



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

**SEDE CUENCA**

**CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**DESARROLLO Y VALIDACIÓN EXPERIMENTAL DE  
UN MODELO DE DIGITALIZACIÓN DE  
SUBESTACIONES BASADO EN IEC 61850.**

Trabajo de titulación previo a la obtención del  
título de Ingeniero Eléctrico

**AUTORES:** JONNATHAN DAVID YUNGA GUAMÁN  
ANDRÉS EDUARDO AUQUILLA GUAMÁN

**TUTOR:** Ing. FLAVIO ALFREDO QUIZHPI PALOMEQUE

Cuenca - Ecuador  
2026

## CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Jonnathan David Yunga Guamán con documento de identificación N° 0105024467 y Andrés Eduardo Auquilla Guamán con documento de identificación N° 0104506985 manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Cuenca, 19 de febrero del 2026

Atentamente,



---

**Jonnathan David Yunga Guamán**  
0105024467



---

**Andrés Eduardo Auquilla Guamán**  
0104506985

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

Nosotros, Jonnathan David Yunga Guamán con documento de identificación N° 010502 4467 y Andrés Eduardo Auquilla Guamán con documento de identificación N° 0104506985, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento, cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del Proyecto técnico: “Desarrollo y Validación Experimental de un Modelo de Digitalización de Subestaciones Basado en IEC 61850.”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

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


Cuenca, 19 de febrero del 2026

Atentamente,



---

**Jonnathan David Yunga Guamán**  
0105024467



---

**Andrés Eduardo Auquilla Guamán**  
0104506985

## CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Flavio Alfredo Quizhpi Palomeque con documento de identificación N° 0102257482, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: DESARROLLO Y VALIDACIÓN EXPERIMENTAL DE UN MODELO DE DIGITALIZACIÓN DE SUBESTACIONES BASADO EN IEC 61850., realizado por Jonnathan David Yunga Guamán con documento de identificación N°0105024467 y por Andrés Eduardo Auquilla Guamán con documento de identificación N° 0104506985, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 19 de febrero del 2026

Atentamente,

---

**Mg. Ing. Flavio Alfredo Quizhpi Palomeque**  
0102257482

## AGRADECIMIENTOS

*A Dios, por concederme el temple necesario para enfrentar cada desafío presentado en este camino, por llenarme de sabiduría en los momentos de incertidumbre y por fortalecer mi paciencia y perseverancia ante las dificultades.*

*A mis padres, por ser el pilar fundamental de mi vida, por su amor incondicional, sacrificio constante y apoyo inquebrantable. Gracias por confiar en mí, por inculcarme valores y principios que han guiado cada uno de mis pasos, y por enseñarme que con esfuerzo y determinación todo es posible.*

*A mis hermanos y a toda mi familia, por su apoyo, sus palabras de aliento y su compañía constante a lo largo de este proceso. Su confianza en mis capacidades ha sido una motivación permanente para no desistir y seguir adelante.*

*A mis docentes, quienes con su dedicación, conocimientos y experiencia aportaron significativamente a mi formación académica y profesional. De manera especial, expreso mi más profundo agradecimiento a mi tutor de titulación, Ing. Flavio Quizhpi, por su orientación y compromiso durante todo el proceso, lo que permitió fortalecer el desarrollo y la culminación exitosa de este trabajo. De la misma manera, agradezco al Ing. Mateo Quizhpi por su guía y apoyo durante el desarrollo del proyecto.*

**Jonnathan David Yunga Guamán**

*A Dios, por ser mi guía y protector, por darme fortaleza, claridad y perseverancia para culminar este trabajo y cada etapa de mi formación.*

*A mis padres, Eduardo y Teresa, mi gratitud más profunda. Su amor incondicional, paciencia y apoyo constante han sido el pilar que sostiene mis metas. Gracias por creer en mí, por acompañarme en los momentos de esfuerzo y por enseñarme, con su ejemplo, el valor de la constancia y la responsabilidad.*

*A mi hermana Carolina, agradezco sinceramente por su ejemplo, determinación y motivación. Su forma de afrontar los retos ha sido una referencia importante y un impulso para seguir avanzando con disciplina y propósito.*

*Agradezco a los docentes que contribuyeron a mi formación profesional, en especial a nuestro tutor de titulación, Ing. Flavio Quizhpi Palomeque, por su orientación y acompañamiento. Asimismo, agradezco al Ing. Mateo Quizhpi Cuesta por su apoyo y guía durante el desarrollo del trabajo.*

*A Pequitas, mi esfuerzo también es el tuyo.*

*Finalmente, gracias a Peluso, compañero fiel durante este proceso, por su compañía silenciosa y constante.*

**Andrés Eduardo Auquilla Guamán**

## DEDICATORIA

*Dedico el presente trabajo a mis padres, pilares fundamentales de mi formación, cuyo ejemplo de perseverancia y amor incondicional ha guiado mi camino. A mis hermanos y familiares, por brindarme apoyo constante y la motivación necesaria para alcanzar esta meta profesional.*

**Jonnathan David Yunga Guamán**

*“A quienes han sido mi raíz, mi impulso y mi destino.”*

*Dedico este logro a mis padres, Eduardo y Teresa, porque en cada paso que doy están sus enseñanzas, su ejemplo y su amor inquebrantable. Son la razón silenciosa detrás de cada meta alcanzada y la fuerza que me sostuvo cuando el camino se hizo difícil.*

*A mi hermana, compañera de vida, cómplice de sueños y parte esencial de mi historia.*

*Y a mi familia, pilar de todo lo que soy, sostén firme y hogar permanente. Este logro lleva sus nombres grabados en cada página, porque sin ustedes, nada de esto tendría sentido.*

**Andrés Eduardo Auquilla Guamán**

## RESUMEN

Se implementó y configuró en laboratorio un entorno experimental de referencia para la digitalización de subestaciones conforme al estándar IEC 61850, tomando como caso de estudio el esquema Catamayo–Velacruz–Equasol. La solución se estructuró mediante una arquitectura jerárquica por niveles (bahía y estación) e integró comunicación IEC 61850-8-1 mediante **MMS** para supervisión y **GOOSE** para intercambio rápido de señales entre **IEDs**. Las protecciones **ANSI** de sobrecorriente y distancia se definieron a partir del modelo eléctrico en *DIgSILENT PowerFactory* y se implementaron en relés Siemens 7SA86 y 7SJ85 a través de *DIGSI 5*. La validación se ejecutó con *Omicron CMC 356* y *Test Universe*, verificando la respuesta de protección, los tiempos de operación y el desempeño ante fallas monofásicas y trifásicas, junto con la visualización de eventos y estados operativos en un sistema **SCADA**, midiendo latencia de **GOOSE** con *Wireshark*. No fue posible realizar pruebas con *Sampled Values* debido a limitaciones del *hardware* disponible. En conjunto, la implementación confirma la aplicabilidad de IEC 61850 en escenarios de distribución y evidencia ventajas en flexibilidad de ingeniería y reducción de interconexiones físicas, condicionadas por la disponibilidad de equipamiento compatible y criterios de despliegue.

## ABSTRACT

An experimental laboratory reference environment was implemented and configured for substation digitalization in accordance with the IEC 61850 standard, using the Cata-mayo–Velacruz–Equasol scheme as a case study. The solution was structured through a hierarchical architecture by levels (bay and station) and integrated IEC 61850-8-1 communication using **MMS** for supervision and **GOOSE** for fast signal exchange between **IEDs**. **ANSI** overcurrent and distance protection functions were defined from the electrical model in *DIgSILENT PowerFactory* and implemented in *Siemens* 7SA86 and 7SJ85 relays through *DIGSI 5*. Validation was carried out with *Omicron CMC 356* and *Test Universe*, verifying protection performance, operating times, and behavior under single-phase and three-phase faults, together with event visualization and operational status monitoring in a **SCADA** system, measuring **GOOSE** latency with *Wireshark*. Sampled Values tests could not be performed due to available *hardware* limitations. Overall, the implementation confirms the applicability of IEC 61850 in distribution scenarios and shows advantages in engineering flexibility and reduced physical interconnections, conditioned by the availability of compatible equipment and deployment criteria.

## PALABRAS CLAVE

Subestación digital  
Protecciones  
Validación  
IEC 61850  
GOOSE  
SCADA

# ÍNDICE GENERAL

<b>CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN</b>	<b>I</b>
<b>CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA</b>	<b>II</b>
<b>CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN</b>	<b>III</b>
<b>AGRADECIMIENTOS</b>	<b>IV</b>
<b>DEDICATORIA</b>	<b>VI</b>
<b>ABSTRACT</b>	<b>IX</b>
<b>PALABRAS CLAVE</b>	<b>X</b>
<b>GLOSARIO</b>	<b>XVIII</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>XXI</b>
<b>1 FUNDAMENTOS METODOLÓGICOS</b>	<b>1</b>
1.1 Objetivo General . . . . .	1
1.2 Objetivos Específicos . . . . .	1
1.3 Planteamiento del problema. . . . .	2
1.4 Alcance . . . . .	3
1.5 Metodología . . . . .	4
1.5.1 Fase I: Revisión teórica y normativa . . . . .	4
1.5.2 Fase II: Diseño del modelo funcional SAS . . . . .	4
1.5.3 Fase III: Implementación del sistema . . . . .	5
1.5.4 Fase IV: Validación y comunicación . . . . .	5
1.5.5 Fase V: Análisis de resultados y cierre . . . . .	6
<b>2 REVISIÓN TEÓRICA Y MARCO NORMATIVO</b>	<b>7</b>
2.1 Fundamentos teóricos para la digitalización y automatización de subestaciones eléctricas . . . . .	7
2.1.1 Teoría de Sistemas de Automatización de Subestaciones – SAS . . . . .	7
2.1.2 Teoría de redes de comunicación industriales . . . . .	8
2.1.3 Partes, niveles y procesos de una subestación eléctrica . . . . .	8
2.1.4 Niveles funcionales IEC 61850 . . . . .	8
2.1.5 Buses y flujos de comunicación . . . . .	9
2.1.6 Procesos operativos típicos . . . . .	9
2.2 Marco normativo aplicable . . . . .	10

2.2.1	Estándares internacionales: visión general y terminología clave . . . . .	10
2.2.2	Sincronización y redundancia . . . . .	11
2.2.3	Ciberseguridad y requisitos para relés . . . . .	11
2.2.4	Protocolos de telecontrol complementarios . . . . .	11
2.2.5	Normativa nacional ecuatoriana . . . . .	11
2.3	Conceptos clave y definiciones operacionales . . . . .	12
2.4	Metodologías de ingeniería y validación . . . . .	12
2.4.1	Métricas e indicadores de desempeño . . . . .	13
2.4.2	Criterios de aceptación . . . . .	13
2.5	Equipos y software . . . . .	14
2.5.1	Equipos . . . . .	14
2.5.2	Software . . . . .	17
<b>3</b>	<b>ANÁLISIS DE LA NORMATIVA</b>	<b>21</b>
3.1	Análisis técnico de la implementación de IEC 61850 en subestaciones digitales	21
3.1.1	Estandarización del modelo de información y reducción de ambigüedad operativa . . . . .	21
3.1.2	Desempeño de comunicaciones: servicios con clases temporales y redes deterministas . . . . .	22
3.1.3	Arquitectura por niveles: estación, bahía y proceso . . . . .	23
3.1.4	Sincronización temporal: Correlación de eventos y coherencia de muestras . . . . .	23
3.1.5	Redundancia de comunicaciones PRP/HSR . . . . .	24
3.1.6	Ciberseguridad y robustez de equipos . . . . .	25
3.1.7	Impacto en operación, mantenimiento y ampliaciones frente a tecnologías no IEC 61850 . . . . .	25
3.1.8	Relación con métricas e indicadores de desempeño . . . . .	26
<b>4</b>	<b>DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO SAS</b>	<b>27</b>
4.1	Análisis del modelo de referencia a implementar . . . . .	27
4.1.1	Descripción de la Subestación de Seccionamiento. . . . .	28
4.1.2	Comportamiento de la Subestación de Seccionamiento. . . . .	29
4.2	Coordinación de Protecciones . . . . .	30
4.2.1	Coordinación Bahía de línea – Velacruz. . . . .	30
4.2.2	Coordinación Bahía de línea – Equasol. . . . .	32
4.2.3	Coordinación Bahía de línea – Catamayo. . . . .	33
4.3	Configuración de los IEDs en DIGSI 5 . . . . .	34
4.3.1	Configuración inicial de los IEDs en DIGSI 5 . . . . .	35
4.3.2	Configuración de red de los IEDs en DIGSI 5 . . . . .	36
4.3.3	Sincronización SNTP . . . . .	39
4.4	Parametrización de los IEDs. . . . .	45
4.4.1	Parametrización de TCs y TPs de las Bahías de Línea . . . . .	46
4.4.2	Parametrización de Funciones de Protección 50/50N y 67/67N . . . . .	50
4.5	Configuración de la estación IEC 61850. . . . .	57
4.5.1	Creación de la Subestación Digital en IEC 61850 System Configurator. . . . .	58
4.5.2	Publicación y Suscripción de Mensajes GOOSE . . . . .	62
4.5.3	Configuración de Comunicación MMS para Integración SCADA . . . . .	64
4.6	Diseño y elaboración de SCADA en Inkscape . . . . .	66
4.6.1	Diseño de los diagramas de bahía y unifilar . . . . .	67
4.6.2	Enrutamiento de señales desde NovaTech HMI hacia SCADA . . . . .	69
<b>5</b>	<b>ENSAYOS DE PROTECCIÓN Y COMUNICACIÓN</b>	<b>74</b>

5.1	Descripción del diagrama unifilar de la CGD-Equasol. . . . .	74
5.2	Pruebas en la bahía Equasol. . . . .	75
5.2.1	Valores nominales de la línea Equasol. . . . .	76
5.2.2	Protección de Sobrecorriente direccional 67 y 67N en bahía Equasol. . . . .	79
5.3	Protección de Distancia 21 y 21N en bahía Equasol. . . . .	82
5.4	Protección de Sobrecorriente 50N en bahía Equasol. . . . .	87
5.5	Pruebas de MMS y GOOSE en escenarios combinados . . . . .	89
5.5.1	Pruebas entre bahías Equasol – Catamayo . . . . .	89
5.5.2	Pruebas entre bahías Catamayo – Velacruz . . . . .	94
5.6	Validación experimental de tiempos de mensajería GOOSE . . . . .	98
5.6.1	Descripción Metodológica . . . . .	99
5.6.2	Resultados de la Prueba 1 – Cambio de Posición del CB . . . . .	100
5.6.3	Resultados de la Prueba 2 – Evento de falla ( <i>Pickup, Operate, Trip</i> ) . . . . .	101
5.6.4	Análisis técnico de lo observado . . . . .	103
5.6.5	Conclusión del Capítulo de Validación . . . . .	104
5.7	Comparación entre curvas TCC y zonas de distancia: PowerFactory vs DIG-SI 5 . . . . .	104
<b>6</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>113</b>
6.1	Conclusiones . . . . .	113
6.2	Recomendaciones . . . . .	115
	<b>ANEXOS</b>	<b>121</b>
	<b>ANEXO A. Áreas del Trabajo de Grado (ABET)</b>	<b>122</b>
	ANEXO B. SO2 . . . . .	123
	Aspectos relacionados con Salud Pública y Medio Ambiente . . . . .	123
	Aspectos relacionados con Seguridad de Personas y Bienes . . . . .	124
	Aspectos relacionados con el bienestar de la población . . . . .	124
	Factores Globales . . . . .	125
	Factores Culturales . . . . .	126
	Factores Sociales . . . . .	127
	Factores ambientales . . . . .	128
	Factores Económicos . . . . .	128

## ÍNDICE DE FIGURAS

2.1	Relé de protección Siemens SIPROTEC 7SA86. . . . .	14
2.2	Relé de protección Siemens SIPROTEC 7SJ85. . . . .	15
2.3	Maleta de Pruebas Omicron CMC 356. . . . .	15
2.4	RTU NovaTech OrionLXm. . . . .	16
2.5	Switch industrial Hirschmann GREYHOUND GRS 1020. . . . .	16
2.6	Masterclock GMR1000. . . . .	16
2.7	DIGSI 5. . . . .	17
2.8	IEC 61850 System Configurator. . . . .	17
2.9	DIgSILENT PowerFactory. . . . .	18
2.10	NCD3. . . . .	18
2.11	Omicron Test Universe. . . . .	19
2.12	Wireshark. . . . .	19
2.13	WinDiscovery. . . . .	20
2.14	Inkscape. . . . .	20
3.1	Logo IEC. . . . .	21
3.2	Redundancias IEC 62439-3: comparación conceptual entre PRP y HSR (duplicación de tramas y descarte de duplicados). Adaptado de [1]. . . . .	24
4.1	Modelo de referencia Subestación de Seccionamiento - DIgSILENT. . . . .	27
4.2	Topogía los IEDs en la Red. . . . .	34
4.3	Ventana agregar nuevo dispositivo – DIGSI 5. . . . .	35
4.4	Ventana agregar tipo de dispositivo – DIGSI 5. . . . .	36
4.5	Configuración puerto E – DIGSI 5. . . . .	37
4.6	Configuración puerto J – DIGSI 5. . . . .	37
4.7	Activar protocolo IEC 61850 – DIGSI 5. . . . .	38
4.8	Configuraciones de IED – DIGSI 5. . . . .	38
4.9	Red de IEDs - DIGSI 5. . . . .	39
4.10	Detección de dispositivo GMR1000. . . . .	39
4.11	Ventana Configuraciones del Dispositivo GMR1000. . . . .	40
4.12	Ventana Configuración de Red. . . . .	40
4.13	Ventana Control de Salida. . . . .	40
4.14	Ventana Servidor NTP. . . . .	41
4.15	Ventana Estado del GMR1000. . . . .	41
4.16	Ingreso al Switch Hirschmann GREYHOUND GRS-1020. . . . .	42
4.17	Configuración de Cliente de Tiempo dentro del Switch Hirschmann. . . . .	42
4.18	Configuración del Servidor de Tiempo dentro del Switch Hirschmann. . . . .	43
4.19	Sincronización SNTP de la bahía Equasol. . . . .	44
4.20	Sincronización SNTP de la bahía Velacruz. . . . .	44
4.21	Sincronización SNTP de la bahía Catamayo. . . . .	45
4.22	Configuración de la pestaña General – DIGSI 5. . . . .	47
4.23	Parametrización del transformador de potencial – DIGSI 5. . . . .	48
4.24	Parametrización del transformador de corriente – DIGSI 5. . . . .	49

4.25	Adición de funciones de protección Siemens 7SA86 – DIGSI 5.	51
4.26	Adición de funciones de protección Siemens 7SJ85 – DIGSI 5.	51
4.27	Parametrización de la función 67N – DIGSI 5.	53
4.28	Parametrización de la función 67 – DIGSI 5.	54
4.29	Configuración de parámetros generales de la línea – DIGSI 5.	55
4.30	Configuración de la zona Z1 de la protección 21 –DIGSI 5.	56
4.31	Configuración de las zonas Z2 y Z3 de la protección 21 – DIGSI 5.	57
4.32	Configuración de la estructura IEC 61850 del IED – DIGSI 5.	59
4.33	Vinculación de dispositivos a la estación IEC 61850 – DIGSI 5.	59
4.34	Exportación de los IEDs al <i>IEC 61850 System Configurator</i> – DIGSI 5.	60
4.35	Creación de la subestación – <i>IEC 61850 System Configurator</i> .	60
4.36	Configuración del nivel de voltaje y bahías de la subestación – <i>IEC 61850 System Configurator</i> .	61
4.37	Creación de bahías, adición del interruptor y asignación del nodo lógico – <i>IEC 61850 System Configurator</i> .	62
4.38	Configuración de publicación de señales GOOSE – <i>IEC 61850 System Configurator</i> .	64
4.39	Creación de <i>dataset</i> – <i>IEC 61850 System Configurator</i> .	65
4.40	Configuración del <i>Report Control Block</i> – <i>IEC 61850 System Configurator</i> .	66
4.41	Selección de plantilla – Inkscape.	67
4.42	Diseño de bahía Equasol – Inkscape.	68
4.43	Diseño de bahía Velacruz – Inkscape.	68
4.44	Diseño de bahía Catamayo – Inkscape.	68
4.45	Diseño del diagrama unifilar – Inkscape.	69
4.46	Seleccionar Hardware – NCD3.	70
4.47	Selección de protocolo de puerto IEC 61850 – NCD3.	70
4.48	Selección de protocolo de puerto XML – NCD3.	71
4.49	Asociar dispositivos IEC 61850 – NCD3.	71
4.50	Dispositivos IEC 61850 agregados IEC 61850 – NCD3.	72
4.51	Selección de nodos lógicos – NCD3.	72
4.52	Selección de nodos lógicos hacia XML – NCD3.	73
4.53	Enrutamiento de nodos lógicos – Inkscape.	73
5.1	Diagrama Unifilar CGD-Equasol.	75
5.2	Valores nominales de la línea Equasol.	77
5.3	Valores nominales de la línea Equasol – Test Universe.	78
5.4	Protección de Sobrecorriente Direccional 67 en bahía Equasol.	79
5.5	Prueba de la función 67 — Test Universe.	80
5.6	Pruebas 67N Equasol	81
5.7	Prueba de la función 67N – Test Universe.	82
5.8	Pruebas Z1 Equasol.	83
5.9	Pruebas Z2 Equasol.	84
5.10	Pruebas Z3 Equasol.	85
5.11	Validación Zona 1 — Test Universe.	86
5.12	Validación Zona 2 — Test Universe.	86
5.13	Validación Zona 3 — Test Universe.	87
5.14	Pruebas 50N Equasol.	88
5.15	Validación función 50N – Módulo Overcurrent en Test Universe.	89
5.16	Pruebas en Bahía Equasol–Catamayo.	91
5.17	Trip del CB de la bahía Equasol.	92
5.18	El sistema SCADA visualiza el trip del CB de la bahía Equasol.	92
5.19	Detalle del CB de la bahía Equasol.	93

5.20	La bahía Catamayo visualiza la falla pero no realiza el disparo. . . . .	93
5.21	Pruebas realizadas en la bahía Catamayo–Velacruz. . . . .	95
5.22	Trip del CB de la bahía Catamayo. . . . .	96
5.23	Trip del CB de la bahía Velacruz. . . . .	97
5.24	Detalle de los CB de las bahías Catamayo y Velacruz. . . . .	97
5.25	Detalle de los puertos asignados a los IEDs a supervisar. . . . .	98
5.26	Detalle de los puertos asignados a los IEDs a supervisar. . . . .	99
5.27	Evento GOOSE asociado al cambio de posición del interruptor – Wireshark. . . . .	100
5.28	Retransmisiones GOOSE tras el evento del CB – Wireshark. . . . .	101
5.29	Captura en <i>Wireshark</i> : secuencia temporal de evento de falla con cambios de estado asociados a <i>Pickup</i> , <i>Operate</i> y <i>Trip</i> , evidenciados por incrementos sucesivos de <i>stNum</i> . . . . .	102
5.30	Curva TCC función 67 – Modelo de referencia en DIgSILENT PowerFactory (EQUASOL). . . . .	105
5.31	Curva TCC función 67 – Parametrización en DIGSI 5 (EQUASOL). . . . .	105
5.32	Curva TCC funciones 67N/50N – Modelo de referencia en DIgSILENT PowerFactory (EQUASOL). . . . .	106
5.33	Curva TCC funciones 67N/50N – Parametrización en DIGSI 5 (EQUASOL). . . . .	106
5.34	Zonas de distancia (21/21N) – Modelo de referencia en DIgSILENT PowerFactory (EQUASOL). . . . .	107
5.35	Zonas de distancia (21/21N) – Parametrización en DIGSI 5 (EQUASOL). . . . .	107
5.36	Curva TCC funciones 67/50 – Modelo de referencia en DIgSILENT PowerFactory (VELACRUZ). . . . .	108
5.37	Curva TCC funciones 67/50 – Parametrización en DIGSI 5 (VELACRUZ). . . . .	108
5.38	Curvas TCC funciones 67N/50N – Modelo de referencia en DIgSILENT PowerFactory (VELACRUZ). . . . .	109
5.39	Curvas TCC funciones 67N/50N – Parametrización en DIGSI 5 (VELACRUZ). . . . .	109
5.40	Zonas de distancia (21/21N) – Modelo de referencia en DIgSILENT PowerFactory (VELACRUZ). . . . .	110
5.41	Zonas de distancia (21/21N) – Parametrización en DIGSI 5 (VELACRUZ). . . . .	110
5.42	Curva TCC función 67 – Modelo de referencia en DIgSILENT PowerFactory (CATAMAYO). . . . .	111
5.43	Curva TCC función 67/50 – Parametrización en DIGSI 5 (CATAMAYO). . . . .	111
5.44	Curva TCC función 67N – Modelo de referencia en DIgSILENT PowerFactory (CATAMAYO). . . . .	112
5.45	Curvas TCC funciones 67N/50N – Parametrización en DIGSI 5 (CATAMAYO). . . . .	112

## ÍNDICE DE TABLAS

4.1	Criterios de coordinación de protecciones – Bahía –Velacruz (Modelo de referencia). . . . .	31
4.2	Criterios de coordinación de protecciones – Bahía –Equasol (Modelo de referencia). . . . .	32
4.3	Criterios de coordinación de protecciones – Bahía – Catamayo (Modelo de referencia). . . . .	33
4.4	Códigos de producto – Relés Siemens SIPROTEC. . . . .	35
4.5	Configuración de IEDs por Bahía. . . . .	36
4.6	Parámetros de acceso al dispositivo. . . . .	41
5.1	Resultados temporales – Cambio de posición del CB . . . . .	101
5.2	Resultados temporales – Evento de falla . . . . .	102

## GLOSARIO

**ANSI** -American National Standards Institute- Organismo que estandariza la codificación de funciones de protección eléctrica.

**CFC** -Continuous Function Chart- Lenguaje gráfico de programación basado en bloques funcionales.

**CGD** -Central de Generación Distribuida.

**CID** -Configured IED Description- Archivo de configuración individual de cada IED.

**CSWI** -Switch Controller Logical Node- Nodo lógico de control de interruptores, seccionadores y equipos de maniobra.

**DNP3** -Distributed Network Protocol 3- Protocolo de comunicación utilizado en sistemas SCADA.

**Ethernet** Tecnología de comunicación basada en el estándar IEEE 802.3 utilizada en redes de automatización..

**FAT** -Factory Acceptance Test- Prueba de aceptación en fábrica.

**Gateway** -Gateway- Puerta de enlace que permite el enrutamiento entre redes.

**GOOSE** -Generic Object Oriented Substation Event- Evento de subestación orientado a objetos genéricos.

**HMI** -Human-Machine Interface- Interfaz gráfica que permite la interacción entre el operador humano y el sistema de supervisión.

**HSR** -High-availability Seamless Redundancy- Redundancia de Alta Disponibilidad sin Interrupciones.

**ICD** -IED Capability Description- Descripción de capacidades de un IED.

**IEC** -International Electrotechnical Commission- Organismo internacional responsable de la normalización en sistemas eléctricos..

**IED** -Intelligent Electronic Device- Dispositivo Electrónico Inteligente.

**IID** -Instantiated IED Description- Descripción específica de un IED dentro del sistema.

**IP** -Internet Protocol- Protocolo de Internet.

**LD** -Logical Device- Dispositivo Lógico.

**LLN0** -Logical Node Zero- Nodo lógico raíz o coordinador.

**LN** -Logical Node- Nodo Lógico.

**LPHD** -Logical Node Physical Device- Nodo lógico de las propiedades físicas del IED.

**MMS** -Manufacturing Message Specification- Especificación de Mensajes de Manufactura.

**MMXU** -Measurement Unit Logical Node- Nodo lógico de la unidad de medición.

**Modbus** -Modbus- Protocolo de comunicación maestro-esclavo (RTU/ASCII/TCP).

**MU** -Merging Unit- Unidad de Fusión.

**NCIT** -Non-Conventional Instrument Transformer- Transformador de medida no convencional.

**NTP** -Network Time Protocol- Protocolo de Tiempo en Red.

**PDIF** -Differential Protection Logical Node- Nodo lógico de protección diferencial.

**PDIS** -Distance Protection Logical Node- Nodo lógico de protección a distancia.

**PRP** -Parallel Redundancy Protocol- Protocolo de Redundancia Paralela.

**PRP/HSR** Protocolos de redundancia de alta disponibilidad según IEC 62439-3.

**PTOC** -Overcurrent Protection Logical Node- Nodo lógico de protección de sobrecorriente.

**PTP** -Precision Time Protocol- Protocolo de Tiempo de Precisión.

**RTU** -Remote Terminal Unit- Unidad Terminal Remota.

**SAS** -Substation Automation System- Sistema de Automatización de Subestación.

**SAT** -Site Acceptance Test- Prueba de aceptación en sitio.

**SCADA** -Supervisory Control and Data Acquisition- Sistema de supervisión, control y adquisición de datos.

**SCD** -Substation Configuration Description- Descripción de la configuración de una subestación digital.

**SCL** -Substation Configuration Language- Lenguaje de Configuración de Subestaciones.

**SNTP** -Simple Network Time Protocol- Protocolo Simple de Tiempo en Red.

**SSD** -System Specification Description- Descripción de las especificaciones del sistema.

**Subnet Mask** -Subnet Mask- Permite dividir una red IP en subredes lógicas.

**SV** -Sampled Values- Valores muestreados.

**TC** Transformador de Corriente.

**TCP/IP** -Transmission Control Protocol/Internet Protocol- Protocolo de Control de Transmisión/Protocolo de Internet.

**TCTR** -Current Transformer Logical Node- Nodo lógico que modela la función de medición de corriente.

**TLS** -Transport Layer Security- Protocolo criptográfico para comunicaciones seguras.

**TP** Transformador de Potencial.

**TVTR** -Voltage Transformer Logical Node- Nodo lógico de medición de voltaje.

**VLAN** -Virtual Local Area Network- Red de Área Local Virtual.

**XCBR** -Circuit Breaker Logical Node- Nodo lógico de interruptor de potencia.

**XML** -eXtensible Markup Language- Lenguaje de marcado extensible.

## INTRODUCCIÓN

La transición hacia redes eléctricas modernizadas, con mayor integración de generación distribuida y fuentes renovables, incrementa las exigencias sobre los sistemas de protección, control y automatización en subestaciones de distribución. En este escenario, los esquemas convencionales basados en cableado analógico y comunicaciones punto a punto tienden a elevar la complejidad de ingeniería, dificultan la escalabilidad funcional y limitan la incorporación de servicios avanzados de supervisión y automatización. Como alternativa, la digitalización de subestaciones mediante redes de comunicación basadas en IEC 61850 y modelos estandarizados habilita coordinación distribuida, reducción de interconexiones físicas y mejora la disponibilidad de información para supervisión, diagnóstico y análisis de eventos.

La digitalización de subestaciones ha evolucionado desde la publicación del estándar IEC 61850 en la década de los 2000, orientado a unificar el intercambio de información entre IEDs y reducir la dependencia de protocolos propietarios, favoreciendo la interoperabilidad [2–4]. Experiencias y proyectos piloto implementados entre 2005 y 2015 en Europa y Norteamérica reportaron viabilidad técnica y beneficios asociados a reducción de cableado y mejoras en diagnóstico remoto [5, 6]. A pesar de ello, se han identificado desafíos relacionados con sincronización y desempeño de servicios críticos como GOOSE y SV, además de la confiabilidad del sistema de comunicaciones bajo alta carga de datos [7, 8]. Estudios posteriores destacan que la adopción de subestaciones digitales requiere validación experimental y pruebas de desempeño más allá de la configuración teórica, con el fin de verificar robustez, interoperabilidad y comportamiento temporal de las arquitecturas [9–13]. En América Latina, se reportan aplicaciones y despliegues en distintos niveles de madurez, con avances en transmisión y distribución, y limitaciones asociadas a infraestructura, capacitación y criterios de implementación [14–19]. En Ecuador, el desarrollo de estudios y prototipos en instituciones académicas ha incrementado en los últimos años, principalmente en entornos controlados de laboratorio, lo que mantiene vigente la necesidad de contar con modelos experimentales integrales para validar configuraciones y procedimientos de pruebas [20–24].

Bajo este marco, se planteó como objetivo desarrollar un modelo de subestación digital basado en IEC 61850 en el Laboratorio de Protecciones de la Universidad Politécnica Salesiana, sede Cuenca. Para alcanzar este objetivo, se analizan los requerimientos del estándar, con énfasis en **GOOSE**, **SV** y sincronización temporal, con el fin de establecer criterios de diseño aplicables a subestaciones de distribución. Posteriormente, se diseña e implementa un modelo experimental de bahía digital con **IEDs** bajo IEC 61850 para validar en laboratorio la comunicación **GOOSE** y la supervisión **MMS**; además, se simulan escenarios de operación y falla, evaluando tiempos de respuesta, selectividad y confiabilidad mediante pruebas funcionales con *Omicron CMC 356* y visualización de eventos y estados en **SCADA**. Se identificó como restricción la imposibilidad de validar **SV** debido a limitaciones de hardware en los relés disponibles.

Para cumplir con el objetivo mencionado, el proyecto se desarrolló bajo una metodología estructurada por fases, combinando análisis normativo, diseño de arquitectura, implementación experimental y validación técnica. Inicialmente, se efectuó una revisión de los estándares aplicables y de los criterios de desempeño asociados a servicios críticos como **GOOSE** sincronización **PTP** y comunicación **MMS**. Posteriormente, se diseñó el modelo funcional de la bahía digital, definiendo la arquitectura **SAS**, **LN**s y la configuración de comunicaciones bajo IEC 61850. En una etapa siguiente, se realizó la integración física y lógica de los equipos en laboratorio, incluyendo parametrización de protecciones, configuración de mensajería y puesta en servicio del sistema de supervisión. Finalmente, se ejecutaron escenarios de prueba para evaluar tiempos de respuesta y latencia de comunicación, contrastando los resultados con los límites establecidos en la normativa mencionada.

La estructura del documento se desarrolla en seis capítulos. El Capítulo 1 presenta los fundamentos metodológicos, incluyendo objetivos, planteamiento del problema, alcance y la metodología por fases. El Capítulo 2 desarrolla el marco teórico y normativo, abarcando automatización de subestaciones, comunicaciones industriales, niveles funcionales IEC 61850 y aspectos de sincronización, redundancia y ciberseguridad. El Capítulo 3 aborda el análisis técnico de IEC 61850 aplicado a subestaciones digitales, considerando el modelo de información, el desempeño de las comunicaciones y criterios de implementación. El Capítulo 4 describe el diseño e implementación del modelo **SAS**, incluyendo coordinación y parametrización de protecciones, configuración IEC 61850, mensajería **GOOSE/MMS** e integración con **SCADA**. El Capítulo 5 presenta los ensayos de protección y comunicación por bahía, junto con pruebas combinadas de **MMS** y validación de latencia **GOOSE**. Finalmente, el Capítulo 6 expone las conclusiones y recomendaciones derivadas del trabajo realizado.

# CAPÍTULO 1

## FUNDAMENTOS METODOLÓGICOS

### 1.1. Objetivo General

Desarrollar un modelo de subestación digital basado en IEC 61850 en el laboratorio de Protecciones de la Universidad Politécnica Salesiana, sede Cuenca.

### 1.2. Objetivos Específicos

- Analizar los requerimientos de la norma IEC 61850, en particular [SV](#), [GOOSE](#) y [PTP](#) para definir criterios de diseño en subestaciones de distribución.
- Diseñar un modelo experimental de bahía digital con [MUs](#) e [IEDs](#) bajo IEC 61850, para validar en laboratorio la transmisión de [SV](#) y [GOOSE](#).
- Simular escenarios de operación y falla en el modelo, evaluando latencia, selectividad, sensibilidad y confiabilidad, para proponer lineamientos de adopción de subestaciones digitales.

### 1.3. Planteamiento del problema.

La transformación de las redes eléctricas, impulsada por la necesidad de la modernización y la creciente integración de fuentes renovables dentro del sistema, exige sistemas de protección, control y automatización más seguros, adaptables y con una alta interoperabilidad. Las subestaciones tradicionales, que se basan todavía en cableado analógico y en esquemas de comunicación punto a punto, presentan limitaciones notables en cuanto a su capacidad de escala, mantener e integrar nuevas tecnologías [3, 6].

En este escenario, la norma IEC 61850 se presenta como una solución robusta al establecer un lenguaje común para los IEDs, lo cual facilita y promueve la interoperabilidad entre distintos fabricantes y reduce errores en la fase de ingeniería [4, 6, 25]. Aun así, para que su implementación sea exitosa y trascienda la configuración teórica, se necesita su validación experimental bajo condiciones operativas cercanas a la operación real, donde se permita identificar y resolver problemas de interoperabilidad, latencia y sincronización [9, 26–28].

En Ecuador, la brecha entre la simulación académica y la implementación en campo se hace más notoria debido a la falta de modelos de validación experimental, lo cual limita no solo una adopción confiable por parte del sector industrial, sino también que los profesionales cuenten con la formación práctica necesaria para ser capaces de asumir con la solvencia técnica los retos de la transición digital del sector eléctrico [5, 21–23, 29].

## 1.4. Alcance

El presente trabajo se centró en el desarrollo, implementación y validación experimental en laboratorio de un modelo de subestación digital basado en el estándar IEC 61850, aplicado a un modelo de referencia de subestación de seccionamiento, correspondiente al esquema Catamayo–Velacruz–Equasol, con énfasis en la comunicación, automatización y evaluación funcional de las protecciones eléctricas implementadas.

El alcance de la investigación comprende la parametrización y configuración de funciones de protección ANSI de sobrecorriente y distancia, a partir de los parámetros obtenidos del modelado eléctrico de la subestación en el *software DIGSILENT PowerFactory*. Para este propósito, se emplean relés digitales Siemens 7SA86 y 7SJ85, configurados en el entorno *DIGSI 5*, garantizando la coherencia técnica entre los valores coordinados en *PowerFactory* y los parámetros implementados en los IEDs.

De igual manera, se desarrolla la arquitectura de una subestación digital conforme a la norma IEC 61850, que incluye la creación de la estación, la configuración de LD y LN, el enrutamiento de señales y la configuración de los servicios de comunicación GOOSE y MMS. Adicionalmente, se implementa un sistema SCADA, destinado al monitoreo, supervisión de la comunicación IEC 61850 y visualización de estados operativos y variables eléctricas.

Finalmente, el modelo propuesto es validado experimentalmente mediante pruebas funcionales realizadas con la maleta de pruebas *Omicron CMC 356* y el *software Test Universe*, evaluando el comportamiento de las protecciones ante diferentes escenarios de falla, con el fin de verificar la correcta operación de las funciones de protección y de los servicios de comunicación bajo el estándar IEC 61850.

## 1.5. Metodología

La metodología empleada en este trabajo se organiza en cinco fases secuenciales:

### 1.5.1. Fase I: Revisión teórica y normativa

Revisión y análisis de las normativas IEC 61850 (Partes 1–10), IEC 62439 (PRP/HSR), IEEE 1588 (PTP), IEC 62351 (ciberseguridad) e IEC 60255 (relés), junto con literatura científica sobre interoperabilidad, GOOSE, SV y MMS. Esta fase define los **requisitos funcionales y de desempeño** del modelo.

*Actividades asociadas:*

- Identificación de requerimientos normativos y criterios de desempeño.
- Elaboración del marco teórico y técnico base para el modelo de subestación.

### 1.5.2. Fase II: Diseño del modelo funcional SAS

Definición de la arquitectura por niveles (*estación y bahía*), LNs y asignación de roles a los IEDs. Incluye la elaboración de diagramas unifilares, topologías de red y artefactos SCL, SCD, ICD y CID.

*Actividades asociadas:*

- **Actividad 1: Diseño de la arquitectura.**

Definición de la topología de red (física y lógica) que interconecta los equipos del laboratorio. Elaboración de diagramas de conexión, direccionamiento IP y configuración de VLANs para segregar el tráfico de mensajes GOOSE y MMS.

- **Actividad 2: Desarrollo del modelo de configuración IEC 61850.**

Generación del archivo SCD que describe la subestación con todos los IEDs, sus LDs y LNs, datasets, Report Control Blocks y enlaces GOOSE/SV. Empleo del software DIGSI 5 y IEC 61850 System Configurator.

### 1.5.3. Fase III: Implementación del sistema

Integración física y lógica de los equipos (relés, simulador, conmutador, servidor de tiempo, controlador) en una topología redundante [PRP/HSR](#) con sincronización [PTP](#).

*Actividades asociadas:*

- **Actividad 3: Configuración y puesta en marcha de los equipos.** Parametrización individual y verificación funcional de:
  1. **Relés *Siemens SIPROTEC 7SJ85/7SA86*:** configuración integral de funciones de protección (67, 67N, 50, 50N, 21/21N), parametrización de zonas de protección, ajustes de tiempos y curvas características. Además, configuración de publicación y suscripción de mensajes [GOOSE](#).
  2. **Masterclock *GMR1000*:** Puesta en servicio como reloj maestro industrial (*Grandmaster Clock*) bajo [PTP](#) IEEE 1588, distribución de tiempo hacia [IEDs](#) mediante [NTP](#).
  3. **Switch *Hirschmann GRS 1020*:** configuración de arquitectura de red para subestación digital, habilitación de redundancia mediante [PRP/HSR](#).
  4. **Omicron *CMC 356*:** configuración de salidas analógicas y binarias para inyección secundaria de corriente y voltaje en pruebas de protección. Generación y análisis de tramas [GOOSE](#), simulación de fallas, validación funcional de lógicas de enclavamiento bajo condiciones controladas de laboratorio.
  5. **NovaTech *OrionLXm*:** diseño, configuración e integración [SCADA](#) para supervisión y control de subestación eléctrica. Mapeo de señales, creación de pantallas [HMI](#), alarmas, registros históricos y validación operativa del sistema.
  
- **Actividad 4: Implementación de comunicaciones IEC 61850.** Configuración y verificación de:
  - [GOOSE](#): publicación/suscripción y pruebas de disparo.
  - [SV](#): generación y suscripción de valores muestreados.
  - [MMS](#): configuración de reportes y visualización [HMI/SCADA](#).

### 1.5.4. Fase IV: Validación y comunicación

Ejecución de escenarios de prueba, captura y análisis de tráfico vía [GOOSE](#), [SV](#) y [MMS](#), además de verificación de sincronía temporal.

*Actividades asociadas:*

- **Actividad 5: Diseño y ejecución de escenarios de prueba.** Simulación de fallas y verificación de respuesta de protecciones.
- **Actividad 6: Adquisición y análisis de datos de rendimiento.** Medición de latencia [GOOSE](#), rendimiento [SV](#), sincronización [PTP](#) y desempeño [PRP/HSR](#). Procesamiento estadístico y elaboración de histogramas y *boxplots*.
- **Actividad 7: Pruebas de estrés y validación del modelo.** Contraste con límites de IEC 61850-5 e IEC 61850-10.

#### 1.5.5. Fase V: Análisis de resultados y cierre

Contraste con criterios de desempeño establecidos en IEC 61850-5 e IEC 61850-10. Elaboración de conclusiones y recomendaciones finales.

*Actividades asociadas:*

- **Actividad 8: Consolidación del modelo y documentación final.** Integración de configuraciones, archivos [SCL](#) y protocolos de ensayo.

## CAPÍTULO 2

### REVISIÓN TEÓRICA Y MARCO NORMATIVO

#### 2.1. Fundamentos teóricos para la digitalización y automatización de subestaciones eléctricas

##### 2.1.1. Teoría de Sistemas de Automatización de Subestaciones – SAS

La automatización de subestaciones eléctricas ha experimentado una transformación significativa, pasando de arquitecturas centralizadas basadas en RTUs, a sistemas distribuidos donde interactúan IEDs conectados entre sí [3, 4, 29]. Este cambio se consolida con la aparición del estándar IEC 61850, que propone un modelo orientado a objetos para representar funciones clave como la protección, el control, la medición y la supervisión de manera estructurada.

Los principios fundamentales que sustentan este enfoque son:

- **Interoperabilidad:** Habilidad que posibilita que dispositivos de diferentes fabricantes puedan intercambiar información y colaborar sin conflictos de compatibilidad.
- **Modelo de datos unificado:** representación estandarizada donde se presentan los datos técnicos a través de LNs organizados dentro de los LDs.
- **Arquitectura jerárquica:** una estructura organizada en *nivel de estación*, *nivel de bahía* y *nivel de proceso*, donde cada uno cumple con responsabilidades y emplea protocolos específicos, que garanticen el correcto funcionamiento del sistema [2, 5, 30].

### 2.1.2. Teoría de redes de comunicación industriales

El desempeño de un SAS esta estrechamente ligado a la calidad y fiabilidad de la red de comunicación subyacente. Para cumplir con dichas exigencias operativas, dicha red debe ofrecer altos niveles de determinismo, disponibilidad continua y seguridad en la transmisión de datos. En este sentido, la IEC 61850 establece el uso de *Ethernet* como tecnología base, definiendo diferentes esquemas de mapeos específicos según el tipo de tráfico que se manejará [30]:

- **Comunicación en tiempo real:** Los mensajes GOOSE y SV se transmiten directamente sobre *Ethernet* -capa 2-, lo cual permite minimizar la latencia y asegurar una respuesta rápida ante eventos críticos [30].
- **Comunicación cliente-servidor:** Las funciones de supervisión, reporte y configuración serán gestionadas mediante el protocolo MMS que opera sobre TCP/IP lo cual brinda una vía estructurada para el intercambio de datos entre dispositivos [30].
- **Redundancia:** Para garantizar la disponibilidad y continuidad del servicio en caso de fallas de enlace o nodos, se implementa el protocolo PRP/HSR [7, 31].

### 2.1.3. Partes, niveles y procesos de una subestación eléctrica

- **Equipamiento primario:** Comprende los elementos físicos esenciales del sistema eléctrico, como interruptores de potencia, seccionadores, transformadores de potencia, transformadores de medida -TC/TP o NCITs, barras, líneas y reactivos. Estos componentes se representan mediante LNs como XCBR, CSWI, TCTR, TVTR, entre otros [4, 30].
- **Equipamiento secundario:** Incluye los IEDs encargados de las funciones de protección, control y supervisión; esto abarca, por ejemplo, en protección PDIS, PTOC, PDIF; en control CSWI, en medida MMXU, en automatización como LLN0/LPHD, también interfaces como HMI/SCADA, controladores de bahía y gateways, los mismos que integran la subestación con sistemas superiores [4, 30].

### 2.1.4. Niveles funcionales IEC 61850

La norma define en este punto tres niveles funcionales, cada uno con responsabilidades específicas y flujos de comunicación particulares:

- **Nivel de proceso:** Es el punto de contacto directo con el entorno físico de la subestación. Aquí se ubican las MU, TC/TP, actuadores y sensores. En este nivel predomina el intercambio de datos en tiempo real a través de mensajería SV y GOOSE, abarcando principalmente los equipos de proceso y bahía [3, 30].
- **Nivel de bahía:** Concentra los IEDs encargados de la protección y control de cada bahía de la subestación. En este nivel se ejecutan funciones lógicas de enclavamiento, mando y mediciones locales, actuando como el núcleo operativo de cada sección [3, 30].
- **Nivel de estación:** Agrupa los sistemas de supervisión y coordinación general mediante las interfaces HMI/SCADA, los registradores de eventos, herramientas de ingeniería, historización y los gateways que comunican las subestaciones con los centros de control. Aquí el tráfico principal se basa en el protocolo MMS, que gestiona reportes, registros y configuraciones del sistema [3, 30].

### 2.1.5. Buses y flujos de comunicación

En la arquitectura de la IEC 61850, los flujos de información se encuentran organizados principalmente en dos tipos de redes *Ethernet*:

- **Bus de Estación:** Es el canal de comunicación que conecta los IEDs del nivel de bahía con los sistemas de estación. Aquí se intercambian mensajes MMS y GOOSE utilizados para comandos tanto de control como de supervisión y notificación de eventos [30].
- **Bus de Proceso:** Se encarga de enlazar las MU con las IEDs, gestionando el tráfico de datos en tiempo real; a través de esta red se transmiten mensajería SV según la norma IEC 61850-9-2 [30] y GOOSE de alta prioridad.

### 2.1.6. Procesos operativos típicos

Dentro de una subestación digital varias procesos operativos clave se ejecutan aprovechando las siguientes estructuras de comunicación:

- **Energización y maniobra:** Se trata de las secuencias de operación que incluyen enclavamientos lógicos entre CSWI y XCBR con la validación de estados vía GOOSE o MMS para asegurar condiciones seguras antes de ejecutar una acción [3, 30].

- **Protección ante fallas:** Ante eventos anómalos los IEDs activan funciones como PDIS, PTOC o PDIF para detectar y discriminar la falla. El disparo del interruptor y las señales asociadas se comunican via GOOSE, mientras que los registros detallados y los *fault reports* se transmiten mediante MMS [15, 30].
- **Mantenimiento y pruebas:** Este proceso incluye pruebas de aceptación en FAT y SAT, evaluaciones de conformidad de acuerdo con la IEC 61850-10 y ensayos transitorios con simuladores que generen tráfico SV y GOOSE para validar el comportamiento del sistema [26, 30].

## 2.2. Marco normativo aplicable

### 2.2.1. Estándares internacionales: visión general y terminología clave

El marco normativo que sustenta la digitalización de subestaciones se apoya principalmente en el conjunto de estándares de la IEC 61850.

- **IEC 61850-5:** Define y establece los requisitos de rendimiento para las comunicaciones, categorizando los mensajes en clases de tiempo —TT0 a TT7— según su nivel de urgencia, latencia permitida y criticidad [30].
- **IEC 61850-6 :** Introduce el lenguaje de configuración SCL, basado en XML que permite describir topologías, funciones y conexiones del sistema mediante archivos como ICD, CID, SCD, SSD, IID. Este enfoque facilita una ingeniería independiente del fabricante [30].
- **IEC 61850-7-x:** Define el modelo de datos y servicios. Aquí se encuentran los LNs como MMXU, PDIS, XCBR, entre otros; los DataObjects, DataAttributes y clases de datos comunes –CDC– [30].
- **IEC 61850-8-1:** Se ocupa del mapeo de servicios sobre protocolos como MMS – comunicación cliente-servidor– y GOOSE –mensajes multicast en la capa 2– [30].
- **IEC 61850-9-2/ IEC 61850-9-2LE:** Tratan sobre la transmisión de SV, normalmente a tasas de frecuencias de 80 muestras/ciclo para protección y 256 muestras/ciclo para medición [30].
- **IEC 61850-10:** Detalla los procedimientos de prueba para evaluar la conformidad e interoperabilidad entre los dispositivos, incluyendo casos de ensayos específicos [30].

### 2.2.2. Sincronización y redundancia

- **IEEE 1588 (PTP) & IEC 61850-9-3:** Definen el perfil de sincronización de potencia, logrando precisión del orden de microsegundos a través de estructuras como Grandmaster, Boundary y Transparent Clocks [30, 32].
- **IEC 62439-3 :** Introduce los protocolos PRP/HSR, que aseguran la redundancia en las redes de comunicación sin interrupciones perceptibles, tanto para el bus de estación como para el bus de proceso [31].

### 2.2.3. Ciberseguridad y requisitos para relés

- **IEC 62351:** Aborda la seguridad de las comunicaciones bajo el estándar, IEC 61850, incorporando medidas como el uso de TLS para MMS, autenticación y firma digital para GOOSE y SV, y gestión de usuarios y roles [33].
- **IEC 60255:** Establece los requerimientos generales para relés de protección, incluyendo pruebas funcionales de disparo, de compatibilidad electromagnética y resistencia ambiental [34].

### 2.2.4. Protocolos de telecontrol complementarios

- **IEC 60870-5-104:** Es un protocolo ampliamente adaptado para la comunicación entre subestaciones y centros de control, funcionando sobre TCP/IP [35].
- **DNP3:** Aunque más común en redes de distribución, se usa frecuentemente en conjunto con IEC 61850 mediante pasarelas, sin generar conflictos entre ambos estándares [36].

### 2.2.5. Normativa nacional ecuatoriana

A nivel local, existen marcos legales y técnicos que guían la implementación de tecnologías digitales en el estándar eléctrico:

- **ARCONEL 009/24:** Establece directrices base orientadas a la modernización de la infraestructura eléctrica en Ecuador, promoviendo el uso de tecnologías que mejoren la confiabilidad, continuidad y eficiencia del servicio. [37].

- **LOSPEE:** La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica regula el funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado –SNI– y establece el marco legal general para el desarrollo del sector energético del país [38].

### 2.3. Conceptos clave y definiciones operacionales

- **IED (Intelligent Electronic Device):** dispositivo microprocesado que integra protección, control, medición y monitoreo; elemento base del SAS [10, 30].
- **GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event):** servicio multicast en tiempo real para intercambio de señales binarias críticas. Baja latencia ( $\ll 4$  ms), alta confiabilidad; usado en enclavamientos y disparos [18, 30].
- **SV (Sampled Values):** transmisión digital de muestras instantáneas de corriente y voltaje desde Merging Units a IEDs. Requiere sincronización PTP precisa, especialmente en protección diferencial [15, 30].
- **MMS (Manufacturing Message Specification):** protocolo cliente–servidor para lectura/escritura, reportes y configuración entre IEDs y SCADA/HMI [5, 30].
- **SCL (Substation Configuration Language):** XML estandarizado para describir LD/LN, datasets, report control blocks y conectividad (ICD, SCD, CID) [2, 30].
- **PTP (Precision Time Protocol):** mecanismo de sincronización de alta precisión (perfil de potencia) esencial para SV y correlación de eventos [10, 30, 32].
- **PRP/HSR:** protocolos de redundancia de capa 2 sin reconfiguración perceptible, recomendados para process bus [31].
- **Interoperabilidad vs. intercambiabilidad:** la primera se refiere a que dispositivos de distintos fabricantes funcionan juntos; la segunda, a poder sustituir un equipo por otro sin rediseñar la ingeniería (perfil de aplicación, nomenclaturas coherentes) [18, 39].

### 2.4. Metodologías de ingeniería y validación

La ingeniería *top-down* propuesta por Melo *et al.* (2024) permite diseñar y validar Sistemas de Protección, Automatización y Control (PACS) desde la etapa conceptual hasta la verificación experimental [12]. Esta metodología favorece la independencia del proveedor y garantiza consistencia entre diseño, configuración y pruebas, siendo fundamental para: (i) validar configuraciones teóricas en laboratorio, (ii) verificar interoperabilidad en entornos

*multivendor*, (iii) asegurar el cumplimiento de requisitos de rendimiento en condiciones operativas realistas, y (iv) desarrollar competencias prácticas en profesionales del sector [39].

#### 2.4.1. Métricas e indicadores de desempeño

Se emplearán indicadores alineados con IEC 61850-5 [30] y mejores prácticas de ensayo:

- **Latencia GOOSE** (ms): percentiles  $P_{50}$ ,  $P_{95}$ ,  $P_{99}$ .
- **Integridad SV** (% pérdida, *jitter*): conformidad con 80/256 muestras/ciclo [30].
- **Sincronía PTP** ( $\mu s$ ): offset medio y desviación estándar [30, 32].
- **Disponibilidad PRP/HSR** (% *uptime*) y tiempo de recuperación (ms) [31].
- **Tiempos de operación de protección** (ms) y selectividad.

#### 2.4.2. Criterios de aceptación

El modelo se considerará validado si:

1. La latencia **GOOSE** cumple las clases de tiempo requeridas por IEC 61850-5 para las funciones bajo prueba [30].
2. La sincronización **PTP** mantiene *offsets* de submicrosegundo de forma estable [30, 32].
3. La integridad de **SV** no presenta pérdidas significativas ni *jitter* fuera de tolerancia [30].
4. La redundancia **PRP/HSR** conmute sin impacto funcional observable en los **IEDs** [31].
5. Los tiempos de operación de protección se mantienen dentro de los valores de diseño para cada escenario de falla.

## 2.5. Equipos y software

### 2.5.1. Equipos

El laboratorio de protecciones de la Universidad Politécnica Salesiana cuenta con equipamiento industrial que permite recrear condiciones reales de operación bajo IEC 61850 [30]. La infraestructura se configura en topología redundante (PRP/HSR) con sincronización IEEE 1588, interconectando simuladores y dispositivos reales para validación experimental de esquemas de protección y control bajo condiciones controladas pero representativas de entornos operativos reales [32].

- **Relé de protección *Siemens SIPROTEC 7SA86*:**

Relé multifunción de la plataforma *SIPROTEC 5*; este equipo está orientado a la protección de distancia y diseñado principalmente para aplicaciones en líneas de transmisión y distribución de alta voltaje; es totalmente compatible con IEC 61850, GOOSE, MMS y SV; configuración mediante DIGSI-5 [40].



Figura 2.1: Relé de protección Siemens SIPROTEC 7SA86.

- **Relé de protección *Siemens SIPROTEC 7SAJ85*:**

Relé multifunción de la plataforma *SIPROTEC 5*, diseñado para la protección y control de alimentadores en sistemas de media voltaje, incorporando funciones de sobrecorriente, elementos direccionales y detección de fallas a tierra; soporta lógicas CFC, comunicación IEC 61850 y supervisión vía MMS y GOOSE [40].



Figura 2.2: Relé de protección Siemens SIPROTEC 7SJ85.

- **Maleta de Pruebas Omicron CMC 356:**

Equipo portátil destinado a la inyección secundaria de señales eléctricas, capaz de suministrar corrientes y voltajes con elevada exactitud para simular estados operativos normales y escenarios de falla. Esta capacidad permite evaluar el comportamiento funcional, la coordinación y los tiempos de respuesta de los dispositivos electrónicos inteligentes IEDs [41].



Figura 2.3: Maleta de Pruebas Omicron CMC 356.

- **RTU Novatech OrionLXm:**

Corresponde a una RTU de arquitectura compacta, orientada a aplicaciones de automatización de subestaciones eléctricas y sistemas SCADA. Desde el punto de vista funcional, actúa como concentrador de datos y pasarela de comunicaciones, permitiendo la integración de IEDs. El equipo soporta protocolos tales como DNP3, Modbus e IEC 60870-5-104, pudiendo operar dentro de arquitecturas basadas en IEC 61850, facilitando la interoperabilidad y el intercambio estructurado de información. Incorpora capacidades de ciberseguridad, lógica programable y gestión avanzada de eventos, lo que le permite ejecutar funciones locales de automatización y registro [42].

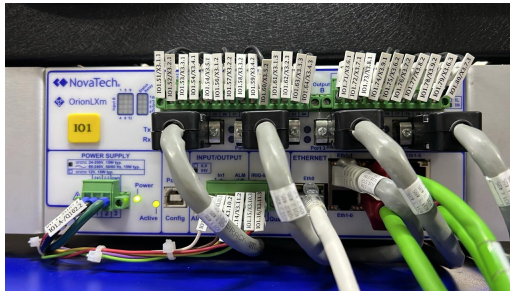


Figura 2.4: RTU NovaTech OrionLXm.

- **Switch industrial Hirschmann GREYHOUND GRS-1020:**

Es un *Switch Ethernet* industrial de arquitectura modular y alto rendimiento, fabricado por *Hirschmann Automation and Control* para aplicaciones de misión crítica en los sectores de automatización y energía. Su diseño robusto y compatibilidad con protocolos industriales lo hacen idóneo para trabajar con infraestructuras de comunicación en subestaciones eléctricas, además con soporte [PRP/HSR](#) y características de redundancia para redes IEC 61850 [43, 44].

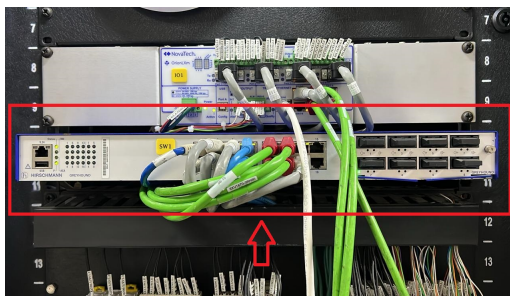


Figura 2.5: Switch industrial Hirschmann GREYHOUND GRS 1020.

- **Servidor de tiempo Masterclock GMR1000:**

Unidad empleada para la sincronización precisa de dispositivos mediante el protocolo [PTP](#) contenido en la IEEE 1588 [45, 46].



Figura 2.6: Masterclock GMR1000.

## 2.5.2. Software

Las herramientas de ingeniería utilizadas en el desarrollo del proyecto incluyen las siguientes plataformas de software:

- **DIGSI 5:**

*DIGSI 5* es una plataforma desarrollada por *Siemens* para la configuración, parametrización y gestión de los dispositivos de la familia *SIPROTEC 5*. Permite definir y ajustar funciones de protección, esquemas de control, lógica programable mediante *CFC*, así como parámetros de comunicación bajo protocolos como IEC 61850, incluyendo servicios *MMS* y mensajería *GOOSE*. Es empleada durante las etapas de ingeniería, puesta en servicio y operación de *IEDs* en subestaciones eléctricas convencionales y digitales [47].



Figura 2.7: DIGSI 5.

- **IEC 61850 System Configurator:**

El *IEC 61850 System Configurator* es un *software* desarrollado por *Siemens* para el diseño, integración y validación de sistemas de automatización de subestaciones basados en el estándar IEC 61850. Permite la incorporación coordinada de múltiples *IEDs* dentro de una arquitectura de comunicación estructurada, gestionando archivos *SCL* en sus diferentes variantes (*ICD*, *CID* y *SCD*).

La plataforma facilita la configuración de servicios *MMS*, la asignación y suscripción de mensajes *GOOSE*, así como la verificación de la coherencia lógica del sistema antes de su implementación en campo [48].



Figura 2.8: IEC 61850 System Configurator.

- **DIgSILENT PowerFactory:**

Es una plataforma especializada en modelado, análisis y simulación de sistemas eléctricos de potencia. Permite la ejecución de estudios eléctricos tales como flujo de carga, análisis de cortocircuito conforme a normativas internacionales, estabilidad transitoria y dinámica, coordinación y ajuste de protecciones, así como evaluación de calidad de energía.

La herramienta es ampliamente empleada en etapas de planificación, diseño y validación técnica de redes eléctricas de transmisión, subtransmisión y distribución, proporcionando un entorno integral para el análisis estático y dinámico del sistema [49].



Figura 2.9: DIgSILENT PowerFactory.

- **NCD3:**

*NovaTech Configuration Director 3* es una herramienta desarrollada para la configuración y gestión de unidades terminales remotas (RTU), como el modelo OrionLXm. Permite la parametrización de protocolos de comunicación industrial, el mapeo de señales entre dispositivos de campo y sistemas superiores, así como la implementación de lógica de control y automatización. Esta plataforma facilita la integración de la RTU dentro de arquitecturas SCADA [50].



Figura 2.10: NCD3.

- **Omicron Test Universe:**

Es una plataforma de pruebas para la verificación y validación de relés de protección y sistemas de automatización. Permite realizar ensayos funcionales, pruebas de inyección secundaria y validación de esquemas de protección. Se utiliza para comprobar el correcto desempeño de protecciones eléctricas antes de su puesta en servicio [41].



Figura 2.11: Omicron Test Universe.

- **Wireshark:**

*Wireshark* es un analizador de tráfico que captura y decodifica tramas de red (en vivo o desde archivos *pcap*) y permite aislar comunicaciones usando filtros de captura y de visualización para inspeccionar campos a nivel de protocolo. [51] En IEC 61850 puede utilizarse para validar mensajería **GOOSE** capturando desde un puerto espejo (SPAN) o un TAP y filtrando únicamente estas tramas, ya sea con el filtro de visualización **GOOSE** o con el filtro de captura `ether proto 0x88B8`; posteriormente, se revisa la decodificación del mensaje en *Wireshark* para confirmar que el publicador y la información esperada aparecen correctamente y que el tráfico corresponde al comportamiento previsto durante eventos y supervisión. [52]

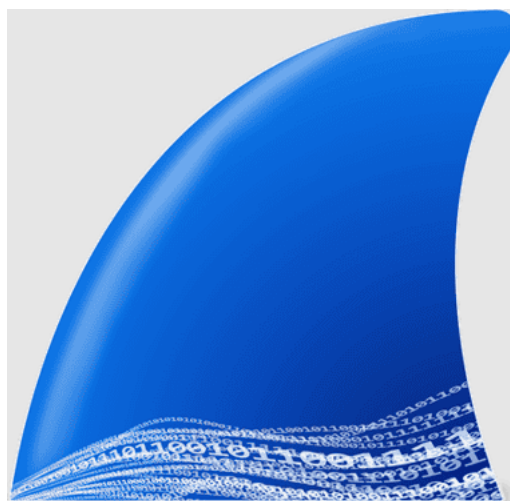


Figura 2.12: Wireshark.

- **WinDiscovery:**

Es una herramienta de gestión desarrollada por *Masterclock* para la configuración, supervisión y administración de servidores de sincronización horaria en redes industriales. Permite la detección automática de dispositivos dentro del segmento de red, la asignación y modificación de parámetros de direccionamiento IP, así como la configuración de servicios de sincronización tales como NTP y PTP [53].



Figura 2.13: WinDiscovery.

- **Inkscape:**

Es una herramienta de diseño gráfico vectorial que trabaja principalmente con el formato SVG (*Scalable Vector Graphics*), permitiendo la creación y edición de ilustraciones técnicas con alta precisión. Facilita la elaboración de esquemas eléctricos, diagramas unifilares y representaciones gráficas utilizadas en documentación técnica [54].



Figura 2.14: Inkscape.

## CAPÍTULO 3

### ANÁLISIS DE LA NORMATIVA

#### 3.1. Análisis técnico de la implementación de IEC 61850 en subestaciones digitales

La implementación de la IEC 61850 en subestaciones eléctricas introduce un marco de ingeniería basado en un modelo de información estandarizado y en servicios de comunicación definidos por desempeño. A diferencia de esquemas convencionales centrados en RTUs, señales discretas cableadas y protocolos con semántica limitada, la IEC 61850 integra protección, control, medición y supervisión mediante objetos lógicos (LNs) y flujos de datos con requisitos temporales cuantificables. Esto permite pasar de una operación sustentada en listas de puntos y cableado punto a punto hacia una operación soportada por coherencia de datos, interoperabilidad práctica y validación sistemática.



Figura 3.1: Logo IEC.

##### 3.1.1. Estandarización del modelo de información y reducción de ambigüedad operativa

El modelo orientado a objetos de la IEC 61850-7-x define funciones de subestación a través de LNs, cada uno con atributos normalizados para estados, calidad de dato, marcas de tiempo y comandos. Este esquema mejora la consistencia entre lo que se mide, lo que se controla y lo que se registra:

- **Semántica uniforme:** mediciones ([MMXU](#)), estados de interruptor ([XCBB](#)), lógica de mando ([CSWI](#)) y funciones de protección ([PDIS](#), [PTOC](#), [PDIF](#)) se describen con estructuras comunes, facilitando interpretación, auditoría y mantenimiento.
- **Atributos de calidad y tiempo:** La presencia de indicadores de calidad ( $q$ ) y tiempo ( $t$ ) habilita supervisión con criterio técnico, permitiendo discriminar entre valores válidos, sustituidos, fuera de servicio o con sincronización degradada.
- **Ingeniería reproducible:** El uso de [SCL](#) (IEC 61850-6) formaliza topología, conectividad, *datasets* y *control blocks*, reduciendo configuraciones *ad hoc* y favoreciendo trazabilidad entre diseño, configuración y pruebas.

En tecnologías sin IEC 61850, el modelo suele estar compuesto por puntos [SCADA](#) heterogéneos, tablas de mapeo específicas por fabricante y documentación de señales cableadas, lo que incrementa el esfuerzo de integración y eleva la probabilidad de inconsistencias entre planos, ajustes y supervisión.

### 3.1.2. Desempeño de comunicaciones: servicios con clases temporales y redes deterministas

La IEC 61850-5 establece clases de tiempo (TT0–TT7) y requisitos de desempeño que permiten asociar cada función con un rango de latencia y confiabilidad. Esta aproximación habilita dimensionar y verificar la red conforme a objetivos funcionales, en lugar de asumir que el canal de comunicación “es suficiente”.

- **Mensajes en tiempo real ([GOOSE](#) y [SV](#)):** Al operar en capa 2, reducen dependencias de enrutamiento IP y permiten respuestas rápidas para enclavamientos, disparos y transferencia de señales críticas.
- **Supervisión y configuración ([MMS](#)):** Al operar sobre [TCP/IP](#), soporta reportes estructurados, lectura/escritura de datos y servicios de ingeniería, manteniendo separación funcional respecto al tráfico de tiempo real.

En esquemas tradicionales, funciones críticas suelen resolverse con cableado discreto entre bahías (bloques, disparos, transferencias) y comunicaciones serie hacia [RTUs](#) para tele-control. Esto incrementa material de cobre, puntos de falla físicos, tiempos de montaje y complejidad de pruebas de cableado. Con IEC 61850, parte de estas señales, se trasladan a [GOOSE](#), reduciendo cableado interbahía y permitiendo pruebas por captura y análisis de tramas, con criterios temporales verificables.

### 3.1.3. Arquitectura por niveles: estación, bahía y proceso

La segmentación por niveles organiza funciones y flujos de comunicación, permitiendo asignar responsabilidades por capa y reducir interdependencias operativas:

- **Nivel de proceso:** integra [MU](#) y digitalización de medición mediante [SV](#). Esto reemplaza circuitos secundarios analógicos extensos por transporte [Ethernet](#) de muestras, mejorando la repetibilidad de medición y permitiendo diagnósticos basados en integridad de tramas, tasa de muestreo y sincronización.
- **Nivel de bahía:** Concentra protección y control, con intercambio rápido de estados y órdenes mediante [GOOSE](#). La lógica de enclavamiento se implementa con señales publicadas/suscritas, evitando cableado cruzado complejo entre tableros.
- **Nivel de estación:** Integra [HMI/SCADA](#), ingeniería e historización mediante [MMS](#), habilitando supervisión coherente, reportes y registros con sello temporal.

En configuraciones sin IEC 61850, la frontera entre niveles suele difuminarse por restricciones de protocolo y por dependencia del cableado, generando arquitecturas menos flexibles ante ampliaciones y modernizaciones.

### 3.1.4. Sincronización temporal: Correlación de eventos y coherencia de muestras

La integración de IEEE 1588 con el perfil de potencia (IEC 61850-9-3) permite sincronización de alta precisión en equipos de subestación, lo cual impacta en:

- **Coherencia de [SV](#):** Alineación temporal de muestras de corriente y voltaje, relevante para aplicaciones de protección y medición digital.
- **Análisis post-falla:** Correlación entre registros de eventos, oscilografías y disparos entre múltiples [IEDs](#), mejorando diagnóstico y determinación de secuencias operativas.
- **Evaluación de desempeño:** medición consistente de tiempos de operación de protección y latencias de comunicación durante ensayos.

En tecnologías con sincronización limitada o basada en [NTP/SNTP](#) sin perfil industrial, la

correlación temporal entre registros puede presentar mayor dispersión, dificultando el análisis detallado de secuencias, sobre todo cuando participan múltiples bahías y dispositivos.

### 3.1.5. Redundancia de comunicaciones PRP/HSR

La IEC 62439-3 introduce PRP/HSR como mecanismos de redundancia en capa 2, diseñados para mantener continuidad de tramas frente a fallas de enlace o nodo. Su aporte operativo se refleja en:

- **Disponibilidad de tráfico crítico:** continuidad de GOOSE y SV ante eventos de red, evitando pérdida funcional por reconvergencia.
- **Mantenimiento con menor impacto:** posibilidad de intervenir enlaces o equipos con degradación controlada, manteniendo operación supervisada.
- **Pruebas dirigidas:** validación por inducción de fallas y verificación de continuidad mediante indicadores de *uptime*, tiempos de recuperación y evidencia de comportamiento en IEDs.

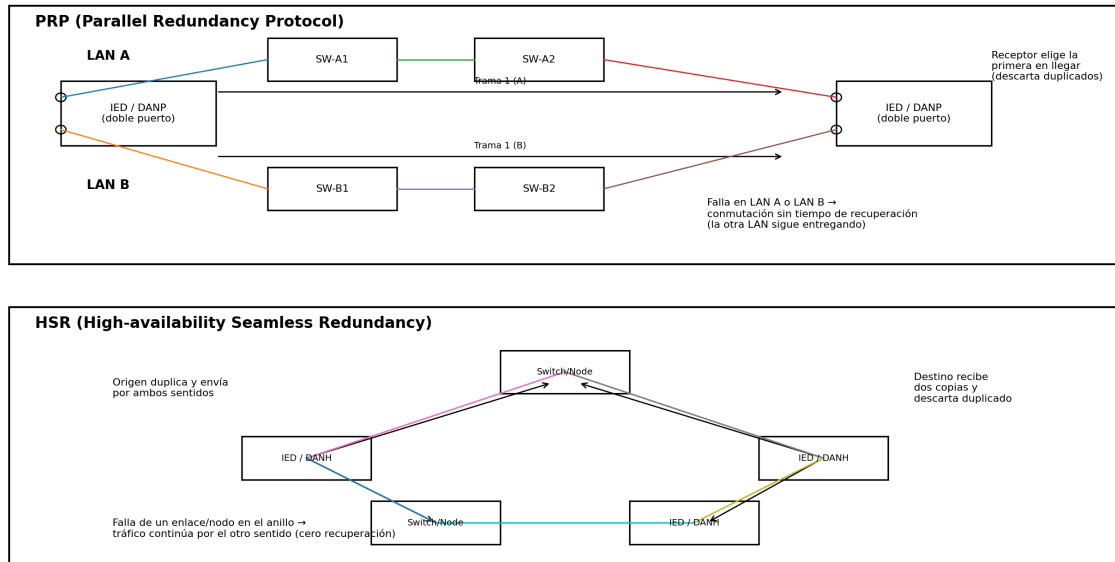


Figura 3.2: Redundancias IEC 62439-3: comparación conceptual entre PRP y HSR (duplicación de tramas y descarte de duplicados). Adaptado de [1].

Como se observa en la Figura 3.2, PRP utiliza dos en paralelo, mientras que HSR opera en anillo enviando tramas en ambos sentidos.

En infraestructuras convencionales, la redundancia suele lograrse duplicando caminos

físicos con lógicas específicas o con topologías cuya recuperación depende de reconvergencia, lo que puede introducir interrupciones perceptibles en servicios de comunicación.

### 3.1.6. Ciberseguridad y robustez de equipos

La IEC 62351 establece controles para servicios asociados a IEC 61850 (p. ej., protección de sesiones, autenticación y gestión de usuarios). En operación, esto permite estructurar políticas de acceso y registro con criterios de auditoría. En paralelo, IEC 60255 aporta requisitos de desempeño y robustez para relés, relevantes para ambientes con exigencias electromagnéticas y térmicas. La combinación de ambas normas facilita una implementación con control de superficie de servicios, segmentación y verificación de comportamiento de equipos bajo condiciones eléctricas y de red.

### 3.1.7. Impacto en operación, mantenimiento y ampliaciones frente a tecnologías no IEC 61850

Desde la perspectiva operativa, la IEC 61850 mejora el desempeño de subestaciones en varios frentes frente a soluciones no estandarizadas o centradas en puntos:

- **Integración multivendor:** Al compartir un modelo de datos y servicios, se reduce el esfuerzo de integración por pasarelas propietarias y tablas de mapeo extensas.
- **Menor dependencia de cableado interbahía:** señales de enclavamiento, bloqueo y disparo pueden migrar a **GOOSE**, disminuyendo cantidad de conductores, borneras y tiempo de comisionamiento de E/S cableadas.
- **Diagnóstico y trazabilidad:** Reportes **MMS**, registros con marcas de tiempo y correlación **PTP** habilitan análisis de secuencias de eventos con mayor resolución.
- **Escalabilidad:** Ampliaciones de bahías y migraciones tecnológicas se gestionan con ingeniería basada en **SCL**, favoreciendo reutilización de plantillas y control de cambios.
- **Validación estructurada:** IEC 61850-10 proporciona un marco de pruebas de conformidad e interoperabilidad, permitiendo demostrar desempeño bajo criterios medibles (latencia **GOOSE**, integridad **SV**, estabilidad **PTP**, continuidad **PRP/HSR**).

### 3.1.8. Relación con métricas e indicadores de desempeño

Los indicadores propuestos (percentiles de latencia [GOOSE](#), pérdida y *jitter* en [SV](#), *offset* [PTP](#), *uptime* [PRP/HSR](#) y tiempos de operación) se alinean con el enfoque de desempeño verificable. El uso de percentiles permite caracterizar dispersión y condiciones extremas, mientras que las métricas de sincronización y redundancia conectan directamente con la coherencia de muestreo y la continuidad de operación en eventos de red. Esta estructura convierte la validación en un proceso trazable: requisito funcional → diseño de red/configuración → medición → evidencia experimental.

# CAPÍTULO 4

## DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO SAS

### 4.1. Análisis del modelo de referencia a implementar

La propuesta desarrollada se sustenta en un estudio previo documentado mediante su correspondiente memoria técnica, la cual establece las bases conceptuales, de diseño y de configuración necesarias para la implementación del esquema de Subestación Digital bajo los lineamientos del estándar IEC 61850. La referencia técnica corresponde a una Subestación de Seccionamiento en 69 kV, instalada sobre la línea de subtransmisión Catamayo-Velacruz, cuya función principal es dividir el anillo eléctrico en dos secciones y permitir la interconexión la CGD-Equasol. El análisis contempla el desarrollo del esquema bajo el enfoque de Subestación Digital a nivel de laboratorio, considerando una arquitectura basada en IEC 61850 la integración de relés de protección, el intercambio de mensajes GOOSE y la definición de la filosofía de protección correspondiente.

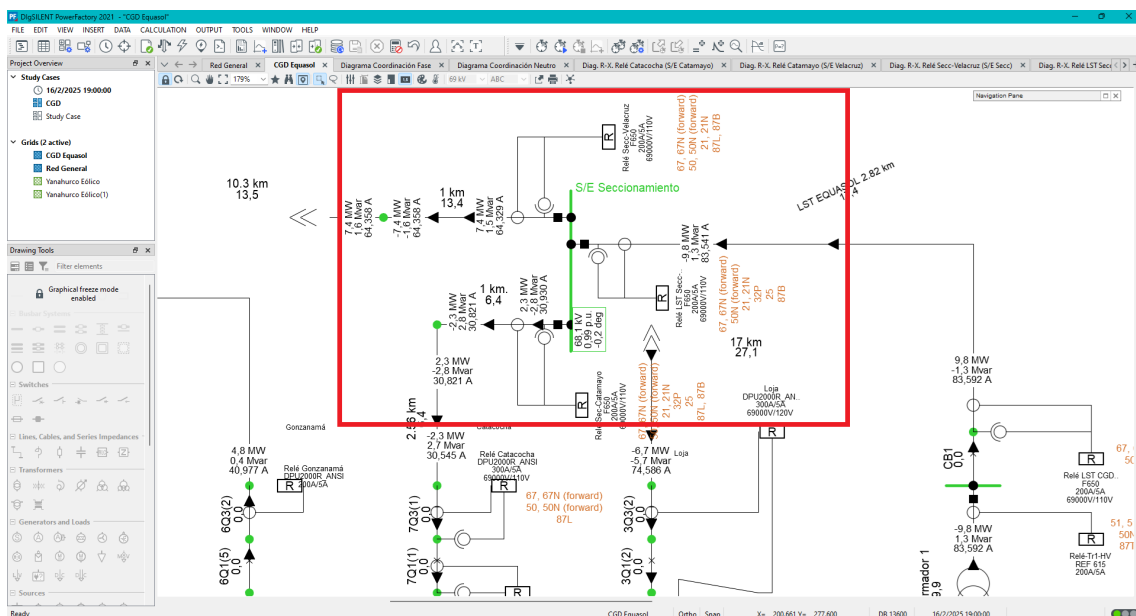


Figura 4.1: Modelo de referencia Subestación de Seccionamiento - DiGSiLENT.

Además, se considera la evaluación del comportamiento ante fallas, coordinación de protecciones y lógica de disparos.

#### **4.1.1. Descripción de la Subestación de Seccionamiento.**

La subestación se conforma por una barra simple en 69 kV con tres bahías principales:

1. Bahía de línea hacia Catamayo.
2. Bahía de línea hacia Velacruz.
3. Bahía de conexión hacia Equasol.

Cada bahía dispone de:

- Interruptor de potencia tripolar.
- TC.
- TP.
- Seccionadores de línea y de barra.
- Relé de protección multifunción.

Las protecciones implementadas incluyen:

- Protección de distancia (21/21N).
- Sobrecorriente direccional (67/67N).
- Sobrecorriente instantánea y temporizada (50/51).

Desde el punto de vista de digitalización, la subestación será modelada bajo arquitectura IEC 61850, considerando:

- Nivel de proceso (*Process Bus*).
- Nivel de bahía (*Bay Level*).
- Nivel de estación (*Station Bus*).
- Publicación y suscripción de mensajes **GOOSE**.
- Integración lógica mediante **LN**.
- Implementación de disparos mediante señales virtuales.

Este modelo permitirá validar la operación coordinada de protecciones y garantizar selectividad lógica en el anillo de 69 kV.

#### **4.1.2. Comportamiento de la Subestación de Seccionamiento.**

El comportamiento de la Subestación de Seccionamiento se analiza a partir del modelo unifilar de referencia en *DIgSILENT PowerFactory*.

En régimen permanente y condiciones balanceadas, las corrientes que circulan por cada bahía corresponden al intercambio de potencia entre los tramos del sistema. Mientras las magnitudes de corriente permanezcan por debajo de los valores de *Pick-up* configurados en las funciones 50/50N y 67/67N, el sistema de protección garantiza la estabilidad operativa, evitando disparos no deseados. En este régimen, la impedancia aparente se mantiene fuera de los límites de las zonas Z1, Z2 y Z3, impidiendo el arranque de la función 21/21N. Esto asegura que, en ausencia de perturbaciones, las funciones de protección no activen sus *Pick-up*. Por lo tanto, en estado estable, ninguna función de protección opera.

En régimen de falla se analiza considerando eventos fase-fase y fase-tierra en cualquiera de las líneas conectadas a la barra de 69 kV. Cuando ocurre una falla fase-fase, se produce un incremento de corriente en las fases involucradas. Esta condición es detectada por las funciones de protección 50 y 21; dependiendo de la magnitud y localización, el disparo ocurre de manera instantánea o con el retardo correspondiente según la zona configurada. En el caso de falla fase-tierra, además del incremento de corriente de fase, aparece corriente de secuencia cero. Esta condición es supervisada por las funciones 50N, 67N y 21N. Si la corriente sobrepasa los valores de *Pick-up* estas funciones de protección se activan.

En cuanto al comportamiento de disparo selectivo, la filosofía de operación del sistema establece que el anillo principal no debe desenergizarse ante una falla localizada en la línea Equasol. Para ello, se implementará un esquema de disparo selectivo basado en supervisión direccional y lógica de bloqueo.

## 4.2. Coordinación de Protecciones

La coordinación de protecciones implementada corresponde a un esquema de coordinación previamente desarrollado como parte del modelo de referencia; dicho esquema es adoptado como base técnica para el desarrollo de la implementación en el modelo de Subestación Digital.

Las funciones consideradas en el esquema de coordinación son:

- **21 / 21N** – Protección de distancia fase y tierra.
- **67 / 67N** – Sobrecorriente direccional fase y tierra.
- **50 / 50N** – Sobrecorriente instantánea fase y tierra.

Estas funciones fueron parametrizadas en el modelo de referencia con un enfoque por zonas y supervisión direccional, garantizando márgenes de coordinación adecuados.

A partir del esquema de coordinación se obtuvieron los valores de ajuste correspondientes a cada función de protección instalada en las bahías de línea de la Subestación de Seccionamiento.

A continuación se muestran las tablas correspondientes a los valores de cada una de las bahías.

### 4.2.1. Coordinación Bahía de línea – Velacruz.

La Tabla 4.1 presenta los valores de coordinación para la bahía de línea -- Velacruz, conforme a la memoria técnica del modelo de referencia.

Tabla 4.1: Criterios de coordinación de protecciones – Bahía –Velacruz (Modelo de referencia).

<b>Función</b>	<b>Zona</b>	<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b> ( $\Omega$ )	<b>Relay</b> <i>Angle</i> ( $^\circ$ )	<b>Retardo</b> (s)	<b>Alcance</b> (% ZL)
21 / 21N	Z1	$X_{\text{fase,tierra}}$	9.289	66.4	0.0	80.1 %
		$R_{\text{fase}}$	2.038	66.4	0.0	–
		$R_{\text{tierra}}$	15.054	66.4	0.0	–
	Z2	$X_{\text{fase,tierra}}$	14.584	66.4	0.5	125.8 %
		$R_{\text{fase}}$	4.077	66.4	0.5	–
		$R_{\text{tierra}}$	20.072	66.4	0.5	–
	Z3	$X_{\text{fase,tierra}}$	20.856	66.4	0.9	179.8 %
		$R_{\text{fase}}$	5.959	66.4	0.9	–
		$R_{\text{tierra}}$	24.934	66.4	0.9	–
<b>Función</b>	<b>Dirección</b>	<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>	<b>Tipo de curva</b>	
50	–	<i>Pick-up</i>	1800	A	–	
	–	<i>Time</i>	0.02	s	–	
50N	–	<i>Pick-up</i>	1400	A	–	
	–	<i>Time</i>	0.02	s	–	
67	<i>Forward</i>	<i>Pick-up</i>	204	A	<i>ANSI</i>	
		<i>Dial</i>	1.90	–	<i>Very Inverse</i>	
67N	<i>Forward</i>	<i>Pick-up</i>	112	A	<i>ANSI</i>	
		<i>Dial</i>	4.00	–	<i>Extremely Inverse</i>	

Se debe tener en cuenta que el alcance de cada zona de la función 21 se expresa como porcentaje de la reactancia positiva total de la línea protegida. Para ello, se calcula  $X_L = X_{1,\text{km}} \cdot L$ , y posteriormente el alcance relativo como  $\%Z_L = \frac{X_{\text{zona}}}{X_L} \times 100$ . En este trabajo se consideró  $X_{1,\text{km}} = 0.480 \Omega/\text{km}$ , con longitudes  $L_{\text{Equasol}} = 2.82 \text{ km}$  y  $L_{\text{Velacruz}} = 24.16 \text{ km}$ .

#### 4.2.2. Coordinación Bahía de línea – Equasol.

Conforme a la memoria técnica del modelo de referencia, la Tabla 4.2 presenta los valores de coordinación correspondientes a la bahía de línea – Equasol.

Tabla 4.2: Criterios de coordinación de protecciones – Bahía –Equasol (Modelo de referencia).

<b>Función</b>	<b>Zona</b>	<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b> ( $\Omega$ )	<b>Relay</b> <b>Angle</b> ( $^{\circ}$ )	<b>Delay</b> (s)	<b>Alcance</b> (% ZL)
21 / 21N	Z1	$X_{\text{fase,tierra}}$	1.097	66.4	0.0	81.1 %
		$R_{\text{fase}}$	2.038	66.4	0.0	–
		$R_{\text{tierra}}$	15.054	66.4	0.0	–
	Z2	$X_{\text{fase,tierra}}$	1.725	66.4	0.5	127.4 %
		$R_{\text{fase}}$	4.077	66.4	0.5	–
		$R_{\text{tierra}}$	20.072	66.4	0.5	–
	Z3	$X_{\text{fase,tierra}}$	2.665	66.4	0.9	196.8 %
		$R_{\text{fase}}$	5.959	66.4	0.9	–
		$R_{\text{tierra}}$	24.934	66.4	0.9	–
<b>Función</b>	<b>Dirección</b>	<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>	<b>Tipo de curva</b>	
50N	<i>Forward</i>	<i>Pick-up</i>	1000	A	–	
		<i>Dial</i>	0.11	s	–	
67	<i>Forward</i>	<i>Pick-up</i>	110	A	<i>IEC</i>	
		<i>Dial</i>	0.18	s	<i>Very Inverse</i>	
67N	<i>Forward</i>	<i>Pick-up</i>	32	A	<i>IEC</i>	
		<i>Dial</i>	0.28	s	<i>Normal Inverse</i>	

### 4.2.3. Coordinación Bahía de línea – Catamayo.

La Tabla 4.3 presenta los valores de coordinación correspondientes a la bahía de línea – Catamayo, adoptados del modelo de referencia.

Tabla 4.3: Criterios de coordinación de protecciones – Bahía – Catamayo (Modelo de referencia).

<b>Función</b>	<b>Dirección</b>	<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>	<b>Tipo de curva</b>
50	–	<i>Pick-up</i>	352	A	–
	–	<i>Time</i>	0.19	s	–
50N	–	<i>Pick-up</i>	230	A	–
	–	<i>Time</i>	0.2	s	–
67	<i>Forward</i>	<i>Pick-up</i>	50	A	<i>IEC Very Inverse</i>
		<i>Dial</i>	0.05	–	
67N	<i>Forward</i>	<i>Pick-up</i>	30	A	<i>IEC Normal Inverse</i>
		<i>Dial</i>	0.05	–	

### 4.3. Configuración de los IEDs en DIGSI 5

Previo a la configuración de los relés de protección, se define la topología de interconexión y el esquema de direccionamiento de la red. Según la Figura 4.2, los IEDs correspondientes a las bahías Equasol, Catamayo y Velacruz se integran mediante una topología en estrella, en la cual el *Switch industrial Hirschmann GREYHOUND GRS-1020* actúa como nodo central de conmutación. Cada relé se conecta al *switch* a través de su interfaz *Ethernet*, asignándose direcciones IP dentro del segmento 192.168.1.0/24, específicamente: Catamayo (192.168.1.60), Equasol (192.168.1.62) y Velacruz (192.168.1.63).

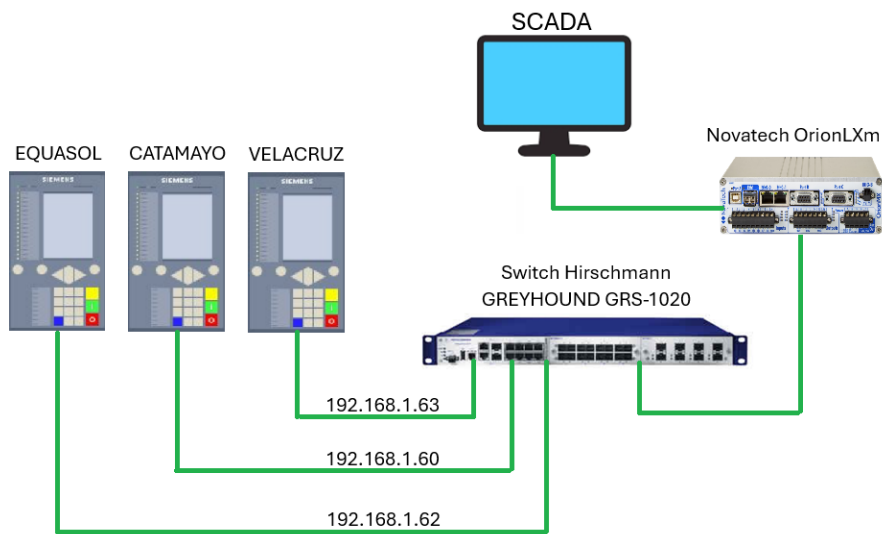


Figura 4.2: Topología los IEDs en la Red.

El *Switch Hirschmann* concentra el tráfico de comunicación entre IEDs y enlaza con la RTU *NovaTech OrionLXm*, la cual opera como concentrador de datos y pasarela hacia el sistema SCADA. De esta manera, la arquitectura implementa una red única para supervisión y automatización, permitiendo el intercambio de eventos y estados mediante servicios IEC 61850 (por ejemplo, GOOSE y MMS), además de habilitar la visualización y registro de información operativa a nivel de estación.

### 4.3.1. Configuración inicial de los IEDs en DIGSI 5

Previamente, se conoce que los IEDs *Siemens* del Laboratorio de Protecciones de la Universidad Politécnica Salesiana, sede Cuenca, tienen como código de producto el detalle a continuación:

Tabla 4.4: Códigos de producto – Relés Siemens SIPROTEC.

Código de Producto	Modelo/Serie
7SA86-DAAA-AA0-0AAAA0-AK0111-13111B-AAC000-000AC0-CH1BA1	SIEMENS SIPROTEC 7SA86 – Distance Prot. 3-pole
7SJ85-DAAA-AA0-0AAAA0-AG0111-13111B-AAC000-000AC0-CB1BA1	SIEMENS SIPROTEC 7SJ85 – Overcurrent Protection

Para ello se crea un nuevo proyecto en el **software DIGSI 5** y se establece una ruta de almacenamiento, asignando en este caso el nombre: «SE\_DIGITAL\_IEC61850». Con el proyecto ya creado, conforme a la Figura 4.3 se agregan dispositivos en la siguiente opción:

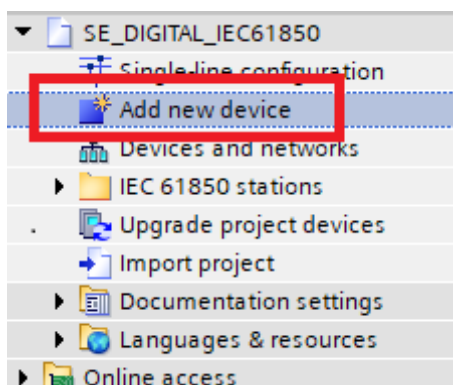


Figura 4.3: Ventana agregar nuevo dispositivo – DIGSI 5.

Seleccionar la opción *Add new device* e insertar los códigos de producto para cada IED según la Tabla 4.4 como se indica en la Figura 4.4. Continuar con el proceso de manera similar para cada IED restante, teniendo en cuenta que el código del producto corresponda al modelo seleccionado.

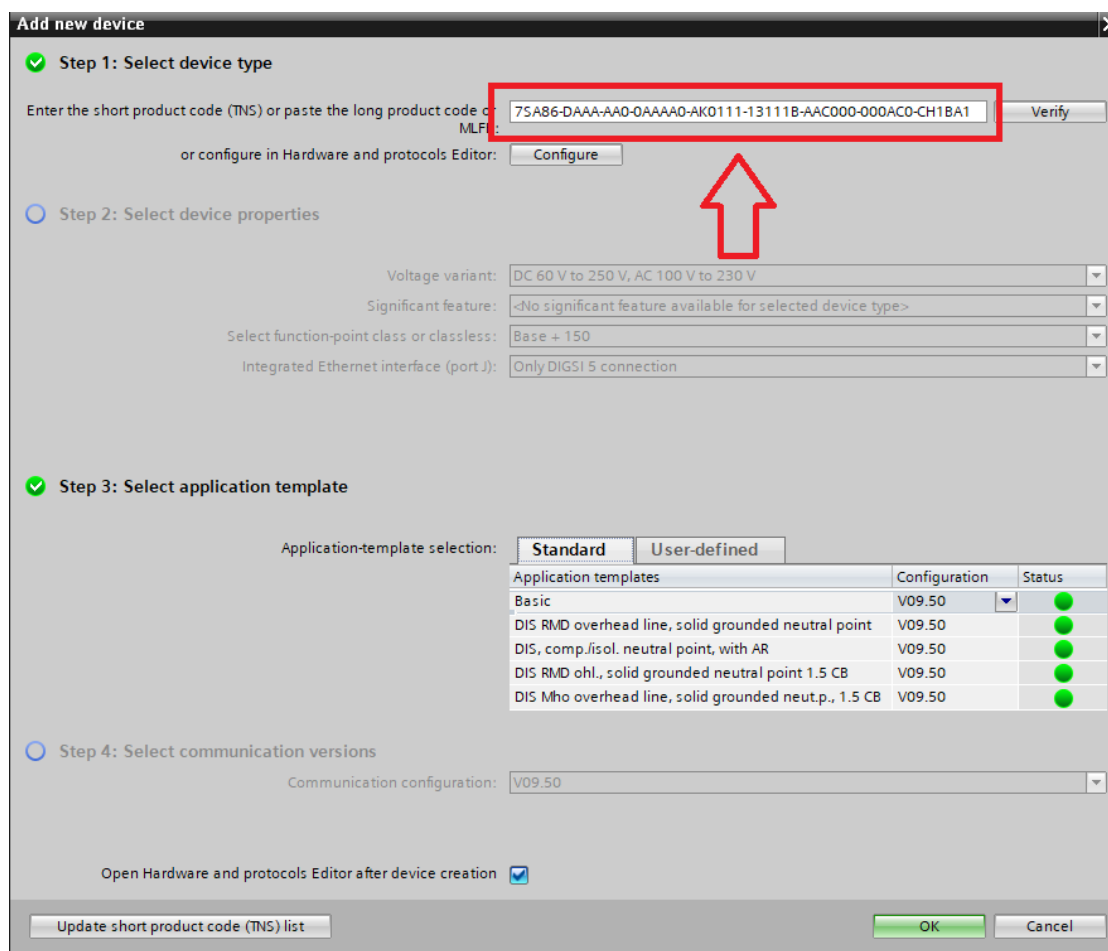


Figura 4.4: Ventana agregar tipo de dispositivo – DIGSI 5.

#### 4.3.2. Configuración de red de los IEDs en DIGSI 5

Con el propósito de garantizar consistencia y uniformidad en el direccionamiento IP de los dispositivos existentes y aquellos a configurarse, se estableció la Tabla 4.5 como referencia para mantener un esquema organizado y estructurado de asignación, debido a que se las direcciones IP ya han sido configuradas previamente en el *Switch*, cabe aclarar que se pueden cambiar las IP de los relés, pero se decidió trabajar con las direcciones ya configuradas.

Tabla 4.5: Configuración de IEDs por Bahía.

Bahía	IED	Nombre	IP Puerto E	IP Puerto J
Equasol	7SA86	7SA86_SE_Secc_Equasol	192.168.1.62	192.16.60.62
Velacruz	7SA86	7SA86_SE_Secc_Velacruz	192.168.1.63	192.16.60.63
Catamayo	7SJ85	7SJ85_SE_Secc_Catamayo	192.168.1.60	192.16.60.60

Posteriormente, se lleva a cabo la configuración del direccionamiento IP de cada IED, definiendo parámetros específicos para los puertos E (Figura 4.5) y J (Figura 4.6), correspondientes a la red de estación y la red de proceso, respectivamente. Considerar para Subnet Mask la dirección: 255.255.255.0 y para Gateway la dirección 0.0.0.0; esta asignación se efectúa conforme a la planificación establecida en la Tabla 4.5, garantizando segmentación lógica y coherencia en el esquema de comunicaciones.

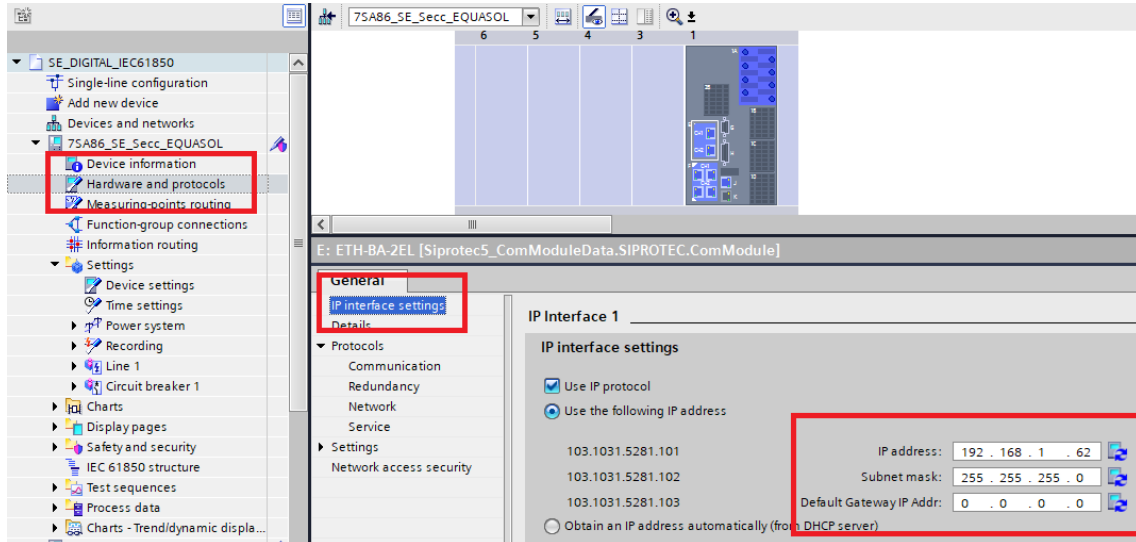


Figura 4.5: Configuración puerto E – DIGSI 5.

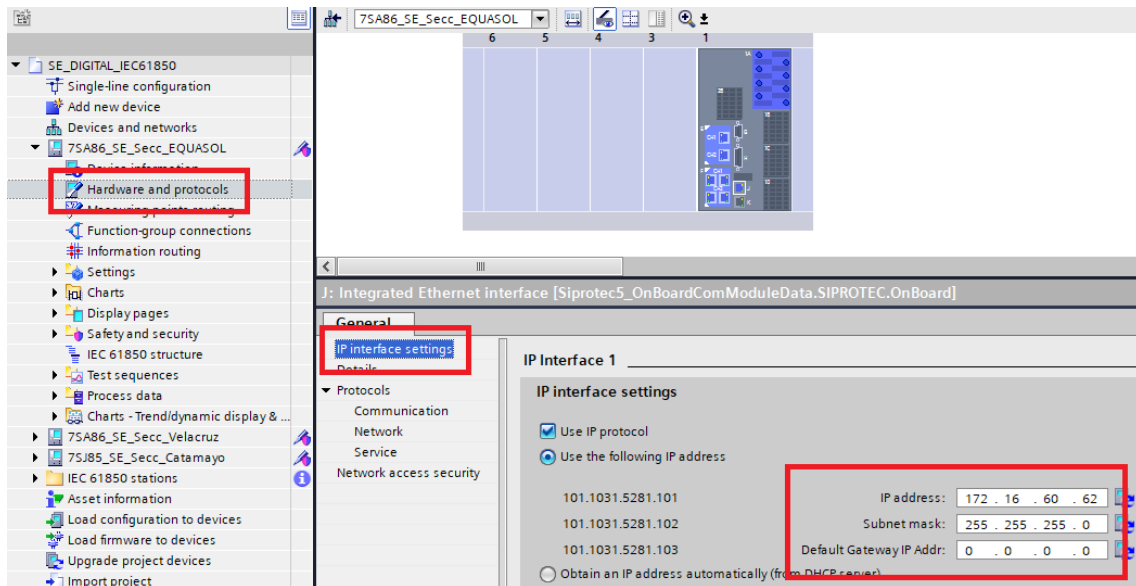


Figura 4.6: Configuración puerto J – DIGSI 5.

Como se ilustra en la Figura 4.5, es necesario habilitar el protocolo de comunicación IEC 61850 en el puerto E de cada IED, a fin de permitir su integración en la red de estación y posibilitar posteriormente la configuración de la Estación IEC 61850 con los dispositivos ya direccionados y operativos en la red.

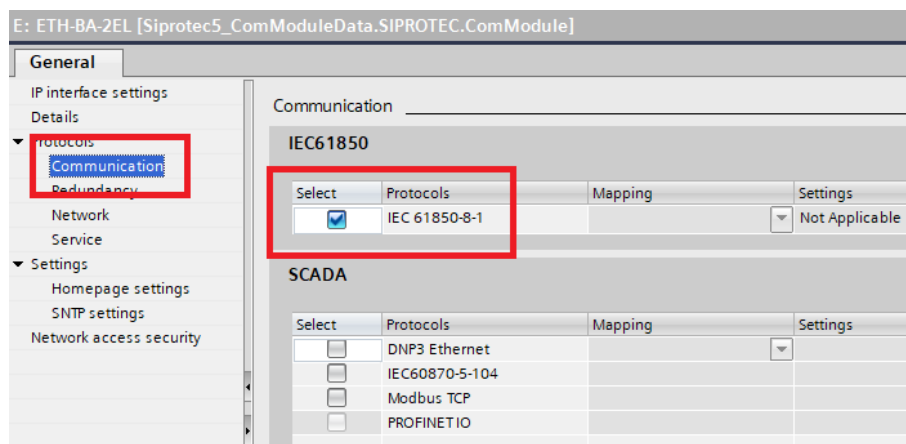


Figura 4.7: Activar protocolo IEC 61850 – DIGSI 5.

En la Figura 4.8 se detalla cómo se procede a configurar cada IED los parámetros correspondientes, considerando el direccionamiento IP y la nomenclatura previamente definidos en la Tabla 4.5. Esta configuración garantiza coherencia en la identificación de los dispositivos dentro de la red IEC 61850 y facilita su correcta integración en la arquitectura de automatización de la subestación.

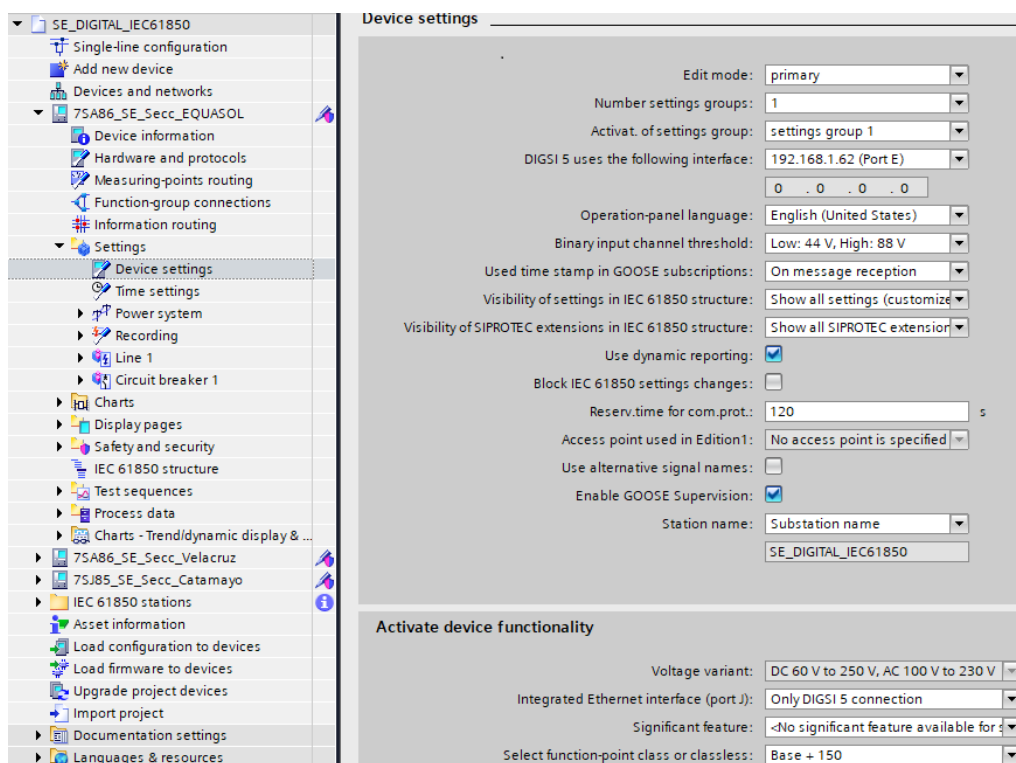


Figura 4.8: Configuraciones de IED – DIGSI 5.

Una vez que las configuraciones de red han sido realizadas correctamente, los IEDs ya configurados se visualizan en la sección *Devices and networks*, cada uno de ellos con su

dirección VLAN asignada, evidenciando su correcta integración y reconocimiento dentro de la topología de comunicación IEC 61850, como se detalla en la Figura ??.

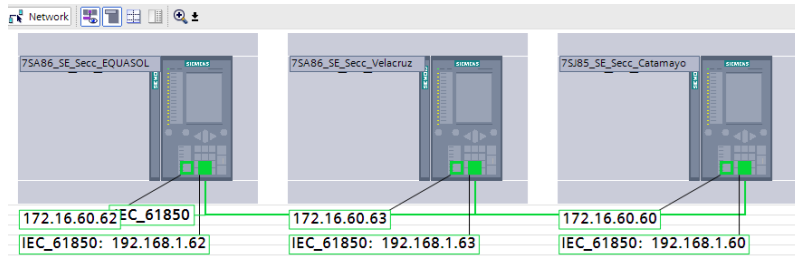


Figura 4.9: Red de IEDs - DIGSI 5.

### 4.3.3. Sincronización SNTP

Ejecutar el *software WinDiscovery*, seleccionar la opción *Discover*, la misma que permite detectar el dispositivo *Masterclock GMR100*. Posteriormente, el dispositivo detectado se verá reflejado como indica la Figura 4.10.

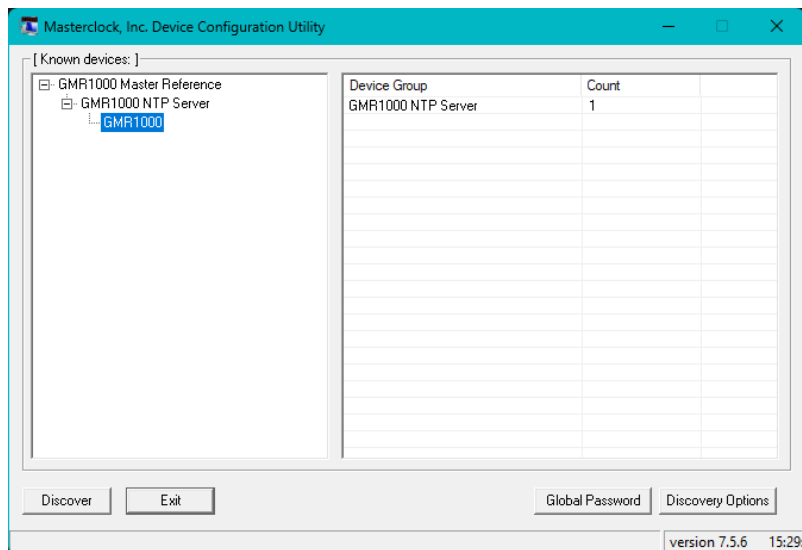


Figura 4.10: Detección de dispositivo GMR1000.

La Figura 4.11 indica la ventana *GMR1000 Device Settings* que se obtiene al ingresar al dispositivo GMR100.

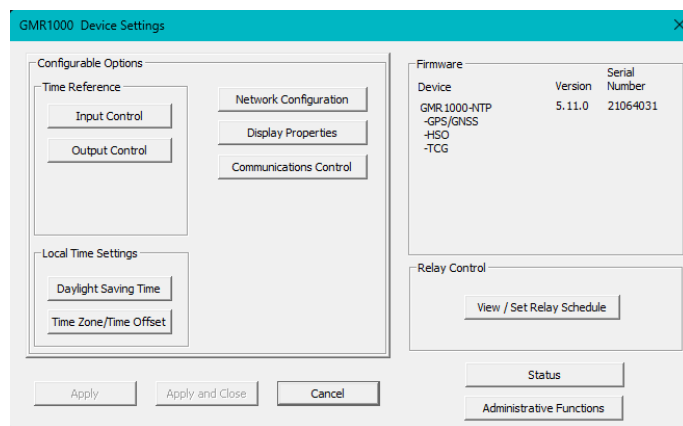


Figura 4.11: Ventana Configuraciones del Dispositivo GMR1000.

Acceder a la opción *Network Configuration* y establecer las direcciones como se muestra a continuación:

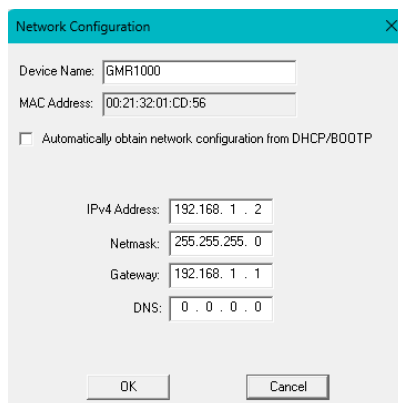


Figura 4.12: Ventana Configuración de Red.

Luego de configurar los parámetros de Red, nuevamente en la ventana *GMR1000 Device Settings*, seleccionar *Output Control*:

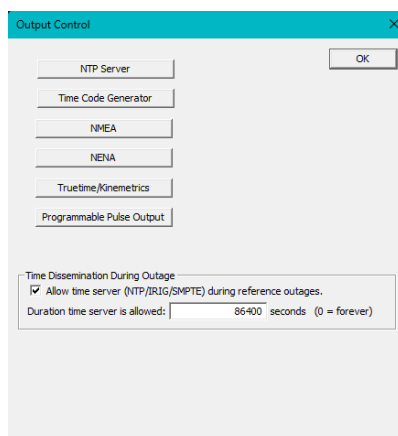


Figura 4.13: Ventana Control de Salida.

Seleccionar **NTP Server** y configurar los parámetros como indica la siguiente figura:

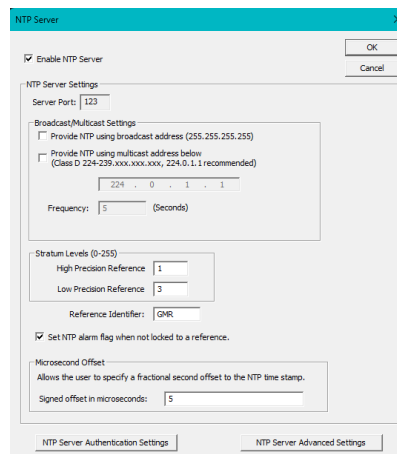


Figura 4.14: Ventana Servidor NTP.

Una vez configurados los parámetros de Servidor **NTP**, regresar a la ventana *GMR1000 Device Settings* y seleccionar *GMR1000 Status*, en donde se puede visualizar el estado general del dispositivo y sus configuraciones; en este apartado se visualiza la correcta configuración como servidor **NTP**.

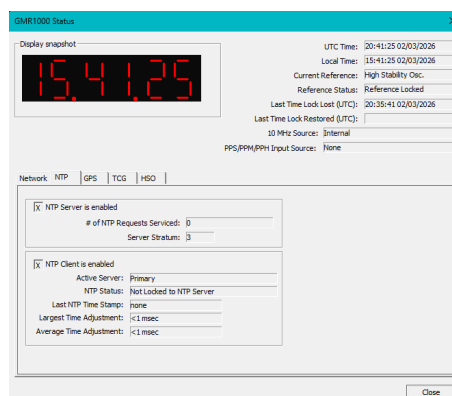


Figura 4.15: Ventana Estado del GMR1000.

Acceder mediante el navegador al *Switch Hirschmann GREYHOUND GRS-1020*, cuyos parámetros se detallan a continuación:

Tabla 4.6: Parámetros de acceso al dispositivo.

Parámetro	Valor
Dirección IP	192.168.1.1
Usuario	admin
Contraseña	private

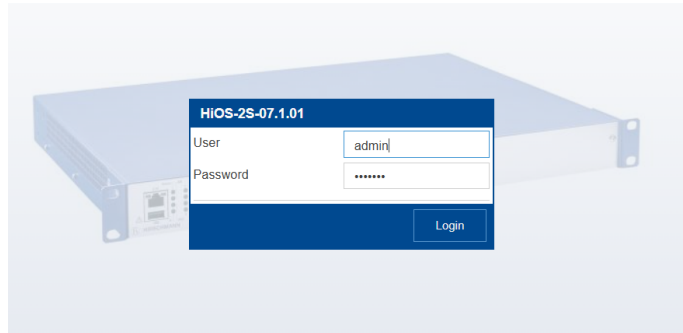


Figura 4.16: Ingreso al Switch Hirschmann GREYHOUND GRS-1020.

Una vez que se ha concedido el acceso al *Switch Hirschmann* se debe ubicar la opción *Client*, la misma que se encuentra dentro del apartado *Time* y establecer los parámetros para la configuración como Cliente de Tiempo. Verificar que el estatus de la configuración de cliente se encuentre habilitado, como se muestra en la siguiente imagen:

Index	Name	Address	Destination UDP port	Status	Active
1	GMR1000	192.168.1.2	123	other	<input checked="" type="checkbox"/>

Figura 4.17: Configuración de Cliente de Tiempo dentro del Switch Hirschmann.

Ahora, en la opción *Server*, configurar los parámetros del Servidor de Tiempo, verificando que el Servidor de Tiempo quede habilitado como se ilustra a continuación:

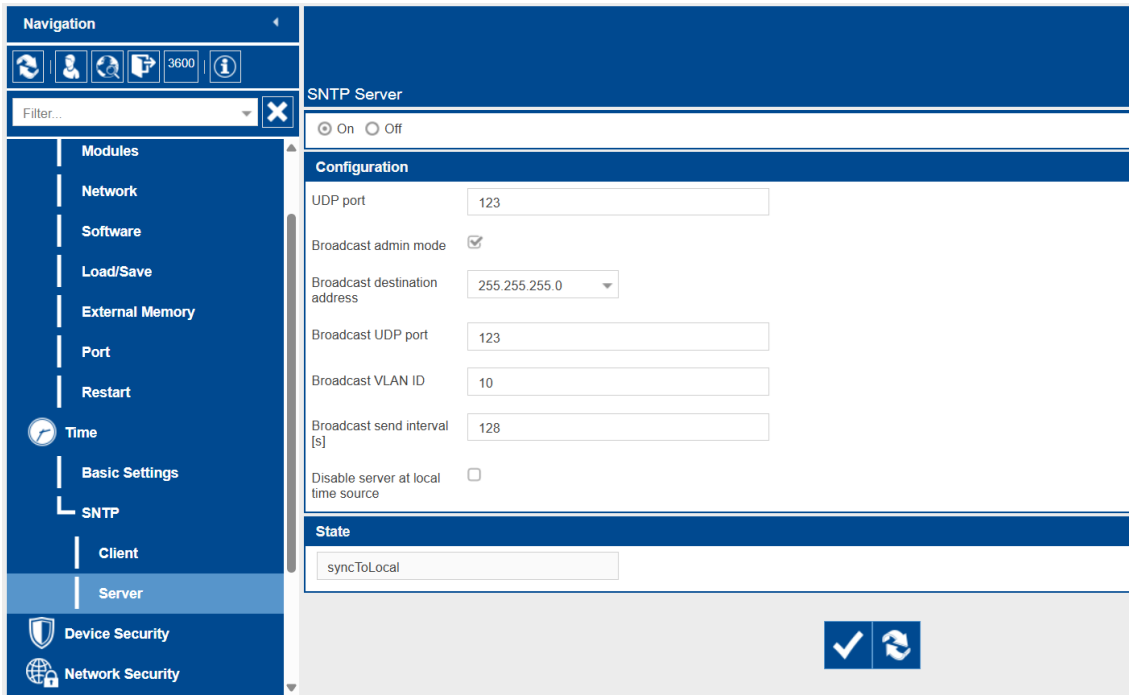


Figura 4.18: Configuración del Servidor de Tiempo dentro del Switch Hirschmann.

Cuando el proceso de configuración de Sincronización de tiempo [SNTP](#) haya finalizado con éxito, se podrá verificar en cada [IED](#) que se encuentra sincronizado y suscrito al servidor de tiempo del *Switch Hirschmann GREYHOUND GRS-1020*.



Figura 4.19: Sincronización SNTP de la bahía Equasol.



Figura 4.20: Sincronización SNTP de la bahía Velacruz.



Figura 4.21: Sincronización Sntp de la bahía Catamayo.

#### 4.4. Parametrización de los IEDs.

Una vez agregado cada dispositivo al proyecto y realizada la configuración inicial del IED, se procede a la parametrización de las funciones de protección correspondientes a cada bahía de línea de la Subestación de Seccionamiento.

La parametrización consiste en la incorporación de los valores de ajuste previamente definidos en el modelo de referencia, incluyendo parámetros de TC, TP, longitud de la línea y los valores correspondientes a las funciones de protección ANSI como corriente de *pick-up*, ajustes temporales, zonas de impedancia y características de curva. Esta etapa tiene como objetivo trasladar los criterios de coordinación establecidos en el estudio eléctrico al entorno de configuración del IED dentro de la arquitectura de Subestación Digital. Para cada dispositivo se habilitaron y configuraron las funciones de protección asociadas (21/21N, 50/50N y 67/67N, según corresponda), respetando los valores de coordinación previamente adoptados.

Los IEDs configurados en el presente trabajo corresponden de acuerdo a la Tabla 4.5

#### 4.4.1. Parametrización de TCs y TPs de las Bahías de Línea

La presente sección describe el procedimiento para la configuración de los TC y TP en las bahías de línea de la subestación digital de seccionamiento, utilizando el *software DIGSI 5*.

La subestación cuenta con tres bahías de línea correspondientes a:

- Bahía Equasol → IED *Siemens* 7SA86
- Bahía Velacruz → IED *Siemens* 7SA86
- Bahía Catamayo → IED *Siemens* 7SJ85

Debido a que las tres bahías operan bajo el mismo nivel de voltaje y emplean transformadores de corriente y potencial con iguales características nominales, se adoptó la misma filosofía de configuración para los tres IEDs. **Por lo tanto, el procedimiento descrito a continuación es aplicable a las tres bahías del proyecto.**

##### **Paso 1: Acceso al apartado Power System**

Dentro del árbol del dispositivo, se debe ingresar a:

Settings → Power System

En este apartado se visualizan tres pestañas principales:

- General
- Meas. point V-3ph 1
- Meas. point I-3ph 1

## Paso 2: Configuración de la Pestaña General

En la pestaña *General* se define la secuencia de fases del sistema eléctrico, asegurando la correspondencia entre las fases físicas del sistema y la asignación interna del IED. Esta información es fundamental para el correcto funcionamiento de las funciones direccionales y de distancia, puesto que estas utilizan referencias fasoriales coherentes. La configuración realizada se muestra en la Figura 4.22.

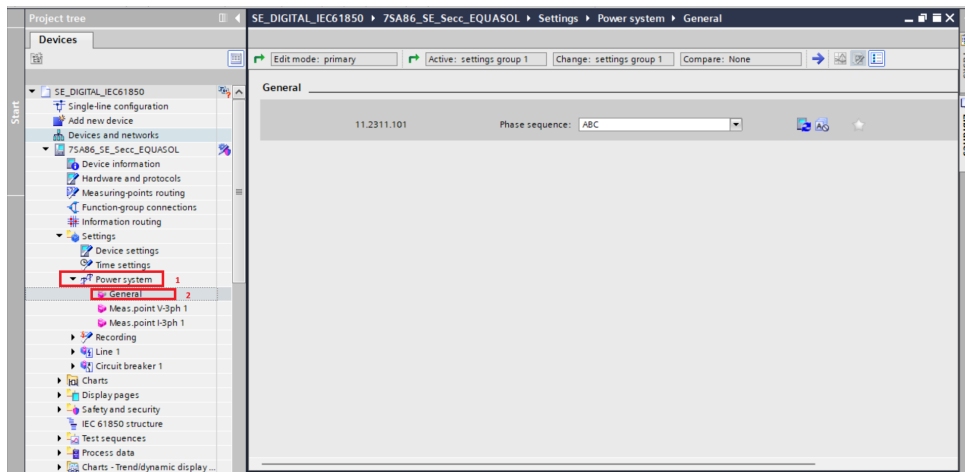


Figura 4.22: Configuración de la pestaña General – DIGSI 5.

## Paso 3: Parametrización del Transformador de Potencial

En la pestaña *Meas. point V-3ph 1* se configuran los parámetros asociados al transformador de potencial. Esta parametrización permite escalar correctamente las magnitudes de voltaje desde el sistema primario hacia el sistema interno del IED.

Para las tres bahías se establecieron los siguientes valores:

- Voltaje primario nominal: 69 kV
- Voltaje secundario nominal: 110 V
- Relación  $V_{ph}/V_N$ : 1.73
- Tipo de conexión: 3 fases a tierra +  $V_N$
- Tracking: Activo
- Tipo interno: *Voltage Transformer*

Adicionalmente, se realizó la correcta asignación de las fases VA, VB, VC y VN con un factor de corrección de magnitud igual a 1.00000, evitando compensaciones adicionales en la medición.

La configuración del transformador de potencial se muestra en la Figura 4.23.

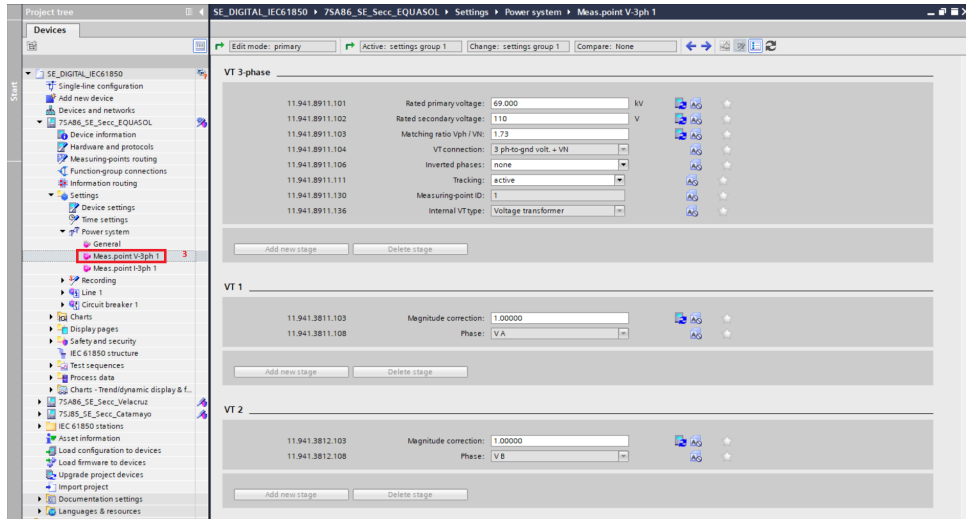


Figura 4.23: Parametrización del transformador de potencial – DIGSI 5.

Asimismo, se habilitaron las funciones de supervisión de voltaje:

- Supervisión de balance de voltaje
- Supervisión de secuencia de fase

Estas funciones permiten detectar pérdida de fase, desbalance o inversión de secuencia, incrementando la confiabilidad del esquema de protección digital implementado.

#### Paso 4: Parametrización del Transformador de Corriente

En la pestaña *Meas. point I-3ph 1* se realizó la configuración del transformador de corriente. Esta parametrización garantiza el correcto escalamiento de las magnitudes de corriente utilizadas por las funciones de protección.

Para las tres bahías se establecieron los siguientes parámetros:

- Tipo de conexión: 3-phase + IN
- Corriente primaria nominal: 200 A
- Corriente secundaria nominal: 5 A
- Tipo interno de TC: CT protection
- Referencia de neutro habilitada para funciones direccionales
- Fases configuradas: IA, IB, IC e IN
- Factor de corrección de magnitud: 1.00000

La configuración del transformador de corriente se muestra en la Figura 4.24.

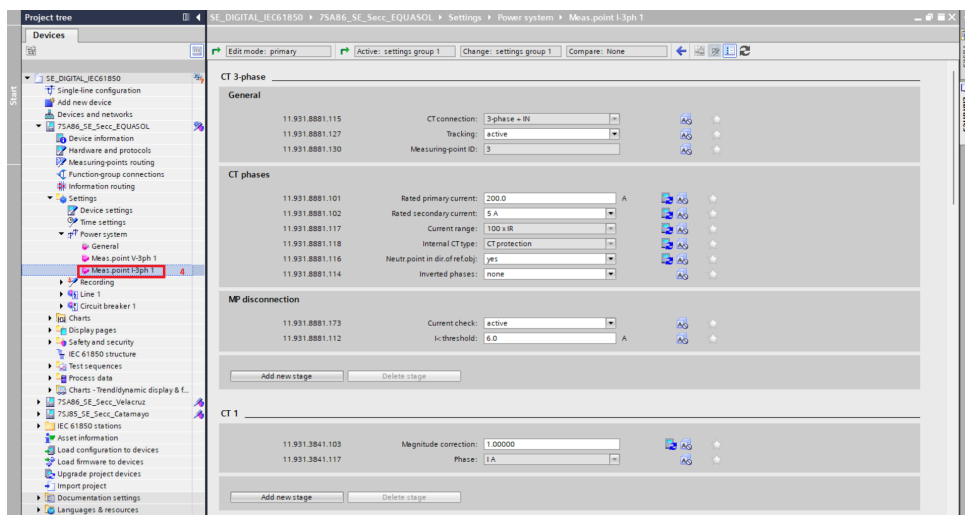


Figura 4.24: Parametrización del transformador de corriente – DIGSI 5.

Adicionalmente, se activaron las siguientes funciones de supervisión de corriente:

- Supervisión de balance de corriente
- Supervisión de secuencia de fase de corriente
- Supervisión ADC sum I

Estas funciones permiten detectar desbalances significativos, pérdida de fase o inconsistencias en la adquisición de señales analógicas, fortaleciendo la confiabilidad operativa de los IEDs instalados.

#### 4.4.2. Parametrización de Funciones de Protección 50/50N y 67/67N

Una vez configurados los transformadores de medida, se procede a la parametrización de las funciones de protección de sobrecorriente y sobrecorriente direccional implementadas en los IEDs de las tres bahías de línea.

Las funciones configuradas fueron:

- ANSI 50 / 50N – Sobrecorriente instantánea de fase y tierra
- ANSI 67 / 67N – Sobrecorriente direccional de fase y tierra

##### Paso 1. Adición de funciones desde librerías

Para agregar las diferentes funciones de protección, una vez ubicados en el apartado correspondiente del dispositivo *Line 1* para los relés *Siemens 7SA86* o *VI 3ph 1* para el relé *Siemens 7SJ85*), se debe acceder al menú *Libraries*.

En el caso de los relés 7SA86 (bahías Equasol y Velacruz), la ruta es:

*Libraries* → *Global DIGSI 5 Library* → *FG Line* → *Current protection*

En el caso del relé 7SJ85 (bahía Catamayo), la ruta es:

*Libraries* → *Global DIGSI 5 Library* → *FG Voltage/current 3ph* → *Current protection*

En este apartado se encuentran disponibles las funciones de protección, tales como 50/50N y 67/67N, las cuales pueden ser añadidas al proyecto según la filosofía de protección definida.

La estructura de navegación para el relé *Siemens 7SA86* se muestra en la Figura 4.25, mientras que la correspondiente al relé *Siemens 7SJ85* se presenta en la Figura 4.26.

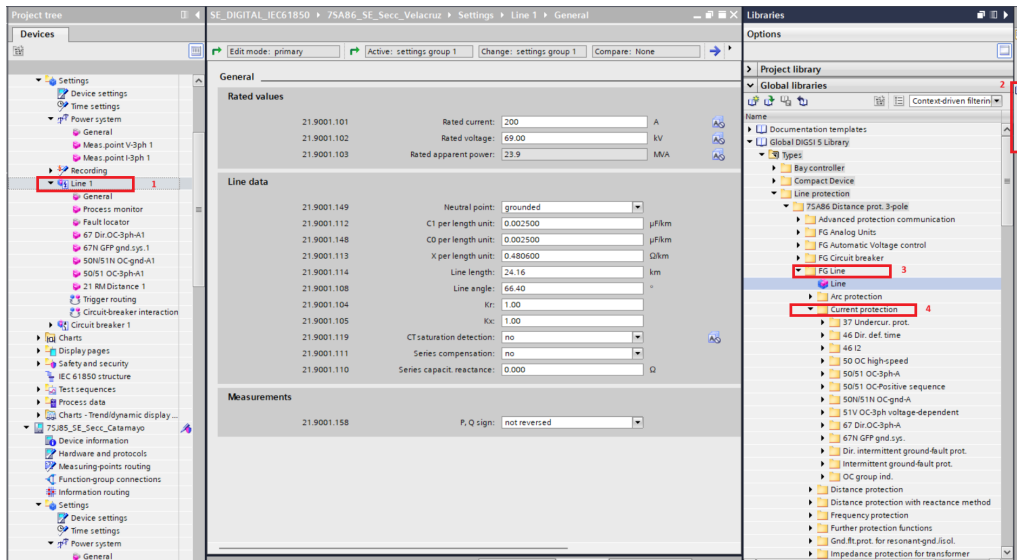


Figura 4.25: Adición de funciones de protección Siemens 7SA86 – DIGSI 5.

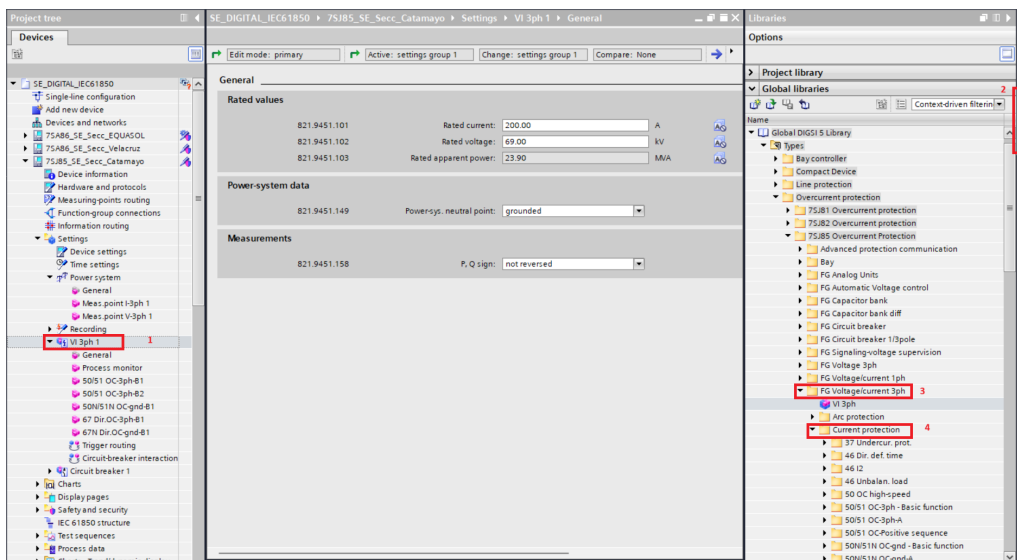


Figura 4.26: Adición de funciones de protección Siemens 7SJ85 – DIGSI 5.

## Paso 2. Parametrización de las funciones de protección

Una vez que la función de protección sea añadida al dispositivo, se procede a la configuración de sus parámetros, ingresando los valores de ajuste de coordinación obtenidos a partir del modelo de referencia.

En esta etapa se configuran principalmente:

- Modo de operación (habilitación de la función).
- Tipo de curva característica (ANSI Very Inverse, Extremely Inverse, etc.).
- Corriente de arranque *Pick-up*.
- Tiempo dial o factor multiplicador de tiempo.
- Modo direccional.
- Ángulo de referencia o polarización (en el caso de funciones 67/67N).

Los valores específicos configurados para cada bahía se presentan en las Tablas [4.1](#), [4.2](#), [4.3](#) con sus ajustes correspondientes .

### Configuración de la función 67N

Dentro de nuestro proyecto dirigirse a **67 GFP gnd.sys.1** perteneciente a la función de sobrecorriente direccional de tierra. En este apartado se definieron los parámetros de determinación direccional, ángulos de referencia y umbrales mínimos de voltaje y corriente para habilitar la comparación direccional.

La parametrización realizada se muestra en la Figura [4.27](#).

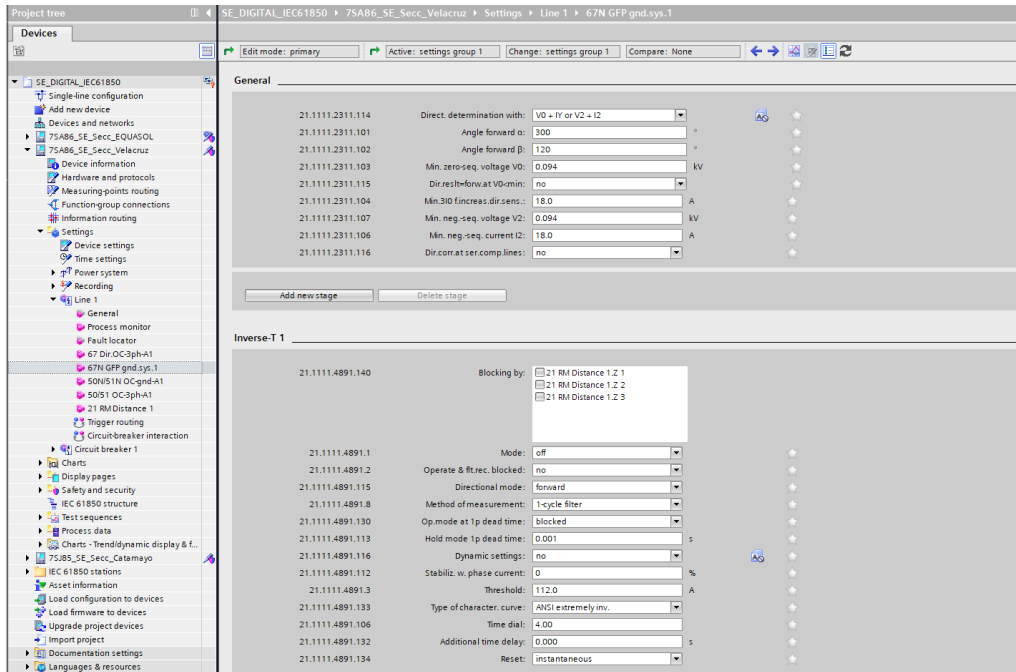


Figura 4.27: Parametrización de la función 67N – DIGSI 5.

## Configuración de la función 67

En nuestro proyecto dirigirse a **67 Dir. OC-3ph-A1**, apartado referente a sobrecooriente direccional de fase; aquí se configuraron los parámetros de operación inversa, tipo de curva ANSI, corriente de arranque y tiempo dial, además de la condición direccional en modo forward.

La configuración realizada se presenta en la Figura 4.28.

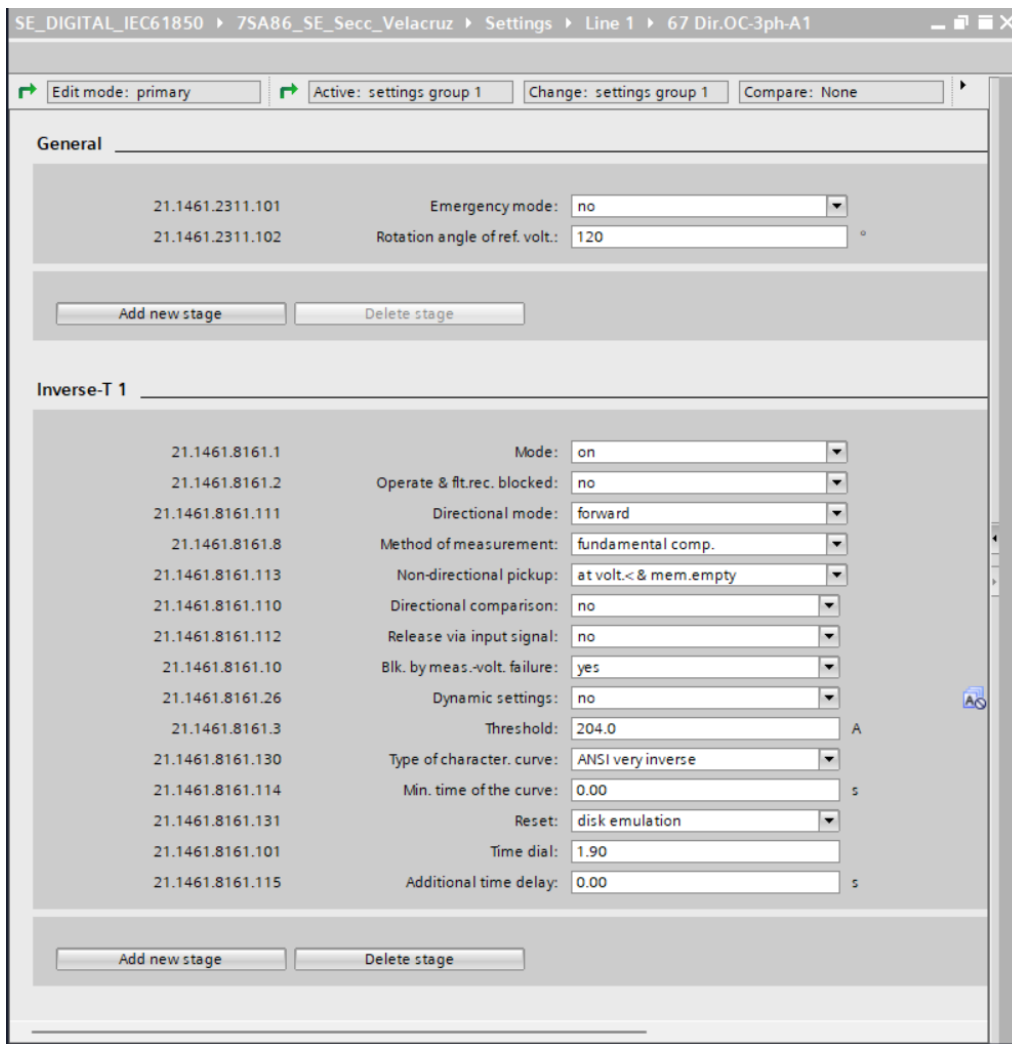


Figura 4.28: Parametrización de la función 67 – DIGSI 5.

### Configuración de las funciones 21 y 21N

Previo a la parametrización de las zonas de protección de distancia (ANSI 21 y 21N), es necesario configurar los parámetros generales de la línea, debido a que estos datos son utilizados por el algoritmo interno del relé para el cálculo de la impedancia aparente.

Para ello, se debe acceder a:

Settings → Line 1 → General

En este apartado se ingresan las características eléctricas de la línea, tales como:

- Voltaje nominal.
- Corriente nominal.
- Longitud de la línea.
- Parámetros de impedancia (R y X).
- Ángulo de línea.
- Punto neutro del sistema.

La configuración realizada se muestra en la Figura 4.29.

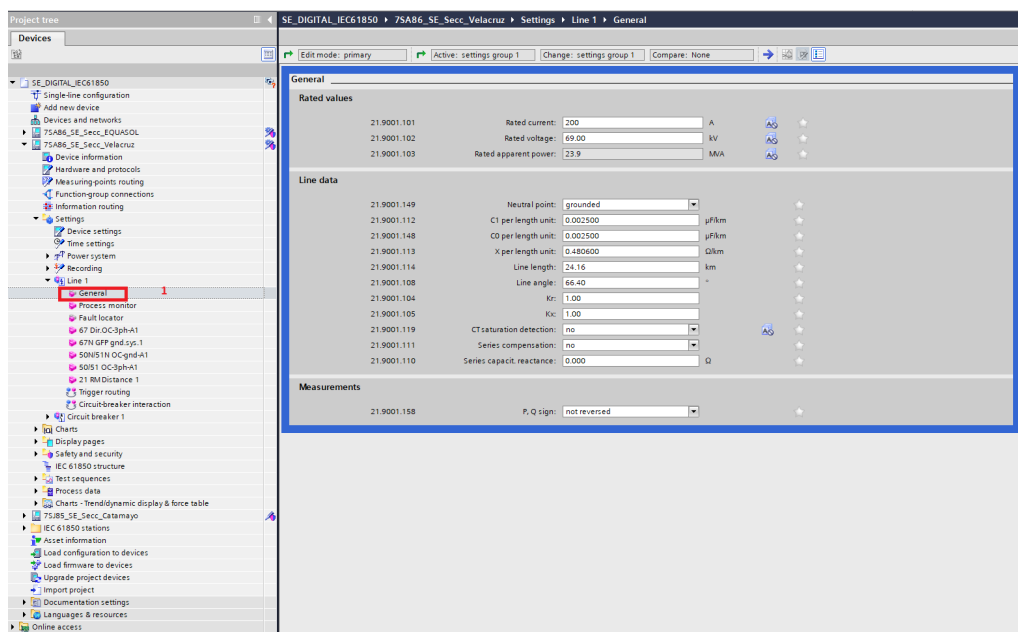


Figura 4.29: Configuración de parámetros generales de la línea – DIGSI 5.

Una vez definidos los parámetros generales de la línea, se procede a la configuración de las zonas de protección en el apartado *21 RM Distance 1*. En esta sección se habilitan y parametrizan las zonas Z1, Z2 y Z3, definiendo su alcance en reactancia, resistencia de falla, dirección de operación y tiempos de disparo conforme al estudio de coordinación previamente realizado.

SE\_DIGITAL\_IEC61850 > 7SA86\_SE\_Sec\_Velacruz > Settings > Line 1 > 21 RM Distance 1

Edit mode: primary    Active: settings group 1    Change: settings group 1    Compare: None

**General**

21.1901.2311.110	Zone timer start:	on dist. pickup		★
21.1901.2311.102	V0> threshold value:	0.188	kV	★
21.1901.2311.101	Min. phase-current thresh:	18.0	A	★
21.1901.2311.130	RF (ph-g):	29.000	Ω	★
21.1901.2311.131	RF (ph-ph):	9.000	Ω	★
21.1901.2311.132	Substitute for IF:	3I0		★
21.1901.2311.134	Comp. angle zero seq.:	0.00	°	★
21.1901.2311.135	Comp. angle neg. seq.:	0.00	°	★
21.1901.2311.136	Delta Dist. charact. angle:	0.00	°	★
21.1901.2311.106	Use load cutout:	no		★

Add new stage    Delete stage

**Z1**

21.1901.14191.1	Mode:	on		★
21.1901.14191.2	Operate & fit.rec. blocked:	no		★
21.1901.14191.101	Function mode:	ph-gnd and ph-ph		★
21.1901.14191.109	Directional mode:	forward		★
21.1901.14191.102	X reach:	9.289	Ω	★
21.1901.14191.110	Operate delay (1-phase):	0.00	s	★
21.1901.14191.112	Operate delay (multi-ph.):	0.00	s	★
21.1901.14191.129	Zone settings:	Advanced		★
21.1901.14191.130	RF (ph-g):	15.054	Ω	★
21.1901.14191.131	RF (ph-ph):	2.038	Ω	★
21.1901.14191.132	Substitute for IF:	3I0		★
21.1901.14191.134	Comp. angle zero seq.:	0.00	°	★
21.1901.14191.135	Comp. angle neg. seq.:	0.00	°	★
21.1901.14191.108	Line angle:	66.40	°	★
21.1901.14191.136	Delta Dist. charact. angle:	0.00	°	★
21.1901.14191.104	Kr:	1.00		★
21.1901.14191.105	Kk:	1.00		★

Add new stage    Delete stage

Figura 4.30: Configuración de la zona Z1 de la protección 21 –DIGSI 5.

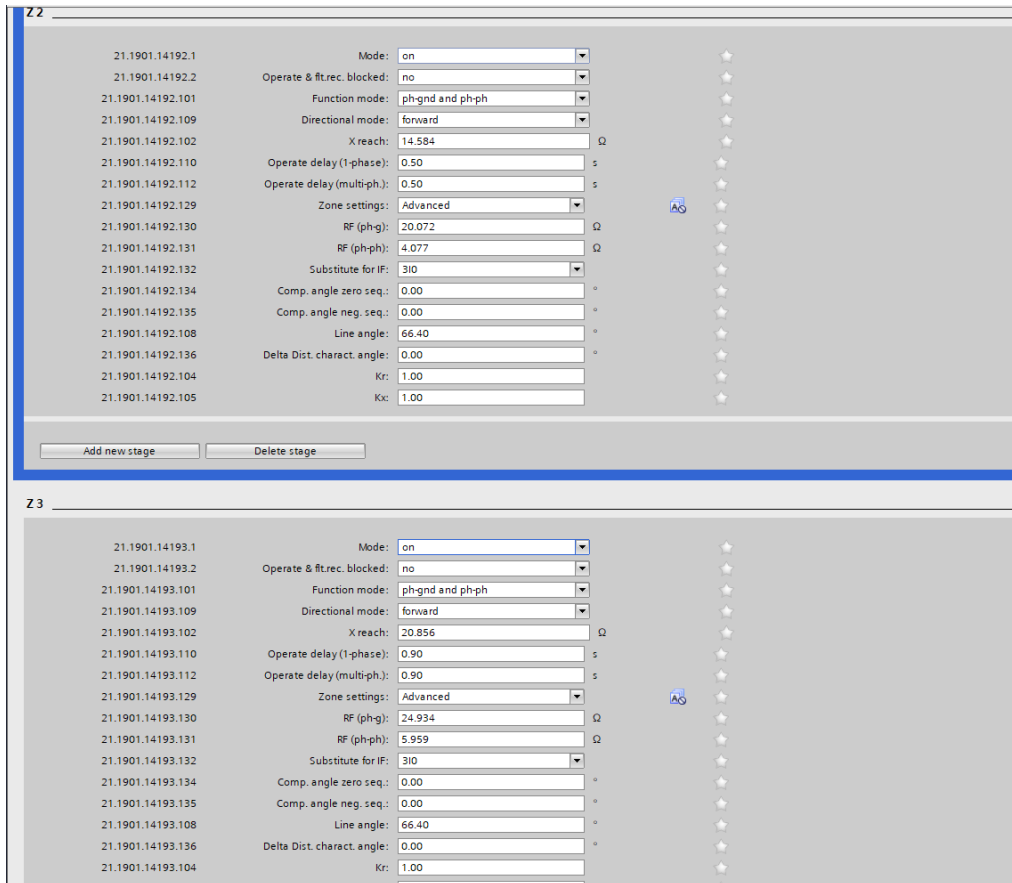


Figura 4.31: Configuración de las zonas Z2 y Z3 de la protección 21 – DIGSI 5.

Cabe señalar que el procedimiento de parametrización es análogo para las tres bahías del proyecto, así como para las funciones 50/50N, diferenciándose únicamente en la ausencia del criterio direccional en la función 50 instantánea, la misma que opera exclusivamente por magnitud de corriente. Adicionalmente, si se requiere observar la comparación detallada entre los resultados del modelo de referencia desarrollado en *DIGSILENT PowerFactory* y los parámetros implementados en *DIGSI 5*, dicha información puede consultarse en los anexos del presente documento. En ellos se incluyen las representaciones gráficas correspondientes, garantizando la trazabilidad entre el modelo de referencia y la implementación práctica en los IEDs.

#### 4.5. Configuración de la estación IEC 61850.

Una vez realizada la parametrización de cada una de las funciones de protección y la activación del protocolo de comunicación y red según las Figuras 4.7, 4.6, 4.9. Es importante señalar que los relés *Siemens* 7SA86 y 7SJ85 utilizados en el proyecto cuentan con soporte para el estándar IEC 61850-8-1, el cual permite la comunicación mediante:

- [MMS](#)
- [GOOSE](#)

Sin embargo, estos equipos no disponen del módulo de comunicación requerido para [SV](#), IEC 61850-9-2, por lo que no es posible implementar *Process Bus* con envío de valores muestreados.

#### 4.5.1. Creación de la Subestación Digital en IEC 61850 System Configurator.

Como paso previo a la creación del sistema dentro del entorno de *IEC 61850 System Configurator*, es necesario configurar *IEC 61850 structure* de cada [IED](#).

Para ello, dentro del árbol del proyecto correspondiente a cada dispositivo, se accede al apartado:

##### *IEC 61850 structure*

En esta sección se visualiza el modelo de datos del relé conforme a la norma IEC 61850, organizado en:

- [LD](#)
- [LN](#)
- *Data Objects y Data Attributes*

En este apartado se seleccionan y habilitan las señales que estarán activas sobre la interfaz de comunicación, definiendo qué nodos lógicos y variables estarán disponibles para:

- Comunicación [MMS](#).
- Publicación y suscripción de mensajes [GOOSE](#).
- Supervisión y control desde sistemas [SCADA](#).

La estructura IEC 61850 configurada en el IED se muestra en la Figura 4.32.

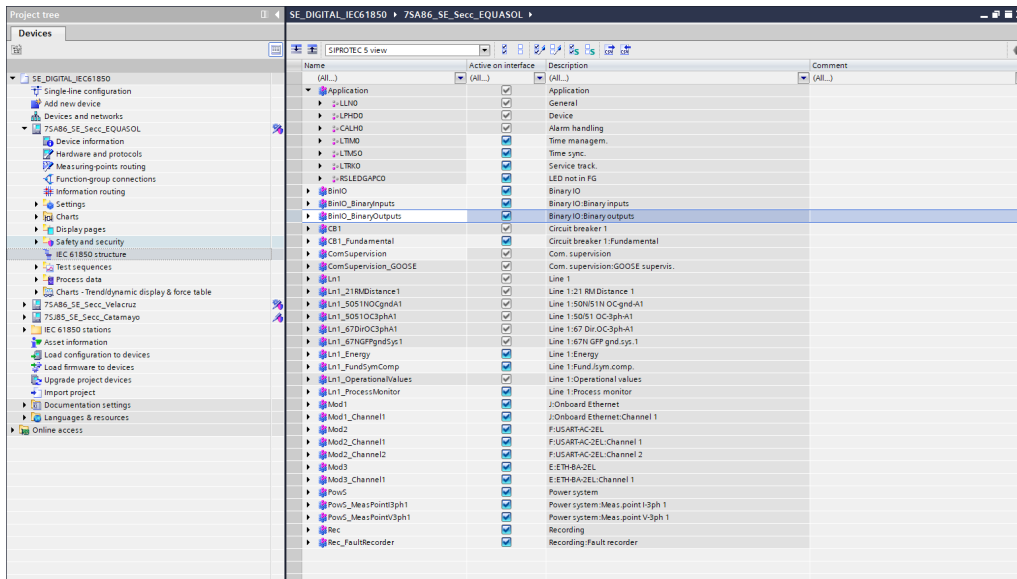


Figura 4.32: Configuración de la estructura IEC 61850 del IED – DIGSI 5.

Finalmente, se crea la estación IEC 61850 y la asignación de los IEDs a la misma; para esto, dentro del árbol del proyecto, se dirige a *IEC 61850 station*, luego se agrega los dispositivos a la estación como se muestra en la Figura 4.33.

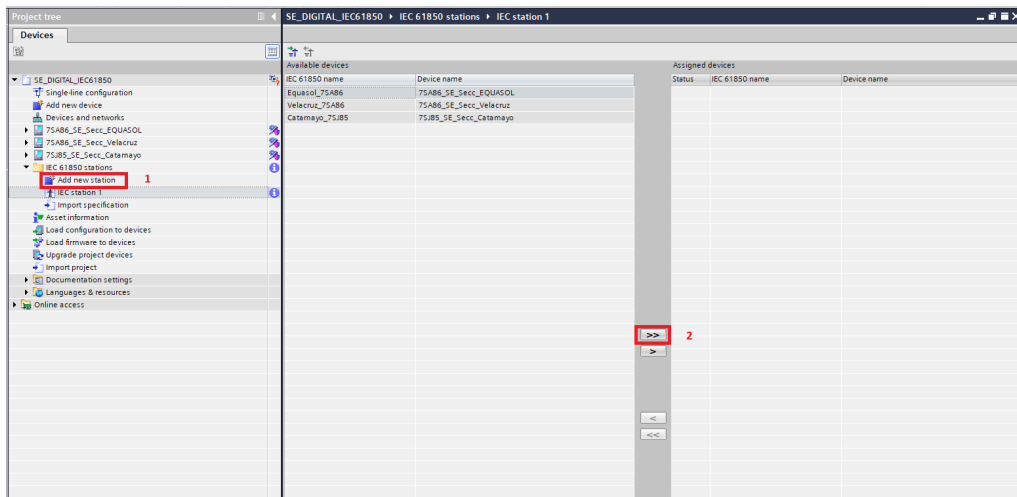


Figura 4.33: Vinculación de dispositivos a la estación IEC 61850 – DIGSI 5.

Finalmente, *Export changes to IEC 61850 System Configurator*, como se observa en la Figura 4.34 .

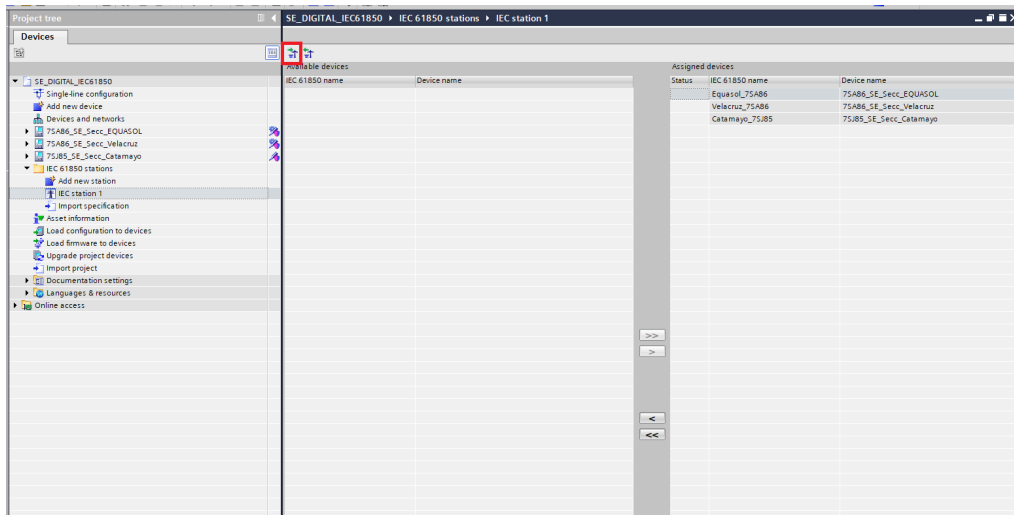


Figura 4.34: Exportación de los IEDs al IEC 61850 System Configurator – DIGSI 5.

## Creación y configuración de la Subestación Digital

Una vez dentro de IEC 61850 System Configurator, se procede a la creación de la subestación digital.

Para ello, se selecciona la pestaña *Substation* y se realiza clic derecho sobre IEC station 1, seleccionando la opción *Substation*, como se observa en la Figura 4.35.

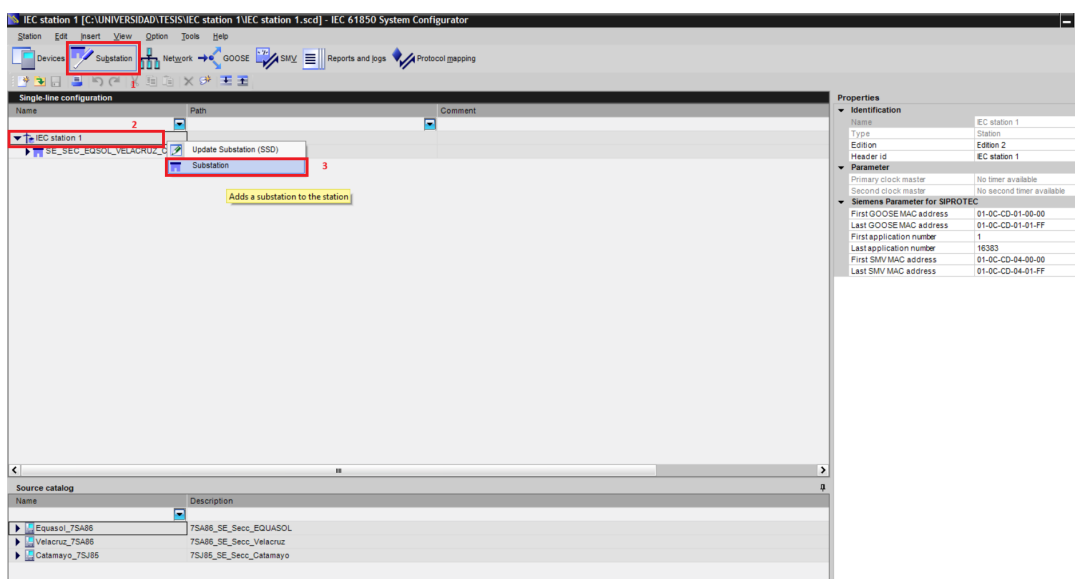


Figura 4.35: Creación de la subestación – IEC 61850 System Configurator.

Posteriormente, se configura el nivel de voltaje y las bahías de la subestación. Para ello, se realiza clic derecho sobre la subestación creada y se selecciona *Voltage Level*. En el panel de propiedades se establece el valor correspondiente al sistema, en este caso 69 kV; luego clic derecho en *Voltage Level* y elegir *Bay* como se muestra en la Figura 4.36.

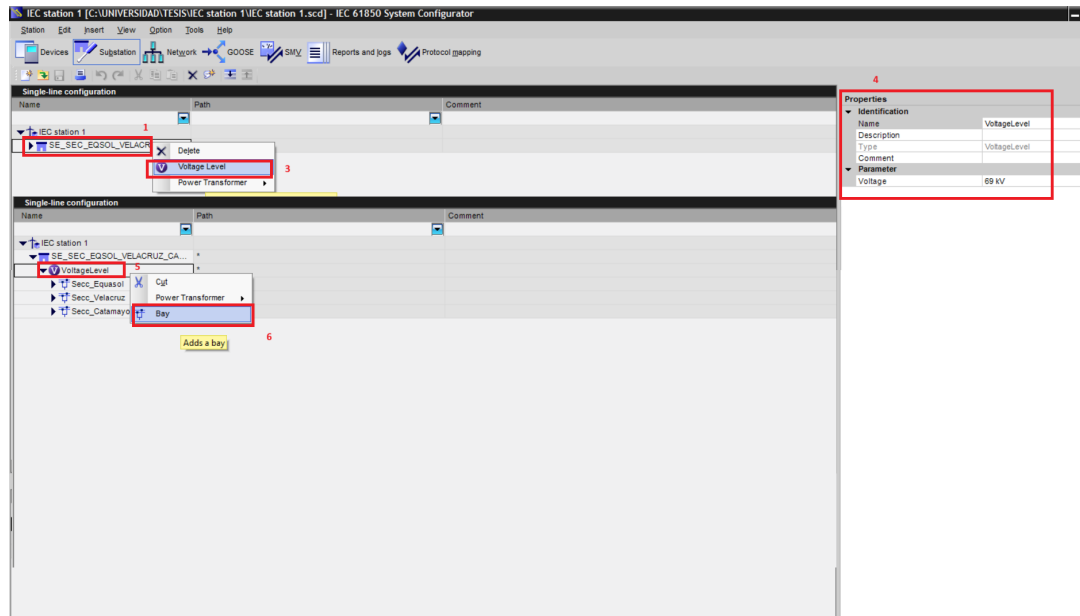


Figura 4.36: Configuración del nivel de voltaje y bahías de la subestación – *IEC 61850 System Configurator*.

Finalmente, se añade el interruptor de potencia y se le asocia su **LN** correspondiente mediante:

- Clic derecho sobre la bahía creada.
- Seleccionar *Conducting Equipment*.
- Elegir *Circuit Breaker*.

En el panel inferior *Source Catalog* se selecciona el **LD** correspondiente *CB1* y se arrastra el **LN** asociado XCBR hacia el elemento *CBR* dentro del *Single-line configuration*, como se muestra en la Figura 4.37.

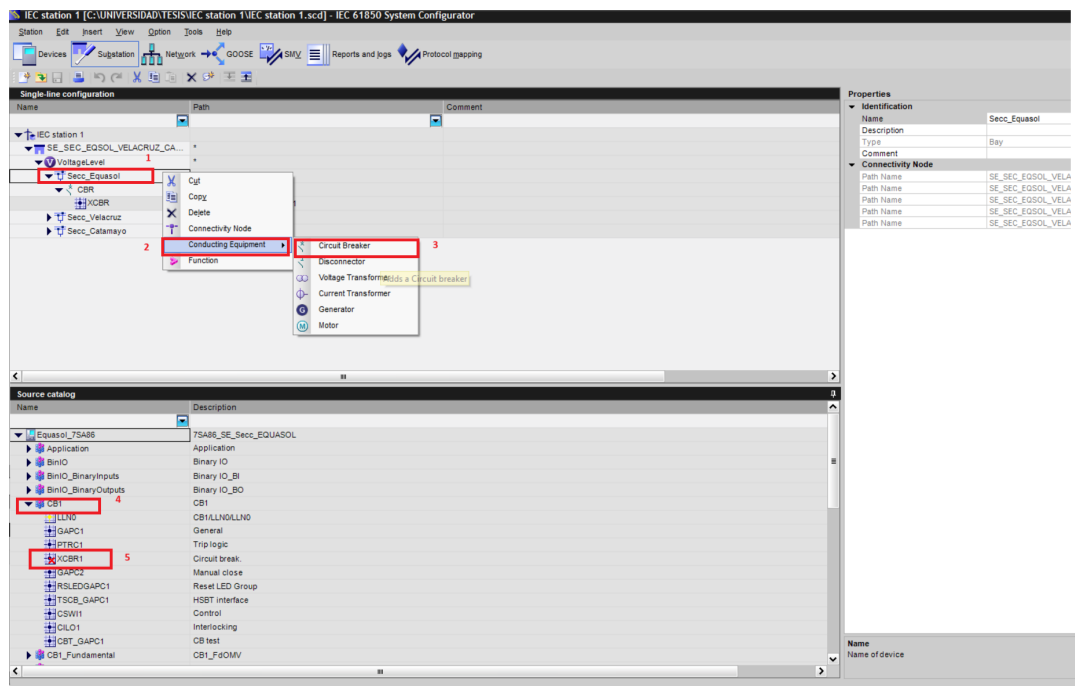


Figura 4.37: Creación de bahías, adición del interruptor y asignación del nodo lógico – *IEC 61850 System Configurator*.

Este procedimiento se realizó de manera análoga para las tres bahías correspondientes a Equasol, Velacruz y Catamayo.

#### 4.5.2. Publicación y Suscripción de Mensajes GOOSE

Una vez creada la subestación digital, se procede a la configuración de los mensajes **GOOSE**, los cuales permiten el intercambio de señales binarias entre los **IEDs** mediante el perfil de comunicación IEC 61850-8-1.

Para configurar la publicación de señales **GOOSE** se realiza el siguiente procedimiento:

1. Dentro del *IEC 61850 System Configurator*, dirigirse a la pestaña superior **GOOSE**.
2. En el árbol de la estación, hacer clic derecho sobre **IEC station 1**.
3. Seleccionar la opción *GOOSE Application*.
4. En el apartado *Source Catalog*, seleccionar el dispositivo correspondiente.
5. Desplegar el **LD**.

6. Seleccionar el **LN** que contiene la señal a publicar.
7. Arrastrar el **LN** hacia la aplicación **GOOSE** creada.

En el presente proyecto se publicaron principalmente señales asociadas a:

- Señales de disparo.
- Señales de *pickup* y *Operate* de protecciones.
- Estados del interruptor.

Una vez configurada la publicación, se procede a la suscripción de los mensajes **GOOSE** en los dispositivos receptores mediante el siguiente procedimiento:

1. Dirigirse a *Destination Catalog*.
2. Seleccionar el dispositivo que actuará como suscriptor.
3. Desplegar el **LD** correspondiente.
4. Seleccionar el **LN** que recibirá la señal.
5. Arrastrar desde *Destination Catalog* hacia el **LN** ya publicado.

En este caso, la suscripción se realizó hacia los **LN** asociados a alarmas y supervisión de los **IEDs**, conforme a las recomendaciones de la norma IEC 61850 para el intercambio de información de protección entre dispositivos.

De esta manera, cuando un relé detecta una condición de falla o ejecuta una orden de disparo, los demás relés reciben la señal vía **GOOSE** y generan el evento correspondiente.

La configuración de la publicación se muestra en la Figura 4.38.

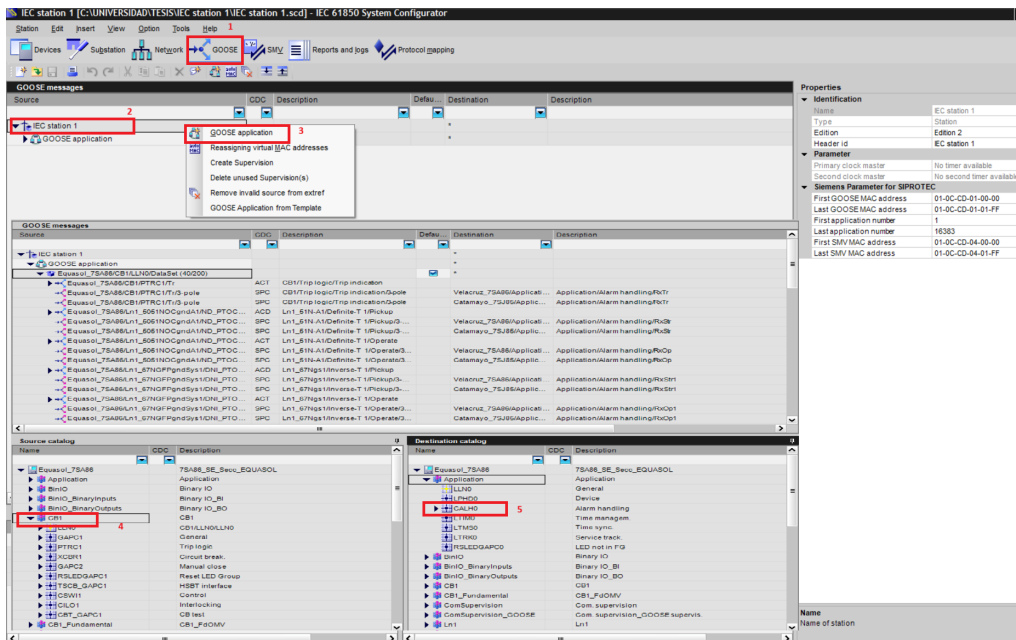


Figura 4.38: Configuración de publicación de señales GOOSE – *IEC 61850 System Configurator*.

#### 4.5.3. Configuración de Comunicación MMS para Integración SCADA

Además de la comunicación horizontal mediante mensajes **GOOSE**, se configuró la comunicación vertical hacia el sistema **SCADA** utilizando el servicio **MMS**, esto permite la supervisión remota, el registro de eventos y la adquisición de variables eléctricas desde un sistema de control superior.

##### Paso 1: Creación de *datasets*

Previo a la configuración de los reportes, es necesario definir los *Data Sets*, los cuales agrupan las variables que serán enviadas al sistema **SCADA**. Para ello, dirigirse al apartado de *Reports and Longs* donde se realiza el siguiente procedimiento:

1. Acceder al dispositivo correspondiente dentro de la estación.
2. Clic derecho en el dispositivo e insertar *dataset*.
3. Creación de *dataset* para señales, medidas y control.
4. Seleccionar y añadir las variables requeridas.

La creación del dataset se muestra en la Figura 4.39.

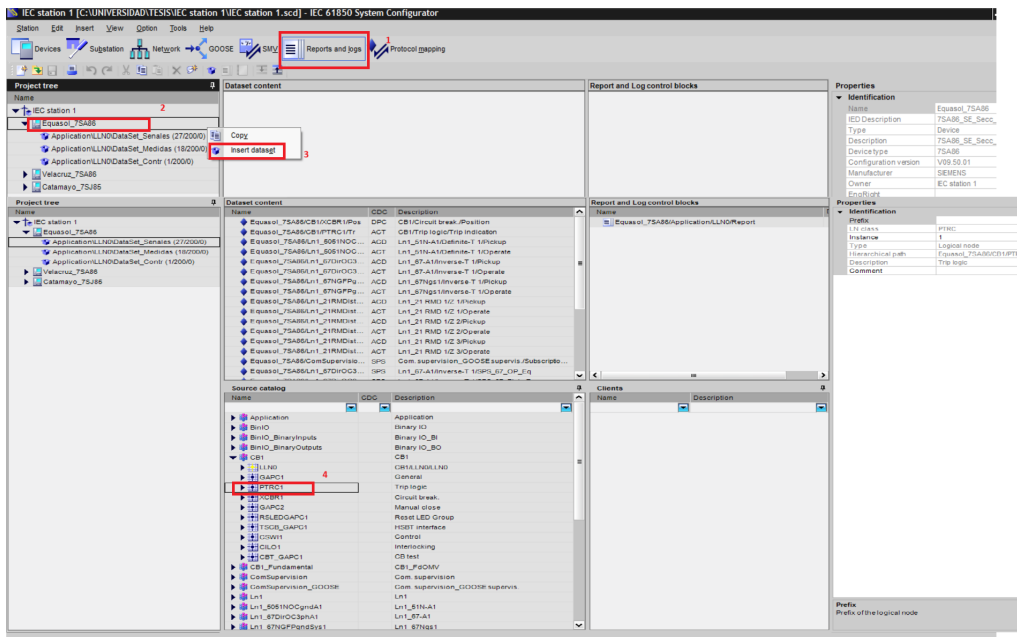


Figura 4.39: Creación de *dataset* – IEC 61850 System Configurator.

## Paso 2: Configuración de Report Control Blocks (RCB)

Una vez definidos los *dataset*, se procede a la creación del *Report Control Block*; el procedimiento es el siguiente:

1. Acceder al apartado *Report and Log control blocks*.
2. Click derecho, *insert report*.

Se pueden configurar *Report Control Block* con almacenamiento de eventos o sin almacenamiento de eventos.

La configuración del *Report Control Block* se presenta en la Figura 4.40.

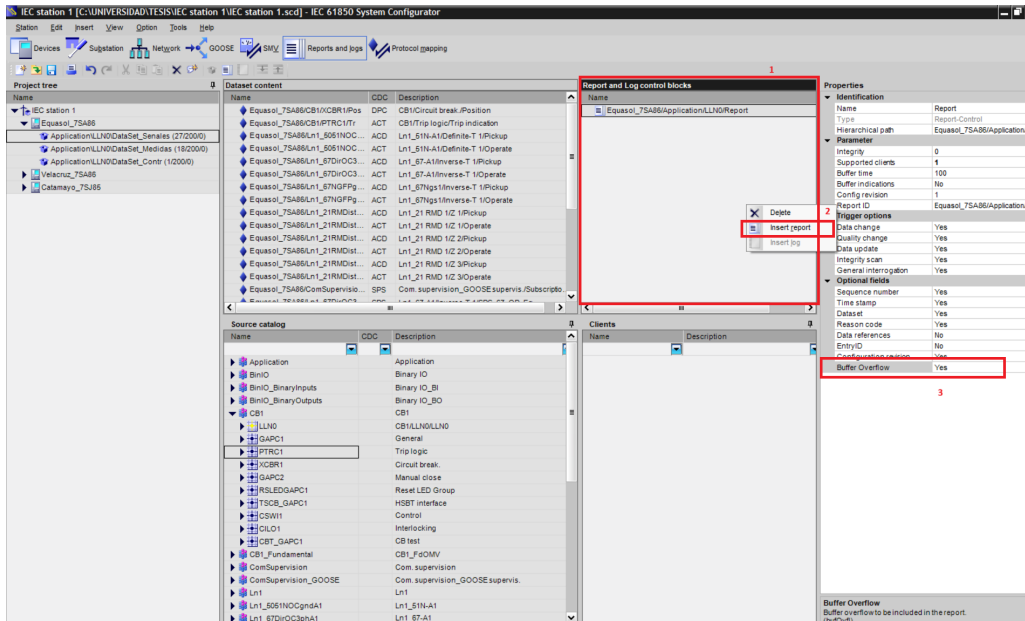


Figura 4.40: Configuración del *Report Control Block* – *IEC 61850 System Configurator*.

## 4.6. Diseño y elaboración de SCADA en Inkscape

El sistema SCADA implementado permite la supervisión en tiempo real de las variables eléctricas fundamentales: voltajes y corrientes, provenientes de los IEDs instalados en las bahías de Equasol, Velacruz y Catamayo, así como la visualización integral del diagrama unifilar correspondiente a la CGD-Equasol.

A través de la interfaz HMI, es posible monitorear el estado operativo de los interruptores de potencia (*circuit breakers*), seccionadores y demás equipos de maniobra, además de identificar la activación de funciones de protección ante la ocurrencia de fallas. El sistema también permite verificar el estado de comunicación de cada IED (*online/offline*), supervisar la integridad de los enlaces de comunicación y detectar pérdidas de mensajes GOOSE dentro de la red IEC 61850, permitiendo la evaluación continua del desempeño del sistema y facilitando el diagnóstico oportuno ante eventos o anomalías en la red de automatización.

#### 4.6.1. Diseño de los diagramas de bahía y unifilar

Para el desarrollo de la interfaz [HMI](#) se utilizó el *software Inkscape*. La interfaz fue estructurada sobre un lienzo configurado en formato *Escritorio 1080p* ( $1920 \times 1080$  píxeles), como se indica en la Figura 4.41, estableciendo una base gráfica compatible con entornos de visualización industrial bajo estándar *Full HD*.

Esta configuración permite asegurar coherencia en la relación de aspecto, uniformidad en la distribución espacial de los elementos y adecuada densidad de píxeles para la representación de simbología eléctrica, estados dinámicos y señalización de alarmas. Asimismo, la definición de un entorno de trabajo en alta resolución optimiza la integración posterior con el sistema [SCADA](#), minimizando artefactos visuales, distorsiones de escala y pérdidas de nitidez durante la operación en tiempo real.

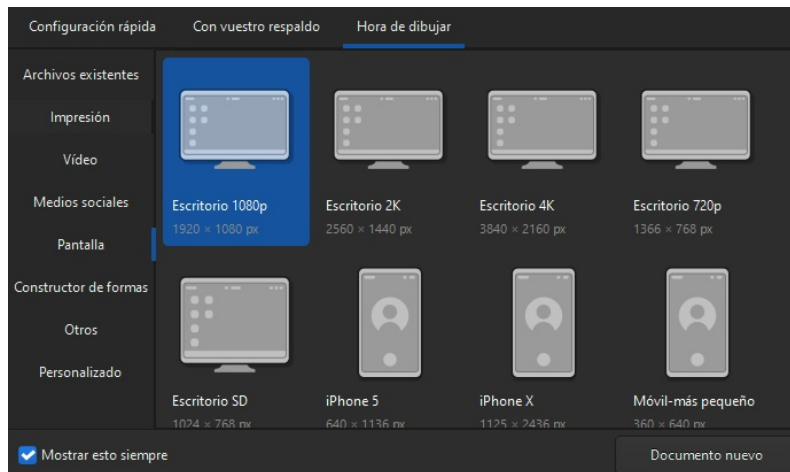


Figura 4.41: Selección de plantilla – Inkscape.

Posteriormente, se procedió al diseño individual de las interfaces [HMI](#) correspondientes a cada bahía: Equasol (ver Figura 4.42), Velacruz (ver Figura 4.43) y Catamayo (ver Figura 4.44).



Figura 4.42: Diseño de bahía Equasol – Inkscape.



Figura 4.43: Diseño de bahía Velacruz – Inkscape.



Figura 4.44: Diseño de bahía Catamayo – Inkscape.

Cada pantalla fue estructurada conforme a la configuración eléctrica particular de su bahía, representando el diagrama unifilar asociado y organizando los elementos gráficos

según la disposición funcional de los equipos en campo. Se incorporaron módulos informativos por **IED**, donde se agrupan las magnitudes eléctricas principales y las funciones de protección configuradas, manteniendo coherencia con la filosofía de protección y control implementada.

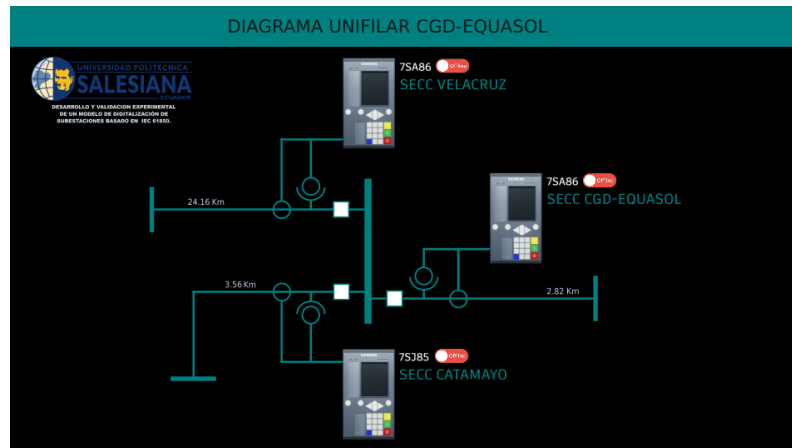


Figura 4.45: Diseño del diagrama unifilar – Inkscape.

Adicionalmente, se desarrolló el **HMI** general del diagrama unifilar de la **CGD-Equasol** (ver Figura 4.45), el cual integra de manera consolidada las tres bahías dentro de una vista global del sistema. Esta interfaz permite una supervisión estructural de la topología eléctrica, mostrando la interconexión entre alimentadores, barras y equipos de maniobra, y proporcionando una perspectiva integral del estado operativo del sistema.

#### 4.6.2. Enrutamiento de señales desde NovaTech HMI hacia SCADA

Para efectuar el enrutamiento de variables hacia el sistema **HMI-SCADA**, es necesario configurar en el *software NCD3* los archivos de proyecto que posteriormente serán cargados en la **RTU**. En primera instancia, se crea un nuevo proyecto seleccionando la opción correspondiente mostrada en la Figura 4.46. Esta acción inicializa la estructura base del sistema, definiendo la arquitectura lógica sobre la cual se configurarán los puertos de comunicación y el mapeo de señales. Una vez creado el proyecto, se procede a guardarlo para habilitar las opciones avanzadas de configuración.

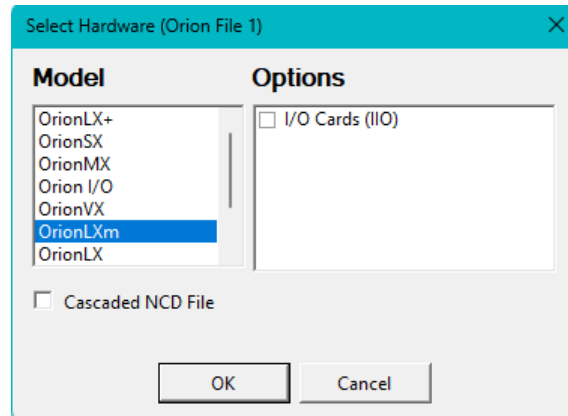


Figura 4.46: Seleccionar Hardware – NCD3.

A continuación, desde el menú *Configure* → *SE\_SECC\_CGD.ncd* → *Network*, se selecciona la opción *Configure new port*, tal como se indica en la Figura 4.47. En esta sección se definen los parámetros de comunicación asociados al puerto que gestionará el intercambio de datos bajo el protocolo IEC 61850. Posteriormente, accediendo nuevamente al mismo menú, se elige la opción señalada en la Figura 4.48, correspondiente a la configuración del puerto cliente IEC 61850.

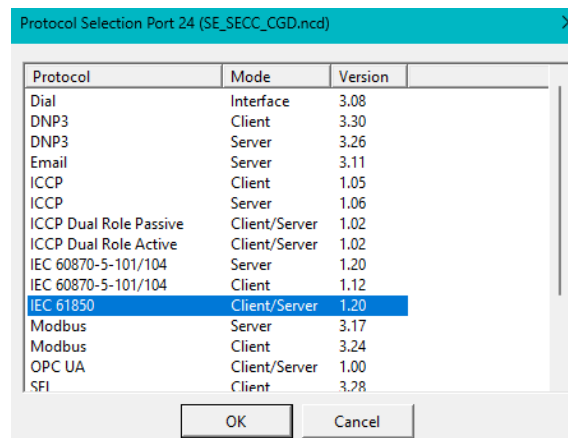


Figura 4.47: Selección de protocolo de puerto IEC 61850 – NCD3.

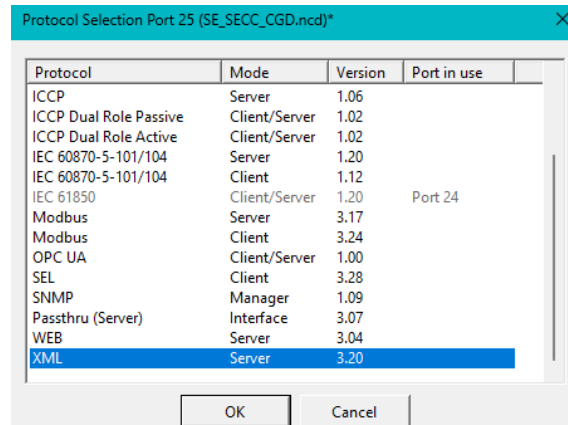


Figura 4.48: Selección de protocolo de puerto XML – NCD3.

Dentro de la ventana *tIEC61850 Client Port 24*, en el apartado *Import*, se carga el archivo de la estación IEC 61850 (en este caso, *IEC Station 1.scd*). Al realizar esta importación, el sistema interpreta la estructura SCL del archivo y despliega automáticamente los IEDs asociados a la estación, tal como se observa en la Figura 4.49. Es fundamental verificar que todos los dispositivos se carguen correctamente y sin errores de consistencia en el modelo de datos.

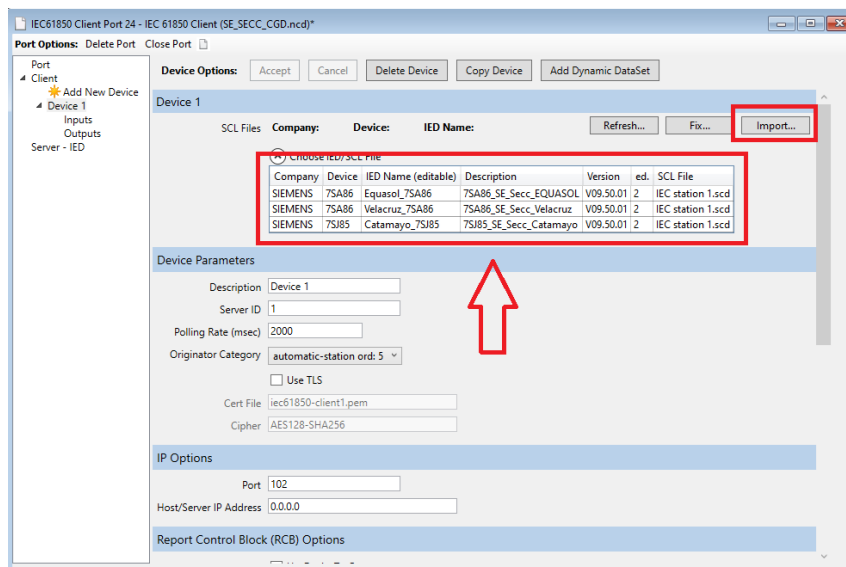


Figura 4.49: Asociar dispositivos IEC 61850 – NCD3.

Seguidamente, se agregan los dispositivos uno a uno (ver Figura 4.50), habilitando su participación en el intercambio de señales. En la sección *Inputs*, se seleccionan los nodos lógicos requeridos y se trasladan mediante el botón indicado en la Figura 4.51, estableciendo así el mapeo de variables desde los IEDs hacia la RTU. Este procedimiento debe repetirse para cada IED configurado, asegurando coherencia con la filosofía de protección y control definida.

- Port
- Client
  - ✦ Add New Device
  - Equasol\_7SA86
    - Inputs
    - Outputs
  - Velacruz\_7SA86
    - Inputs
    - Outputs
  - Catamayo\_7SJ85
    - Inputs
    - Outputs
  - All Devices
    - Inputs
    - Outputs
- Server - IED

Figura 4.50: Dispositivos IEC 61850 agregados IEC 61850 – NCD3.

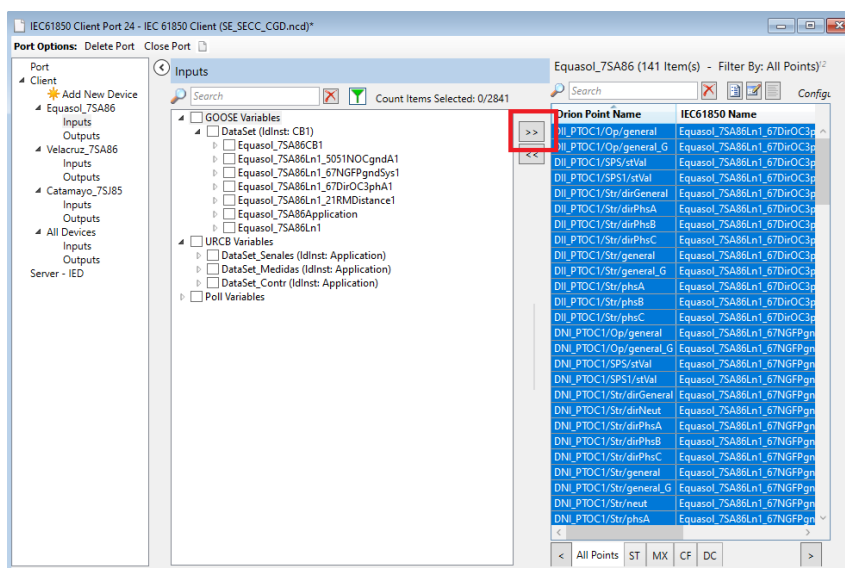


Figura 4.51: Selección de nodos lógicos – NCD3.

De manera análoga, en la sección *Outputs*, se seleccionan y transfieren los nodos lógicos correspondientes a señales de control o estados que deban ser publicados hacia otros dispositivos o sistemas superiores. Finalmente, en la ventana *XML Server Port 25*, se seleccionan nuevamente los nodos lógicos y se trasladan conforme se muestra en la Figura 4.52, permitiendo que las variables queden disponibles para su vinculación gráfica en el entorno HMI.

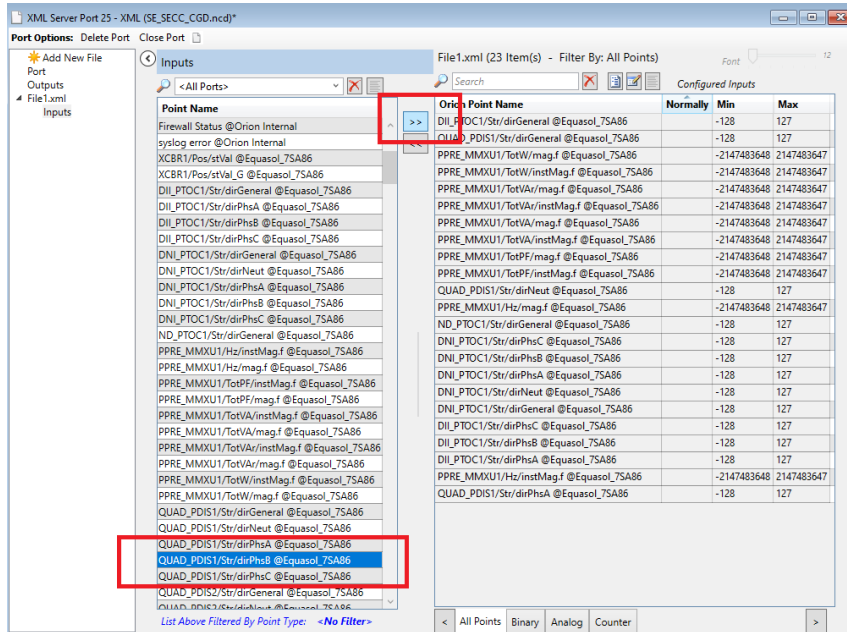


Figura 4.52: Selección de nodos lógicos hacia XML – NCD3.

Una vez completado el proceso, se guardan los cambios realizados. Si la configuración se ha ejecutado correctamente, el sistema generará los archivos ".ncd" y ".ncz", los cuales contienen la definición estructural y compilada del proyecto. Estos archivos serán utilizados posteriormente para el enrutamiento de variables en el diseño desarrollado en *Inkscape* y para su carga final en la RTU, junto con los archivos ".svg" correspondientes a las pantallas del HMI-SCADA. Ahora se podrá realizar el enrutamiento de los nodos lógicos desde en la interfaz de *Inkscape*, para ello se selecciona el elemento a asignar el nodo lógico, a continuación ingresar a Extensiones, **NovaTech HMI**, finalmente se despliega una ventana como la indicada en la Figura 4.53, en donde se efectuará el enrutamiento de los nodos lógicos.

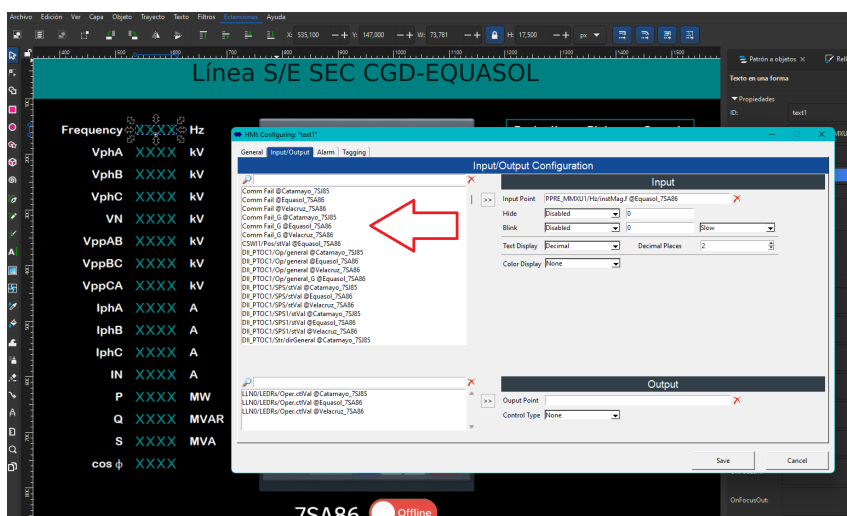


Figura 4.53: Enrutamiento de nodos lógicos – Inkscape.

## CAPÍTULO 5

### ENSAYOS DE PROTECCIÓN Y COMUNICACIÓN

#### 5.1. Descripción del diagrama unifilar de la CGD-Equasol.

El diagrama unifilar de la Figura 5.1, corresponde a un esquema de subestación de seccionamiento, cuyo propósito operativo es interconectar y seccionar tramos de líneas para mejorar la flexibilidad de maniobra, permitir aislamiento de fallas y facilitar mantenimientos sin comprometer la continuidad del servicio. El esquema representa el modelo de referencia Catamayo—Velacruz—Equasol, donde las bahías convergen en un punto de seccionamiento asociado a la barra principal, habilitando diferentes configuraciones de operación mediante el accionamiento de dispositivos de maniobra.

Cada bahía integra sus elementos de medida y maniobra, y está asociada a un IED de protección y control. La bahía Velacruz se encuentra protegida por un relé *Siemens* 7SA86, la bahía Equasol también utiliza un 7SA86, mientras que la bahía Catamayo emplea un relé *Siemens* 7SJ85. Esta distribución permite implementar funciones de protección acordes al comportamiento de cada alimentador, así como la coordinación entre bahías para asegurar selectividad y tiempos de despeje adecuados.

Las longitudes de línea indicadas en el unifilar (24.16 km, 3.56 km y 2.82 km) constituyen parámetros de entrada relevantes para la coordinación y parametrización de protecciones, especialmente para funciones dependientes de impedancia, temporización y direccionalidad. En conjunto, el esquema de seccionamiento implementado sirve como base para la configuración IEC 61850, la integración de señales de estado y disparo entre IEDs, y la validación experimental de la operación del sistema bajo escenarios de maniobra y falla.

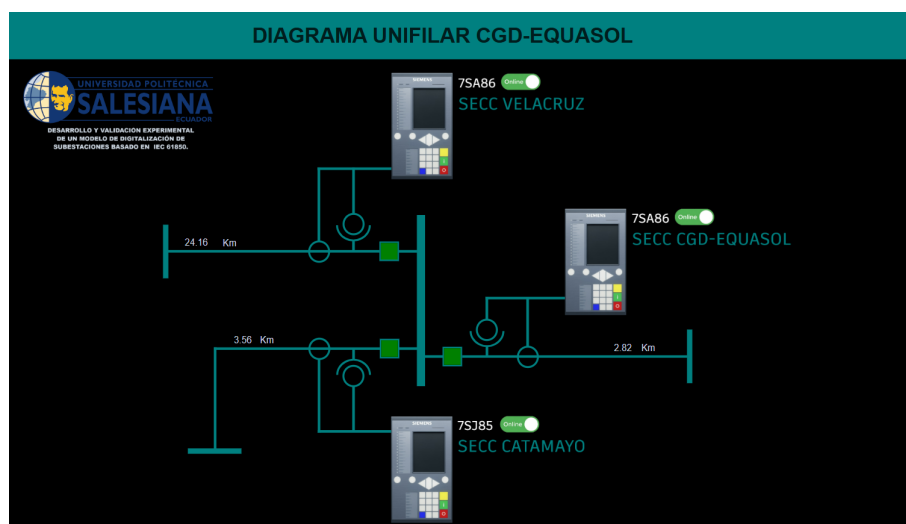


Figura 5.1: Diagrama Unifilar CGD-Equasol.

## 5.2. Pruebas en la bahía Equasol.

Con el propósito de validar la correcta configuración y parametrización de los IEDs, en concreto de la bahía Equasol, se ejecutó un conjunto de pruebas en conjunto con la maleta de pruebas *Omicron CMC 356* y su *software Test Universe*. Empleando distintos módulos de validación según la función analizada. En particular, se realizaron:

- Pruebas de verificación de valores nominales mediante el módulo *QuickCMC*.
- Pruebas de *Pickup* para comprobar el umbral de activación de las funciones.
- Pruebas de *Operate* para validar la emisión de la señal de disparo.
- Verificación de tiempos de operación conforme a las curvas configuradas.
- Recreación y validación de curvas características en el módulo *Overcurrent*.
- Recreación y comprobación de zonas de protección en el módulo *Distance*.

Durante el proceso, se compararon los valores inyectados por la maleta de pruebas con la respuesta registrada en el IED, verificando tanto la activación interna de la función como la correcta generación de señales de salida. De esta manera, se garantizó que las protecciones implementadas en la bahía Equasol operen de manera selectiva, precisa y conforme a los parámetros establecidos en el diseño del sistema.

*Cabe aclarar que este es un proceso análogo replicable en las otras bahías.*

### 5.2.1. Valores nominales de la línea Equasol.

Como primera etapa del proceso de validación de la bahía Equasol, se realizó la verificación de los valores nominales configurados en el IED, con el objetivo de comprobar que las magnitudes base del sistema se encuentren correctamente parametrizadas antes de ejecutar pruebas funcionales de protección.

La Figura 5.2 muestra la visualización de los valores nominales directamente en el display del IED *Siemens* instalado en la bahía. En esta sección se verifican parámetros fundamentales como:

- Voltaje nominal del sistema.
- Corriente nominal.
- Frecuencia nominal.
- Potencias.



Figura 5.2: Valores nominales de la línea Equasol.

Para validar estos parámetros, se utilizó el módulo **QuickCMC** del *software Test Universe*, mediante el cual se inyectaron magnitudes trifásicas de voltaje y corriente equivalentes a los valores nominales configurados en el relé.

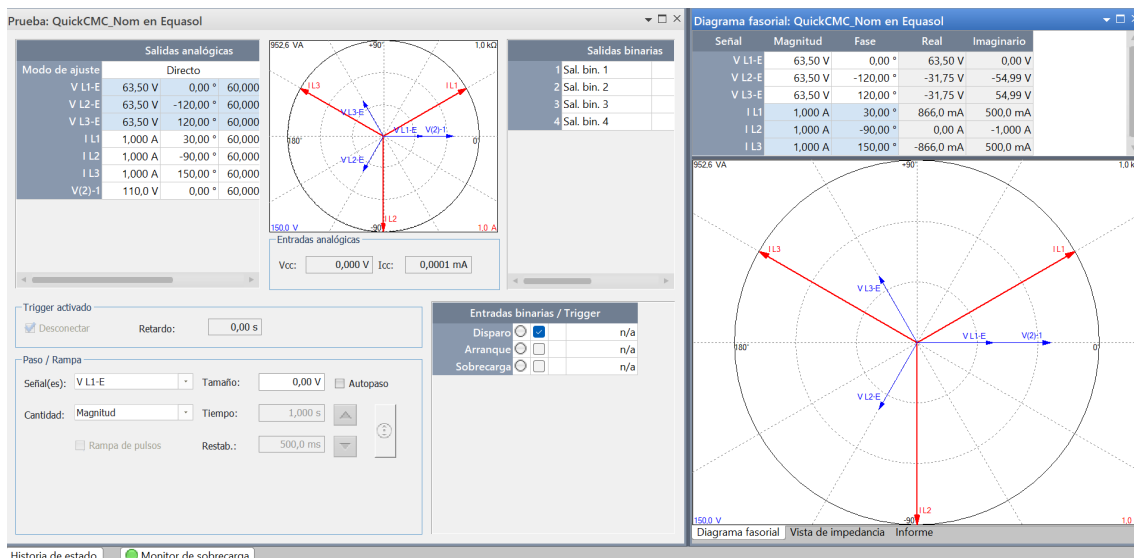


Figura 5.3: Valores nominales de la línea Equasol – Test Universe.

En la prueba se inyectaron, como se puede observar en la Figura 5.3 las siguientes magnitudes balanceadas:

- Voltajes trifásicos de 63,5 V secundario con desfases de  $0^\circ$ ,  $-120^\circ$  y  $120^\circ$ .
- Corrientes trifásicas de 1 A secundario con los ángulos correspondientes al sistema de referencia.

Durante la prueba se verificó que:

- Las magnitudes medidas por el IED coinciden con los valores inyectados.
- No se generaron alarmas ni activaciones indebidas.
- La medición de voltajes y corrientes presenta coherencia fasorial.

Los resultados confirmaron que la parametrización nominal de la línea Equasol es correcta y consistente con el modelo de ingeniería desarrollado.

### 5.2.2. Protección de Sobrecorriente direccional 67 y 67N en bahía Equasol.

Se realizó la prueba de la función ANSI 67 correspondiente a la sobrecorriente direccional de fase, con el objetivo de verificar el correcto comportamiento tanto del criterio de magnitud como del criterio direccional configurado en el IED.

La Figura 5.4 muestra el registro del evento en el display del IED SIEMENS, donde se evidencia la activación de la función 67 ante la condición de prueba generada.



Figura 5.4: Protección de Sobrecorriente Direccional 67 en bahía Equasol.

Para validar la característica de operación, se utilizó el módulo **Overcurrent** del software *Test Universe*, recreando la curva configurada en el IED e ingresando los parámetros de *pickup*, tipo de curva y factor de tiempo.

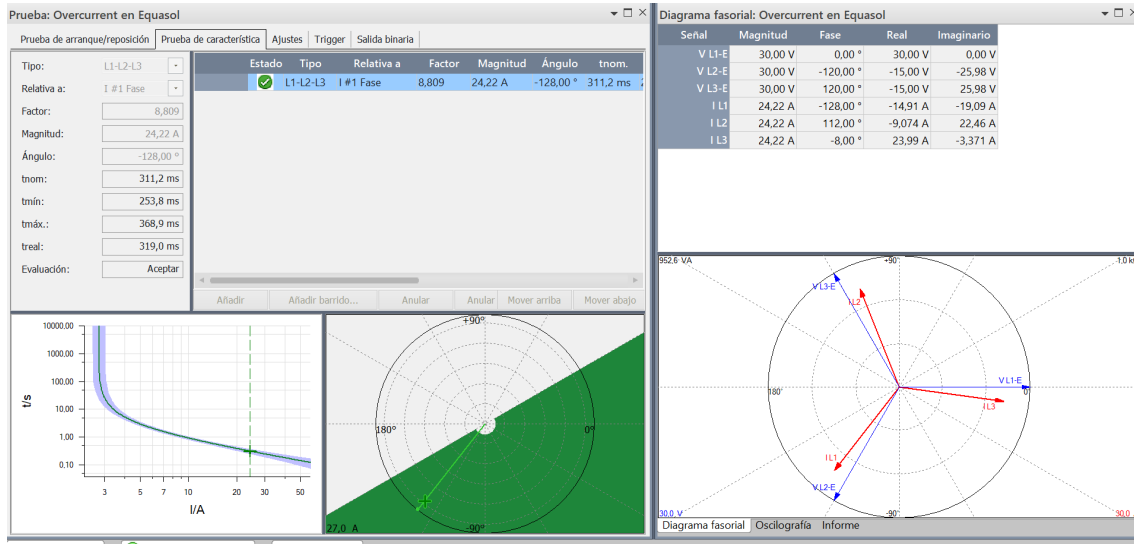


Figura 5.5: Prueba de la función 67 — Test Universe.

Durante la prueba se inyectó una corriente superior al valor de *Pick-up* configurado, manteniendo el ángulo de referencia dentro de la zona direccional establecida. Se verificó:

- Activación correcta del *Pick-up* al superar la corriente de ajuste.
- Cumplimiento del tiempo de operación conforme a la curva programada.
- Generación correcta de la señal de disparo.
- Coherencia del diagrama fasorial respecto al sentido de flujo configurado.

Los resultados verificaron que la función 67 opera conforme a los parámetros establecidos en la coordinación de protecciones, validando tanto el criterio de magnitud como la selectividad direccional.

De manera complementaria, se realizó la validación de la función ANSI 67N correspondiente a la sobrecorriente direccional de falla a tierra, cuyo objetivo es detectar corrientes residuales asociadas a fallas monofásicas a tierra, garantizando operación únicamente cuando la falla se presenta dentro del sentido protegido.

En la Figura 5.6 se observa el registro del evento directamente en el display del IED SIEMENS.



Figura 5.6: Pruebas 67N Equasol

La validación se ejecutó mediante inyección secundaria con la *Omicron CMC-356* utilizando el módulo *Overcurrent* del software *Test Universe*, configurando la prueba relativa a la componente residual.

Como se observa en la Figura 5.7 presenta el escenario de prueba configurado en *Test Universe*, donde se aprecia la magnitud de corriente residual inyectada, el ángulo de referencia y los tiempos calculados/medidos por la maleta *Omicron CMC-356* para la característica definida.

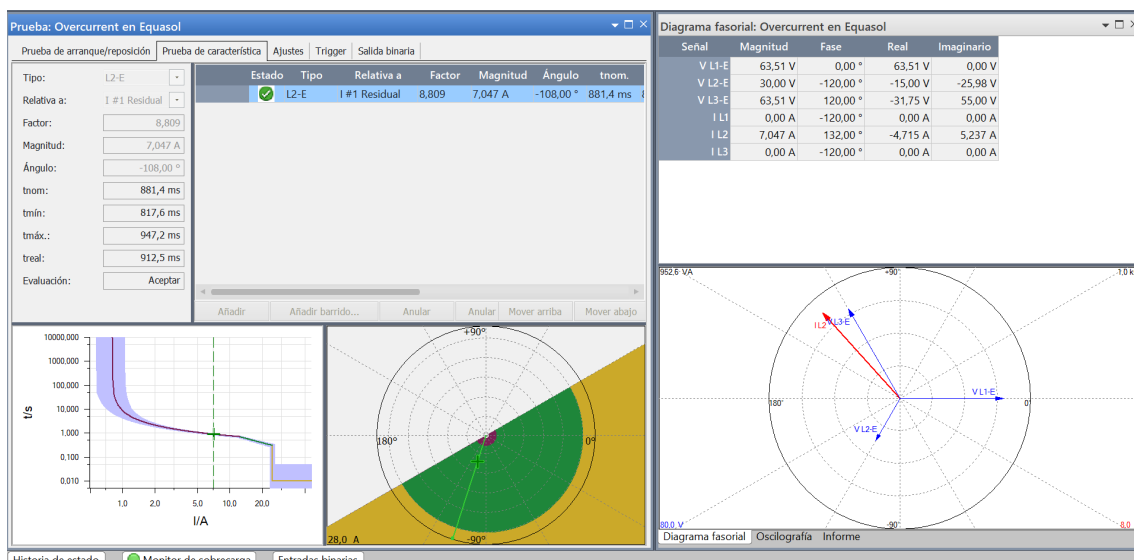


Figura 5.7: Prueba de la función 67N – Test Universe.

A partir de la comparación entre ambas evidencias: **IED** y *Test Universe*, se verificó que:

- El *Pick-up* de la función 67N se activa al superar el umbral configurado, coherente con la magnitud inyectada en *Test Universe*.
- La función realiza *Operate* conforme al tiempo asociado a la característica configurada, coincidiendo con el tiempo reportado por la CMC.
- El punto de prueba se mantiene dentro del criterio direccional establecido, evidenciado por la coherencia fasorial mostrada en *Test Universe*.

En consecuencia, la correspondencia entre el registro del **IED** y los resultados del módulo *Overcurrent* lo que confirma la correcta parametrización y operación de la función de protección.

### 5.3. Protección de Distancia 21 y 21N en bahía Equasol.

Se realizó la validación de la función **ANSI 21** correspondiente a la protección de distancia, cuyo objetivo es detectar fallas en función de la impedancia aparente medida por el **IED**, comparándola con las zonas configuradas (Z1, Z2 y Z3).

Las Figuras 5.8, 5.9 y 5.10 muestran los registros de activación de cada zona directamente en el display del IED *Siemens* instalado en la bahía Equasol.



Figura 5.8: Pruebas Z1 Equasol.



Figura 5.9: Pruebas Z2 Equasol.



Figura 5.10: Pruebas Z3 Equasol.

La validación se ejecutó mediante inyección secundaria utilizando la *OMICRON CMC-356* y el módulo *Distance*. En este módulo se recrearon las zonas configuradas en el relé, ingresando los valores de resistencia (R), reactancia (X), ángulo característico y tiempos de operación.

Las Figuras 5.11, 5.12 y 5.13 muestran los puntos de prueba aplicados dentro de cada zona, así como los tiempos reales medidos por la CMC.

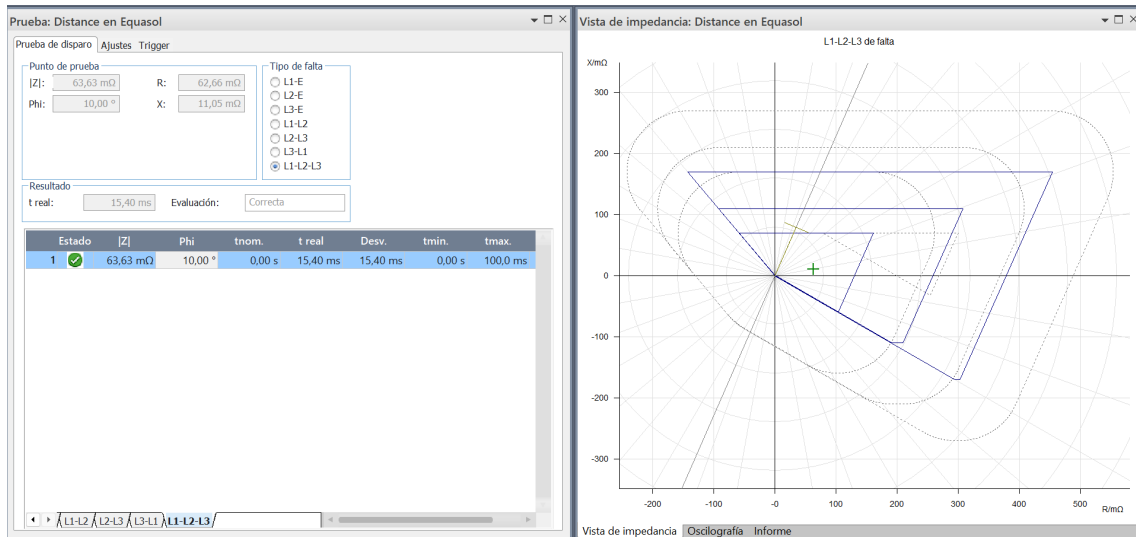


Figura 5.11: Validación Zona 1 — Test Universe.

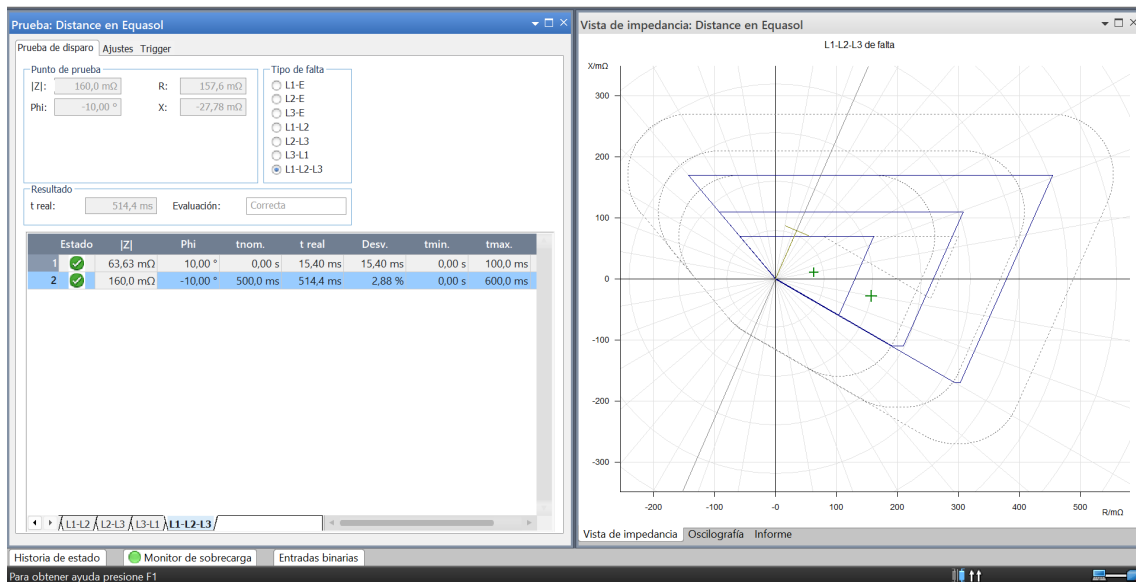


Figura 5.12: Validación Zona 2 — Test Universe.

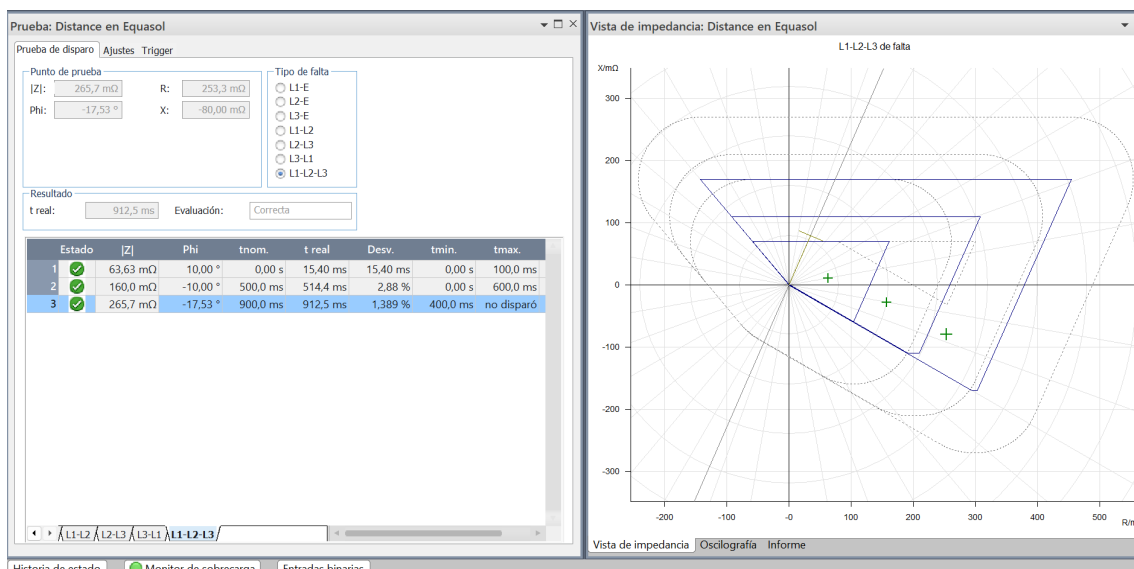


Figura 5.13: Validación Zona 3 — Test Universe.

A partir de la comparación entre los registros del **IED** y los resultados en *Test Universe*, se verificó que:

- La impedancia inyectada se ubica correctamente dentro de la zona configurada.
- El **IED** activa la zona correspondiente (Z1, Z2 o Z3) según el punto de prueba aplicado.
- El tiempo de operación medido por la CMC coincide con el tiempo programado en el relé, encontrándose dentro del margen de tolerancia permitido.
- No se presentan disparos indebidos fuera del área de protección.

La coincidencia entre la vista de impedancia en *Test Universe* y la indicación de operación en el **IED** confirma la correcta parametrización y coordinación de la función.

## 5.4. Protección de Sobrecorriente 50N en bahía Equasol.

La Figura 5.14 muestra el registro de operación directamente en el display del **IED** de la función **ANSI 50N** correspondiente a la sobrecorriente instantánea de tierra.



Figura 5.14: Pruebas 50N Equasol.

Mediante la inyección secundaria con la *OMICRON CMC-356*, utilizando el módulo *Overcurrent*, se realizó la validación de la función de protección, como se muestra en la Figura 5.15.

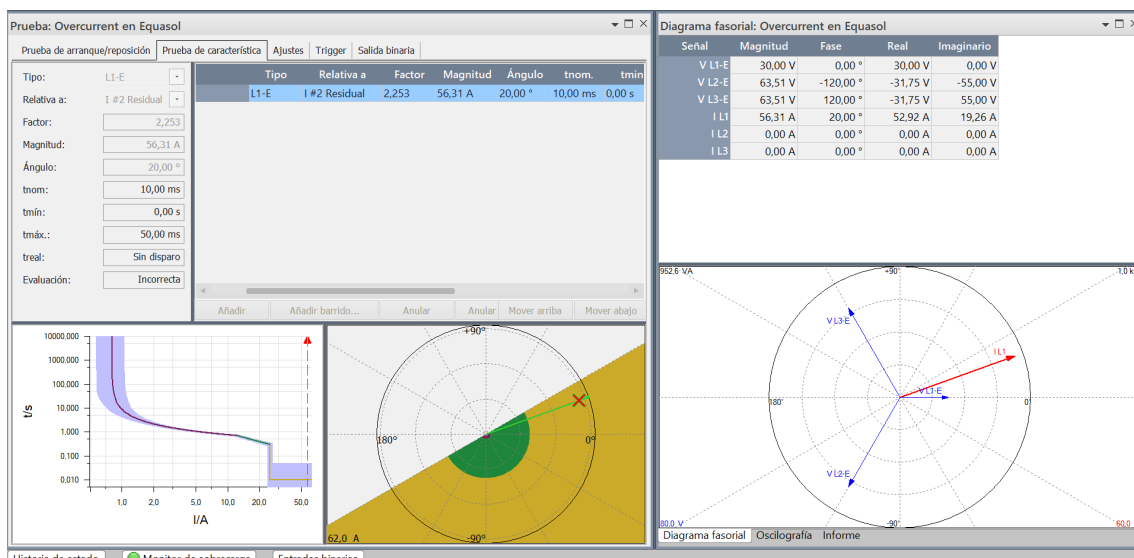


Figura 5.15: Validación función 50N – Módulo Overcurrent en Test Universe.

Se obtuvieron los siguientes resultados, verificándose:

- Activación inmediata del *pickup*.
- Disparo sin retardo intencional.
- Correspondencia entre el valor inyectado y el registrado por el IED.
- Coincidencia entre la respuesta del relé y el resultado medido por la CMC.

Estos resultados confirman la correcta parametrización y operación de la función 50N.

## 5.5. Pruebas de MMS y GOOSE en escenarios combinados

### 5.5.1. Pruebas entre bahías Equasol – Catamayo

Con el objetivo de validar la correcta operación de la comunicación **GOOSE** bajo el estándar IEC 61850, se realizó una prueba funcional entre las bahías Equasol y Catamayo, orientada a verificar la selectividad y el bloqueo remoto mediante mensajería en tiempo real.

Para esta prueba se simuló una falla en la línea correspondiente a la bahía Equasol. Con el fin de que ambas bahías detecten la condición de sobrecorriente, se configuró en Catamayo

la función ANSI 51 con los mismos parámetros de ajuste que su función 67. De esta manera, ante la inyección de la falla, ambos IED reconocen la condición de sobrecorriente.

Sin embargo, el esquema de protección establece que únicamente la bahía Equasol debe actuar, mientras que Catamayo debe quedar bloqueada mediante una señal enviada por mensajería GOOSE desde Equasol, debido a que no se puede desenergizar el anillo.

La Figura 5.16 muestra el escenario general de la prueba entre ambas bahías.

Durante la simulación de falla se verificó que:

- Ambas bahías detectan la condición de falla; se activa *pickup* activo.
- La bahía Equasol genera la señal de disparo correspondiente.
- Simultáneamente, Equasol transmite una señal de bloqueo mediante mensaje GOOSE.
- La bahía Catamayo recibe la señal de bloqueo y suprime la orden de disparo.

La Figura 5.17 muestra el disparo del interruptor (CB) en la bahía Equasol como resultado de la operación de la protección.

Posteriormente, la Figura 5.18 confirma que el evento fue correctamente reportado al sistema SCADA, evidenciando la integración entre protección y supervisión.

La Figura 5.19 presenta el detalle del estado del interruptor en la bahía Equasol, confirmando la apertura efectiva del CB.

Por otro lado, la Figura 5.20 evidencia que, aunque la bahía Catamayo detecta la falla, no ejecuta el disparo debido a la señal de bloqueo recibida por GOOSE.

Esta prueba confirma que:

- La comunicación GOOSE se transmite correctamente entre bahías.
- El tiempo de envío y recepción cumple con los requisitos de alta velocidad establecidos en IEC 61850.
- El esquema de selectividad funciona adecuadamente.

- Se evita un disparo indebido en la bahía Catamayo.

En consecuencia, se valida el correcto funcionamiento del esquema de protección distribuido basado en comunicación **GOOSE**, garantizando selectividad, coordinación y confiabilidad en la operación del sistema digitalizado.

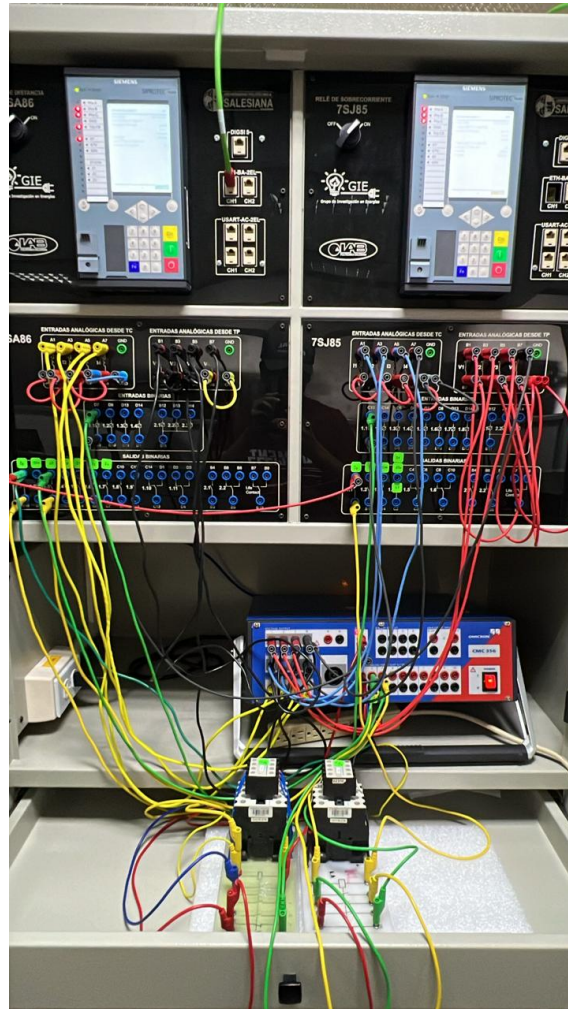


Figura 5.16: Pruebas en Bahía Equasol–Catamayo.



Figura 5.17: Trip del CB de la bahía Equasol.

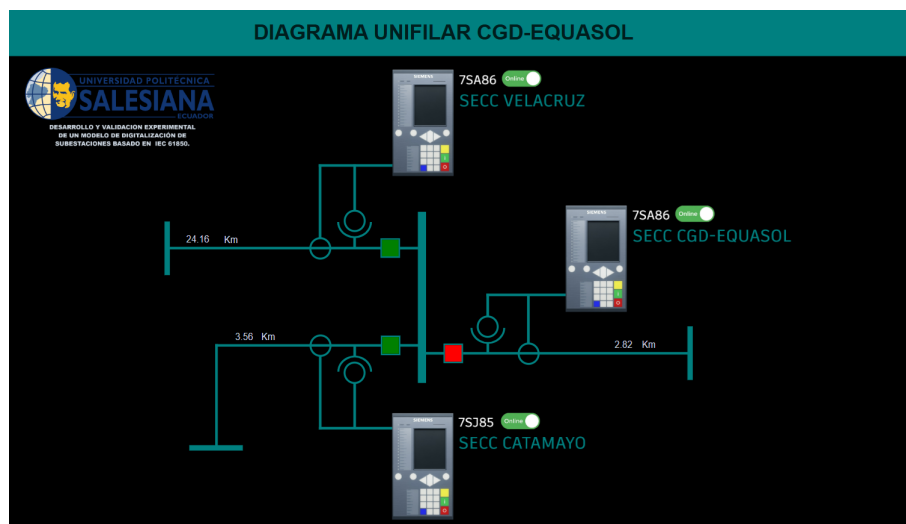


Figura 5.18: El sistema SCADA visualiza el trip del CB de la bahía Equasol.



Figura 5.19: Detalle del CB de la bahía Equasol.



Figura 5.20: La bahía Catamayo visualiza la falla pero no realiza el disparo.

### 5.5.2. Pruebas entre bahías Catamayo – Velacruz

Como etapa final del proceso de validación, se realizó la prueba de coordinación de protecciones entre las bahías Catamayo y Velacruz, con el objetivo de comprobar la correcta selectividad temporal obtenida a partir del modelo de referencia desarrollado en la etapa de ingeniería.

Para esta prueba se simuló una falla en la barra de seccionamiento común a ambas bahías. Bajo esta condición, los dos IED detectan la perturbación y activan sus respectivas funciones de protección conforme a los parámetros configurados.

La Figura 5.21 muestra el escenario general de la prueba entre ambas bahías.

Ante la condición de falla, ambos relés registraron la activación de sus funciones de protección; sin embargo, debido a la coordinación temporal previamente establecida, la secuencia de operación fue la siguiente:

- Primero opera la bahía Catamayo, generando el disparo de su interruptor.
- Posteriormente, y conforme al tiempo de respaldo configurado, opera la bahía Velacruz.

La Figura 5.22 muestra el disparo del interruptor (CB) correspondiente a la bahía Catamayo, confirmando su actuación como protección primaria ante la falla simulada.



Figura 5.21: Pruebas realizadas en la bahía Catamayo–Velacruz.



Figura 5.22: Trip del CB de la bahía Catamayo.

Posteriormente, la Figura 5.23 evidencia el disparo del CB de la bahía Velacruz, actuando como protección de respaldo conforme a los tiempos establecidos en la coordinación.



Figura 5.23: Trip del CB de la bahía Velacruz.

La Figura 5.24 presenta el detalle del estado de ambos interruptores, confirmando la secuencia temporal de operación.

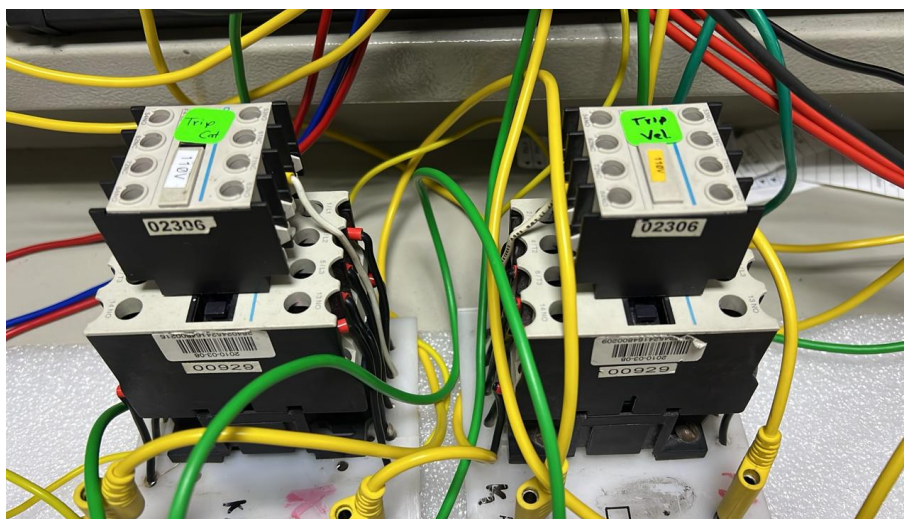


Figura 5.24: Detalle de los CB de las bahías Catamayo y Velacruz.

La comparación entre los tiempos de operación observados y los tiempos establecidos en el estudio de coordinación confirma que:

- Se cumple la selectividad temporal entre protección primaria y respaldo.
- No existen disparos simultáneos indebidos.
- Los márgenes de coordinación definidos en el modelo fueron correctamente implementados en los IED.

En consecuencia, esta prueba valida experimentalmente la coordinación de protecciones obtenida en el modelo de referencia, demostrando coherencia entre el análisis teórico y el comportamiento real del sistema digitalizado.

## 5.6. Validación experimental de tiempos de mensajería GOOSE

Para poder efectuar la validación experimental de tiempos de mensajería GOOSE se configuró en primera instancia el *Switch GREYHOUND GRS-1020* para que uno de sus puertos actúe como *Mirroring* y así se puedan visualizar los datos del tráfico de entrada y salida de los puertos de interés.

Para este caso los IEDs están asignados a los puertos 1/10, 1/11 y 1/12 del *Switch* y el puerto 1/15 será configurado como puerto *Mirroring* como se indica en la Figura 5.26.



Figura 5.25: Detalle de los puertos asignados a los IEDs a supervisar.

La Figura 5.26 detalla la configuración del puerto 1/15 del *Switch* como *Mirroring*, ingresando a la interfaz de configuración con ayuda de los datos de la Tabla 4.6.

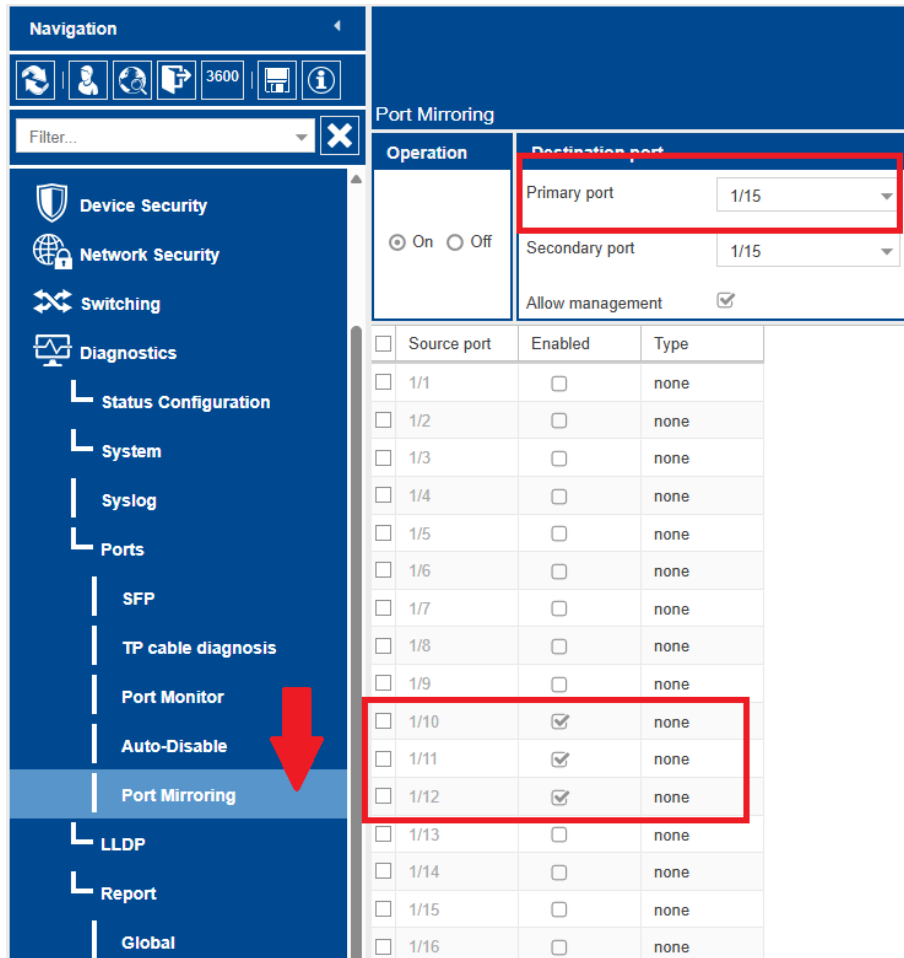


Figura 5.26: Detalle de los puertos asignados a los IEDs a supervisar.

### 5.6.1. Descripción Metodológica

La validación de los tiempos de mensajería *GOOSE* se realizó mediante captura y análisis de tráfico *Ethernet* utilizando el *software Wireshark*, conectado a un puerto espejo del *switch* de la red de subestación digital.

Se aplicó el filtro:

*GOOSE*

Durante el análisis se consideraron los siguientes parámetros del protocolo IEC 61850:

- **goCbRef**: Identificador del *Control Block GOOSE*.
- **stNum**: *State Number*, indica cambio de estado en el dataset.
- **sqNum**: *Sequence Number*, contador de retransmisión.
- **t**: Marca de tiempo del paquete.
- **allData**: Datos transmitidos dentro del *dataset*.

Se realizaron dos escenarios experimentales:

1. Cambio de posición del interruptor de potencia (CB).
2. Evento de falla con transmisión secuencial de señales *Pickup, Operate y Trip*.

La latencia se estimado a partir de la diferencia temporal entre la detección del cambio de estado (incremento de **stNum**) y la recepción del primer paquete correspondiente.

### 5.6.2. Resultados de la Prueba 1 – Cambio de Posición del CB

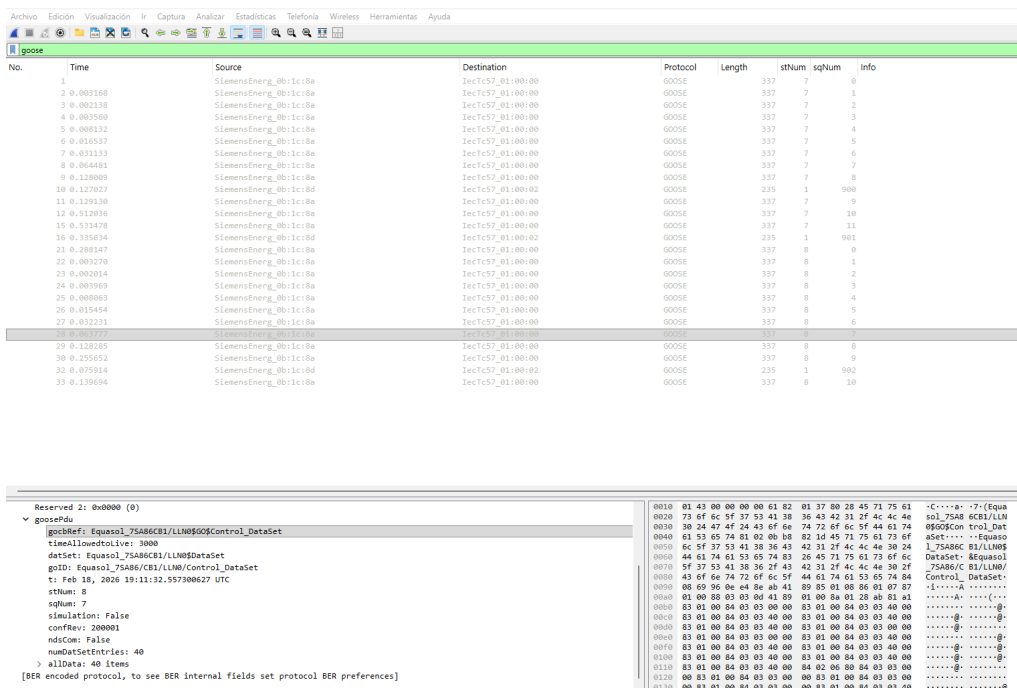


Figura 5.27: Evento GOOSE asociado al cambio de posición del interruptor – Wireshark.

En la primera prueba se generó un cambio de estado del interruptor de potencia. En la Figura 5.27 se observó:

- Incremento del parámetro `stNum`.
- Reinicio del parámetro `sqNum` a 0.
- Retransmisión acelerada inicial característica del protocolo *GOOSE*.

El comportamiento observado confirma la correcta publicación del nuevo estado y su propagación dentro de la red IEC 61850.

21 0.288147	SiemensEnerg_0b:1c:8a	IecTc57_01:00:00	GOOSE	337	8	0
22 0.003270	SiemensEnerg_0b:1c:8a	IecTc57_01:00:00	GOOSE	337	8	1
23 0.002014	SiemensEnerg_0b:1c:8a	IecTc57_01:00:00	GOOSE	337	8	2
24 0.003969	SiemensEnerg_0b:1c:8a	IecTc57_01:00:00	GOOSE	337	8	3
25 0.008063	SiemensEnerg_0b:1c:8a	IecTc57_01:00:00	GOOSE	337	8	4
26 0.015454	SiemensEnerg_0b:1c:8a	IecTc57_01:00:00	GOOSE	337	8	5
27 0.032231	SiemensEnerg_0b:1c:8a	IecTc57_01:00:00	GOOSE	337	8	6
28 0.063777	SiemensEnerg_0b:1c:8a	IecTc57_01:00:00	GOOSE	337	8	7
<b>29 0.128285</b>	<b>SiemensEnerg_0b:1c:8a</b>	<b>IecTc57_01:00:00</b>	<b>GOOSE</b>	<b>337</b>	<b>8</b>	<b>8</b>
30 0.255652	SiemensEnerg_0b:1c:8a	IecTc57_01:00:00	GOOSE	337	8	9

Figura 5.28: Retransmisiones GOOSE tras el evento del CB – Wireshark.

Tabla 1 – Cambio de Posición del CB

Tabla 5.1: Resultados temporales – Cambio de posición del CB

Parámetro	Valor observado	Unidad	Observación
State Number anterior	7	–	Estado previo
State Number nuevo	8	–	Cambio detectado
Tiempo primer paquete del evento	0.128285	s	Inicio del evento
Retransmisiones iniciales	0–9	sqNum	Confiabilidad de entrega
Latencia estimada de red	< 3	ms	Sin pérdidas observadas

### 5.6.3. Resultados de la Prueba 2 – Evento de falla (*Pickup, Operate, Trip*)

En la segunda prueba se provocó un evento de falla que generó la siguiente secuencia lógica:

1. Activación de *Pickup*.

2. Generación de señal *Operate*.

3. Emisión de *Trip*.

En la captura de tráfico Figura 5.29 se identificaron incrementos sucesivos de `stNum`, correspondientes a cada transición lógica dentro del *dataset* `GOOSE`. Adicionalmente, se observó retransmisión rápida inicial posterior a cada cambio de estado, sin pérdidas de paquetes durante la prueba.

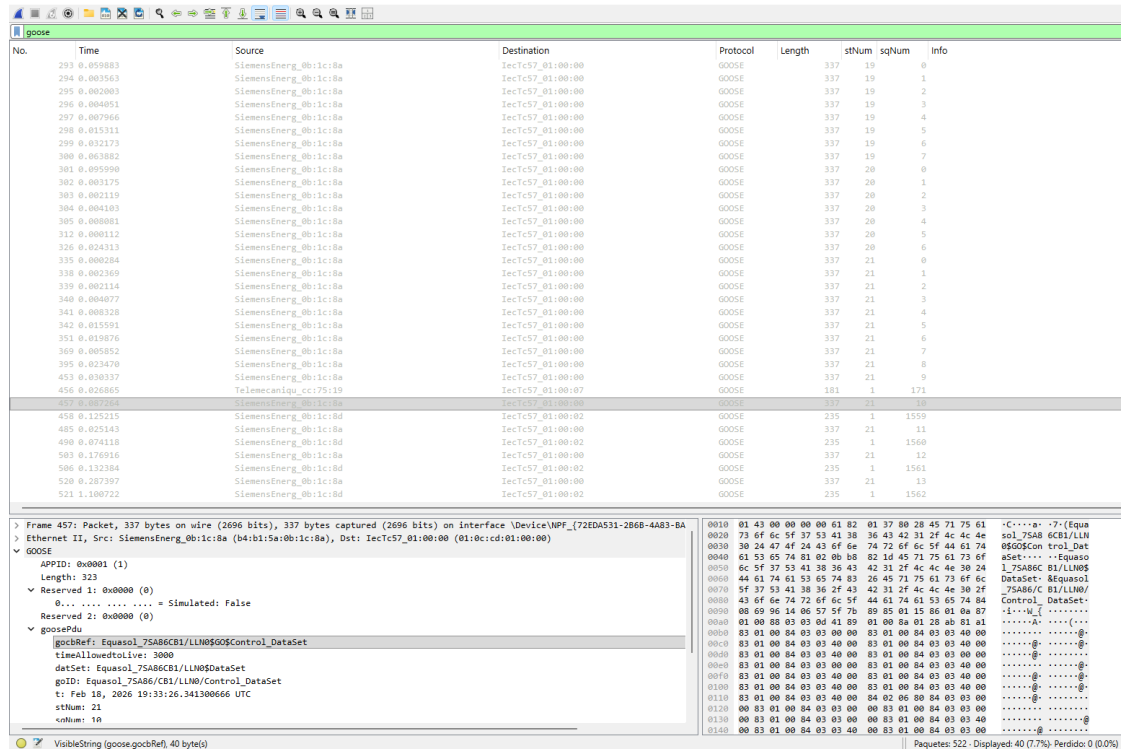


Figura 5.29: Captura en *Wireshark*: secuencia temporal de evento de falla con cambios de estado asociados a *Pickup*, *Operate* y *Trip*, evidenciados por incrementos sucesivos de `stNum`.

Tabla 2 – Evento de Falla

Tabla 5.2: Resultados temporales – Evento de falla

Evento	stNum	Tiempo (s)	Observación
Pickup	19	0.059883	Inicio detección de falla
Operate	20	0.063882	Procesamiento lógico
Trip	21	0.087264	Orden de disparo
$\Delta t$ <i>Pickup</i> $\rightarrow$ <i>Operate</i>		4 ms	Lógica interna
$\Delta t$ <i>Operate</i> $\rightarrow$ <i>Trip</i>		23 ms	Procesamiento + emisión
$\Delta t$ total <i>Pickup</i> $\rightarrow$ <i>Trip</i>		27 ms	Tiempo completo de protección

#### 5.6.4. Análisis técnico de lo observado

Los resultados experimentales evidencian que la latencia propia de la red *Ethernet* se mantiene en el orden de milisegundos, confirmando un desempeño adecuado para aplicaciones de protección digital rápida.

### Comportamiento de Retransmisión Exponencial del Protocolo GOOSE

Durante el análisis temporal se observó un patrón característico en los intervalos de retransmisión de los mensajes *GOOSE*, donde los tiempos entre paquetes siguen una progresión aproximada del tipo:

$$0.03 \rightarrow 0.06 \rightarrow 0.12 \rightarrow 0.24 \text{ s}$$

Este comportamiento corresponde al mecanismo definido en IEC 61850-8-1 conocido como **Retransmisión Exponencial**.

Cuando ocurre un cambio de estado (incremento de `stNum`), el **IED** publica inmediatamente el nuevo mensaje y realiza múltiples retransmisiones en intervalos muy cortos (típicamente del orden de 2 a 3 ms). Esta fase inicial maximiza la probabilidad de recepción del evento crítico (por ejemplo, una orden de disparo) incluso en presencia de colisiones o congestión temporal.

Posteriormente, el intervalo entre retransmisiones comienza a duplicarse progresivamente. Este incremento exponencial reduce la carga innecesaria sobre la red *Ethernet*, evitando saturación de tráfico y manteniendo estabilidad de comunicación, hasta retornar al ritmo periódico normal o *heartbeat*, el cual confirma que el **IED** permanece operativo sin cambios de estado.

Desde el punto de vista de protección eléctrica, el parámetro más relevante no es el intervalo duplicado posterior, sino el **tiempo del primer mensaje publicado tras el evento**. En la captura analizada, el primer paquete asociado al nuevo estado fue transmitido aproximadamente 3 ms después del evento inicial, lo que confirma un desempeño compatible con aplicaciones de protección rápida en subestaciones digitales.

No se detectaron pérdidas de paquetes ni retransmisiones anómalas durante las pruebas

realizadas.

### 5.6.5. Conclusión del Capítulo de Validación

La validación experimental confirma que la arquitectura implementada bajo el estándar IEC 61850 presenta tiempos de transmisión adecuados para aplicaciones de protección en subestaciones digitales.

La mensajería **GOOSE** demostró una latencia de red inferior a pocos milisegundos en los escenarios evaluados, mientras que el tiempo total de actuación del esquema de protección se mantuvo en aproximadamente 27 ms para la secuencia *Pickup–Operate–Trip*, valor que incluye procesamiento interno del **IED** y ejecución de la lógica de protección.

Debe considerarse que, en condiciones reales de operación, estos tiempos pueden incrementarse debido a saturación de red, congestión de tráfico, configuración inadecuada de **VLAN** o prioridades IEEE 802.1Q/802.1p, así como por el tiempo electromecánico del interruptor de potencia, cuyo retardo mecánico puede oscilar entre 30 ms y 60 ms dependiendo del fabricante y la tecnología empleada.

En consecuencia, el modelo digital implementado demuestra cumplir con los criterios de desempeño requeridos para esquemas modernos de protección basados en comunicación *Ethernet* industrial, validando técnica y experimentalmente la viabilidad del diseño propuesto.

## 5.7. Comparación entre curvas TCC y zonas de distancia: PowerFactory vs DIGSI 5

Para validar la correcta implementación de los ajustes de protección definidos en el modelo de referencia desarrollado en *DIgSILENT PowerFactory*, se realizó una comparación visual entre las curvas tiempo–corriente (TCC) obtenidas en el entorno de simulación y aquellas configuradas en los relés mediante *DIGSI 5*. La comparación se efectuó para las funciones de sobrecorriente direccional (67/67N) y sobrecorriente instantánea y temporizada (50/51 y 50N/51N) correspondientes a las bahías CATAMAYO, EQUASOL y VELACRUZ. Además, se agrega la comparativa de las gráficas de las zonas. Las figuras siguientes permiten evidenciar la correspondencia gráfica entre ambos entornos, verificando que los criterios de coordinación y selectividad definidos en la etapa de diseño fueron

reproducidos fielmente en la parametrización final de los IED.

## Bahía EQUASOL

### Comparación curvas TCC

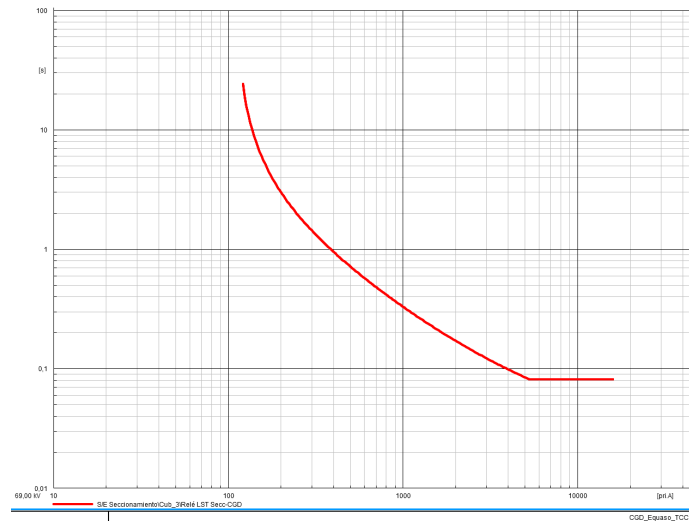


Figura 5.30: Curva TCC función 67 – Modelo de referencia en DIgSILENT PowerFactory (EQUASOL).

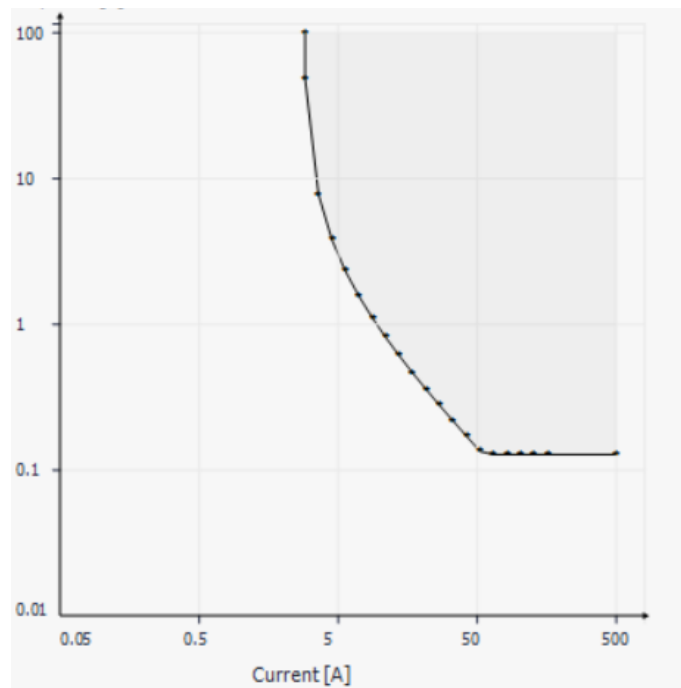


Figura 5.31: Curva TCC función 67 – Parametrización en DIGSI 5 (EQUASOL).

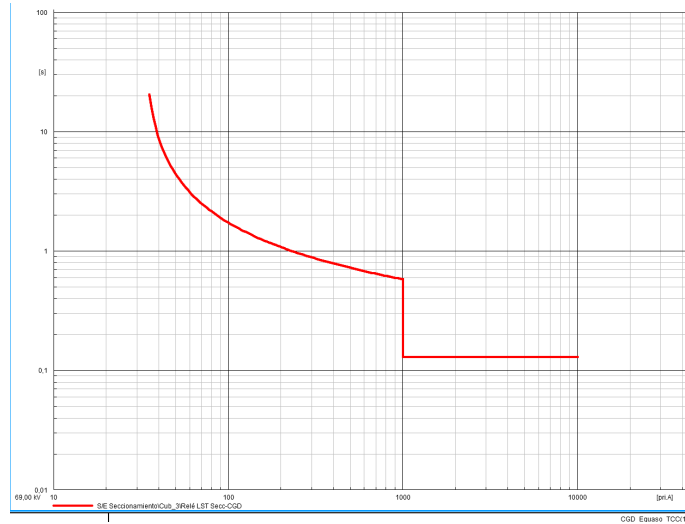


Figura 5.32: Curva TCC funciones 67N/50N – Modelo de referencia en DIGSILENT PowerFactory (EQUASOL).

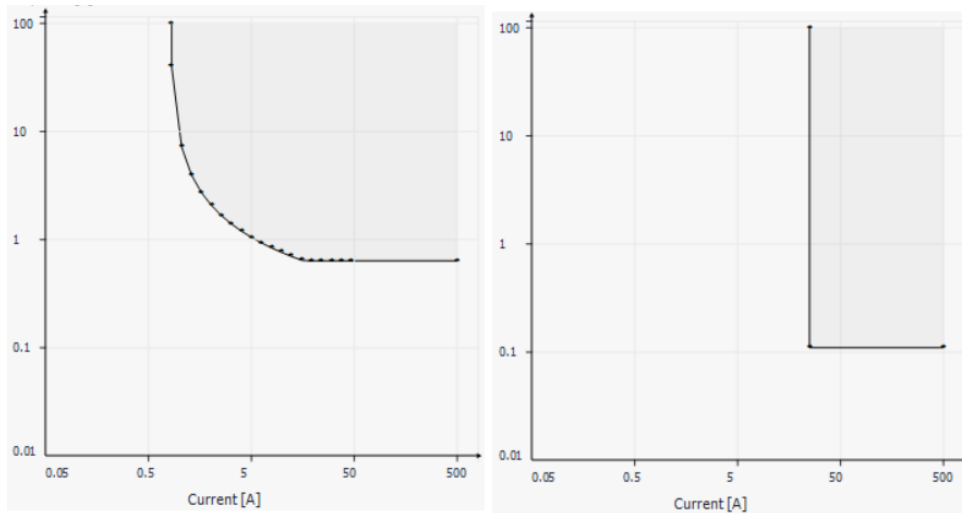


Figura 5.33: Curva TCC funciones 67N/50N – Parametrización en DIGSI 5 (EQUASOL).

### Comparación de Zonas de Distancia – Bahía EQUASOL

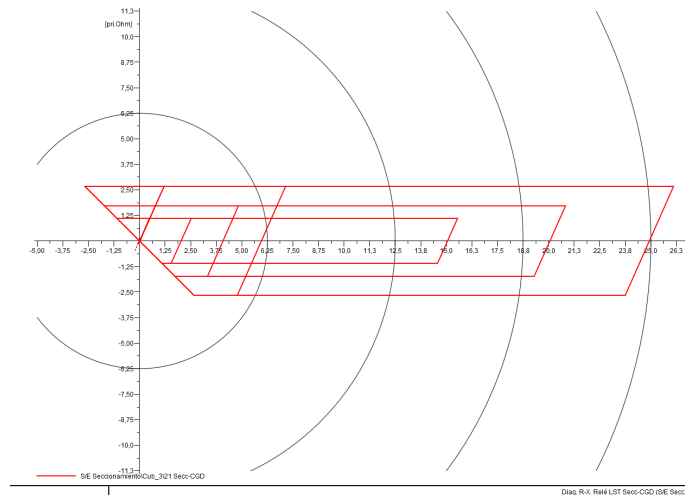


Figura 5.34: Zonas de distancia (21/21N) – Modelo de referencia en DIgSILENT PowerFactory (EQUASOL).

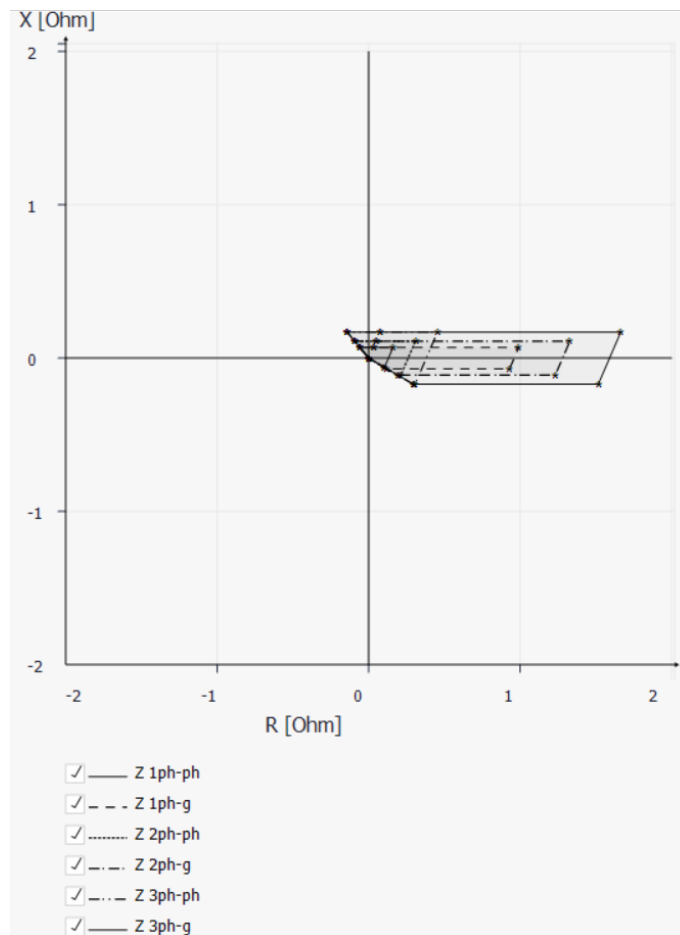


Figura 5.35: Zonas de distancia (21/21N) – Parametrización en DIGSI 5 (EQUASOL).

## Bahía VELACRUZ

### Comparación curvas TCC

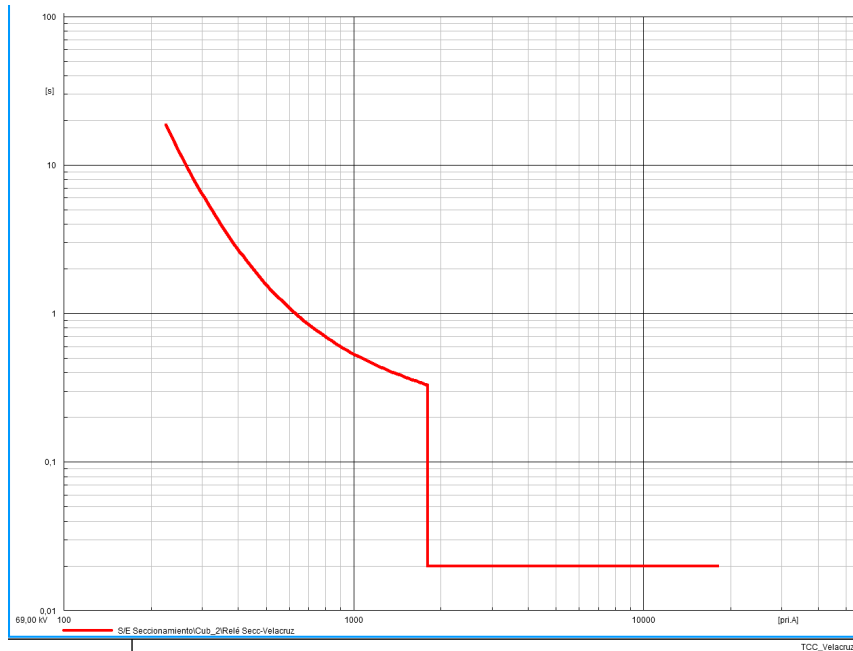


Figura 5.36: Curva TCC funciones 67/50 – Modelo de referencia en DIGSILENT PowerFactory (VELACRUZ).

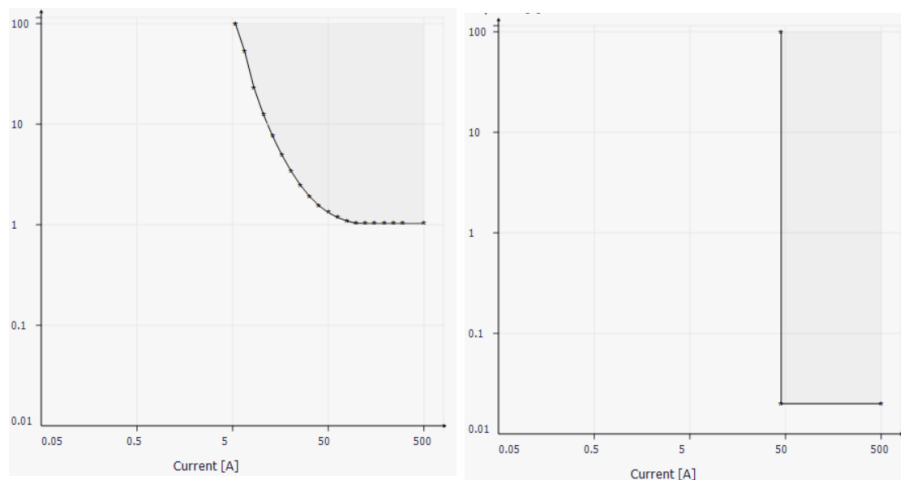


Figura 5.37: Curva TCC funciones 67/50 – Parametrización en DIGSI 5 (VELACRUZ).

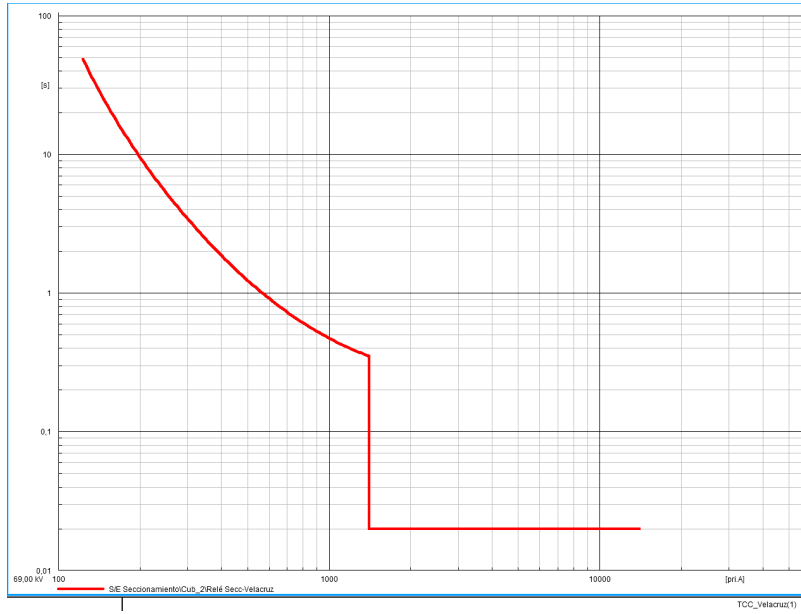


Figura 5.38: Curvas TCC funciones 67N/50N – Modelo de referencia en DIGSILENT PowerFactory (VELACRUZ).

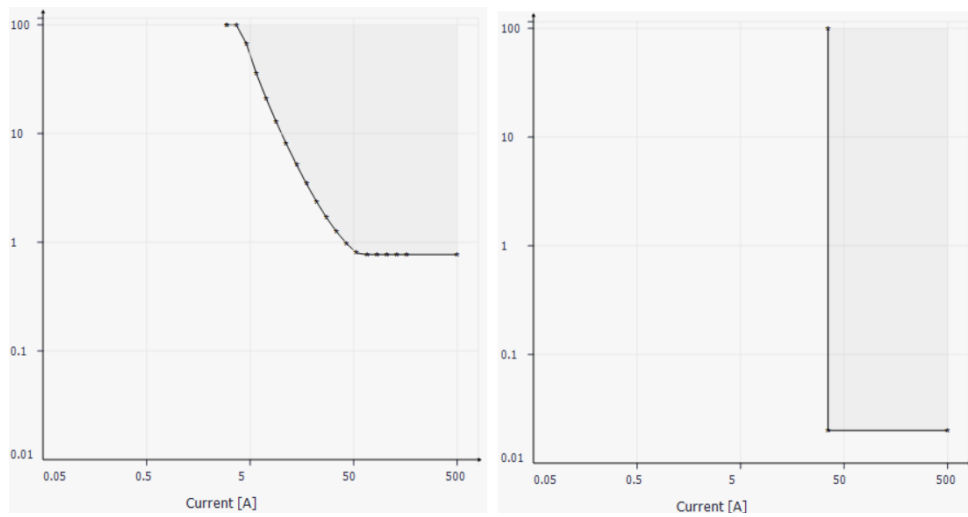


Figura 5.39: Curvas TCC funciones 67N/50N – Parametrización en DIGSI 5 (VELACRUZ).

## Comparación de Zonas de Distancia – Bahía VELACRUZ

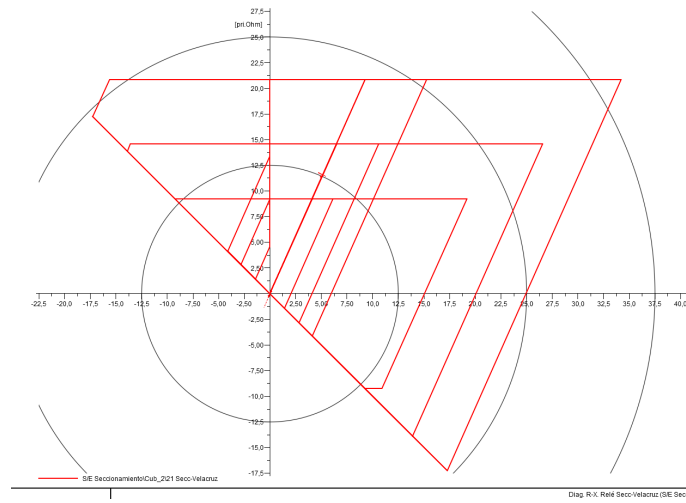


Figura 5.40: Zonas de distancia (21/21N) – Modelo de referencia en DIGSILENT PowerFactory (VELACRUZ).

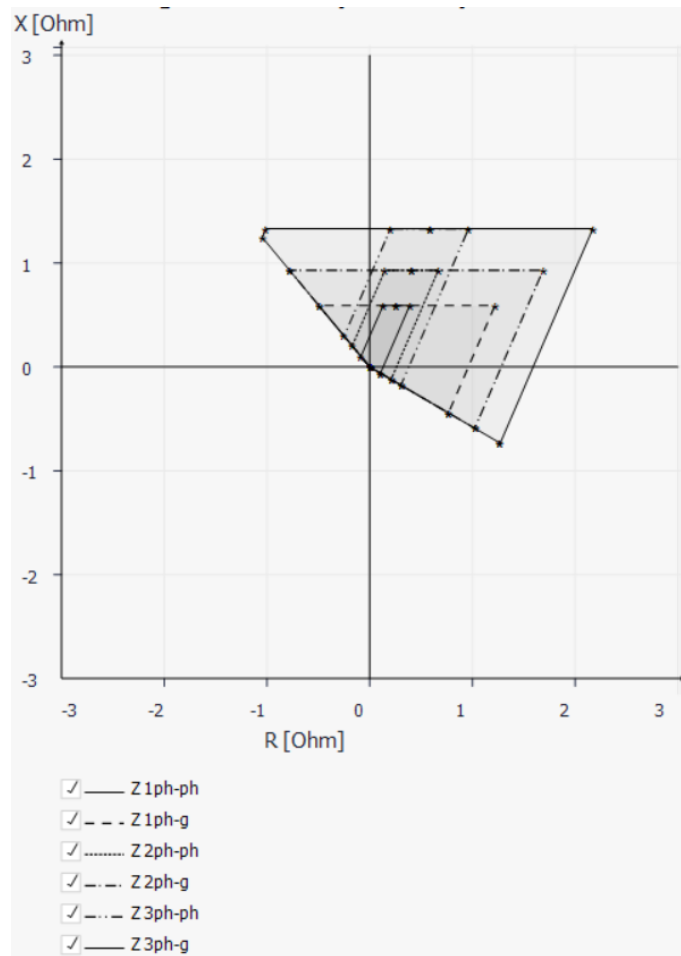


Figura 5.41: Zonas de distancia (21/21N) – Parametrización en DIGSI 5 (VELACRUZ).

# Bahía CATAMAYO

## Comparación curvas TCC

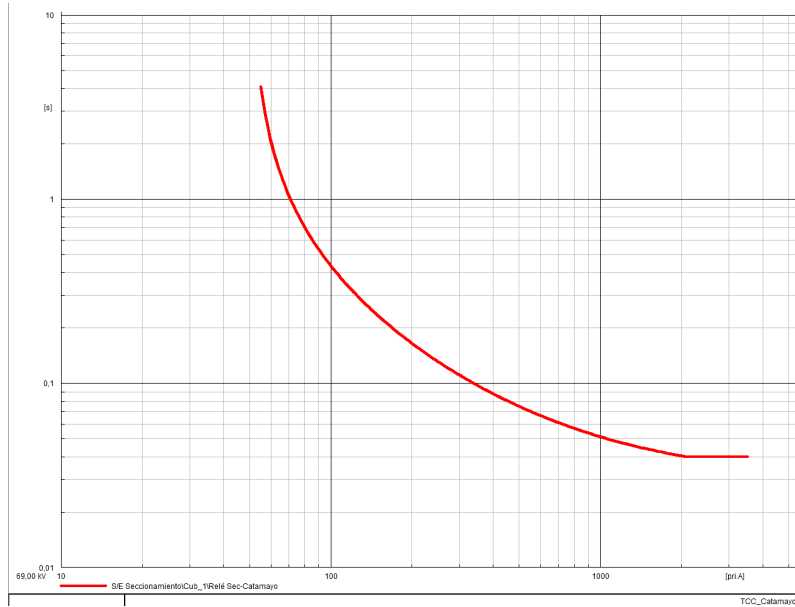


Figura 5.42: Curva TCC función 67 – Modelo de referencia en DIGSILENT PowerFactory (CATAMAYO).

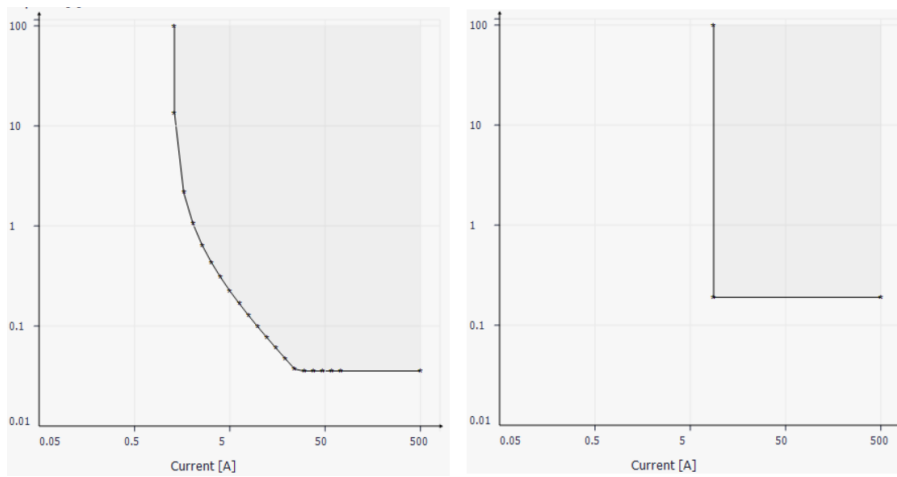


Figura 5.43: Curva TCC función 67/50 – Parametrización en DIGSI 5 (CATAMAYO).

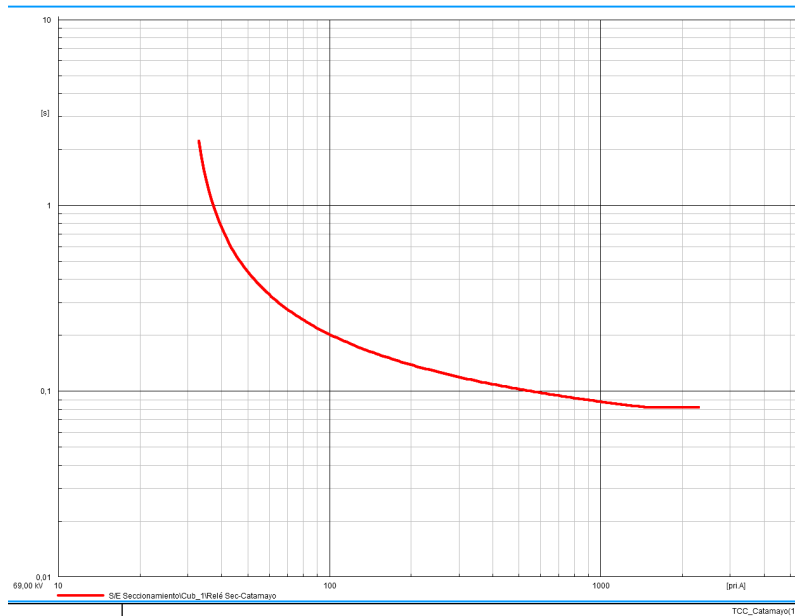


Figura 5.44: Curva TCC función 67N – Modelo de referencia en DIGSILENT Power-Factory (CATAMAYO).

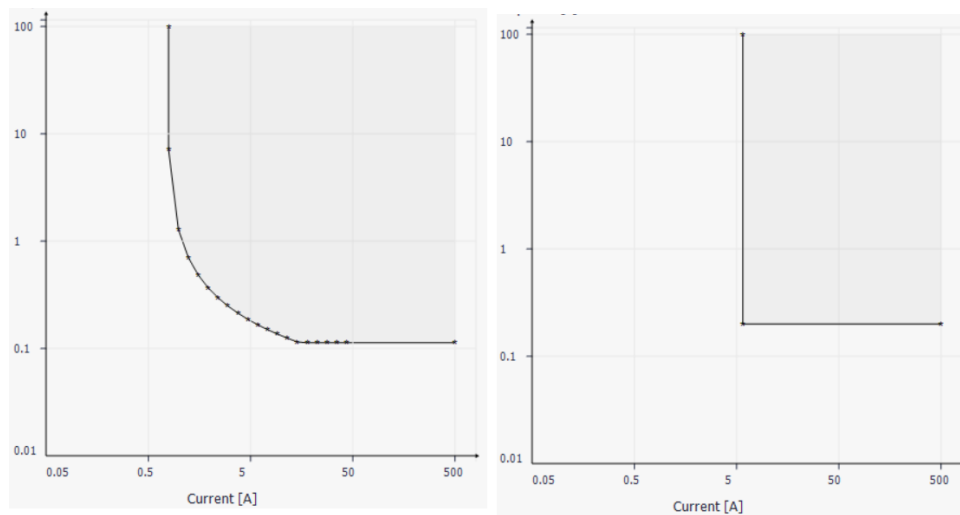


Figura 5.45: Curvas TCC funciones 67N/50N – Parametrización en DIGSI 5 (CATAMAYO).

Del análisis comparativo presentado se observa una similitud gráfica entre las curvas TCC y las zonas de protección de distancia obtenidas en el modelo de referencia con las implementadas en los relés mediante *DIGSI 5*. Las características temporales, los puntos de transición entre regiones temporizadas e instantáneas, así como la geometría de las zonas en el plano R–X mantienen la misma tendencia y alcance, lo que valida que los ajustes definidos en el modelo de referencia fueron correctamente trasladados a la parametrización final de los IED.

## CAPÍTULO 6

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1. Conclusiones

El objetivo general se **cumplió parcialmente** debido a que el proyecto desarrollado en el Laboratorio implementó de forma funcional solamente los **niveles de bahía y estación**. En el nivel de bahía se integraron **IEDs** y se verificó la coordinación y el intercambio de mensajería **GOOSE** para funciones de protección y automatización; mientras que, en el nivel de estación, se habilitó la supervisión y visualización de estados y eventos. No obstante, el **nivel de proceso** no pudo validarse completamente debido a una limitación de *hardware* asociada a la falta de módulos para publicación/suscripción de (**SV**) en los equipos disponibles, condición que restringió la implementación del bus de proceso digital.

Respecto al **primer objetivo específico**, se **cumplió en su totalidad** el análisis de los requerimientos del estándar IEC 61850, estableciendo criterios de diseño asociados a la arquitectura orientada subestaciones digitales, servicios de comunicación estandarizados y al uso de archivos **SCL**. Se concluye que la digitalización no se limita a sustituir cableado por *Ethernet*, sino que exige una correcta parametrización de red, modelado y configuración coherente de los servicios, particularmente **GOOSE**, **MMS** y sincronización temporal.

En cuanto al **segundo objetivo específico**, se **cumplió parcialmente**. Se diseñó e implementó un modelo experimental de bahía digital con **IEDs**, validando la **mensajería GOOSE**, la coordinación funcional entre dispositivos y la lógica de disparo mediante pruebas con la maleta *Omicron CMC 356* (funciones de protección y tiempos de operación). Sin embargo, **no fue posible validar *Sampled Values* (SV) en el bus de proceso**, debido a una limitación de *hardware*: los relés disponibles no disponían de módulos para publicación/suscripción de **SV**. Esta condición evidencia que la migración integral hacia subestaciones digitales depende de la disponibilidad tecnológica y de la inversión en equipamiento compatible.

Finalmente, el **tercer objetivo específico** se **cumplió parcialmente**. Se simularon escenarios de operación y falla y se evaluó el desempeño temporal de la mensajería **GOOSE** mediante análisis con *Wireshark*, verificando latencias de red del orden de pocos milisegundos y un tiempo total aproximado de actuación de 27 ms, considerando procesamiento del **IED** y publicación del mensaje. Asimismo, se corroboró el comportamiento de retransmisión exponencial definido en IEC 61850-8-1. No obstante, la evaluación no abarcó de forma completa el desempeño asociado a **SV** ni escenarios con condiciones de red más exigentes (congestión, priorización **VLAN**, degradación de sincronización), por lo que los lineamientos de adopción se sustentan principalmente en resultados experimentales sobre **GOOSE** y pruebas funcionales de protección.

Los resultados confirmaron que la arquitectura digital implementada cumple con los requerimientos de desempeño para aplicaciones de protección rápida en subestaciones modernas. No obstante, se reconoce que en condiciones reales de operación los tiempos pueden verse afectados por factores como congestión de red, configuración inadecuada de prioridades **VLAN**, sincronización temporal deficiente o tiempos electromecánicos propios del interruptor de potencia. En consecuencia, la transición hacia esquemas digitales requiere no solo validación técnica, sino también planificación integral de infraestructura, ingeniería de red y capacitación especializada.

En conjunto, el modelo desarrollado constituye una base experimental sólida que demuestra la viabilidad técnica, operativa y temporal de migrar hacia subestaciones digitales basadas en IEC 61850, aportando evidencia práctica que respalda su adopción progresiva en el contexto nacional.

## 6.2. Recomendaciones

Se recomienda adquirir una mayor cantidad de Function Points, los cuales corresponden al esquema de licenciamiento por capacidad funcional en los IEDs *Siemens SIPROTEC*. Estos puntos habilitan el uso de funciones adicionales y avanzadas dentro del relé. En el laboratorio, los IEDs 7SA86 y 7SJ85 disponen de 150 y 75 *Function Points*, respectivamente, lo que constituye una limitante al intentar implementar características de mayor complejidad. Por ejemplo, la función IEC 61850-9-2 (MU) requiere aproximadamente 200 *Function Points*, por lo que no puede ser activada con la capacidad disponible actualmente. En este contexto, resulta conveniente ampliar la licencia mediante la compra de *Function Points* adicionales y, de forma complementaria, incorporar una *Merging Unit* dedicada, con el fin de simular y validar en laboratorio implementaciones más avanzadas del estándar IEC 61850, especialmente en aplicaciones con valores muestreados (SV) y digitalización del nivel de proceso.

Se recomienda adquirir e incorporar el módulo/licencia de *Sampled Values* (SV) para los relés *Siemens SIPROTEC* 7SA86 y 7SJ85, con el fin de habilitar la suscripción y/o publicación de valores muestreados conforme a IEC 61850-9-2. Esta capacidad es clave para implementar en laboratorio el nivel de proceso, donde las señales analógicas de corriente y voltaje se representan como tramas SV sincronizadas PTP, permitiendo validar la adquisición de mediciones en tiempo real, la continuidad del muestreo, el comportamiento ante pérdida/retransmisión de tramas y la carga de tráfico SV sobre la red. La disponibilidad de SV ampliaría el alcance de las pruebas, al posibilitar escenarios avanzados de subestación digital y evaluación específica del desempeño de medición y sincronización temporal.

Como recomendación adicional para el laboratorio, se sugiere incorporar sincronización por GPS (*Global Positioning System*) y aplicarla a los relés disponibles, de forma que todos registren eventos con el mismo instante de referencia. Esto facilitará comparar con mayor claridad la secuencia de operación entre bahías (*pickup-operate-trip*), mejorar la interpretación de SOE (*Sequence of Events*) y oscilografías, y hacer más confiables los análisis postfalla y las validaciones de desempeño en pruebas de comunicaciones (por ejemplo, GOOSE y SV). Además, al contar con sincronización común entre fabricantes, se fortalece la evaluación de interoperabilidad y se reducen ambigüedades al correlacionar mediciones y eventos en distintos IEDs.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] “Iec 62439-3:2021 industrial communication networks - high availability automation networks - part 3: Parallel redundancy protocol (prp) and high-availability seamless redundancy (hsr),” 2021. Edition 4.0.
- [2] G. G. Silva and L. F. C. Solorzano, “Análisis de la normativa IEC 61850 para la protección y monitoreo de transformadores de potencia empleando relés de protección diferencial,” proyecto de desarrollo, Universidad Politécnica Salesiana, 2023.
- [3] E. Padilla, *Substation Automation Systems: Design and Implementation*. John Wiley & Sons, 2015.
- [4] C. Brunner, “Iec 61850 for power system communication,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2008.
- [5] F. S. I. Guamantica, “Automatización de la S/E eugenio espejo de la empresa eléctrica quito s.a. aplicando la norma IEC 61850,” tesis de grado, Universidad Politécnica Salesiana, 2013.
- [6] R. E. Mackiewicz, “Overview of iec 61850 and benefits,” *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, 2006.
- [7] S. A. Obaidli, V. Subramaniam, H. Alhuseini, R. Gupta, D. Dolezilek, A. Kalra, and P. Sankar, “IEC 61850 beyond compliance: A case study of modernizing automation systems in transmission power substations in emirate of dubai towards smart grid,” *Paper*, pp. 1–9, 2017.
- [8] A. Leal and J. F. Botero, “An architecture for power substations communication networks based on SDN and virtualization paradigms,” *Revista Facultad de Ingeniería, Universidad de Antioquia*, no. 100, pp. 48–66, 2021.
- [9] A. Apostolov, “Digital substation evolution and testing challenges,” *PAC World Magazine*, 2022.
- [10] Alexander Apostolov, “IEC 61850: Digitizing the electric power grid,” 2023.

- [11] A. C. Pereira, I. P. de Siqueira, J. M. O. Filho, M. E. C. Paulino, L. B. Neto, C. D. Oliveira, D. Caceres, and R. Schimmel, "Functional and interoperability tests using the IEC 61850 standard applied to substations - research and development in brazil," in *CIGRE Session 2008*, pp. B5–209, 2008.
- [12] A. F. S. Melo, J. M. Roldan-Fernandez, and F. Gonzalez-Longatt, "Novel iec 61850-based off-site engineering and validation methodology for pacs," *Electric Power Systems Research*, vol. 232, p. 110409, 2024.
- [13] L. O'Sullivan and M. O'Donovan, "funcdesign of a lab-based digital substation using the IEC 61850 standard: Lessons learned," in *2024 59th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 2024.
- [14] ABB, "ABB apunta a construir subestaciones digitales en Perú," *ABB Conexión*, no. 01, pp. 1–52, 2018.
- [15] R. L. de Oliveira, T. D. de Souza, C. G. de Almeida, C. A. de Souza, and G. A. de Sousa, "Performance assessment of a line protection implemented with process bus," *Electric Power Systems Research*, vol. 177, p. 105995, 2019.
- [16] R. Silva, "Implementation of iec 61850 in brazilian transmission substations," *IEEE Latin America Transactions*, 2015.
- [17] J. Gómez and L. Torres, "Integration of iec 61850 in peruvian distribution systems," *Revista de Energía y Potencia*, 2020.
- [18] M. Ayello and Y. Lopes, "Interoperability based on iec 61850 standard: Systematic review and certification method," *Electric Power Systems Research*, vol. 220, p. 109355, 2023.
- [19] J. J. P. Urrea, "Implementación del sistema de comunicación IEC 61850 para monitoreo y control de la bahía de la línea a 230 kV san felipe en la subestación la virginia," trabajo de grado, Universidad Tecnológica de Pereira, 2018.
- [20] J. P. I. Ortega, D. A. G. Echeverría, and D. P. Villavicencio, "Proyecto IEC 61850, redes de comunicación y sistemas en subestaciones," technical report, Universidad Politécnica Salesiana, 2019.
- [21] Universidad Politécnica Salesiana, *Proyecto de Simulación IEC 61850 en Laboratorio de Automatización*, 2018.
- [22] Universidad de Cuenca, *Simulación de Subestaciones Digitales IEC 61850*, 2019.
- [23] Operador Nacional de Electricidad CENACE, *Informe Anual 2021*, 2021.
- [24] S. D. M. Holmes and C. A. S. Vizcaíno, "Estudio del estándar iec 61850 y su aplicabilidad en la integración del sector eléctrico del Ecuador," 2012.

- [25] K. P. Brand, C. Brunner, and W. Wimmer, “Overview of the IEC 61850 standard and its benefits,” *ABB Switzerland Ltd*, 2003.
- [26] K. Wannous, P. Toman, V. Jurák, and V. Wasserbauer, “Analysis of IEC 61850-9-2le measured values using a neural network,” *Energies*, vol. 12, no. 9, p. 1618, 2019.
- [27] G. A. García, A. F. Millán, and G. Castellanos-Domínguez, “Interoperability based on IEC 61850 standard: A systematic mapping study,” *Dyna*, vol. 88, no. 218, pp. 149–158, 2021.
- [28] A. Apostolov, “Monitoring IEC 61850 based fully digital substations,” *PAC World Magazine*, vol. September, pp. 60–67, 2021.
- [29] S. D. M. Holmes and C. A. S. Vizcaíno, “Estudio del estándar IEC 61850 y su aplicabilidad en la integración del sector eléctrico del ecuador,” tesina de seminario, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2012.
- [30] International Electrotechnical Commission, “Communication networks and systems for power utility automation—iec 61850,” 2022. Defines communication architecture, data models, and services for substation and power system automation.
- [31] International Electrotechnical Commission, “Industrial communication networks – high availability automation networks – part 3: Parallel redundancy protocol (prp) and high-availability seamless redundancy (hsr),” 2021.
- [32] Institute of Electrical and Electronics Engineers, “Ieee standard for a precision clock synchronization protocol for networked measurement and control systems (ptp),” 2019.
- [33] International Electrotechnical Commission, “Power systems management and associated information exchange – data and communications security,” 2018.
- [34] International Electrotechnical Commission, “Measuring relays and protection equipment – general requirements,” 2019.
- [35] International Electrotechnical Commission, “Telecontrol equipment and systems – part 5-104: Transmission protocols – network access for iec 60870-5 using standard transport profiles,” 2016.
- [36] IEEE Power & Energy Society, “Ieee standard for electric power systems communications—distributed network protocol (dnp3),” 2012.
- [37] Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), “Regulación nro. arconel-009/24: Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica,” 2024. Documento normativo vigente.
- [38] República del Ecuador, “Ley orgánica del servicio público de energía eléctrica (lospee),” 2015. Registro Oficial. [Marco legal del SNI].

- [39] A. Apostolov, *Novel IEC 61850 Methodology and Tools for Engineering, Testing and Maintenance of Digital Substations*, vol. June. 2018.
- [40] S. AG, *SIPROTEC 5 Distance Protection 7SA86 Manual C53000-G5040-C019-7*, 2019.
- [41] O. Electronics, *CMC 356 Universal Relay Test Set and Commissioning Device User Manual*, 2021.
- [42] N. Automation, *Orion LXm Substation Automation Platform Technical Data Sheet*, 2020.
- [43] Hirschmann Automation and Control GmbH, *GRS 1020 Product Data Sheet*. Belden Brand, Neckartenzlingen, Alemania, 2023. Disponible en: <https://www.belden.com/products/industrial-networking>.
- [44] Hirschmann Automation and Control GmbH, *Operating Instructions – GRS1020/GRS1040 Managed Switches*. Belden, Neckartenzlingen, Alemania, 2023. Manual de operación de conmutadores industriales.
- [45] Masterclock Inc., *GMR Series User Manual*. Masterclock Documentation Center, St. Louis, Missouri, EE.UU., 2022. Manual del usuario de relojes maestros serie GMR.
- [46] Masterclock Inc., *GMR1000 Network Master Clock – Product Overview*. Masterclock, St. Louis, Missouri, EE.UU., 2023. Disponible en: <https://www.masterclock.com/products/gmr1000>.
- [47] Siemens AG, *DIGSI 5 Engineering Tool for SIPROTEC 5 Devices – System Manual*. Siemens Energy, 2022. Manual técnico del software de configuración y parametrización.
- [48] Siemens AG, *IEC 61850 System Configurator – Engineering Manual*. Siemens Energy, 2021. Herramienta de configuración para integración de sistemas IEC 61850.
- [49] DIgSILENT GmbH, *PowerFactory – User Manual and Technical Documentation*. DIgSILENT GmbH, Gomaringen, Germany, 2023. Software para análisis y simulación de sistemas eléctricos de potencia.
- [50] NovaTech Automation, *NovaTech Configuration Director 3 (NCD3) – User Guide*. NovaTech Automation, Lenexa, Kansas, USA, 2021. Software de configuración para RTUs OrionLXm.
- [51] “Wireshark user’s guide.” Online documentation. Accessed: 2026-02-18.
- [52] “Protocols/iec61850goosegse (wireshark wiki).” Wiki page. Accessed: 2026-02-18.
- [53] Masterclock, Inc., *WinDiscovery – User Guide and Technical Documentation*. Masterclock, Inc., St. Charles, Missouri, USA, 2022. Software de configuración y monitoreo para servidores de tiempo en red.

- [54] Inkscape Project, *Inkscape – Vector Graphics Editor Documentation*. Inkscape Project, 2023. Software de edición gráfica vectorial basado en formato SVG.

## ANEXOS

## ANEXO A. Áreas del Trabajo de Grado (ABET)

"DESARROLLO Y VALIDACIÓN EXPERIMENTAL DE UN MODELO DE DIGITALIZACIÓN DE SUBESTACIONES BASADO EN IEC 61850."			
Título del Trabajo:  Restricciones múltiples (dos o más)	Accesibilidad	Estética	
	Códigos	Constructibilidad	■
	Costos	Ergonomía	
	Extensibilidad	Funcionalidad	■
	Interoperabilidad	Consideraciones Legales	
	Mantenibilidad	Manufacturabilidad	
	Mercadeo	Política	
	Regulaciones	Cronogramas	■
	Normativas	Sostenibilidad	■
	Impacto Ambiental	Impacto Social	■
Usabilidad	Otros:		
Normas relevantes (dos o más)	ARCERNR-009/2024	■	
	ARCONEL-006/2024	■	
	IEC 61850	■	
	IEEE 1588	■	
	IEC 62439-3	■	
	IEC 62351	■	
	IEC 60255	■	
	IEC 60870-5-104	■	
Elementos del proceso	Identificación de oportunidades	■	Generación de soluciones múltiples
	Desarrollo de requerimientos	■	Evaluación de soluciones
	Procesos iterativos	■	Consideración de riesgos
	Realizar compromisos o tratos		
Basado en trabajos anteriores	Protecciones	■	Iluminación
	Optimización de sistemas	■	Alto voltaje
	Energías alternativas		Distribución
	Máquinas eléctricas		Otros temas

## ANEXO B. SO2

### Aspectos relacionados con Salud Pública y Medio Ambiente

La implementación de un esquema de Subestación Digital basado en IEC 61850 aporta de forma indirecta a la salud pública y al componente ambiental, principalmente por la mejora en confiabilidad operativa y por la optimización de la infraestructura de control y protección, aspectos que se enmarcan en el análisis de impacto sobre operación, mantenimiento y ampliaciones desarrollado en **3.1.7**. En el modelo experimental, el uso de mensajería **GOOSE** permitió sustituir señales cableadas interbahía, reduciendo el cableado asociado a comunicaciones, la cantidad de conexiones en tableros y los puntos susceptibles a fallas (falsos contactos, errores de conexionado o deterioro mecánico), de acuerdo con la implementación descrita en **4.5.2** y su validación experimental presentada en **5.6**. Desde la perspectiva de seguridad del personal, la disminución de cableado y de maniobras manuales durante pruebas, verificaciones y reconfiguraciones contribuye a reducir la exposición a riesgos eléctricos en tareas de mantenimiento y puesta en servicio, coherente con el enfoque operativo analizado en **3.1.7**.

Adicionalmente, la integración de supervisión mediante **RTU** y **SCADA** habilita el monitoreo centralizado del estado operativo de los **IEDs** y del sistema, favoreciendo la detección oportuna de condiciones anómalas y una respuesta operativa más eficiente. Este componente se sustenta en la configuración de comunicaciones **MMS** para integración **SCADA** descrita en **4.5.3**, y en el desarrollo del entorno de supervisión presentado en **4.6**. Aunque el alcance del trabajo se enfocó en supervisión (sin explotar plenamente funciones de registro y análisis de eventos), la visualización centralizada facilita el diagnóstico y puede contribuir a disminuir tiempos de reposición del servicio, mitigando impactos sobre actividades sensibles.

En el componente ambiental, la sustitución de señales cableadas por intercambio de información sobre *Ethernet* industrial implica menor consumo de conductores y accesorios (borneras, canalizaciones, identificadores), con reducción potencial de residuos en ampliaciones o reconfiguraciones, lo cual se relaciona directamente con las consideraciones de operación y mantenimiento discutidas en **3.1.7**. Asimismo, el diagnóstico desde **SCADA** puede disminuir desplazamientos reiterativos para verificación en sitio, con beneficios indirectos en consumo logístico. Finalmente, debe considerarse que una implementación integral del *bus de proceso* mediante **SV** requiere disponibilidad de infraestructura compatible; este punto se vincula con el marco de sincronización y redundancia expuesto en **2.2.2** y con la correlación temporal y coherencia de muestras tratada en **3.1.4**.

## Aspectos relacionados con Seguridad de Personas y Bienes

La adopción de una arquitectura de subestación digital basada en IEC 61850 aporta a la seguridad de personas y bienes al mejorar la rapidez y coherencia de las funciones de protección, control y supervisión, en concordancia con el análisis de desempeño de comunicaciones y tiempos deterministas desarrollado en **3.1.2**. En el modelo implementado, la mensajería **GOOSE** permitió ejecutar órdenes de *trip* y establecer coordinación entre bahías mediante el intercambio de señales críticas entre **IEDs**, conforme a la configuración descrita en **4.5.2** y a los ensayos de **MMS/GOOSE** documentados en **5.5**. Una respuesta más rápida y coordinada contribuye a limitar la permanencia de condiciones de falla y reduce la probabilidad de daños en equipos, así como riesgos asociados a sobrecorrientes sostenidas, calentamientos localizados y esfuerzos eléctricos sobre conductores y elementos de maniobra, lo cual se relaciona con la validación experimental de tiempos de mensajería **GOOSE** presentada en **5.6**.

De manera complementaria, el reemplazo de señales cableadas interbahía por comunicaciones sobre *Ethernet* industrial disminuye la cantidad de puntos físicos de conexión (borneras, empalmes y tendidos), mitigando fallas por falsos contactos, errores de conexión y deterioro del aislamiento. Esta simplificación incrementa la seguridad operativa durante la instalación y las pruebas, al reducir manipulaciones manuales y verificaciones punto a punto de circuitos de control convencionales, aspecto coherente con el impacto en operación y mantenimiento analizado en **3.1.7**. Asimismo, la integración con **RTU** y **SCADA** habilita supervisión centralizada del estado de los **IEDs** y del sistema, apoyada en la configuración de comunicación **MMS** para integración **SCADA** descrita en **4.5.3** y en el desarrollo del entorno de supervisión presentado en **4.6**. Aunque el alcance del trabajo se limitó a supervisión (sin evaluación de eventos por pérdida de enlace ni medidas específicas de segmentación o control de acceso), la disponibilidad de información en tiempo real contribuye a un diagnóstico más oportuno y a una respuesta técnica más eficiente, fortaleciendo la protección de activos y la continuidad del servicio.

## Aspectos relacionados con el bienestar de la población

El trabajo desarrollado contribuye al bienestar de la población al fortalecer la continuidad del servicio eléctrico en entornos urbanos mediante una respuesta operativa más oportuna ante contingencias, en línea con el impacto en operación y mantenimiento tratado en **3.1.7**. La integración de **IEDs** con **RTU** y **SCADA** habilitó supervisión centralizada de información relevante (estado del interruptor, alarmas, disparos y estado de comunicación), con base en la configuración **MMS** para integración **SCADA** descrita en **4.5.3** y en el desarrollo del entorno de supervisión presentado en **4.6**. Esta capacidad permite orientar el

diagnóstico de manera más rápida frente a eventos del sistema y reduce el tiempo requerido para iniciar acciones correctivas, lo que contribuye a disminuir el impacto percibido por el usuario final al facilitar la reposición del servicio.

De forma complementaria, la coordinación entre bahías mediante mensajería **GOOSE** favorece una actuación rápida ante fallas, conforme a la implementación descrita en **4.5.2** y a los ensayos combinados de **MMS/GOOSE** documentados en **5.5**. Asimismo, la verificación de selectividad y tiempos de disparo consistentes se respalda en la parametrización de protecciones desarrollada en **4.4** y en los ensayos de protección y comunicación presentados en **5.2** y **5.3**. Adicionalmente, la reducción de cableado asociada al intercambio de señales sobre *Ethernet* industrial disminuye la complejidad de pruebas e intervenciones, lo que se relaciona con las consideraciones operativas abordadas en **3.1.7**.

Finalmente, los entregables generados (plantillas, guías de configuración y procedimientos) consolidan una base práctica para formación y futuras prácticas en laboratorio, en coherencia con las metodologías y criterios de validación descritos en **2.4** y con la implementación del modelo SAS presentada en **4**.

## Factores Globales

La tendencia global de modernización del sector eléctrico orienta la transición hacia subestaciones digitales, donde la estandarización y la digitalización de funciones de protección, control y supervisión permiten incrementar la eficiencia operativa y la continuidad del servicio. En este marco, el carácter internacional de IEC 61850 y su adopción como base para la automatización de subestaciones se sustenta en el marco normativo aplicable presentado en **2.2**, así como en los conceptos clave y definiciones operacionales desarrollados en **2.3**. En particular, la estandarización del modelo de información y la reducción de ambigüedad operativa se analizan en **3.1.1**, mientras que la ingeniería estructurada mediante **SCL** se evidencia en la configuración de la estación descrita en **4.5.1**.

La experiencia de implementación en laboratorio constituye un primer paso de adopción tecnológica, destacando la replicabilidad y escalabilidad del enfoque al permitir que la arquitectura y configuración definidas se reproduzcan y extiendan de forma consistente, conforme al diseño e implementación del modelo SAS desarrollado en **4**. Adicionalmente, la integración entre **IEDs**, **RTU** y **SCADA** refuerza la supervisión centralizada y el monitoreo de estados, alarmas y eventos, sustentada en la configuración de comunicación **MMS** para integración **SCADA** descrita en **4.5.3** y en el desarrollo del entorno de supervisión presentado en **4.6**, contribuyendo a una gestión operativa más eficiente y a una respuesta más oportuna ante contingencias.

En el plano de sostenibilidad, la digitalización favorece la optimización de infraestructura al reducir cableado y elementos asociados a esquemas convencionales, y al disminuir intervenciones repetitivas mediante diagnóstico remoto y seguimiento desde [SCADA](#), lo cual se relaciona con el impacto en operación, mantenimiento y ampliaciones discutido en [3.1.7](#). Finalmente, la consolidación de plantillas, guías de configuración y procedimientos en un entorno académico fortalece la formación técnica y reduce brechas tecnológicas, en coherencia con las metodologías y criterios de validación presentados en [2.4](#) y con el desarrollo integral del modelo SAS expuesto en [4](#).

## Factores Culturales

La adopción de una subestación digital bajo IEC 61850 implica un cambio cultural en la forma de diseñar, documentar y operar sistemas eléctricos, al priorizar la estandarización y la coherencia técnica por encima de prácticas basadas únicamente en cableado y soluciones particulares. Este enfoque se relaciona con la necesidad de establecer criterios comunes de diseño y operación, tratados en [3.1.1](#), y con la ingeniería estructurada mediante [SCL](#), evidenciada en la configuración de la estación descrita en [4.5.1](#). En particular, el trabajo basado en modelos promueve una cultura de trazabilidad y orden documental, donde la definición de nomenclatura, el direccionamiento [IP](#) y la elaboración de procedimientos se convierten en elementos esenciales para garantizar consistencia operativa y facilitar la replicabilidad del sistema, aspectos desarrollados dentro del diseño e implementación del modelo SAS presentado en [4](#).

En el entorno de laboratorio, el desarrollo se ejecutó de manera colaborativa, integrando tareas de configuración, pruebas, supervisión y gestión de red, lo cual refuerza una cultura de trabajo interdisciplinario y mejora la comunicación técnica entre roles. Esta dinámica se sustenta en la etapa de implementación descrita en [4.4](#), así como en la integración de comunicaciones y supervisión presentada en [4.5.2](#), [4.5.3](#) y [4.6](#). Asimismo, la documentación generada (nomenclatura, direccionamiento y procedimientos) constituye un recurso formativo y metodológico que facilita la continuidad y mejora incremental del laboratorio, en coherencia con el esquema metodológico y la documentación final descritos en [2.4](#).

Por otra parte, se identificó como barrera cultural relevante la dependencia del fabricante, debido a que la adopción efectiva de soluciones digitales puede condicionarse a disponibilidad de funcionalidades, compatibilidad y herramientas propietarias. Esta limitante se vincula con los criterios de interoperabilidad y con la evaluación de desempeño y restricciones técnicas discutidas en [3.1.5](#). En este sentido, el modelo implementado y la sistematización de procedimientos aportan como base para orientar procesos de adopción en el contexto local, sirviendo como referencia técnica inicial para iniciativas de moderniza-

ción, especialmente en lo relativo a capacitación, estandarización de prácticas y apropiación progresiva de IEC 61850.

## Factores Sociales

La digitalización de subestaciones con base en IEC 61850 genera un impacto social al fortalecer la confiabilidad operativa y optimizar la gestión técnica de la red de distribución, especialmente en el soporte de servicios críticos como las telecomunicaciones. Este enfoque se relaciona con el impacto en operación, mantenimiento y ampliaciones discutido en **3.1.7** y con el desempeño determinista de comunicaciones tratado en **3.1.2**. En el modelo implementado, la coordinación rápida entre IEDs mediante mensajería GOOSE y la supervisión centralizada a través de RTU y SCADA favorecen una respuesta más oportuna ante contingencias, de acuerdo con la implementación descrita en **4.5.2** y con la integración de comunicación MMS para SCADA presentada en **4.5.3** y **4.6**. La disponibilidad de información operativa en SCADA (estados, alarmas, disparos y estado de comunicación) permite orientar el diagnóstico con mayor rapidez y disminuir el tiempo de atención técnica, contribuyendo a una reposición más eficiente del servicio.

Este efecto se traduce en menor duración de interrupciones y en una mejora de la calidad percibida del suministro, particularmente en áreas urbanas donde la demanda de conectividad es alta. De forma complementaria, la reducción de cableado y la migración de señales de control hacia *Ethernet* industrial disminuyen la complejidad de pruebas e intervenciones, contribuyendo a reducir errores humanos asociados a conexión y verificación punto a punto, lo cual se alinea con las consideraciones operativas abordadas en **3.1.7**. Asimismo, la verificación experimental del comportamiento de la mensajería y de la operación coordinada se sustenta en los ensayos presentados en **5.5** y en la validación de tiempos de GOOSE documentada en **5.6**.

Finalmente, el fortalecimiento de capacidades técnicas constituye un aporte social relevante: la experiencia implementada en laboratorio impulsa formación práctica en automatización, protecciones y comunicaciones industriales, promoviendo nuevos perfiles profesionales y evidenciando la necesidad de capacitación especializada para la adopción efectiva de IEC 61850. En este sentido, la sistematización de procedimientos, guías y bases metodológicas se articula con el esquema metodológico y de documentación descrito en **2.4** y con el desarrollo integral del modelo SAS presentado en **4**, consolidando una base para futuras cohortes y para iniciativas de modernización en el sector eléctrico.

## Factores ambientales

Desde el punto de vista ambiental, el enfoque basado en IEC 61850 favorece la optimización de recursos materiales al sustituir señales cableadas por intercambio de información sobre *Ethernet* industrial, lo cual se relaciona con el impacto en operación, mantenimiento y ampliaciones analizado en **3.1.7**. En el modelo implementado se evidenció, de forma cualitativa, una reducción del cableado destinado a comunicaciones y coordinación funcional al migrar señales a mensajería **GOOSE**, disminuyendo principalmente el cableado interbahía y, en consecuencia, la cantidad de conductores, borneras y accesorios asociados (canalizaciones, identificadores y elementos de conexionado). Este cambio se sustenta en la implementación de publicación y suscripción **GOOSE** descrita en **4.5.2** y en su validación experimental presentada en **5.6**.

En el plano operativo, la integración de **IEDs** con **RTU** y **SCADA** permitió realizar diagnóstico a partir de estados, alarmas, disparos y condición de comunicación sin necesidad de acudir de manera inmediata al tablero físico. Este componente se apoya en la configuración de comunicación **MMS** para integración **SCADA** descrita en **4.5.3** y en el desarrollo del entorno de supervisión presentado en **4.6**. Como resultado, se reduce la necesidad de verificaciones presenciales repetitivas y retrabajos típicos de esquemas convencionales basados en revisión punto a punto, lo que puede traducirse en menos intervenciones en sitio y menor movilización logística, aportando indirectamente a la disminución de consumos y emisiones asociadas a tareas de inspección y mantenimiento, en coherencia con **3.1.7**.

En conjunto, la estandarización promovida por IEC 61850 facilita ampliaciones y ajustes con menor intervención física, favoreciendo prácticas de operación y mantenimiento más racionales. Si bien el alcance se desarrolló en entorno de laboratorio, los resultados permiten proyectar beneficios ambientales a escala real, asociados principalmente a la reducción de materiales, residuos y actividades presenciales innecesarias en subestaciones de distribución.

## Factores Económicos

Desde la perspectiva económica, la adopción de IEC 61850 en subestaciones digitales implica evaluar el equilibrio entre inversión inicial y costos de operación a lo largo del ciclo de vida. Este análisis se relaciona con el impacto en operación, mantenimiento y ampliaciones desarrollado en **3.1.7**, donde se consideran efectos sobre complejidad operativa y sostenibilidad técnica. En términos generales, los costos pueden diferenciarse en **CAPEX** (inversión inicial en equipos e infraestructura, como **IEDs**, red *Ethernet* industrial, comu-

tación y plataformas de supervisión) y *OPEX* (costos recurrentes de operación y mantenimiento asociados a mano de obra, intervenciones, pruebas, desplazamientos y tiempos de atención). Bajo este enfoque, un mayor desembolso inicial puede justificarse por reducciones sostenidas de *OPEX* derivadas de una operación más eficiente y una menor complejidad de intervención.

En el modelo implementado se evidenció, de manera cualitativa, que la mensajería *GOOSE* permite reemplazar cableado interbahía, reduciendo costos asociados a materiales (conductores, borneras y accesorios) y, de forma significativa, a mano de obra durante montaje, pruebas y reconfiguraciones. Este aspecto se sustenta en la implementación de publicación y suscripción de *GOOSE* descrita en 4.5.2 y en su validación experimental presentada en 5.6. La disminución de cableado también reduce la cantidad de puntos potenciales de falla (conexiones y empalmes), aportando a una reducción de costos por mantenimiento correctivo y retrabajos, coherente con el análisis de operación y mantenimiento tratado en 3.1.7.

Adicionalmente, la supervisión mediante *RTU* y *SCADA* facilita el diagnóstico de eventos a partir de estados, alarmas y disparos, disminuyendo el tiempo de atención técnica y contribuyendo a una reposición del servicio más eficiente, con impacto favorable en costos operativos. Este componente se apoya en la configuración de comunicación *MMS* para integración *SCADA* descrita en 4.5.3 y en el desarrollo del entorno de supervisión presentado en 4.6. Finalmente, en el contexto local, el principal desafío económico se asocia a la inversión requerida para modernización; sin embargo, los beneficios esperables en reducción de *OPEX*, mayor confiabilidad y mejoras en gestión operativa sustentan la viabilidad progresiva de este tipo de tecnologías en subestaciones de distribución.