



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

**SEDE CUENCA**

**CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**“PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE UN  
SISTEMA SCADA BAJO LA NORMATIVA IEC 61850  
PARA LA OBSERVACIÓN REMOTA DE LA BAHÍA DE  
LA SUBESTACIÓN POROTILLOS”**

Trabajo de titulación previo a la obtención del

título de Ingeniero Eléctrico

**AUTORES: JORGE ALEXANDER VALENCIA MALDONADO  
JOFFRE ALESANDRO SACA SEGOVIA**

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

Cuenca - Ecuador

2026

## CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Jorge Alexander Valencia Maldonado con documento de identificación N° 1401164551 y Joffre Alesandro Saca Segovia con documento de identificación N° 0150359909, 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, 03 de febrero del 2026

Atentamente,



---

**Jorge Alexander Valencia Maldonado**  
1401164551



---

**Joffre Alesandro Saca Segovia**  
0150359909

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

Nosotros, Jorge Alexander Valencia Maldonado con documento de identificación N° 1401164551 y Joffre Alesandro Saca Segovia con documento de identificación N° 0150359909, 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: "Propuesta de implementación de un sistema SCADA bajo la normativa IEC 61850 para la observación remota de la bahía de la subestación Porotillos", 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, 03 de febrero del 2026

Atentamente,



---

**Jorge Alexander Valencia Maldonado**  
1401164551



---

**Joffre Alesandro Saca Segovia**  
0150359909

## CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Mgtr. Ing. 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: "PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA SCADA BAJO LA NORMATIVA IEC 61850 PARA LA OBSERVACIÓN REMOTA DE LA BAHÍA DE LA SUBESTACIÓN POROTILLOS", realizado por Jorge Alexander Valencia Maldonado con documento de identificación N° 1401164551 y por Joffre Alesandro Saca Segovia con documento de identificación N° 0150359909, 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, 03 de febrero del 2026

Atentamente,

---

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

# AGRADECIMIENTOS

Deseo expresar mi más sincero agradecimiento a Dios, por su guía constante, fortaleza y bendiciones a lo largo de este camino académico, las cuales me permitieron superar los desafíos presentados y alcanzar este importante logro personal y profesional.

A mis amados padres, les agradezco profundamente por su amor incondicional, apoyo permanente y sacrificio incansable, pilares fundamentales en mi formación académica y personal. Gracias a su esfuerzo y confianza, he podido crecer, aprender y cumplir una de mis metas más importantes. De igual manera, expreso un profundo agradecimiento a mi querida tía, quien, a pesar de la distancia, me brindó un apoyo constante, palabras de aliento y motivación invaluable, demostrando que su presencia y cariño estuvieron siempre presentes a lo largo de este camino académico.

De manera especial, deseo agradecer a mis hermanos, por su acompañamiento, motivación y apoyo en cada etapa de este proceso, así como a mi compañero de proyecto de titulación, Jorge Valencia, por el compromiso, la dedicación y el trabajo en equipo demostrado durante el desarrollo de este proyecto. Su colaboración y responsabilidad fueron fundamentales para la culminación exitosa de este trabajo de titulación.

Finalmente, expreso mi agradecimiento a los docentes que formaron parte de mi formación profesional, por sus enseñanzas, orientación y valiosos conocimientos compartidos, los cuales contribuyeron significativamente al desarrollo académico y técnico reflejado en este proyecto de titulación.

**Joffre Alesandro Saca Segovia**

Agradezco a Dios por todos estos años en donde he tenido la oportunidad de estudiar y culminarlos de manera satisfactoria, por todas sus bondades, misericordias mostradas durante este proceso estudiantil.

Agradezco a las personas más importantes de mi vida, que me apoyaron desde el primer día no solo con el sustento físico, sino con todo su amor, cariño, comprensión y palabras que nunca faltaron a pesar de la distancia física que existió a lo largo de estos años: mis padres. A mi madre, por sus incontables palabras de apoyo, por sus oraciones de respaldo y a su amor que fue tangible en cada momento de dificultad y dicha. A mi padre, el ejemplo de mi vida como un gran profesional, un hombre honorable y padre ejemplar.

A mis hermanos, que siempre me apoyaron con sus palabras y buenos deseos para poder culminar esta etapa de mi vida tan importante, por todos los momentos de risas y por su ayuda cuando la he requerido. A mi familia, mis abuelos, tíos y primos, que estuvieron siempre en cercanía a pesar de la distancia.

A Tamara, por su apoyo constante y compañía durante este proyecto, así como por sus palabras. De igual manera, agradezco a mis amigos, quienes me animaron durante esta etapa para culminar este proyecto de titulación.

Finalmente, agradezco a mis docentes que aportaron significativamente en mi vida con conocimientos, dedicación y también experiencia transmitida por su parte en cada clase, que hoy se ve reflejada en este proyecto de titulación.

**Jorge Alexander Valencia Maldonado**

# DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis padres, Hugo y Martha, por su amor incondicional, apoyo constante y sacrificio incansable. Su ejemplo, esfuerzo y confianza han sido el pilar fundamental de mi formación personal y académica, y la motivación principal para alcanzar este logro.

A mis hermanos, Fabián y Estefania, por su acompañamiento, comprensión y apoyo incondicional a lo largo de este proceso académico. Su presencia y aliento fueron fundamentales para continuar y culminar esta etapa de mi vida.

A mi tía Norma, quien, a pesar de la distancia, me brindó un apoyo constante, palabras de aliento y motivación incondicional. Su confianza y cariño fueron un impulso importante para no rendirme y seguir adelante.

Dedico este trabajo a los docentes Ing. Flavio Quizhpi e Ing. Mateo Quizhpi, por su orientación, compromiso y valiosos conocimientos transmitidos durante mi formación académica. Su acompañamiento y enseñanza fueron fundamentales para el desarrollo y culminación de este trabajo de titulación.

**Joffre Alesandro Saca Segovia**

Este proyecto de titulación se lo dedico a mis padres, a quienes amo, Jorge y Cinthia, por su apoyo constante e incondicional, por el esfuerzo y sacrificio realizados a lo largo de estos años, y por todo el amor, los valores y la motivación que me han transmitido durante cada etapa de mi formación académica. Sus palabras de aliento y comprensión han sido fundamentales en cada ciclo de este proceso.

A mis hermanos Ariel, Martin y Matthew, por su acompañamiento permanente, sus buenos deseos y su apoyo sincero; así como a mis abuelos Guido, Luz, Servio y Narcisa, quienes, aun a la distancia, me tuvieron siempre presentes, brindándome su respaldo, confianza y ánimo para culminar con éxito este proyecto de titulación.

A Tamara, por todo su cariño, comprensión y apoyo brindado durante estos años de universidad; así como por el aprecio y la consideración brindada por su familia durante esta etapa de mi vida.

A todas estas personas les dedico este proyecto de titulación, ya que su apoyo, confianza y acompañamiento han contribuido de manera significativa a la culminación de esta etapa académica y profesional.

**Jorge Alexander Valencia Maldonado**

# RESUMEN

La digitalización de subestaciones eléctricas ha impulsado la adopción de arquitecturas basadas en el estándar IEC 61850, donde la interoperabilidad, la velocidad de comunicación y la confiabilidad del sistema SCADA resultan críticas para la operación segura del sistema eléctrico. En este contexto, el presente proyecto de titulación desarrolla la implementación y validación bajo pruebas en el laboratorio de la Universidad Politécnica Salesiana de un sistema SCADA para la bahía de energización Porotillos, integrando dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) mediante comunicaciones IEC 61850.

La metodología aplicada comprende el diseño de la arquitectura de comunicaciones, la configuración de datasets, la integración de señales lógicas entre IEDs, y la vinculación de estas señales al sistema SCADA para supervisión y control. Asimismo, se realizaron pruebas funcionales en laboratorio bajo condiciones nominales y de falla, evaluando la correcta propagación de señales, la activación de lógicas de disparo y la coherencia entre los eventos emulados y su visualización en el SCADA.

Los resultados obtenidos demuestran el funcionamiento correcto del sistema implementado, evidenciando una comunicación efectiva entre IEDs y el SCADA, así como una respuesta confiable ante eventos simulados de protección. Finalmente, se concluye que la arquitectura propuesta cumple con los requerimientos funcionales y operativos de una subestación digital moderna, constituyendo una base sólida para futuras mejoras orientadas a esquemas redundantes y de alta disponibilidad.

# ABSTRACT

The digitalization of electrical substations has driven the adoption of architectures based on the IEC 61850 standard, where interoperability, communication speed, and SCADA system reliability are critical for the safe operation of power systems. In this context, this titulation project presents the implementation and laboratory validation of a SCADA system for the Porotillos energization bay, conducted at the laboratories of Universidad Politécnica Salesiana, integrating intelligent electronic devices (IEDs) through IEC 61850-based communications.

The applied methodology includes the design of the communication architecture, dataset configuration, integration of logical signals between IEDs, and the linkage of these signals to the SCADA system for monitoring and control purposes. In addition, functional laboratory tests were performed under nominal and fault conditions, evaluating proper signal propagation, trip logic activation, and the consistency between emulated events and their visualization within the SCADA system.

The obtained results demonstrate the correct operation of the implemented system, evidencing effective communication between IEDs and the SCADA platform, as well as a reliable response to simulated protection events. Finally, it is concluded that the proposed architecture meets the functional and operational requirements of a modern digital substation, providing a solid foundation for future enhancements focused on redundant and high-availability communication schemes.



# PALABRAS CLAVES TEMÁTICAS

**Interfaz Máquina-Hombre**, entorno gráfico que permite la interacción entre el operador y el sistema SCADA para la supervisión y control del sistema eléctrico.

**SCADA**, sistema de supervisión, control y adquisición de datos utilizado para monitorear y operar instalaciones eléctricas de manera remota y en tiempo real.

**Nodos Lógicos**, unidades funcionales normalizadas en IEC 61850 que representan funciones específicas de protección, control, medición o supervisión dentro de un IED.

**Aparatos Lógicos**, agrupaciones funcionales de nodos lógicos que representan equipos físicos o funciones completas dentro del modelo de datos IEC 61850.

**SCL**, lenguaje de configuración de subestaciones definido por IEC 61850 que describe la topología eléctrica, los dispositivos y sus capacidades de comunicación.

**NCD**, archivo de descripción de configuración de red que define los parámetros de comunicación y la interconexión lógica entre dispositivos IEC 61850.

**CID**, archivo de configuración específico de un IED que contiene la información necesaria para su parametrización y operación dentro de la subestación.

**MMS**, protocolo de comunicación utilizado en IEC 61850 para el intercambio de datos entre IEDs y sistemas SCADA mediante comunicación vertical.

**IED**, dispositivo electrónico inteligente encargado de funciones de protección, control, medición y comunicación en sistemas eléctricos.

# ÍNDICE

Certificado de responsabilidad y autoría	II
Certificado de cesión de derechos de autor	III
Certificado de dirección del trabajo de titulación	III
Agradecimientos	IV
Dedicatoria	VI
Resumen	V
Abstract	VI
Glosario	XI
<b>1. Fundamentos metodológicos: Objetivos, alcance y metodología de investigación</b>	<b>1</b>
1.1. Introducción . . . . .	1
1.2. Justificación . . . . .	2
1.3. Alcance general del proyecto . . . . .	3
1.4. Objetivos . . . . .	4
1.4.1. Objetivo general . . . . .	4

1.4.2. Objetivos específicos . . . . .	4
1.5. Metodología de la investigación . . . . .	4
<b>2. Marco teórico</b>	<b>6</b>
2.1. Descripción de la subestación Porotillos . . . . .	6
2.2. Normativa IEC 61850 . . . . .	7
2.3. Componentes del sistema SCADA . . . . .	8
2.3.1. Estructura jerárquica . . . . .	8
2.3.2. HMI (Human-Machine Interface) . . . . .	8
2.3.3. Archivos SCL y SCD . . . . .	9
2.3.4. Archivos CID (Architect) Y NCD (Orion) . . . . .	9
2.3.5. Modelado de datos . . . . .	10
2.4. Logical Devices . . . . .	10
2.5. Logical Nodes . . . . .	11
<b>3. Desarrollo y configuración del sistema</b>	<b>13</b>
3.1. Configuración del sistema SCADA y red local LAN . . . . .	13
3.1.1. Configuración de IEDs para integración SCADA . . . . .	13
3.1.2. Dispositivos principales implementados en la arquitectura del sistema . . . . .	14
3.1.3. Descripción de la red local LAN . . . . .	15
3.2. Construcción del sistema SCADA . . . . .	17
3.2.1. Inkscape . . . . .	17
3.2.1.1. Interfaz principal SCADA . . . . .	17
3.2.1.2. Interfaz Menú Principal . . . . .	18
3.2.1.3. Interfaz IED SEL 787 . . . . .	18

3.2.1.4.	Interfaz IED SEL 751 . . . . .	19
3.2.2.	Archivo SCD . . . . .	20
3.2.2.1.	Creación de archivos SCD . . . . .	22
3.2.2.2.	Configuración IEDs . . . . .	22
3.2.2.3.	Configuración Ethernet . . . . .	23
3.2.2.4.	Datasets y Reports . . . . .	24
3.2.3.	Archivo NCD . . . . .	26
3.2.3.1.	Creación del archivo NCD y configuración IEC 61850 . . . . .	26
3.2.3.2.	Ingreso de señales de entrada . . . . .	27
3.2.3.3.	Configuración de señales de salida . . . . .	28
3.2.3.4.	Configuración del servidor XML para la integración de la interfaz HMI . . . . .	29
3.2.4.	Mapeo de señales en Inkscape . . . . .	31
3.3.	Configuración de equipos y conexiones . . . . .	34
3.3.1.	Configuración de equipos SEL 787 y 751 . . . . .	34
3.3.2.	Configuración de archivos en la RTU . . . . .	35
3.3.2.1.	Conexión hacia la RTU . . . . .	36
3.3.2.2.	Carga de archivos a la RTU . . . . .	37
3.3.2.3.	Funcionalidad del HMI . . . . .	41
3.3.3.	Ajustes de parámetros de IEDs y funciones de protección . . . . .	43
3.3.3.1.	Ajuste IED 751 . . . . .	44
3.3.3.2.	Ajuste IED 787 . . . . .	46
3.3.4.	Configuración de salidas binarias de los IEDs . . . . .	51
3.3.4.1.	Slot A SEL751 . . . . .	51

3.3.4.2.	Ajustes de Contactos de Salida SEL 787 . . . . .	52
3.3.4.3.	Ajustes de LATCHES SEL 787 . . . . .	53
3.3.5.	Configuración para la Simulación Interactiva del Interruptor . . . . .	54
3.3.5.1.	Configuración en el SEL-751 . . . . .	55
3.3.5.2.	Configuración en el SEL-787 . . . . .	57
3.3.6.	Conexiones y configuración en la maleta Omicron . . . . .	59
3.3.6.1.	Conexiones para los IEDs en la maleta Omicron . . . . .	59
3.3.6.2.	Configuración de la maleta Omicron . . . . .	63
<b>4.</b>	<b>Ensayos de emulación de la operatividad del sistema</b>	<b>66</b>
4.1.	Ensayos de funcionamiento nominal de la subestación . . . . .	66
4.1.1.	Ensayos de funcionamiento nominal en el IED SEL-787 . . . . .	67
4.1.2.	Ensayos de funcionamiento nominal en los IEDs SEL-751 . . . . .	69
4.2.	Ensayos en escenarios de falla . . . . .	70
4.2.1.	Ensayos de falla en el IED SEL-787 . . . . .	70
4.2.2.	Ensayos de falla en los IEDs SEL-751 . . . . .	71
4.3.	Ensayo de simulación interactiva del interruptor . . . . .	73
4.4.	Detalles técnicos . . . . .	77
4.4.1.	Términos de Referencia . . . . .	79
<b>5.</b>	<b>Análisis y resultados obtenidos</b>	<b>80</b>
5.1.	Resultados . . . . .	80
5.1.1.	Resultado 1: Levantamiento de datos . . . . .	80
5.1.2.	Resultado 2: Propuesta de actualizaciones . . . . .	81
5.1.3.	Resultado 3: Validación de la operatividad del sistema . . . . .	82
5.2.	Análisis de resultados . . . . .	83

5.2.1. Análisis del resultado 1 . . . . .	83
5.2.2. Análisis del resultado 2 . . . . .	84
5.2.3. Análisis del resultado 3 . . . . .	85
<b>6. Conclusiones y recomendaciones</b>	<b>86</b>
6.1. Conclusiones . . . . .	86
6.2. Recomendaciones . . . . .	87

## ÍNDICE DE FIGURAS

2.1. Diagrama unifilar de la subestación Porotillos. . . . .	7
2.2. Jerarquía del flujo de datos en SCADA. . . . .	9
2.3. Modelado de datos, norma IEC 61850. . . . .	11
3.1. Red LAN propuesta. . . . .	16
3.2. Interfaz principal del sistema. . . . .	17
3.3. Menú Principal del Sistema SCADA . . . . .	18
3.4. Interfaz gráfica del IED 1 SEL-787. . . . .	19
3.5. Interfaz gráfica del IED 2 SEL-751. . . . .	19
3.6. Interfaz gráfica del IED 3 SEL-751. . . . .	20
3.7. Pantalla principal del programa AcSELRator Architect. . . . .	22
3.8. Pantalla principal del programa AcSELRator Architect . . . . .	23
3.9. Propiedades de Ethernet IEDs. . . . .	23
3.10. Pantalla del dataset a configurar. . . . .	24
3.11. Configuración del dataset de medidas, corriente en fase A. . . . .	25
3.12. Señales retenidas con su reinicio. . . . .	26
3.13. Configuración de comunicación para la RTU. . . . .	26
3.14. Configuración RTU. . . . .	27
3.15. Exportación de archivos SCD de los IEDs. . . . .	27

3.16. Enrutamiento de las entradas. . . . .	28
3.17. Enrutamiento de las salidas. . . . .	28
3.18. Menú principal para la creación del archivo XML. . . . .	29
3.19. Creación de archivo XML. . . . .	30
3.20. Señales de entrada para XML. . . . .	30
3.21. Señales de salida para XML. . . . .	31
3.22. Extensión Novatech HMI en Inkscape. . . . .	32
3.23. Página Novatech HMI en Inkscape. . . . .	32
3.24. Configuración del Inkscape con Novatech. . . . .	33
3.25. Pestaña de Novatech HMI en Inkscape para enrutar la señal de medidas. . . . .	33
3.26. Interfaz para la subida del archivo CID al relé. . . . .	34
3.27. Ingreso de usuario y contraseña para el enlace con el IED. . . . .	34
3.28. Ventana que indica que todo está correcto para subir la configuración. . . . .	35
3.29. Archivo CID subido exitosamente. . . . .	35
3.30. Conexiones físicas: IEDs, RTU, switch y computadora. . . . .	36
3.31. Pestaña CMD. . . . .	37
3.32. Comprobación mediante ping. . . . .	37
3.33. Pantalla de ingreso, página Novatech. . . . .	38
3.34. Pantalla archivos existentes Novatech. . . . .	38
3.35. Sección para cargar archivos Novatech. . . . .	39
3.36. Sección de archivo NCD activado. . . . .	39
3.37. Pestaña "Settings" para configuración final. . . . .	40
3.38. Sección de archivo NCD activado. . . . .	40
3.39. Pestaña de dispositivos asociados. . . . .	41



3.40. Pestaña principal: Data Values. . . . .	42
3.41. Data Values en línea. . . . .	42
3.42. Data value a forzar. . . . .	43
3.43. Valores forzados en la interfaz. . . . .	43
3.44. Ajuste general del SEL751. . . . .	44
3.45. Ajustes de parámetros de TC y TP. . . . .	45
3.46. Ajuste parámetro función 50. . . . .	46
3.47. Ajuste parámetro función 51. . . . .	46
3.48. Ajuste de parámetro TC de transformador. . . . .	47
3.49. Ajuste de parámetro TP de transformador. . . . .	47
3.50. Ajuste de elementos diferenciales de transformador. . . . .	48
3.51. Ajuste sobrecorriente de fase (50) Devanado 1. . . . .	49
3.52. Ajuste sobrecorriente de fase (50) Devanado 2. . . . .	49
3.53. Ajuste sobrecorriente de tiempo inverso (51) Devanado 1. . . . .	50
3.54. Ajuste sobrecorriente de tiempo inverso (51) Devanado 2. . . . .	50
3.55. Configuración de salida binaria SEL751. . . . .	51
3.56. Configuración Latch Bits SEL751. . . . .	52
3.57. Contactos de salida. . . . .	53
3.58. Latches del IED 787. . . . .	54
3.59. Interfaz para la configuración del contacto normalmente abierto o cerrado. . . . .	55
3.60. Configuración del filtrado de señal para estabilidad de contactos. . . . .	56
3.61. Configuración de interfaz gráfica del IED-751. . . . .	56
3.62. Configuración contacto normalmente abierto devanado 1 y 2. . . . .	57

3.63. Estabilización de señales para el interruptor del Elemento 2. . . . .	58
3.64. Configuración de interfaz gráfica del IED-787. . . . .	59
3.65. Placa del IED 787. . . . .	60
3.66. Conexiones cableadas del IED 787. . . . .	61
3.67. Placa del IED 751. . . . .	62
3.68. Conexiones cableadas del IED 751. . . . .	63
3.69. Enrutamiento de las salidas analógicas. . . . .	63
3.70. Configuración de ranuras de voltaje y corriente. . . . .	64
3.71. Configuración de ranuras de voltaje y corriente. . . . .	65
4.1. Vista del SCADA inyectando valores nominales. . . . .	67
4.2. Vista del SCADA inyectando valores nominales en el SEL 787. . . . .	68
4.3. Vista del HMI interfaz inyectando valores nominales en el SEL 787. . . . .	68
4.4. Vista del HMI interfaz inyectando valores nominales en el SEL 751 C2. . . . .	69
4.5. Vista del HMI interfaz inyectando valores nominales en el SEL 751 C1. . . . .	69
4.6. Ensayo de falla, función 50 y 51, pickup. . . . .	71
4.7. Ensayo de falla, función 51 trip y 51 pickup. . . . .	71
4.8. Ensayo de falla, función 50 en la fase A. . . . .	72
4.9. Ensayo de falla función 51 en la fase B. . . . .	73
4.10. Conexión del contactor con los inputs del IED 787. . . . .	73
4.11. Vista de los interruptores en estado abierto desde el IED 787. . . . .	74
4.12. Vista de los interruptores en estado cerrado desde el IED 787. . . . .	75
4.13. Vista del estado de interruptor abierto desde la interfaz gráfica. . . . .	75
4.14. Vista del estado de interruptor cerrado desde la interfaz gráfica. . . . .	76
4.15. Relé SEL787. . . . .	77

4.16. Relé SEL751. . . . .	78
4.17. Orion LXm. . . . .	79
4.18. Switch de la marca Hirschmann. . . . .	79

## Índice de tablas

2.1. Indicadores y grupos funcionales de Logical Nodes según IEC 61850. . .	12
3.1. Mapeo de señales seleccionadas para el sistema SCADA . . . . .	21
3.2. Configuración Ethernet de los dispositivos. . . . .	23
4.1. Referencia tecnológica de equipos equivalentes – Nivel de campo (Pro- tecciones / IEDs). . . . .	77
4.2. Requerimientos – Nivel de Estación (Comunicaciones). . . . .	78
4.3. Términos de referencia y costos estimados para implementación SCADA	79
1. Áreas del Trabajo de Grado . . . . .	92

## GLOSARIO

**HMI** *Human-Machine Interface*, interfaz gráfica que permite a los operadores visualizar, monitorear y controlar procesos eléctricos dentro de un sistema SCADA.

**ICD** *IED Capability Description*, archivo en formato SCL que describe las capacidades funcionales de un IED, incluyendo sus nodos lógicos, servicios soportados y estructura de datos.

**IED** *Intelligent Electronic Device*, dispositivo electrónico inteligente usado en subestaciones para protección, monitoreo y control.

**MMS** *Manufacturing Message Specification*, protocolo de aplicación definido en IEC 61850 para servicios de supervisión, control y transferencia de datos.

**Redes IP** Infraestructura de comunicación basada en el *Internet Protocol*, utilizada para el intercambio de datos entre dispositivos dentro de una subestación digital o sistema SCADA.

**RTU** *Remote Terminal Unit*, unidad terminal remota utilizada en sistemas SCADA para adquirir datos desde equipos de campo y transmitirlos al centro de control.

**Sampled Values** Mecanismo de IEC 61850 que permite la transmisión digital de valores muestreados de voltaje y corriente desde transformadores de instrumento hacia IEDs.

**SCADA** Sistema de Control y Adquisición de Datos (*Supervisory Control and Data Acquisition*), plataforma que permite la supervisión, automatización y control remoto de procesos industriales y eléctricos.

**SCD** *Substation Configuration Description*, archivo en formato SCL que contiene la configuración completa de la subestación, integrando la información de todos los IEDs y su comunicación.

**SCL** *Substation Configuration Language*, lenguaje definido en la norma IEC 61850 que permite describir la configuración de una subestación, incluyendo dispositivos, funciones lógicas, y conexiones de comunicación.

**XML** *Extensible Markup Language*, lenguaje de marcado utilizado para estructurar, almacenar y transportar datos en formato legible por máquina y humano; base del lenguaje SCL.

# CAPÍTULO 1

## Fundamentos metodológicos: Objetivos, alcance y metodología de investigación

### 1.1. Introducción

La modernización de las subestaciones eléctricas ha experimentado un cambio paradigmático con la adopción de arquitecturas digitales basadas en la norma IEC 61850. Este estándar internacional define modelos de datos y servicios de comunicación que permiten integrar dispositivos de protección, control y supervisión en una infraestructura común basada en redes IP. [1, 2].

En América Latina, trabajos académicos y proyectos industriales han evidenciado la viabilidad técnica del estándar en subestaciones de transmisión, generación y distribución, así como su impacto positivo en la confiabilidad del sistema eléctrico [3, 4, 5]. Asimismo, casos de estudio reportados por fabricantes y operadores eléctricos confirman que la automatización basada en IEC 61850 permite estandarizar procesos de ingeniería, facilitar pruebas funcionales y mejorar la mantenibilidad del sistema [6, 7].

Desde el punto de vista de la ingeniería de sistemas, la arquitectura de una subestación digital se fundamenta en la estructuración lógica de bahías, dispositivos y funciones mediante archivos SCL en formato XML, tales como ICD y SCD, que describen capacidades, topología y servicios de comunicación [8, 9]. Esta metodología habilita la integración sistemática de IED, RTU y plataformas HMI en entornos SCADA, reduciendo errores de configuración[10].

No obstante, la literatura también identifica desafíos técnicos relevantes asociados a la interoperabilidad, la ciberseguridad, la validación funcional y la correcta modelación de procesos de protección y control [11, 12].

En el ámbito local y regional, diversas tesis y proyectos académicos han abordado la aplicación de la normativa IEC 61850 en subestaciones reales, integrando equipos de protección, control y supervisión con plataformas SCADA, así como el modelado de bahías digitales y el análisis de desempeño de la comunicación [13, 4, 14].

En este marco, el presente proyecto se plantea diseñar, documentar y validar una arquitectura de red local mediante la asignación de Redes IPs para cada dispositivo,

comprobando la funcionalidad y lógica de comunicaciones, orientada a supervisión y protección, limitándose a la validación funcional de la comunicación y sin considerar esquemas avanzados de redundancia de red ni análisis de desempeño temporal propios de arquitecturas de alta disponibilidad.

Integrando dispositivos de protección (**IED**), servicios de supervisión (**MMS**) y su interacción con sistemas **SCADA** a través de una **RTU** y una **HMI**. De esta manera, el proyecto busca aportar una solución técnica replicable y alineada con las mejores prácticas reportadas en la literatura, contribuyendo al fortalecimiento de la automatización de subestaciones en la red ecuatoriana.

## 1.2. Justificación

La presente investigación se centra en la bahía de energización de la central hidroeléctrica "Porotillos", ubicada en el cantón Santa Isabel, provincia del Azuay, Ecuador. Esta se encuentra conectada directamente con la central hidroeléctrica "Minas San Francisco", formando parte de la infraestructura crítica del sistema eléctrico regional. La bahía de energización está compuesta por diversos dispositivos eléctricos de alto voltaje, entre los que destacan un transformador de potencia, dos barras de conexión de alto voltaje, y múltiples **IED**, los cuales cumplen la función de enviar señales de observación.

Sin embargo, el sistema de protecciones actualmente implementado en la bahía de energización presenta limitaciones significativas en cuanto a la supervisión remota. Aunque dispone de **IED**, estos no están siendo aprovechados en su máximo potencial, debido a que el sistema carece de un **SCADA** con capacidad de operación automática frente a la ocurrencia de falla eléctrica. En términos técnicos, esto implica que la detección y despeje de fallas aún requiere de procesos semiautomáticos o intervenciones manuales, lo cual incrementa los tiempos de respuesta y disminuye la confiabilidad del sistema.

Por lo tanto, este trabajo propone el diseño e implementación de un sistema **SCADA** que permita la supervisión, control y operación de la bahía de energización, optimizando así la funcionalidad del mismo, proponiendo actualizaciones necesarias para asegurar la integración del sistema **SCADA**. La transición de un sistema semiautomático a uno automático, controlado completamente mediante la coordinación de los **IED** en conjunto con el **SCADA**, garantizará tiempos de actuación reducidos y un mayor nivel de confiabilidad operativa.

La justificación de este trabajo radica en la necesidad de fortalecer la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico nacional frente a eventos de falla, considerando que la bahía de energización de "Porotillos" constituye un nodo estratégico dentro de la red de transmisión. En un contexto donde los sistemas eléctricos modernos



demandan mayor automatización y confiabilidad, la implementación de tecnologías avanzadas de observación y protección resulta indispensable. Además, la integración de un sistema **SCADA** permitirá no solo mejorar la operación en tiempo real, sino también disponer de registros históricos para la planificación de mantenimientos preventivos y correctivos, este último en cuanto a aplicarse dentro de futuros proyectos de titulación.

En términos académicos, este proyecto aporta un caso de estudio concreto sobre la aplicación de la norma IEC 61850 y el uso de sistemas **SCADA** en subestaciones eléctricas de generación y transmisión. El análisis de la bahía de energización y la propuesta de su modernización no solo contribuyen al fortalecimiento de la infraestructura eléctrica nacional.

### **1.3. Alcance general del proyecto**

La bahía de energización Porotillos no dispone actualmente de un sistema de supervisión remota integrado, a pesar de contar con dispositivos electrónicos inteligentes (**IEDs**) con capacidades avanzadas de medición, protección y comunicación vertical. Bajo este contexto, el presente proyecto tiene como alcance el desarrollo de una propuesta de sistema SCADA orientada a la supervisión y análisis del estado operativo de la bahía.

El alcance del proyecto comprende la recopilación y estructuración de la información técnica asociada a la bahía. Asimismo, se contempla la definición y configuración de una arquitectura de comunicaciones que permita la visualización en el sistema SCADA de variables de medición eléctrica, tales como tensiones, corrientes y potencias, así como el monitoreo de los estados de los dispositivos de protección y maniobra asociados a la bahía.

Adicionalmente, el proyecto abarca la supervisión de las funciones de protección implementadas en los **IEDs**, permitiendo identificar arranques, disparos y estados operativos ante la ocurrencia de condiciones anómalas o fallas simuladas. La validación funcional del sistema se realizará en un entorno controlado de laboratorio, considerando escenarios representativos de operación, sin intervenir sobre instalaciones en servicio ni realizar pruebas en campo. En consecuencia, el alcance del proyecto se limita a la propuesta, configuración y verificación funcional del sistema SCADA, excluyendo actividades de implementación física definitiva, comisionamiento en sitio o puesta en operación de campo.

## **1.4. Objetivos**

### **1.4.1. Objetivo general**

Diseñar una propuesta de sistema SCADA, bajo la normativa IEC 61850, que integre, automatice y optimice la operación de los sistemas de protección existentes en la bahía de energización de la Central Porotillos, incluyendo la actualización de componentes obsoletos cuando sea necesario.

### **1.4.2. Objetivos específicos**

- I. Recopilar los datos técnicos pertinentes a la bahía, incluyendo esquemas eléctricos, nomenclatura de equipos primarios y secundarios, configuraciones de protección, etc.
- II. Proponer las actualizaciones necesarias en hardware y software para garantizar la compatibilidad e integración con el sistema SCADA.
- III. Validar la operatividad del sistema SCADA mediante la emulación de pruebas funcionales y de comunicación en el laboratorio de protecciones eléctricas de la Universidad Politécnica Salesiana, verificando la correcta interacción entre los IEDs.

## **1.5. Metodología de la investigación**

En el presente proyecto de titulación, la metodología aplicada se define en función de los objetivos específicos y del alcance técnico planteado, con el propósito de implementar un sistema SCADA para una bahía de subestación digital basada en el estándar IEC 61850. El enfoque metodológico es de tipo técnico y experimental, orientado al diseño, configuración e integración de dispositivos reales en un entorno de laboratorio.

En una primera etapa, se realiza el análisis técnico de la bahía de energización y de los dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) disponibles, a partir del cual se diseña la arquitectura de comunicaciones del sistema SCADA, considerando los niveles de estación y bahía definidos por la norma IEC 61850. Posteriormente, se lleva a cabo la configuración funcional de los IEDs mediante software especializado, definiendo lógicas de protección, datasets y servicios de comunicación para el intercambio de información.

La metodología contempla la aplicación directa de la normativa IEC 61850, garantizando la correcta modelación de datos, la interoperabilidad entre equipos y la integración con el sistema SCADA para supervisión y control. Finalmente, se ejecutan pruebas funcionales en laboratorio bajo condiciones nominales y de falla

simulada, permitiendo validar la correcta propagación de señales, la activación de lógicas de disparo y la visualización coherente de eventos en el SCADA, verificando así el cumplimiento de los objetivos planteados.

## CAPÍTULO 2

### Marco teórico

#### 2.1. Descripción de la subestación Porotillos

Una subestación eléctrica integra diversos equipos críticos que permiten la transformación, distribución y protección de la energía eléctrica. Entre los componentes principales se encuentran los transformadores de potencia, que permiten variar los niveles de tensión para transmisión o distribución; las barras colectoras (busbars), que sirven como nodos de conexión entre múltiples circuitos; los interruptores o disyuntores, que interrumpen corrientes en condiciones normales o de falla; y los transformadores de instrumento (TC y TP), que adaptan magnitudes reales para medición y protección [15, 16]. Complementariamente, los relés de protección supervisan continuamente variables eléctricas y actúan cuando detectan condiciones anómalas, permitiendo la desconexión selectiva del sistema para evitar daños mayores [16, 17]. La interconexión de estos elementos a través de un sistema SCADA moderno garantiza no solo la supervisión y operación remota, sino también la integración con protocolos digitales, lo cual constituye la base física sobre la que se implementan sistemas SCADA y arquitecturas IEC 61850.

La subestación **Porotillos**, ubicada en el cantón Santa Isabel (Azuay), forma parte del sistema asociado a la Central Hidroeléctrica Minas San Francisco. Su función principal es transformar y distribuir la energía eléctrica hacia los sistemas regionales, garantizando operación confiable y segura.

El **diagrama unifilar** de la subestación representada en la figura 2.1, muestra la disposición de los equipos principales: transformadores, interruptores, barras y dispositivos de protección.

La bahía de energización cuenta con **IEDs SEL-351 y SEL-787** de la marca *Schweitzer Engineering Laboratories (SEL)*. El primero protege líneas y alimentadores, mientras que el segundo supervisa transformadores de potencia. Ambos se configuran implementando el software **acSELerator Architect** y se comunican mediante **IEC 61850**.

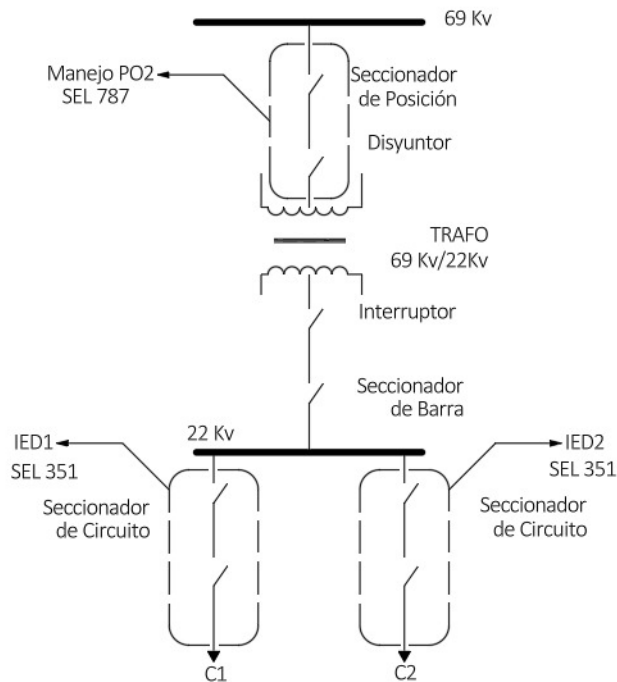


Figura 2.1: Diagrama unifilar de la subestación Porotillos.

## 2.2. Normativa IEC 61850

La norma **IEC 61850** surge como respuesta a la necesidad de estandarizar la comunicación y automatización en subestaciones eléctricas, superando las limitaciones de protocolos anteriores como DNP3 o Modbus. Publicada inicialmente en el año 2004 por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), esta normativa define modelos de datos, servicios y protocolos de comunicación orientados a garantizar la interoperabilidad entre equipos de distintos fabricantes y mejorar la eficiencia en la operación de sistemas eléctricos [18, 1].

Además, la norma contempla mecanismos para facilitar la ingeniería y configuración de sistemas mediante el uso de **SCL** lo cual estandariza la documentación, reduce errores en la integración y agiliza la validación de proyectos. En la actualidad, la **IEC 61850** no solo se limita a subestaciones eléctricas, sino que se expande hacia aplicaciones en generación renovable, microrredes y redes inteligentes, consolidándose como un referente en la digitalización del sector eléctrico.

La norma **IEC 61850** se encuentra dividida en múltiples documentos que conforman una arquitectura modular, diseñada para incluir de manera integral los distintos aspectos de la comunicación y automatización en subestaciones eléctricas. Esta estructura facilita la implementación gradual y flexible de los sistemas, ya que cada parte está orientada a resolver necesidades específicas como modelado de datos, servicios de comunicación, pruebas de conformidad o configuraciones de subestaciones

[1, 18]. En este sentido, la norma no se limita a describir protocolos de intercambio de información, sino que propone un marco conceptual donde los dispositivos de diferentes fabricantes pueden interoperar bajo reglas comunes y verificables [19, 20].

Las partes más relevantes de la norma incluyen la Parte 6, que introduce el **SCL**, un lenguaje basado en **XML** que describe topologías, configuraciones y relaciones entre dispositivos. La Parte 7 aborda el modelado de datos y objetos lógicos, donde se representan de forma abstracta las funciones de protección, control y supervisión. Posteriormente, la Parte 8-1 define el uso del protocolo **MMS** (*Manufacturing Message Specification*) para la comunicación entre sistemas de control y equipos de campo, mientras que la Parte 9-2 se centra en la transmisión de valores muestreados (**Sampled Values** o **SV**) para señales de corriente y voltaje digitalizadas [21, 22]. La claridad con la que estas partes se complementan entre sí permite que la norma se aplique tanto en proyectos de modernización de subestaciones convencionales como en nuevas instalaciones digitales [23, 24].

## 2.3. Componentes del sistema SCADA

Los sistemas **SCADA** constituyen la plataforma central para la supervisión y control de subestaciones modernas, integrando los principios de la norma IEC 61850 [25]. Su arquitectura combina hardware especializado, software de supervisión, protocolos de comunicación y herramientas de automatización capaces de operar en tiempo real. A través del servidor, **SCADA** o **RTU** se centraliza la adquisición, procesamiento y distribución de la información proveniente de los [2].

### 2.3.1. Estructura jerárquica

La arquitectura **SCADA** se organiza en una estructura jerárquica ampliamente documentada en la literatura de automatización industrial [26]. Esta estructura se representa con una pirámide funcional (Figura 2.2) que abarca cinco niveles: Nivel 0 (proceso físico), Nivel 1 (**IED** y protecciones), Nivel 2 (**SCADA** y control local), Nivel 3 (gestión operativa en centros de control), y Nivel 4 (gestión corporativa). Esta jerarquía regula el flujo de información desde el campo hacia niveles superiores [2].

### 2.3.2. HMI (Human-Machine Interface)

La *Human-Machine Interface* (**HMI**) constituye el punto de interacción entre el operador y el sistema **SCADA** [26]. Permite visualizar en tiempo real magnitudes eléctricas, estados de equipo, alarmas y eventos generados por los **IED**. Además, facilita la ejecución de maniobras remotas bajo criterios de seguridad operativa. En

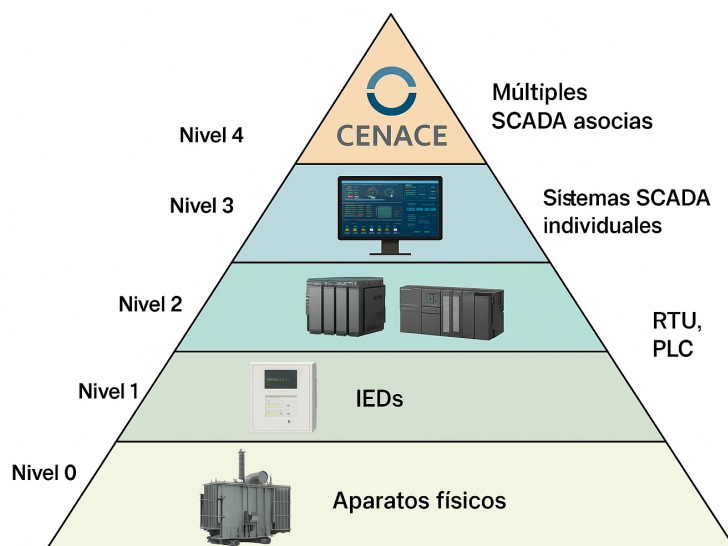


Figura 2.2: Jerarquía del flujo de datos en SCADA.

entornos IEC 61850, la HMI obtiene la información mediante servicios MMS y a través del servidor de datos del SCADA [25]. Su diseño debe ser robusto, intuitivo y capaz de mostrar tendencias, bitácoras y tableros dinámicos que soporten la toma de decisiones en tiempo real.

### 2.3.3. Archivos SCL y SCD

El *Substation Configuration Language* (SCL) es la base de ingeniería de IEC 61850 y permite representar la estructura completa de una subestación mediante archivos XML [25]. El archivo SCD integra la topología eléctrica, los modelos lógicos, los datasets, los mensajes en SV, y la configuración de todos los IED. En herramientas como AcSEerator y Orion Configurator, el SCD se utiliza para validar suscripciones, estructuras de datos y consistencia del sistema.

### 2.3.4. Archivos CID (Architect) Y NCD (Orion)

En el contexto de la automatización de subestaciones bajo la norma IEC 61850, la comunicación entre dispositivos de diferentes fabricantes se gestiona mediante archivos de intercambio estandarizados y archivos de configuración propietarios [1, 8]. Para el desarrollo de este proyecto, se identifican dos tipos de archivos críticos para la integración entre los relés de protección y la Unidad Terminal Remota - TU"[4, 27].

A diferencia del archivo ICD, que es una plantilla genérica del fabricante, el CID contiene la información de la instancia concreta del equipo [9], incluyendo:

- La dirección IP y la configuración de red.

- Los Nodos Lógicos (LN) activos y sus respectivos Datos (Data Objects).
- Los conjuntos de datos (*datasets*) definidos para reportes de datos.
- Las configuraciones de los bloques de control de comunicación.

El archivo NCD es el formato de proyecto propietario utilizado por el software de configuración de **NovaTech** para la gestión de sus controladores de automatización, específicamente la serie Orion LX [28].

Este archivo actúa como el contenedor de toda la lógica de la RTU, abarcando:

- La configuración de los puertos físicos (Ethernet y Seriales).
- La base de datos de puntos (entradas, salidas y análogas) del sistema SCADA local.
- El diseño de las páginas web para la interfaz hombre-máquina (HMI).
- Los protocolos de comunicación activos (Cliente IEC 61850, Servidor DNP3, etc).

### 2.3.5. Modelado de datos

El modelado de datos en la norma IEC 61850, representada en de manera gráfica en la figura 2.3 constituye uno de los pilares fundamentales para la interoperabilidad y la estandarización en subestaciones digitales. A diferencia de protocolos tradicionales que se enfocaban en el intercambio de señales binarias, la IEC 61850 introduce un esquema orientado a objetos, donde cada dispositivo y función se representan mediante nodos lógicos y clases de datos. Estos nodos abarcan funciones de protección, control, observación y medición, estructurados bajo un modelo jerárquico que asegura uniformidad y escalabilidad [18, 24].

## 2.4. Logical Devices

Los *Logical Devices* (LDs) representan agrupaciones funcionales dentro de un IED, diseñadas para organizar de forma estructurada las capacidades de protección, control, medición, supervisión y comunicación. Cada LD contiene un conjunto de *Logical Nodes* definidos por la norma IEC 61850, permitiendo una segmentación clara entre funciones críticas del sistema eléctrico. En la práctica, un relé de protección puede contener varios LDs, por ejemplo: uno destinado a funciones de protección, otro para control supervisado, otro para mediciones y uno adicional para comunicación. Esta organización modular mejora la interoperabilidad entre equipos de



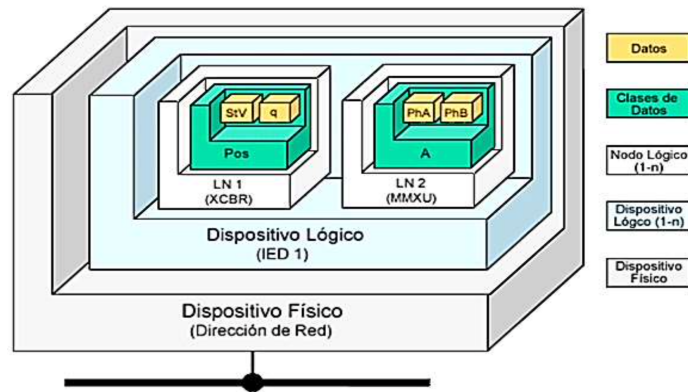


Figura 2.3: Modelado de datos, norma IEC 61850.

Fuente: [1]

distintos fabricantes y facilita la ingeniería, ya que cada LD expone solo los datos y servicios relevantes para la función que desempeña.

La norma IEC 61850 establece que los LDs deben estructurarse con nombres consistentes, reflejando tanto la función como el dispositivo donde residen, lo que permite una integración uniforme dentro del **SCADA** y sistemas de automatización de subestaciones.

## 2.5. Logical Nodes

Los *Logical Nodes* (LNs) constituyen la unidad funcional mínima definida en la IEC 61850, sintetizada en la tabla 2.1. Cada LN representa un conjunto específico de funciones, señales y atributos que un sistema de automatización necesita para operar un componente del sistema eléctrico. Su identificación se basa en un prefijo de letras que indica la familia funcional, seguido de un número que distingue instancias dentro de un mismo dispositivo. Estos nodos abarcan desde funciones de protección (PTOC, PIOC), control supervisado (CSWI), supervisión de salud (LLN0), mediciones (MMXU), hasta manejo de interruptores (XCBR) y seccionadores (XSWI).

Tabla 2.1: Indicadores y grupos funcionales de Logical Nodes según IEC 61850.

<b>Indicador</b>	<b>Grupo de Nodos Lógicos</b>	<b>Funciones</b>
L	Nodos Lógicos del Sistema	LLN0, LPHD
P	Funciones de Protección	PTOC, PIOC, PDIS, PDIF
R	Funciones de Protecciones	RREC, RSYN
C	Control Supervisado	CSWI, CILO, CALH
G	Funciones Genéricas	GGIO, GAPC, GSAL
I	Interfaz y Archivo	IHMI, ITCI, IARC
A	Control Automático	ATCC, ANCR, ARCO
M	Medidores y Medidas	MMXU, MMTR, MHAI
S	Sensores y Monitorización	SIMG, SARC, SPDC
X	Reclosers y Seccionadores	XCBR, XSWI
T	Transformadores de Medida	TCTR, TVTR
Y	Transformadores de Potencia	YPTR, YLTC, YEFN
Z	Otros Equipos	ZBAT, ZGEN, ZMOT

## CAPÍTULO 3

### Desarrollo y configuración del sistema

#### 3.1. Configuración del sistema SCADA y red local LAN

##### 3.1.1. Configuración de IEDs para integración SCADA

Tras completarse el levantamiento de datos técnicos de la bahía Porotillos, se dispone de la información operativa necesaria para estructurar la arquitectura del sistema **SCADA**, incluyendo configuraciones de protección, parámetros eléctricos y nomenclatura asociada a los equipos primarios y secundarios.

No obstante, con el objetivo de garantizar una validación funcional alineada con las prácticas actuales de ingeniería y con arquitecturas de protección modernas desde el punto de vista funcional y de observación remota, la fase experimental del sistema se realizará empleando los **IEDs** disponibles en el laboratorio, específicamente relés SEL-751. Esta decisión se fundamenta en que los IED SEL-351 disponibles en la empresa corresponden a generaciones tecnológicas anteriores, con capacidades limitadas en términos de grupos funcionales, flexibilidad lógica, manejo de comunicaciones IEC 61850 y soporte para esquemas avanzados de automatización y protección. En contraste, los SEL-751 ofrecen una arquitectura más robusta, mayor cantidad de grupos de ajustes, lógica programable más extensa y un soporte nativo y optimizado para comunicaciones IEC 61850.

De manera análoga, aunque en campo se dispone de relés SEL-787 de primeras versiones, en el entorno académico se emplea el SEL-787 Edición 4, el cual incorpora mejoras significativas en capacidad de procesamiento, ampliación de funciones de protección, mayor número de grupos de ajustes, así como herramientas avanzadas de supervisión y diagnóstico. Estas características permiten reproducir de forma más fiel y segura los escenarios de operación, control y protección analizados, asegurando que los ensayos realizados sean representativos de sistemas modernos y extrapolables a aplicaciones reales en subestaciones actuales.

De esta manera, para fines demostrativos y de verificación del desempeño del **SCADA**, se emplearán los equipos mencionados, asegurando que las señales configuradas, los datasets generados y los modelos de comunicación reproduzcan de manera fiel las condiciones operativas de la bahía Porotillos.

### 3.1.2. Dispositivos principales implementados en la arquitectura del sistema

En el desarrollo del presente proyecto de titulación se emplean diversos dispositivos electrónicos de protección, control y comunicación, los cuales conforman la arquitectura funcional del sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) analizado. A continuación, se describen de manera general los principales componentes utilizados, así como su función específica dentro del alcance de este estudio.

- **IED SEL-787-4 (Protección de transformadores)**

El relé de protección SEL-787-4 es un dispositivo electrónico inteligente (IED) diseñado específicamente para la protección integral de transformadores de potencia. Incorpora funciones avanzadas como protección diferencial, sobrecorriente, protección térmica, supervisión de condiciones y registro de eventos. En el contexto de este proyecto de titulación, el SEL-787-4 desempeña un rol fundamental en la supervisión y protección de los transformadores de la zona de 69 kV.

- **IED SEL-751 (Protección de líneas y alimentadores)**

Los relés SEL-751 son IEDs destinados a la protección, control y monitoreo de líneas de transmisión y alimentadores. Estos dispositivos integran funciones de protección por sobrecorriente, fallas a tierra, medición fasorial y comunicación mediante protocolos estándar. En el presente proyecto de titulación se emplean dos IEDs SEL-751, las cuales permiten la supervisión de los tramos de las líneas.

- **Switch industrial Hirschmann**

El switch industrial Hirschmann constituye un elemento clave en la infraestructura de comunicaciones del sistema. Está diseñado para operar en entornos industriales exigentes, garantizando alta disponibilidad, baja latencia y confiabilidad en la transmisión de datos. En este proyecto, el switch Hirschmann permite la interconexión de los IEDs, la RTU y la estación de supervisión, asegurando la correcta transmisión de información mediante redes Ethernet industriales y protocolos de comunicación utilizados en sistemas SCADA.

- **RTU NovaTech Orion LXm**

La Unidad Terminal Remota (RTU) NovaTech Orion LXm es un dispositivo destinado a la adquisición, procesamiento y transmisión de señales provenientes de equipos de campo. La RTU actúa como un concentrador de datos, integrando mediciones analógicas, estados digitales y comandos de control.

Dentro del alcance de este proyecto de titulación, la RTU cumple la función de centralizar la información proporcionada por los IEDs y transmitirla hacia el sistema SCADA, permitiendo la supervisión remota y el análisis del estado operativo del sistema.

- **Computadora de supervisión y análisis**

La computadora de supervisión constituye la estación central desde la cual se visualiza, almacena y analiza la información del sistema eléctrico. En ella se ejecutan las herramientas SCADA y el software de análisis empleado en el mismo, permitiendo la visualización de variables eléctricas en tiempo real.

### 3.1.3. Descripción de la red local LAN

La red local de comunicaciones (Local Area Network, LAN) descrita en este proyecto de manera gráfica en la imagen 3.1, constituye la infraestructura fundamental para la integración, supervisión y control de los dispositivos de protección, medición y automatización presentes en la subestación eléctrica. Esta red se encuentra diseñada bajo un enfoque jerárquico y funcional, alineado con los principios de la automatización de subestaciones modernas y con los niveles definidos en la arquitectura de control tipo SCADA, permitiendo un intercambio de información confiable, rápido y determinístico entre los distintos equipos involucrados.

En el nivel más bajo de la jerarquía se encuentra el equipo de pruebas Omicron Test Set, el cual representa una herramienta especializada utilizada para la inyección secundaria de señales de corriente y voltaje. En el contexto de la subestación, este equipo simula las condiciones eléctricas reales del sistema de potencia, tales como fallas, variaciones de carga o eventos transitorios, permitiendo validar el comportamiento de los relés de protección y los esquemas lógicos asociados. Desde el punto de vista del modelo SCADA, este nivel puede asociarse al nivel de proceso, ya que interactúa directamente con las magnitudes eléctricas fundamentales que reflejan el estado del sistema.

Inmediatamente por encima se sitúan los dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs), representados por un relé SEL-787 y dos relés SEL-751. Estos equipos cumplen funciones críticas de protección, control y medición dentro de la subestación. El SEL-787 se emplea típicamente para la protección diferencial y de respaldo de transformadores de potencia, mientras que los relés SEL-751 están orientados a la protección de alimentadores o líneas.

El siguiente nivel jerárquico corresponde al sistema concentrador de datos, representado por la RTU NovaTech Orion LXm. Este dispositivo actúa como un nodo central de adquisición y gestión de información, recopilando datos de estado, medición y eventos provenientes de los IEDs. En una subestación real, la RTU cumple la

función de interfaz entre la red de protección y la red de supervisión, concentrando señales digitales y analógicas, ejecutando lógicas de control y gestionando protocolos de comunicación hacia niveles superiores. Dentro de la arquitectura SCADA, este equipo se ubica en el nivel de estación, siendo responsable de garantizar la coherencia, disponibilidad y confiabilidad de la información que se envía al sistema de supervisión.

Finalmente, en el nivel superior de la red LAN se encuentra la computadora de supervisión, correspondiente al sistema HMI/SCADA. Este equipo permite al operador visualizar en tiempo real el estado de la subestación, monitorear variables eléctricas, registrar eventos y alarmas, y ejecutar acciones de control autorizadas. Desde el punto de vista funcional, este nivel representa la capa de supervisión y control, donde la información procesada por la RTU se traduce en interfaces gráficas, reportes históricos y herramientas de análisis para la toma de decisiones operativas.

En conjunto, la red LAN descrita refleja una arquitectura típica de subestación digital moderna, en la cual cada nivel cumple una función claramente definida dentro del esquema SCADA. La correcta integración de los equipos de prueba, protección, concentración de datos y supervisión permite garantizar un funcionamiento seguro, confiable y eficiente del sistema eléctrico, además de facilitar tareas de mantenimiento, pruebas y validación de esquemas de protección antes de su puesta en servicio definitiva.

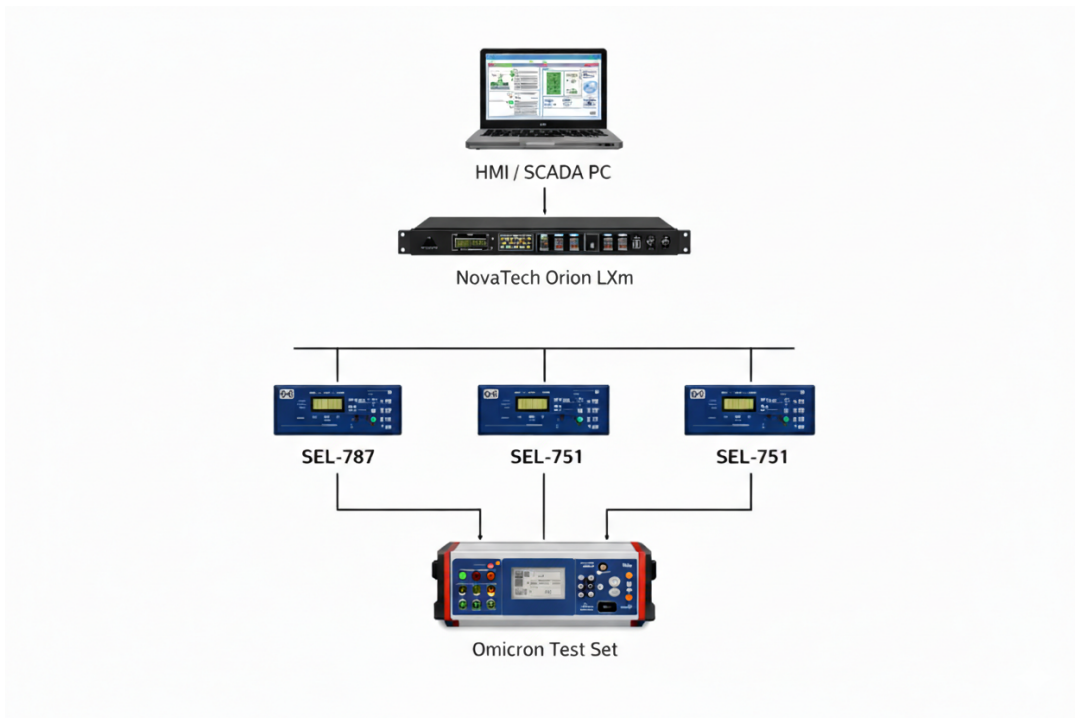


Figura 3.1: Red LAN propuesta.

## 3.2. Construcción del sistema SCADA

### 3.2.1. Inkscape

Inkscape es una herramienta de diseño vectorial altamente útil para desarrollar interfaces gráficas en entornos SCADA debido a su precisión y flexibilidad. Al trabajar con gráficos SVG, permite crear íconos, diagramas y componentes escalables sin pérdida de calidad, lo cual es esencial para pantallas de supervisión que deben adaptarse a distintos tamaños y resoluciones.

#### 3.2.1.1. Interfaz principal SCADA

Para el desarrollo de la interfaz gráfica principal, se debe considerar que es primordial mostrar el diagrama unifilar de la subestación, sus valores físicos en tiempo real, el estado y posición de los seccionadores y, finalmente, la capacidad de generar maniobras desde la pantalla del SCADA hacia la subestación.

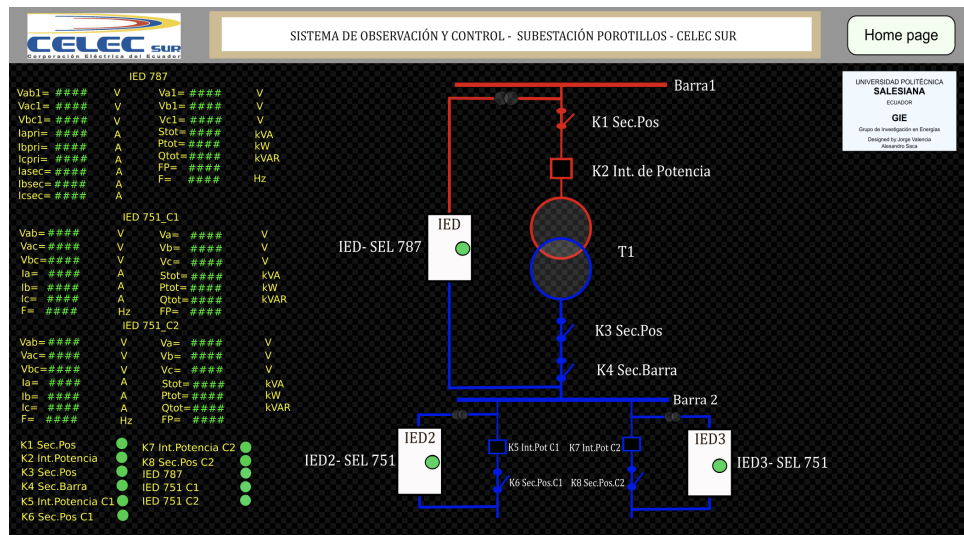


Figura 3.2: Interfaz principal del sistema.

En la figura 3.2, se puede observar el panel principal del sistema SCADA; en el mismo podemos observar que se encuentra el diagrama unifilar de la bahía de energización, sus componentes eléctricos y dispositivos de medición correspondientes como TC, TP e IEDs tipo SEL 787 o 751 según la sección del diagrama.

De igual manera, para el control y operación de dispositivos en la bahía, se debe pulsar sobre los mismos; de inmediato se podrá revisar un recuadro en donde se indiquen qué maniobras están disponibles a realizar y, a su vez, un paso de confirmación para realizar la maniobra.

Finalmente, se visualiza una sección diseñada para la observación de variables físicas de la bahía de energización, valores como voltajes, corrientes, FP, potencia

activa, reactiva y aparente.

### 3.2.1.2. Interfaz Menú Principal

La figura 3.3 ilustra la pantalla de inicio o Menú Principal desarrollada para la "Bahía Porotillos". Esta interfaz ha sido diseñada bajo principios de usabilidad y ergonomía visual para funcionar como el centro de navegación del sistema, permitiendo al operador acceder de manera rápida y lógica a los diferentes niveles de supervisión.

En la parte central destaca el acceso al diagrama unifilar general, donde se visualiza la topología completa de la subestación, incluyendo el estado de las barras y seccionadores principales. En la sección inferior se disponen botones dedicados para la conexión directa con cada Equipo Electrónico Inteligente (IED). Se han instrumentado accesos específicos para el relé de protección del transformador "SEL-787z para los relés de los alimentadores C1 y C2 "SEL-751".



Figura 3.3: Menú Principal del Sistema SCADA

### 3.2.1.3. Interfaz IED SEL 787

En la figura 3.4, se presenta la interfaz gráfica de usuario (HMI) desarrollada para el IED1, correspondiente al relé de protección de transformador SEL-787. Esta interfaz ha sido diseñada para replicar la funcionalidad y visualización del equipo físico dentro del entorno de simulación.



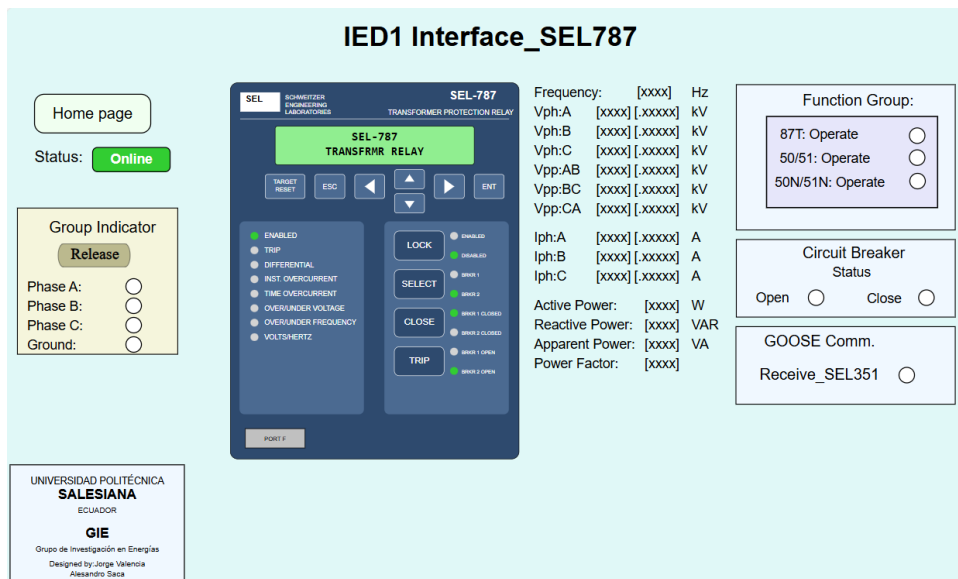


Figura 3.4: Interfaz gráfica del IED 1 SEL-787.

### 3.2.1.4. Interfaz IED SEL 751

Las figuras 3.5 y 3.6 ilustran las interfaces gráficas correspondientes a los IED 2 e IED 3, ambos basados en el modelo de relé de protección de alimentadores SEL-751. Al igual que en el caso anterior, se dispone de una réplica virtual del panel frontal del equipo para facilitar la interacción del operador con los ajustes y alarmas del dispositivo.

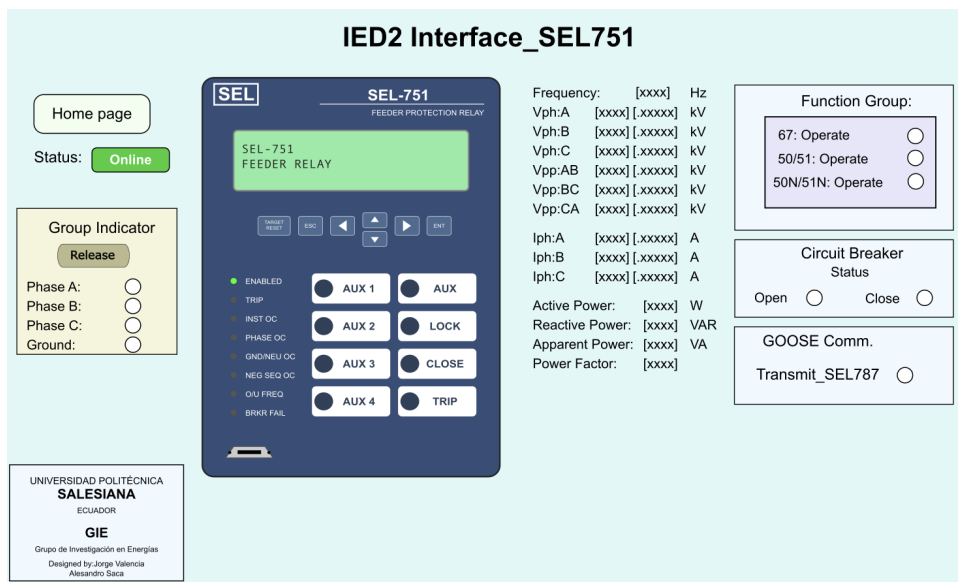


Figura 3.5: Interfaz gráfica del IED 2 SEL-751.

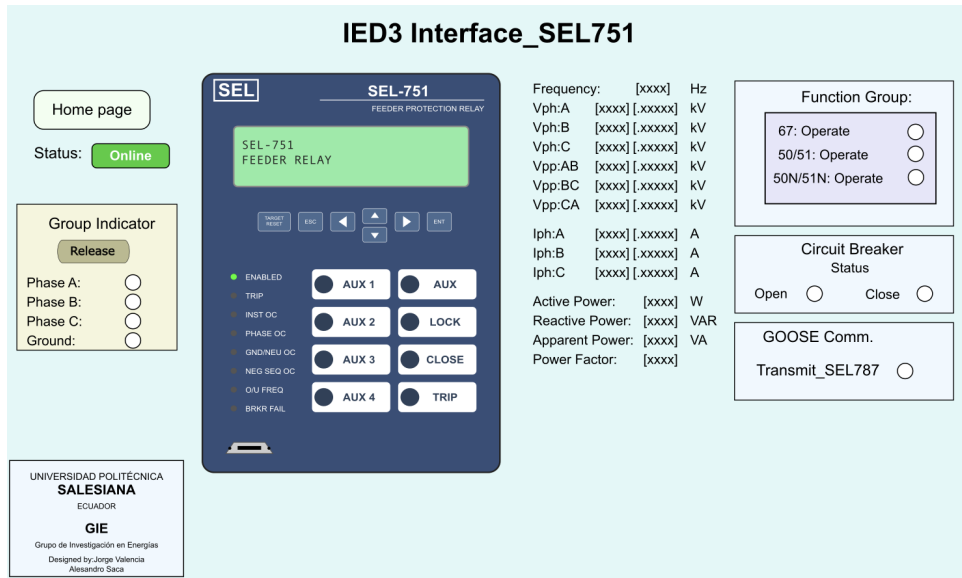


Figura 3.6: Interfaz gráfica del IED 3 SEL-751.

### 3.2.2. Archivo SCD

La *RTU Novatech* requiere un archivo maestro que contenga el mapeo integral de todas las señales que serán supervisadas y controladas desde el sistema SCADA. Este archivo concentra valores de magnitudes eléctricas fundamentales de la subestación (corrientes, voltajes, potencias, entre otras), indicadores de actuación de protecciones, estados operativos de los equipos primarios y señales de mando. Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Mapeo de señales seleccionadas para el sistema SCADA

Señal	Descripción	Tipo	Categoría
Disparo Sobrecorriente Temporizada Neutro	Indica disparo por sobrecorriente de neutro temporizada	Simple	Protección
Arranque Sobrecorriente Temporizada Neutro	Detecta sobrecorriente de neutro antes del disparo	Simple	Protección
Disparo Sobrecorriente Instantánea Neutro	Actuación instantánea ante sobrecorriente elevada en neutro	Simple	Protección
Arranque Sobrecorriente Instantánea Neutro	Reconoce condición instantánea de sobrecorriente en neutro	Simple	Protección
Disparo Sobrecorriente Temporizada Fase	Indica disparo por sobrecorriente temporizada de fase	Simple	Protección
Arranque Sobrecorriente Temporizada Fase A	Detecta sobrecorriente temporizada específica en fase A	Simple	Protección
Arranque Sobrecorriente Temporizada Fase B	Detecta sobrecorriente temporizada específica en fase B	Simple	Protección
Arranque Sobrecorriente Temporizada Fase C	Detecta sobrecorriente temporizada específica en fase C	Simple	Protección
Disparo Sobrecorriente Instantánea Fase	Actuación inmediata por sobrecorriente elevada en fase	Simple	Protección
Arranque Sobrecorriente Instantánea Fase A	Reconoce condición instantánea de sobrecorriente en fase A	Simple	Protección
Arranque Sobrecorriente Instantánea Fase B	Reconoce condición instantánea de sobrecorriente en fase B	Simple	Protección
Arranque Sobrecorriente Instantánea Fase C	Reconoce condición instantánea de sobrecorriente en fase C	Simple	Protección
Relé en Local/Remoto	Define modo operativo local o control remoto	Simple	Estado
Permiso para Abrir (IED)	Autoriza ejecución de apertura hacia el dispositivo	Simple	Estado
Permiso para Cerrar (IED)	Autoriza ejecución de cierre hacia el dispositivo	Simple	Estado
Estado Canal de Comunicación IED	Indica si el canal de comunicación está operativo	Simple	Estado
Interruptor	Estado operativo del interruptor principal del bay	Doble	Estado
Disyuntor	Estado mecánico-operativo del disyuntor de potencia	Doble	Estado
Seccionador de Barra	Estado de apertura o cierre del seccionador de barra	Doble	Estado
Corriente Fase A	Medición instantánea de corriente eléctrica fase A	Simple	Medida
Corriente Fase B	Medición instantánea de corriente eléctrica fase B	Simple	Medida
Corriente Fase C	Medición instantánea de corriente eléctrica fase C	Simple	Medida
Voltaje entre Fases AB	Valor RMS del voltaje trifásico entre fases AB	Simple	Medida
Voltaje entre Fases BC	Valor RMS del voltaje trifásico entre fases BC	Simple	Medida
Voltaje entre Fases CA	Valor RMS del voltaje trifásico entre fases CA	Simple	Medida
Voltaje Fase A	Tensión fase-tierra correspondiente a la fase A	Simple	Medida
Voltaje Fase B	Tensión fase-tierra correspondiente a la fase B	Simple	Medida
Voltaje Fase C	Tensión fase-tierra correspondiente a la fase C	Simple	Medida
Potencia Activa Trifásica	Cálculo de potencia activa total en el sistema	Simple	Medida
Potencia Reactiva Trifásica	Cálculo de potencia reactiva total en el sistema	Simple	Medida
Potencia Aparente Trifásica	Cálculo de potencia aparente total trifásica	Simple	Medida
Factor de Potencia Trifásico	Factor de potencia global del sistema trifásico	Simple	Medida

Para la elaboración de dicho archivo se emplea el software *acSELerator* de la

empresa *SEL*, mediante el cual es posible configurar y estructurar el conjunto de señales requeridas para generar el archivo *SCD* que posteriormente será integrado en la RTU.

### 3.2.2.1. Creación de archivos SCD

Los pasos para la creación de los archivos SCD para el correcto enrutamiento de los nodos lógicos de cada IED son los siguientes:

PASO 1: Abrir o ejecutar el programa AcSELErator.

PASO 2: Al entrar al menú principal, aparecerá en la parte inferior izquierda la paleta de IEDs; mantener presionado el IED que se va a ocupar y arrastrar a la parte de "Project Editor". Tal y como se muestra en la figura 3.7

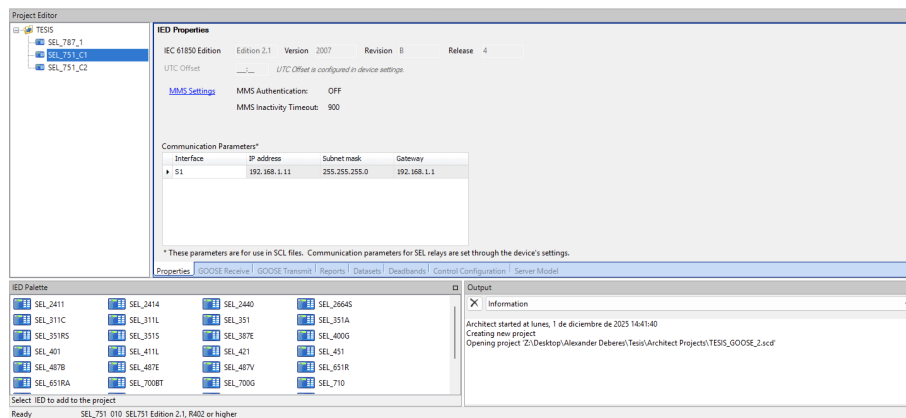


Figura 3.7: Pantalla principal del programa AcSELErator Architect.

### 3.2.2.2. Configuración IEDs

Dentro del programa señalado se deben seleccionar y configurar los IEDs correspondientes para el estudio. En este caso se configurarán dos SEL 751 para las derivaciones de la barra 2 y un SEL 787 que controla el segmento de transformación de la bahía.

Es importante seleccionar la versión exacta tanto del modelo del IED como la versión instalada de software del dispositivo de los cuales se realizarán los ensayos de validación, tal y como se muestra en la figura 3.8.

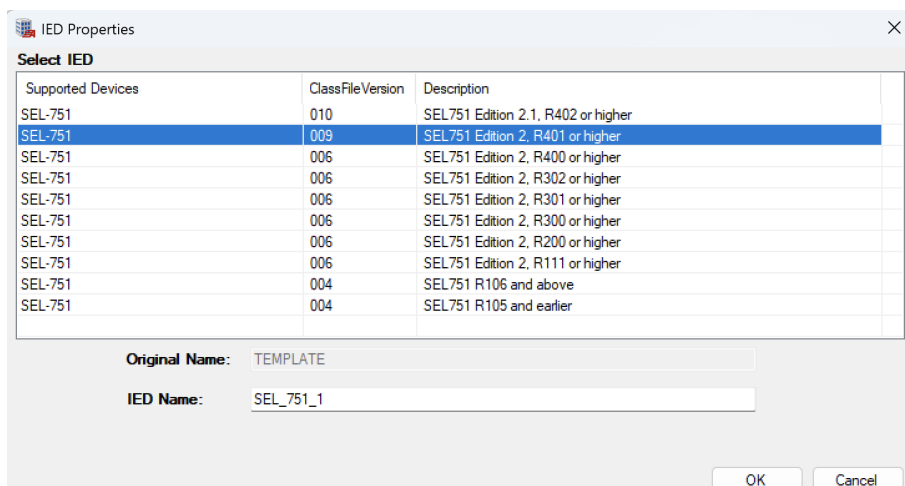


Figura 3.8: Pantalla principal del programa AcSELrator Architect

### 3.2.2.3. Configuración Ethernet

Una vez seleccionados correctamente los IEDs para el archivo, se desplegará una pantalla inicial en donde nos muestra que se debe configurar la conexión Ethernet que tendrán los dispositivos de la bahía. Sus configuraciones se muestran en la tabla 3.2.

Tabla 3.2: Configuración Ethernet de los dispositivos.

Dispositivo	IP address	Subnetmask	Gateway
IED SEL 787	192.168.1.37	255.255.255.0	192.168.1.1
IED SEL 751 C1	192.168.1.87	255.255.255.0	192.168.1.1
IED SEL 751 C2	192.168.1.12	255.255.255.0	192.168.1.1
RTU	192.168.1.3	255.255.255.0	192.168.1.1
COMPUTADORA	192.168.1.28	255.255.255.0	192.168.1.1
SWITCH	192.168.1.1	255.255.255.0	192.168.1.1
MALETA OMICRON	192.168.1.90	255.255.255.0	192.168.1.1

El panel inicial queda configurado como se muestra en la figura 3.9.

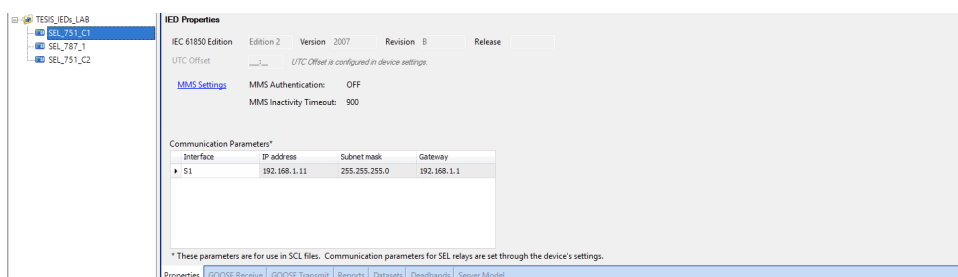


Figura 3.9: Propiedades de Ethernet IEDs.

### 3.2.2.4. Datasets y Reports

En la parte inferior de la interfaz se accede a la sección “Datasets”, desde donde se definen las variables que serán visualizadas en el sistema SCADA. En esta sección se construyen los paquetes de datos que agrupan las señales necesarias, para lo cual se selecciona un "Dataset" se lo configura desde cero, eligiendo los *logical nodes* y atributos **IEC-61850** correspondientes a cada señal que se desea supervisar.

Para este proyecto se establecen tres paquetes generales de señales:

1. **Paquete de protecciones**, que agrupa los estados, arranques y disparos de los relés de protección.
2. **Paquete de variables físicas**, que incluye mediciones eléctricas relevantes de la bahía.
3. **Paquete de estados de equipos**, donde también se incorporan las señales requeridas para ejecutar maniobras de apertura y cierre de los dispositivos eléctricos asociados a la bahía.

Como ejemplo, se configurará el paquete de variables físicas. Para ello, se abre y se limpia el contenido de un dataset del IED (en este caso del 751); se despliega la siguiente pantalla, figura 3.10.

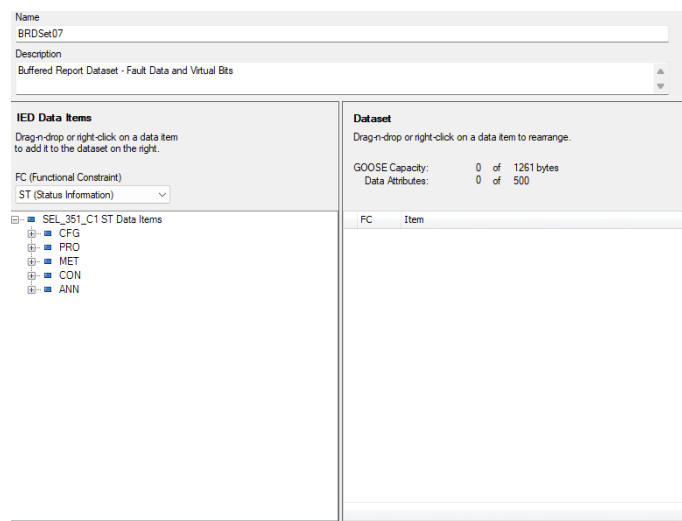


Figura 3.10: Pantalla del dataset a configurar.

Para llenar el paquete de datos, nos fijamos en los atributos a mostrar en la tabla 3.1. Para ubicar los atributos, usamos la información de la tabla 2.1. Primeramente, el FC (functional constraint) debe estar en la sección "MX", que indica mediciones o medidas del IED. Luego nos dirigimos a la "MET", luego vamos a la sección "METMMXU1".<sup>ei</sup>nmediatamente se muestran las variables físicas.

Seleccionamos la variable específica a mostrar en el SCADA, es decir, si deseamos mostrar la corriente de la fase A, se deberá ir a la ruta exacta del atributo. Tal y como se indica en la figura 3.11.

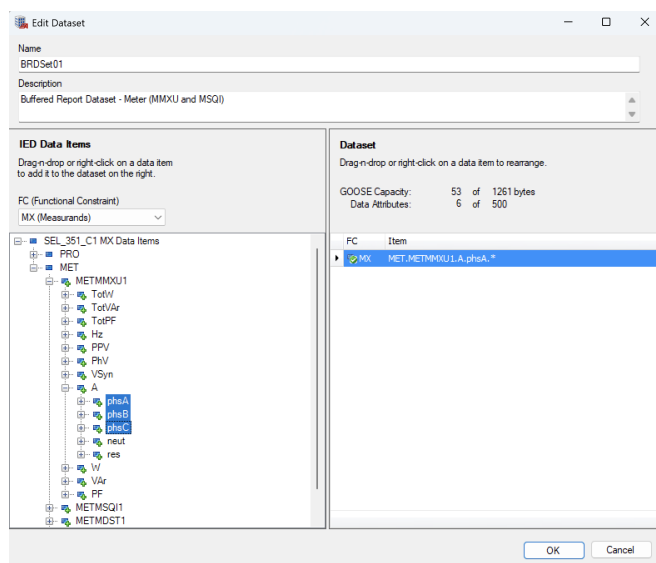


Figura 3.11: Configuración del dataset de medidas, corriente en fase A.

Bajo este procedimiento completamos todas las rutas de los atributos a mostrar de cada IED. Dejando así por cada IED tres paquetes de datos, nueve en total.

Complementando el mapeo de señales a utilizarse, dentro del paquete de señales de protecciones, se debe añadir de manera obligatoria el LN "LTGGIO5". Este grupo de nodos lógicos corresponde a todas las señales lógicas retenidas en la memoria RAM dentro de los IEDs. Es decir, estas señales son las encargadas de capturar y retener ciertas señales en el tiempo hasta que exista un reinicio de la memoria del IED, ya sea de manera manual o remota, dependiendo del IED que se encuentre en análisis. Estas señales retenidas son de importancia dentro del paquete de señales de protecciones debido a que las funciones de protección son señales que arrancan, disparan y se desactivan en milisegundos; es por ello que se deben retener estas señales para que el sistema SCADA las pueda visualizar en las distintas interfaces. Para el reinicio de señales (reset) se usará una señal "RBGGIO1", la cual como función tiene remover los bits retenidos.

Esto último se profundizará en el capítulo 3, en cuanto a cómo configurar la retención de las señales, su reinicio y mapeo. En la figura 3.12 se muestra la cantidad de señales con retención.

FC	Item
ST	PRO.N1TPTOC15.Op.general
ST	PRO.N1TPTOC15.Str.general
ST	PRO.P1TPIOC1.Op.general
ST	PRO.P1TPIOC1.Str.general
ST	PRO.P1TPIOC1.Beh.stVal
ST	PRO.P2TPIOC2.Str.general
ST	PRO.P3TPIOC3.Str.general
ST	ANN.LTGGIO5.Ind01.stVal
ST	ANN.LTGGIO5.Ind02.stVal
ST	ANN.LTGGIO5.Ind03.stVal
ST	ANN.LTGGIO5.Ind04.stVal
ST	ANN.LTGGIO5.Ind05.stVal
ST	ANN.LTGGIO5.Ind06.stVal
ST	ANN.LTGGIO5.Ind07.stVal
CO	CON.RBGGIO1.SPCSO01.Oper.ctlVal

Figura 3.12: Señales retenidas con su reinicio.

### 3.2.3. Archivo NCD

#### 3.2.3.1. Creación del archivo NCD y configuración IEC 61850

El proceso inicia definiendo que el proyecto se desarrollará bajo el estándar IEC 61850, lo cual permite integrar de forma estructurada los IEDs SEL 751 y SEL 787 dentro de la arquitectura de automatización. Al crear el archivo NCD en NovaTech Orion LXm, se selecciona explícitamente el perfil IEC 61850, tal como se muestra en la figura 3.13.

Protocol	Mode	Version	Port in use
Dial	Interface	3.08	
DNP3	Client	3.30	
DNP3	Server	3.26	
Email	Server	3.11	
IEC 60870-5-101/104	Client	1.12	
IEC 60870-5-101/104	Server	1.20	
IEC 61850	Client/Server	1.20	Port 24
Modbus	Client	3.24	
Modbus	Server	3.17	
SEL	Client	3.28	
Passthru (Server)	Interface	3.07	
XML	Server	3.20	

Figura 3.13: Configuración de comunicación para la RTU.



Una vez creado el proyecto, se asignan las direcciones IP correspondientes a la RTU y a cada uno de los IEDs. En Orion LXm, estas direcciones se vinculan a los puertos físicos y lógicos mediante el módulo de configuración de redes, se muestra en la figura 3.14.

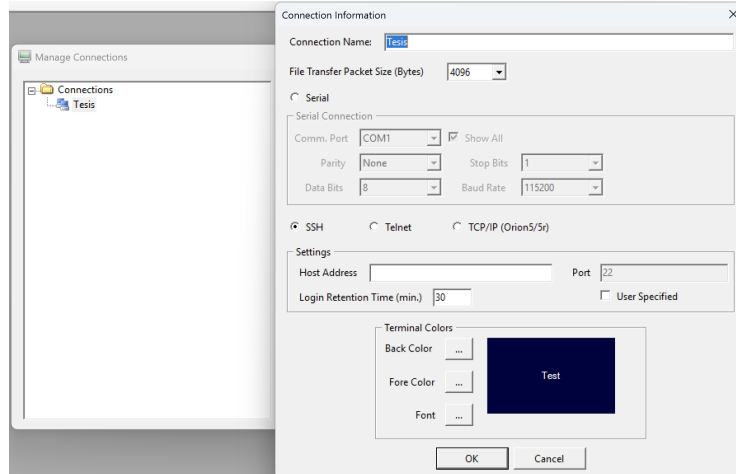


Figura 3.14: Configuración RTU.

Posteriormente, desde SEL Architect se exportan los archivos SCD generados durante el modelado IEC 61850. Estos archivos son cargados en el NovaTech para habilitar la lectura automática de los nodos lógicos, datasets y reportes de cada IED. Al importar el SCD, el sistema reconoce la estructura completa de los IEDs SEL 751 y SEL 787, permitiendo mapear señales y las configuraciones de los IP, figura 3.15.

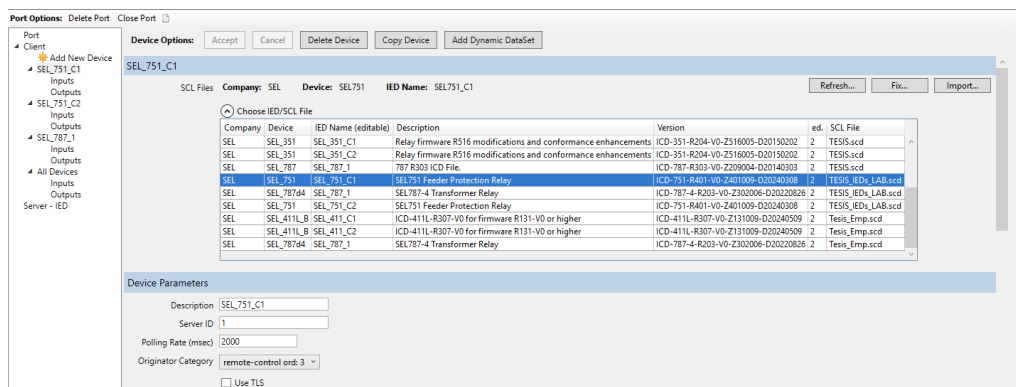


Figura 3.15: Exportación de archivos SCD de los IEDs.

### 3.2.3.2. Ingreso de señales de entrada

Una vez establecida la configuración inicial, figura 3.16, se procede a mapear las señales de entrada en la RTU. En Orion LXm se seleccionan los puntos provenientes de los IEDs declarados en el SCD, incluyendo estados, mediciones, fallas y alarmas.

Cada punto se vincula con su respectivo "Data Objectz "Data Attribute" según el modelo IEC 61850. Después, se asignan direcciones lógicas internas para habilitar su procesamiento, conversión o retransmisión hacia el SCADA.

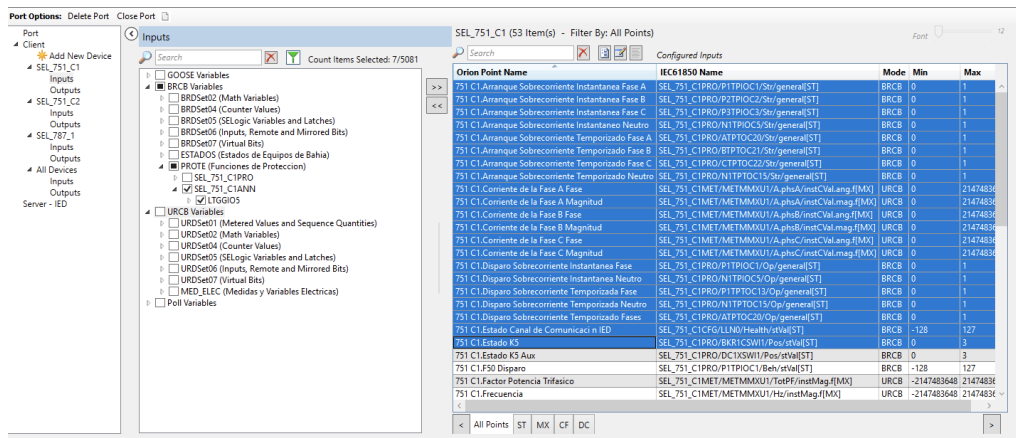


Figura 3.16: Enrutamiento de las entradas.

### 3.2.3.3. Configuración de señales de salida

Finalmente, se configuran las señales de salida que la RTU enviará hacia los IEDs o hacia el SCADA. En NovaTech se seleccionan los comandos definidos por IEC 61850, como controles de interruptores, habilitación de lógicas y confirmaciones de operación. Cada salida se asigna a su correspondiente punto de control en el modelo del IED y se habilitan las propiedades de seguridad operacional. Este proceso asegura que los comandos remotos sean confiables, seguros y compatibles con la lógica de protección y control implementada en los SEL 751 y SEL 787. Imagen referencial figura 3.17.

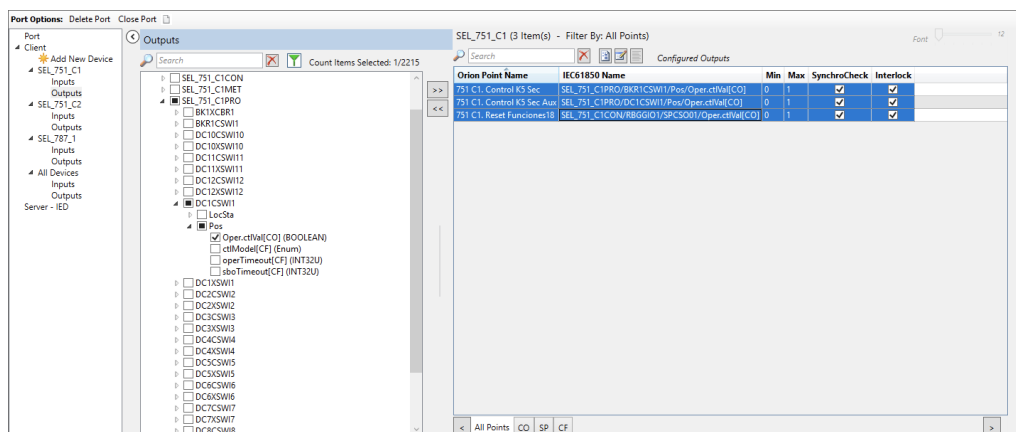


Figura 3.17: Enrutamiento de las salidas.

### 3.2.3.4. Configuración del servidor XML para la integración de la interfaz HMI

Para lograr la vinculación dinámica entre las variables adquiridas por la *RTU* (vía IEC 61850) y los elementos gráficos del sistema *SCADA* diseñado en Inkscape, es necesario habilitar un protocolo de intercambio de datos estandarizado. En la plataforma Orion de Novatech, este intercambio se gestiona a través del servicio de Servidor *XML*.

El procedimiento de configuración se realiza dentro del entorno de software Nova-Tech Configuration Director (NCD). Como primer paso, se debe habilitar el puerto lógico encargado de exponer la base de datos de la *RTU* hacia la extensión de diseño *HMI*.

El proceso se detalla a continuación:

- Se accede a la barra de herramientas principal del software NCD.
- Se selecciona el menú desplegable Configure (Configurar).
- Se navega hacia el "submenú Network"(Red), el cual lista los puertos de comunicación disponibles.
- Finalmente, se selecciona la opción ‘‘Configuration Port’’, figura 3.18.

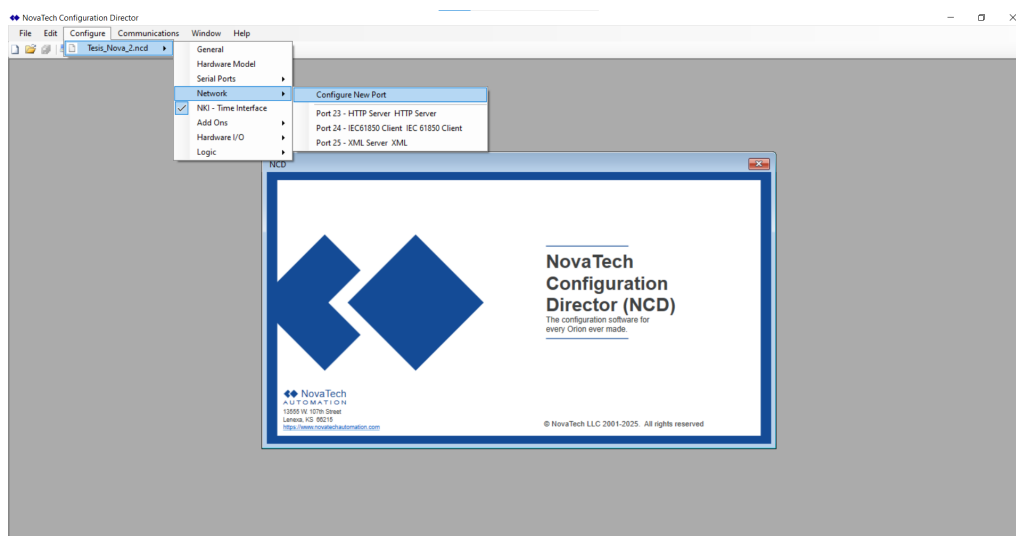


Figura 3.18: Menú principal para la creación del archivo XML.

Rápidamente se mostrará una nueva ventana y se selecciona la última opción con el nombre de XML. Véase la figura 3.19.

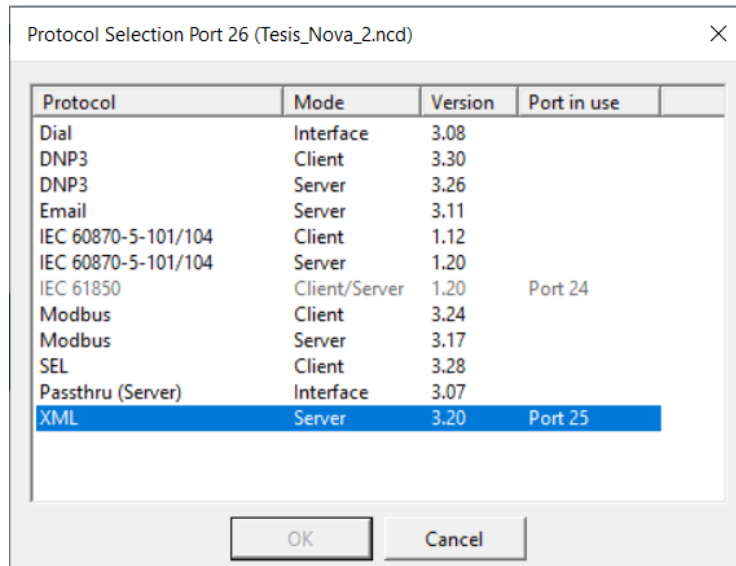


Figura 3.19: Creación de archivo XML.

Una vez generado el archivo XML, se deben añadir las señales de entradas y las señales de salida que van directo a los archivos Inkscape, tal y como se muestran en las figuras 3.20 y 3.21.

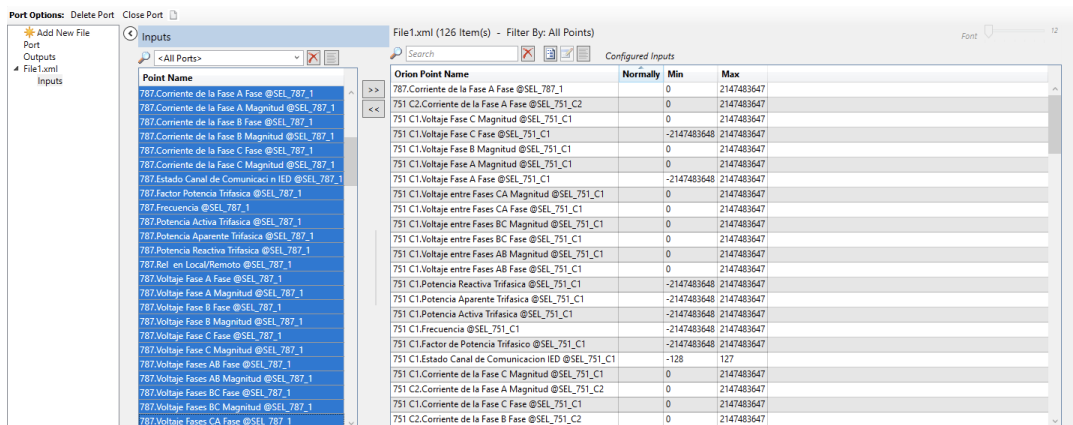


Figura 3.20: Señales de entrada para XML.

Point Name	Point Type	Control Caption	On Question	Off Question	On Button Caption	Off Button Caption	Analog Question
787.Bloqueo Disyuntor Abrir @SEL_787_1	Analog	Enter Value					Are you sure?
787.Bloqueo Disyuntor Cerrar @SEL_787_1	Analog	Enter Value					Are you sure?
787.Bloqueo Seccionador Barra Abrir @SEL_787_1	Analog	Enter Value					Are you sure?
787.Bloqueo Seccionador Barra Cerrar @SEL_787_1	Analog	Enter Value					Are you sure?
787.Control Disyuntor @SEL_787_1	Analog	Enter Value					Are you sure?
787.Control Interrupcion @SEL_787_1	Analog	Enter Value					Are you sure?
787.Control Seccionador Barra 1 @SEL_787_1	Analog	Enter Value					Are you sure?
787.Control Seccionador Barra 2 @SEL_787_1	Analog	Enter Value					Are you sure?
751 C1.Bloqueo Interruptor Abrir @SEL_751_C1	Analog	Enter Value					Are you sure?
751 C1.Bloqueo Interruptor Cerrar @SEL_751_C1	Analog	Enter Value					Are you sure?
751 C1.Bloqueo Seccionador Abrir @SEL_751_C1	Analog	Enter Value					Are you sure?
751 C1.Bloqueo Seccionador Cerrar @SEL_751_C1	Analog	Enter Value					Are you sure?
751 C1.Control Interrupcion @SEL_751_C1	Analog	Enter Value					Are you sure?
751 C1.Control Interrupcion @SEL_751_C1	Analog	Enter Value					Are you sure?
751 C2.Bloqueo Interruptor Cerrar @SEL_751_C2	Analog	Enter Value					Are you sure?
751 C2.Bloqueo Seccionador Abrir @SEL_751_C2	Analog	Enter Value					Are you sure?
751 C2.Bloqueo Seccionador Cerrar @SEL_751_C2	Analog	Enter Value					Are you sure?
787.Bloqueo Disyuntor Abrir @SEL_787_1	Analog	Enter Value					Are you sure?
787.Bloqueo Disyuntor Cerrar @SEL_787_1	Analog	Enter Value					Are you sure?
787.Bloqueo Seccionador Barra Abrir @SEL_787_1	Analog	Enter Value					Are you sure?
787.Bloqueo Seccionador Barra Cerrar @SEL_787_1	Analog	Enter Value					Are you sure?
751 C1.Control Interrupcion @SEL_751_C1	Binary	Select Control Type: Are you sure?	Are you sure?	ON	OFF		
751 C2.Control Interrupcion @SEL_751_C2	Binary	Select Control Type: Are you sure?	Are you sure?	ON	OFF		
751 C2.Bloqueo Interruptor Cerrar @SEL_751_C2	Binary	Select Control Type: Are you sure?	Are you sure?	ON	OFF		
787.Control Disyuntor @SEL_787_1	Binary	Select Control Type: Are you sure?	Are you sure?	ON	OFF		
787.Control Interrupcion @SEL_787_1	Binary	Select Control Type: Are you sure?	Are you sure?	ON	OFF		
787.Control Seccionador Barra 1 @SEL_787_1	Binary	Select Control Type: Are you sure?	Are you sure?	ON	OFF		
787.Control Seccionador Barra 2 @SEL_787_1	Binary	Select Control Type: Are you sure?	Are you sure?	ON	OFF		

Figura 3.21: Señales de salida para XML.

### 3.2.4. Mapeo de señales en Inkscape

Una vez generados los archivos SCD, SCL, NCD y SVG correspondientes de las imágenes vectoriales para el SCADA, se debe proceder a realizar la animación de estos últimos mediante una extensión de Novatech para el mapeo de señales.

De este modo se pretende que cualquier cambio realizado en la subestación, ya sea por posiciones de seccionadores, interruptores, variabilidad en unidades físicas del sistema, etc., se pueda ver reflejado en el sistema SCADA.

A cada componente de la imagen vectorial se le asigna una señal, ya sea de entrada o salida, para que se pueda reflejar un cambio físico o realizar una maniobra en el caso de los equipos de protección.

En el caso de la pantalla principal del SCADA se seguiría el siguiente procedimiento. Primeramente, se abre el archivo SVG, en caso de que existan agrupaciones de elementos, se eliminan esas agrupaciones para poder manipular de mejor manera la extensión. En la parte superior se selecciona la sección de extensiones y se elige la parte de Novatech HMI, tal y como se muestra en la imagen 3.22.

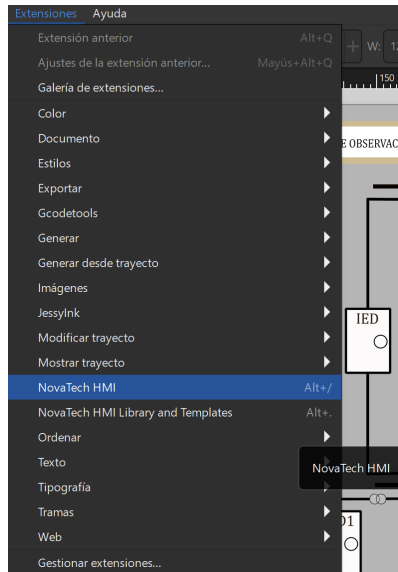


Figura 3.22: Extensión Novatech HMI en Inkscape.

De manera inmediata se abre la siguiente página (figura 3.23) en el cual seleccionamos el archivo XML del Novatech creado para tener acceso a todas las señales de entrada y salida. En función de a qué objeto se tiene seleccionado, se lleva a cabo el enrutamiento de la señal, es decir, si es un espacio para mostrar valores de voltaje, entonces elegimos esa señal de entrada, se muestra en la figura 3.24.

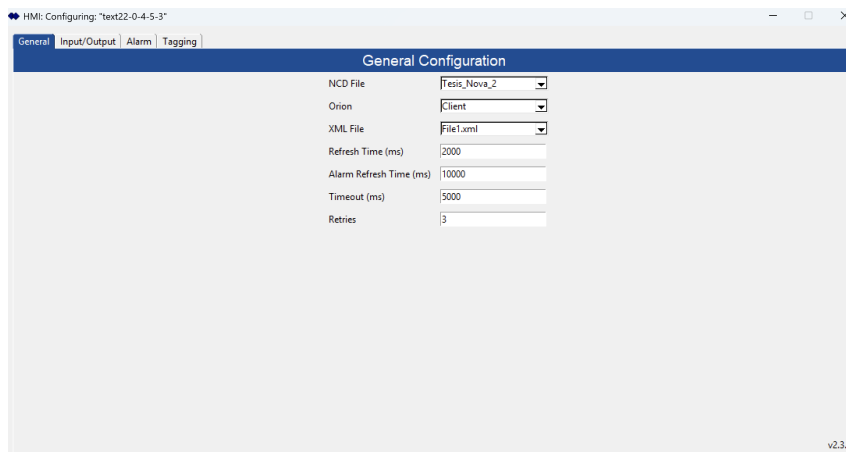


Figura 3.23: Página Novatech HMI en Inkscape.

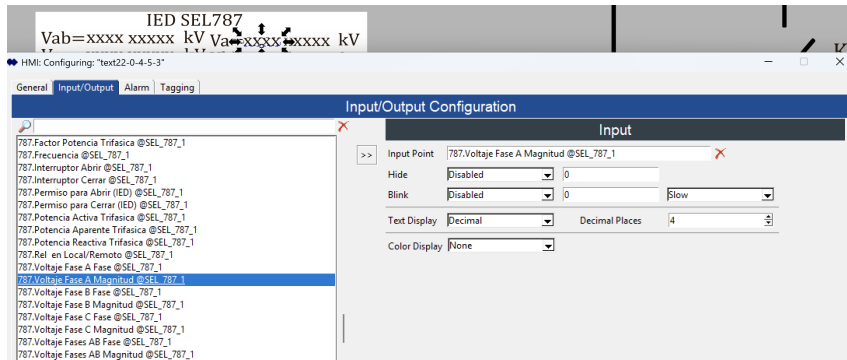


Figura 3.24: Configuración del Inkscape con Novatech.

La figura 3.24 es un ejemplo de enrutamiento en Inkscape mediante Novatech; la variable seleccionada a enrutar fue la magnitud de la variable del voltaje de fase A. Mediante este mismo método se enrutan todas las señales de magnitudes físicas, tanto para la interfaz principal como para los IEDs.

De la misma manera, para la interfaz gráfica de los SEL, presionando el elemento que se desea enlazar y volver dinámico, seguidamente dirigiéndose al apartado de extensiones y luego Novatech HMI, se despliega el menú de la figura 3.25.

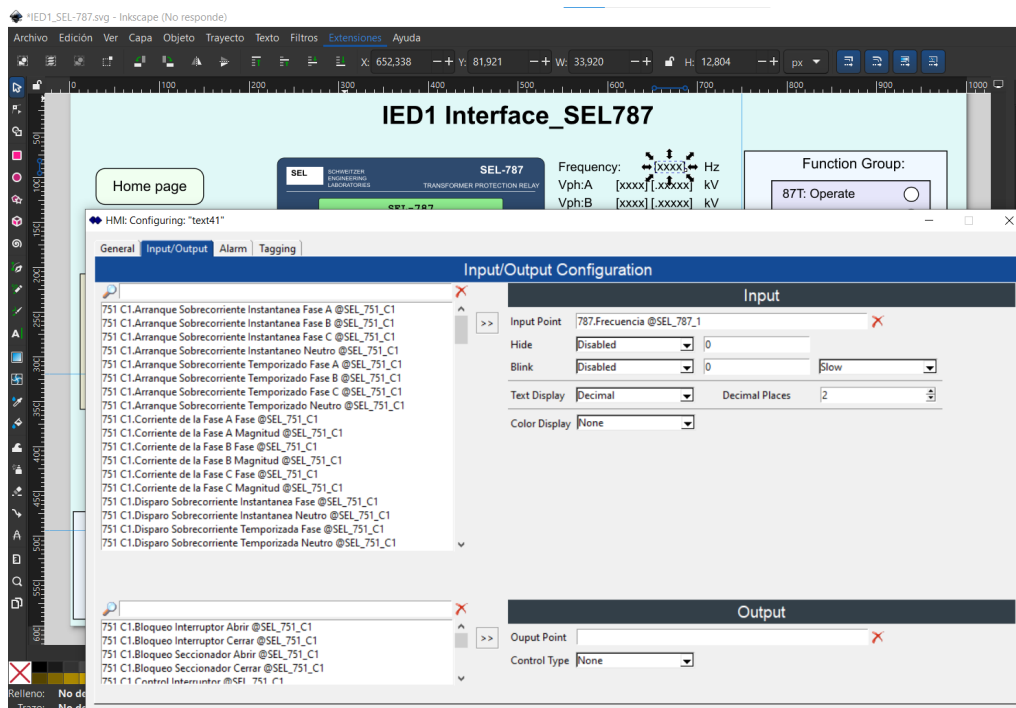


Figura 3.25: Pestaña de Novatech HMI en Inkscape para enrutar la señal de medidas.

### 3.3. Configuración de equipos y conexiones

#### 3.3.1. Configuración de equipos SEL 787 y 751

Se detalla el procedimiento seguido para la configuración de los relés de la marca SEL específicamente, implementando los equipos sugeridos en la sección anterior.

En el apartado de Edit, luego en IED y seguidamente en Send (enviar) CID, y con el cable de red conectado desde la PC al IED, se procede a la respectiva subida de archivo CID para la configuración del relé, como se muestra en la figura 3.26.

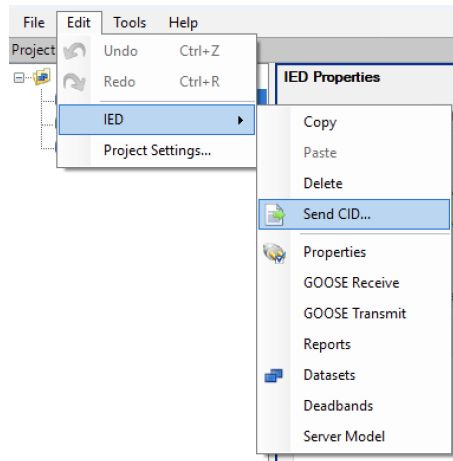


Figura 3.26: Interfaz para la subida del archivo CID al relé.

Al haber seguido todos los pasos anteriores correctamente, se mostrará la siguiente ventana, en la cual le pedirá ingresar los siguientes datos mostrados en la figura 3.27.

- Usuario: FTPUSER
- Contraseña: TAIL

En algunos casos, dependiendo del dispositivo a utilizar, el nombre de usuario puede variar a 2AC y la contraseña sería la misma "TAIL".

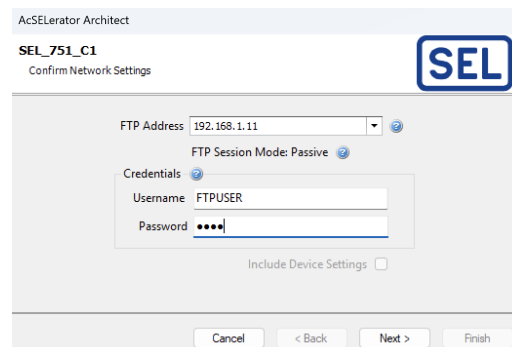


Figura 3.27: Ingreso de usuario y contraseña para el enlace con el IED.



En este apartado, al salir esa ventana de la figura 3.28 significa que el enlace fue correcto y que el archivo CID es compatible con la versión del IED; al dar clic posteriormente en next, empezará a subirse el archivo CID al relé. Finalmente, se mostrará la venta de la figura 3.29.

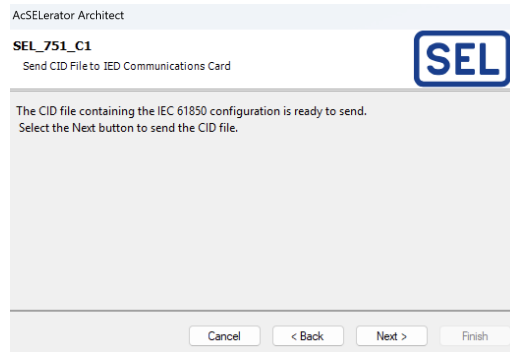


Figura 3.28: Ventana que indica que todo está correcto para subir la configuración.

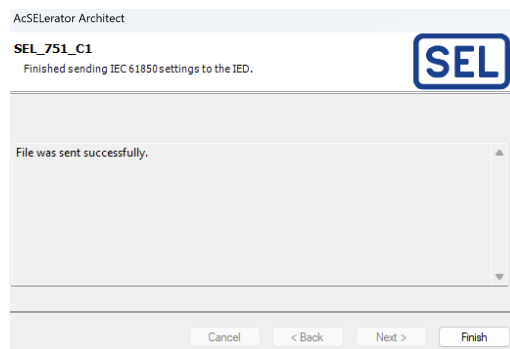


Figura 3.29: Archivo CID subido exitosamente.

### 3.3.2. Configuración de archivos en la RTU

Como siguiente paso del proceso, es ingresar todos los archivos ya previamente configurados hacia la concentradora de datos (RTU Novatech LXm).

El procedimiento se desarrolla en las siguientes etapas:

1. Conectarse físicamente a la RTU e ingresar.
2. Subir los archivos NCD, NCZ y todas las interfaces del SCADA.
3. Activar los archivos cargados.
4. Comprobar la HMI forzando señales.

### 3.3.2.1. Conexión hacia la RTU

Primeramente, se debe realizar una conexión local LAN mediante cableado Ethernet, desde la computadora matriz hacia el switch (este dispositivo nos servirá como punto común de conexiones de telecomunicación, es decir, será el intermediario para comunicarnos entre la RTU y los IEDs). Una de las ventajas de este dispositivo es que permite una ruta multidireccional desde la computadora matriz hacia distintos dispositivos. A diferencia de una conexión única hacia la RTU, acción que no permite un acceso directo hacia los IEDs en simultáneo.



Figura 3.30: Conexiones físicas: IEDs, RTU, switch y computadora.

En la figura 3.30, se aprecian las distintas conexiones físicas mediante cables Ethernet. En la parte superior se encuentra la RTU, en donde uno de los puertos se dirige a conectar al switch (dispositivo inferior). Los cables verdes son los cables representativos que conectan al switch con los diferentes IEDs. Mientras que en el puerto número 15 (esquina superior derecha) está el cable que se conecta con la computadora matriz.

- **Nota:** Un método de comprobación en que los dispositivos se encuentran en red, tanto como la computadora, IEDs o switch. Se puede hacer ping mediante el switch hacia algún dispositivo ya en línea, ejemplo:
  1. Primeramente, dirigirse al buscador de Windows, buscar y escribir ``CMD``. Inmediatamente se desplegará la siguiente pestaña, figura 3.31 :

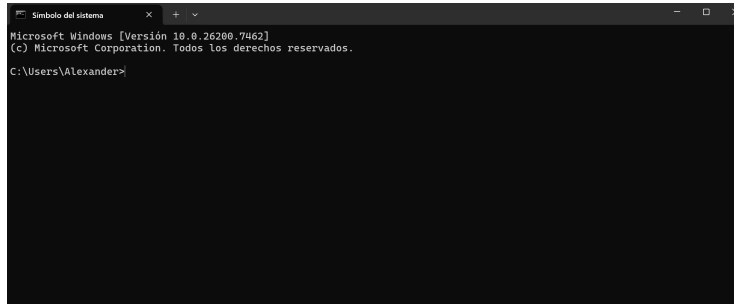


Figura 3.31: Pestaña CMD.

2. A continuación, escribir en las líneas de código "ping -IP dispositivo-". Y luego dar enter; en caso de que la conexión sea válida, se desplegará lo siguiente:

```
C:\Users\Alexander> ping 192.168.1.1

Haciendo ping a 192.168.1.1 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 192.168.1.1: bytes=32 tiempo=14ms TTL=64
Respuesta desde 192.168.1.1: bytes=32 tiempo=3ms TTL=64
Respuesta desde 192.168.1.1: bytes=32 tiempo=20ms TTL=64
Respuesta desde 192.168.1.1: bytes=32 tiempo=4ms TTL=64

Estadísticas de ping para 192.168.1.1:
    Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
    (0% perdidos),
    Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
        Mínimo = 3ms, Máximo = 20ms, Media = 10ms

C:\Users\Alexander> ping 192.168.1.51

Haciendo ping a 192.168.1.51 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 192.168.1.28: Host de destino inaccesible.
Respuesta desde 192.168.1.51: bytes=32 tiempo=13ms TTL=100
Respuesta desde 192.168.1.51: bytes=32 tiempo=7ms TTL=255
Respuesta desde 192.168.1.51: bytes=32 tiempo=3ms TTL=255

Estadísticas de ping para 192.168.1.51:
    Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
    (0% perdidos),
    Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
        Mínimo = 3ms, Máximo = 13ms, Media = 7ms
```

Figura 3.32: Comprobación mediante ping.

En base a la figura 3.32, se aprecia cómo existe un envío de dato y una recepción de los mismos de manera apropiada, señalando que los dispositivos (switch e IED 787) se encuentran en línea.

### 3.3.2.2. Carga de archivos a la RTU

Para que la RTU pueda reconocer a los dispositivos en línea, señales mapeadas y demás configuraciones ya generadas en los archivos. Es necesario cargar los archivos de la siguiente manera:

1. Primero es necesario ingresar a la plataforma de la RTU ya establecida la conexión física. Para ello se ingresa a la web con la dirección URL de la RTU.

En este caso, la URL es "https://192.168.1.3/home/". Luego de que aparezca la pantalla principal, es necesario iniciar sesión, figura 3.33; para este caso tenemos:

- Usuario: novatech.
- Contraseña: novatech.

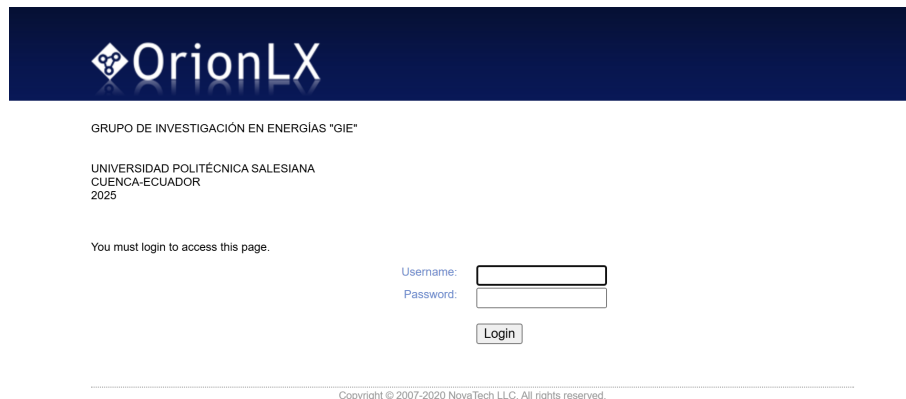


Figura 3.33: Pantalla de ingreso, página Novatech.

2. Prosiguiendo, en la sección de "Files" se deben cargar los archivos NCD, NCZ y todos los archivos SVG de las interfaces gráficas 3.34.

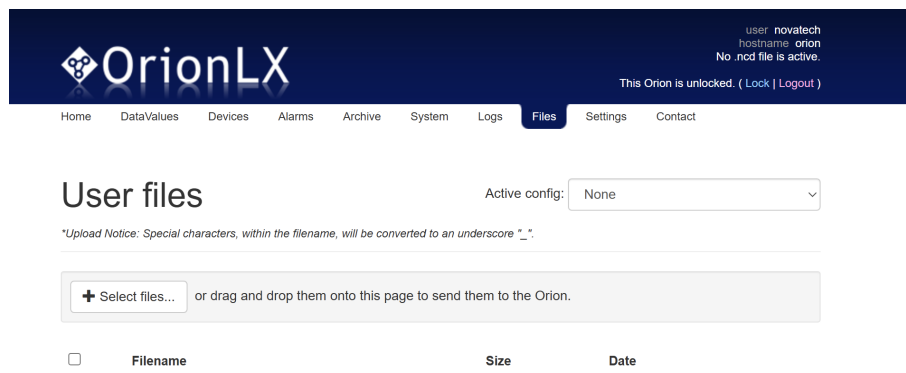


Figura 3.34: Pantalla archivos existentes Novatech.

Luego, en la sección "Select files", cargamos los archivos ya mencionados 3.35.

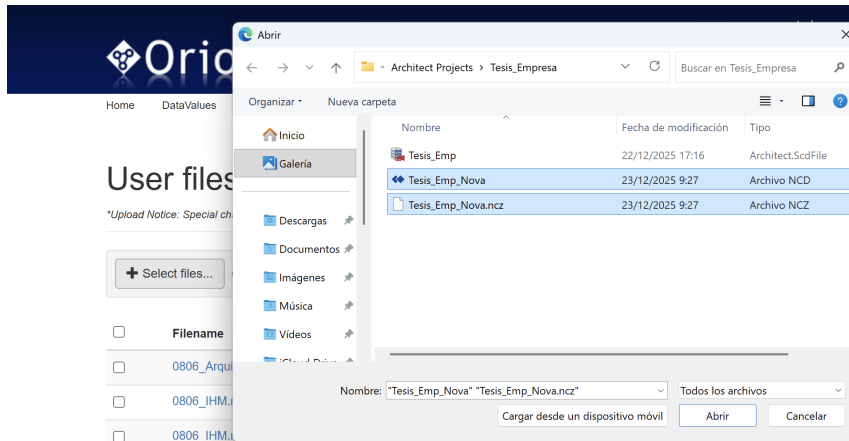


Figura 3.35: Sección para cargar archivos Novatech.

- Continuando, es necesario activar el archivo NCD en la RTU; para ello es necesario, en la parte superior derecha, seleccionar el archivo subido. Luego de unos instantes estará activado y su configuración ejecutándose en el dispositivo 3.36.

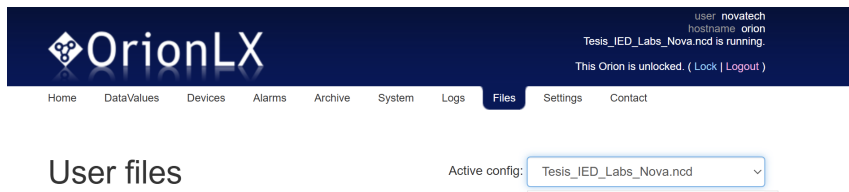


Figura 3.36: Sección de archivo NCD activado.

Finalmente, nos dirigimos a la sección de "settings" de la pantalla de la Novatech 3.37.

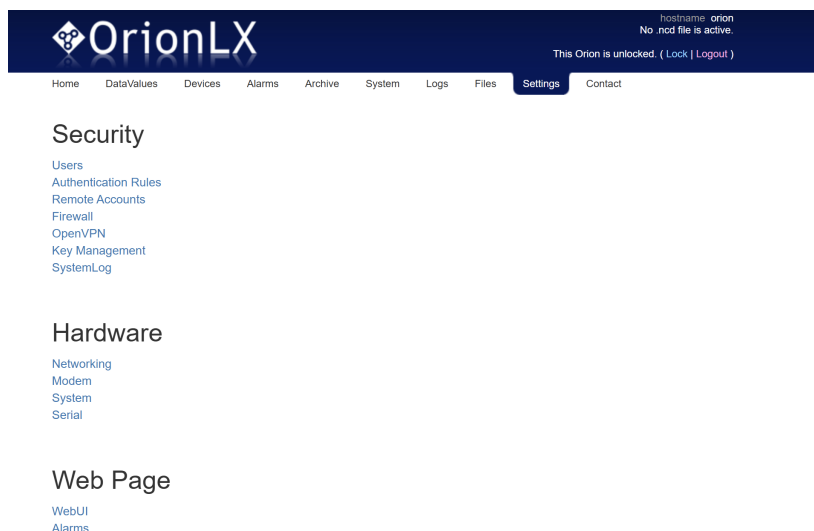


Figura 3.37: Pestaña "Settings" para configuración final.

En esta pestaña, en la parte inferior de la misma, podemos activar las interfaces gráficas asociadas al archivo NCD que se encuentre ejecutando. Por lo tanto, es necesario activar la interfaz principal, el menú principal y las interfaces de los IEDs 3.38.

Web Files

Files that are checked will show up on the homepage as links.

Filename	Size	Date
<input checked="" type="checkbox"/> Porotillos_SCADA.svg	2.93 MB	12/22/2025 15:14:27
<input type="checkbox"/> Datosproteccionesp3.svg	249.9 kB	01/10/2023 20:47:29
<input type="checkbox"/> IED86-1_SCADA.svg	499.3 kB	02/28/2024 08:05:20
<input type="checkbox"/> 0806_Unifilar_Practica4.svg	253.6 kB	10/29/2021 17:16:53
<input checked="" type="checkbox"/> IED1_SEL-787.svg	85.4 kB	12/30/2025 11:35:32
<input type="checkbox"/> Motor_SCADA.svg	448.5 kB	04/29/2024 19:55:08
<input type="checkbox"/> IED86-2_SCADA.svg	494.5 kB	02/28/2024 08:05:21
<input type="checkbox"/> unifilar_lab.svg	59.3 kB	08/05/2021 20:08:29
<input type="checkbox"/> Unifilar_14Bus_SCADA.svg	621.6 kB	01/31/2024 15:35:46
<input checked="" type="checkbox"/> IED2_SEL-751.svg	79.9 kB	12/30/2025 11:35:33
<input type="checkbox"/> Unifilarreles.svg	974.2 kB	01/10/2023 19:18:23
<input type="checkbox"/> Integracion_IEDs.svg	391.0 kB	05/10/2024 09:49:09
<input type="checkbox"/> Motor_SCADA_v2.svg	122.5 kB	04/29/2024 17:22:23
<input type="checkbox"/> PruebaA.svg	2.4 kB	05/10/2024 09:44:48
<input type="checkbox"/> IED85-2_SCADA.svg	500.9 kB	02/28/2024 08:05:19
<input type="checkbox"/> Datos_P3.svg	331.4 kB	01/16/2023 22:32:02
<input type="checkbox"/> IED_P3L30.svg	1.22 MB	04/29/2024 20:05:35
<input checked="" type="checkbox"/> Menu_Principal.svg	15.2 kB	12/30/2025 11:35:34
<input type="checkbox"/> 0806_IHM.svg	318.9 kB	10/29/2021 17:16:51
<input type="checkbox"/> arquitectura.svg	1.02 MB	08/03/2021 23:28:31

Figura 3.38: Sección de archivo NCD activado.

De este modo tenemos ya activadas las interfaces y archivos necesarios.

### 3.3.2.3. Funcionalidad del HMI

Previamente a los ensayos con la maleta OMICRON, es necesario realizar unas pruebas rápidas del enrutamiento básico de las señales y de la operatividad de los dispositivos.

**Dispositivos:** Para poder enviar señales de voltaje o corriente, primero es necesario comprobar si es que los IEDs efectivamente se encuentran en línea y operando a disposición de la RTU; esto quiere decir que no solo estén dentro del rango de la red LAN, sino que a su vez estén recibiendo paquetes de datos y enviando paquetes de datos de lecturas. Para ello es necesario dirigirse a la pestaña "Devices" del Novatech. En este apartado se pueden visualizar los dispositivos que han sido configurados dentro del NCD, con sus respectivos nombres. En caso de estar conectado al switch, algún dispositivo debería estar en línea generando la cantidad igual de señales "pollsz responses".

Port #	Port Name	Device	Online	Polls	Responses	% Successful
24	IEC 61850 Client	SEL_751_C1	False	1710	0	0
24	IEC 61850 Client	SEL_751_C2	False	1710	0	0
24	IEC 61850 Client	SEL_787_1	True	1577	1577	100

Figura 3.39: Pestaña de dispositivos asociados.

En la figura 3.39 podemos ver cómo el IED 787 se encuentra en línea y listo para recibir lecturas. Sin embargo, los IEDs 751, ambos, al no estar conectados, si bien la RTU envía señales "polls", no existe ninguna señal responses"de regreso.

- **Nota:** En caso de que estas señales "polls" no varíen con el tiempo y no exista ninguna señal responses" por parte del IED, a pesar de estar conectado el dispositivo correctamente. Se sugiere que primero se dirija al IED, inicie sesión y verifique que el dispositivo esté activo para enviar señales desde el puerto Ethernet. Luego, asegurarse de que la IP del dispositivo no se encuentre repetida con ninguna otra que este registrada en el dispositivo. Para ello, cambiar de IP a otra, actualizar el NCD con la nueva IP del dispositivo, subir el archivo y volver a comprobar.

**Data Values:** En la pestaña "DataValues" de Novatech se encuentran todas las rutas de señales ya cargadas a través del archivo NCD. Para entrar en las rutas ya activas, se ingresa en el apartado "Inputs" del puerto 24 IEC 61850 client, 3.40.

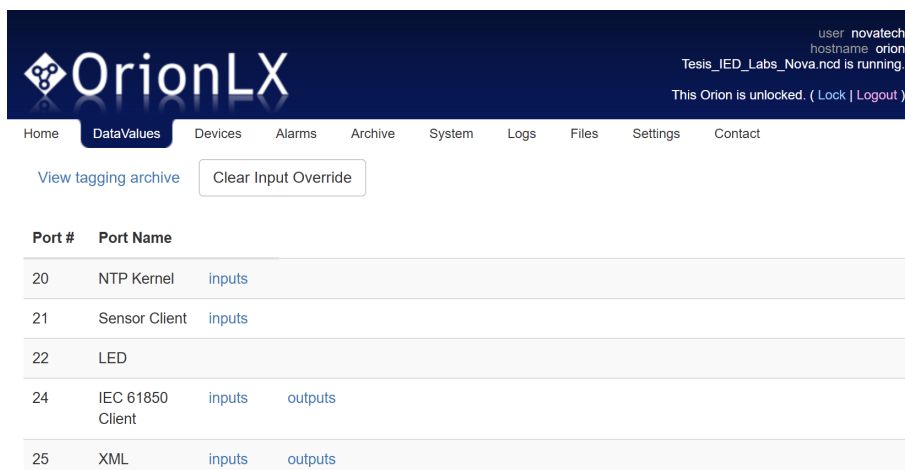


Figura 3.40: Pestaña principal: Data Values.

Algunas de ellas se encontrarán en línea debido a que uno de los dispositivos se encuentra conectado. Sin embargo, los dispositivos que estén desconectados, sus data values estarán de igual manera fuera de línea y en color rojo; se muestra en la 3.41.

Point Name	Device	Type	Point Number	Value	Percent FS	Status	Forced
751 C2 Disparo Sobrecooriente Temporizado Fases @SEL_751_C2	SEL_751_C2	BI	68	0	0.000000	Offline	No
751 C2 Estado K6 @SEL_751_C2	SEL_751_C2	Dippos	92	0	0.000000	Offline	No
751 C2 Estado K6 Aux @SEL_751_C2	SEL_751_C2	Dippos	93	0	0.000000	Offline	No
751 C2 Estado Canal de Comunicación IED @SEL_751_C2	SEL_751_C2	Enum	94	-128	0.000000	Offline	No
Comm Fail_G @SEL_751_C2	SEL_751_C2	Internal	N/A	0	0.000000	Offline	No
Polls @SEL_751_C2	SEL_751_C2	Internal	N/A	130770	0.003045	Online	No
Responses @SEL_751_C2	SEL_751_C2	Internal	N/A	0	0.000000	Online	No
Comm Fail @SEL_751_C2	SEL_751_C2	Internal	N/A	1	100.000000	Online	No
Corriente de la Fase A MAGNITUD @SEL_787_1	SEL_787_1	AI	121	0	0.000000	Online	No
Corriente de la Fase A ANGULO @SEL_787_1	SEL_787_1	AI	122	0	0.000000	Online	No
Corriente de la Fase B MAGNITUD @SEL_787_1	SEL_787_1	AI	123	0	0.000000	Online	No
Corriente de la Fase B ANGULO @SEL_787_1	SEL_787_1	AI	124	0	0.000000	Online	No
Corriente de la Fase C MAGNITUD @SEL_787_1	SEL_787_1	AI	125	0	0.000000	Online	No
Corriente de la Fase C ANGULO @SEL_787_1	SEL_787_1	AI	126	0	0.000000	Online	No
Voltaje entre Fases AB MAGNITUD @SEL_787_1	SEL_787_1	AI	127	0	0.000000	Online	No
Voltaje entre Fases AB ANGULO @SEL_787_1	SEL_787_1	AI	128	0	0.000000	Online	No
Voltaje entre Fases BC MAGNITUD @SEL_787_1	SEL_787_1	AI	129	21.32	0.000001	Online	No
Voltaje entre Fases BC ANGULO @SEL_787_1	SEL_787_1	AI	130	-159	-0.000007	Online	No
Voltaje entre Fases CA MAGNITUD @SEL_787_1	SEL_787_1	AI	131	19.43	0.000001	Online	No
Voltaje entre Fases CA ANGULO @SEL_787_1	SEL_787_1	AI	132	21.51	0.000001	Online	No
Voltaje Fase A MAGNITUD @SEL_787_1	SEL_787_1	AI	133	0	0.000000	Online	No
Voltaje Fase A ANGULO @SEL_787_1	SEL_787_1	AI	134	0	50.000000	Online	No
Voltaje Fase B MAGNITUD @SEL_787_1	SEL_787_1	AI	135	21.55	0.000001	Online	No
Voltaje Fase B ANGULO @SEL_787_1	SEL_787_1	AI	136	-85.34	49.999998	Online	No
Voltaje Fase C MAGNITUD @SEL_787_1	SEL_787_1	AI	137	19.62	0.000001	Online	No
Voltaje Fase C ANGULO @SEL_787_1	SEL_787_1	AI	138	94.18	50.000002	Online	No
Potencia Activa Trifásica @SEL_787_1	SEL_787_1	AI	139	0	50.000000	Online	No

Figura 3.41: Data Values en línea.

**Comprobación de señales:** Sin la necesidad de conectarse a la maleta de OMI-CRON, se puede emular señales dentro del Novatech; de esta manera podemos emitir un valor arbitrario que se pueda visualizar dentro de las interfaces. Por ejemplo:

Dentro de uno de data values, al presionar encima de ellos, se despliega la siguiente pantalla, 3.42. Y en la casilla valor a forzar se escribe un valor a imprimir por cierto tiempo señalado.



Force Input Value

**Point Properties**

Point Name: Corriente de la Fase A MAGNITUD @SEL\_787\_1  
 Percent Full Scale: 0.000000  
 Comm Status: Online  
 Minimum Value: 0.000000  
 Maximum Value: 2147483647.000000  
 Scaled Value: 0.000000  
 Manually Forced: False

**Forced Point Values**

Force Value:   ▼

Comm Status:  ▼

Time to Remain Forced (min):

Figura 3.42: Data value a forzar.

Una vez forzado el valor, en caso de estar bien enrutado, el valor en la interfaz se mostrará el mismo, 3.43.

IED 787			
Vab=	0.00	kV	Va= 0.00 kV
Vac=	15.26	kV	Vb= 16.97 kV
Vbc=	16.97	kV	Vc= 15.61 kV
Ia=	1.34	A	Stot= 0.00 MVA
Ib=	0.00	A	Ptot= 0.00 MW
Ic=	0.00	A	Qtot= 0.00 MVAR
F=	60.000	Hz	FP= 1.00

Figura 3.43: Valores forzados en la interfaz.

### 3.3.3. Ajustes de parámetros de IEDs y funciones de protección

Previo a los distintos ensayos con la maleta Omicron, se deben configurar distintos aspectos de los IEDs, entre ellos valores de TC y TP en cuanto a relaciones de transformación propios de cada IED. De igual manera, para comprobar el enrutamiento de señales de protección, tanto como "Tripz .operate" de las funciones de protección, es necesario configurar las distintas curvas de tiempo inverso. A continuación, las funciones activas enrutadas en los archivos matriz:

- Protección de sobrecorriente instantánea 50.

- Protección de sobrecorriente instantánea Neutro 50.
- Protección de sobrecorriente temporizada 51.
- Protección de sobrecorriente temporizada Neutro 51.

### 3.3.3.1. Ajuste IED 751

En el programa AcSELrator QuickSet, en el apartado de "General", se configura la dirección de las fases y otras opciones como la frecuencia. Como se muestra en la figura 3.44.

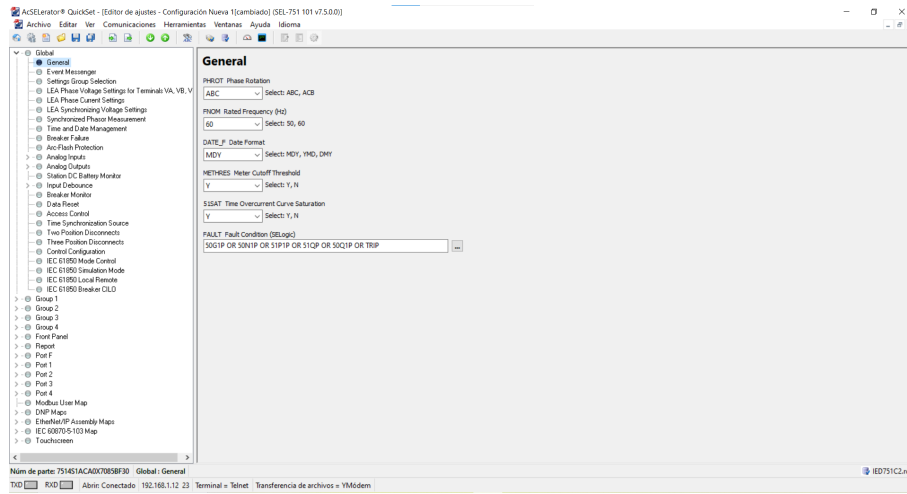


Figura 3.44: Ajuste general del SEL751.

Primeramente, en el apartado "Group 1-Set 1-Main" se puede realizar la configuración correspondiente de los TC y TP. En los apartados ÇTR, CTRN, PTR, PTRS se configuran las relaciones de transformación correspondientes; para el proyecto técnico presente, las configuraciones se muestran en la 3.45.

- Potencia del transformador ( $S_{nom}$ ): 15MVA
- Voltaje de línea ( $V_{LL}$ ): 22kV

La corriente nominal primaria ( $I_{nom}$ ) se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$I_{nom} = \frac{S_{nom}}{\sqrt{3} \cdot V_{LL}} \quad (3.1)$$

Sustituyendo los valores:

$$I_{nom} = \frac{15 \times 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 22 \times 10^3 \text{ V}} \quad (3.2)$$

$$I_{nom} \approx 393.65 \text{ A} \quad (3.3)$$

Basado en este valor, se selecciona un transformador de corriente con una relación comercial inmediata superior estandarizada de **400:5**.

$$CTR = \frac{I_{primario}}{I_{secundario}} = \frac{400}{5} = 80 \quad (3.4)$$

Para el voltaje, se asume un transformador de potencial (TP) que reduce el voltaje de línea de 22 kV a un voltaje secundario estándar de instrumentación de 120 V.

$$PTR = \frac{V_{primario}}{V_{secundario}} \quad (3.5)$$

$$PTR = \frac{22,000 \text{ V}}{120 \text{ V}} = 183.33 \quad (3.6)$$

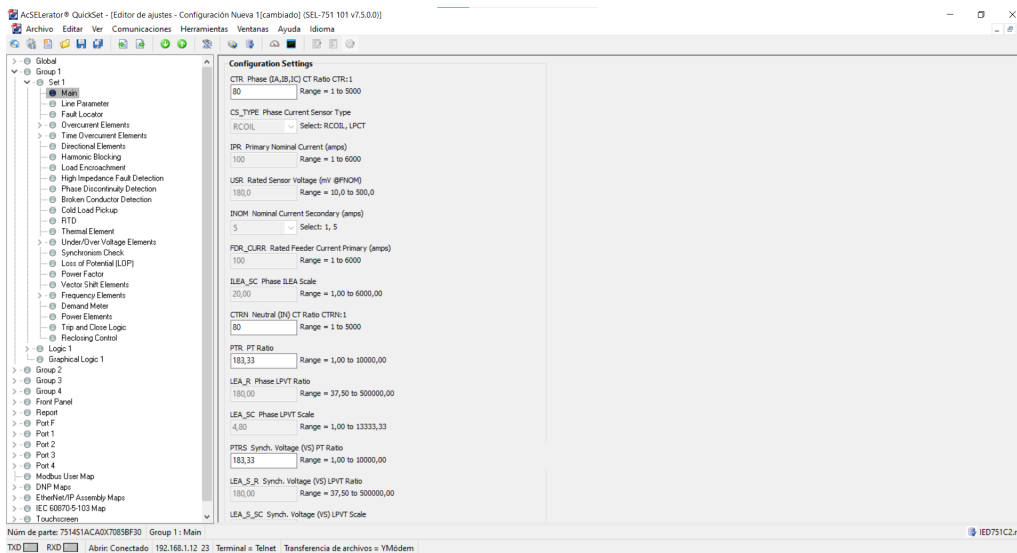


Figura 3.45: Ajustes de parámetros de TC y TP.

En la figura 3.46 se muestra la configuración de la función de protección 50. En la pestaña "Overcurrent elements" se pueden configurar aspectos esenciales en las curvas de tiempo inverso, entre ellos el "pickup" "time dial" de la curva.

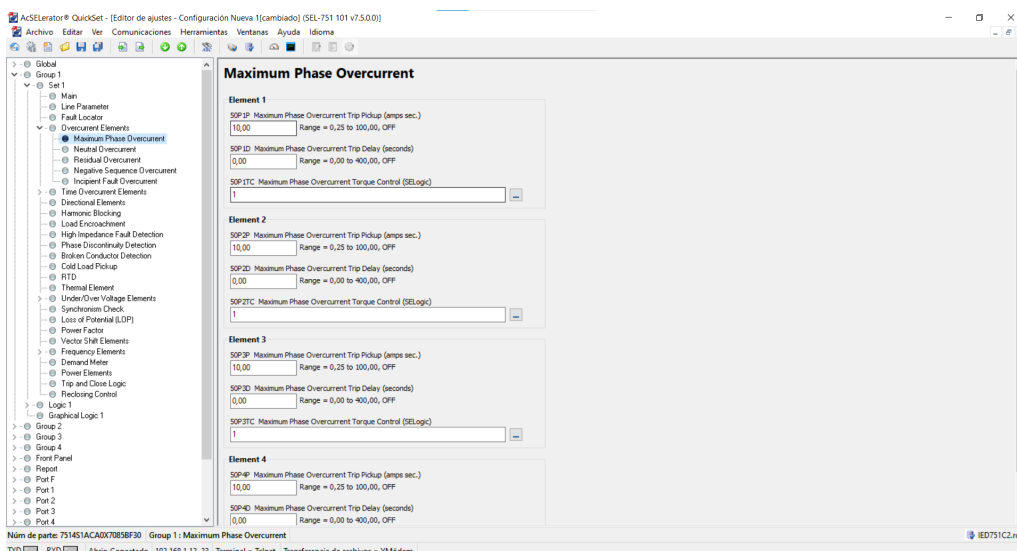


Figura 3.46: Ajuste parámetro función 50.

En la figura 3.47 se muestra la configuración de la función de protección 51. En la pestaña "Time overcurrent elements" se pueden configurar aspectos esenciales en las curvas de tiempo inverso, entre ellos el "pickup." o "time dial" de la curva.

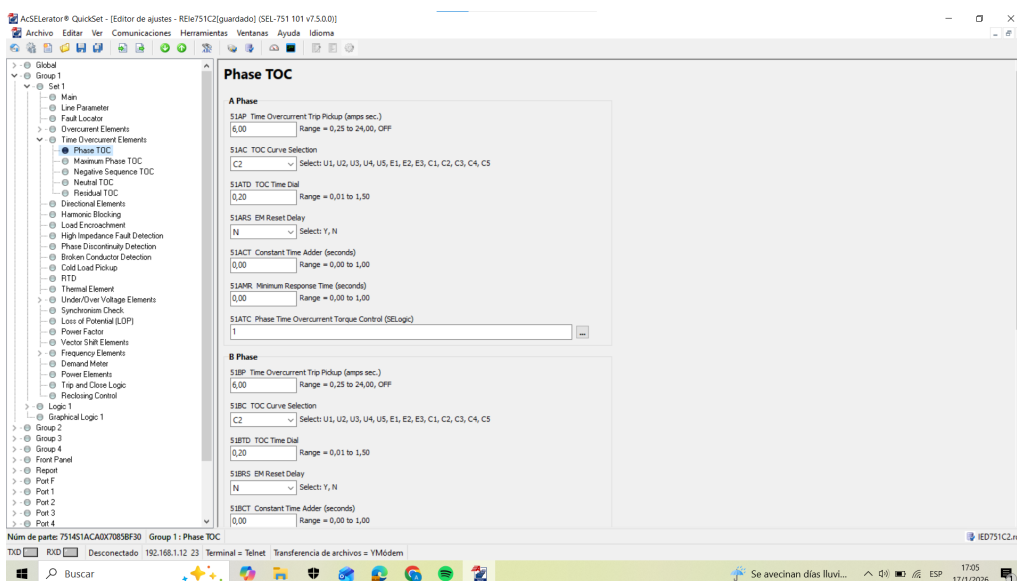


Figura 3.47: Ajuste parámetro función 51.

### 3.3.3.2. Ajuste IED 787

A diferencia del 751, el SEL 787 es un relé de transformador, por lo que requiere de algunos ajustes extras para su configuración. Por lo tanto, en la figura 3.48 se pueden observar apartados de ajuste como el valor de la potencia del transformador en MVA, como el TC y el valor de voltaje de línea a línea. En este caso se tomó como ejemplo un transformador de 15 MVA, el valor del lado de alta 69 kV y el lado de

baja 22 kV, figura 3.49 de referencia.

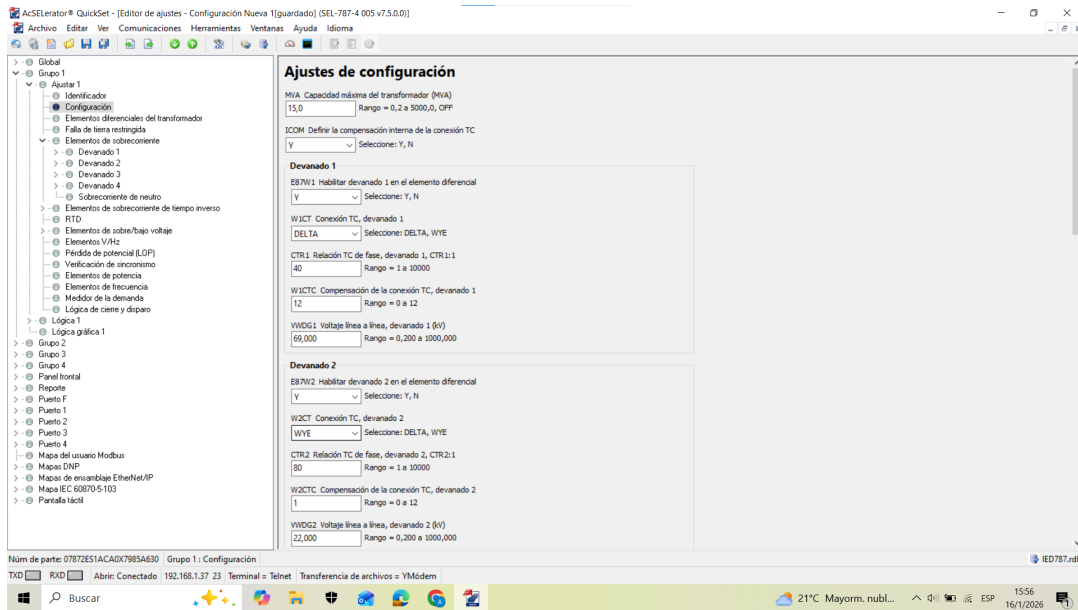


Figura 3.48: Ajuste de parámetro TC de transformador.

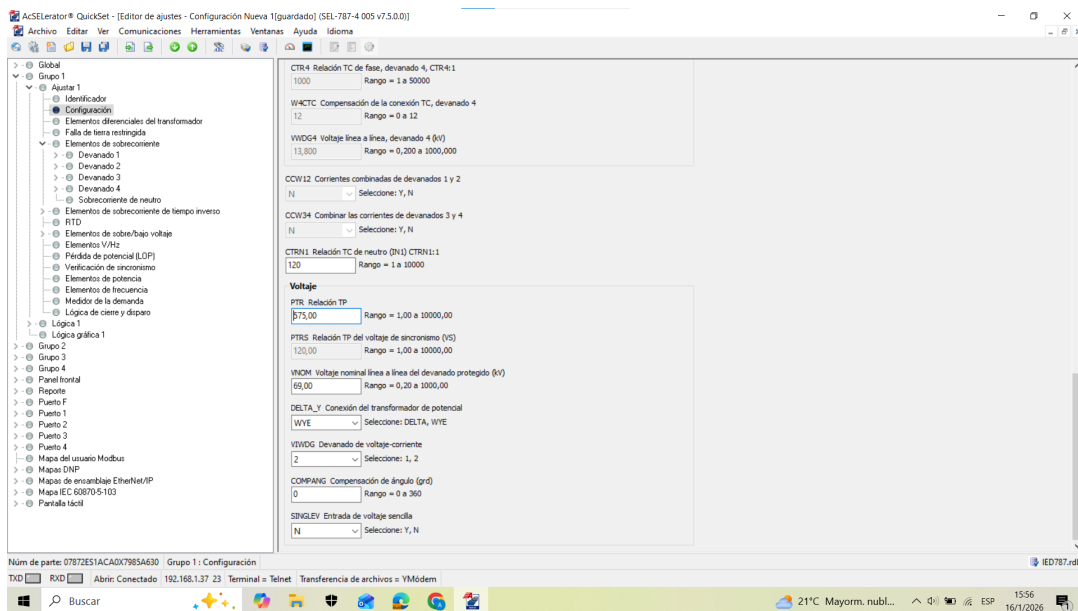


Figura 3.49: Ajuste de parámetro TP de transformador.

En el siguiente apartado se configuran los elementos diferenciales del transformador, en el cual el único dato que se cambió fue el U87P (pickup de corriente de operación del elemento sin retención) a un valor de 8 o 10. Al subirlo a 8 o 10, se asegura que solo dispare por fallas reales y no por encender el equipo. Como se muestra en la figura 3.50.

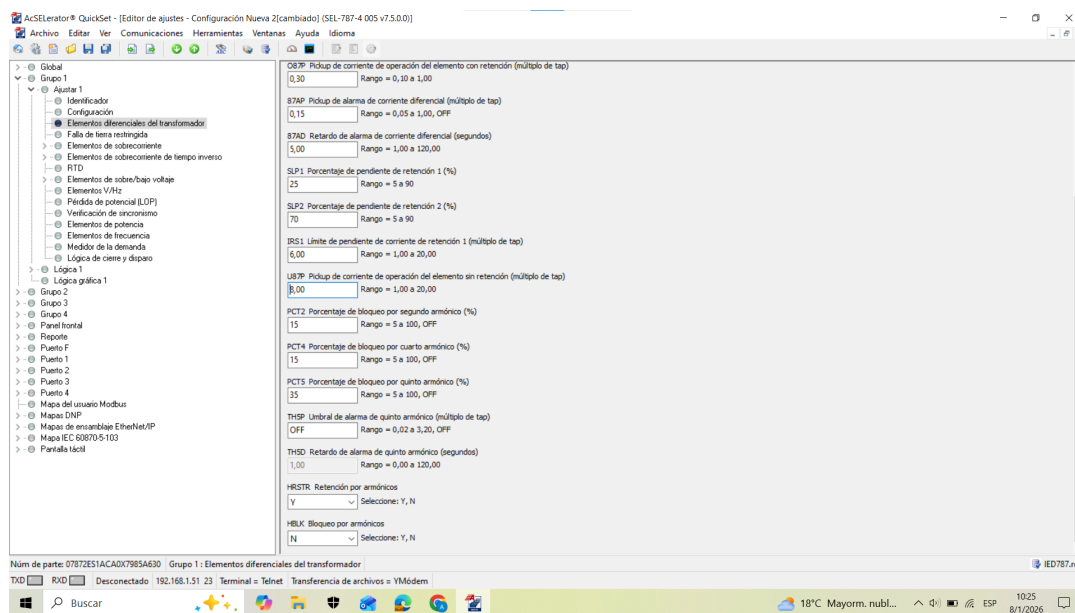


Figura 3.50: Ajuste de elementos diferenciales de transformador.

En las siguientes figuras 3.51, 3.52, se muestran los ajustes realizados para las funciones de protección 50, tanto en el devanado 1 como en el 2. Se estableció un valor de arranque (pickup) de 12.00 A en el parámetro 50P21P. Este umbral define la magnitud de corriente a partir de la cual el relé operará sin depender de una curva de tiempo inversa.

Adicionalmente, se configuró un retardo de tiempo definido de 0.05 segundos en el parámetro 50P21D. Aunque la función 50 es por definición instantánea, este breve retardo se incluye intencionalmente para evitar operaciones erróneas debidas a transitorios de alta frecuencia o corrientes de inrush asimétricas durante la energización, garantizando la estabilidad del disparo.

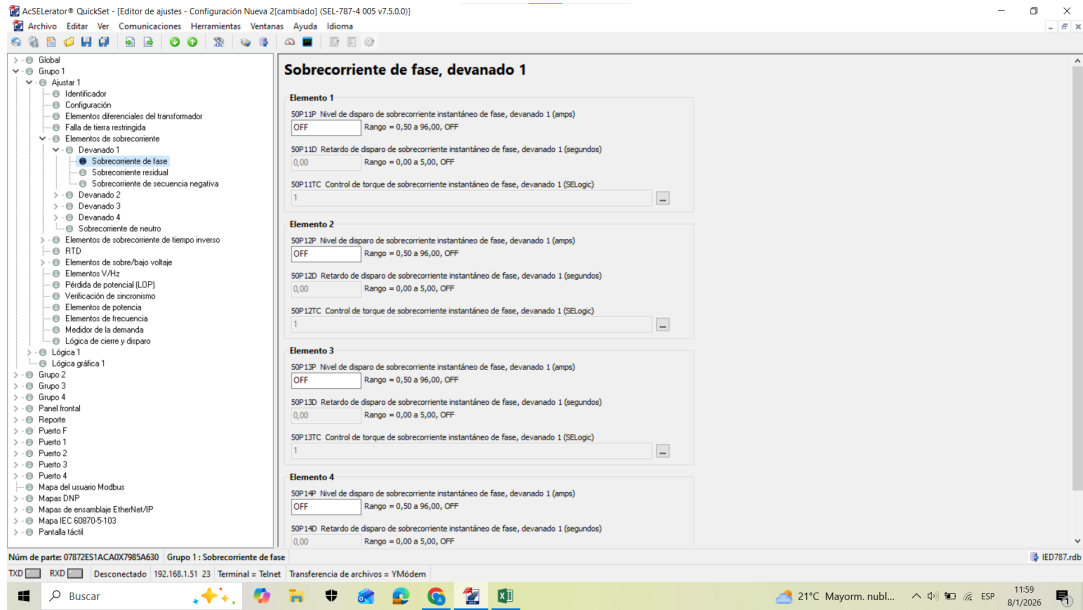


Figura 3.51: Ajuste sobrecorriente de fase (50) Devanado 1.

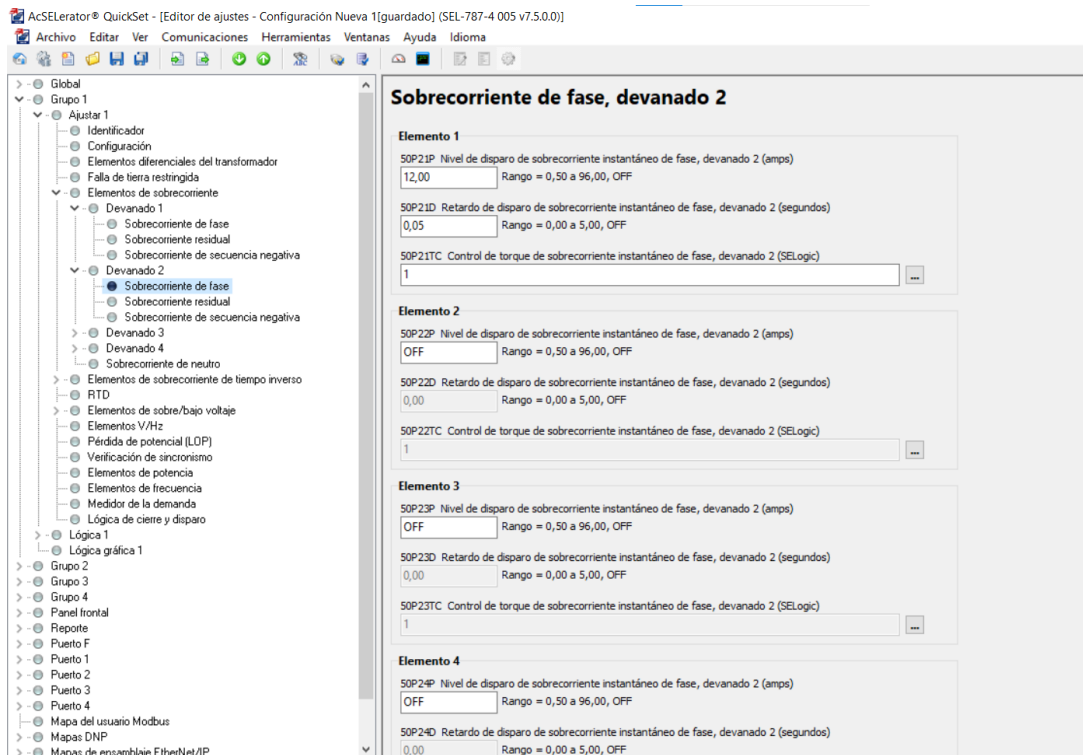


Figura 3.52: Ajuste sobrecorriente de fase (50) Devanado 2.

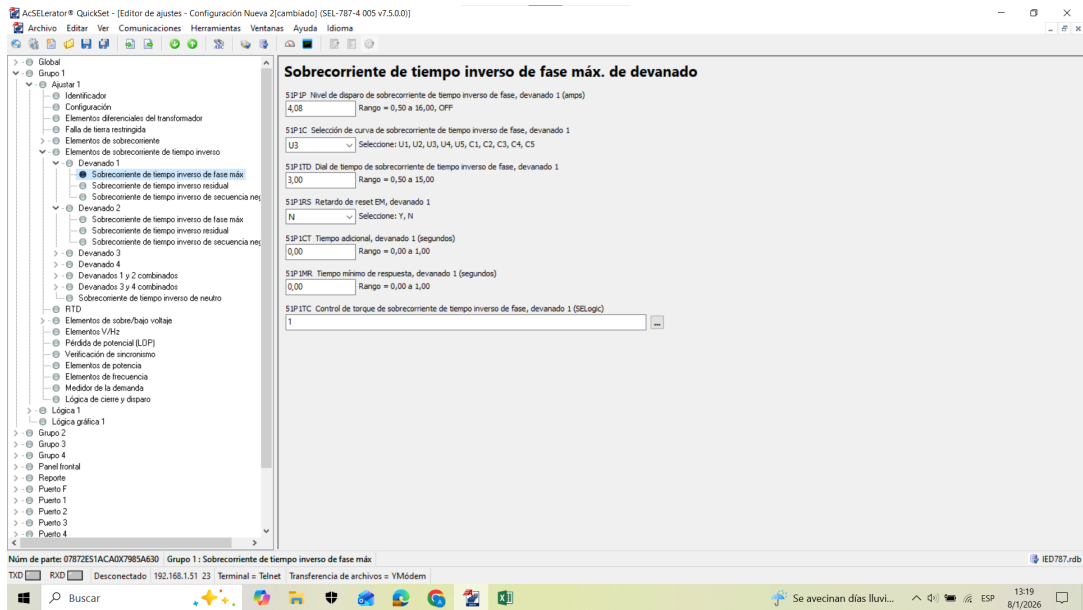


Figura 3.53: Ajuste sobrecorriente de tiempo inverso (51) Devanado 1.

Se muestran los ajustes finales para la protección de sobrecorriente del devanado primario. Se destaca el ajuste de arranque (51P1P) en 4.08 A, tal y como se muestra en la figura 3.53, y la selección de la curva C2 (IEC Very Inverse) con un dial de tiempo de 0.30. El uso de la curva C2 permite estandarizar la respuesta del relé bajo la norma IEC 60255, asegurando una coordinación efectiva con las protecciones de los alimentadores de 22 kV para el devanado dos, figura 3.54.

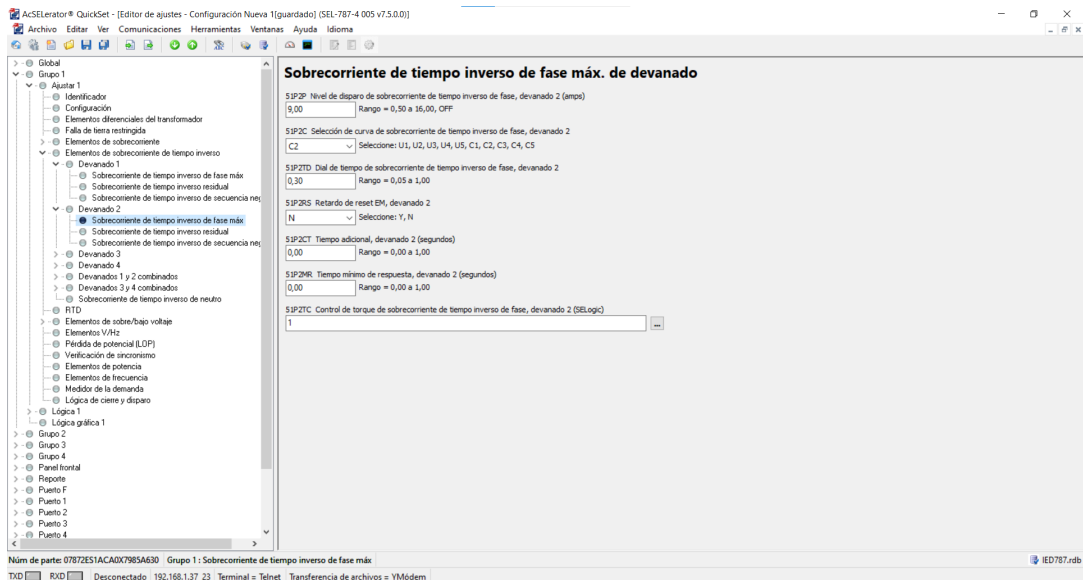


Figura 3.54: Ajuste sobrecorriente de tiempo inverso (51) Devanado 2.



### 3.3.4. Configuración de salidas binarias de los IEDs

Los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs) utilizados en este estudio, modelos SEL-751 y SEL-787, disponen de una serie de contactos de salida programables que actúan como la interfaz física entre la lógica de protección interna y el equipo primario. La correcta configuración de estas salidas es fundamental, ya que son las encargadas de ejecutar la orden de apertura (Trip) hacia el interruptor de potencia ante una condición de falla. Además, permiten la señalización de estados operativos críticos necesarios para el monitoreo y las pruebas de laboratorio. A continuación, se detalla la lógica implementada mediante el software AcSELERator QuickSet para asignar estas funciones.

#### 3.3.4.1. Slot A SEL751

Para realizar las pruebas de inyección secundaria y medir los tiempos de actuación con el equipo OMICRON, fue necesario disponer de dos señales físicas distintas: una de inicio de falla y otra de despeje. Señal de disparo (OUT101): Vinculada a la variable TR, cambia de estado al finalizar el conteo de la curva de protección, ordenando la apertura del interruptor.

Señal de Arranque (OUT102): Se implementó la ecuación lógica:  $50P1P \text{ OR } 51AP \text{ OR } 51BP \text{ OR } 51CP \text{ OR } 50N1P \dots$  La inclusión de los bits de pickup individuales de cada fase (A, B, C) y de neutro es fundamental para garantizar que el cronómetro del equipo de pruebas se inicie en el instante exacto de la falla, tal y como se muestra en la figura 3.55.

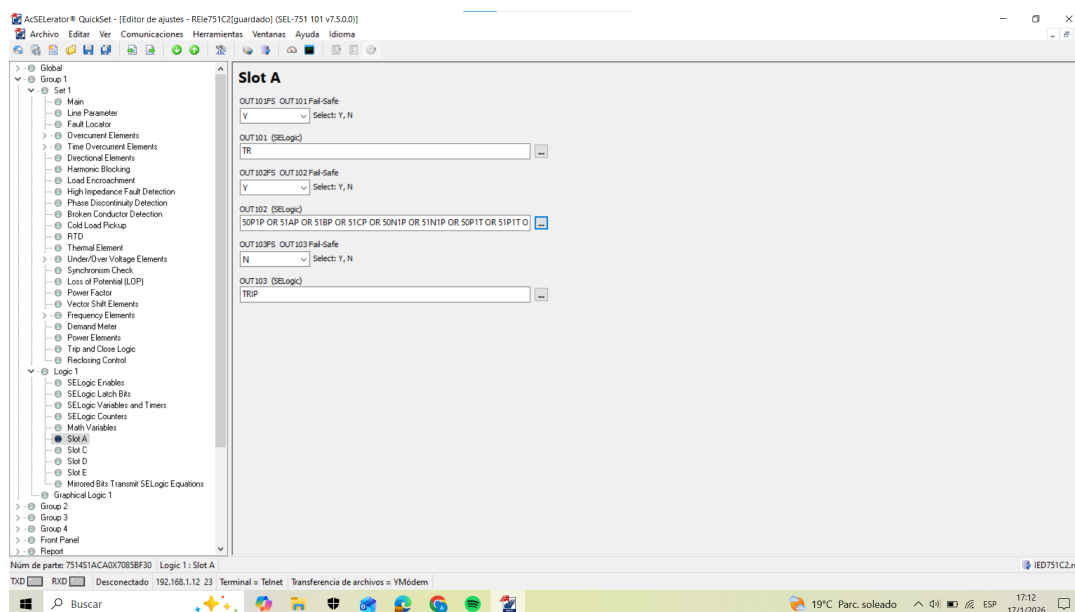


Figura 3.55: Configuración de salida binaria SEL751.

En la Figura 3.56 se presenta la programación de la lógica de enclavamiento necesaria para la indicación visual de fallas en el sistema HMI. Se configuraron cinco Latch Bits (LT) para capturar y retener los estados de disparo y arranque de las protecciones:

LT01 y LT02: Almacenan los disparos de sobrecorriente de fase, tanto instantáneo (50P1T) como de tiempo inverso (51P1T).

LT03 y LT04: Registran los disparos correspondientes a las protecciones de neutro/tierra (50N1T y 51N1T).

LT05: Se asignó para monitorear el estado de arranque (Pickup) de la fase A mediante la variable 51AP.

Para la reposición de estas señales, se estableció una condición de reset común utilizando la variable de control remoto RB01 en todos los bits. Esto permite que el operador limpie las banderas de falla desde la interfaz gráfica mediante el botón de Reset.º Release".

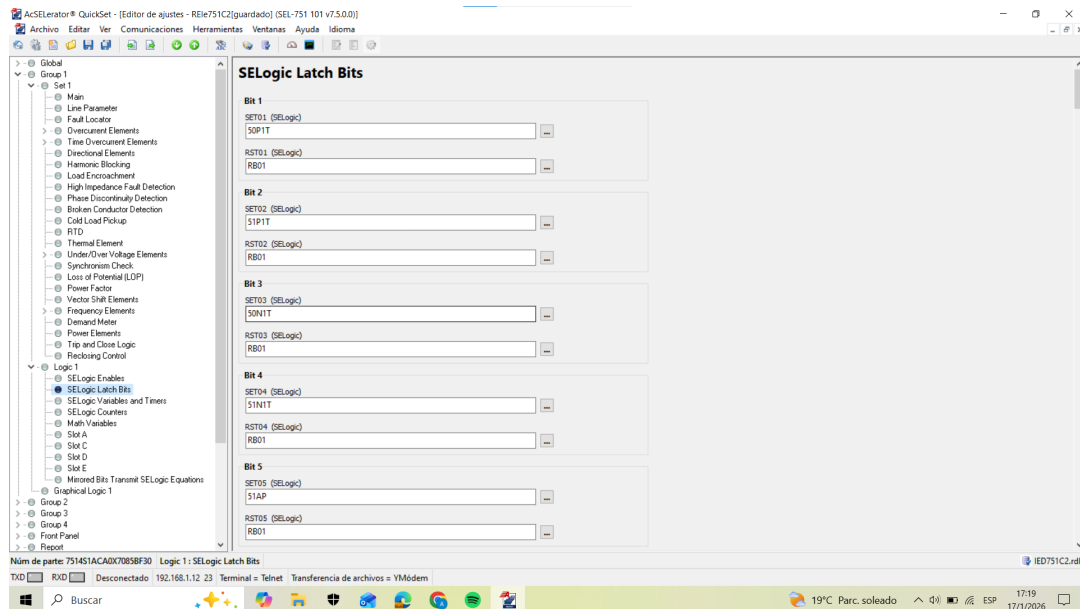


Figura 3.56: Configuración Latch Bits SEL751.

### 3.3.4.2. Ajustes de Contactos de Salida SEL 787

Para realizar las pruebas de inyección secundaria y medir los tiempos de actuación con el equipo OMICRON, fue necesario disponer de dos señales físicas distintas: una de inicio de falla y otra de despeje. Señal de disparo (OUT101): Vinculada a la variable TR, cambia de estado al finalizar el conteo de la curva de protección, ordenando la apertura del interruptor. Señal de Arranque (OUT102): Se implementó la ecuación lógica: 50P1P OR 51AP OR 51BP OR 51CP OR 50N1 OR 87AP OR 87AT 3.57.

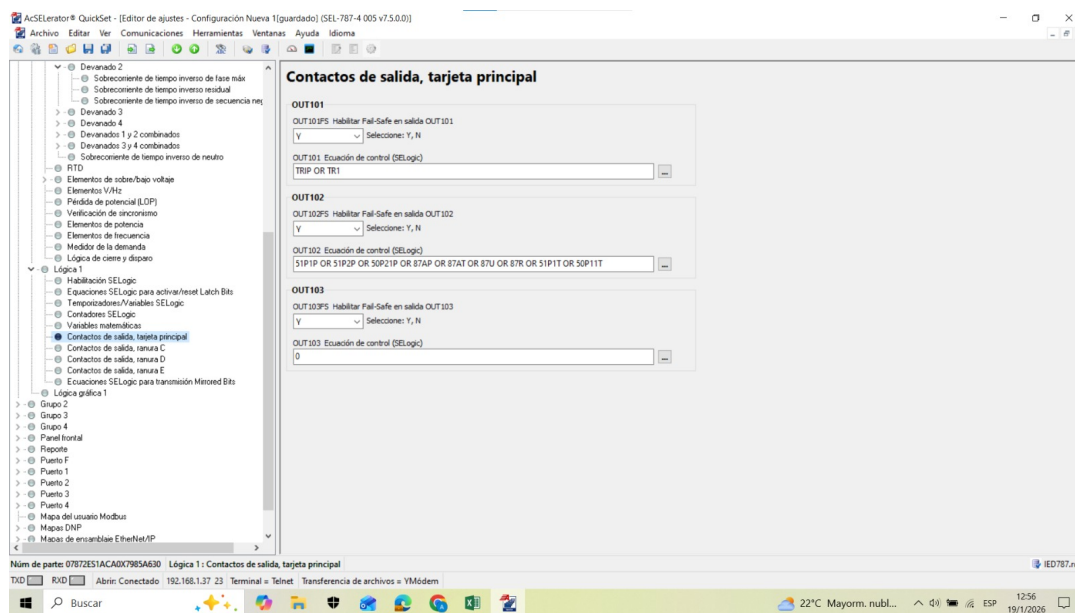


Figura 3.57: Contactos de salida.

### 3.3.4.3. Ajustes de LATCHES SEL 787

Para poder visualizar en el SCADA las funciones de protección 50P1P OR 51AP OR 51BP OR 51CP OR 50N1 OR 87AP OR 87AT. Figura 3.58.

Al ser señales instantáneas, es decir, que aparecen o entran en uso por milisegundo, las mismas deben ser capturadas en la memoria del IED 787 mediante las señales generales con retención del IED; de este modo, a cada señal le corresponderá un único espacio de señal con retención con su respectivo reseteo. Como dato general, a diferencia de los IEDs 751, que los reseteo de señales que se pueden realizar de manera manual y de manera remota, este IED solo puede resetear sus señales retenidas de manera manual en el IED con el botón ubicado en la parte frontal del mismo.

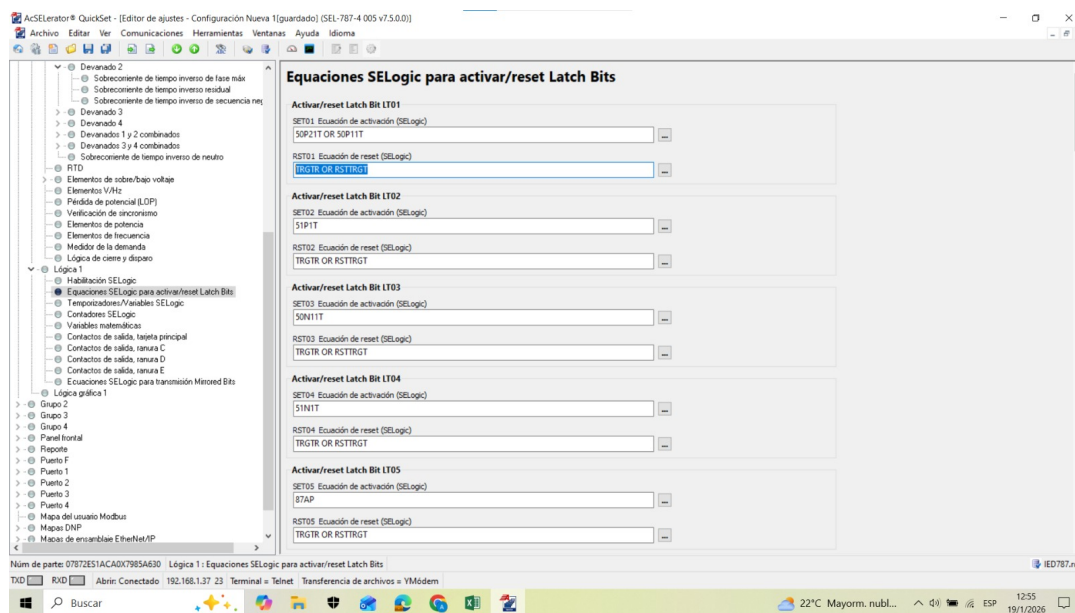


Figura 3.58: Latches del IED 787.

### 3.3.5. Configuración para la Simulación Interactiva del Interruptor

Con el fin de demostrar la interactividad del sistema SCADA propuesto, se configuró una entrada física en el relé de protección SEL-751 y SEL-787 que permite simular manualmente la operación del interruptor de la subestación Porotillos.

Se asignó la entrada binaria física IN101 a la variable 52A (Contacto Normalmente Abierto), permitiendo la inyección de señales de voltaje real para simular el estado cerrado del interruptor. Para el estado 52B (normalmente cerrado), se implementó la lógica booleana NOT 52A, asegurando una transición de estados complementaria y libre de errores de indeterminación durante la manipulación manual.

### 3.3.5.1. Configuración en el SEL-751

**Trip and Close Logic**

TDURD Minimum Trip Time (seconds)  
0,5 Range = 0,0 to 400,0

CFD Close Failure Time Delay (seconds)  
1,0 Range = 0,0 to 400,0, OFF

TR Trip (SELogic)  
51P1T OR 51N1T OR 50P1T OR 50N1T

REMTRIP Remote Trip (SELogic)  
RB01

MTR Manual Trip (SELogic)  
SV02T

ULTRIP Unlatch Trip (SELogic)  
NOT (51P1P OR 51G1P OR 51N1P OR 52A)

ULMTRIP Unlatch Manual Trip (SELogic)  
NOT 52A OR TRGTR

52A Breaker Status N/O Contact (SELogic)  
IN101

52B Breaker Status N/C Contact (SELogic)  
NOT 52A

CL Close (SELogic)  
SV01T

ULCL Unlatch Close (SELogic)  
0

Figura 3.59: Interfaz para la configuración del contacto normalmente abierto o cerrado.

Debido a que la prueba se realiza manualmente con cables, se configuró el filtro Input Debounce (IN101D) en 5 ms, imagen de referencia 3.59.

Esto sirve para limpiar la señal: elimina el 'rebote' mecánico natural que ocurre al juntar los contactos, asegurando que el relé interprete una señal estable y firme en lugar de múltiples falsos contactos por la vibración de la mano. Como se ve en la Figura 3.60

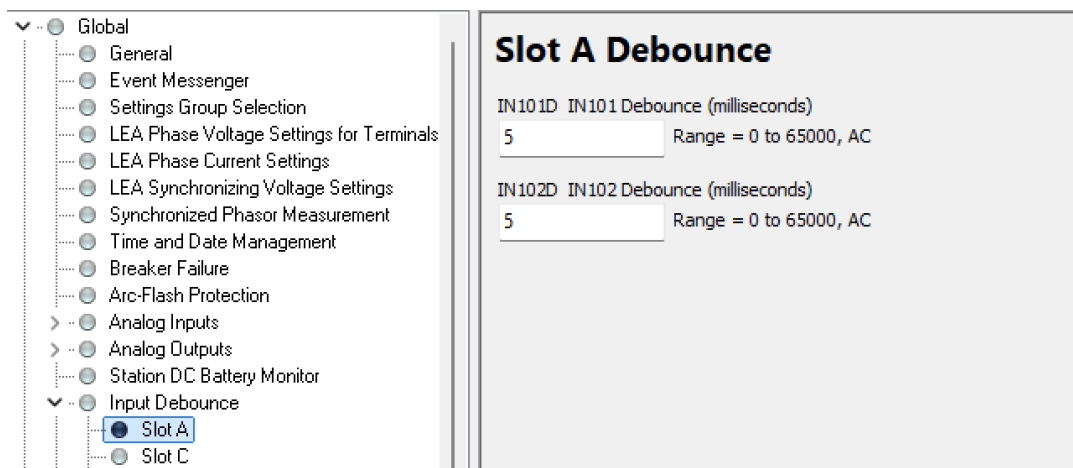


Figura 3.60: Configuración del filtrado de señal para estabilidad de contactos.

En la Figura 3.61, se configuró la interfaz gráfica del interruptor (Bay Screen) para permitir tanto la supervisión como la operación remota. En el apartado Interruptores (BK 1), se estableció el Modo de Operación en CONTROL. Esto habilita los mandos virtuales en la pantalla del equipo, permitiendo al operador enviar órdenes de apertura y cierre (comandos OC y CC).

Además, se vincularon las variables de estado 52A y 52B a la animación gráfica. Esto asegura que el ícono del disyuntor en la pantalla actualice su color y posición automáticamente según la retroalimentación física recibida de las entradas, mostrando en tiempo real si el equipo está abierto o cerrado.

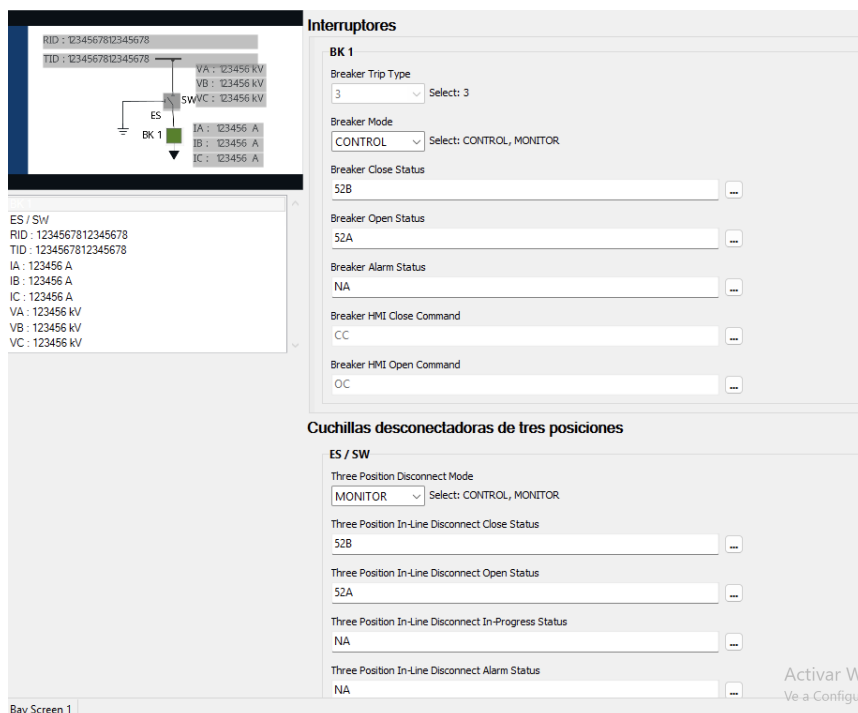


Figura 3.61: Configuración de interfaz gráfica del IED-751.

### 3.3.5.2. Configuración en el SEL-787

Para la protección del transformador de potencia, se configuró el relé diferencial SEL-787, el cual gestiona la operación de dos interruptores independientes: el Elemento 1 (lado primario/alta tensión) y el Elemento 2 (lado secundario/baja tensión).

Como se muestra en la Figura 3.62, se realizaron los siguientes ajustes:

- Para el Interruptor 1, se asignó la entrada binaria IN101 a la variable 52A1.
- Para el Interruptor 2, se utilizó una entrada física distinta, la IN301, asignada a la variable 52A2. Esta configuración permite monitorear de manera independiente la posición mecánica de ambos disyuntores mediante la inyección de señales físicas separadas.

The image shows a screenshot of the SEL-787 configuration interface, divided into two sections: Elemento 1 and Elemento 2. Each section contains several parameters and their corresponding logic equations.

**Elemento 1**

- CFD1 Retardo de falla, cierre 1 (segundos): 0,50 (Rango = 0,00 a 400,00)
- TR1 Ecuación de disparo 1 (SELogic): 50P11T OR 51P1T OR 51Q1T OR LT05 AND SV04T OR OC1
- ULTRIP1 De-sellado de disparo 1 (SELogic): NOT (51P1P OR 51Q1P OR 52A1)
- 52A1 Estado del interruptor 1, contacto NA (SELogic): IN101
- 52B1 Estado del interruptor 1, contacto NC (SELogic): NOT 52A1 OR LT01 OR LT02 OR LT03 OR LT04 OR LT06
- CL1 Ecuación de cierre 1 (SELogic): SV03T AND LT05 OR CC1
- ULCL1 De-sellado de cierre 1 (SELogic): TRIP1 OR TRIPXFMR

**Elemento 2**

- CFD2 Retardo de falla, cierre 2 (segundos): 0,50 (Rango = 0,00 a 400,00)
- TR2 Ecuación de disparo 2 (SELogic): 51P2T OR 51Q2T OR LT06 AND SV04T OR OC2
- ULTRIP2 De-sellado de disparo 2 (SELogic): NOT (51P2P OR 51Q2P OR 52A2)
- 52A2 Estado del interruptor 2, contacto NA (SELogic): IN301
- 52B2 Estado del interruptor 2, contacto NC (SELogic): NOT 52A2 OR LT01 OR LT02 OR LT03 OR LT04 OR LT06
- CL2 Ecuación de cierre 2 (SELogic): SV03T AND LT06 OR CC2
- ULCL2 De-sellado de cierre 2 (SELogic):

Figura 3.62: Configuración contacto normalmente abierto devanado 1 y 2.

En la Figura 3.63, se estableció el parámetro IN301D (Input Debounce) en 5 ms. Esta entrada física IN301 es la encargada de recibir la señal de estado 52A2, por lo que este ajuste cumple una doble función:

- Filtrado de ruido: Dado que la simulación es manual, el contacto físico de los cables suele generar pequeñas vibraciones eléctricas al inicio. Este ajuste elimina ese 'ruido', asegurando que el relé solo procese la señal cuando el contacto es firme.
- Estabilidad: Garantiza que tanto el relé como el SCADA reciban una señal única y limpia. Esto evita que el sistema se confunda e interprete el temblor de la mano como si el interruptor se estuviera abriendo y cerrando repetidamente (rebotes), lo cual podría causar errores en la lógica.

**Ajustes anti-rebote de entrada, ranura C**

IN301D Anti-rebote IN301 (milisegundos)  
 Rango = 0 a 65000, AC

IN302D Anti-rebote IN302 (milisegundos)  
 Rango = 0 a 65000, AC

IN303D Anti-rebote IN303 (milisegundos)  
 Rango = 0 a 65000, AC

IN304D Anti-rebote IN304 (milisegundos)  
 Rango = 0 a 65000, AC

Figura 3.63: Estabilización de señales para el interruptor del Elemento 2.

Finalmente, en la Figura 3.64 se configuró la interfaz gráfica del equipo para manejar los dos interruptores del transformador: el del lado primario (BK 1) y el del secundario (BK 2).

Lo principal fue poner ambos en modo CONTROL y 'mapear' sus variables. Se asignaron las señales de estado (52A/52B) para que el dibujo en pantalla muestre si están abiertos o cerrados, y se vincularon los comandos de apertura y cierre (OC y CC). Con esto se logró que, desde la misma pantalla del relé, se pueda operar independientemente el lado de alta o de baja tensión.



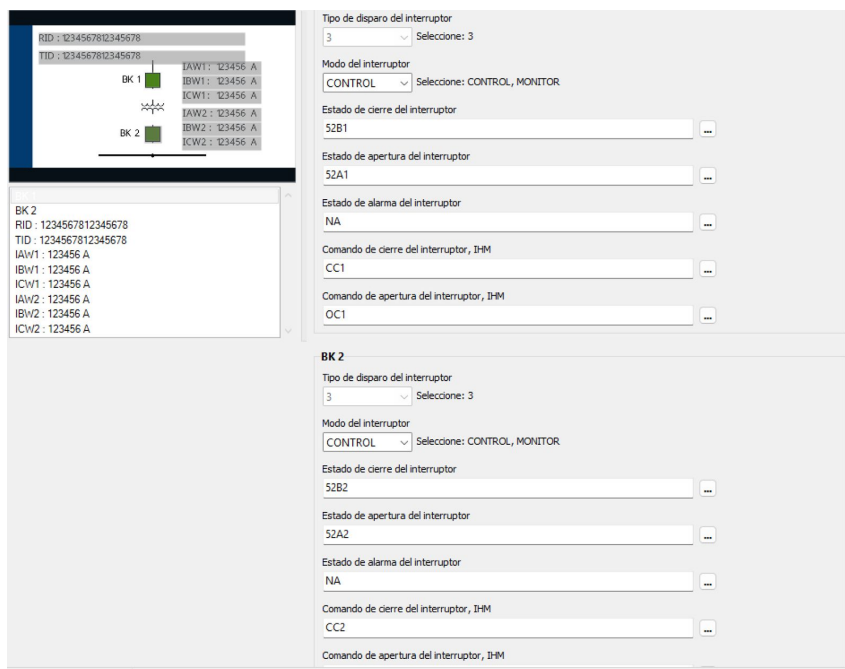


Figura 3.64: Configuración de interfaz gráfica del IED-787.

### 3.3.6. Conexiones y configuración en la maleta Omicron

La configuración de la maleta de pruebas OMICRON constituye una etapa fundamental para la inyección controlada de señales de voltaje y corriente en sistemas de protección y control. Este equipo permite la generación precisa de magnitudes eléctricas trifásicas, ajustables en amplitud, ángulo y frecuencia, lo que facilita la simulación de distintas condiciones operativas del sistema eléctrico. Mediante una correcta parametrización.

Por otra parte, las conexiones entre la maleta de pruebas y los distintos dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) representan un aspecto clave para asegurar la correcta ejecución de los ensayos.

#### 3.3.6.1. Conexiones para los IEDs en la maleta Omicron

- **Conexión para el IED 787:**

El IED 787 es un dispositivo de lectura y protección de transformadores; este mismo contiene varios "SLOTs" de conexiones físicas, destinados a controlar y medir distintas zonas del transformador. En este dispositivo existen dos distintas ranuras de corrientes, una de ellas hacia las corrientes del devanado uno y otra hacia el devanado dos. Sin embargo, solo cuenta con una ranura de voltaje, la cual será solo dirigida para el devanado primario de 69 kV.

En cuanto a las ranuras de disparo y arranque del IED, de igual manera dispone de 4 espacios de conexión para poder conectarlos hacia la maleta y

que se efectúen los disparos correspondientes. A continuación, en la figura 3.65 se muestra la placa de conexiones del dispositivo.

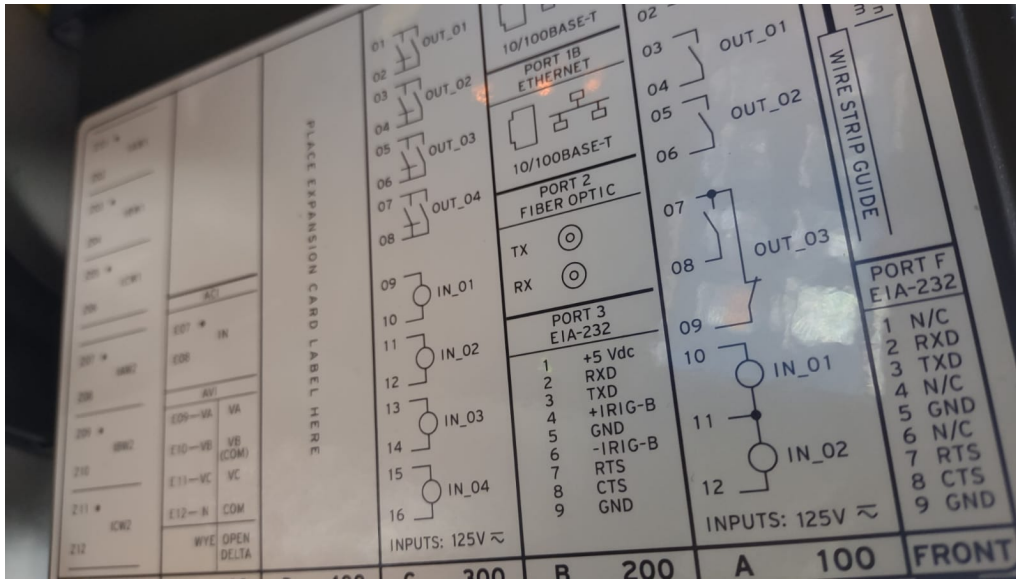


Figura 3.65: Placa del IED 787.

Para conectar correctamente los grupos de ranuras para corrientes, utilizamos la ranura Z, espacio del 01 al 12; los espacios Z01, Z03, Z05 corresponden a las corrientes A, B, C, respectivamente, del devanado 1; mientras que Z02, Z04, Z06 se dirigen a tierra. Para el devanado 2 tenemos que los espacios Z07, Z09, Z011 corresponden a las corrientes A, B, C, mientras que Z08, Z10, Z12 se dirigen a tierra. Para conectar el neutro del lado estrella del transformador, utilizamos la ranura E01 hacia neutro, mientras que E02 va hacia tierra del devanado. Estas conexiones mencionadas van hacia las ranuras de corrientes de la maleta Omicron, una por devanado del IED.

Para la lectura de voltaje utilizamos la ranura E y los espacios E09, E10, E11, E12 para el VA, VB, VC y neutro, respectivamente. Estos se cablean hacia el espacio de la maleta Omicron, voltajes inputs, un espacio por cada fase y neutro.

Para los arranques y disparo de las distintas funciones de protección ya mencionadas, usamos la ranura A, los espacios A01, A02, A03, A04. Los espacios del uno al dos son para el arranque de las funciones y los dos restantes son para el disparo de los mismos. Estos se dirigen hacia los espacios de la maleta Omicron, entradas binarias 5 y 6, positivo y negativo de ambas ranuras. Finalmente, las conexiones por cable se muestran en la figura 3.66.

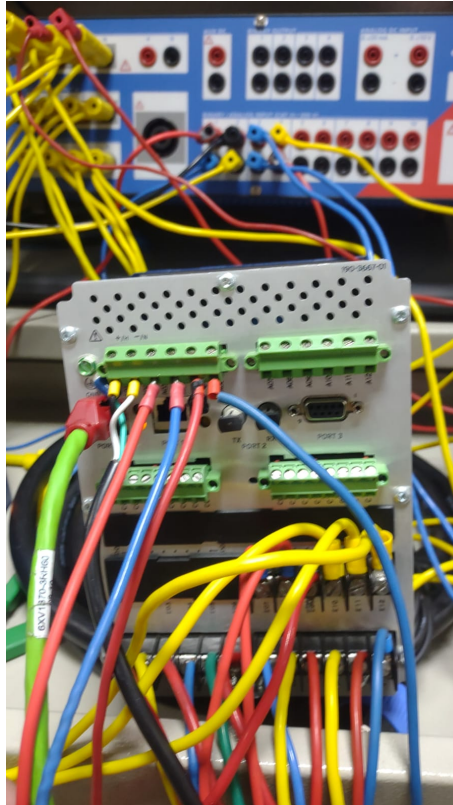


Figura 3.66: Conexiones cableadas del IED 787.

■ **Conexión para el IED 751:**

El IED 751 es un dispositivo de lectura y protección de transformadores; este mismo contiene varios "SLOTS" de conexiones físicas, destinados a controlar y medir distintas zonas de la línea en cuestión. En este dispositivo existe una ranura de corriente y una ranura de voltaje, la cual medirá la línea de 22 kV.

En cuanto a las ranuras de disparo y arranque del IED, de igual manera dispone de 4 espacios de conexión para poder conectarlos hacia la maleta y que se efectúen los disparos correspondientes. A continuación, en la figura 3.67 se muestra la placa de conexiones del dispositivo.

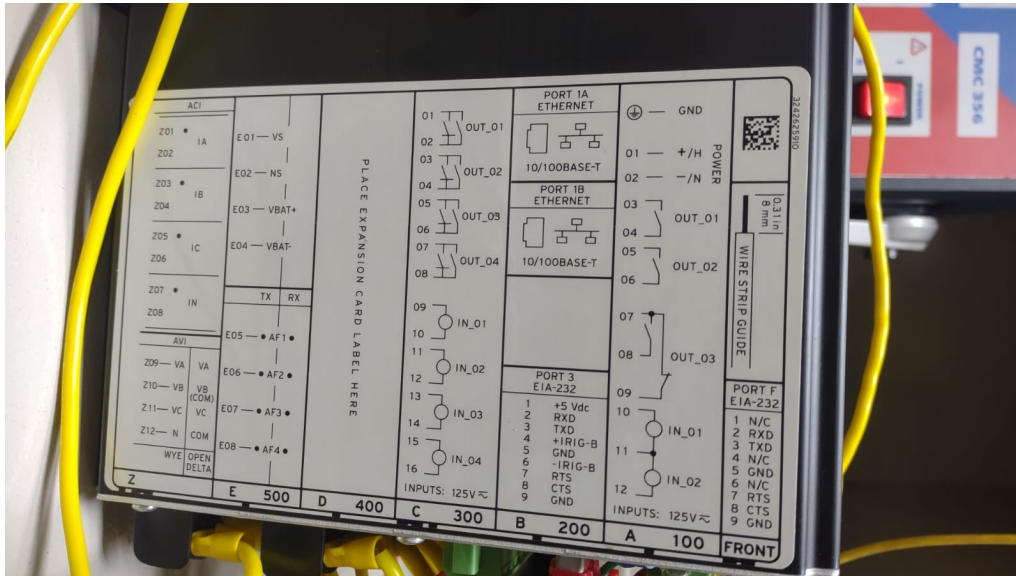


Figura 3.67: Placa del IED 751.

Para conectar correctamente los grupos de ranuras para corrientes, utilizamos la ranura Z, espacio del 01 al 12; los espacios Z01, Z03, Z05 corresponden a las corrientes A, B, C, respectivamente; mientras que Z02, Z04, Z06 se dirigen a tierra. Para conectar el neutro, utilizamos la ranura Z07 hacia neutro, mientras que Z08 va hacia tierra del devanado. Estas conexiones mencionadas van hacia las ranuras de corrientes de la maleta Omicron, una por devanado del IED.

Para la lectura de voltaje utilizamos la ranura Z y los espacios Z09, Z10, Z11, Z12 para el VA, VB, VC y neutro, respectivamente. Estos se cablean hacia el espacio de la maleta Omicron, voltajes inputs, un espacio por cada fase y neutro.

Para los arranques y disparo de las distintas funciones de protección ya mencionadas, usamos la ranura A, los espacios A01, A02, A03, A04. Los espacios del uno al dos son para el arranque de las funciones y los dos restantes son para el disparo de los mismos. Estos se dirigen hacia los espacios de la maleta Omicron, entradas binarias 5 y 6, positivo y negativo de ambas ranuras. Finalmente, las conexiones por cable se muestran en la figura 3.68.

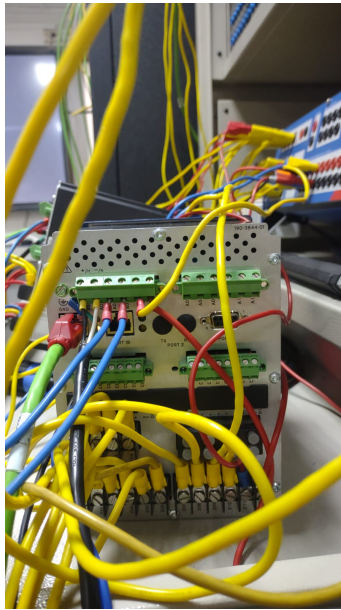


Figura 3.68: Conexiones cableadas del IED 751.

### 3.3.6.2. Configuración de la maleta Omicron

Previamente a los ensayos de inyección de valores reales a mostrarse en el sistema SCADA, se deben configurar correctamente las salidas de voltaje y corriente de la maleta, de la siguiente manera.

- **Configuración de entradas analógicas**

En la sección "Configuración de hardware", en la parte superior, en la pestaña superior se encuentra el apartado para configurar las entradas analógicas. Una vez adentro de este apartado, se muestra una pestaña para configurar las entradas binarias a usarse y qué objetivo tendrá cada una. Imagen de referencia, figura 3.69.

Configuración del hardware global

General Salidas analógicas Entradas binarias / analógicas Salidas binarias Entradas analógicas CC Referencia horaria

Grupos de entradas

- CMC 356 (delantera)
- CMC 356 (ext. Interf.)

Función	CMC 356 ML170W														
	Binario	Binario	Binario	Binario	Binario	Binario	Binario	Binario	Binario	Binario	Binario	Binario	Binario	Binario	
Libre de potencial	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
Tensión nominal															
Relación de las pinzas de corriente															
Tensión de umbral															
Etiqueta	Terminal de conexión		1+	1-	2+	2-	3+	3-	4+	4-	5+	5-	6+	6-	7+
<b>Arranque</b>					X										
Disparo		X								X					
Inicio L1							X								
Disparo L1								X							

Figura 3.69: Enrutamiento de las salidas analógicas.

Se aprecia que en la columna de etiqueta se coloca el objetivo de cada salida analógica. En este caso, la maleta está configurada para habilitar solo 4 salidas, la primera de ellas para el arranque de las funciones de protección de un dispositivo conectado a esa ranura de conexiones; la segunda fila está destinada a disparar las funciones de protección del primer dispositivo. Mientras las 3 y 4, de igual manera, en la misma disposición, pero para un segundo dispositivo conectado. Las maneras de conectarse se muestran en la figura 3.69.

### ■ Configuración de salidas de corriente y voltaje

La maleta CMC 356 de los laboratorios cuenta con un grupo de conexión para inyección de voltajes, mientras que cuenta con dos grupos de conexión para corrientes; es decir, se puede inyectar a su vez voltajes a los 3 dispositivos a la vez, mientras que tan solo dos dispositivos a la vez podrán recibir corriente. Esto es así porque los voltajes, al ser los mismos al conectar en paralelo, el voltaje se mantiene parejo; sin embargo, esto no es lo mismo para la corriente.

Pero antes de generar un perfil de inyección de corrientes y voltajes, se habilitan estas ranuras; para ello nos dirigimos a la pestaña superior con nombre "Salidas corrientes-voltajes". Tal y como se explicó previamente, se debe habilitar un grupo de conexión de voltaje con tres fases, mientras que se necesitan dos grupos de corrientes de tres fases, tal y como se muestra en la figura 3.70.

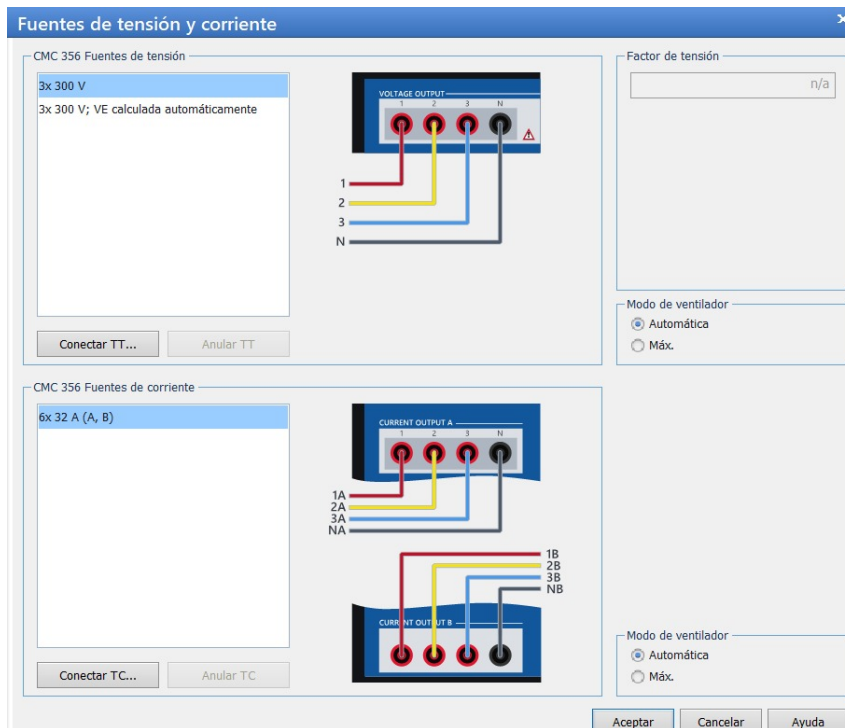


Figura 3.70: Configuración de ranuras de voltaje y corriente.

### ■ Perfil de inyección de corrientes y voltajes

Una vez aplicados los cambios anteriores, nos dirigimos a la pestaña QuickCMC; en esta se pueden crear los perfiles de voltajes y corrientes a inyectarse. En el recuadro de la pestaña superior izquierda configuramos los valores de voltajes y corrientes a usarse. Para el caso de estudio, para inyectar los valores nominales de la subestación, aplicamos los cálculos explicados en la sección anterior. De esta manera, las corrientes a inyectarse, a su vez que los voltajes, se muestran en la figura 3.71. Mientras que para asegurarnos de que los disparos y arranques estén efectivamente operativos, los botones de arranque y disparos deben estar en rojo encendido y con un visto a su lado.

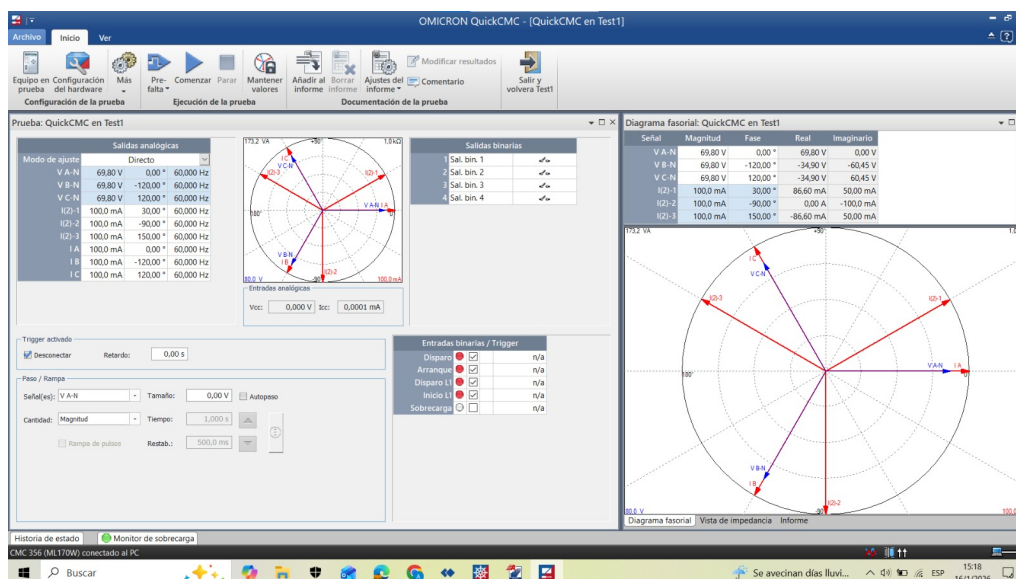


Figura 3.71: Configuración de ranuras de voltaje y corriente.

Realizados los tres cambios anteriores, la maleta se encuentra ya correctamente configurada para inyectar los valores y responder a corrientes de falla, detectando las mismas y ejecutando los arranques corrientes.

## CAPÍTULO 4

### Ensayos de emulación de la operatividad del sistema

El presente capítulo describe los ensayos experimentales realizados con el objetivo de validar la correcta operación del sistema SCADA desarrollado, así como la interacción funcional entre los distintos IEDs integrados bajo el estándar IEC 61850. Estas pruebas se llevaron a cabo en un entorno controlado de laboratorio, utilizando equipos de protección reales y una plataforma de inyección secundaria para la emulación de condiciones eléctricas tanto nominales como de falla.

Los ensayos se estructuran en dos grandes grupos. En primer lugar, se presentan las pruebas de funcionamiento nominal de la subestación digital, orientadas a verificar la correcta supervisión, visualización y operación de los dispositivos desde la interfaz SCADA. En segundo lugar, se desarrollan los ensayos bajo escenarios de falla, cuyo propósito es evaluar la respuesta de las funciones de protección, la generación de eventos, el enclavamiento de señales y su correcta representación en el sistema de supervisión.

Durante la ejecución de las pruebas se verificó la consistencia entre las señales físicas inyectadas, el comportamiento interno de los IEDs y los valores mostrados en el SCADA, considerando tanto magnitudes eléctricas como estados lógicos. De esta manera, el capítulo permite demostrar que la arquitectura propuesta es funcional, coherente y representativa de una subestación digital real, cumpliendo con los objetivos planteados en el presente proyecto de titulación.

#### 4.1. Ensayos de funcionamiento nominal de la subestación

Los ensayos de funcionamiento nominal se realizaron con el fin de comprobar la correcta operación del sistema en condiciones normales, sin la presencia de fallas eléctricas. Estas pruebas permiten validar la comunicación IEC 61850, la adquisición de datos, la visualización de variables eléctricas y la operación básica de los dispositivos desde el SCADA.

Para la ejecución de los ensayos en funcionamiento nominal, figura 4.1, se inyectan valores de voltaje y corriente correspondientes a condiciones nominales del



sistema; se envían los valores de voltaje y corriente en valores nominales. En base a las relaciones de TC y TP calculados en el capítulo tres, tenemos que:

- **Voltajes de fase:** Se inyectan valores de voltaje equilibrados en magnitud y ángulos; para cada voltaje de fase se inyectará 69,80 V con ángulos de 0, 120, -120, para las fases A, B, C respectivamente.
- **Corrientes de línea ranura uno:** Se inyectan valores de corriente equilibrados en magnitud y ángulos; para cada corriente de línea se inyectará 2 A con ángulos de 0, 120, -120, para las líneas A, B, C respectivamente.
- **Corrientes de línea ranura dos:** Se inyectan valores de corriente equilibrados en magnitud y ángulos; para cada corriente de línea se inyectará 4 A con ángulos de 180, -60, 60, para las líneas A, B, C respectivamente.

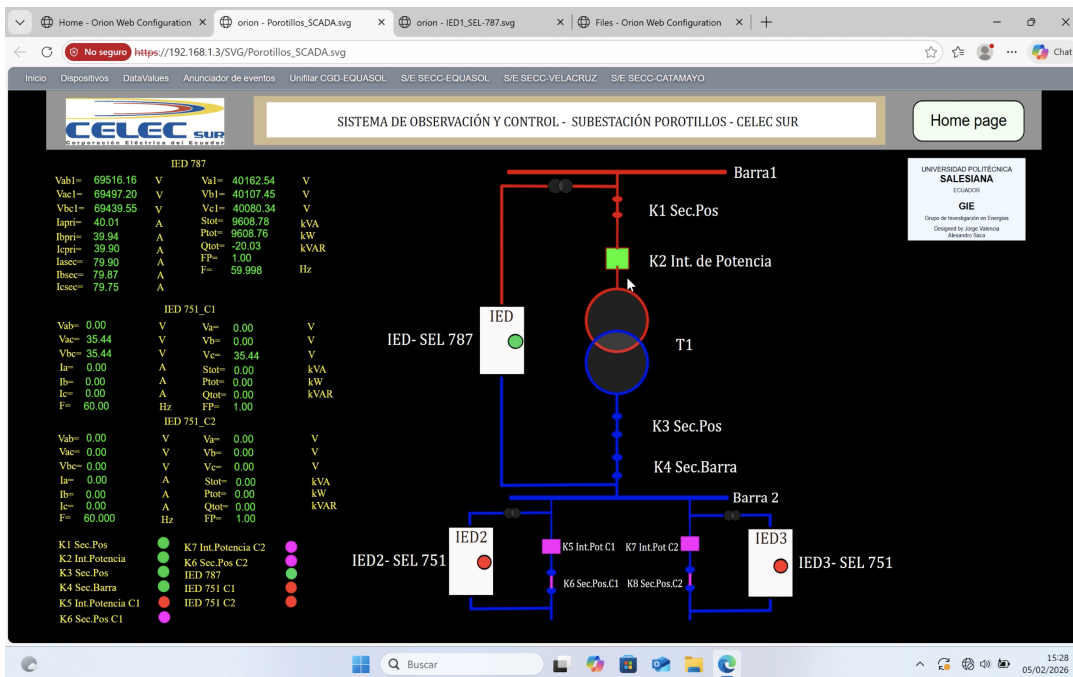


Figura 4.1: Vista del SCADA inyectando valores nominales.

#### 4.1.1. Ensayos de funcionamiento nominal en el IED SEL-787

Para el IED SEL-787 se realizaron pruebas de supervisión de variables eléctricas bajo condiciones equilibradas, imagen de referencia 4.2 y en la imagen del IED en la figura 4.3. Se inyectaron valores nominales de voltaje y corriente trifásica, manteniendo simetría en magnitud y ángulo entre las fases.

De igual manera, los valores inyectados mediante el equipo de pruebas para reflejar un funcionamiento nominal son los siguientes:

- **Voltajes de fase:** Se inyectan valores de voltaje equilibrados en magnitud y ángulos; para cada voltaje de fase se inyectará 69,80 V con ángulos de 0, 120, -120, para las fases A, B, C respectivamente.
- **Corrientes de línea ranura uno:** Se inyectan valores de corriente equilibrados en magnitud y ángulos; para cada corriente de línea se inyectará 2 A con ángulos de 0, 120, -120, para las líneas A, B, C respectivamente.
- **Corrientes de línea ranura dos:** Se inyectan valores de corriente equilibrados en magnitud y ángulos; para cada corriente de línea se inyectará 4 A con ángulos de 180, -60, 60, para las líneas A, B, C respectivamente.

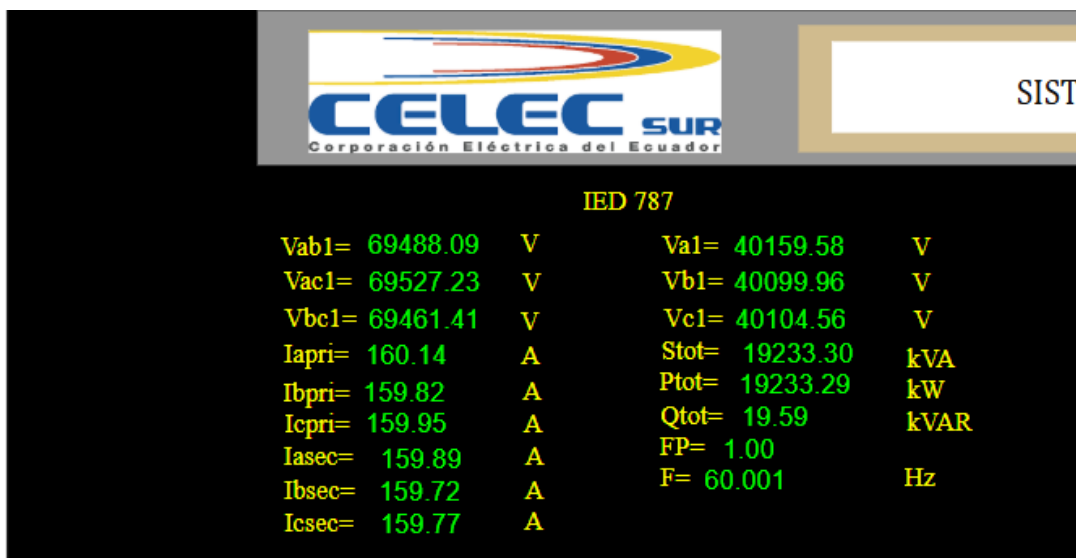


Figura 4.2: Vista del SCADA inyectando valores nominales en el SEL 787.

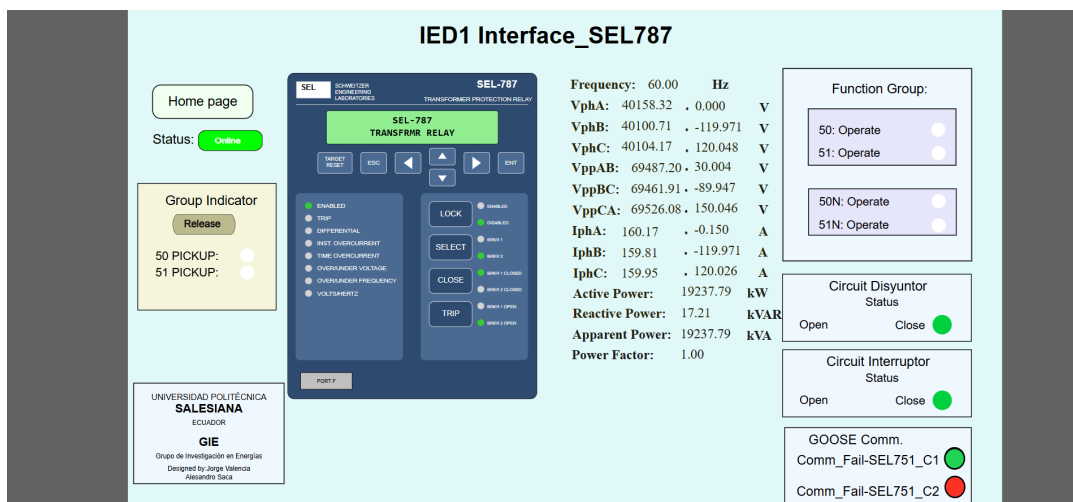


Figura 4.3: Vista del HMI interfaz inyectando valores nominales en el SEL 787.

#### 4.1.2. Ensayos de funcionamiento nominal en los IEDs SEL-751

En el caso de los IEDs SEL-751, los ensayos nominales se enfocaron en la supervisión de corrientes de línea y estados lógicos asociados a la protección de alimentadores. Se inyectaron corrientes equilibradas en las fases correspondientes, sin superar los umbrales de disparo configurados, imágenes 4.4 y 4.5.

Se validó la correcta comunicación de las señales hacia la RTU y su representación en el SCADA, confirmando la estabilidad de las mediciones y la ausencia de eventos de protección durante condiciones normales de operación.

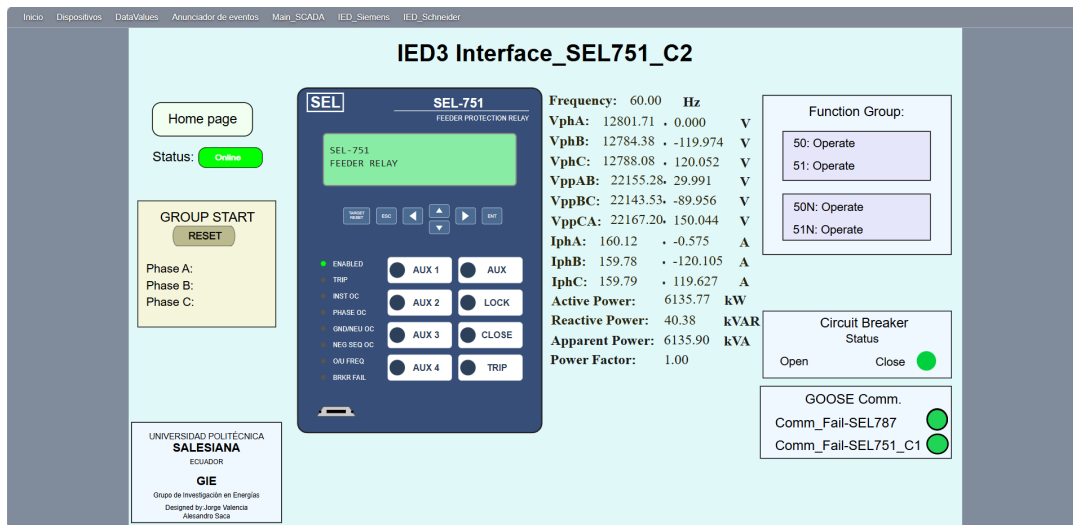


Figura 4.4: Vista del HMI interfaz inyectando valores nominales en el SEL 751 C2.

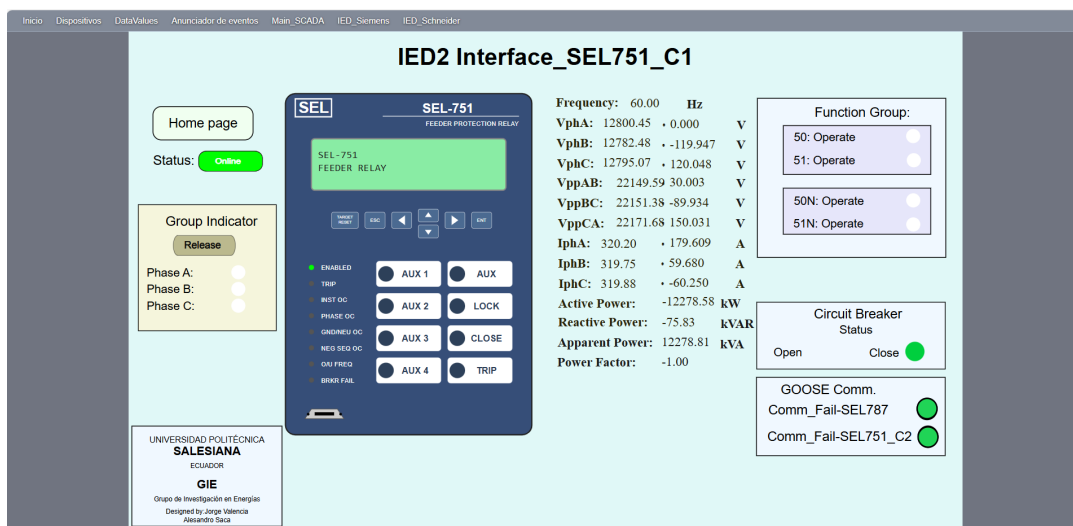


Figura 4.5: Vista del HMI interfaz inyectando valores nominales en el SEL 751 C1.

## 4.2. Ensayos en escenarios de falla

Los ensayos bajo escenarios de falla tienen como objetivo evaluar el desempeño de las funciones de protección, la generación de eventos y la correcta señalización de alarmas en el sistema SCADA. Estas pruebas permiten validar el comportamiento dinámico del sistema ante condiciones anormales.

### 4.2.1. Ensayos de falla en el IED SEL-787

Para el IED SEL-787 se simularon escenarios de falla asociados al transformador, tales como incrementos abruptos de corriente y desbalances entre fases. En estos ensayos se inyectaron corrientes superiores a los valores nominales, manteniendo configuraciones específicas según el tipo de falla emulada.

Se verificó la activación de las funciones de protección correspondientes, el disparo lógico interno y la correcta indicación de operación en el SCADA. Asimismo, se comprobó el enclavamiento de las señales de protección mediante latches y su posterior restablecimiento mediante comandos de reset.

En la Figura 4.6, para verificar la respuesta del sistema SCADA ante condiciones críticas, se simuló un evento de falla trifásica mediante la inyección secundaria de 13 A utilizando el equipo de pruebas.

En la interfaz desarrollada se observa claramente que la corriente inyectada superó el umbral configurado. Esto provocó la activación de los indicadores "50 PICKUP" y "51 PICKUP" en rojo, confirmando que el relé detectó el arranque de la falla tanto en la función instantánea como en la temporizada.

Finalmente, se encendió el indicador '50: Operate', lo que indica que fue la protección instantánea la que ejecutó el disparo. Esto es consistente con la magnitud de la falla (13 A), ya que, al ser una corriente tan elevada, la función 50 actúa mucho antes de que la temporizada termine su conteo.

En la sección 'Circuit Disyuntor Status' se observa que el indicador cambió a 'Open' (rojo). Esto confirma que las señales de disparo y de posición (52A) se transmitieron correctamente mediante el protocolo IEC 61850, validando la comunicación entre el equipo y la interfaz.

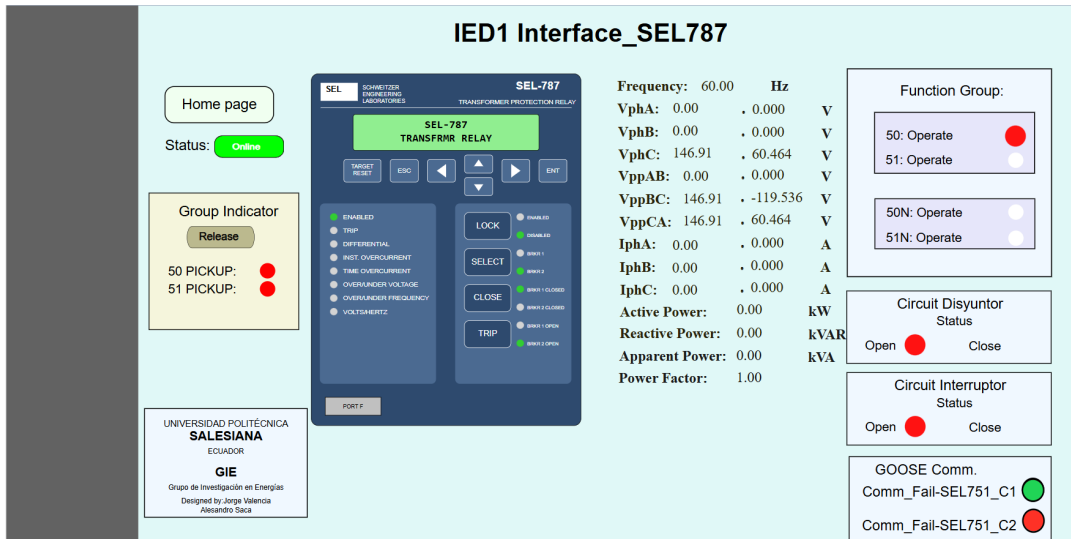


Figura 4.6: Ensayo de falla, función 50 y 51, pickup.

A diferencia del ensayo anterior, en la Figura 4.7 el sistema demostró selectividad al activar únicamente la protección temporizada (51). Esto se confirma visualmente en la interfaz: el indicador '51: Operate' se encendió en rojo, mientras que la protección instantánea (50) permaneció inactiva, respetando la curva de operación.

Además, los valores mostrados en la pantalla reflejan la perturbación exclusivamente en la Fase A, lo que valida que la lógica de disparo actuó sobre la fase correcta y no por un error de medición general.

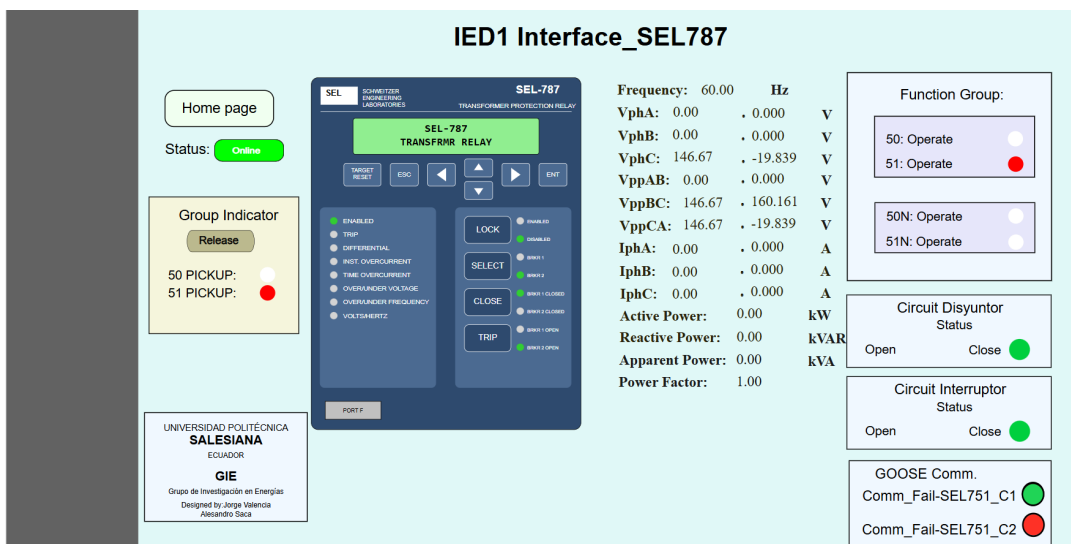


Figura 4.7: Ensayo de falla, función 51 trip y 51 pickup.

#### 4.2.2. Ensayos de falla en los IEDs SEL-751

En los IEDs SEL-751 se realizaron ensayos de sobrecorriente de fase y sobrecorrientes de fase temporizadas. Para ello, se inyectaron corrientes elevadas en una

o más fases, dependiendo del escenario analizado, provocando la activación de las funciones de protección configuradas.

Durante estas pruebas se evaluó la correcta identificación de la fase afectada, la señalización de la función de protección operada y la coherencia entre los eventos registrados por el IED y los mostrados en el SCADA. Estos ensayos permitieron confirmar la adecuada integración entre los IEDs, la RTU y la interfaz de supervisión.

Como se aprecia en la Figura 4.8, el sistema de supervisión HMI respondió en tiempo real a la inyección de los valores de falla. El indicador de estado correspondiente a la función "50: Operate" cambió su estado a activo (color rojo), validando que la magnitud de corriente inyectada de 15 amperios superó el umbral de pickup configurado para la protección de sobrecorriente instantánea (50). Adicionalmente, el panel de "Group Indicator" identificó correctamente la naturaleza de la falla, señalizando la Fase A como el elemento que se disparó.

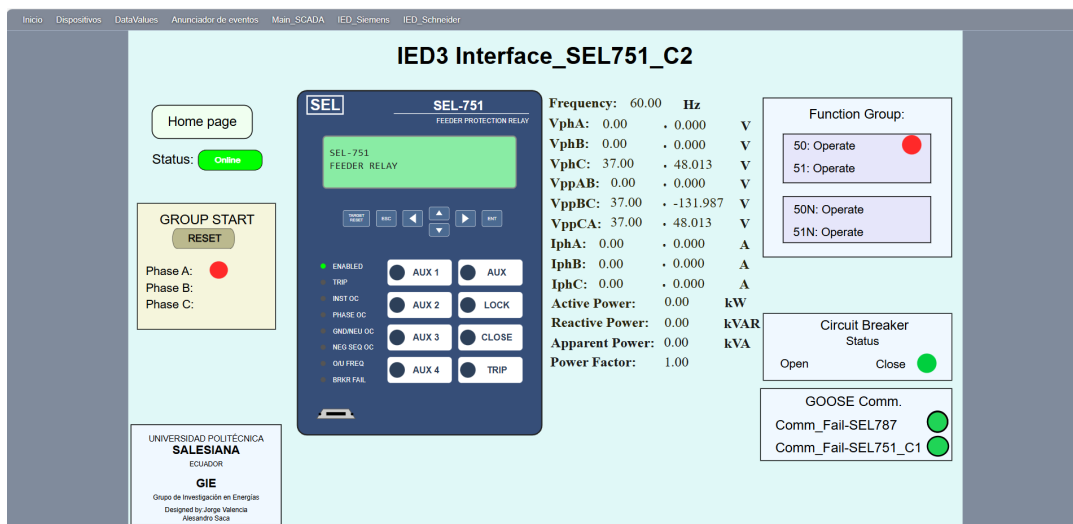


Figura 4.8: Ensayo de falla, función 50 en la fase A.

En el caso de la Figura 4.9 se presentan los resultados de la simulación de una falla de sobrecorriente temporizada, función 51. Para este escenario, se aplicó una inyección de corriente de 8 A en la fase B. Como se observa en la interfaz, el sistema respondió correctamente, activando el indicador "51: Operate" señalizando la fase B en el panel de identificación de falla "Group Indicator".

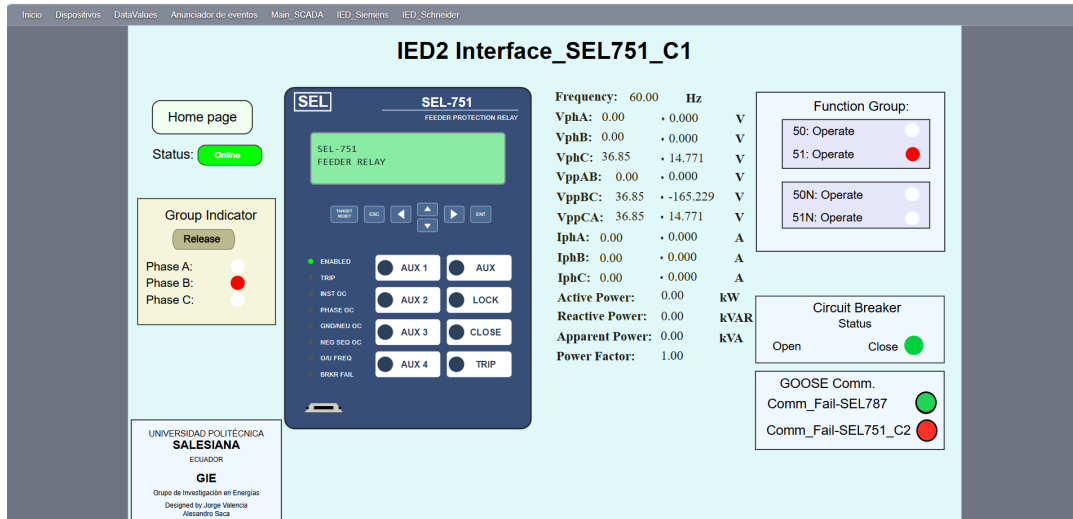


Figura 4.9: Ensayo de falla función 51 en la fase B.

### 4.3. Ensayo de simulación interactiva del interruptor

Con el objetivo de validar físicamente los lazos de control y la retroalimentación de estado (Status 52A), se implementó un contactor industrial como simulador del disyuntor de potencia.

En la Figura 4.10 se aprecia el conexionado físico realizado. Las salidas de disparo y cierre del IED SEL-787 se cablearon hacia la bobina del contactor, mientras que los contactos auxiliares de este último se retornaron hacia las entradas binarias del relé.

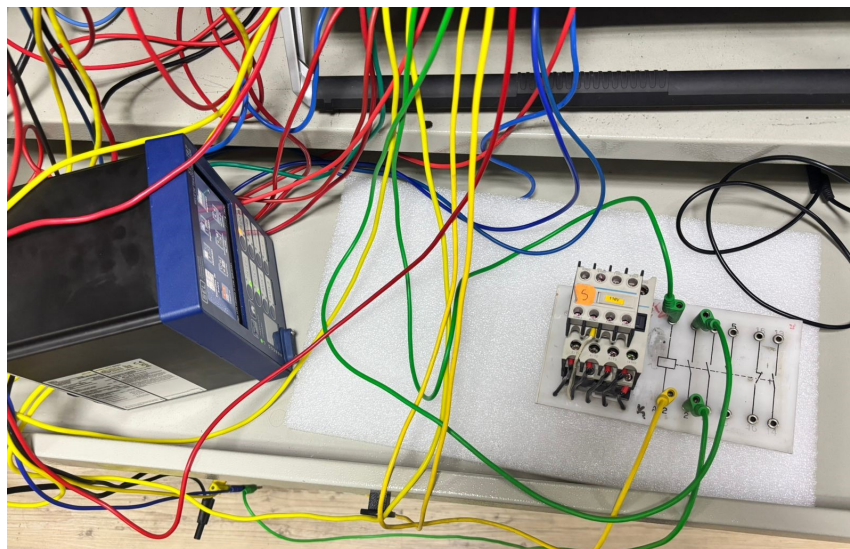


Figura 4.10: Conexión del contactor con los inputs del IED 787.

Por su parte, la Figura 4.11 evidencia la prueba a través de la interfaz HMI frontal del relé. Se observa que el diagrama mímico muestra los interruptores "BK

1" y "BK 2" con un cuadro rojo sólido, lo que indica que están en estado .Abierto". Esto es consistente con los LEDs indicadores del panel frontal que se encuentran encendidos, confirmando que el relé está recibiendo correctamente la señal de estado desde el contactor externo.



Figura 4.11: Vista de los interruptores en estado abierto desde el IED 787.

Mientras que en la Figura 4.12, se verificó el estado operativo del sistema mediante la interfaz frontal del relé "SEL-787".

En la pantalla de control de bahía, los interruptores "BK 1" y "BK 2" aparecen representados con símbolos llenos, lo que confirma lógicamente su estado Cerrado "52A". Se registran corrientes de carga equilibradas en los devanados 1 y 2, aproximadamente 39 A y 79 A. Los indicadores luminosos "INTER1" e "INTER2" en el panel frontal se encuentran encendidos, validando la lógica de cierre de los interruptores.





Figura 4.12: Vista de los interruptores en estado cerrado desde el IED 787.

Así mismo, como se visualiza en la figura 4.13, la interfaz gráfica refleja en tiempo real el cambio de estado de los equipos de maniobra tras un evento de falla.

La condición de apertura se confirma visualmente en los paneles "Circuit Disyunctor Status" y "Circuit Interruptor Status", donde el indicador asociado a la posición ".open" se encuentra activo de color rojo.

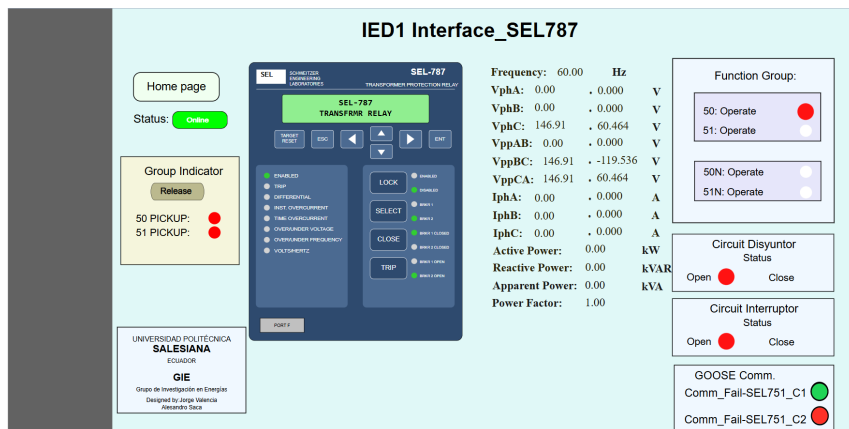


Figura 4.13: Vista del estado de interruptor abierto desde la interfaz gráfica.

En la Figura 4.14 se muestra la interfaz HMI durante el funcionamiento normal del sistema. Aquí podemos verificar que los interruptores están cerrados gracias a los indicadores de estado en color verde.

Además, confirmamos que el sistema está energizado porque se aprecian los valores de medición en tiempo real, tenemos presencia de voltaje, una corriente de

carga de unos 40 A y una potencia activa de 9.6 MW. También se observa que las protecciones 50 y 51 están apagadas, lo que indica que no hay fallas presentes.

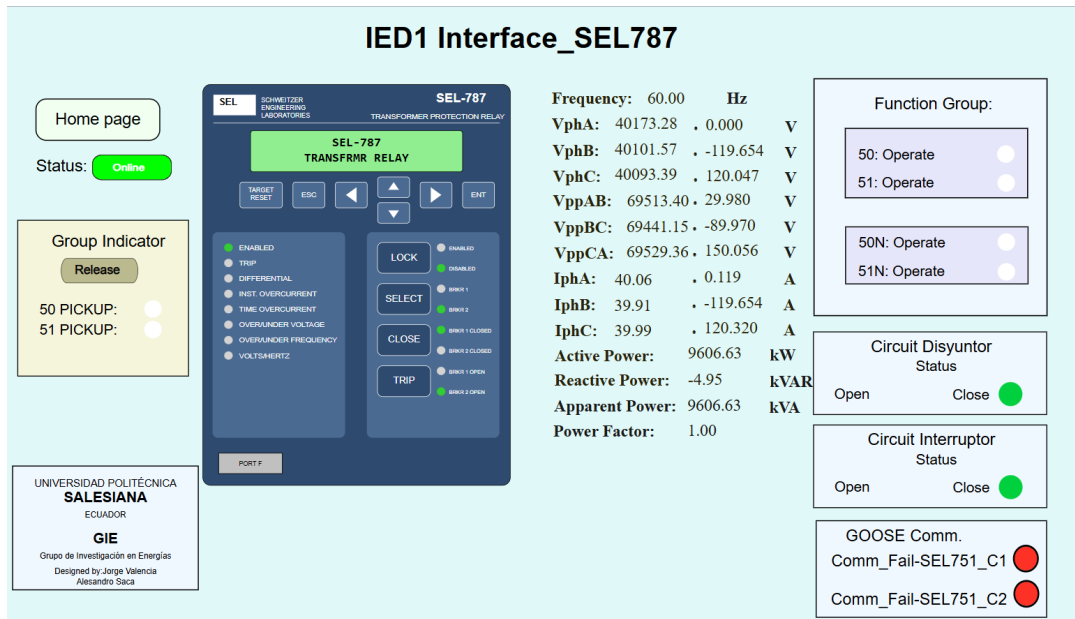


Figura 4.14: Vista del estado de interruptor cerrado desde la interfaz gráfica.

## 4.4. Detalles técnicos

En esta sección se describen los detalles técnicos del sistema propuesto, considerando la selección y actualización de los equipos a nivel de campo y de estación. A través de las Tablas 4.1 y 4.2, se presentan las referencias tecnológicas, requerimientos y justificaciones técnicas que sustentan la implementación de la arquitectura SCADA basada en la normativa IEC 61850.

Tabla 4.1: Referencia tecnológica de equipos equivalentes – Nivel de campo (Protecciones / IEDs).

Equipo Actual	Propuesto	Estado	Justificación Técnica
SEL-787	SEL-787 ed. 4	Actualizar	El equipo adecuado; sin embargo, al tratarse de un modelo anterior, se recomienda su actualización para mejorar la interoperabilidad, confiabilidad y desempeño bajo la normativa IEC 61850.
SEL-351	SEL-751	Adquirir	El equipo actual resulta obsoleto para arquitecturas digitales modernas. El SEL-751 es nativo IEC 61850 y permite una adecuada integración de funciones de protección, supervisión y control.
Borneras de control / Marshalling	Borneras IEC industriales	Adquirir	Permiten la correcta interconexión de señales provenientes del patio (TC, TP, estados y disparos del interruptor) hacia los IEDs, garantizando orden, seguridad operativa y facilidad de mantenimiento del cableado secundario.

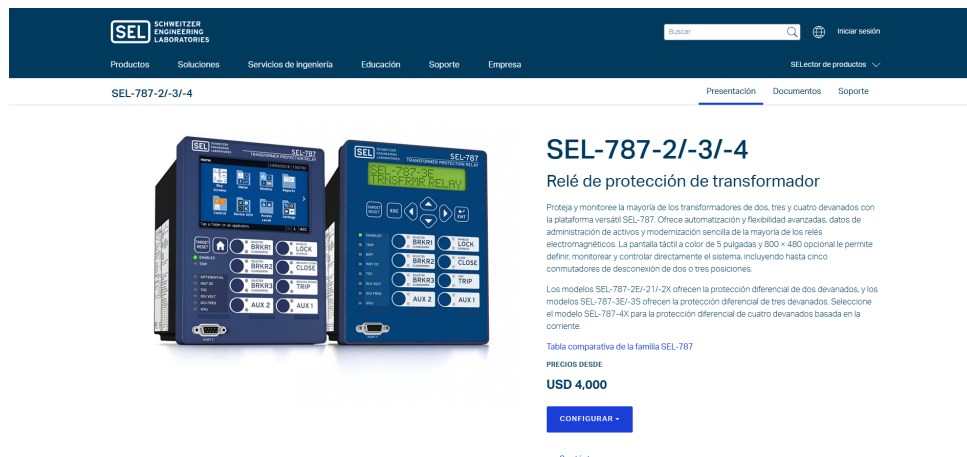


Figura 4.15: Relé SEL787.

Fuente: <https://selinc.com/es/products/787-3-4/>



## SEL-751

### Relé de protección de alimentador

El SEL-751 es la solución correcta para proteger el alimentador de las industrias y las empresas suministradoras de energía, con soporte de entrada de voltaje y corriente analógica de baja energía (LEA) o convencional, opciones flexibles de módulos de entradas y salidas, montaje simple y ajustes rápidos de realizar.

El SEL-751 ofrece protección completa para circuitos de distribución radiales y en bucle. Ofrece mitigación de arco eléctrico, localización de fallas, detección de fallas de alta impedancia, detección de conductor roto, análisis de evento y mucho más. Puede integrar el relé con rapidez a comunicaciones seriales o basadas en Ethernet con los protocolos IEC 61850 Edición 2, IEC 60870-5-103, protocolo de redundancia paralela (PRP) IEC 62439, Ethernet/IP, protocolo de tiempo de precisión (PTP) IEEE 1588, Modbus y DNP3, entre otros protocolos.

PRECIOS DESDE

USD 1,310

[CONFIGURAR](#)

Figura 4.16: Relé SEL751.

Fuente: <https://selinc.com/es/products/751/>

Tabla 4.2: Requerimientos – Nivel de Estación (Comunicaciones).

Equipo Requerido	Especificación Sugerida	Función en el Proyecto
RTU / Gateway	NovaTech Orion LXm (Licencia IEC 61850 Client)	Actúa como concentrador de datos IEC 61850, gestiona la comunicación MMS con los IEDs y proporciona la interfaz HMI Web hacia el sistema SCADA.
Switch Ethernet Industrial	Hirschmann (Gestionable Capa 2)	Equipo de comunicaciones robusto, diseñado para entornos de subestación; soporta VLANs y filtrado multicast, garantizando confiabilidad en la mensajería IEC 61850.
Fibra óptica mono-mododo	SM 9/125 $\mu$ m Conectores LC	Medio principal de comunicación digital IEC 61850 entre IEDs, RTU y SCADA, asegurando inmunidad al ruido electromagnético y alta disponibilidad del sistema.
Sistema SCADA / HMI	Software compatible con IEC 61850	Permite la supervisión, control, visualización de alarmas, eventos y validación funcional del sistema eléctrico en tiempo real.
Ingeniería IEC 61850	Archivos SCL, MMS, NCD	Define el modelado lógico, la interoperabilidad y la correcta integración de los dispositivos bajo el estándar IEC 61850.

## OrionLXm

Orion Maintenance Distro: 10.6.6 Orion Full Distro: 10.6.1  
Orion NCD: 3.42



Figura 4.17: Orion LXm.

Fuente: <https://www.novatechautomation.com/>



Figura 4.18: Switch de la marca Hirschmann.

Fuente: <https://www.mouser.ec/>

### 4.4.1. Términos de Referencia

En este apartado se presentan los términos de referencia técnicos y económicos del sistema SCADA propuesto bajo la normativa IEC 61850. En la Tabla 4.3 se detallan de manera referencial los equipos, materiales y servicios necesarios para una posible implementación en una subestación real, considerando estimaciones técnicas debido a la ausencia de un levantamiento en campo.

Tabla 4.3: Términos de referencia y costos estimados para implementación SCADA

Código	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio ref. (USD)	Costo total (USD)
01	IED SEL-787-4	u	1	\$4 000.00	\$4 000.00
02	IED SEL-751	u	2	\$1 310.00	\$2 620.00
03	RTU Novatech Orion LXm	u	1	\$8 000.00	\$8 000.00
04	Switch Hirschmann industrial	u	1	\$8 484.44	\$8 484.44
05	Fibra óptica monomodo (patio-sala de control)	m	100	\$6.00	\$600.00
06	Patch cord y accesorios de fibra óptica	lote	1	\$350.00	\$350.00
07	Cable de cobre apantallado TC/TP (control y protección)	m	150	\$4.00	\$600.00
08	Cable cobre señales binarias (trip, pickup, estados)	m	120	\$3.00	\$360.00
09	Cableado de control para interruptor de potencia	m	80	\$4.50	\$360.00
10	Montaje, configuración e integración SCADA IEC 61850	servicio	1	\$3 500.00	\$3 500.00
Costo total estimado					\$28 874.44

## CAPÍTULO 5

### Análisis y resultados obtenidos

#### 5.1. Resultados

En esta sección se presentan los resultados obtenidos durante el desarrollo del presente proyecto. Los resultados expuestos derivan de la configuración y validación funcional del sistema SCADA, empleando los IEDs disponibles en el entorno de pruebas. El análisis de los resultados permite evaluar el comportamiento del sistema bajo las condiciones de operación estudiadas, así como verificar el cumplimiento de los requerimientos funcionales del sistema SCADA y comunicación vertical.

##### 5.1.1. Resultado 1: Levantamiento de datos

En el sistema SCADA se visualiza de manera estructurada y coherente la información asociada a los dispositivos que conforman la bahía de energización *Porotillos*, permitiendo una representación fiel de su configuración eléctrica y funcional. La arquitectura del sistema SCADA fue diseñada para reflejar los principales elementos de potencia que intervienen en la operación de la bahía, garantizando que tanto los equipos primarios como los secundarios se encuentren correctamente identificados y jerarquizados dentro del entorno de supervisión y control. Esta representación facilita la comprensión del estado operativo del sistema y constituye la base para la validación funcional de los esquemas de protección y control implementados.

Dentro de esta configuración se destaca la presencia de un transformador de potencia ubicado en la línea principal, el cual se encuentra respaldado por un esquema de protección redundante compuesto por dos dispositivos por cada devanado, totalizando cuatro elementos de protección. En el lado de alto voltaje, correspondiente a las líneas de 69 kV —identificadas mediante nomenclatura de color rojo—, la protección está conformada por un seccionador de línea y un disyuntor de potencia, los cuales permiten tanto el aislamiento eléctrico como la interrupción segura de corrientes de falla.

Por su parte, en el lado de bajo voltaje, asociado a las líneas de 22 kV y representado mediante nomenclatura azul, se encuentran los dos dispositivos de protección

restantes: un interruptor de potencia y un seccionador de barra, este último conectado a la barra número dos del sistema. La correcta integración de estos equipos dentro del SCADA permite supervisar el estado de conexión de la barra y analizar el flujo operativo hacia las derivaciones posteriores. Complementando este esquema, se incorpora un IED SEL 787, encargado de comandar y supervisar variables eléctricas fundamentales del sistema, así como de centralizar funciones de protección asociadas al transformador.

Desde la barra número dos se derivan dos líneas paralelas de 22 kV, cada una asociada a su respectivo seccionador de línea. Cada derivación cuenta con su propio dispositivo de protección, originalmente implementado mediante IEDs SEL 351.

Con base en estos niveles de voltaje, corriente, potencia, frecuencia y factor de potencia asociados al sistema, dentro de la interfaz principal se incorporó un apartado de visualización de los valores asociados a la bahía.

Adicionalmente, se configuraron las interfaces gráficas correspondientes a cada IED con el fin de visualizar tanto la capacidad nominal de la bahía como los estados operativos de los dispositivos asociados. A partir del levantamiento de información técnica, se incorporaron indicadores específicos para el accionamiento de funciones de protección, incluyendo señales de arranque y disparo, lo que permite un seguimiento detallado del comportamiento del sistema ante condiciones normales y anómalas.

### **5.1.2. Resultado 2: Propuesta de actualizaciones**

El segundo resultado del proyecto se orienta a la definición de las actualizaciones necesarias en hardware y software con el fin de garantizar la compatibilidad e integración efectiva del sistema de protección y control con el sistema SCADA. A partir del análisis del equipamiento originalmente contemplado en la bahía, se identificó que tanto el IED SEL 787 como los IEDs SEL 351 corresponden a versiones de generaciones anteriores, cuyas capacidades funcionales y de comunicación resultan limitadas frente a los requerimientos actuales de automatización y supervisión.

En este contexto, a partir del análisis técnico del equipamiento existente, se plantea de manera conceptual la sustitución del relé SEL 787 de primera generación por un SEL 787 Edición 4, el cual incorpora mejoras significativas en capacidad de procesamiento, mayor cantidad de grupos de ajustes, ampliación de funciones de protección y una integración más robusta con el estándar IEC 61850. Estas características permiten una supervisión más precisa de las variables eléctricas, así como una interacción más eficiente con el sistema SCADA.

De manera similar, se planteó el reemplazo de los IEDs SEL 351 por relés SEL 751, considerando su arquitectura más moderna, mayor flexibilidad lógica y soporte nativo para servicios avanzados de comunicación. Los SEL 751 permiten una mejor adaptación a esquemas de protección contemporáneos y una integración

más directa con plataformas SCADA.

Adicionalmente, se estableció la necesidad de implementar una unidad concentradora de datos o RTU, recomendándose el uso de una RTU Novatech debido a su capacidad para integrar información proveniente de dispositivos de diferentes fabricantes, soportar múltiples protocolos de comunicación y actuar como un nodo central de adquisición y gestión de datos. Esta característica resulta clave para garantizar la interoperabilidad del sistema y reducir la dependencia de soluciones propietarias.

Finalmente, se propuso la incorporación de un switch industrial Hirschmann como elemento de interconexión común entre los IEDs y la RTU, permitiendo estructurar una red de comunicaciones confiable, segmentada y segura. El uso de este tipo de equipamiento asegura una transmisión estable de datos, facilita la gestión del tráfico de comunicaciones y contribuye a la robustez general del sistema SCADA. En conjunto, estas actualizaciones constituyen un resultado tangible del proyecto, orientado a modernizar la infraestructura y asegurar su compatibilidad con sistemas de supervisión y control actuales.

### 5.1.3. Resultado 3: Validación de la operatividad del sistema

La operatividad del sistema fue validada mediante la emulación de la bahía de energización utilizando un equipo de pruebas Omicron, en conjunto con el sistema de supervisión SCADA. Se realizaron ensayos bajo dos condiciones de operación: un primer escenario correspondiente a operación normal, sin presencia de fallas, y un segundo escenario orientado a la emulación de condiciones de falla mediante la inyección de corrientes superiores a los umbrales de protección configurados en los relés. En base a estos escenarios, se destacan los siguientes resultados:

- I. En la figura 4.1 se observa que, mediante la inyección de valores correspondientes al rango operativo normal de la subestación, el sistema SCADA muestra los valores que circulan dentro del rango de observación de cada IED; en este caso, los dos IEDs 751 de cada línea en paralelo muestran un valor de 22 kV entre fases, mientras que 12,7 kV por cada línea respecto al neutro. Mientras que los valores de corriente son iguales con una magnitud de 80 A. Finalmente, los estados de los dispositivos se muestran en posición cerrada, corroborando el funcionamiento normal de la estación.
- II. En las Figuras 4.4 y 4.5, se observa la visualización en la interfaz gráfica de los valores inyectados por la Omicron al relé "SEL 751 C2" "SEL 751 C1". Para validar el envío de señales, se aplicaron magnitudes nominales correspondientes al nivel de tensión de 22 kV donde operan estos equipos.
- III. Se realizó una inyección de corriente diferenciada: se aplicaron 2 A al relé "SEL



751 C2z 4 A al "SEL 751 C1". Como resultado, la interfaz visualiza correctamente las distintas magnitudes de corriente para cada dispositivo, manteniendo constantes e idénticos los niveles de tensión en ambos casos.

Finalmente, en el segundo escenario de ensayos dentro del laboratorio se destacan los siguientes resultados:

- I. En el primer escenario de falla, se conectó el IED SEL 787 a la maleta Omicron para emular una falla trifásica, en donde, en el indicador, se muestra que arrancaron las funciones de protección, tanto la 50 como la 51; sin embargo, por la velocidad de la actuación de la función 50, tan solo se disparó la misma, tal y como se muestra en la figura 4.6. En un segundo ensayo se inyectaron valores de 12 A en uno de los devanados y en este caso sí arrancó y actuó la función de protección 51, referencia en la figura 4.7.
- II. Por otro lado, en las emulaciones de escenarios de falla para los dos IEDs 751, podemos observar que se plantearon grupos indicadores de arranques en función de la fase de donde arranca la falla (pickup en función de las fases). En la figura 4.8 se observa que, tras realizar la primera falla, arrancó en la fase A, siendo así una falla monofásica y a su vez disparó la función 50 asociada al arranque en la fase A. Por otro lado, en la figura 4.9 se repite un escenario de falla en donde este mismo es detectado por el arranque en la fase B, pero disparando la función 51.
- III. En la figura 3.64 se observa que los interruptores de potencia, al estar energizada la línea, los mismos se encuentran cerrados; sin embargo, al actuar una falla súbita del sistema, estos interruptores de potencia se abren y se desenergiza la bahía.

## 5.2. Análisis de resultados

### 5.2.1. Análisis del resultado 1

El primer resultado evidencia que la correcta estructuración del sistema SCADA constituye un elemento fundamental para la comprensión y supervisión integral de la bahía de energización *Porotillos*. La representación coherente de los equipos primarios y secundarios, junto con su adecuada jerarquización dentro de la interfaz, permite al operador identificar de manera clara el estado operativo del sistema, reduciendo la probabilidad de errores de interpretación durante la operación normal o ante eventos anómalos.

Desde un punto de vista técnico, la integración de los distintos niveles de tensión (69 kV y 22 kV) mediante una nomenclatura diferenciada y consistente facilita el

análisis del flujo de potencia y la localización de eventos dentro de la bahía. Asimismo, la incorporación de indicadores de estados y de funciones de protección permite verificar que la lógica configurada en los IEDs se refleja correctamente en el entorno SCADA, validando la correspondencia entre el sistema físico emulado y su representación digital.

Este resultado demuestra que el levantamiento de información técnica y su correcta traducción a la plataforma SCADA es un paso crítico para garantizar la confiabilidad del sistema de supervisión. La visualización simultánea de valores eléctricos, estados de dispositivos y señales de protección proporciona una base sólida para la validación funcional del esquema de protección, cumpliendo así con el objetivo de estructurar y documentar técnicamente la bahía de energización.

### **5.2.2. Análisis del resultado 2**

El segundo resultado pone de manifiesto la importancia de la modernización tecnológica como un factor clave para la integración efectiva de sistemas de protección con plataformas SCADA actuales. El análisis comparativo entre los IEDs de generaciones anteriores y los equipos propuestos evidencia que las limitaciones en capacidad de procesamiento, flexibilidad lógica y soporte de protocolos de comunicación pueden comprometer la interoperabilidad y escalabilidad del sistema.

La propuesta de reemplazo del SEL 787 de primera generación por un SEL 787 Edición 4 responde a criterios técnicos orientados a mejorar la capacidad de supervisión, el manejo de múltiples grupos de ajustes y la integración con estándares como IEC 61850. De manera similar, la sustitución de los IEDs SEL 351 por SEL 751 permite disponer de una arquitectura más flexible y preparada para esquemas de protección modernos, facilitando la implementación de funciones avanzadas y su correcta visualización en el SCADA.

La inclusión de una RTU como concentradora de datos refuerza la arquitectura del sistema al centralizar la adquisición de información y permitir la interoperabilidad entre dispositivos de distintos fabricantes. Desde el punto de vista de ingeniería, el uso de una RTU Novatech y de un switch industrial Hirschmann contribuye a la robustez, confiabilidad y ordenamiento de la red de comunicaciones, reduciendo la dependencia de soluciones propietarias y mejorando la mantenibilidad del sistema a largo plazo. Este resultado confirma que la actualización de hardware y software no solo es deseable, sino necesaria para garantizar una integración coherente y sostenible del sistema SCADA.

### 5.2.3. Análisis del resultado 3

El tercer resultado valida de manera práctica la correcta integración entre el sistema SCADA, los IEDs y la maleta de pruebas Omicron, permitiendo evaluar el comportamiento del sistema bajo condiciones normales y de falla. La correcta visualización de magnitudes eléctricas durante los escenarios de operación normal confirma que las señales de medición son adquiridas, procesadas y representadas de forma consistente en el entorno SCADA.

Desde un enfoque técnico, la diferenciación de magnitudes de corriente entre los distintos IEDs y su correcta visualización demuestra la integridad del sistema de adquisición de datos y la adecuada parametrización de los dispositivos. Esto evidencia que el SCADA no solo cumple una función de monitoreo, sino que permite un análisis detallado del comportamiento individual de cada derivación del sistema.

Por otro lado, los ensayos de falla permiten corroborar la correcta actuación de las funciones de protección configuradas en los relés. La respuesta diferenciada entre las funciones 50 y 51, así como la identificación de la fase involucrada en cada evento, confirma que la lógica de protección opera conforme a los criterios de selectividad y rapidez esperados. Finalmente, la apertura de los interruptores ante la ocurrencia de fallas valida la coherencia entre la detección de eventos, la actuación de las protecciones y la representación de estados en el SCADA, demostrando que el sistema responde de manera integral y coordinada ante condiciones anómalas.

## CAPÍTULO 6

### Conclusiones y recomendaciones

#### 6.1. Conclusiones

- I. A partir del desarrollo del presente trabajo de titulación, se concluye que la implementación de un sistema SCADA bajo la normativa IEC 61850 para la bahía de energización de la Subestación Porotillos es técnicamente viable y funcional, cumpliendo con los objetivos planteados en la investigación. El diseño propuesto permitió demostrar que la integración de dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) mediante arquitecturas digitales basadas en redes IP mejora significativamente la supervisión, el control y la confiabilidad operativa del sistema eléctrico.
- II. El modelado de datos mediante archivos SCL, así como la correcta estructuración de Logical Devices y Logical Nodes, resultó fundamental para garantizar la interoperabilidad entre los IEDs, la RTU y el sistema SCADA. La utilización de archivos SCD, NCD y CID facilitó la ingeniería del sistema, reduciendo errores de configuración y asegurando coherencia entre la topología eléctrica, la comunicación y la visualización en la HMI.
- III. Las pruebas funcionales realizadas en el laboratorio de protecciones eléctricas permitieron validar de manera satisfactoria la comunicación vertical mediante el protocolo MMS. Los resultados obtenidos demostraron que el sistema SCADA es capaz de supervisar en tiempo real variables eléctricas, estados de equipos y eventos de protección, mediante comunicación vertical basada en el protocolo MMS y el uso de datasets configurados en los IEDs, tanto en condiciones de operación nominal como ante escenarios de falla simulados.
- IV. La emulación de fallas y la simulación interactiva del interruptor evidenciaron que el sistema propuesto no solo cumple funciones de monitoreo, sino que también constituye una herramienta eficaz para el análisis operativo, la capacitación técnica y la validación de esquemas de protección sin intervenir instalaciones en servicio. Esto refuerza el valor del sistema SCADA como apoyo a la toma de decisiones y a la mejora de la seguridad operativa.

## 6.2. Recomendaciones

- I. Se recomienda, para futuros proyectos de modernización, la sustitución progresiva de dispositivos obsoletos por equipos de nueva generación, así como la implementación de esquemas de enclavamiento más sofisticados, tales como bloqueos por modos local/remoto. Adicionalmente, podría considerarse la adopción de arquitecturas de comunicación de mayor jerarquía que permitan la integración entre sistemas SCADA distribuidos, ampliando el nivel de supervisión y control a escala regional.
- II. En relación con posibles trabajos interdisciplinarios, se sugiere la colaboración con carreras afines al área de telecomunicaciones, informática, etc. Con el propósito de implementar redes privadas virtuales (VPN) que permitan el acceso seguro al sistema SCADA no solo a través de conexiones Ethernet, sino también mediante enlaces inalámbricos controlados. La incorporación de mecanismos de ciberseguridad fortalecería la protección de la infraestructura crítica, garantizando la confidencialidad, integridad y disponibilidad de la información transmitida.
- III. Como línea de investigación futura, se recomienda profundizar en la implementación y evaluación de esquemas de redundancia en comunicaciones IEC 61850, orientados a incrementar la disponibilidad, confiabilidad y tolerancia a fallas en sistemas de protección y control de subestaciones digitales. En particular, se sugiere analizar y comparar arquitecturas de redundancia a nivel de red y de mensaje, tales como PRP (Parallel Redundancy Protocol, IEC 62439-3) y HSR (High-availability Seamless Redundancy), aplicadas al intercambio de mensajes GOOSE, control y unidades de proceso. Estos esquemas permiten la transmisión simultánea de tramas por caminos independientes, garantizando cero tiempo de conmutación ante fallas de enlaces, switches o puertos, lo cual resulta crítico para funciones de protección de alta velocidad.
- IV. Finalmente, se recomienda ampliar el alcance del sistema mediante la incorporación de estrategias avanzadas de registro histórico y análisis de eventos, tales como el almacenamiento de datos en servidores dedicados o plataformas de análisis. Esto permitiría realizar estudios de desempeño, mantenimiento predictivo y evaluación post-falla, fortaleciendo el rol del SCADA como una herramienta integral para la operación y planificación del sistema eléctrico.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] International Electrotechnical Commission (IEC), “IEC 61850: Communication networks and systems for power utility automation (series),” 2013–2024. Serie de normas IEC 61850 (partes: 7-1, 7-2, 8-1, 9-2, 6, etc.). Consultar la versión más reciente en IEC Webstore.
- [2] R. Mackiewicz, *Technical Overview and Benefits of the IEC 61850 Standard for Substation Automation*. Schneider Electric Publications, 2006.
- [3] R. A. A. Ramírez and J. E. T. Chacaguasay, “Implementación de un sistema de comunicación IEC 61850 para monitoreo y control de los módulos de protección de líneas de transmisión, sistemas de generación y redes de distribución,” 2018.
- [4] R. N. T. Luna, “Implementación del sistema de comunicación IEC 61850 para la integración de equipos de campo y [SCADA](#),” Master’s thesis, Universidad Politécnica Salesiana, 2021.
- [5] O. J. L. Bedor, “Diseño del sistema de control y comunicación para la automatización de subestación bajo IEC 61850,” Master’s thesis, ESPOL, 2017.
- [6] Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), “IEC 61850 as automation standard for new substations at cfe,” 2014. Case study / whitepaper.
- [7] J. Bettler, J. Silva, D. Morman, R. Abboud, D. Bowen, E. Cenzon, and D. Dolezilek, “Case studies of IEC 61850 process bus systems using GOOSE and sampled values,” tech. rep., Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), 2021.
- [8] F. Garcia and R. Lopez, “Scl-based configuration for substation automation,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 136, p. 107675, 2022.
- [9] D. Chang and H. Wu, “Advances in IEC 61850 scl modeling,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, no. 5, pp. 2541–2549, 2020.
- [10] J. Alvarez and P. Mora, “Practical approaches to ied integration,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 19, no. 9, pp. 1457–1464, 2021.

- [11] L. He and M. Zhang, “Cybersecurity challenges in IEC 61850-based substations,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 11401–11415, 2021.
- [12] A. Rodriguez and B. Jimenez, “Interoperability challenges in smart substations,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 133, p. 110285, 2020.
- [13] R. A. A. Ramírez and J. E. T. Chacaguasay, “Implementación de un sistema de comunicación IEC 61850 para monitoreo y control de los módulos de protección,” Master’s thesis, Universidad Politécnica Salesiana, 2018.
- [14] J. P. F. Pucha and W. F. M. Benavides, “Estudio de definición del sistema de protecciones de la central hidroeléctrica saymirín,” Master’s thesis, Universidad de Cuenca, 2013. Contiene modelado en DIGSILENT, estudios de cortocircuito y coordinación de protecciones.
- [15] e. a. AV Sergue, “Distribution substations – chapter 6,” in *Electrical Substation Systems Course*, MTU, 2019.
- [16] R. E. Hurst, “Electrical substation components: Key parts and functions.” <https://electricityforum.com/td/electrical-substation-components>, 2023.
- [17] P. Shvartsberg, Boris, *Fundamentals of Modern Electrical Substations – Part 1*. Continuing Education and Development, Inc., 2022.
- [18] C. R. Ozansoy, A. Zayegh, and A. Kalam, “The application view model of the international standard IEC 61850,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, no. 3, pp. 1132–1139, 2009.
- [19] M. Ayello and Y. Lopes, “Interoperability based on IEC 61850 standard: Systematic literature review, certification method proposal, and case study,” *Electric Power Systems Research*, vol. 220, 2023.
- [20] M. Häcker and A. Schomberg, “Updating of the standard IEC 61850; [IEC 61850 auf den punkt gebracht],” *eb - Elektrische Bahnen*, vol. 115, no. 6-7, p. 336–338, 2017.
- [21] A. F. S. Melo, J. M. Roldan-Fernandez, F. Gonzalez-Longatt, M. Burgos-Payan, and U. C. Netto, “Novel IEC 61850-based off-site engineering and validation methodology for protection, automation, and control systems,” *Electric Power Systems Research*, vol. 232, 2024.
- [22] S. Chen, F. Ebe, J. Morris, H. Lorenz, C. Kondzialka, and G. Heilscher, “Implementation and test of an IEC 61850-based automation framework for the

- automated data model integration of des into dso [SCADA](#),” *Energies*, vol. 15, no. 4, p. 1552, 2022.
- [23] A. Gomes, C. Silva, and P. Rocha, “Challenges of IEC 61850 implementation in smart grid environments: A latin american perspective,” *Energies*, vol. 13, no. 15, p. 3921, 2020.
- [24] D. C. Mazur, J. H. Kreiter, M. E. Rourke, and E. Syme, “Developing protective relay faceplates: taking advantage of the benefits of IEC 61850,” *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 21, no. 1, pp. 33–40, 2015.
- [25] S. Kumar and D. Patel, “Overview of iec 61850 for substation automation,” *International Journal of Electrical Engineering*, vol. 11, no. 3, pp. 45–55, 2018.
- [26] P. Boyle, *SCADA and Automation Systems*. CRC Press, 2019.
- [27] A. Ramirez and P. Torres, “Design and implementation of scada systems in substations,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 19, no. 6, pp. 1104–1112, 2021.
- [28] J. McFarlan, *SCADA Systems and Applications in Power Engineering*. CRC Press, 2020.



## Áreas del Trabajo de Grado (ABET)

Tabla 1: Áreas del Trabajo de Grado

Título del Trabajo:			
Restricciones múltiples (dos o más)	Accesibilidad		
	Códigos	■	Estética
	Costos		Construibilidad
	Extensibilidad		Ergonomía
	Interoperabilidad	■	Funcionalidad
	Mantenibilidad		Consideraciones Legales
	Mercadeo		Manufacturabilidad
	Regulaciones		Política
	Normativas	■	Cronogramas
	Impacto Ambiental		Sostenibilidad
	Usabilidad		Impacto Social
Normas relevantes (dos o más)	IEC 61850		Otros:
		IEC 61850 Parte 3-6	
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	■	Alta Tensión
	Energías alternativas		Distribución
	Máquinas eléctricas		Otros temas

## SO2

### **Aspectos relacionados con salud pública y medio ambiente:**

El presente proyecto de titulación no tiene como objetivo directo el estudio de impactos sanitarios ni epidemiológicos sobre la población; sin embargo, se encuentra indirectamente vinculado con el medio ambiente a través de la mejora en la operación, supervisión y confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia. Un sistema SCADA basado en el estándar IEC 61850, correctamente implementado en una subestación eléctrica, permite una detección temprana de fallas, sobrecargas, condiciones anómalas y eventos eléctricos que, de no ser atendidos oportunamente, podrían derivar en incendios, explosiones de equipos, derrames de aceites dieléctricos o interrupciones prolongadas del suministro eléctrico. Estas situaciones representan riesgos potenciales tanto para el personal operativo como para comunidades cercanas, afectando de manera indirecta la salud pública. Desde el punto de vista ambiental, la automatización de subestaciones contribuye a una operación más eficiente del sistema eléctrico, reduciendo pérdidas técnicas, tiempos de indisponibilidad y maniobras incorrectas que pueden ocasionar daños a equipos que contienen materiales contaminantes, como aceites minerales o gases aislantes. Todo esto último se puede corroborar mediante la operatividad funcional del sistema SCADA documentado en el capítulo 4 imágenes 4.7 y 4.6, en donde el mismo muestra de manera eficiente cómo el sistema SCADA al emular fallas típicas (fallas trifásicas, bifásicas; etc).

Asimismo, una gestión adecuada de eventos mediante SCADA permite minimizar intervenciones de emergencia y desplazamientos innecesarios de personal técnico, reduciendo la huella ambiental asociada al transporte y al uso de recursos. El uso de protocolos normalizados como IEC 61850 facilita la interoperabilidad entre dispositivos, evitando la obsolescencia temprana de equipos y promoviendo una mayor vida útil de los sistemas instalados, lo cual está alineado con principios de sostenibilidad ambiental.

En este contexto, el desarrollo del presente proyecto contribuye de manera directa al criterio de sostenibilidad y responsabilidad social establecido por ABET, particularmente al resultado de aprendizaje relacionado con la capacidad de los ingenieros para considerar el impacto de las soluciones de ingeniería en contextos globales, ambientales y sociales. La implementación de un sistema SCADA bajo la normativa IEC 61850 promueve una operación más segura, eficiente y sostenible de las subestaciones eléctricas, reduciendo riesgos ambientales y operativos, lo cual evidencia la responsabilidad del ingeniero en el diseño de soluciones técnicas alineadas con el bienestar de la sociedad y la protección del entorno.

### **Aspectos relacionados con seguridad de personas y bienes:**

La seguridad de las personas y de los bienes constituye uno de los ejes fundamentales que justifican el desarrollo de sistemas SCADA en subestaciones eléctricas, y en este sentido, el presente proyecto tiene una relación directa y significativa con este aspecto. La implementación de un sistema SCADA basado en IEC 61850 permite supervisar en tiempo real el estado operativo de los equipos primarios y secundarios de una bahía eléctrica, incluyendo interruptores de potencia, seccionadores, relés de protección e indicadores de falla. Esta capacidad de supervisión reduce considerablemente el riesgo de maniobras incorrectas, energizaciones indebidas o exposiciones del personal a partes energizadas, ya que las operaciones pueden realizarse de manera remota y con información confiable; todo se documentó en el capítulo 4 en la imagen 4.1.

Además, la correcta integración de IEDs y su visualización en el SCADA permite la generación de alarmas, eventos y bloqueos lógicos que evitan acciones peligrosas, protegiendo tanto al personal de operación como a los activos eléctricos. Desde el punto de vista de la seguridad de bienes, el sistema desarrollado contribuye a la protección de equipos de alto costo, minimizando daños provocados por fallas no detectadas, tiempos excesivos de despeje o configuraciones incorrectas de protección. La comunicación estandarizada mediante IEC 61850, mejora la velocidad y confiabilidad de la respuesta ante eventos eléctricos, lo que resulta fundamental para limitar la magnitud de los daños materiales.

En concordancia con lo expuesto, el presente proyecto se alinea con el criterio de seguridad y ética profesional establecido por ABET, específicamente con el resultado de aprendizaje que establece la capacidad del ingeniero para diseñar soluciones que prioricen la seguridad de las personas y la protección de los bienes. La implementación del sistema SCADA bajo la normativa IEC 61850 evidencia un enfoque responsable en la automatización de subestaciones eléctricas, al reducir la exposición del personal a riesgos eléctricos, prevenir maniobras inseguras y proteger activos críticos, demostrando así el compromiso del ingeniero con la seguridad operativa y la integridad de la infraestructura eléctrica.

### **Aspectos relacionados con el bienestar de la población:**

El presente proyecto de titulación contribuye de manera indirecta al bienestar de la población al abordar aspectos relacionados con la confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico. Un sistema eléctrico operado de forma segura y supervisada reduce la probabilidad de interrupciones prolongadas, fallas no detectadas y maniobras incorrectas, factores que impactan directamente en la calidad de vida de los usuarios finales.

La implementación de un sistema SCADA basado en arquitecturas digitales y estándares internacionales permite una supervisión en tiempo real de variables eléctricas, estados operativos y eventos de protección, facilitando una respuesta oportuna ante condiciones anómalas, tal y como se evidencia en las figuras 4.7 y 4.6 del capítulo 4. Esto se traduce en una mayor estabilidad del servicio eléctrico, elemento esencial para el funcionamiento de servicios básicos como hospitales, sistemas de comunicación, industrias y centros educativos.

Adicionalmente, el fortalecimiento de los esquemas de protección y control contribuye a la seguridad del personal técnico y operativo, al disminuir la necesidad de intervenciones manuales en condiciones de riesgo. En conjunto, el desarrollo de soluciones orientadas a subestaciones digitales modernas sienta las bases para redes eléctricas más resilientes, eficientes y confiables, cuyo beneficio final se refleja en un suministro eléctrico de mayor calidad para la población.

En conjunto, los aspectos analizados en este proyecto evidencian su alineación con los resultados de aprendizaje de ABET relacionados con el análisis del impacto de las soluciones de ingeniería en contextos globales, económicos, ambientales y sociales. La implementación de un sistema SCADA basado en el estándar IEC 61850 no solo responde a criterios técnicos, sino que también considera el bienestar de la población, la sostenibilidad ambiental, la eficiencia económica y la adaptación a entornos organizacionales y culturales propios del sector eléctrico. De esta manera, el proyecto demuestra una visión integral de la ingeniería, en la cual las decisiones técnicas se evalúan considerando su repercusión en la sociedad, la economía y el entorno global, reforzando la responsabilidad profesional del ingeniero en el desarrollo de infraestructuras eléctricas modernas y confiables.

### **Factores globales:**

El presente proyecto se enmarca dentro de tendencias globales en la automatización de sistemas eléctricos y la digitalización de infraestructuras críticas. El uso del estándar IEC 61850 responde a una normativa internacional ampliamente adoptada por empresas eléctricas en distintos países, lo que posiciona el trabajo realizado dentro de un contexto global de interoperabilidad y estandarización, cumpliendo con el marco teórico global de la actualidad evidenciado en el capítulo 2. Este enfoque permite que las soluciones desarrolladas no se limiten a un entorno local, sino que puedan ser comprendidas, replicadas y escaladas en sistemas eléctricos de mayor complejidad a nivel regional o internacional.

Asimismo, la adopción de arquitecturas SCADA modernas es coherente con iniciativas globales orientadas a la mejora de la resiliencia de los sistemas eléctricos frente a eventos extremos, crecimiento de la demanda y transición energética. Desde el punto de vista académico y profesional, el desarrollo de competencias en IEC

61850, SCADA y automatización prepara al ingeniero para enfrentar desafíos globales del sector energético, donde se requiere integración de tecnologías y gestión de datos en tiempo real, este último en referencia a la vista del funcionamiento nominal de la vista del sistema SCADA, imagen 4.1. Aunque el proyecto se aplica a un caso de estudio específico, su fundamentación técnica y metodológica responde a estándares internacionales, lo que refuerza su validez y pertinencia en un contexto globalizado de la ingeniería eléctrica.

### **Factores culturales:**

Este proyecto no tiene un enfoque directo en aspectos culturales; sin embargo, considera de manera implícita la cultura organizacional y técnica del sector eléctrico. La implementación de sistemas SCADA y estándares como IEC 61850 implica un cambio en la forma tradicional de operar y mantener subestaciones, promoviendo una cultura de digitalización, estandarización y toma de decisiones basada en información en tiempo real, tal cual como se ve en el desarrollo del proyecto en el capítulo 3 en donde se recopila la información necesaria de la bahía para pasar de datos físicos a un estado digital. En muchas organizaciones, la adopción de estas tecnologías requiere procesos de adaptación cultural, capacitación y aceptación por parte del personal técnico y operativo.

El proyecto reconoce la importancia de estas transformaciones, denotada en la justificación documentada en el capítulo 1, ya que la correcta utilización del sistema SCADA depende no solo de su diseño técnico, sino también de la cultura de seguridad, disciplina operativa y cumplimiento de procedimientos establecidos. En este sentido, el trabajo contribuye a fortalecer una cultura técnica alineada con buenas prácticas internacionales, promoviendo la profesionalización del sector eléctrico y la actualización continua de conocimientos.

### **Factores sociales:**

Desde una perspectiva social, el proyecto tiene una relación indirecta pero significativa con el entorno en el que se implementa. La mejora en la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico influye positivamente en la sociedad, al garantizar un servicio básico indispensable para el funcionamiento de comunidades urbanas e industriales. La automatización de subestaciones reduce la dependencia de intervenciones manuales, disminuyendo riesgos laborales y mejorando las condiciones de trabajo del personal técnico.

Sin embargo, a pesar de los impactos positivos que este proyecto considera, uno de los impactos quizá adversos es que, al digitalizar la bahía, el personal de manipulación y supervisión de la misma puede verse reducido y reemplazado por el sistema

de supervisión automática de control de maniobras y supervisión de valores físicos en tiempo real. Esto último podemos constatarlo en el funcionamiento del sistema en condiciones normales y anómalas del capítulo 4.

### **Factores ambientales:**

En relación con los factores ambientales, el proyecto no realiza un análisis ambiental directo; no obstante, su enfoque técnico contribuye indirectamente a una gestión más eficiente y responsable de los recursos energéticos.

La implementación de un sistema SCADA permite optimizar la operación de la subestación, reducir pérdidas eléctricas y evitar fallas que podrían ocasionar daños ambientales. Asimismo, la reducción de desplazamientos para inspecciones manuales contribuye a disminuir el impacto ambiental asociado al transporte. El uso de tecnologías estandarizadas favorece la sostenibilidad del sistema eléctrico, alineándose con principios de eficiencia energética y gestión ambiental responsable. Este factor ambiental es evidente, su existencia implícita a lo largo del proyecto; en especial se denota su presencia en el capítulo de emulaciones de laboratorio con detección de fallas eléctricas, desglosadas por funciones de protección y fases en el capítulo 4.

### **Factores económicos:**

El presente proyecto contempla como premisa fundamental su posible implementación en la subestación objeto de estudio, razón por la cual el análisis económico constituye un elemento relevante dentro del alcance del trabajo. Si bien el proyecto de titulación se centra principalmente en el diseño, configuración y validación funcional de un sistema SCADA basado en el estándar IEC 61850 en los laboratorios de la Universidad Politécnica Salesiana.

En el capítulo 4 en las tablas 4.1, 4.2 y 4.3 se considera la elaboración de un detalle técnico y términos de referencia en el área económica que permita a la empresa eléctrica evaluar la viabilidad técnica-económica de la propuesta. Dichos detalles incluyen costos asociados a la actualización o sustitución de IEDs, implementación de la RTU Nova LXm, infraestructura de comunicaciones, licencias de software, integración SCADA y actividades de ingeniería y puesta en servicio. Adicionalmente, la interoperabilidad entre dispositivos y el uso de protocolos estandarizados evitan dependencias tecnológicas, favoreciendo inversiones escalables y sostenibles en el tiempo. Desde el punto de vista empresarial, los términos de referencia económicos permiten comparar la inversión inicial con los beneficios operativos esperados, proporcionando una herramienta técnica para la toma de decisiones estratégicas orientadas a la eficiencia, confiabilidad y sostenibilidad económica del sistema eléctrico.