización, IEC 61850 Mapeo de objetos a glsMMS, define métodos para convertir el informe del modelo en el [MMS](#) de un objeto variable. El vínculo entre el modelo OSI y el estándar IEC 61850 se plantea de acuerdo al diagrama del esquema detallado en la Figura 2.20 [8].

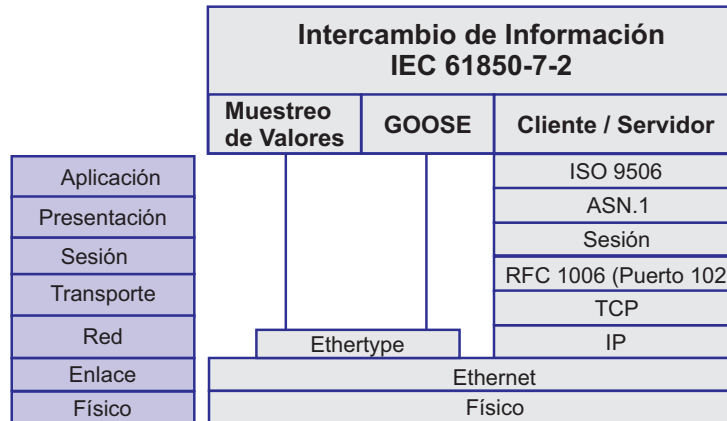


Figura 2.20: Modelo OSI y el estándar IEC 61850. Fuente [8].

### 2.4.2. Protocolo GOOSE

El dato que necesita ser gestionado y priorizado, como acciones de disparo de protecciones, disparos de interruptores automáticos, etc., deben procesarse lo más rápido posible, creando de esta manera una vía de transferencia de muy alto desempeño. El entorno IEC 61850 utiliza el tipo de mensajes GOOSE (Eventos genéricos de subestaciones orientadas a objetos), que corresponden a avisos transmitidos entre IED ubicados en la línea e identificar posibles eventos (definidos en IEC 61850-8-1) que pueden ocurrir en un proceso como la transmisión de información de tiempo crucial impulsada por diversos acontecimientos.

Es un mecanismo de envío de datos que contienen información de activación de estados (variables booleanos), información de parámetros (variables reales), informes de control, distribuidos por la red para que otros dispositivos utilicen datos entregados similar a mensajes multicast, por lo tanto no son destinados a ningún dispositivo receptor específico, sino que son recibidos por la totalidad dispositivos en el canal de la red, para luego ser adquirida por los dispositivos que la necesitan, la operación de este mensaje se realiza varias veces, la probabilidad de que algunos dispositivos la utilicen es mayor.

La trama de datos se pueden retrasar un tope de 4 milisegundos (ms) donde garantiza los datos en vivo, por lo que el dato que imposible de poder reenviar a redes adyacentes. Usualmente, los protocolos [TCP](#) y [UDP](#) se utilizan desde la capa de transporte sobre IP. TCP debe estar conectado antes de que se puedan transferir los datos, mientras que [UDP](#) transfiere información fuera de conexión a una velocidad de transferencia óptima para los requerimientos de multidifusión y unidifusión para una serie de

## 2.5. LENGUAJE DE CONFIGURACIÓN PARA SUBESTACIONES (SCL) 42

terminales que necesitan realizar diferentes funciones. Por consiguiente, GOOSE tiene la posibilidad de asociarse con UDP y transmitirse a través de la red IP GOOSE utilizando UDP. La pila de protocolos es detallada en la siguiente 2.21.

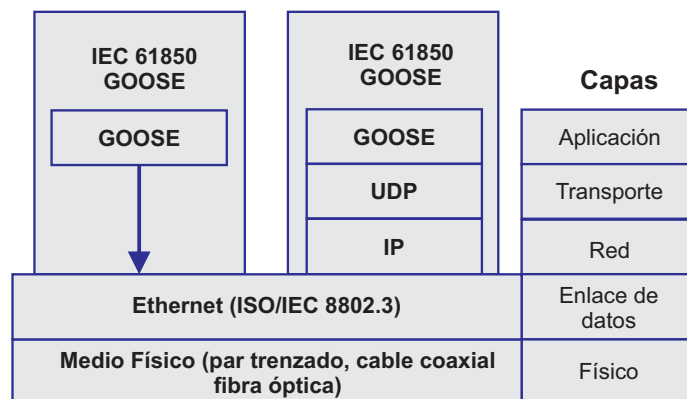


Figura 2.21: Datagrama de los mensajes GOOSE. Fuente [8].

## 2.5. Lenguaje de configuración para subestaciones (SCL)

Cuando las subestaciones se configuran de manera normada, es estándar IEC 61850 establece un formato descrito como SCL (Lenguaje de configuración de la subestación) fundamentado en la metodología de programación XML; (lenguaje de marcado ampliable) utilizado para ajustar los IED que componen la subestación. El lenguaje, que posee como objetivo asegurar el traspaso de información de distintos dispositivos de varias manufacturas y así garantizar su compatibilidad mutua (independientemente de la fuente de fabricación), define una secuencia jerárquica de documentos que claramente posee diferentes niveles.

El lenguaje SCL define cuatro registros:

- Archivo SSD: (Descripción de la Especificación del Sistema) - contiene la especificación del sistema y a la vez detalla el diagrama unifilar de la subestación y los nodos lógicos necesarios.
- Archivo CIE: (Descripción de las capacidades de IED) - describe las capacidades de IED y también incluye soporte para información de LN y GOOSE.

## 2.6. NIVELES ESTABLECIDOS EN SUBESTACIÓN CONFORME A LA NORMATIVA IEC 6185043

- Archivo **SCD**: (descripción de la configuración de la subestación) - descripción detallada de la configuración de la subestación.
- Archivo **CID**: (Descripción configurada del IED) - detalla la configuración y la descripción completa del IED, los archivos funcionarán de acuerdo con distintos requisitos, por lo que se construyen en un formato.

La Figura 2.22 detalla la metodología para el ajustes y configuración de los IEDs dentro de una subestación eléctrica.

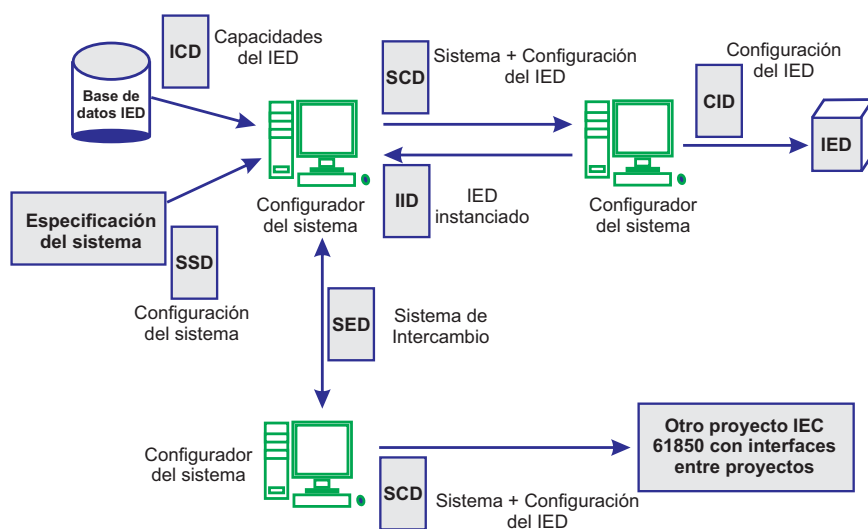


Figura 2.22: Proceso de mensajes con IEC 61850. Fuente [8].

## 2.6. Niveles Establecidos en Subestación conforme a la Normativa IEC 61850

De acuerdo con la norma **IEC 61850**, es posible combinar diferentes sistemas, tales como: sistemas informáticos, de comunicación y de automatización, teniendo en cuenta la jerarquía de cada uno de los anteriores, es decir, se basa en dividir la subestación en segmentos lógicos. En este proceso, los dispositivos definen diferentes funciones en función de su jerarquía [8].

El modelo estándar de **IEC 61850** establece tres niveles de subestaciones en la jerarquía, por ejemplo: Los niveles de proceso, bahía y estación son las



## 2.6. NIVELES ESTABLECIDOS EN SUBESTACIÓN CONFORME A LA NORMATIVA IEC 6185044

líneas base del proceso, que continúan en el nivel de la bahía y finalmente culminan en el nivel de la estación figura 2.23 [8].



Figura 2.23: NIVELES IEC 61850. Fuente [8].

### 2.6.1. Nivel de Proceso o de Campo

A nivel de proceso, también conocido como campo debido a su función directa con las materias primas y varios componentes, como actuadores, convertidores, transformadores, sensores e indicadores, estos son la información de entrada y salida cronometrada que se procesará en el siguiente nivel en la jerarquía de pedidos, en este caso al nivel de la bahía

### 2.6.2. Nivel de Bahía

Los dispositivos IED como detectores de fallas, relés de protección, equipos de instrumentación y control se instalan en este nivel y su función principal es interactuar con los dispositivos de nivel de proceso. Estos IED son un componente clave de la automatización industrial, responden a señales o datos enviados por dispositivos a nivel de proceso, pueden operar individualmente o en grupos, y deben programarse y configurarse mediante la interfaz hombre-máquina HMI (HMI del inglés *Human-Machine Interface*). Los IED se comunican horizontalmente con dispositivos del mismo nivel o nivel jerárquico, verticalmente hacia abajo con dispositivos de nivel de proceso o hacia arriba con un controlador de nivel de estación o HMI.

### 2.6.3. Nivel de Estación

Las subestaciones serán monitoreadas y controladas por elementos funcionales ubicados en el nivel donde se ubicarán las estaciones de trabajo, incluyendo interfaces hombre-máquina, monitoreo de alarmas,

historial de eventos e inventario de registros del sistema, cronograma de mantenimiento, etc. Si las especificaciones se definen de esta manera, la capa puede interactuar con la capa de proceso.

## 2.7. Arquitectura de la Red LAN con IEC 61850

Para definir la arquitectura y requerimientos se tiene en cuenta la estructura jerárquica de la subestación propuesta según la norma [IEC 61850](#), definiendo tres grupos de información, por ejemplo [27]:

- El primer grupo incluye datos operativos representa alarmas, estado de dispositivos y señales de control del sistema eléctrico. Estos elementos se encuentran en el nivel de proceso ([MU](#)).
- El segundo grupo incluye datos de proceso como: señales de medición (parámetros eléctricos ) y señales de activación (estado de protecciones del relé) que se utilizarán para tomar decisiones generales del sistema. Estos elemento se ubican en el nivel de bahía.
- El tercer grupo contiene información que refleja los datos de administración y configuración del sistema y se utiliza principalmente para dispositivos de red y administración de dispositivos. Estos elementos se sitúan en el nivel de estación.

La arquitectura de la red LAN propuesta por la norma [IEC 61850](#) se muestra en la Figura 2.24, donde se define el nivel de proceso e incluye dispositivos que envían señales por Ethernet, a nivel de campo incluye el [IED](#) y el controlador y a nivel de subestación estará la [HMI](#).

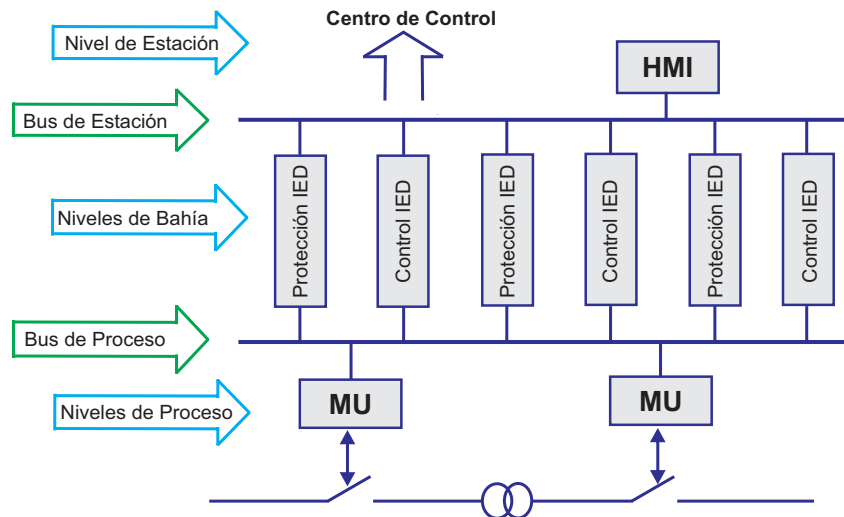


Figura 2.24: Arquitectura IEC 61850. Fuente [8].

## 2.8. Topología

La norma [IEC 61850](#) no define una topología específica, la topología aplicada será resiliente ante posibles fallas, además se tendrá en cuenta las características de voltaje de cada subestación, voltajes, necesidades y prioridades que presenta cada subestación, todos estos aspectos. afectará a la ingeniería de redes para implementar la tecnología de red Ethernet. Será necesario elegir la topología que mejor se adapte al entorno industrial y en este caso particular determinar la topología de las subestaciones de potencia.

Tabla 2.4: Ventajas y Desventajas de topología

Topología	Ventaja	Desventaja
Estrella	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. La pérdida de un nodo no afecta a la red</li> <li>2. Poco cableado requerido.</li> <li>3. La instalación es de gran facilidad.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. El cable viaja por separado del concentrador a cada ordenador</li> <li>2. Si el concentrador se cae, la red no tiene comunicación</li> <li>3. Si un IED se cae no puede enviar ni recibir mensajes</li> </ol>
Anillo	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Puede cubrir largas distancias.</li> <li>2. Utilizan menos cableado que la topología de estrella.</li> <li>3. Fácil de instalar y reconfigurar</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Cuando una computadora falla altera a toda la red.</li> <li>2. Restricciones en cuanto a la longitud del anillo.</li> <li>3. Es necesario bajar todo el sistema para agregar nodos.</li> </ol>

**2.8.1. Red en Estrella - Radial**

Su función principal es que todos los IEDs tengan una conexión física directa y se comuniquen a través de un hub central a través del cual los usuarios de la red pueden enviar sus mensajes. El nodo central puede realizar funciones distintas al intercambio y procesamiento de mensajes. Si una estación o su enlace falla, solo esa estación o el IEDs quedan inutilizables, y si el nodo central falla o falla, todo el sistema falla. Esta figura muestra la topología en estrella 2.25.

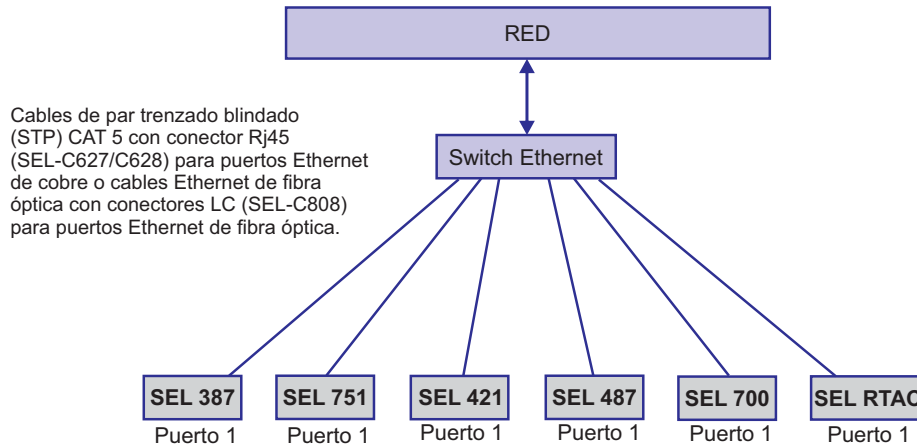


Figura 2.25: Topología de red Estrella. Fuente [28].

### 2.8.2. Red en Anillo

Los IEDs están conectados únicamente a otros dos IEDs, el anterior y el posterior, de tal forma que la cadena de nodos se llega a cerrar formando un anillo. En esta topología se emplea los protocolos de redundancia: RSTP (protocolo de árbol de expansión rápida) y PRP/HSR (protocolo de redundancia paralela).

PRP/HSR es una propuesta para mejorar la red en caso de múltiples fallas. Se basa en una combinación de configuración de topología en anillo y topología en paralelo y utiliza RCT (segmento de prueba redundante) para agregar cuatro octetos a las tramas repetidas para su rechazo. Esta redundancia se logra agregando 16 bits al bloque de recepción que identifica la trama dándole un número de secuencia; Los siguientes 4 bits especifican la red de área local y los 12 bits restantes especifican el tamaño de la trama. No habrá colisión porque las 2 tramas llegan al destino a través de 2 redes diferentes, para evitar la duplicación de información, la estructura dependerá del hardware diseñado, ver Figura 2.26.

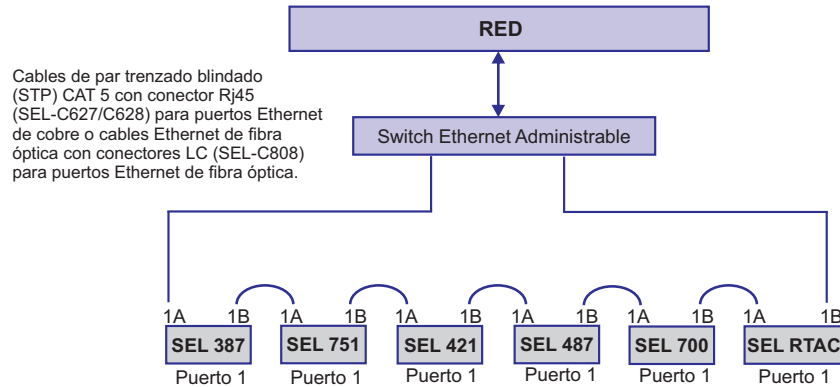


Figura 2.26: Topología de red en anillo con IED. Fuente [28].

Investigación de estudios de implementación de la normativa IEC 61850 en publicaciones de revistas indexadas para conocer los diferentes parámetros de ajuste en los relés de protecciones de lo cual se obtiene lo siguiente:

La implementación del sistema de automatización de la subestación de 69 kV SUBESTACION Azogues 2 en ECUADOR, en la misma que se ha concebido como una solución IEC 61850 multiproveedor utilizando equipos de diferentes fabricantes. Las conclusiones de la implementación del proyecto se presentan, así como algunos de los principales problemas

y soluciones encontrados durante el desarrollo y el funcionamiento actual del sistema [29].

Para obtener resultados satisfactorios en la implementación de la norma IEC 61850 en un sistema de automatización de subestaciones de equipos o IED de varios fabricantes, se hace necesario conocer las condiciones de los distintos fabricantes. Siendo en la mayoría de las veces estos problemas desconocidos hasta que se presentan en el campo durante la configuración de los sistemas y generando gastos y tiempos adicionales no programados. Es importante un conocimiento previo de los equipos del proveedor y de la edición de la norma IEC 61850 instalada en cada uno de ellos. Los mensajes GOOSE deterministas de alta velocidad funcionan muy bien en la práctica, son muy fiables y reducen significativamente la cantidad de cableado punto a punto necesario, pero la configuración sigue presentando muchos problemas de interoperabilidad, ya que cada fabricante resolvió los problemas de la primera edición de IEC 61850 de forma diferente. Cabe esperar que la mayoría de estos problemas se resuelvan en la segunda edición de la norma, lo que permitirá una mejor interoperabilidad entre los distintos fabricantes, que es el objetivo de la norma IEC 61850. El uso de sistemas de automatización (pasarelas, HMI) de proveedores no asociados con los fabricantes de IED fomenta la facilidad de integración en IEC 61850 porque se trata de sistemas especializados en la interacción satisfactoria con los equipos de distintos fabricantes y están realmente comprometidos con la interoperabilidad como parte de su estrategia empresarial [29].

#### Ventajas de la Implementación de la Normativa IEC 61850

La arquitectura IEC 61850 promete muchas ventajas importantes para los sistemas eléctricos, entre otras:

- Plena interoperabilidad entre los dispositivos de una subestación eléctrica,
- Reducción de los costes asociados al hardware de la subestación (especialmente el cableado).
- Flexibilidad para el cliente en el uso de soluciones centralizadas o distribuidas.
- Mejora de la fiabilidad del sistema y ahorro de tiempo (en el ámbito de SCADA) gracias a la capacidad de autodefinición de los dispositivos.

- Los datos de los IED están disponibles para todas las aplicaciones a través de la red y las comunicaciones no se ven afectadas cuando se añaden dispositivos o aplicaciones [29].

Desventajas de la aplicación de la normativa IEC 61850 de acuerdo a la experiencia de su implementación. En la práctica hay varios inconvenientes que surgen cuando se implementa un sistema IEC 61850 entre equipos de diferentes fabricantes, que se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Complejidad en la integración de equipos IEDs debido a las diferentes interpretaciones de la norma realizadas por los distintos fabricantes de hardware y software.
- Mayor interacción entre los sistemas de protección, automatización y comunicación lo que implica cuidar los detalles para no afectar a otra área con cambios durante la integración. Esto lleva a la necesidad de personal cualificado con un conjunto diverso de habilidades de diferentes áreas de ingeniería.
- Tiempo y costes adicionales asociados a los trabajos de integración de sistemas que en muchos casos requieren el apoyo de técnicos calificados de los fabricantes.
- Coexistencia con otros protocolos tradicionales empleados para la recopilación de datos de los dispositivos que no tienen un desarrollo en IEC 61850. [29]

Además, cabe señalar que la norma IEC 61850 proporciona una experiencia y capacidades y herramientas según sus estándares para arquitectura de automatización de edificios para subestaciones eléctricas. SAS utiliza medios de comunicaciones como son las redes Ethernet, aunque los fabricantes teniendo en cuenta la ausencia o reducción de requisitos por los usuarios finales en el uso temprano de la norma IEC 61850, provocó múltiples implementaciones e interpretaciones de los equipos y comandos de automatización, protección y control.

Sin embargo, teniendo en cuenta esta interacción, los fabricantes han resuelto los problemas descritos mediante la creación de equipos gateways y concentradores de datos muy flexibles que están relacionados con todos los objetivos o desafíos, no obstante son muy complicados en los problemas de desarrollo de ingeniería y mantenimiento, debe ajustarse para el estandar IEC 61850, los parámetros son adecuados para explicar

la información como especificaciones junto con el conocimiento y la experiencia de los proyectos implementados. Puede desarrollar el perfil de la función compatible o interoperabilidad para que permita a los fabricantes obtener una única implementación en el modelamiento de datos y servicios, por lo tanto mejora el tiempo de implementación crear condiciones para el mantenimiento y la puesta en marcha del servicio [30].



## Capítulo 3

# Metodología propuesta

En el presente capítulo se detalla la metodología propuesta para el proceso de operación del sistema que enrola la protección y monitoreo de un transformador de potencia. En este sentido, se empleará un módulo de inyección de corriente (Ómicron CMC 356), un relé de protecciones diferencial (SEL 387E) y un interfaz de hombre máquina (IEDScout). Como caso de estudio se empleará datos reales de un transformador de potencia. Luego se desarrollará el método de protección ante los diferentes tipos de fallas. El método de protección será parametrizado y ajustado al relé de protección utilizando el software *“AcSelerator QuickSet”*.

La transferencia de los datos desde el relé de protección hacia los dispositivos de los usuarios es mediante el protocolo [MMS](#) del estándar [IEC 61850](#). Los datos como variables eléctricas, estado de protecciones, señales de alarmas y disparos son parametrizados empleando el software *“AcSelerator Archite”*. Para realizar la simulación de fallas se emplea el módulo de inyección de corriente el cual suministra valores de corrientes en condición normal y de falla. De esta manera hace que el relé de protecciones opere de acuerdo a los ajustes.

Luego se procede con el análisis de datos proporcionados por el relé mediante el protocolo [MMS](#), para ello se compara los datos teóricos versus los datos reales. El proceso para la elaboración del proyecto se detallan en la siguiente figura [3.1](#)

Finalmente se realiza un análisis a los datos proporcionados por el relé. Estos datos son enviados desde el relé hacia el cliente [IEC 61850](#) empleando protocolo [MMS](#). Los datos a comparar son cálculos teóricos versus los datos proporcionados por el relé. El procedimiento a seguir con el desarrollo del proyecto se muestra en la siguiente figura:

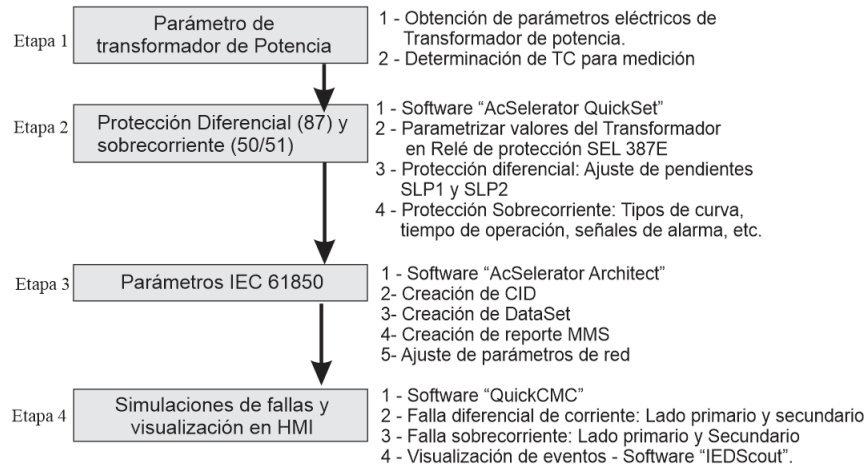


Figura 3.1: Diagrama de Flujo de Operación. Fuente autores.

### 3.1. Elementos y dispositivos disponibles

En esta sección se procede a detallar las características de los recursos disponibles en la experimentación y el proceso de operación de los módulos usados en el análisis de este trabajo.

#### 3.1.1. IED SEL-387E

Se emplea este IED para salvaguardar Transformadores de Potencia, grupos electrógenos, Motores de gran capacidad y demás máquinas de varios terminales. Los aplicativos de tres o cuatro bornes facilitan la vinculación de manera independiente para los TCs de dos reconectores enlazados en el devanado común del transformador, similares los esquemas de bus en anillo o de interruptor. La configuración del dispositivo faculta utilizar TCs conectados modo triángulo o estrella con prácticamente todas las formas de conexión de devanado de transformador. Este IED SEL-387E provee de tres elementos diferenciales de componentes de doble pendiente [1]. La segunda pendiente brinda seguridad ante la saturación de TC para fallas extremadamente grandes. En la Figura 3.2 se muestra relé en su parte frontal.

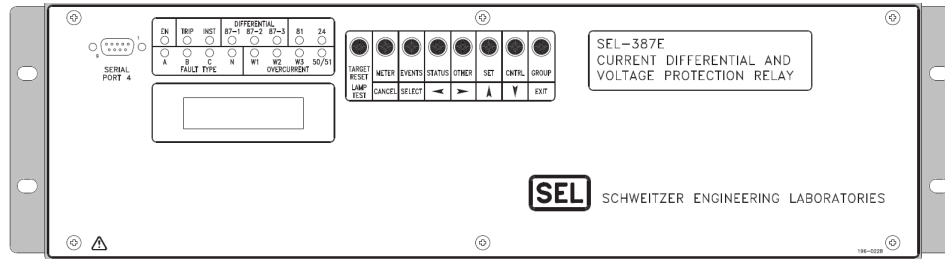


Figura 3.2: Relé de Protección Diferencial SEL 387E. Fuente [31].

Especificaciones de componente de protección:

- Protección diferencial de corriente
- Protección por sobrecorrientes instantaneas y con tiempo inverso
- Sobreintensidad direccional (PROTECCION DIRECCIONAL HACIA DELANTE Y HACIA ATRAS)
- Sobre/Sub Voltaje
- Frecuencia

Comunicaciones:

- Interfaz: Puerto Serial EIA-232, EIA-485 y Ethernet
- Protocolos: SEL, DNP3, FTP Server, Telnet Server, Web Server, IEC61850 y Ping Server

### 3.1.2. Unidad CMC 356 ÓMICRON

El módulo de pruebas “Ómicron CMC356” facilita al desarrollador o ingeniero de protecciones comprobar que los ajustes cargados a los relés son satisfactorios. El dispositivo integra 2 fuentes trifásicas de corriente (hasta 64 A), una salida de voltaje trifásica (200-600 V). Los IEDs a probar pueden ser de diferentes fabricantes y de diversas generaciones. La unidad CMC 356 OMICRON también es empleado para pruebas en relés electromecánico de alto consumo y con una exigencia de potencia considerable. El módulo inyectará valores ajustables de corriente que simularan las corrientes de fallas. Las especificaciones del módulo se detallan en la Figura 3.3

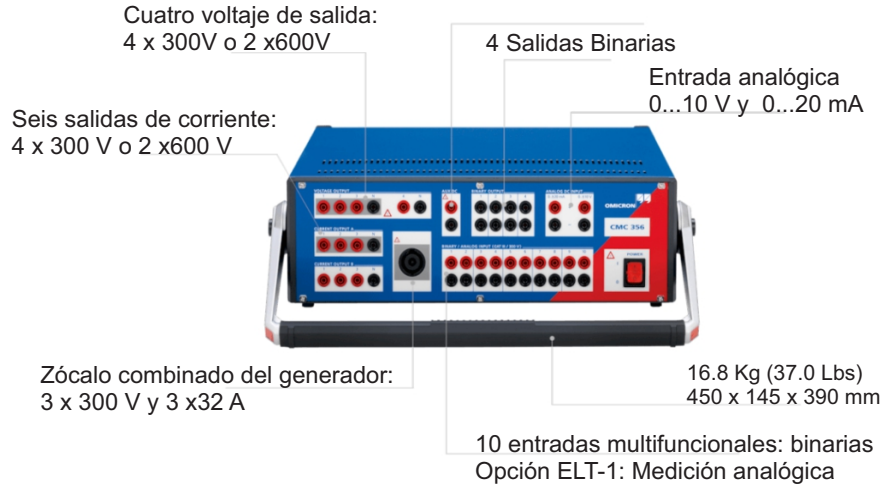


Figura 3.3: Modulo de prueba CMC 356. Fuente [32].

### 3.2. Topología de la Red de Datos

Para este proyecto empleamos direcciones IP clase C en nuestros dispositivos (Relé, maleta de pruebas Ómicron y Computador), las cuales están distribuidos en la tabla 3.1.

Tabla 3.1: Parámetros de Red de Dispositivos

Dispositivo	Dirección	Mascara de Red	Puerta de enlace
Relé SEL 387E	192.168.0.50	255.255.255.0	192.168.0.1
Computador	192.168.0.20	255.255.255.0	192.168.0.1
Ómicron CMC 356	192.168.0.120	255.255.255.0	192.168.0.1

Para el enlace de datos entre los dispositivos se emplea un switch ethernet. Este facilita la interconexión dentro de una misma red LAN, ver figura 3.4. La figura detalla la conexión de los elementos en topología Estrella, donde el IED SEL 387, el módulo CMC 356 y la computadora están conectadas directamente a un punto central y todas las comunicaciones se hacen necesariamente a través del Switch por lo que no están conectadas directamente entre sí.

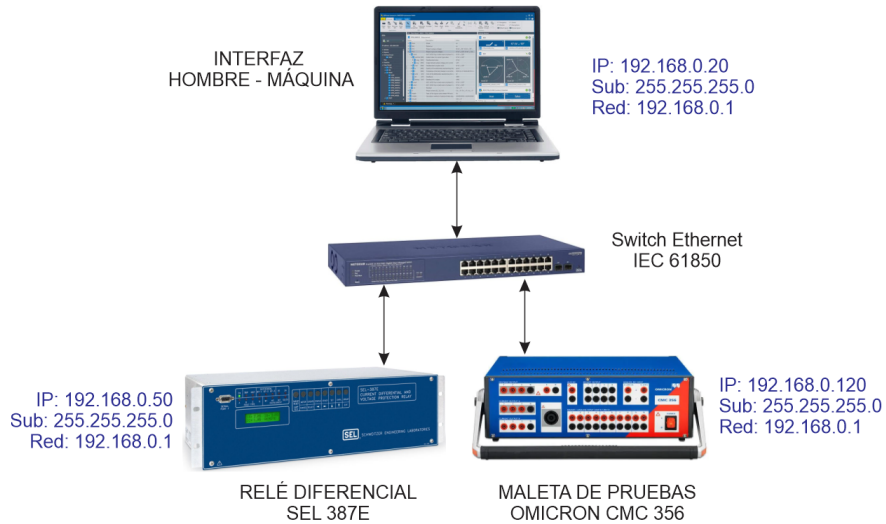


Figura 3.4: Topología de red. Fuente Autores.

### 3.3. Utilitarios de Software “OMICRON Test Universe”

Entre los utilitarios que se pueden gestionar por software para el módulo de pruebas que representa las operaciones protecciones son:

- Prueba de señales de control
- Tratamiento de datos de medición
- Genera reportes
- Propicia entradas de datos

#### Modulo de prueba CMC 356

- Genera señales de test (intensidad de corriente, voltajes, datos binarias)
- Evalúa la respuesta (analógica y binaria) del objeto de análisis.
- Inyecta corriente continua a los objetos de análisis.

### 3.3.1. Gestión con Test Universe

Es una herramienta que permite combinar una gama amplia de módulos de pruebas dinámicos para cada aplicación con el objetivo de establecer planes de pruebas flexibles y completamente automático que brinda una amplia gama de funciones. El campo de aplicación son las pruebas orientadas en los parámetros, que incorpora un amplio espectro de dispositivos de protección, también integrada la resguardo eléctrico y los relés multiusos en centrales y subestaciones ampliamente digitalizados.

### 3.3.2. AcSelerator Quickset

Es el software que permite ajustar los relés de protecciones de SEL en todas sus versiones. Brinda una interfaz gráfica donde los ingenieros en protecciones parametrizan los IEDs de manera intuitiva y ágil. Para este proyecto de desarrollo se emplea la versión 6.10.13.0.

Dentro de este software se ajustan los parámetros de control, tipos comunicación, medición y monitoreo.

### 3.3.3. AcSelerator Architect

Esta herramienta de software permite configurar todos los parámetros dentro de la normativa IEC 61850 como: Nodos Lógicos, Dataset, atributos, etc. Ver figura 3.5. El Software permite organizar la información dentro del equipo físico. Exporta e Importa los registros en formato SCL (lenguaje de configuración de subestaciones), los archivos SCL incluyen:

- SCD - Descripción de la configuración de la subestación.
- ICD - descripción de la capacidad IED.
- CID - Descripción IED configurada.

### 3.4. GENERALIDADES DEL TRANSFORMADOR DEL CASO DE ESTUDIO58

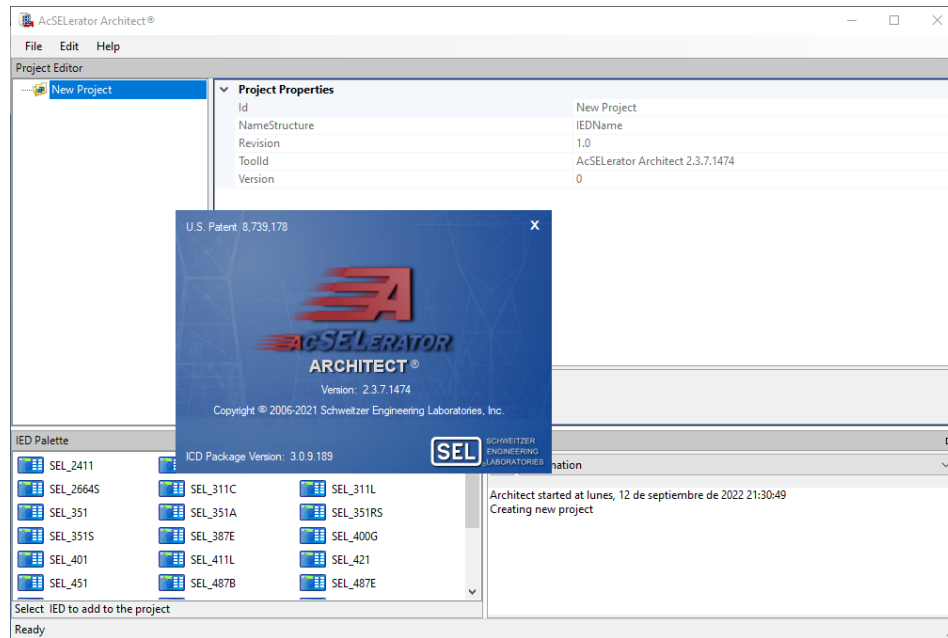


Figura 3.5: Interfaz Architec - Fuente Autores

## 3.4. Generalidades del transformador del Caso de Estudio

### 3.4.1. Datos Generales del Transformador de Potencia

Para la elaboración de este proyecto se simula un transformador de 12 MVA cuyo voltaje en el devanado primario es 67kV y en el devanado secundario es 13.2 kV. De este transformador se obtiene todos los parámetros necesarios para ajustar la función de protección diferencial (87) y protección sobrecorriente (50/51).

Los terminales del transformador se encuentran conectados a sus respectivas barras. El transformador cuenta con elementos de medición y protección como los transformadores de corriente (TC), Relé de protección e interruptores. El transformador para este caso de estudio se omite el TAP y se limita a un solo nivel de voltaje. En la figura 3.6 se detalla los componentes que interactúan en el SEP y la relación de los transformadores de corriente. En la imagen también se aprecia 2 interruptores de corriente alterna un en el lado primario y uno en el lado secundario con su identificación ANSI 52 y que se utiliza para cerrar o abrir un circuito de

### 3.4. GENERALIDADES DEL TRANSFORMADOR DEL CASO DE ESTUDIO59

potencia de bajo condiciones normales, o para interrumpir este circuito bajo condiciones de falla.

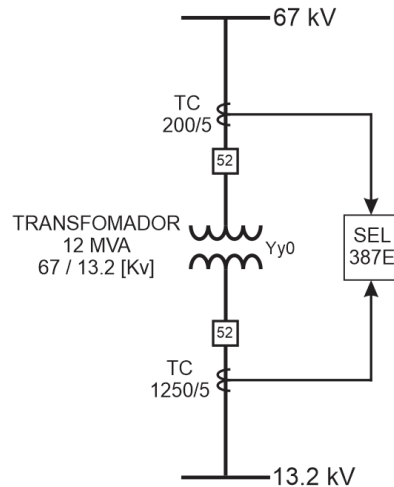


Figura 3.6: Diagrama Unifilar del transformador de Potencia. Fuente[31].

Las conexiones de TC estándar incluyen TC conectados en estrella con marcas de polaridad de ambos TC hacia el transformador. La figura 3.7 muestra los TC del lado alto voltaje y del lado bajo voltaje conectados en estrella y las marcas de polaridad alejadas del transformador. Además, una conexión de TC a relé se considera estándar cuando la polaridad del TC está conectada a la polaridad de la entrada de corriente analógica del relé y la corriente de fase del sistema primario está conectada a la misma entrada de fase en el relé. A menos que se indique lo contrario, se asume una rotación de fase ABC. Para el caso de estudio el tipo conexión de los TCs es indiferente del tipo de conexión de los devanados del transformador en el lado primario y lado secundario ya que el software realiza los ajustes necesarios para compensar los ángulos de desfase.



### 3.4. GENERALIDADES DEL TRANSFORMADOR DEL CASO DE ESTUDIO60

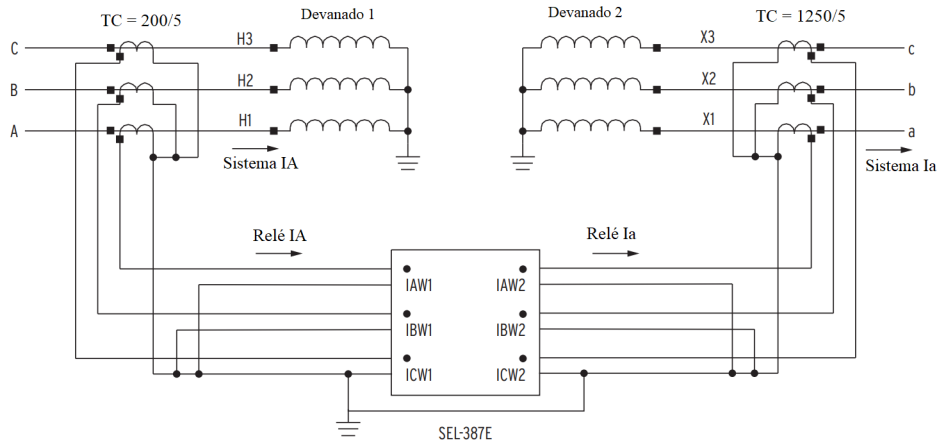


Figura 3.7: Conexión de Tc. Fuente [31].

### 3.4.2. Ajuste de Parámetros de Función de Protección

#### 3.4.2.1. Relé Diferencial de Corriente 87

Los sistemas de protección diferencial (definidos por el número ANSI: 87) operan en base al principio de comparación de corriente, es decir, parten de que la corriente que entra a un objeto protegido operando con parámetros normales, es la misma que sale de él.

El IED SEL-387E incorpora tres componentes diferenciales ("87R-1", "87R-2" y "87R-3"). Estos componentes utilizan las magnitudes de corriente de Operación (IOP) y corriente de Restricción (IRT) que el IED determina mediante las corrientes de entrada del devanado. El disparo ocurre si la cantidad a Operar es mayor que el valor de la curva para la cantidad de restricción particular. La Figura 3.8 muestra la curva característica del relé diferencial, esta curva es común para todos los elementos que contengan dicha función de protecciones.

### 3.4. GENERALIDADES DEL TRANSFORMADOR DEL CASO DE ESTUDIO61

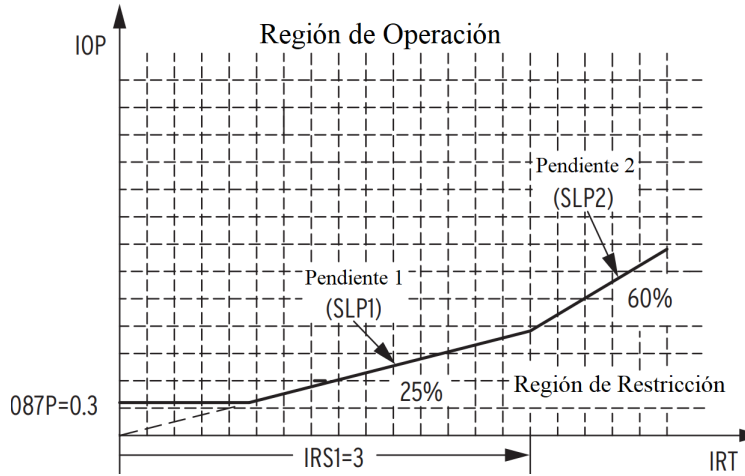


Figura 3.8: Curva característica de disparo relé diferencial estándar. Fuente [31].

Existen cuatro parámetros que establecen la función de protección diferencial son:

- O87P = nivel de corriente de operación (IOP) mínimo
- SLP1 = pendiente inicial, empezando en el arranque y cruzando a O87P en  $IRT = (O87P \cdot 100 / SLP1)$
- IRS1 = límite de IRT para la operación en pendiente 1 (SLP1); intersección donde comienza la pendiente 2 (SLP2)
- SLP2 = segunda pendiente, en caso de emplear; deberá ser superior o igual que SLP1

Con los datos proporcionados en la imagen Figura 3.8, se procede a determinar los parámetros de protección diferencial. Entonces, se determina el valor de corriente tanto lado primario como secundario:

$$I_{HV} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_{L-L}} = \frac{12MVA}{\sqrt{3} \cdot 67kV} = 103,4[A] \quad (3.1)$$

$$I_{LV} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_{L-L}} = \frac{12MVA}{\sqrt{3} \cdot 13,2kV} = 524,86[A] \quad (3.2)$$

Dado que la unidad CMC 356 OMICRON inyecta corriente al relé simulando ser un TC no se considera determinar la corriente con

### 3.4. GENERALIDADES DEL TRANSFORMADOR DEL CASO DE ESTUDIO62

enfriamiento forzado, así mismo no se requiere determinar la sección de los conductores para la señal.

En base a la relación de transformación descritos en la figura 3.6, se obtiene la corriente de salida, tanto en el lado primario como en el secundario del transformador de potencia.

#### Relación de transformación - Lado Primario

$$R_{TC1} = 200/5 = 40$$

$$R_{TC1} = \frac{I_{HV}PRIMARIO}{I_{HV}SECUNDARIO} \quad (3.3)$$

Donde se tiene que,

$$I_{HV}SECUNDARIO = \frac{I_{HV}PRIMARIO}{R_{TC1}} = \frac{103,40}{40} = 2,59[A] \quad (3.4)$$

#### Relación de transformación - Lado Secundario

$$R_{TC2} = 1250/5 = 250$$

$$R_{TC2} = \frac{I_{LV}PRIMARIO}{I_{LV}SECUNDARIO} \quad (3.5)$$

Donde se tiene que,

$$I_{LV}SECUNDARIO = \frac{I_{LV}PRIMARIO}{R_{TC2}} = \frac{524,86}{250} = 2,10[A] \quad (3.6)$$

Mientras se realiza los ajustes a el relé de protecciones se especifica el tipo de conexión de los TCs en el lado primario y secundario. De esta manera el relé hace la compensación necesario, Ejemplo: dividir el valor de la corriente sobre raíz de 3 para los transformadores en conexión estrella.

**Ajuste de TAP:** Los valores de corriente nominal tanto del lado primario como el secundario son representados en el relé como TAP. De acuerdo al manual del fabricante del relé, el valor a ingresar en el TAP son las mismas corrientes a la salida de los TCs ya que el relé internamente determina el error, por consiguiente se establece que:

- $TAP_1 = 2.59 \text{ A.}$
- $TAP_1 = 2.10 \text{ A.}$

### 3.4. GENERALIDADES DEL TRANSFORMADOR DEL CASO DE ESTUDIO63

**Corriente de operación de elemento restringido (O87P):** Para el nivel mínimo de operación se ha considerado el valor propuesto por el fabricante. Entonces, el valor propuesto para maniobras de protección diferencial es entre 0.2 y 0.3, estos valores están en PU. Dicho valor, debe ser cercano a cero, por tema de sensibilidad de la protección, pero suficientemente alto para evitar operaciones como: corrientes de excitación, errores de medición a corrientes bajas.

$$O87P = 0.30$$

**Corriente de operación de elemento no restringido (U87P):** En base a las recomendaciones propuesta por el fabricante, el relé diferencial sin restricción se ajusta con valor de 10 veces la corriente nominal. El propósito de las características instantáneas sin restricción es hacer frente rápidamente para magnitudes de corriente demasiados elevados como consecuencia de una falla interna. La configuración del "Pick Up" (U87P).

$$U87P = 10$$

**Porcentaje de pendiente de restricción (SLP1, SLP2):** Para discriminar entre fallas internas y externas empleamos la configuración de porcentaje de pendiente de restricción. De acuerdo a los criterios del fabricante los valores óptimos son:

$$SLP1 = 25 \%$$

$$SLP2 = 50 \%$$

**Límite de pendiente 1 de corriente de restricción (IRS1):** Límite de IRT para operación de la pendiente 1 (SLP1); intersección donde comienza la pendiente 2 (SLP2).

$$IRS1 = 3$$

**Porcentaje de Bloqueo de armónicos:** Las corrientes de magnetización se presentan al momento de energizar un transformador, usualmente son el lado primario. El relé diferencial debe evitar y pasar a una etapa de bloqueo. Las corrientes de magnetización presentan alto número de armónicos **Simon2017**.

**Bloqueo segundo armónico (Inrush):** PCT2 = 15%. Este valor es proporcionado por el manual de usuario del dispositivo, ya que el rango armónicos de orden dos se sitúa entre (10 a 30%), en el arranque de transformadores de potencia.

### 3.4. GENERALIDADES DEL TRANSFORMADOR DEL CASO DE ESTUDIO64

**Bloqueo Quinto armónico (Sobrecorriente Excitación):**  $PCT5 = 35\%$   
Este valor es proporcionado por el manual de usuario del dispositivo, ya que el rango armónicos de orden cinco se sitúa entre (30 a 50%), una vez la onda de tensión se encuentre estabilizada.

**Gráfico de Curva de Operación:** Para la elaboración de la curva característica se determina los puntos de separación entre los diferentes segmentos, tal como se muestra la Figura 3.8. Para ello se requiere de los parámetros de protección diferencial determinados previamente.

$$Puntos = (I_{RT}, I_{OP}) \quad (3.7)$$

#### Segmento 1

Punto inicial = (0; 0.3)

$$I_{RT} = 0$$

$$I_{OP} = 0.87P = 0,3$$

Punto final = (1.2; 0.3)

$$I_{OP} = 0.87P = 0,3$$

Utilizando el dato de la pendiente (SLP1) y la formula:

$$I_{RT} = \frac{I_{OP} * 100}{SLP1} = \frac{0,3 * 100}{25} = 1,2 \quad (3.8)$$

Obtenemos el Punto (1.2; 0.3)

#### Segmento 2

Punto inicial = (1.2; 0.3)

Punto final = (3; 0.75)

$$I_{RT} = I_{RS1} = 3$$

Utilizando el dato de la pendiente (SLP2) y la formula:

$$I_{OP} = \frac{SLP2 * I_{RT}}{100} = \frac{25 * 3}{100} = 0,75 \quad (3.9)$$

Obtenemos el Punto (3; 0.75)

#### Segmento 3

Punto inicial = (3; 0.75)

Punto final = (21.5; 10)

$$I_{OP} = 0.87P = 10$$

Utilizando el dato de la pendiente (SLP2) y la formula:

$$I_{OP} = \frac{SLP2 * I_{RT}}{100} + b \quad (3.10)$$

### 3.4. GENERALIDADES DEL TRANSFORMADOR DEL CASO DE ESTUDIO65

$$b = I_{OP} - \frac{SLP2 * I_{RT}}{100} \quad (3.11)$$

$$b = 0,75 - \frac{50 * 3}{100} = -0,75 \quad (3.12)$$

$$I_{OP} = \frac{SLP2 * I_{RT}}{100} + b \quad (3.13)$$

$$I_{RT} = \frac{I_{OP} - b}{SLP2} * 100 \quad (3.14)$$

$$I_{RT} = \frac{10 + 0,75}{50} * 100 = 21,50 \quad (3.15)$$

Una vez determinado todos los puntos de los segmentos se obtiene la curva característica para el transformador de nuestro caso práctico que se puede apreciar en la figura 3.9. En la imagen se aprecia la región donde opera el relé, esta se sitúa sobre la curva. Por ejemplo, el relé se dispararía si el valor de corriente de operación ( $I_{OP}$ ) es igual 1 y la corriente de restricción ( $I_{RT}$ ) es 2. Al ubicar el punto de esta coordenada se situará sobre la curva, haciendo que el IED actúe.

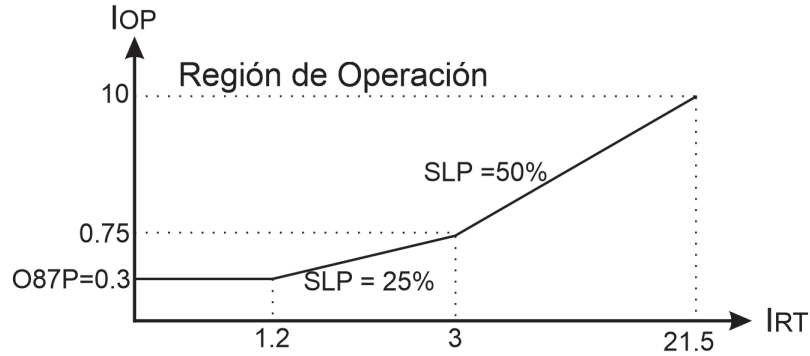


Figura 3.9: Curva característica de disparo relé diferencial específico para caso de estudio. Fuente [31].

### 3.4. GENERALIDADES DEL TRANSFORMADOR DEL CASO DE ESTUDIO66

#### 3.4.2.2. Variables de entrada para función de protección Diferencial)

Los parámetros de entrada para la función de protección diferencial se resumen en la tabla 3.2 donde cada variable es obtenido en función de las característica del transformador de potencia.

Tabla 3.2: Variables de entrada para función de protección diferencial

Variable	Valor	Comentario
TAP 1	2.59	Corriente nominal de bando primario
TAP 2	2.10	Corriente nominal de bando secundario
O87P	0.30	Corriente de operación de elemento restringido
SLP 1	25	Porcentaje de restricción pendiente 1
SLP 2	50	Porcentaje de restricción pendiente 2
IRS1	3.0	Límite de pendiente 1 de corriente de restricción
U87P	10.0	Corriente de operación de elemento no restringido
PCT2	15	Bloqueo de porcentaje de segundo armónico
PCT5	35	Bloqueo de porcentaje de quinto armónico

#### 3.4.2.3. Parámetros de protección de Sobrecorriente instantáneo (50)

Para una protección contra una sobrecorriente sumamente elevada (sobrecarga), se emplea la función de protección por sobrecorriente instantánea (50). Para poner en marcha su funcionalidad se requiere de dos variables: Corriente de accionamiento y el retardo de accionamiento.

**Corriente de accionamiento ( $I_{pickup}$ ):** Este parámetro es configurado de acuerdo a las características de las maquinas eléctricas para nuestro transformador será de 10 veces el valor nominal [1]. De esta manera se obtiene los siguientes resultados:

Lado Primario (67 kV)

$$I_{OP} = n * I_{nom}$$

$$I_{OP} = 10 * 2,59$$

$$I_{OP} = 25,9[A]$$

Lado Secundario (13.2kV)

$$I_{OP} = n * I_{nom}$$

$$I_{OP} = 10 * 2,10$$

$$I_{OP} = 21,10[A]$$

**Retardo en el accionamiento:** Dado que las magnitudes de corriente sobrepasan la capacidad del transformador, el tiempo operación será

### 3.4. GENERALIDADES DEL TRANSFORMADOR DEL CASO DE ESTUDIO67

instantáneo, para nuestro caso de estudio será de 20 milisegundos en ambos lados del transformador.

$$T_{OP} = 20[ms]$$

El relé SEL 387E opera en función del número de ciclos. Entonces, cada ciclo toma alrededor de 16.66 milisegundos cuando trabaja a 60Hz, por lo tanto un ciclo de análisis será:

$$1_{Cyclo} = \frac{20ms}{16,66ms} = 1,25Cyc \quad (3.16)$$

$$\text{Delay}=1.25Cyc$$

#### 3.4.2.4. Variables de entrada para función de protección instantánea)

Los parámetros de entrada para la función de protección sobrecorriente instantáneo se resumen en la tabla 3.3 y 3.4, en donde las variables es obtenido en función de las característica del transformador de potencia tanto para el lado primario como lado secundario. La corriente de arranque establece el valor mínimo requerido para que la función de protección actué.

Tabla 3.3: Variables de entrada para sobrecorriente instantáneo (50) – Lado primario

Variable	Valor	Comentario
50P11P	25.90	Corriente de arranque (Ipickup), lado secundario de TC
50P11D	1.25	Tiempo de operación en ciclos

Tabla 3.4: Variables de entrada para sobrecorriente instantáneo (50) – Lado secundario

Variable	Valor	Comentario
50P11P	21.10	Corriente de arranque (Ipickup), lado secundario de TC
50P11D	1.25	Tiempo de operación en ciclos



### 3.4. GENERALIDADES DEL TRANSFORMADOR DEL CASO DE ESTUDIO68

#### 3.4.2.5 Parámetros de protección sobrecorriente temporizada (51)

Para la ejecución de esta función de protección se requieren de los siguientes parámetros: Corriente de accionamiento, Curva de Operación y constante de tiempo (DIAL).

**Corriente de operación ( $I_{pickup}$ ):** La función de protecciones temporizada se emplea para cubrir sobrecorriente ligeramente alta y que son momentáneas, de esta manera la corriente de accionamiento del dispositivo será por encima del 15 % de la corriente nominal.

##### **Lado Primario (67 kV)**

$$I_{pickup} = 15 \% * I_{nom}$$

$$I_{pickup} = 1,15 * 2,59$$

$$I_{pickup} = 2,97[A]$$

##### **Lado Secundario (13.2kV)**

$$I_{pickup} = 15 \% * I_{nom}$$

$$I_{pickup} = 1,15 * 2,10$$

$$I_{pickup} = 2,41[A]$$

**Curva de Operación:** La curva estándar IEC, cuya característica es muy inversa, se utiliza para determinar el tiempo de operación del relé de sobrecorriente con código ANSI 51. Existen varios tipos de curva, pero para el propósito en cuestión se utiliza la curva C2 del estándar IEC que se puede verificar en 3.10. Esta curva es la más utilizada en subestaciones reductoras de voltaje [8]. Los tiempos de desfase empleados dependen del desarrollador de protecciones y van desde 0.05 hasta 1 segundo. Estos valores permiten una mejor coordinación en el sistema de protecciones, evitando que los elementos de protección de otras máquinas eléctricas como transformadores, generadores y motores se activen durante una falla [8].

### 3.4. GENERALIDADES DEL TRANSFORMADOR DEL CASO DE ESTUDIO69

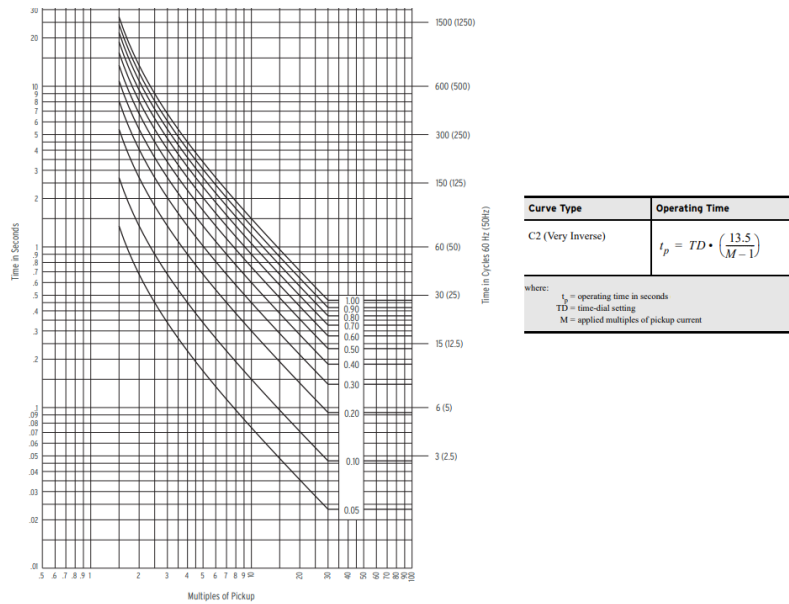


Figura 3.10: Curva Característica muy Inversa. Fuente [31].

**Time dial:** Este parámetro permite incrementar la sensibilidad de la rapidez para realizar el despeje de la falla, para nuestro caso de estudio se emplea el valor  $TD = 0.25$  en el lado primario como en el lado secundario de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

#### 3.4.2.6. Variables de entrada para función de protección temporizado (tiempo inverso)

Los parámetros de entrada para la función de protección sobrecorriente instantáneo se resumen en la tabla 3.5 y 3.6, en donde las variables es obtenido en función de las característica del transformador de potencia tanto para el lado primario como lado secundario.

Tabla 3.5: Variable de entrada para protección sobrecorriente temporizada (51) – Lado primario

Variable	Valor	Comentario
51P1P	2.97	Corriente de arranque ( $I_{pickup}$ ), lado secundario de TC
51P1C	C2	Tiempo de operación en ciclos
51P1TD	0.25	Desfase de tiempo
51P1RS	N	Tiempo para el reinicio
51P1TC	1	Control lógico

Tabla 3.6: Variable de entrada para protección sobrecorriente temporizada (51) – Lado secundario

Variable	Valor	Comentario
51P1P	2.41	Corriente de arranque (Ipickup), lado secundario de TC
51P1C	C2	Tiempo de operación en ciclos
51P1TD	0.25	Desfase de tiempo
51P1RS	N	Tiempo para el reinicio
51P1TC	1	Control lógico

### 3.5. Ajuste de Protecciones IED

Para realizar el ajuste de protecciones al relé de operación empleamos el software “Acselelator Quickset”. Este utilitario provisto por el fabricante del relé, nos permite parametrizar: características del equipo a proteger, lógica de control para activación de función de protecciones, lógicas de disparo y señales de alarmas. Es distribuida gratuitamente por el fabricante para que desarrolladores de proyectos. Figura 3.11

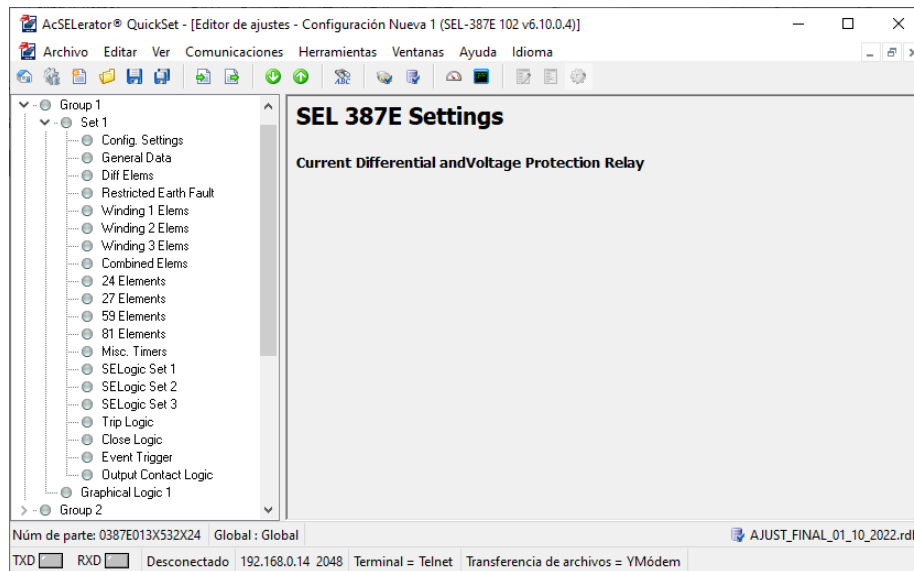


Figura 3.11: Interfaz Quickset Acselelator - Fuente Autores

### 3.5.1. Parámetros generales del Transformador de Potencia

El relé de protección empleado (SEL 387E) tiene la facultad de trabajar con diversas funciones de protecciones. Para este caso solo se habilitará la operación de protección diferencial y sobrecorriente tanto en el lado primario y secundario. A demás se inhabilita los ajustes o parámetros para un tercer devanado, tal como se muestra en la figura 3.12

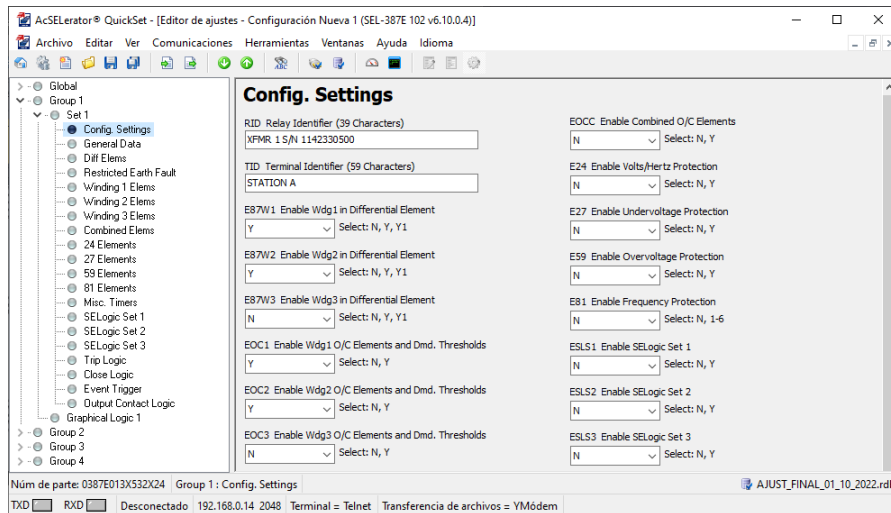


Figura 3.12: Habilitación de protecciones SEL 387E. Fuente Autores

Las características principales de nuestro Sistema de Potencia son mostradas en la Tabla 3.7, en ella se detalla la capacidad del transformador, desfase angular entre devanados, características de los elementos de medición, niveles de voltaje de operación, etc. Estos datos son ingresados en la interfaz de configuración en la Figura 3.13.

Tabla 3.7: Dato General de Transformador de Potencia

Parámetro	Valor	Comentario
Conexión Devanado 1	Y	Delta (D) o Estrella (Y)
Conexión Devanado 2	Y	Delta (D) o Estrella (Y)
Conexión Devanado 3	-	Delta (D) o Estrella (Y)
CTR 1	40	Relación de TC devanado 1
CRT 2	250	Relación de TC devanado 2
CRT 3	1	Relación de TC devanado 3
MVA máximo Power	12	Potencia de transformador (MVA)
ICOM Define internal CT	Y	compensación de TC interno
Wgd 1 CT conn. compensation	0	Grados de compensación devanado 1
Wgd 2 CT conn. compensation	0	Grados de compensación devanado 2
Wgd 3 CT conn. compensation	0	Grados de compensación devanado 3
VWDG1 Wdg1 Line-to-Line	67	Voltaje lado primario (kV)
VWDG2 Wdg2 Line-to-Line	13.2	Voltaje lado primario (kV)
VWDG3 Wdg3 Line-to-Line	-	Voltaje lado primario (kV)

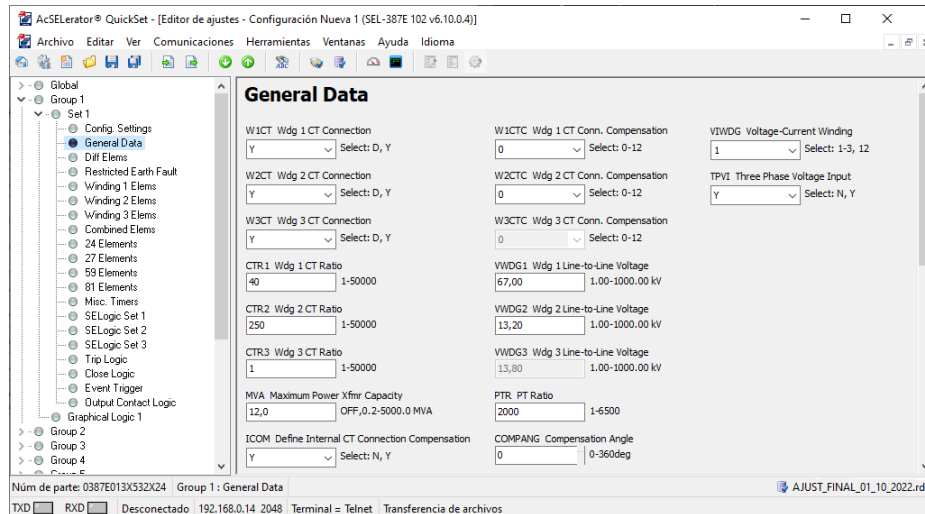


Figura 3.13: Configuración General del Transformador de Potencia. Fuente autores.

### 3.5.2. Protección Diferencial 87

Los parámetros de protección diferencial que fueron obtenidos previamente son resumidos en la tabla 3.8. Posteriormente se ingresa en la opción "Diff Elems", ver figura 3.14.

Tabla 3.8: Parámetros para ajuste protección Diferencial (87)

Parámetro	Valor	Comentario
TAP 1	2.59	Corriente nominal de bando primario
TAP 2	2.10	Corriente nominal de bando secundario
O87P	0.30	Corriente de operación de elemento restringido
SLP 1	25	Porcentaje de restricción pendiente 1
SLP 2	50	Porcentaje de restricción pendiente 2
IRS1	3.0	Límite de pendiente 1 de corriente de restricción
U87P	10.0	Corriente de operación de elemento no restringido
PCT2	15	Bloqueo de porcentaje de segundo armónico
PCT5	35	Bloqueo de porcentaje de quinto armónico

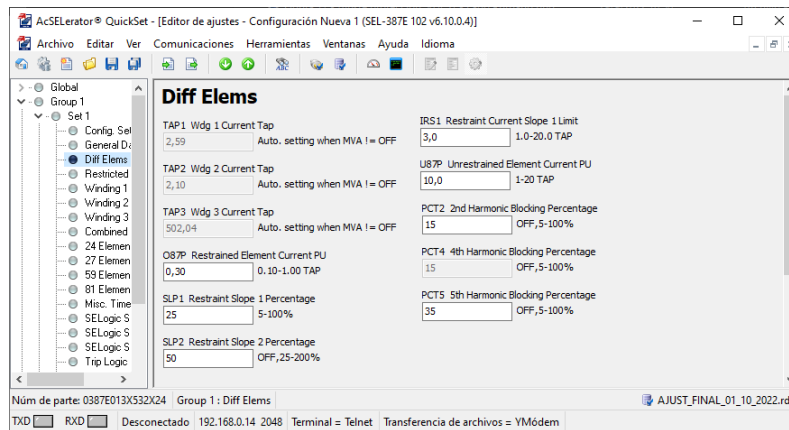


Figura 3.14: Ajuste protección 87 - Fuente Autores

### 3.5.3. Protección por Sobrecorriente 50/51

#### 3.5.3.1. Ajuste de protección Lado Primario

Los parámetros de protección para sobrecorriente con tiempo definido (50) y tiempo inverso (51) que fueron obtenidos más arriba, se resumen en la tabla 3.9 y tabla 3.10. Estos datos son ingresados en la interfaz de programación en la opción “Winding 1 Elms”, ver Figura 3.15.

Tabla 3.9: Ajuste protección sobrecorriente tiempo definido (50) – Lado primario

Parámetro	Valor	Comentario
50P11P	25.90	Corriente de arranque (Ipickup), lado secundario de TC
50P11D	1.25	Tiempo de operación en ciclos
50P11TC	1	Control lógico

Tabla 3.10: Ajuste protección sobrecorriente temporizada (51) – Lado primario

Parámetro	Valor	Comentario
51P1P	2.97	Corriente de arranque (Ipickup), lado secundario de TC
51P1C	C2	Tiempo de operación en ciclos
51P1TD	0.25	Desfase de tiempo
51P1RS	N	Tiempo para el reinicio
51P1TC	1	Control lógico

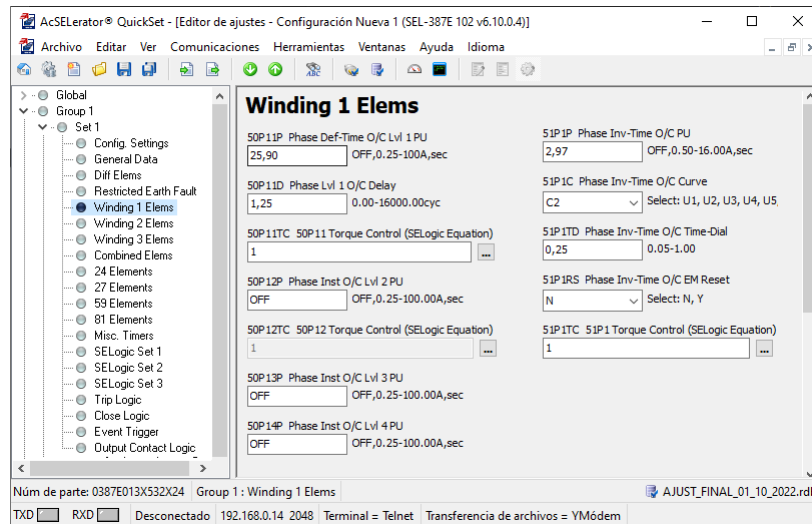


Figura 3.15: Ajuste de protección 50 y 51 - Lado Primario - Fuente Autores

### 3.5.3.2. Ajuste de protección Lado Secundario

Los parámetros de protección para sobrecorriente con tiempo definido y tiempo inverso son obtenidos previamente. En la tabla 3.11 y tabla 3.12

detalla los parámetros necesarios para la protección del lado secundario que son ingresados en la plataforma según la figura 3.16.

Tabla 3.11: Ajuste protección sobrecorriente tiempo definido (50) – Lado Secundario

Parámetro	Valor	Comentario
50P11P	21.10	Corriente de arranque (Ipickup), lado secundario de TC
50P11D	1.25	Tiempo de operación en ciclos
50P11TC	1	Control lógico

Tabla 3.12: Ajuste protección sobrecorriente temporizada (51) – Lado primario

Parámetro	Valor	Comentario
51P1P	2.41	Corriente de arranque (Ipickup), lado secundario de TC
51P1C	C2	Tiempo de operación en ciclos
51P1TD	0.25	Desfase de tiempo
51P1RS	N	Tiempo para el reinicio
51P1TC	1	Control lógico

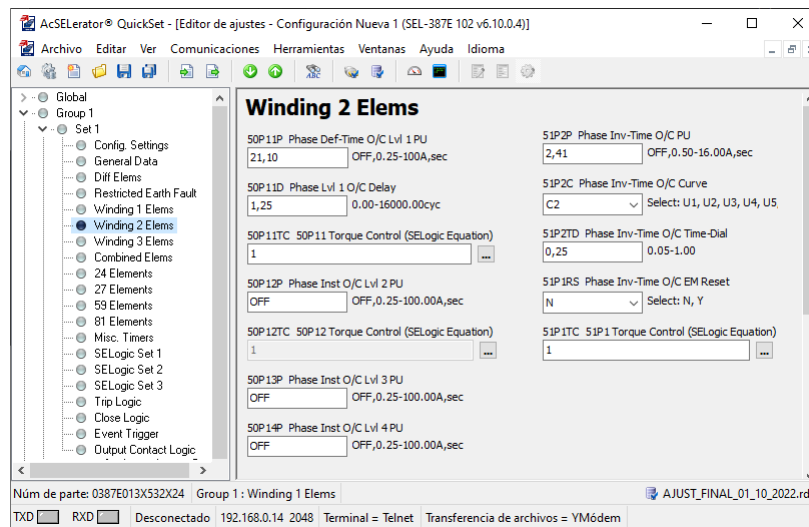


Figura 3.16: Ajuste protección 50 y 51 - Lado Secundario. Fuente Autores.



### 3.5.4. Lógica de control para disparos

El relé de protección SEL 387E posee cuatro lógicas de disparo, estos disparos se ejecutan cuando cualquiera de las protecciones se activa. Para este proyecto se emplea los ajustes predeterminados en el relé, donde:

- TRIP 1 = Disparo por función de protección 50/51 – Devanado Primario
- TRIP 2 = Disparo por función de protección 50/51 – Devanado Secundario
- TRIP 3 = Disparo por función de protección 50/51 – Devanado Terciario
- TRIP 4 = Disparo por Protección Diferencial

Estas configuraciones se pueden revisar en la Figura 3.17

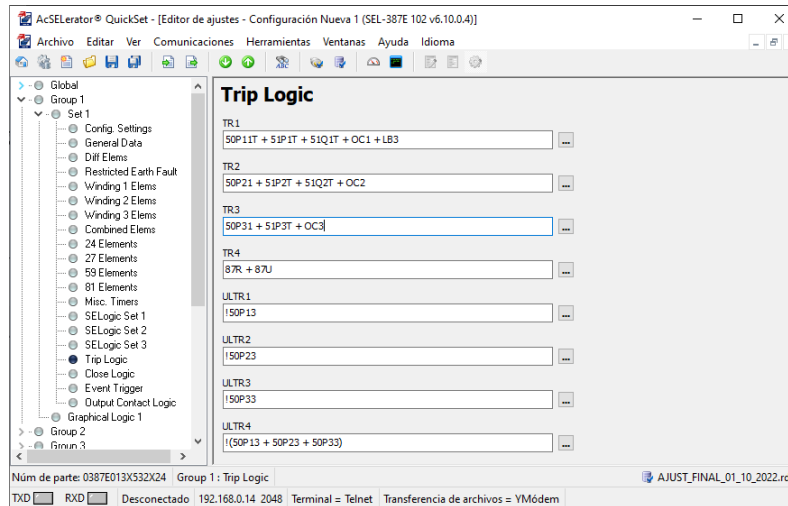


Figura 3.17: Lógica de Disparo de Relé SEL 387E - Fuente Autores

Finalmente se vincula las señales de disparo (TRIP) a las salidas digitales incorporadas, para este ejemplo se emplearán las salidas OUT101 hasta OUT104, ver figura 3.18.

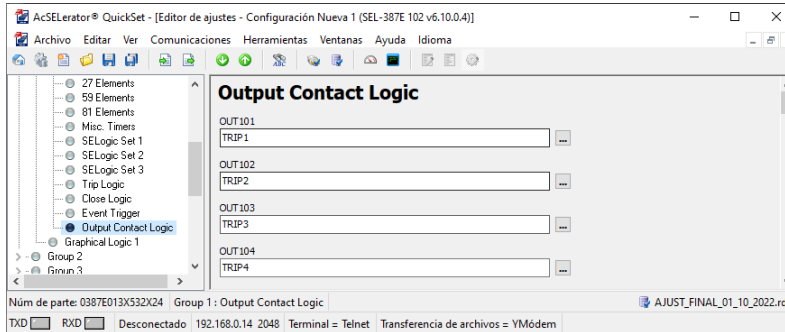


Figura 3.18: Ajuste de salida Digital - Fuente Autores

### 3.5.5. Ajuste de parámetros de comunicaciones en puerto Ethernet.

EL relé de protecciones posee una interfaz ethernet el cual está asignado al puerto 5. Dentro de esta pestaña se asigna los parámetros de red y se habilita las opciones, ver figura 3.19.

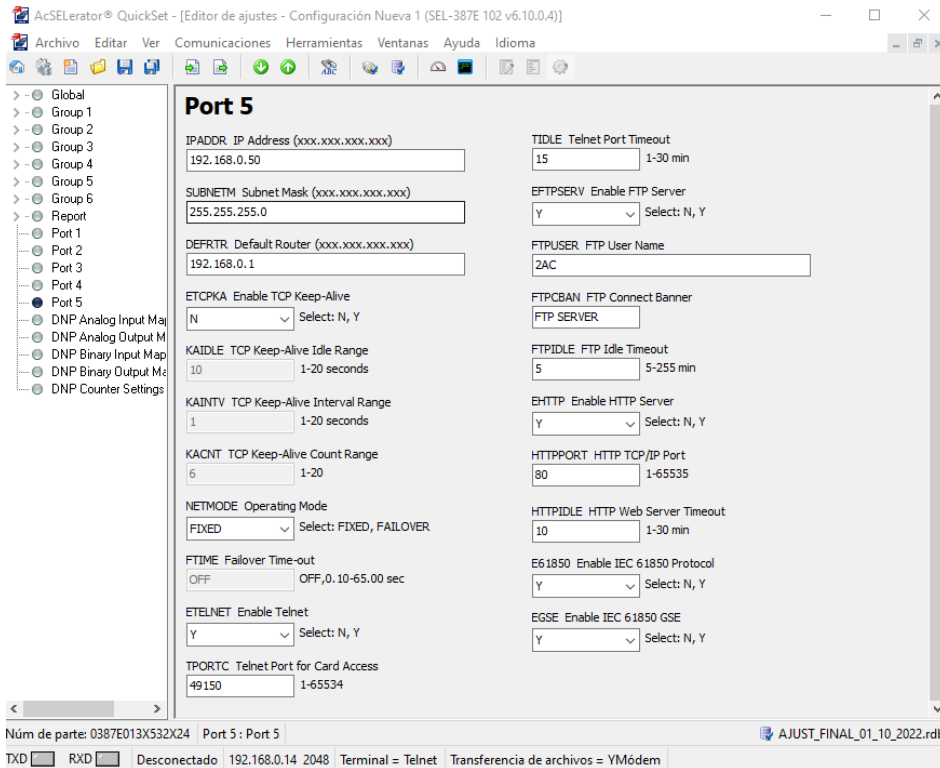


Figura 3.19: Ajuste de parámetros de comunicación - Fuente Autores

### 3.6. Configuración de Parámetros IEC 61850

Para la edición y programación de los parámetros relacionados con el estándar IEC 61850 se emplea el programa “AcSelerator Architect”. Este utilitario proporciona una interfaz gráfica de usuario (GUI) para que los desarrolladores seleccionen, editen y creen mensajes IEC 61850 importantes para los esquemas de control, coordinación y protección de la subestación. Por lo general, el desarrollador primero coloca íconos que representan IED en un contenedor de subestación, luego creamos los reportes MMS que serán enviados a nuestro Cliente IEC 61850.

Se debe indicar que, la plataforma ACSELERATOR Architect tiene la capacidad de leer archivos ICD y CID de otros fabricantes, permitiendo mapear los datos sin problemas en la lógica SEL IED. Dentro del interfaz del software, podemos encontrar configuraciones predeterminadas de diversos modelos de relés, ver figura 3.20. Seleccionamos el CID

correspondiente a nuestro IED y luego ajustar los parámetros de red.

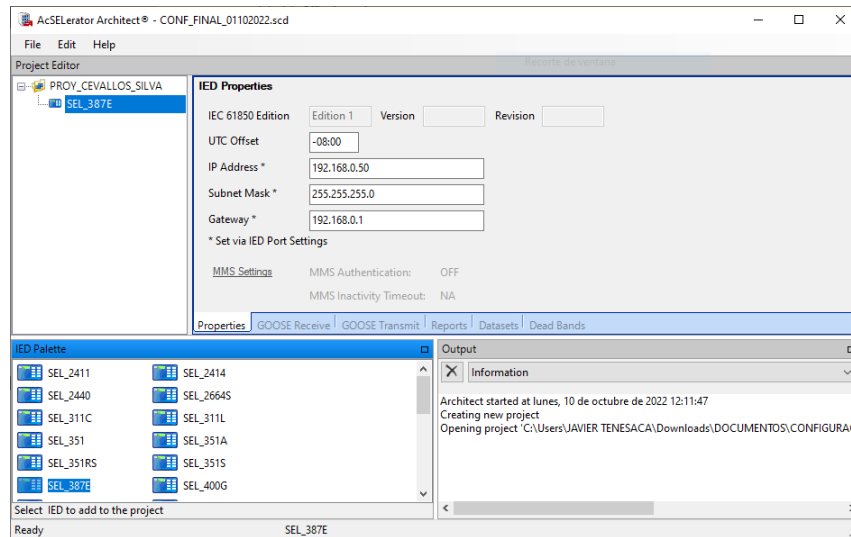


Figura 3.20: Creación de CID del relé SEL 387E - Fuente Autores

### 3.6.1. Creación de DataSets:

La normativa IEC 61850 posee un modelo de información normalizado donde es establecida una jerarquía de información. A continuación, se detalla los niveles [6]:

- Dispositivo Físico (IED)
- Dispositivo Lógico (LD)
- Nodo Lógico (LN)
- Dato (Data)
- Atributo (DA)
- Tipo Básico (Basic)

Los dispositivos Lógicos facilitan la organización de la información al interior el equipamiento físico. Cada dispositivo lógico (LD) posee un conjunto de objetos de datos.

Estos representan el estado actual del dispositivo, así como algunos datos informativos. Para el presente caso de estudio se emplean dos dispositivos Lógicos:

- Pro (Protecciones): permite la lectura del estado de la función de protecciones (true o False).
- MET (Medición): permite la lectura de variables analógicos como parámetros eléctricos.

La tabla 3.13 muestra un resumen de los nodos lógicos empleados para lectura de parámetros de protecciones. Para este caso de estudio empleamos Protección diferencial (87) por sobrecorriente tiempo definido (50) y tiempo inverso (51). El desarrollador podrá encontrar todos los nodos lógicos que requiera en el manual de usuario del IED.

Tabla 3.13: Nodos lógicos para lectura de parámetros de protecciones [1].

Nodo Lógico	Estado	Relay Word Bit	Comentario
P1PTOC1	Str.general	51P1	Elemento de sobrecorriente de tiempo inverso del devanado 1 arrancado.
P1PTOC1	Op.general	51P1T	Elemento de sobrecorriente de tiempo inverso del devanado 1 agotado
P11PTOC2	Str.general	50P11	Elemento de sobrecorriente de tiempo definido del devanado 1 arrancado
P11PTOC2	Op.general	50P11T	Elemento de sobrecorriente de tiempo definido del devanado 1 agotado.
P2PTOC7	Str.general	51P2	Elemento de sobrecorriente de tiempo inverso del devanado 2 arrancado.
P2PTOC7	Op.general	51P2T	Elemento de sobrecorriente de tiempo inverso del devanado 2 agotado.
P21PTOC8	Str.general	50P21	Elemento de sobrecorriente de tiempo definido del devanado 2 arrancado
P21PTOC8	Op.general	50P21T	Elemento de sobrecorriente de tiempo definido del devanado 2 agotado.
D87RPDIF2	Str.general	-	Elemento diferencial restringido activado
D87RPDIF2	Op.general	87R	Elemento diferencial restringido arrancado.

En la tabla 3.14 se encuentra los nodos lógicos empleados para la Medición de variables eléctricas como las corrientes en lado primario y secundario.

Tabla 3.14: Nodos lógicos para Medición de Variables Eléctricas [1]

Nodo Lógico	Estado	Comentario
METMMXU1	A1.phsA.instCVal.mag	Magnitud y ángulo de corriente de fase A del devanado 1
METMMXU1	A1.phsB.instCVal.mag	Magnitud y ángulo de corriente de fase B del devanado 1
METMMXU1	A1.phsC.instCVal.mag	Magnitud y ángulo de corriente de fase C del devanado 1
METMMXU1	A2.phsA.instCVal.mag	Magnitud y ángulo de corriente de fase A del devanado 2.
METMMXU1	A2.phsB.instCVal.mag	Magnitud y ángulo de corriente de fase B del devanado 2.
METMMXU1	A2.phsC.instCVal.mag	Magnitud y ángulo de corriente de fase C del devanado 2.

En la figura 3.21 muestra los DataSets creados para la medición corriente y estado de protecciones del lado primario. Los DataSets poseen datos de los dispositivos lógicos y nodos lógicos.

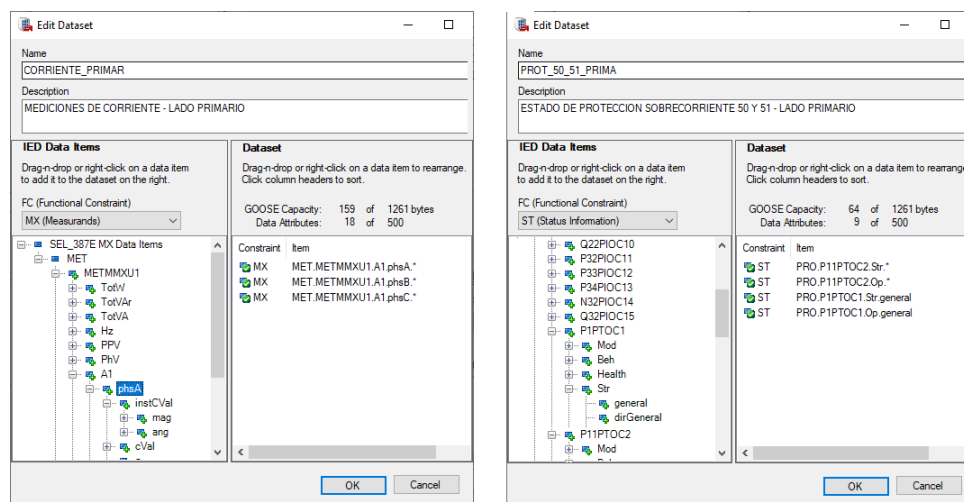


Figura 3.21: Figuras/Dataset nodos logicos lado primario - Fuente Autores

De la misma manera se crea los DataSets necesarios para la medición de corriente y estado de protecciones en el lado secundario y la protección diferencial, ver figura 3.22.

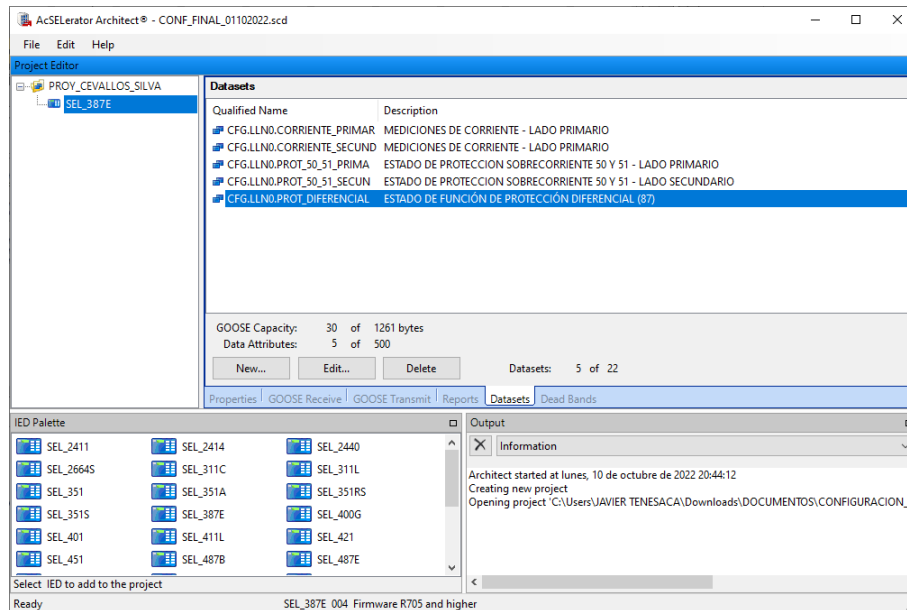


Figura 3.22: Lista de Dataset creados para el SEP - Fuente Autores

### 3.6.2. Creación de reporte MMS

El protocolo MMS es la base de las comunicaciones de datos de aplicación en el estándar [IEC 61850](#). El protocolo envía sus mensajes a través de conexiones [TCP](#) (Capa 4 [OSI](#)) y es empleado para las comunicaciones cliente/servidor. De esta manera se realiza el intercambio de datos de la aplicación, así como parámetros de configuración de los dispositivos o datos de monitorización. La transferencia de datos en tiempo real dentro de la red LAN se realiza a través de reportes MMS. Este permite la transmisión de datos desde un Servidor IEC 61850 a cualquier Cliente IEC 61850. Se realiza un reporte por cada DataSets creado. Hay que considerar que los reportes para los estados de protección son Bufferizado ya que requerimos que continuamente nos envíe información sin importar si existe algún cambio de estado. Para los reportes de medición de corriente deben ser No Bufferizado esto permite que envíe dato cuando exista algún cambio en su medición. La [Figura 3.23](#) detalla los reportes creados para la medición de corriente y estado de protección en el lado primario.

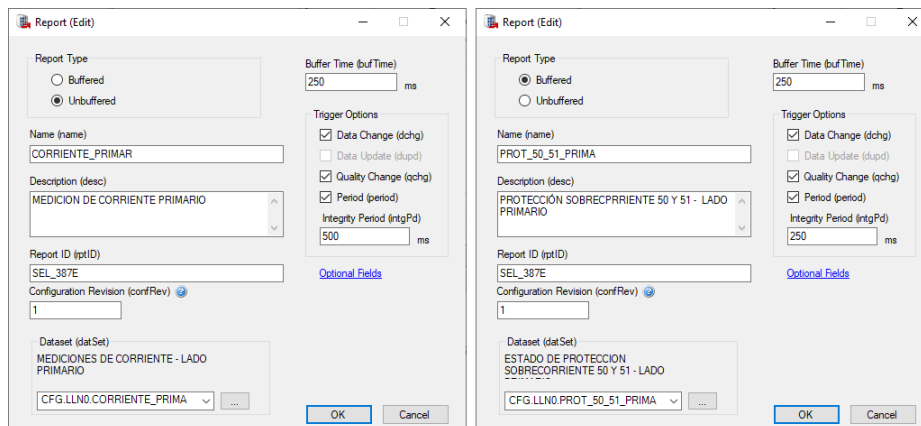


Figura 3.23: Reportes MMS - Fuente Autores

De la misma manera se crea reportes para los demás DataSets creados, ver figura 3.24.

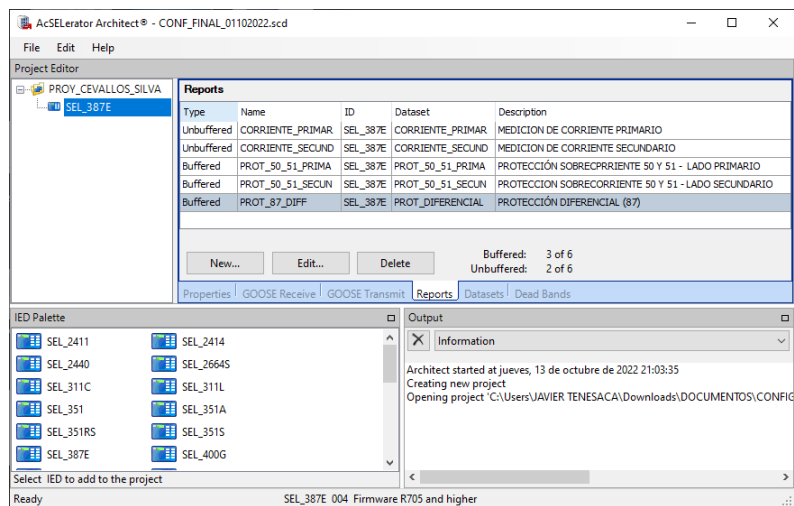


Figura 3.24: Reportes MMS - Fuente Autores



### 3.6.3. Envío de CID a relé SEL 487 E

Finalmente, los DataSets y Reportes creados para medición de corriente y estado de protección son enviados al relé. Las consideraciones a tener en cuenta es la dirección IP del dispositivo físico y las credenciales de acceso, ver figura 3.25

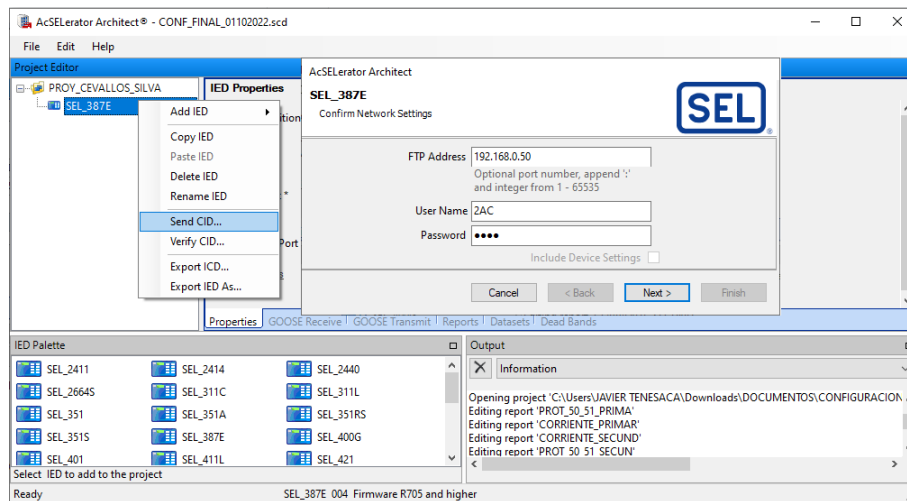


Figura 3.25: Envío de configuración IEC 61850 a Relé diferencial - Fuente Autores

## 3.7. Parámetros IEC 61850

El CMC 356 es parte del “OMICRON Test Universe” que, además del equipo de prueba físico, consta de un software de prueba para una computadora con sistema operativo Microsoft Windows. Este elemento cuenta con amplificadores de voltaje y/o corrientes externos. En esta sección realiza los ajustes para la puesta en marcha de la maleta de inyección de corriente para ello se utiliza el software “Test Universe 4.20” provisto por el fabricante. La maleta de inyección “Ómicron CMC 356” permite realizar pruebas de funcionalidad a diversos tipos de relé. El dispositivo simula la corriente de salida de los TCs.

### 3.7.1. Conexión de dispositivos

La conexión entre dispositivos es mostrada en la figura 3.26, en donde las corrientes de salida A y B del Ómicron CMC 356 son vinculados a las entradas del devanado primario y secundario respectivamente.

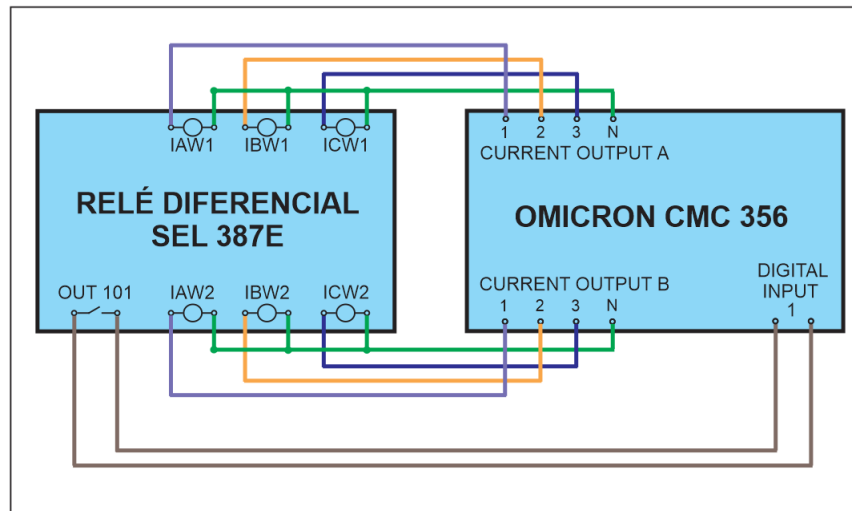


Figura 3.26: Conexión entre Relé Diferencial y Módulo de Generación de Eventos - Fuente Autores

### 3.7.2. Creación de Proyecto en Módulo de prueba CMC 356

La siguiente descripción se asume que la computadora ha sido configurada y que el software de prueba para OMICRON Test Universe ha sido instalado. A través de la Interfaz de Test Universe se puede acceder a la creación de documentos de pruebas multifuncionales (protección Diferencial y Sobrecorriente). Esta opción se encuentra en la sección "Control Center – Documento de prueba nuevo". Una vez abierto la interfaz "Omicron Control Center" se procede a insertar los módulos de prueba: "Diff Operating Characteristic" y "Overcurrent", ver figura 3.27. Estos módulos permiten ingresar parámetros del equipo a proteger, ajustes de protecciones y simular fallas.

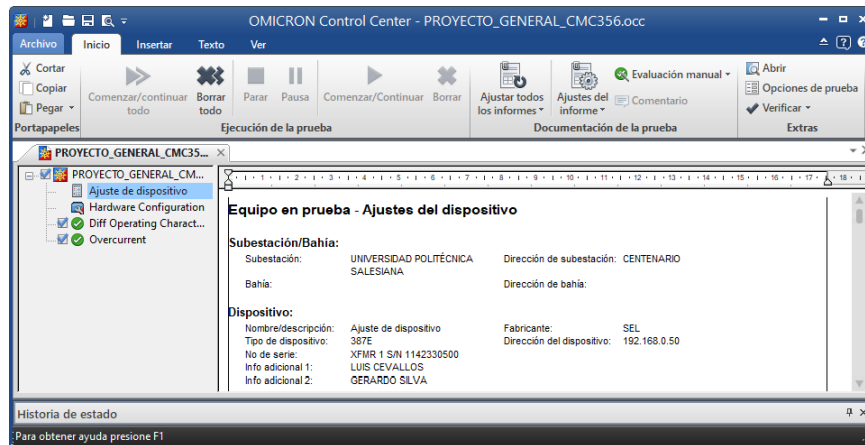


Figura 3.27: Ajuste de Módulos de pruebas - Fuente Autores

### 3.7.3. Configuración de Hardware Global

Para el correcto funcionamiento del equipo se debe determinar a qué fase de corriente corresponde cada amplificador tanto en el lado A y B. De la misma manera se determina la entrada digital que corresponde al disparo del relé, ver figura 3.28.

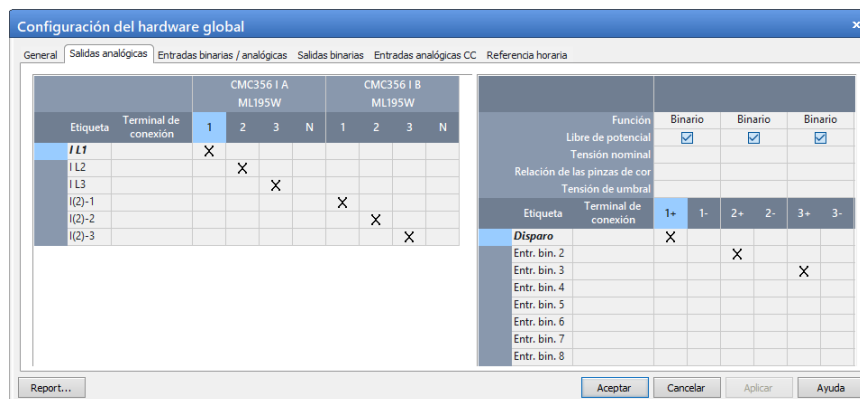


Figura 3.28: Configuración del Hardware global - Fuente Autores

### 3.7.4. Ajuste de dispositivo

Previo a la ejecución de pruebas se debe ingresar los parámetros generales del sistema de potencia del caso de estudio. Estos datos son requeridos para la elaboración y desarrollo de reportes que genera el dispositivo. En esta interfaz se ingresa los parámetros eléctricos, tipo de dispositivo de prueba, ver figura 3.29.

The screenshot shows the 'Ajustes del dispositivo' window with the following fields and values:

Dispositivo		Valores nominales		Otras propiedades de dispositivo	
Nombre/descripción:	Ajuste de dispositivo	Número de fases:	<input type="radio"/> 2 <input checked="" type="radio"/> 3	Tiempo de reposición:	20,000 ms
Fabricante:	SEL	f nom:	60,000 Hz	Límites	
Tipo de dispositivo:	387E	V nom (secundario):	13,200 V (L-L)	V max:	75,000 V (L-L)
Dirección del dispositivo:	192.168.0.50		7,621 V (L-N)	I max:	20,000 A
Número de serie/modelo:	XFMR 1 S/N 1142330500	V primario:	67,000 kV (L-L)	Sensibilidad de detección de sobrecarga	
Información adicional 1:	LUIS CEVALLOS		38,683 kV (L-N)	<input checked="" type="radio"/> Alto <input type="radio"/> Usuario	50,000 ms
Información adicional 2:	GERARDO SILVA	I nom (secundario):	5,000 A	<input type="radio"/> Bajo <input type="radio"/> Off	
Subestación		I primario:	200,000 A	Filtros antirrebote y antirruído	
Nombre:	UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SI	Factores de tensión/corriente residuales		Tiempo de antirrebote:	3,000 ms
Dirección:	CENTENARIO	VLN/ WN:	1,732	Tiempo antirruído:	0,000 s
Bahía		IN / I nom:	1,000		
Nombre:					
Dirección:					

Buttons at the bottom: Aceptar, Cancelar, Ayuda

Figura 3.29: Ajuste de Dispositivo - Fuente Autores

#### 3.7.4.1 Ajuste de parámetros – Protección diferencial

Los parámetros requeridos para la protección diferencial son descritos en la tabla N. Estos datos son los mismo que se ingresaron al IED SEL 387E. El dispositivo CMC 356 inyecta corrientes simulando al transformador. En la figura 3.30 se detalla los parámetros del transformador como son el voltaje en el lado primario y secundario, grupo vectorial y potencia aparente.

Valores nominales			
	Primario	Secundario	Terciario
Dev./Nombre:	Primario	Secundario	Terciario
Tensión:	67,00 kV	13,20 kV	30,00 kV
Potencia:	12,00 MVA	12,00 MVA	40,00 MVA
Grupo vectorial:	Y	Y0 (Y0*)	Y0 (Y0*)
Pto. de estrella a tierra:	No	No	No
Corriente:	103,41 A	524,86 A	769,80 A
TC de conexión en triángulo:	No	No	

Figura 3.30: Parámetros de transformador - Protección diferencial Fuente Autores

Otros parámetros como los transformadores de corriente para medición, Nivel Mínimo y Máximo de operación para elemento restringido, tiempo máximo de prueba y tolerancia de corriente son detallados en la figura 3.31.

Figura 3.31: Parametros TC Protección Diferencial Fuente Autores

El siguiente procedimiento es definir la curva de protección diferencial, para este paso se requiere los puntos inicial y final de los segmentos obtenidos previamente. La curva posee tres segmentos tal como muestra la figura 3.32

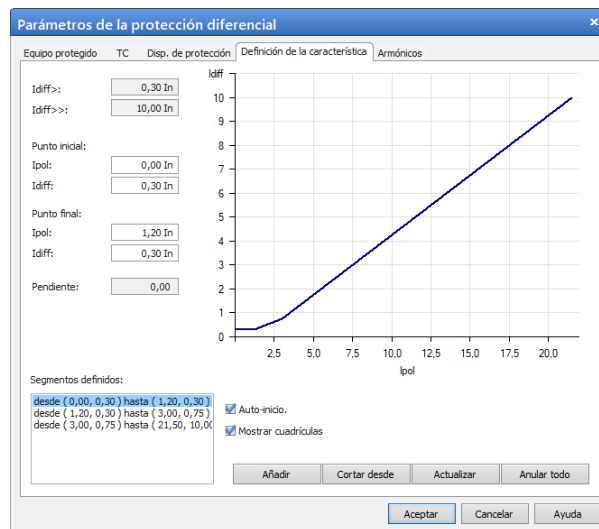


Figura 3.32: Definición de Curva Característica Fuente Autores

### 3.7.4.2 Ajuste de parámetros – Protección por sobrecorriente 50 y

#### Protección por sobrecorriente 51

Dentro de “ajuste de dispositivo” accedemos a la opción “Overcurrent”. Los parámetros de protección son los mismos que se usaron en el relé SEL 387E.

Para la protección por tiempo definido (50) se requiere la corriente máxima de sobrecarga y el tiempo de activación. Para la protección temporizada (51) los parámetros son: Tipo de curva (ANSI o IEC), Índice de tiempo y corriente de Arranque. La prueba por sobrecorriente se ejecuta en un solo devanado a la vez, ya que empleamos solo el amplificador de corriente (lado A). En esta prueba se realiza en el lado primario cuyos datos son referidos y mostrados en la figura 3.33.

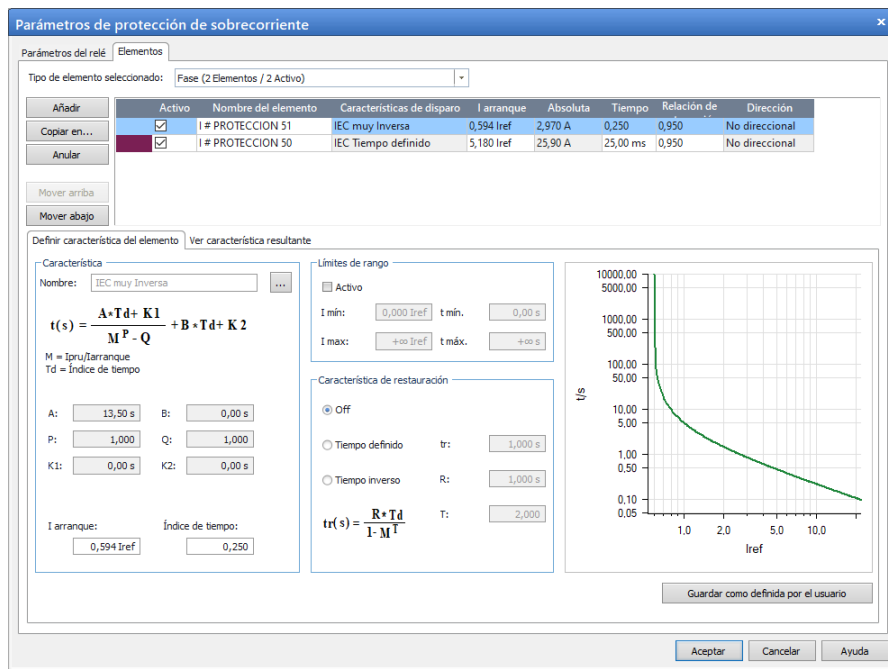


Figura 3.33: Parámetros sobrecorriente Lado Primario Fuente Autores

## Capítulo 4

# Análisis de resultado

### 4.1. Introducción

En el presente capítulo se detalla el procedimiento para la simulación de fallas por sobrecorriente y diferencial de corriente mediante el equipo CMC 356. Este equipo inyectará la corriente necesaria para que el relé de protección SEL 387E active las funciones de protección dentro de los rangos normales. Los datos como Estado de protecciones (Variables Booleanos) y Mediciones de parámetros eléctricos (Variables analógicos) son enviados desde el relé de SEL 387E mediante protocolo MMS hacia un cliente IEC 61850 (Computador).

### 4.2. Prueba y Análisis de resultados

#### 4.2.1. Protección Diferencial (87)

Las pruebas se realizan en el módulo “Diff Operating Characteristic” situado en el centro de control de Omicron. Dentro de la Interfaz “Diff Operating Characteristic” se establece los puntos de disparo y el tipo de falla. De acuerdo a la característica de operación los puntos de prueba son ajustados sobre de los segmentos de las rectas, ver figura [4.1](#).



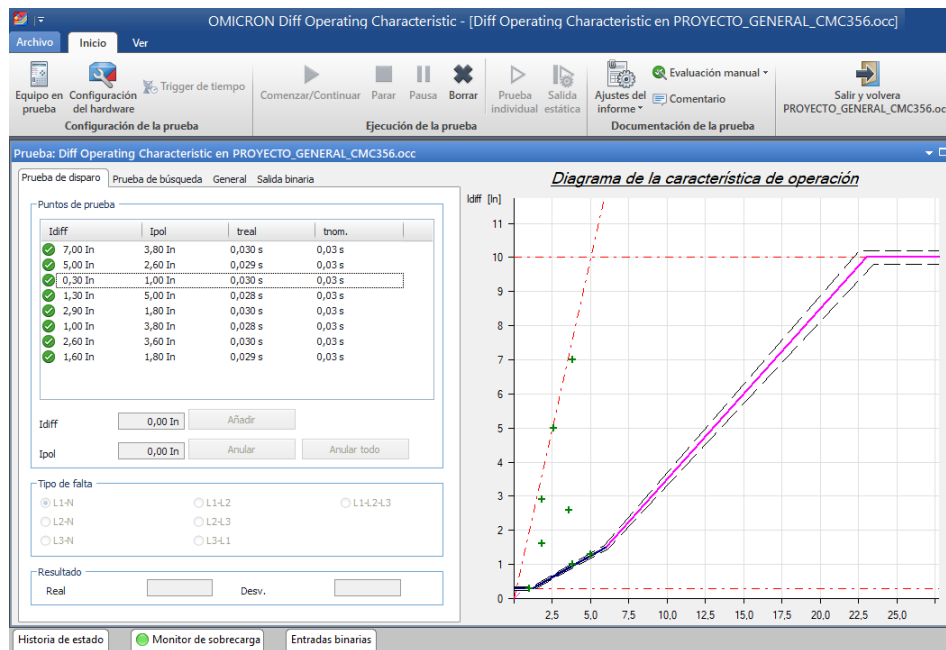


Figura 4.1: Ajuste para prueba Diferencial Fuente Autores

Para la activación de la protección diferencial se establecen de manera aleatoria ocho puntos de prueba y todos con tipo de falla Línea 1 a Neutro. El propósito de esto es verificar que el relé active la protección en los tiempos deseados.

#### 4.2.2. Resultados de la prueba Diferencial

La tabla 4.1 detalla los puntos seleccionados para las pruebas con tipo de falla L1-N en el lado de referencia Primario. También se observa el tiempo de disparo nominal, el tiempo de disparo real ejecutado por el relé, el estado de prueba y los resultados correspondientes.

Tabla 4.1: Puntos de prueba para falla por corriente diferencial en el lado de primario

Idiff	Ipol	t disparo nominal	t disparo real	Estado	Resultado
7.0In	3.8In	0.03s	0.0298s	Probado	Correcto
5.0In	2.6In	0.03s	0.0294s	Probado	Correcto
0.30In	1.0In	0.03s	0.0302s	Probado	Correcto
1.30In	5.0In	0.03s	0.0284s	Probado	Correcto
2.90In	1.80In	0.03s	0.0304s	Probado	Correcto
1.0In	3.80In	0.03s	0.0283s	Probado	Correcto
2.60In	3.60In	0.03s	0.0297s	Probado	Correcto
1.60In	1.80In	0.03s	0.0290s	Probado	Correcto

De acuerdo a la tabla anterior se aprecia que todos los puntos de pruebas pasaron satisfactoriamente.

En la Figura 4.2 se aprecia el diagrama de la curva característica de operación, en donde los puntos de prueba se sitúan en la región de operación (sobre la curva) dispararon las protecciones en el tiempo determinado.

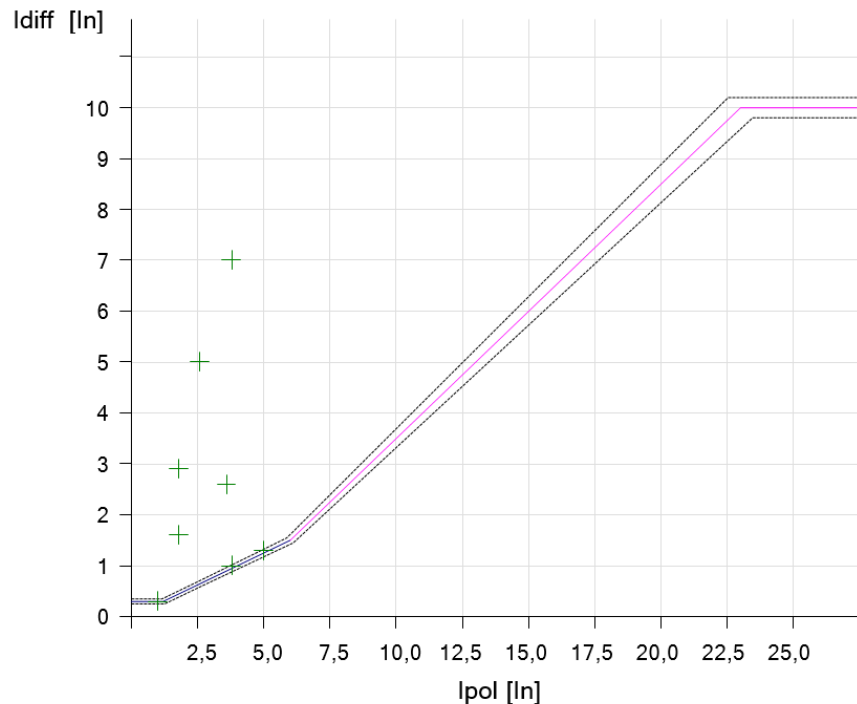


Figura 4.2: Diagrama de la característica de operación diferencial Fuente Autores

### 4.2.3. Lectura de datos en Cliente IEC 61850

Para la visualización de datos se emplea el software "IED Scout". Esta herramienta facilita al ingeniero observar el interior del IED y sus parámetros de comunicación IEC 61850. Todos los datos intercambiados y modelados se vuelven asequible y visible. Cada IED contiene un modelo de datos que consta de dispositivos lógicos (LD). En estos dispositivos lógicos se almacenan los nodos lógicos. Estos datos representan la funcionalidad del IED, como la posición del disyuntor, la protección de distancia, etc. El modelo de datos poseen diferentes servicios, como Report, GOOSE, etc. Toda la ingeniería se describe en archivos SCL (SCL = Substation Configuration Language) que cumplen con la norma IEC 61850-6.

Para la lectura de parámetros como estado de protecciones y medición de corriente en el relé SEL 387E se accede a la opción "DISCOVER IED" y luego se ingresa el parámetro de red correspondiente, ver figura 4.3.

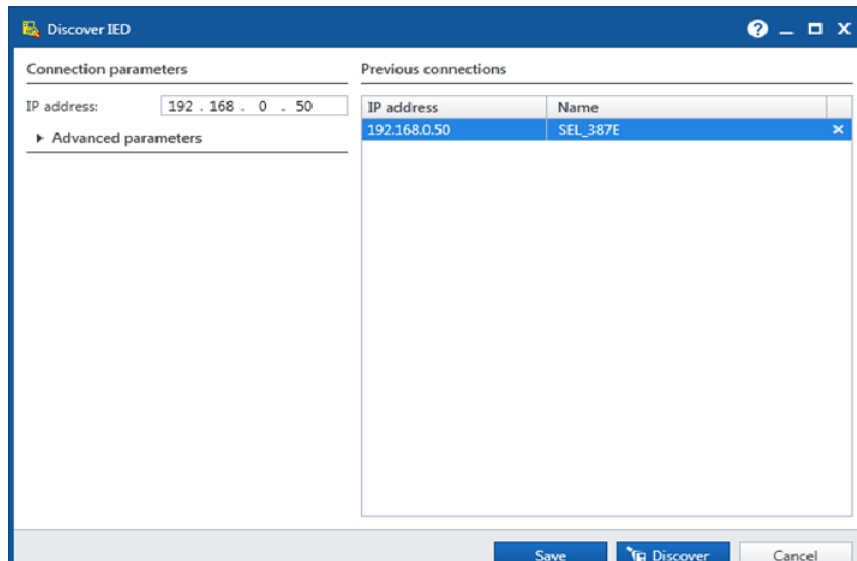


Figura 4.3: Ingreso de parámetros de comunicación IEDScout Fuente Autores

Dentro de la interfaz se accede a los reportes creados y cargados en el relé diferencial. Dentro de los reportes encontramos los dispositivos lógicos y nodos lógicos como Medición de corriente primario y estado de protección diferencial, ver figura 4.4.

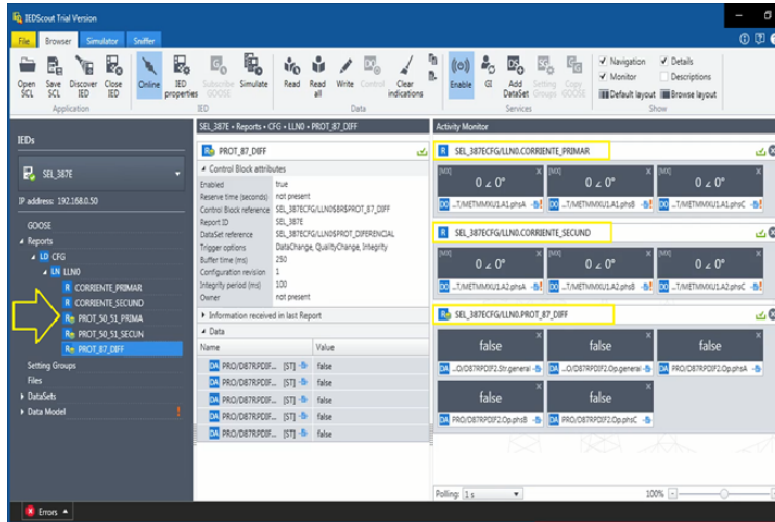


Figura 4.4: Lectura de datos para prueba Diferencial. Fuente Autores

Al inyectar las corrientes de prueba desde dispositivo Ómicron CMC 356 hacia el relé diferencial, este realiza la lectura y estado de protecciones y envía los datos mediante reporte MMS hacia el cliente IEC 61850 para ser mostrado al desarrollador. En la Figura 4.5 se detalla el funcionamiento en modo ONLINE del relé cuando se envía los datos.

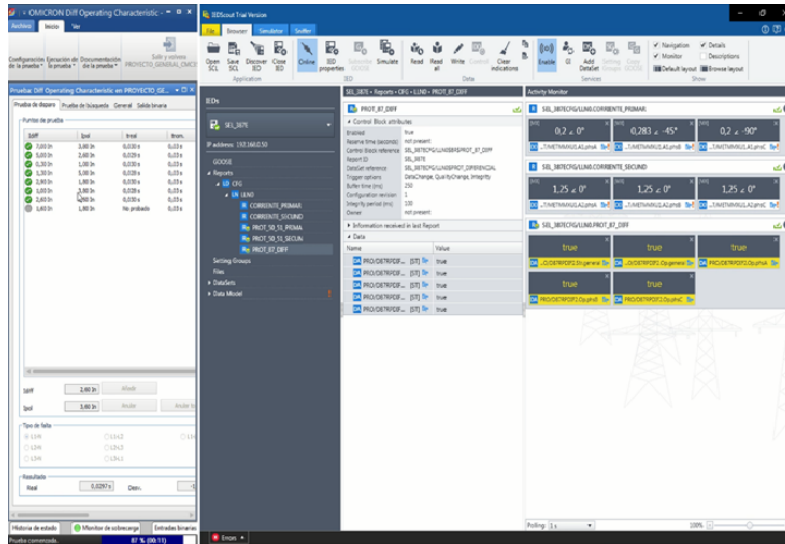


Figura 4.5: Interfaz para prueba diferencial modo ONLINE. Fuente Autores

#### 4.2.4. Protección por Sobrecorriente (50/51) Lado Primario 67 KV

En la sección de protección por sobrecorriente se evalúa los tiempos de operación del relé para una magnitud de corriente dada. Para este caso de estudio se emplea la función de protección por tiempo inverso, para la cual empleamos los datos de Corriente de arranque, el tipo de curva y el índice de tiempo. En la sección anterior se ajustó los parámetros en el lado primario 69 kV cuyos datos son:

- $I_{Arranque} = 2.97$
- Tipo de curva = IEC C2 -Muy Inversa
- $T_d = 0.25$

El tiempo de operación es dada por la ecuación 4.1:

$$T_{op} = 13,5 * \frac{T_d}{M - 1} \quad (4.1)$$

Donde,

$$M = \frac{I_{Prueba}}{I_{Arranque}} \quad (4.2)$$

En la figura 4.6 y la tabla 4.2 se detallan los tiempos de operación versus las diferentes corrientes de prueba, estos datos son valores teóricos que posteriormente serán corroborados con el tiempo real de operación.

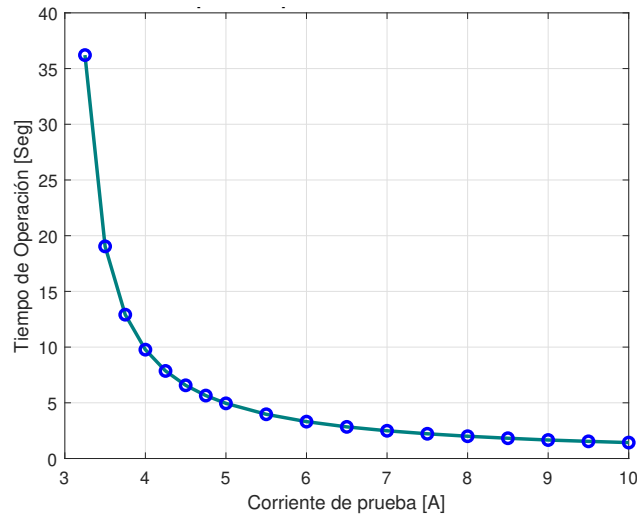


Figura 4.6: Curva de Operación teórica Por Sobrecorriente - Lado Primario.  
Fuente, los autores

Tabla 4.2: Tiempo de operación teórica vs corriente de prueba - lado primario

Corriente de prueba [A]	M	Tiempo de operación [seg]
3.25	1.09	36.21
3.50	1.18	19.04
3.75	1.26	12.91
4.00	1.35	9.77
4.25	1.43	7.86
4.50	1.51	6.57
4.75	1.60	5.65
5.00	1.68	4.95
5.50	1.85	3.97
6.00	2.02	3.31
6.50	2.19	2.84
7.00	2.35	2.49
7.50	2.52	2.22
8.00	2.69	2.00
8.50	2.86	1.82
9.00	3.03	1.66
9.50	3.20	1.54
10.0	3.36	1.43

En la figura 4.7 se aprecia los tiempos previstos para el accionamiento de la protección temporizada. Al iniciar la prueba el módulo inyecta las corrientes preestablecidas al relé y mediante la entrada Binaria registra el tiempo transcurrido luego de la falla.

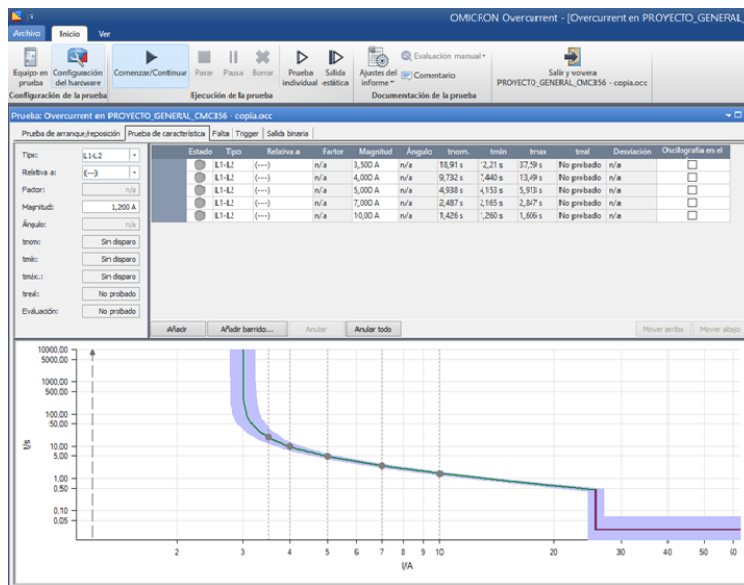


Figura 4.7: Puntos de prueba – Lado Primario. Fuente Autores

### Prueba en transformador - Lado Secundario 13.2 KV

En la sección anterior se ajustó los parámetros en el lado primario 69 kV cuyos datos son:

- $I_{Arranque} = 2,41$
- Tipo de curva = IEC C2 - Muy Inversa
- $Td = 0.25$

Al igual que en el caso del devanado primario, para el tiempo de operación del devanado secundario se usan las ecuaciones 4.1 y 4.2.

En la figura 4.8 y la tabla 4.3 se detalla los tiempos de operación obtenidos versus las diferentes corrientes de prueba. Estos datos son valores teóricos que posteriormente serán corroborados con el tiempo real de operación.



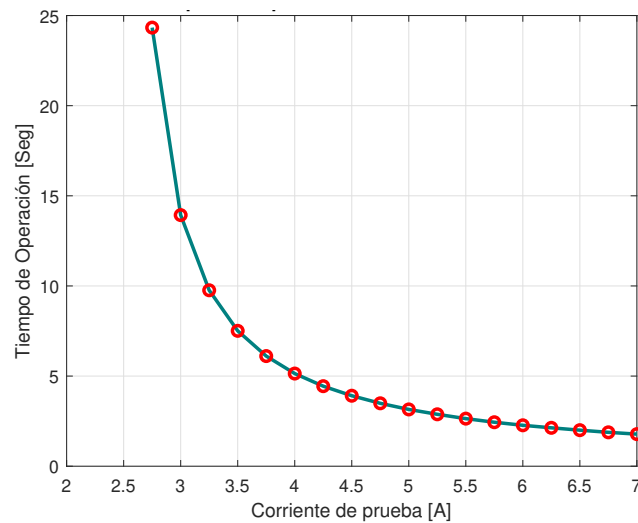


Figura 4.8: Curva de Operación teórica por Sobrecorriente - Lado Secundario. Fuente, los autores

Tabla 4.3: Tiempo de operación teórica vs corriente de prueba - lado secundario

Corriente de prueba [A]	M	Tiempo de operación [seg]
2.75	1.14	24.33
3.00	1.24	13.93
3.25	1.35	9.76
3.50	1.45	7.51
3.75	1.55	6.11
4.00	1.66	5.14
4.25	1.76	4.44
4.50	1.86	3.91
4.75	1.97	3.49
5.00	2.07	3.15
5.25	2.17	2.88
5.50	2.28	2.64
5.75	2.38	2.44
6.00	2.48	2.27
6.25	2.59	2.13
6.50	2.69	2.00
6.75	2.80	1.88
7.00	2.90	1.78

En la figura 4.9 se aprecia los tiempos previstos para el accionamiento de la protección temporizada. Al iniciar la prueba el módulo inyecta las corrientes preestablecidas al relé y mediante la entrada Binaria registra el tiempo transcurrido luego de la falla.

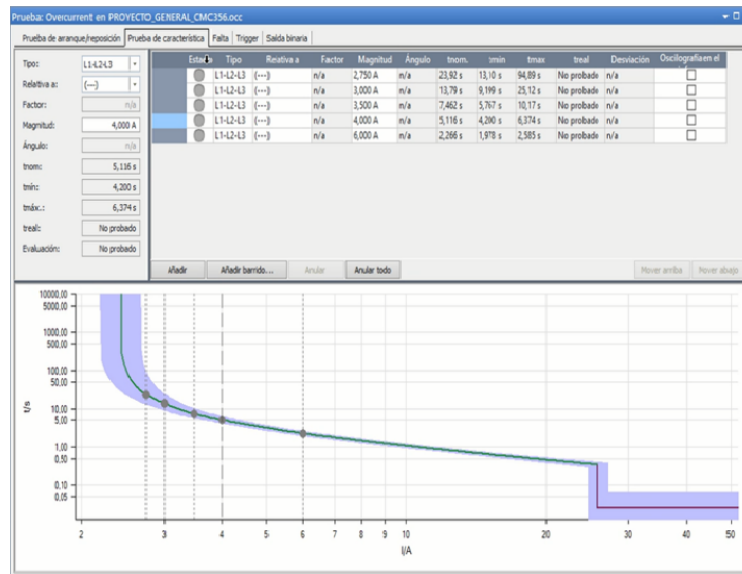


Figura 4.9: Puntos de prueba – Lado Secundario. Fuente Autores

#### 4.2.5. Resultados de Protección por Sobrecorriente

##### Lado Primario 67 KV

La tabla 4.4 detalla los puntos seleccionados para las pruebas con tipo de falla trifásica (L1-L2-L3) en el lado de referencia Primario. También se observa el tiempo de disparo nominal, el tiempo de disparo real ejecutado por el relé, el estado de prueba y los resultados correspondientes. También se aprecia que la desviación estándar de los tiempos de operación en todos los puntos de prueba es menor al 10 %, haciendo que la confiabilidad de los resultados sea óptimo en los proyectos académicos.

Los tiempos de disparos teóricos nominales presentados en la tabla 4.2 son comparados con los tiempos de operación real en el dispositivo, el dispositivo debe activar las protecciones en un tiempo similar al teórico.

Tabla 4.4: Prueba de Tipo de Falla en el lado de referencia primario

Tipo	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	error (%)	Resultado
L1-L2-L3	3.50 A	n/a	18.91s	18.82s	0.47	Correcta
L1-L2-L3	4.00 A	n/a	9.732s	9.732	0.23	Correcta
L1-L2-L3	5.00 A	n/a	4.938s	4.938	0.02	Correcta
L1-L2-L3	7.00 A	n/a	2.487s	2.487	0.04	Correcta
L1-L2-L3	10.00 A	n/a	1.426s	1.430	0.28	Correcta

De acuerdo a la tabla anterior podemos obtener un error porcentual promedio de 0.21 %, este valor está dentro del rango de error permisible en pruebas de ensayo (5 %).

La interfaz del cliente IEC 61850 muestra los DataSets enviados por los reportes mediante protocolo MMS, los datos a mostrar como estado de protecciones, magnitud y ángulo de corriente se visualizan en tiempo real

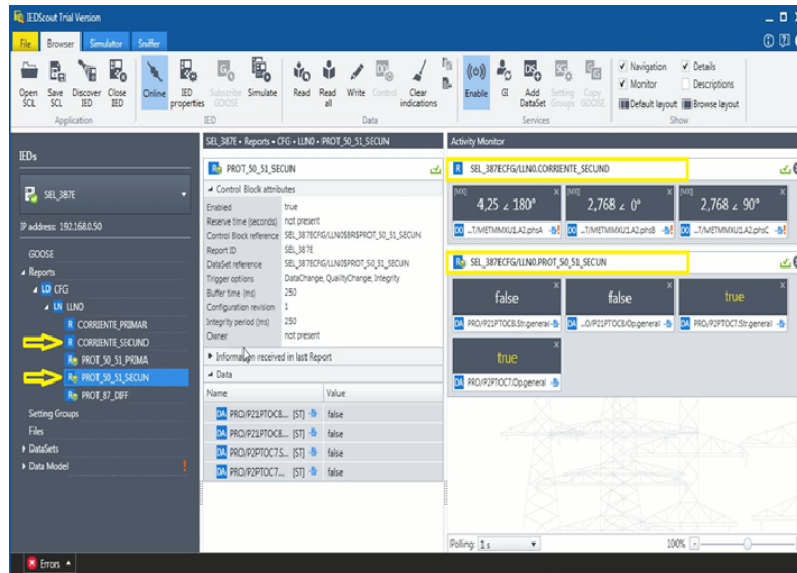


Figura 4.10: Puntos de prueba en equipo de prueba -lado primario-1. Fuente Autores

### Lado Secundario 13.2 KV

La tabla 4.5 detalla los puntos seleccionados para las pruebas con tipo de falla trifásica (L1-L2-L3) en el lado de referencia Secundario. También se observa el tiempo de disparo nominal, el tiempo de disparo real ejecutado

por el relé, el estado de prueba y los resultados correspondientes.

Los tiempos de disparos teóricos nominales presentados en la tabla 4.3 son comparados con los tiempos de operación real en el dispositivo, el dispositivo debe activar las protecciones en un tiempo similar al teórico.

Tabla 4.5: Prueba de Tipo de Falla en el lado de referencia secundario

Tipo	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	error (%)	Resultado
L1-L2-L3	2.750 A	n/a	23.92s	23.85s	0.29	Correcta
L1-L2-L3	3.00 A	n/a	13.79s	13.74s	0.36	Correcta
L1-L2-L3	3.500 A	n/a	7.462s	7.447s	0.20	Correcta
L1-L2-L3	4.00 A	n/a	5.116s	5.114s	0.03	Correcta
L1-L2-L3	6.00 A	n/a	2.266s	2.269s	0.13	Correcta

De acuerdo a la tabla anterior podemos obtener un error porcentual promedio de 0.20 %, este valor está dentro del rango de error permisible en pruebas de ensayo (5 %).

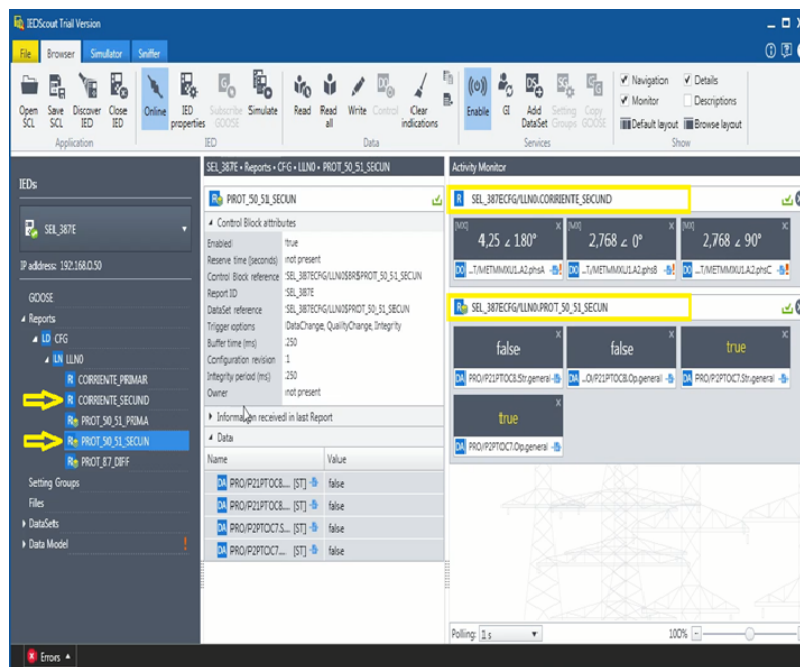


Figura 4.11: Interfaz para prueba sobrecorriente lado secundario. Fuente Autores Autores

## Capítulo 5

# Conclusiones

- La organización de todos los datos en los IED es un papel importante en todos los protocolos de comunicación, pero los protocolos más antiguos (DNP, PROFIBUS, Modbus RTU, etc.) no especificaban cómo se debían organizar los datos en la subestación, solo definían cómo se debían transmitir los datos a través del cable. A diferencia de los protocolos antes mencionados, el estándar IEC 61850 organiza todos los datos en los IED (Relé de Protección) por lo tanto, el uso de IEC 61850 facilita la interoperabilidad entre los IED de diferentes proveedores debido a que se convierte en un proceso transparente para el sistema a la hora de establecer la comunicación con los diferentes elementos del sistema SCADA. Además, se pudo verificar con el desarrollo del presente trabajo que se facilita la operación y gestión de cada uno de los módulos reduciendo tiempos en la configuración. También, es importante indicar que los sistemas de protección más recientes basados en el estándar de comunicaciones IEC 61850 ofrecen algunas ventajas significativas en comparación con los esquemas de protección convencionales:
  - Costes reducidos de cableado, instalación, mantenimiento y puesta en marcha.
  - Fácil adaptación a topologías o condiciones cambiantes del sistema.
- Para la gestión de control de cada uno de los dispositivos que formen parte de la red a través del estándar IEC 61850, es importante considerar los elementos que son configurables y que permiten establecer las restricciones de operación dentro del sistema. En este sentido, la hoja de especificaciones (en inglés *Datasheet*) muestra que

el relé diferencial que se usó en este trabajo, el módulo [SEL 387E](#), incluye elementos diferenciales de corriente restringidos ([IRT](#)) y no restringidos ([IOP](#)) independientes. De acuerdo con esto, el elemento restringido tiene una característica de porcentaje variable de doble pendiente, la cual fue empleado para la protección del transformador en el caso de estudio, los rangos de porcentaje de las pendientes son dados por el proveedor del [IED](#) y en cuyos ensayos de laboratorio han operado satisfactoriamente y están relacionados a lo presentado en [\[27\]](#).

- Los parámetros eléctricos del transformador de potencia fueron empleados para simular en el equipo de prueba ÓMICRON [CMC 356](#) y la cual inyecta los distintas corrientes de prueba hacia el relé de protección [SEL 387E](#). Las pruebas realizadas fueron: Protección diferencial y protección por sobrecorriente. En todos los casos el [IED](#) despejó las diversas fallas dentro de los parámetros de tiempos preestablecidos. Paralelamente los datos como: parámetros eléctricos y estado de protecciones fueron transferidos mediante el protocolo [MMS](#) del estándar [IEC 61850](#) desde el relé [SEL 387E](#) hacia el interfaz Hombre-maquina, por lo tanto estos datos se pudieron constatar que llegaron íntegramente y dentro del tiempo correspondiente.
- Las corrientes de prueba empleados son valores tolerables y que se encuentran dentro del rango de trabajo para el equipo de protección (Relé [SEL 387E](#)). Estas corrientes representan valores reales de un Transformador de Potencia visto desde el lado primario del transformador de corriente. En la ocurrencia de los eventos se involucran muchas variables eléctricas que deben ser transmitidas desde el equipo medidor hasta la estación de control, para ello La norma [IEC 61850](#) constituye la base de las comunicaciones en las subestaciones eléctricas y permite nuevas metodologías como la digitalización de sistemas.
- En la prueba de protección diferencial el tiempo nominal para el despeje de falla ante cualquier evento es de 0.03 segundos, se simularon 8 fallas y en cada uno el relé activo sus protecciones, el tiempo real promedio fue de 0.0298 segundos. En la prueba de protección por sobrecorriente temporizada (51) en el lado primario, los tiempos de despeje real versus el tiempo teórico fueron similares, en ella se aprecia un error promedio fue de 0.21 %. En todas las pruebas el relé operó satisfactoriamente.

**Recomendaciones**

- Verificar los nodos lógicos y dispositivos lógicos que se desea transferir empleando el manual de usuario, debido a que las etiquetas podrían variar entre los diferentes modelos de **IED** del mismo fabricante.
- Conectar de manera adecuada el dispositivo CMC 365 (Equipo Universal de pruebas) y el relé diferencial **SEL 387E** para salvaguardar la integridad de los equipos y aumentar la confiabilidad de los datos obtenidos.
- Limitar la corriente de salida máxima del módulo CMC 365 para evitar sobrecarga de la misma en los diferentes ensayos.
- Conectar todos los elementos (**IED SEL 387E** y modulo CMC 365) a un único punto de tierra para evitar fluctuaciones en la lectura de datos.
- Adquirir la licencia de activación del software IEDScout para la simulación de Cliente **IEC 61850**, de esta manera podemos leer los datos enviados desde los **IEDs**





# Referencias

- [1] S. Henninger y J. Jaeger, *Advanced classification of converter control concepts for integration in electrical power systems*, dic. de 2020. DOI: [10.1016/j.ijepes.2020.106210](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106210).
- [2] B. P. Silva, R. A. Ferreira, S. C. Gomes, F. A. Calado, R. M. Andrade y M. P. Porto, «On-rail solution for autonomous inspections in electrical substations,» *Infrared Physics and Technology*, vol. 90, págs. 53-58, mayo de 2018, ISSN: 13504495. DOI: [10.1016/j.infrared.2018.01.019](https://doi.org/10.1016/j.infrared.2018.01.019).
- [3] A. Riccardo y H. Vardhan, «IEC 61850 Digital Substation Design Tutorial for Novices,» Institute of Electrical y Electronics Engineers Inc., mar. de 2019, ISBN: 9781728140193. DOI: [10.1109/CPRE.2019.8765886](https://doi.org/10.1109/CPRE.2019.8765886).
- [4] B. Lee y D. K. Kim, «Harmonizing IEC 61850 and CIM for connectivity of substation automation,» *Computer Standards and Interfaces*, vol. 50, págs. 199-208, feb. de 2018, ISSN: 09205489. DOI: [10.1016/j.csi.2016.10.008](https://doi.org/10.1016/j.csi.2016.10.008).
- [5] IEEE, *2030.5-2018 - IEEE Standard for Smart Energy Profile Application Protocol*. IEEE, 2018, ISBN: 9781504449076.
- [6] M. T. A. Rashid, S. Yusoff e Y. Yusoff, «Trust system architecture for securing GOOSE communication in IEC 61850 substation network,» *International Journal of Security and its Applications*, vol. 10, págs. 289-302, 4 2018, ISSN: 17389976. DOI: [10.14257/ijasia.2016.10.4.27](https://doi.org/10.14257/ijasia.2016.10.4.27).
- [7] B. Vandiver y P. Rietmann, «Standardizing protection systems with flexible naming extensions of IEC 61850 functions,» vol. 2018-January, Institute of Electrical y Electronics Engineers Inc., abr. de 2018, págs. 1-4, ISBN: 9781538661277. DOI: [10.1109/CPRE.2018.8349826](https://doi.org/10.1109/CPRE.2018.8349826).
- [8] ABB, «Special Report IEC 61850 review ABB The corporate technical journal 2 ABB review special report,» 2018.
- [9] M. Higginson y P. Pabst, «Design and Implementation of an IEC 61850 GOOSE Based Protection Scheme for an Islanded Power System,» vol. 2020-October, Institute of Electrical y Electronics Engineers Inc., oct. de 2020, ISBN: 9781728145471. DOI: [10.1109/TD39804.2020.9299955](https://doi.org/10.1109/TD39804.2020.9299955).

- [10] I. P. E. Society., I. of Electrical y E. Engineers, *IEEE PES GTD 2019 : Grand International Conference & Exposition Asia : conference: March 19-23 ; exposition: March 21-23, Bangkok International Trade & Exhibition Centre (BITEC), Bangkok, Thailand*. P. R, ed. 2019, ISBN: 9781538674345.
- [11] L. Sevov, U. Khan y Z. Zhang, «Enhancing Power Transformer Differential Protection to Improve Security and Dependability,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 53, págs. 2642-2649, 3 mayo de 2018, ISSN: 00939994. DOI: [10.1109/TIA.2017.2670525](https://doi.org/10.1109/TIA.2017.2670525).
- [12] E. P. Vlasova, «Development and Research of a Model Using IEC Protocols for 110/6 kV Digital Substations,» *Institute of Electrical y Electronics Engineers Inc.*, oct. de 2020, ISBN: 9781728169514. DOI: [10.1109/FarEastCon50210.2020.9271222](https://doi.org/10.1109/FarEastCon50210.2020.9271222).
- [13] H. W. Calle Tapia y J. E. Espinoza González, «Diseño de la Ampliación de la Subestación Ocaña I, para la Integración de la Línea de Transmisión de la Central Hidroeléctrica Ocaña I-OcañaII (La Unión - La Troncal) 69KV e Incorporación al SCADA,» 2018. dirección: [chrome - extension : // efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://core.ac.uk/download/pdf/288576761.pdf](https://chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://core.ac.uk/download/pdf/288576761.pdf).
- [14] I. Ali, M. A. Aftab y S. M. Hussain, «Performance comparison of IEC 61850-90-5 and IEEE C37.118.2 based wide area PMU communication networks,» *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 4, págs. 487-495, 3 jul. de 2018, ISSN: 21965420. DOI: [10.1007/s40565-016-0210-y](https://doi.org/10.1007/s40565-016-0210-y).
- [15] H. W. X. M, *2018 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T & D) : 16-19 April 2018*. 2018, ISBN: 9781538655832.
- [16] M. Meira, G. Bossio, R. Álvarez, E. Mombello y C. Verucchi, «Differential current monitoring for the detection of inter-turns short circuits in power transformers,» *Institute of Electrical y Electronics Engineers Inc.*, dic. de 2020, ISBN: 9781728159577. DOI: [10.1109/ARGENCON49523.2020.9505493](https://doi.org/10.1109/ARGENCON49523.2020.9505493).
- [17] M. J, *2784ElectricPowerSubstationsEngineering*, THIRD EDITION, G. Leonard, ed. McDonald, 2018, págs. -536.
- [18] A. V. y E. C., «SUBSTATION DESIGN / APPLICATION GUIDE,» 2018.
- [19] X. Guan, W. Gao, H. Peng, N. Shu y D. W. Gao, «Image-Based Incipient Fault Classification of Electrical Substation Equipment by Transfer Learning of Deep Convolutional Neural Network,» *IEEE Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 45, págs. 1-8, 1 dic. de 2021. DOI: [10.1109/icjece.2021.3109293](https://doi.org/10.1109/icjece.2021.3109293).
- [20] S. Blume, «ELECTRIC POWER SYSTEM BASICS FOR THE NONELECTRICAL PROFESSIONAL,» 2018.
- [21] J MARTIN, «Diseno de subestaciones electricas jose(1),» págs. 0-521, 2018.

- [22] J Marks, T Saha, O Krause, G Russell y A Alibegovic-Memisevic, «On the Development of Power Transformer Failure Models: an Australian Case Study,» págs. 0-5, 2018.
- [23] I. Fofana, «Power Transformer Diagnostics, Monitoring and Design Features,» págs. 0-256, 2018. dirección: [www.mdpi.com/journal/energies](http://www.mdpi.com/journal/energies).
- [24] I. C. E. Society, I. of Electrical y E. Engineers, *2019 IEEE 8th Global Conference on Consumer Electronics (GCCE)*. ISBN: 9781728135755.
- [25] W. Huang, «A Practical Guide of Troubleshooting IEC 61850 GOOSE Communication,» vol. 2018-April, Institute of Electrical y Electronics Engineers Inc., ago. de 2018, ISBN: 9781538655832. DOI: [10.1109/TDC.2018.8440522](https://doi.org/10.1109/TDC.2018.8440522).
- [26] M. A. Aftab, S. M. Hussain, I. Ali y T. S. Ustun, «IEC 61850 based substation automation system: A survey,» *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 120, sep. de 2020, ISSN: 01420615. DOI: [10.1016/j.ijepes.2020.106008](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106008).
- [27] M. Sharma, L. Nguyen, S. Kuber y D. Baradi, «Testing IEC-61850 Sampled Values-Based Transformer Differential Protection Scheme,» Institute of Electrical y Electronics Engineers Inc., mar. de 2021, ISBN: 9781728141961. DOI: [10.1109/CPRE48231.2021.9429855](https://doi.org/10.1109/CPRE48231.2021.9429855).
- [28] A. Leal, M. Durán y J. F. Botero, «Reliability provision in software defined power substations communication networks,» *Computer Networks*, vol. 181, nov. de 2020, ISSN: 13891286. DOI: [10.1016/j.comnet.2020.107560](https://doi.org/10.1016/j.comnet.2020.107560).
- [29] A. Portalanza y A. Espinoza, «Pitfalls of implementing multi-vendor IEC 61850 substation automation systems,» págs. 1-5, 2017. DOI: [10.1109/ISGT-LA.2017.8126722](https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2017.8126722).
- [30] M. Fuertes, E. Gomez-Luna, F. Fuertes, S. Diaz, N. Marin y R. Cespedes, «Experiencia De Integración De Subestaciones Eléctricas Para Telecontrol, En Una Compañía Del Sector Eléctrico Colombiano, Validado Bajo La Norma IEC TS 61850-80-1,» Institute of Electrical y Electronics Engineers Inc., dic. de 2019, ISBN: 9781728142302. DOI: [10.1109/FISECIGRE48012.2019.8984952](https://doi.org/10.1109/FISECIGRE48012.2019.8984952).
- [31] Sel, «Instruction Manual SEL-387E Current Differential and Voltage Relay Instruction Manual,» 2021.
- [32] OMICRON, «CMC-356-Brochure-ESP,» *Brochure*, págs. 1-12, 2022.