

Escuela Superior Politécnica del Litoral

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

Implementación de un tablero de comunicación con RTU SAITEL-DP de
Schneider-Electric para interoperabilidad de IEDs en subestaciones

INGE-3121

Proyecto Integrador

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Electricidad

Presentado por:

Ronny Alejandro Villalta Vega

David Abraham Narváez Sinchi

Guayaquil - Ecuador

Año: 2025

Dedicatoria

El presente proyecto se lo dedico a mis padres, Jorge Villalta y Dialys Vega, quienes me han inspirado, guiado y ayudado en mi formación. Gracias por creer en mí y acompañarme siempre que los necesité.

A mis hermanos, Odalys y Daniel, siempre han sido motivo de impulso e inspiración. A María Doménica Real, por su apoyo incondicional en mi formación profesional y ser mi compañera en lo personal.

A mis amigos, Daniel Peralta, Oscar, Alejandro, Wellington, Luna, David, Jordy, Javier, Paulo, Carlos, Ray, Sebastian y todos quienes me acompañaron y alentaron a ser siempre mejorar en todos los aspectos de mi vida.

Gracias por creer en mi y ayudarme en este camino. Este logró también les pertenece.

Con eterna gratitud,

Ronny Villalta V.

Dedicatoria

Le dedicó el proyecto a Jennifer Narváz Sinchi, yo no se caminar solo por la vida sin ella, desde pequeño diciéndole que es mi ejemplo a seguir no solo por tener un título de arquitecta, sino por como ha podido salir adelante en la vida, con altos y bien bajos.

A Martha Sinchi y Teófilo Narváz que son mi motor para querer seguir creciendo como persona y profesional.

A Bárbara Mora Narváz que tiene una larga vida por descubrir junto con nosotros.

A mis amigos/as que estuvieron desde el día cero dándome el apoyo y estando cuando más los necesitaba, en especial a José Vaca Contreras, un hermano de otra madre.

David Narváz Sinchi

Agradecimientos

Mi más sincero agradecimiento a la magister Jocelyne Salgado por su tiempo, dedicación y apoyo en este proyecto.

Al PhD. Sixifo Falcones por su incondicional confianza y ser una inspiración para nosotros.

A Improconfi por la donación de la RTU y al canal de divulgación CoreDumped por la donación de la computadora para el rack.

Y a todas las personas quienes creyeron en este proyecto.

Declaración Expresa

Nosotros Ronny Alejandro Villalta Vega y David Abraham Narváez Sinchi acordamos y reconocemos que:

La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por mí/nosotros durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que me/nos corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de mi/nuestra innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique los autores que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, Octubre del 2025.

Ronny Alejandro Villalta
Vega

David Abraham Narváez
Sinchi

Evaluadores

Nombre del Profesor

PhD. Sixifo Falcones

Nombre del Profesor

Mgtr. Jocelyne Salgado

RESUMEN

El presente proyecto tiene como objetivo el diseño, implementación y validación de un tablero de control basado en una Unidad Terminal Remota (RTU), destinado a la integración y prueba de sistemas de protección eléctrica digitales. Se plantea como hipótesis que un tablero de RTU correctamente diseñado, integrado con equipos reales y simulación en tiempo real, permite verificar de forma segura y anticipada el comportamiento de las protecciones antes de su puesta en servicio. La justificación del proyecto se basa en la necesidad de fortalecer los procesos de prueba, supervisión y formación técnica en sistemas eléctricos modernos.

El desarrollo del proyecto se realizó mediante la construcción e integración del tablero de la RTU como elemento central del sistema, incorporando relés de protección digitales, interfaces de comunicación y un simulador en tiempo real. Se emplearon protocolos normalizados como IEC 61850, herramientas de configuración y visualización tipo SCADA, así como técnicas de inyección secundaria y simulación de señales eléctricas, siguiendo normas técnicas internacionales.

Los resultados evidenciaron la correcta operación del tablero de la RTU, la interoperabilidad entre los dispositivos conectados y la supervisión confiable de estados, alarmas y eventos en tiempo real.

Finalmente, se concluye que el tablero de la RTU implementado constituye una solución eficaz para la validación integral de sistemas de protección eléctrica, reduciendo riesgos operativos y mejorando los procesos de prueba y capacitación técnica.

Palabras clave: Unidad Terminal Remota, Protecciones eléctricas, IEC 61850, Simulación en tiempo real

ABSTRACT

This project aims to design, implement, and validate a control panel based on a Remote Terminal Unit (RTU), intended for the integration and testing of modern digital power protection systems. The main hypothesis states that a properly designed RTU panel, integrated with real devices and real-time simulation, allows the safe and early verification of protection behavior prior to commissioning in actual power systems. The justification of the project is based on the need to strengthen testing, supervision, and technical training processes for modern electrical protection schemes.

The project development was carried out through the construction and integration of the RTU panel as the central element of the system, incorporating digital protection relays, communication interfaces, and a real-time simulator. Standardized communication protocols such as IEC 61850 were used, along with configuration and SCADA-type visualization tools. In addition, secondary injection techniques and electrical signal simulation were applied, following international technical standards.

The results demonstrated the correct operation of the RTU panel, interoperability among the connected devices, and reliable real-time monitoring of statuses, alarms, and events.

Finally, it is concluded that the implemented RTU panel represents an effective solution for the comprehensive validation of electrical protection systems, reducing operational risks and improving testing and technical training processes.

Keywords: *Remote Terminal Unit, Electrical protection, IEC 61850, Real-time simulation*

ÍNDICE GENERAL

Resumen	7
<i>Abstract</i>	8
Índice general	9
Índice de ilustraciones	11
índice de tablas	12
Abreviaturas	14
Capítulo 1	16
1. Introducción	17
1.1. Descripción del Problema	17
1.2. Justificación del Problema	18
1.3. Objetivos	19
1.4. Marco teórico	20
Capítulo 2	26
2. Metodología.	27
2.1. Flujograma de la metodología	27
2.2. Enfoque metodológico del proyecto	27
2.3. Diseño del rack de comunicaciones	29
2.4. Diseño de ingeniería del tablero de control	30
2.5. Montaje y cableado del rack de comunicaciones	30
2.6. Diseño detallado del sistema de comunicaciones	31
2.7. Metodología de configuración e integración de los IED	31
2.8. Configuración de la RTU SAITEL-DP y mapeo de protocolos	32
2.9. Implementación del entorno de simulación en tiempo real	33

2.10.	Integración del sistema y criterios de validación	35
2.11.	Consideraciones éticas, técnicas y de seguridad	37
Capítulo 3		38
3.	Resultados y análisis	39
3.1.	Validación del tablero de la RTU	39
3.2.	Resultados de interoperabilidad entre OpalRT – IEDs y RTU.	40
3.3.	Resultados de la simulación del entorno de subestación	44
3.4.	Integración completa del sistema de subestación simulada	46
3.5.	Análisis de resultados.	47
Capítulo 4		49
4.	Conclusiones y recomendaciones	50
4.1.	Conclusiones	50
4.2.	Recomendaciones	51
Referencias		53
Apéndice A		55
Apéndice B		62

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Automatización de Subestaciones [3]	19
Ilustración 2. Arquitectura de comunicación [4].....	20
Ilustración 3. RTU integración con equipos [8].....	23
Ilustración 4. Latencia de comunicación [12].....	26
Ilustración 5. HIL [Autoría propia].....	29
Ilustración 6. Flujograma de la metodología [Autoría propia]	30
Ilustración 7. Diseño 2D del tablero [Autoría propia]	33

Ilustración 8. Diseño de ingeniería [Autoría propia]	34
Ilustración 9. Ventana inicial del Easergy Builder [Autoría propia]	44
Ilustración 10. Sistema de potencia simulado en Hypersim [Autoría propia]	48
Ilustración 11. Señales de voltajes y corrientes generadas por la simulación de Hypersim. [Autoría propia]	49
Ilustración 12. Pantalla principal de WebUI con estados del entorno de subestación [Autoría propia]	52
Ilustración 13. Integración completa del entorno experimental del proyecto. [Autoría propia]...	53
Ilustración 14. Diseño de 2D	63
Ilustración 15. Señales recibidas por la RTU	68
Ilustración 16. Señales enviadas del L90 GE.....	69

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Pruebas realizadas [Autoría propia]	40
Tabla 2. Tipos de objetos para la comunicación DNP3	64

ÍNDICE DE PLANOS

PLANO 1. Entradas binarias RTU	57
PLANO 2. Entradas binarias RTU	58
PLANO 3. Entradas binarias RTU	59
PLANO 4. Entradas binarias RTU	60
PLANO 5. RTU	61

ABREVIATURAS

CID	Configured IED Description
CPU	Central Processing Unit
DNP3	Distributed Network Protocol v3
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Event
HIL	Hardware-in-the-Loop
HMI	Human Machine Interface
IED	Intelligent Electronic Device
IEC	International Electrotechnical Commission
IP	Internet Protocol
LAN	Local Area Network
L90	Relé de Protección de Línea GE Multilin
MMS	Manufacturing Message Specification
OPAL-RT	Plataforma de simulación en tiempo real
P5T30	Relé de Protección de Transformador Schneider Electric
RTU	Remote Terminal Unit
SAITEL-DP	Plataforma RTU de Schneider Electric
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SCD	Substation Configuration Description
SIL	Software-in-the-Loop
TCP/IP	Transmission Control Protocol / Internet Protocol
WAN	Wide Area Network

Simbología

A Corriente eléctrica

Hz Frecuencia

I Corriente eléctrica kA

Kiloampere kV Kilovoltio

ms Milisegundo

p.u. Unidad por unidad

s Segundo t

Tiempo V

Voltaje

Z Impedancia

CAPÍTULO 1

1. Introducción

Las subestaciones eléctricas actuales requieren sistemas de comunicación confiables que permitan garantizar la correcta actuación de las funciones de protección, control y supervisión del sistema eléctrico. Para ello, es indispensable una interacción adecuada entre los dispositivos electrónicos inteligentes (IED), las unidades terminales remotas (RTU) y los sistemas SCADA, ya que cualquier falla en esta comunicación puede comprometer la continuidad y la seguridad del suministro eléctrico.

En el caso del Ecuador, el Sistema Eléctrico Nacional dispone de aproximadamente 376 subestaciones eléctricas de transformación, pertenecientes a los sistemas de transmisión y distribución, las cuales son operadas principalmente por CNEL EP y CELEC EP. Una parte importante de estas instalaciones ya incorpora sistemas de automatización y protocolos de comunicación industrial, empleados para la supervisión, el control y la protección de los activos eléctricos.

Dentro de este proceso de modernización, se utilizan de forma complementaria distintos protocolos de comunicación. El protocolo IEC 61850 se ha convertido en el estándar predominante para la comunicación interoperable entre dispositivos de protección y control, mientras que protocolos como DNP3 y MODBUS RTU continúan siendo utilizados para tareas de adquisición de datos, supervisión y control en diferentes niveles del sistema eléctrico, especialmente en instalaciones existentes.

En este contexto, el presente proyecto se enfoca en el desarrollo de un tablero de comunicación basado en la RTU SAITEL-DP de Schneider Electric, integrado con los relés de protección P5T30 y L90. Esta configuración permite reproducir condiciones reales de operación de una subestación eléctrica y facilita la realización de prácticas formativas orientadas al estudio de la automatización y los sistemas de comunicación empleados en subestaciones modernas.

1.1. Descripción del Problema

La operación de una subestación eléctrica moderna exige que los sistemas de protección, control y supervisión trabajen de forma coordinada, apoyados en una comunicación confiable entre los dispositivos que conforman la automatización de la instalación. En la práctica, esta interacción involucra relés de protección, unidades terminales remotas y plataformas de supervisión, las cuales deben intercambiar de manera correcta estados, mediciones y eventos, permitiendo una respuesta adecuada tanto en condiciones normales como ante situaciones anómalas del sistema eléctrico.

Debido a la complejidad de estos esquemas, la configuración y verificación de la comunicación entre equipos se convierte en una etapa crítica del proceso de implementación. Elementos como la estructuración correcta de la información intercambiada, la sincronización de eventos, los tiempos de respuesta y el uso apropiado de protocolos de comunicación estandarizados influyen directamente en el desempeño del sistema. Una configuración inadecuada o una comprensión incompleta de estos aspectos puede generar errores de supervisión, inconsistencias en los datos recibidos o incluso actuaciones no deseadas de las funciones de protección.

Esta problemática se presenta con mayor énfasis en el entorno académico, donde la disponibilidad de plataformas experimentales que integren dispositivos reales de automatización de subestaciones suele ser limitada. La falta de un tablero de comunicación que permita evaluar de forma práctica la interoperabilidad entre una RTU SAITEL-DP y dispositivos asociados a funciones de protección y control, como un relé de protección de transformador, restringe la posibilidad de observar directamente el flujo de información, validar configuraciones y analizar el comportamiento del sistema bajo distintos escenarios de operación.

En este contexto, el proyecto responde a una necesidad identificada por una docente de la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL), orientada a fortalecer las prácticas de laboratorio en el área de automatización de subestaciones eléctricas. Desde el enfoque académico, se plantea el desarrollo de una solución que permita analizar el comportamiento de sistemas de protección y comunicación utilizando equipamiento real, contribuyendo al desarrollo de actividades formativas alineadas con las tecnologías actualmente empleadas en el sector eléctrico.

1.2. Justificación del Problema

La implementación de un tablero de comunicación basado en la RTU SAITEL-DP responde a la necesidad de contar con una plataforma didáctica que permita analizar de forma práctica los principios de automatización y comunicación aplicados en subestaciones eléctricas. En el sector eléctrico, los sistemas de protección, control y supervisión requieren una comprensión integral de la interacción entre dispositivos, protocolos de comunicación y eventos operativos, aspectos que resultan limitados cuando se abordan únicamente desde un enfoque teórico.

El tablero desarrollado permite reproducir, dentro de un entorno controlado, condiciones similares a las de una subestación eléctrica real, lo que facilita la observación directa del intercambio de información entre una RTU y un relé de protección. La selección de la RTU SAITEL-DP, equipo ampliamente utilizado en subestaciones del país, permite analizar su arquitectura interna, los procesos de configuración y la interoperabilidad con dispositivos asociados a funciones de protección y control, aportando un valor formativo directamente vinculado con la práctica profesional.

Adicionalmente, el uso de un entorno de pruebas basado en equipamiento real permite a los estudiantes y docentes identificar de manera temprana posibles errores de configuración, problemas de comunicación o inconsistencias en la interpretación de señales y eventos, situaciones que en un sistema en operación podrían derivar en fallas de supervisión o actuaciones incorrectas de los sistemas de protección. De esta forma, el tablero de comunicación se convierte en una herramienta preventiva y formativa, orientada a reforzar buenas prácticas de ingeniería antes de su aplicación en sistemas eléctricos reales.

Desde la perspectiva institucional, el proyecto contribuye al fortalecimiento de la infraestructura de laboratorio mediante la incorporación de un recurso técnico que puede ser utilizado de manera permanente en prácticas académicas, proyectos de investigación y actividades docentes. Este tablero de comunicación favorece el desarrollo de experiencias formativas alineadas con las tecnologías actualmente empleadas en el sector eléctrico, fortaleciendo el proceso de enseñanza-aprendizaje y la preparación técnica de los estudiantes.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Diseñar un tablero de comunicación con la RTU SAITEL-DP de Schneider-Electric que permita la interoperabilidad entre equipos de subestaciones eléctricas mediante el envío de señales de voltaje y corriente, así como la recepción de disparos provenientes de IED, fortaleciendo el aprendizaje práctico y la comprensión de los sistemas de comunicación y control.

1.3.2. Objetivos específicos

1. Diseñar el esquema de interconexión del tablero para permitir el envío y recepción de señales analógicas y digitales.
2. Integrar la RTU SAITEL-DP de Schneider-Electric con los equipos asociados para la comunicación y supervisión del sistema.
3. Configurar la interoperabilidad entre la RTU e IED mediante pruebas de transmisión, recepción y disparo.
4. Desarrollar una práctica integral que permita a los estudiantes aplicar conceptos de comunicación, control y protección en un entorno simulado de subestación eléctrica.

1.4. Marco teórico

1.4.1. Automatización de Subestaciones Eléctricas

La automatización de subestaciones eléctricas se ha convertido en un elemento clave en la evolución de los sistemas eléctricos modernos, al permitir la supervisión, protección y control de los equipos de potencia mediante el uso de sistemas digitales de comunicación. A diferencia de los esquemas tradicionales basados en cableado punto a punto, este enfoque incorpora arquitecturas sustentadas en redes de datos y dispositivos inteligentes, lo que facilita una gestión más eficiente de la información y una mayor flexibilidad en la operación del sistema.

La migración hacia estos esquemas automatizados ha permitido mejorar la confiabilidad operativa de las subestaciones y reducir los tiempos de respuesta ante eventos del sistema eléctrico, especialmente en situaciones de falla o condiciones anómalas de operación. No obstante, esta

evolución también introduce nuevos desafíos asociados a la correcta configuración, validación y mantenimiento de los sistemas de comunicación, aspectos que requieren un conocimiento técnico especializado para garantizar un desempeño adecuado del sistema automatizado [1].

La literatura especializada indica que los sistemas de automatización modernos se basan en la integración coordinada de múltiples dispositivos y plataformas de supervisión, lo que incrementa la complejidad de los esquemas de comunicación implementados en subestaciones eléctricas. Esta integración introduce desafíos asociados a la interoperabilidad entre equipos de distintos fabricantes, a la gestión de información en tiempo real y a la correcta validación del comportamiento del sistema automatizado bajo diversas condiciones de operación [2]. En este sentido, la correcta configuración y verificación de estos sistemas resulta fundamental para garantizar que la información intercambiada entre los dispositivos sea consistente y confiable, especialmente durante la ocurrencia de eventos y fallas en el sistema eléctrico.



Ilustración 1. Automatización de Subestaciones [3]

1.4.2. Arquitectura funcional de subestaciones automatizadas

Las subestaciones automatizadas suelen organizarse bajo una arquitectura jerárquica que permite distribuir de manera ordenada las funciones de adquisición de datos, protección, control y supervisión. Esta arquitectura se estructura en niveles funcionales, comúnmente denominados nivel de proceso, nivel de bahía y nivel de estación, los cuales facilitan la integración de los distintos dispositivos y sistemas que conforman la subestación [3].

El desempeño del sistema automatizado depende en gran medida de la correcta interacción entre estos niveles, particularmente de la coherencia en los modelos de datos utilizados y de los mecanismos de comunicación implementados. Una arquitectura funcional bien definida permite que la información fluya de forma consistente entre los dispositivos, contribuyendo a una operación confiable del sistema y a una respuesta adecuada ante eventos del sistema eléctrico.

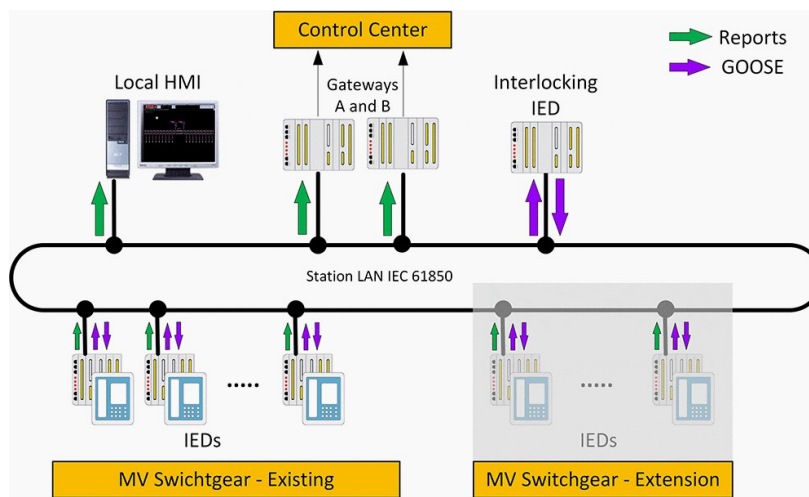


Ilustración 2. Arquitectura de comunicación [4]

1.4.3. Dispositivos electrónicos inteligentes en sistemas de protección

Los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) concentran en un mismo equipo funciones de protección, medición, control y comunicación, lo que permite la detección de fallas, el registro de eventos y la ejecución de acciones de protección de manera autónoma. Debido a estas capacidades, los IED constituyen el núcleo funcional de los sistemas de protección modernos implementados en subestaciones eléctricas, al actuar directamente sobre los equipos de potencia ante condiciones anormales de operación [5].

Diversos estudios relacionados con el modelado y las pruebas de relés de protección señalan que el desempeño de los IED no está determinado únicamente por sus algoritmos internos, sino también por la calidad, coherencia y oportunidad de la información intercambiada con otros dispositivos del sistema. En particular, la interacción con unidades terminales remotas (RTU) y plataformas de supervisión resulta determinante para una correcta interpretación de estados, eventos y mediciones, especialmente durante la ocurrencia de fallas y maniobras operativas [6].

1.4.4. Relés de protección en esquemas interoperables

Los relés de protección modernos están concebidos para operar dentro de esquemas de automatización e interoperabilidad, en los cuales intercambian información de estados, mediciones y eventos con otros dispositivos del sistema eléctrico. Esta capacidad de comunicación permite la implementación de esquemas de protección coordinados, en los que las decisiones no dependen únicamente de mediciones locales, sino también de información proveniente de otros equipos de la subestación.

Asimismo, el intercambio de información entre relés de protección, unidades terminales remotas (RTU) y sistemas de supervisión contribuye a mejorar la visibilidad operativa de la subestación, facilitando el análisis de eventos, la supervisión en tiempo real y la toma de decisiones por parte del operador. En este contexto, la comunicación se convierte en un complemento esencial al funcionamiento interno del relé, con impacto directo en la confiabilidad y seguridad del sistema automatizado [5].

Diversos estudios técnicos señalan que, para garantizar esta interoperabilidad, especialmente en entornos donde coexisten equipos de distintos fabricantes, es necesario adoptar protocolos de comunicación estandarizados y modelos de datos comunes. La ausencia de estos estándares puede generar dependencias propietarias que dificulten la integración del sistema, limiten la escalabilidad de la automatización y compliquen las tareas de configuración y mantenimiento [7].

Adicionalmente, la correcta validación de la comunicación entre relés y sistemas externos resulta fundamental durante las etapas de pruebas y puesta en servicio, ya que permite verificar el comportamiento del sistema ante distintos escenarios de operación y detectar posibles inconsistencias antes de su implementación en una subestación en servicio.

1.4.5. Unidad terminal remota como nodo de integración

La unidad terminal remota (RTU) cumple un rol central en la automatización de subestaciones eléctricas, al actuar como punto de concentración, procesamiento y distribución de la información proveniente de los distintos dispositivos del sistema. Entre sus funciones principales se encuentra la adquisición de datos generados por los

dispositivos electrónicos inteligentes (IED), la ejecución de lógica local asociada a funciones de control y supervisión, así como la comunicación de esta información hacia sistemas SCADA o centros de control [2].

Diversos estudios relacionados con el desarrollo y la aplicación de RTU en entornos de automatización destacan que la capacidad de soportar múltiples protocolos de comunicación y gestionar información en tiempo real resulta determinante para una integración efectiva dentro de subestaciones modernas. Estas capacidades permiten a la RTU interactuar con equipos de distintos fabricantes, facilitar la interoperabilidad del sistema y asegurar una transmisión confiable de estados, mediciones y eventos, especialmente durante condiciones de operación dinámica o situaciones de falla [2].

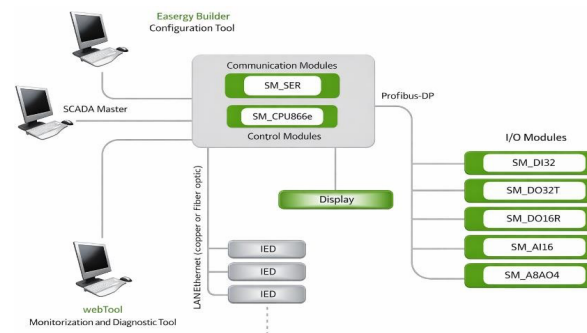


Ilustración 3. RTU integración con equipos [8]

1.4.6. Interoperabilidad entre RTU e IED

La interoperabilidad puede entenderse como la capacidad de distintos dispositivos de intercambiar información y utilizarla de manera coherente para cumplir funciones operativas comunes dentro de un sistema automatizado. En el contexto de subestaciones eléctricas, esta capacidad no depende únicamente del protocolo de comunicación empleado, sino también de la correcta interpretación de los modelos de

datos y de la información intercambiada entre unidades terminales remotas (RTU) y dispositivos electrónicos inteligentes (IED) [1].

Diversos estudios enfocados en la verificación de la interoperabilidad señalan que la simple existencia de conectividad entre dispositivos no garantiza un funcionamiento adecuado del sistema. Resulta indispensable validar que la información transmitida sea procesada correctamente por los equipos involucrados y que dicha información genere las acciones esperadas, tanto en condiciones normales de operación como durante la ocurrencia de eventos y fallas del sistema eléctrico.

1.4.7. Protocolos de comunicación en subestaciones eléctricas

La comunicación entre unidades terminales remotas (RTU), dispositivos electrónicos inteligentes (IED) y sistemas de supervisión se apoya en el uso de protocolos estandarizados que permiten el intercambio confiable de información operativa. En aplicaciones SCADA, protocolos como IEC 60870-5-101/104, DNP3, entre otros, han sido ampliamente utilizados para la transmisión de estados, mediciones y eventos entre los distintos niveles del sistema de automatización [9].

Diversos análisis comparativos presentados en la literatura técnica evidencian que estos protocolos presentan diferencias relevantes en aspectos como la latencia de comunicación, el manejo de eventos, la capacidad de reporte espontáneo y el desempeño ante condiciones dinámicas de operación. Estas características influyen directamente en la capacidad de respuesta del sistema automatizado y en la eficacia de los procesos de supervisión y control, especialmente durante situaciones de falla o maniobras operativas [10], [11].

1.4.8. IEC 61850 como estándar de interoperabilidad

El estándar IEC 61850 introduce un enfoque orientado a objetos para la comunicación en subestaciones eléctricas, mediante la definición de modelos de datos normalizados, servicios de comunicación y lenguajes de configuración que permiten representar de forma estructurada las funciones de protección, control y supervisión. Este enfoque facilita la interoperabilidad entre dispositivos de distintos fabricantes, al establecer una forma común de modelar la información y los servicios intercambiados dentro de la subestación [5].

A diferencia de protocolos tradicionales, IEC 61850 no se limita únicamente a la transmisión de datos, sino que incorpora mecanismos que permiten el intercambio eficiente de información crítica, como estados, mediciones y eventos, a través de servicios específicos diseñados para aplicaciones de tiempo real. Esta característica resulta especialmente relevante en esquemas de protección y automatización, donde los tiempos de respuesta y la coherencia de la información son determinantes para el correcto desempeño del sistema.

Diversos trabajos reportados en la literatura técnica demuestran que la adopción de IEC 61850 contribuye a reducir la complejidad de integración de sistemas, simplificar los procesos de configuración y mejorar la velocidad de intercambio de información crítica. Estas ventajas han posicionado al estándar como un elemento clave en el desarrollo de subestaciones digitales y en la implementación de esquemas avanzados de protección y control [7].

1.4.9. Latencia de comunicación en sistemas de protección y control

La latencia de comunicación corresponde al tiempo transcurrido entre la generación de un evento en un dispositivo y su recepción por otro equipo del sistema. En aplicaciones de protección y control, este parámetro es crítico, ya que una latencia elevada puede afectar la coordinación de protecciones y la respuesta ante fallas [11].

Estudios de análisis de tráfico y modelado de protocolos evidencian que el diseño del protocolo de comunicación influye directamente en los tiempos de transmisión y procesamiento de eventos, lo que debe ser considerado en esquemas interoperables [10].

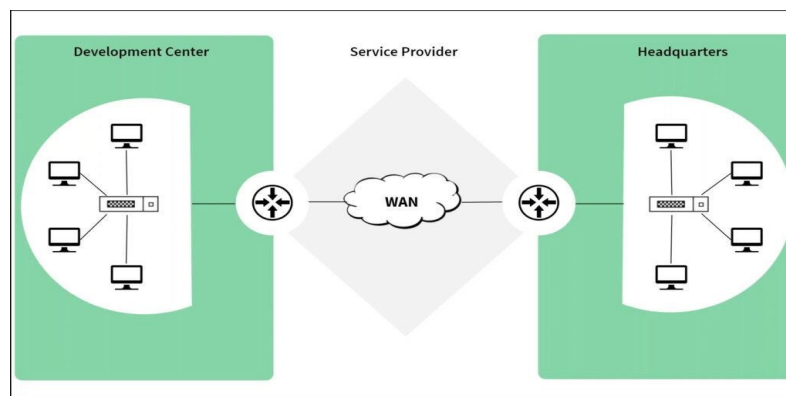


Ilustración 4. Latencia de comunicación [12]

1.4.10. Simulación Hardware-in-the-Loop (HIL) en subestaciones eléctricas

La simulación Hardware-in-the-Loop (HIL) permite integrar dispositivos físicos reales dentro de un entorno de simulación en tiempo real, lo que posibilita la evaluación del desempeño y la interoperabilidad de sistemas de automatización sin necesidad de intervenir directamente en instalaciones operativas. Mediante este enfoque, los equipos reales interactúan con modelos del sistema eléctrico, reproduciendo condiciones de operación similares a las que se presentan en una subestación en servicio [13].

Este tipo de simulación es ampliamente utilizado para la validación de esquemas de protección y comunicación, ya que permite reproducir de manera controlada y repetible distintos escenarios del sistema eléctrico, incluyendo condiciones normales,

maniobras operativas y situaciones de falla. La posibilidad de repetir pruebas bajo las mismas condiciones facilita el análisis del comportamiento de los dispositivos, la verificación de configuraciones y la detección de posibles errores antes de su implementación en sistemas reales, reduciendo riesgos durante las etapas de puesta en servicio y operación [13], [14].

1.4.11. Integración de plataformas OPAL-RT en pruebas de interoperabilidad

Las plataformas de simulación en tiempo real, como OPAL-RT, permiten generar señales eléctricas y eventos que representan el comportamiento dinámico de un sistema eléctrico bajo distintas condiciones de operación. Estas señales pueden ser inyectadas directamente en relés de protección y unidades terminales remotas (RTU), posibilitando la evaluación de su respuesta ante variaciones de carga, maniobras operativas y escenarios de falla, así como el análisis de su interacción dentro de un sistema de automatización [13].

La literatura técnica señala que la integración de OPAL-RT en entornos Hardware-in-the-Loop (HIL) constituye una herramienta eficaz para el análisis de la interoperabilidad entre dispositivos heterogéneos. Este enfoque permite validar no solo el funcionamiento individual de los equipos, sino también la correcta implementación de los protocolos de comunicación y el intercambio coherente de información entre relés, RTU y sistemas de supervisión, reduciendo incertidumbres antes de su aplicación en instalaciones reales [14].

1.4.12. Relés de protección en entornos HIL y su integración con RTU

El uso de relés de protección dentro de entornos Hardware-in-the-Loop (HIL) permite evaluar su comportamiento ante señales que representan de manera fiel las condiciones del sistema eléctrico real, así como analizar su interacción con unidades terminales remotas (RTU) y sistemas de supervisión. Mediante este enfoque, es posible estudiar el intercambio de información entre dispositivos, la coordinación de eventos y la respuesta del sistema de protección frente a distintos escenarios de operación, todo ello dentro de arquitecturas de automatización interoperables [13].

Adicionalmente, la aplicación de pruebas HIL facilita la verificación de configuraciones, la validación de tiempos de respuesta y la detección de posibles inconsistencias en la comunicación o en la lógica de protección, aspectos que resultan difíciles de identificar únicamente mediante simulaciones offline o análisis teóricos. La literatura especializada resalta que este tipo de pruebas constituye una base sólida para la validación de soluciones de automatización y comunicación antes de su implementación en campo, contribuyendo a reducir riesgos operativos y mejorar la confiabilidad de los sistemas eléctricos automatizados [14].

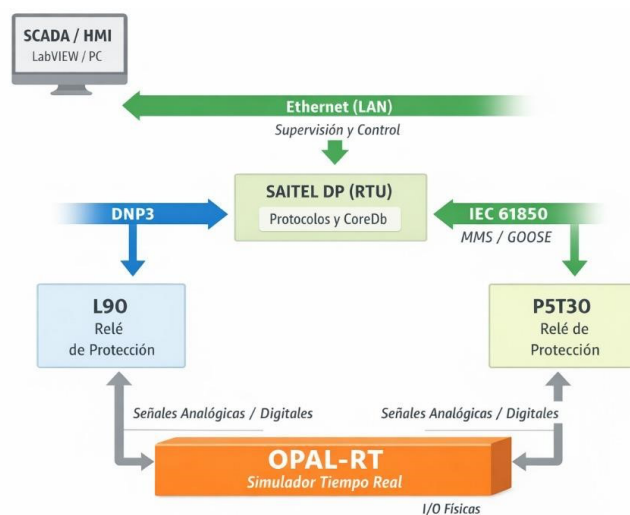


Ilustración 5. HIL [Autoría propia]

CAPÍTULO 2

2. Metodología.

2.1. Flujograma de la metodología

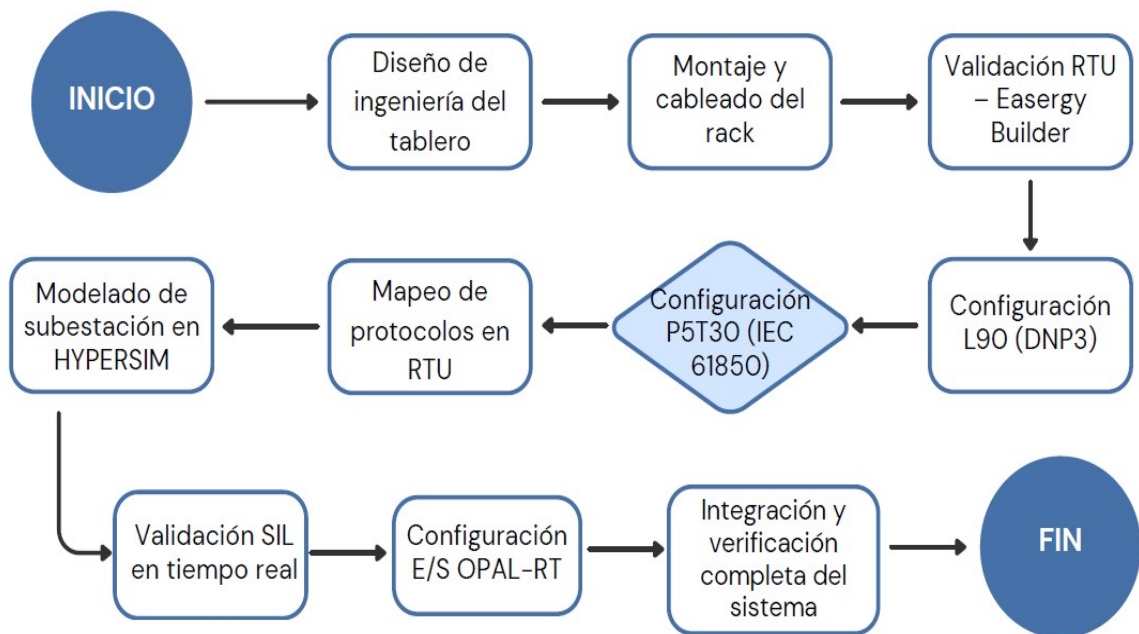


Ilustración 6. Flujograma de la metodología [Autoría propia]

2.2. Enfoque metodológico del proyecto

El proyecto se desarrolló bajo un enfoque aplicado y experimental, orientado al diseño, implementación e integración de un tablero de comunicaciones basado en una unidad terminal remota (RTU), con el propósito de simular la interoperabilidad entre equipos comúnmente utilizados en subestaciones eléctricas. La metodología seleccionada permitió abordar el problema desde una perspectiva práctica, combinando criterios de diseño de ingeniería, configuración de equipamiento industrial real y simulación en tiempo real, todo ello dentro de un entorno controlado y reproducible.

A diferencia de estudios de carácter puramente analítico o de simulaciones aisladas, el enfoque metodológico adoptado integró de forma conjunta el diseño físico del sistema, la configuración de dispositivos reales y la evaluación de su comportamiento mediante simulación. Esta aproximación permitió analizar el desempeño del sistema bajo condiciones representativas de operación, sin incurrir en los riesgos asociados a la realización de pruebas directas sobre infraestructura eléctrica energizada.

El componente experimental del proyecto se fundamentó en la generación intencional de señales eléctricas conocidas, tanto analógicas como digitales, mediante un entorno de simulación en tiempo real. Estas señales fueron aplicadas al sistema con el fin de ser adquiridas, procesadas y visualizadas a través de la RTU y de los dispositivos de protección integrados. De esta manera, fue posible observar de forma directa la relación causa–efecto entre las variables generadas en la simulación y las

respuestas obtenidas en los equipos físicos, facilitando el análisis del comportamiento del sistema ante diferentes condiciones operativas.

La metodología se estructuró de manera secuencial y modular, validando cada etapa del proceso antes de avanzar a la siguiente. Este enfoque permitió reducir errores de integración, asegurar la coherencia del sistema y verificar el funcionamiento individual de cada componente previo a su incorporación al entorno completo. La secuencia metodológica incluyó el diseño físico del tablero, la elaboración de los planos eléctricos, el montaje y cableado del sistema, la configuración de la RTU, la integración de los dispositivos de protección, la implementación del entorno de simulación y, finalmente, la validación del sistema de forma integral.

Desde el punto de vista de la intervención del investigador, el desarrollo del proyecto implicó una participación activa en todas las etapas del proceso, abarcando tareas de diseño, configuración, integración y verificación del sistema. Este nivel de intervención resultó adecuado para el cumplimiento de los objetivos planteados, ya que permitió un control directo sobre las variables técnicas involucradas y garantizó que los resultados obtenidos fueran consecuencia directa de las decisiones de diseño e implementación adoptadas.

Bajo este enfoque metodológico se desarrollaron las actividades necesarias para la implementación y validación del sistema propuesto, las cuales sirvieron como base para el análisis de resultados y la evaluación del comportamiento del tablero de comunicaciones descritos en los capítulos siguientes.

2.3. Diseño del rack de comunicaciones

Como etapa inicial del proyecto se llevó a cabo el diseño físico del rack de comunicaciones, con el propósito de definir la disposición espacial de los equipos y asegurar una instalación ordenada y funcional. Para este fin se elaboraron esquemas gráficos y planos mediante software de diseño asistido por computadora (AutoCAD), en los cuales se representó la ubicación del rack, la RTU, los dispositivos de protección, el monitor, el mini PC y los elementos auxiliares necesarios para la operación del sistema.

Durante esta etapa se consideraron aspectos prácticos relacionados con la accesibilidad a los equipos, la ventilación, la organización del cableado y la posibilidad de realizar futuras ampliaciones o modificaciones. Estas consideraciones permitieron establecer una base clara para el desarrollo posterior del diseño de ingeniería del tablero y para las etapas de montaje e integración del sistema.

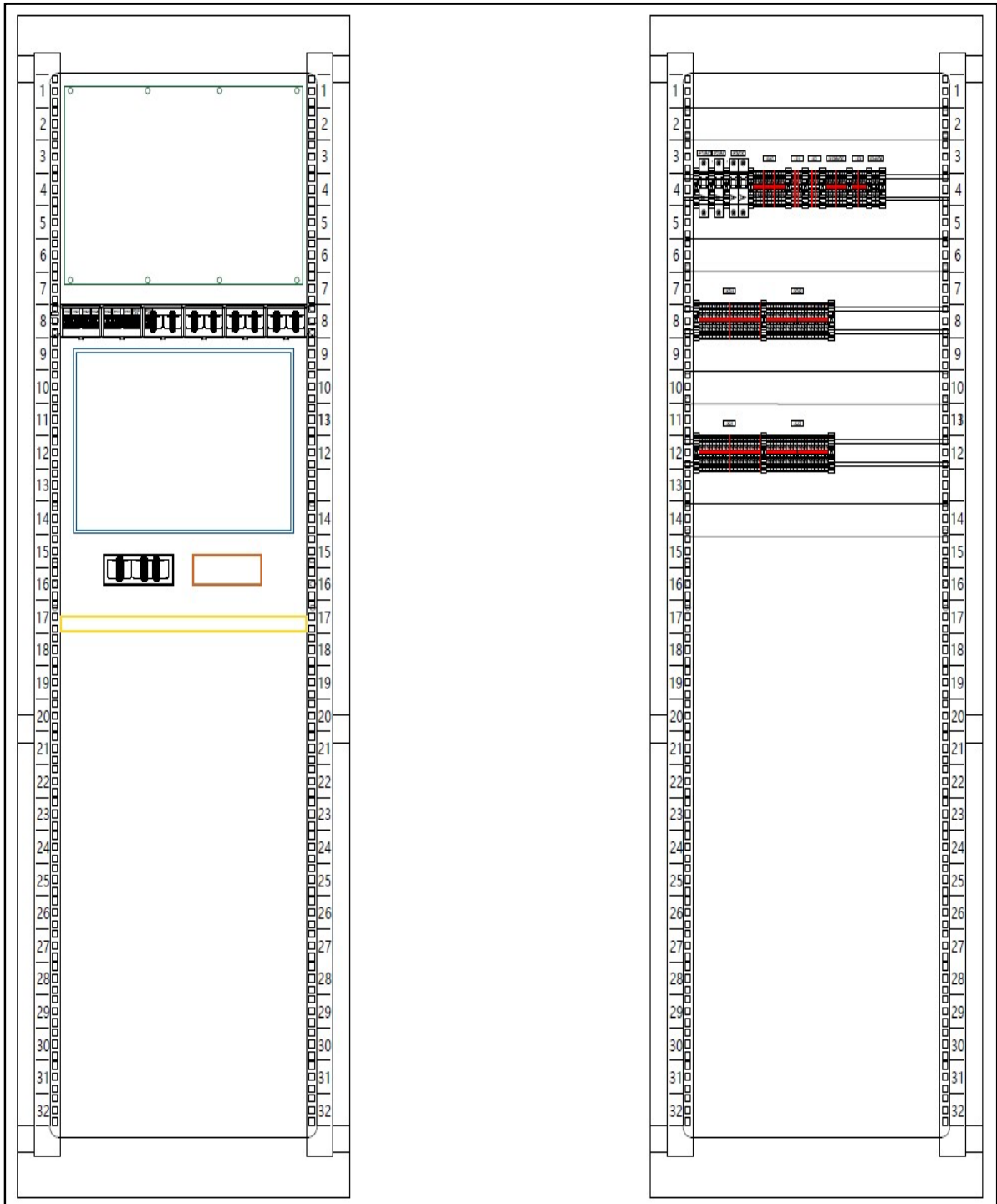


Ilustración 7. Diseño 2D del tablero [Autoría propia]

2.4. Diseño de ingeniería del tablero de control

Una vez definido el diseño físico del rack, se desarrolló el diseño de ingeniería del tablero, el cual incluyó la elaboración de los planos eléctricos de control. En esta etapa se definieron los esquemas de conexión necesarios, la asignación de bornes, la identificación de señales y la relación funcional entre los dispositivos internos del tablero, considerando los requerimientos de comunicación y supervisión del sistema.

Los planos de control sirvieron como guía para establecer de manera ordenada la interconexión entre la RTU, las borneras y los dispositivos externos asociados, permitiendo una implementación coherente durante la etapa de montaje. Asimismo, estos planos facilitaron el seguimiento del diseño y la verificación de las conexiones realizadas, contribuyendo a la trazabilidad técnica del sistema durante las fases posteriores del proyecto.

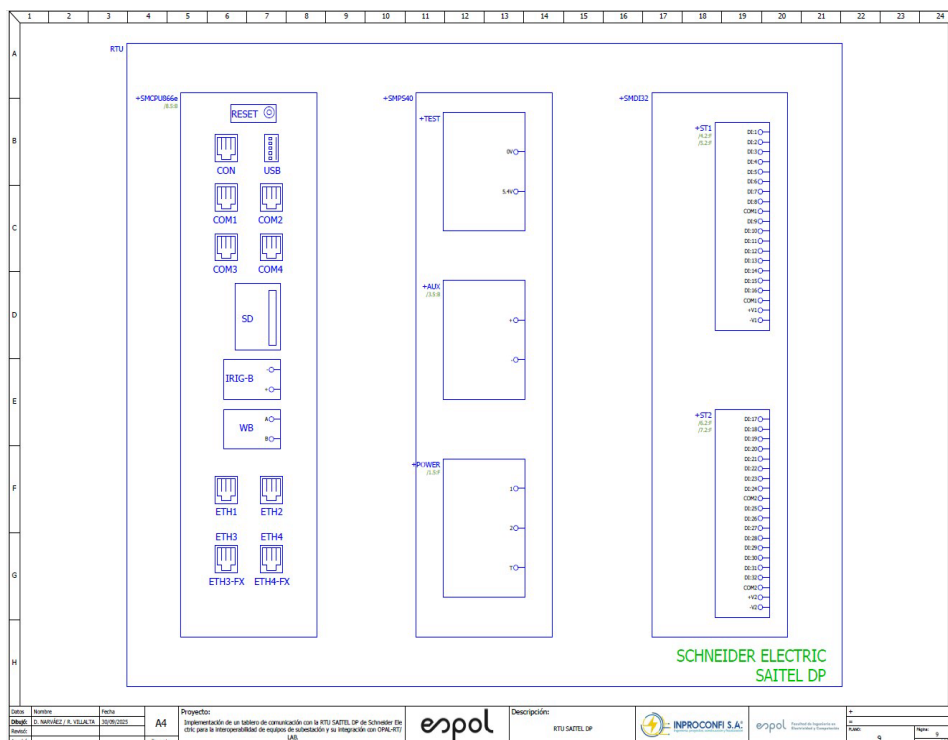


Ilustración 8. Diseño de ingeniería [Autoría propia]

2.5. Montaje y cableado del rack de comunicaciones

Posteriormente, se realizó el montaje físico del rack de comunicaciones de acuerdo con los planos de ingeniería previamente desarrollados. La RTU SAITEL-DP y sus módulos asociados fueron instalados sobre riel DIN, junto con los demás componentes electrónicos que conforman el sistema. Durante esta etapa se llevó a cabo el cableado de las señales analógicas y digitales, organizando las conexiones a través de borneras con el fin de facilitar la identificación de las señales y permitir eventuales modificaciones o ampliaciones del tablero.

2.6. Diseño detallado del sistema de comunicaciones

El diseño detallado del sistema de comunicaciones se planteó a partir de la necesidad de integrar dispositivos de protección reales, una RTU industrial y un entorno de simulación en tiempo real, utilizando protocolos de comunicación normalizados empleados en subestaciones eléctricas. Para ello, se definió una arquitectura de comunicaciones orientada a concentrar la información proveniente de distintos IED, procesarla en la RTU y ponerla a disposición de un sistema de supervisión para su análisis y visualización.

Dentro de esta arquitectura, la RTU SAITEL-DP fue definida como el elemento central del sistema, actuando como nodo concentrador de datos y punto de convergencia de los diferentes protocolos de comunicación implementados. El diseño contempló la coexistencia de los protocolos IEC 61850 y DNP3, con el objetivo de evaluar escenarios de interoperabilidad similares a los que se presentan en subestaciones eléctricas reales, donde conviven tecnologías y equipos de distintas generaciones.

Durante esta etapa se prestó especial atención a la definición de parámetros de comunicación como direcciones IP, puertos utilizados, roles maestro–esclavo y tipos de objetos intercambiados, incluyendo señales binarias, analógicas y estados. Esta definición permitió asegurar la coherencia entre la configuración de los IED y la RTU, estableciendo una base clara para las etapas posteriores de integración, pruebas de comunicación y validación del sistema.

2.7. Metodología de configuración e integración de los IED

La configuración de los dispositivos electrónicos inteligentes se realizó de forma diferenciada, considerando las particularidades de cada protocolo de comunicación y las herramientas de ingeniería propias de cada fabricante. Este enfoque permitió adaptar el proceso de configuración a las capacidades y restricciones específicas de cada relé, garantizando una integración coherente dentro del sistema de comunicaciones propuesto.

En el caso del relé P5T30, se empleó el software Easergy Pro para realizar la configuración inicial del equipo y generar el archivo ICD/SCL correspondiente. Dicho archivo fue posteriormente utilizado dentro del entorno de configuración IEC 61850 mediante el software CET850, donde se procedió a la creación del archivo CID. Durante esta etapa se incorporaron los Logical Devices del relé y se definieron los DataSets requeridos para la supervisión, adoptando como criterio de organización un DataSet por cada Logical Device. Para cada conjunto de datos se seleccionaron señales relevantes bajo el Functional Constraint ST, con el objetivo de mantener una estructura clara, ordenada y fácilmente identificable durante las etapas de integración.

Adicionalmente, se configuraron los Report Control Blocks (RCB), los cuales permitieron establecer las condiciones de reporte del relé hacia la RTU. Esta configuración aseguró el envío automático de cambios de estado y eventos relevantes, facilitando la supervisión en tiempo real. Una vez completada la definición de los elementos IEC 61850, se verificó la consistencia del archivo SCL mediante las opciones de validación disponibles en el entorno de configuración, tras lo cual el archivo CID fue importado nuevamente al relé para finalizar el proceso.

Para el relé L90, la configuración se llevó a cabo utilizando el software EnerVista, habilitando el protocolo DNP3 en modalidad esclavo. En esta etapa se definieron los parámetros de comunicación de red, incluyendo direcciones de origen y destino, puertos utilizados y tipos de objetos a intercambiar. Asimismo, se seleccionaron las señales binarias y analógicas que serían transmitidas hacia la RTU, procurando mantener correspondencia con los puntos que serían configurados posteriormente en el sistema maestro.

2.8. Configuración de la RTU SAITEL-DP y mapeo de protocolos

La configuración de la RTU SAITEL-DP se realizó utilizando el software Easergy Builder, herramienta oficial para la parametrización y gestión de la plataforma. Como punto de partida, se creó un nuevo espacio de trabajo en el entorno de ingeniería, en el cual se definieron los parámetros básicos del equipo, incluyendo el modelo de CPU, la versión de firmware y la dirección IP. Esta configuración inicial permitió establecer y verificar la conectividad entre la RTU y la estación de ingeniería antes de avanzar con la integración de los protocolos de comunicación.

Una vez definidos los parámetros generales, se procedió a construir la estructura interna de la RTU mediante la incorporación de los protocolos requeridos por el sistema. Para la comunicación IEC 61850, se añadió el dispositivo correspondiente y se importó el archivo CID generado previamente, creando las instancias necesarias del IED y asignando los Logical Devices asociados. Durante este proceso se habilitó la creación automática de puntos en la CoreDB.

De forma complementaria, se configuró el protocolo DNP3 en modalidad master, definiendo los parámetros de red, las direcciones de fuente y destino, así como el uso de una red TCP para la comunicación. Posteriormente, se realizó el mapeo de los objetos binarios y analógicos. Esta integración permitió unificar información proveniente de distintos protocolos en una única base de datos interna, facilitando su posterior supervisión, análisis y uso dentro del sistema de automatización.

2.9. Implementación del entorno de simulación en tiempo real

La implementación del entorno de simulación en tiempo real formó parte central de la metodología del proyecto, al permitir la generación de señales eléctricas controladas y reproducibles para la validación del sistema de comunicaciones y del tablero basado en la RTU. Para este propósito se empleó el software HYPERSIM de OPAL-RT, una herramienta especializada en la simulación en tiempo real de sistemas eléctricos, utilizada tanto en el ámbito académico como en aplicaciones industriales.

El modelo de la subestación eléctrica fue desarrollado con un nivel de detalle suficiente para representar condiciones básicas de operación, priorizando la estabilidad de la simulación frente a la inclusión de elementos innecesariamente complejos. En el modelo se incorporaron componentes representativos del sistema eléctrico, tales como

fuentes, cargas y puntos de medición, a partir de los cuales se generaron señales analógicas de corriente y voltaje. De manera complementaria, se definieron señales digitales asociadas a estados operativos y eventos relevantes para los dispositivos de protección integrados en el sistema.

Una vez construido el modelo, se realizó su validación inicial en modalidad Software-in-the-Loop (SIL), con el objetivo de verificar su correcta ejecución en tiempo real. Esta validación incluyó la revisión del tiempo de cómputo, la ausencia de errores durante los procesos de compilación y ejecución, así como la estabilidad del modelo durante intervalos prolongados de simulación. El cumplimiento de estas condiciones fue considerado un requisito previo antes de avanzar hacia la interacción con los dispositivos físicos.

Posteriormente, se configuraron las entradas y salidas analógicas y digitales del simulador OPAL-RT, estableciendo la correspondencia entre las variables internas del modelo y los canales físicos disponibles. Esta configuración permitió que las señales generadas en la simulación fueran enviadas hacia los dispositivos externos, tales como los relés de protección y la RTU. Para las señales analógicas se definieron rangos de operación acordes con los niveles de corriente y voltaje esperados, asegurando compatibilidad con las características técnicas de los equipos conectados.

De forma similar, las señales digitales fueron configuradas para representar cambios de estado y eventos asociados a condiciones operativas de la subestación. Estas señales permitieron analizar la respuesta del sistema ante transiciones discretas, como estados de interruptores o activaciones de señales de disparo.

La utilización de un entorno de simulación en tiempo real permitió separar el proceso de generación de señales del proceso de adquisición y supervisión realizado por la RTU y los dispositivos de protección. Esta separación facilitó el análisis del comportamiento del sistema, al asegurar que las respuestas observadas correspondieran directamente a las condiciones impuestas por la simulación, reduciendo la influencia de variables externas no controladas durante las pruebas.

2.9.1. Desarrollo de la guía práctica de interoperabilidad

Como parte del diseño metodológico del proyecto, y una vez implementado el entorno de simulación en tiempo real, se desarrolló una guía práctica de interoperabilidad de IED. Este documento fue concebido como un recurso técnico–didáctico orientado a organizar y documentar el proceso de configuración, integración y validación del sistema implementado, a partir de la experiencia obtenida durante el desarrollo del proyecto.

La guía se elaboró tomando como referencia directa las actividades realizadas durante la implementación del entorno de simulación y la integración de la RTU con los dispositivos de protección. Su contenido recoge de manera ordenada los pasos necesarios para reproducir la configuración de los IED, el mapeo de los protocolos de comunicación empleados, la validación de la simulación en tiempo real y la verificación de señales en la RTU.

El desarrollo de este documento respondió a la necesidad de contar con un material estructurado que permitiera replicar el proceso seguido en un contexto académico, facilitando su aplicación en prácticas de laboratorio o actividades guiadas.

De esta forma, la guía sirvió como apoyo para la comprensión del sistema implementado y como referencia para futuras experiencias de integración y validación de sistemas de automatización de subestaciones.

La guía práctica fue definida como uno de los entregables del proyecto y se incluye como anexo, permitiendo su consulta de manera independiente sin interrumpir la continuidad del desarrollo metodológico presentado en este capítulo.

2.10. Integración del sistema y criterios de validación

Una vez completadas las configuraciones individuales de los dispositivos de protección, la RTU y el entorno de simulación en tiempo real, se procedió a la integración completa del sistema. En esta etapa se evaluó el funcionamiento conjunto de todos los componentes bajo condiciones controladas, con el propósito de verificar la interoperabilidad entre los equipos y el correcto flujo de información a lo largo de la arquitectura implementada.

La integración del sistema se llevó a cabo de manera progresiva. Inicialmente, se estableció la conexión entre el entorno de simulación y los dispositivos de protección, posteriormente se verificó la adquisición de señales por parte de la RTU y, finalmente, se comprobó la visualización de la información mediante las herramientas de supervisión. Este enfoque permitió aislar posibles errores de configuración y analizar el funcionamiento de cada enlace antes de observar el comportamiento del sistema en su conjunto.

Para la validación del sistema integrado se definieron criterios técnicos específicos, los cuales fueron aplicados de forma sistemática durante las pruebas realizadas. Entre estos criterios se consideraron la correcta comunicación entre la RTU

y los IED mediante los protocolos IEC 61850 y DNP3, la adquisición consistente de señales analógicas y digitales, la coherencia de los valores medidos y la ausencia de alarmas o errores de comunicación durante los períodos de operación evaluados.

Asimismo, se verificó la correspondencia entre las señales generadas en el entorno de simulación y los valores visualizados tanto en los dispositivos de protección como en la interfaz web de la RTU. Esta verificación permitió analizar la consistencia del flujo de información dentro del sistema, prestando especial atención a la actualización en tiempo real de las variables analógicas y a la correcta representación de cambios de estado y eventos asociados a distintas condiciones operativas.

Como parte del proceso de validación se empleó la guía práctica de interoperabilidad desarrollada durante el proyecto, la cual sirvió como referencia para estructurar las pruebas de manera ordenada y reproducible. La aplicación de esta guía facilitó el seguimiento de una secuencia lógica de verificación y contribuyó a la identificación de posibles inconsistencias durante la integración.

Durante esta etapa también se analizó el comportamiento del tablero de la RTU como elemento central del sistema, evaluando su capacidad para concentrar información proveniente de distintos protocolos de comunicación, procesarla internamente y ponerla a disposición de las herramientas de supervisión. Este análisis permitió observar el desempeño del sistema integrado bajo una arquitectura comparable a la de una subestación eléctrica automatizada.

Los resultados obtenidos a partir de la aplicación de los criterios de validación definidos constituyen la base para el análisis presentado en el capítulo siguiente.

2.11. Consideraciones éticas, técnicas y de seguridad

El proyecto fue desarrollado bajo un enfoque académico y experimental, sin intervenir en sistemas eléctricos energizados ni comprometer infraestructura crítica. Todas las pruebas se realizaron en un entorno controlado de laboratorio, utilizando simulación en tiempo real y equipos industriales configurados para fines didácticos.

Desde el punto de vista ético y técnico, el uso de simulación permitió reducir riesgos operativos, garantizar la seguridad del personal involucrado y asegurar la reproducibilidad de los resultados. Asimismo, el diseño respetó principios de buenas prácticas de ingeniería, empleando protocolos normalizados y herramientas oficiales de los fabricantes.

CAPÍTULO 3

3. Resultados y análisis

3.1. Validación del tablero de la RTU

La validación del tablero de la RTU se enfocó inicialmente en la verificación de la comunicación entre la estación de ingeniería (PC) y la RTU SAITEL-DP, considerada como un requisito previo para el funcionamiento del sistema integrado. Esta etapa de validación tuvo como propósito comprobar que el tablero permitiera el intercambio bidireccional de información básica, evaluando la correcta lectura y escritura de datos entre ambos equipos.

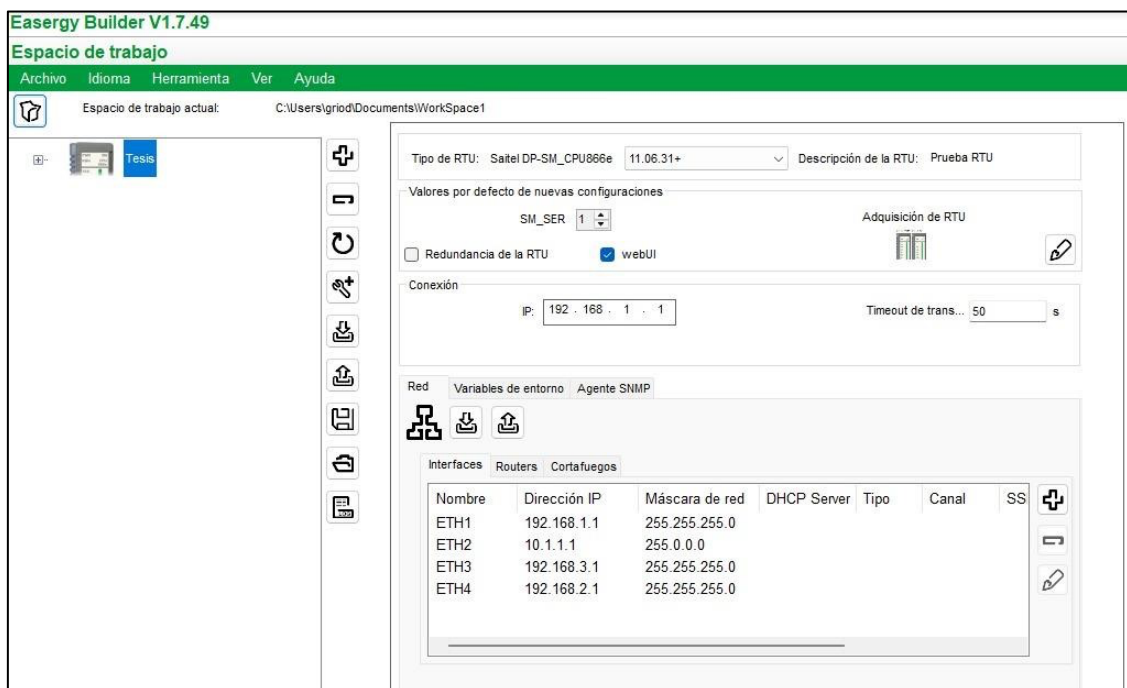


Ilustración 9. Ventana inicial del Easergy Builder [Autoría propia]

Las pruebas realizadas incluyeron el establecimiento de la conexión entre la estación de ingeniería (PC) y la RTU mediante las herramientas oficiales de configuración y supervisión. A través de este enlace se verificó el acceso a información

básica del sistema, como el estado operativo de la RTU, la identificación de los módulos instalados y los valores iniciales de las señales previamente configuradas. Asimismo, se ejecutaron operaciones de escritura sobre parámetros habilitados, observándose que los cambios aplicados eran recibidos y procesados por la RTU conforme a lo esperado.

Durante la ejecución de estas pruebas no se presentaron alarmas, fallas de comunicación ni pérdidas de enlace entre la estación de ingeniería y el tablero de la RTU. El intercambio de información se mantuvo estable a lo largo de las pruebas realizadas, lo que permitió continuar con las etapas posteriores de validación e integración del sistema.

Tabla 1. Pruebas realizadas [Autoría propia]

Nº	Prueba realizada	Herramienta utilizada	Acción ejecutada	Resultado obtenido	Observaciones
1	Establecimiento de conexión PC-RTU	Easergy Builder	Conexión a la RTU	Conexión exitosa	Sin alarmas ni errores
2	Lectura de información básica	Easergy Builder	Lectura de estado del sistema	Información leída correctamente	RTU en estado operativo
3	Reconocimiento de módulos	Easergy Builder	Lectura de módulos instalados	Módulos reconocidos	Coincide con configuración física
4	Escritura de parámetros básicos	Easergy Builder	Modificación de parámetro permitido	Escritura exitosa	Cambios aplicados correctamente
5	Supervisión de estados	webApp / webUI	Visualización de estados digitales	Estados visibles en tiempo real	Sin retardos apreciables
6	Monitoreo de alarmas	webApp	Verificación de alarmas de comunicación	No se registran alarmas	Comunicación estable

3.2. Resultados de interoperabilidad entre OpalRT – IEDs y RTU.

Una vez verificada la comunicación básica entre la estación de ingeniería y el tablero de la RTU, se procedió a evaluar la interoperabilidad entre la RTU SAITEL-DP y los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) integrados en el sistema. En esta etapa se analizó el intercambio de información de supervisión y control entre la RTU y los relés de protección reales incorporados al tablero, con el fin de observar su comportamiento dentro de la arquitectura de comunicaciones implementada.

Las pruebas de interoperabilidad se orientaron a la adquisición de señales digitales y analógicas, al registro de eventos y a la coherencia del flujo de información entre los IED y la RTU. Para ello, se utilizaron relés de protección previamente configurados, verificando que los puntos de comunicación definidos en cada dispositivo correspondieran con el mapa de señales implementado en la RTU. Este procedimiento permitió evaluar la consistencia de la integración y el funcionamiento conjunto de los equipos durante las pruebas realizadas.

Adicionalmente, durante las pruebas se observó el comportamiento del sistema ante cambios de estado y variaciones en las señales generadas, verificando la actualización de la información en la RTU y su disponibilidad para las herramientas de supervisión. Estas observaciones permitieron analizar la sincronización entre los eventos detectados por los IED y su registro en la RTU, así como la consistencia temporal de la información intercambiada durante las pruebas de interoperabilidad.

3.2.1. Creación de la red eléctrica en Hypersim de OpalRT.

Como parte del proceso de validación del sistema, se desarrolló un modelo de subestación eléctrica en el entorno de simulación HYPERSIM de OPAL-RT, con el propósito de reproducir condiciones básicas de operación que permitieran evaluar el comportamiento del tablero de la RTU y de los dispositivos de protección integrados. La implementación de este modelo permitió disponer de una fuente controlada y reproducible de señales eléctricas, necesaria para llevar a cabo las pruebas de interoperabilidad, adquisición de datos y supervisión del sistema.

El modelo de la subestación fue construido utilizando bloques estándar disponibles en el entorno HYPERSIM, representando de manera simplificada los principales elementos eléctricos del sistema, tales como fuentes de alimentación, líneas, cargas y puntos de medición. A partir de esta representación se generaron señales analógicas de corriente y voltaje, junto con señales digitales asociadas a estados operativos y eventos relevantes para los dispositivos de protección.

Las señales generadas por el modelo fueron exportadas hacia los dispositivos externos mediante las interfaces de entrada y salida del simulador en tiempo real, permitiendo su inyección directa en los relés de protección y su posterior adquisición por parte de la RTU. Este esquema facilitó la evaluación del flujo de información desde la simulación hasta los dispositivos físicos, manteniendo condiciones controladas durante el desarrollo de las pruebas.

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

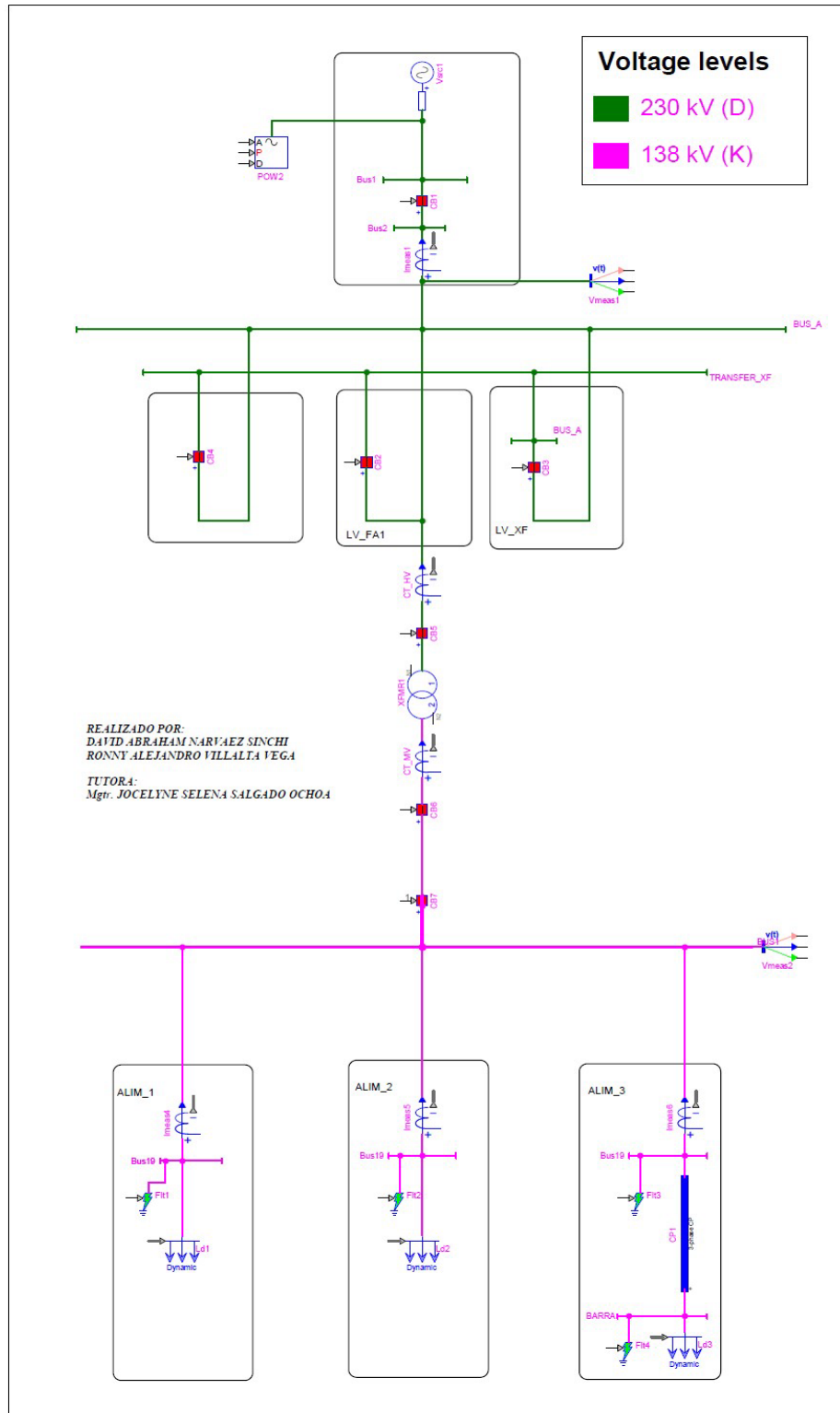


Ilustración 10. Sistema de potencia simulado en Hypersim [Autoría propia]

La validación del modelo se realizó mediante la verificación de la coherencia de las señales generadas, asegurando que los valores de corriente y voltaje se mantuvieran dentro de rangos esperados para un sistema de subestación en operación normal. Asimismo, se evaluó la correcta actualización temporal de las señales y su estabilidad durante la ejecución en tiempo real, sin pérdidas de sincronización ni interrupciones en la simulación.

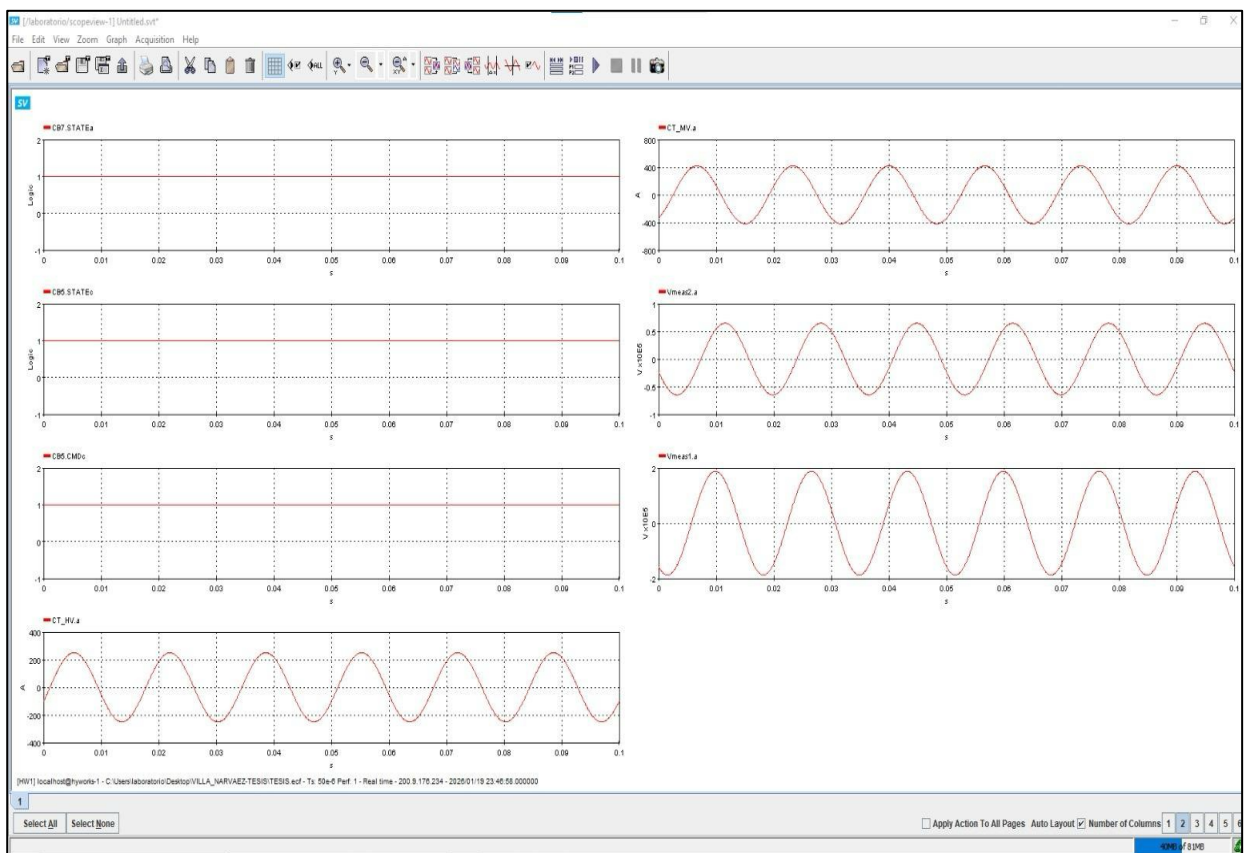


Ilustración 11. Señales de voltajes y corrientes generadas por la simulación de Hypersim. [Autoría propia]

3.2.2. Comunicación RTU – Relé L90

En el caso del relé de protección L90, se evaluó la transmisión de señales de estado y eventos hacia la RTU durante las pruebas de interoperabilidad. Para ello, se generaron cambios de estado y eventos operativos desde el relé, los cuales fueron adquiridos por la RTU y visualizados en tiempo real mediante las herramientas de supervisión disponibles. Durante este proceso se observó el registro continuo de los eventos generados, sin interrupciones ni inconsistencias en la información recibida.

Las señales originadas en el relé mantuvieron correspondencia con su representación en la RTU, lo que permitió analizar la asignación de puntos configurados y el comportamiento del canal de comunicación durante las pruebas realizadas. Estas observaciones sirvieron para verificar la coherencia del intercambio de información entre el relé y la RTU en relación con la lógica de protección previamente configurada.

3.2.3. Comunicación RTU – Relé P5T30

De manera análoga, se evaluó la interoperabilidad entre la RTU y el relé P5T30, poniendo énfasis en la adquisición de variables analógicas representativas de corriente y voltaje, así como en la supervisión de estados digitales. Durante las pruebas, las señales medidas por el relé fueron recibidas por la RTU, observándose estabilidad en los valores reportados y continuidad en la actualización de la información dentro del sistema de supervisión.

Asimismo, los estados operativos y los eventos asociados al relé P5T30 fueron procesados dentro de la RTU sin presentarse alarmas de comunicación ni errores durante el intercambio de datos. El comportamiento observado permitió analizar la

capacidad del tablero para integrar relés con características y protocolos distintos, manteniendo una gestión consistente de la información durante las pruebas realizadas.

3.3. Resultados de la simulación del entorno de subestación

Como parte de los resultados del proyecto, se evaluó la visualización y supervisión del entorno de subestación simulado mediante la herramienta webUI, integrada en la plataforma de la RTU SAITEL-DP. En esta etapa se analizó la representación de la información generada por los dispositivos de protección y procesada por la RTU, con el fin de observar su disponibilidad, consistencia y actualización en tiempo real dentro de la interfaz de supervisión.

Durante las pruebas realizadas, webUI permitió la visualización de señales digitales y analógicas provenientes del entorno simulado, incluyendo estados operativos, valores representativos de corriente y voltaje, así como eventos asociados a condiciones de operación y disparo. La información mostrada en las pantallas configuradas presentó una actualización continua, sin evidenciar retardos apreciables ni discrepancias entre los valores visualizados y los procesados internamente por la RTU.

Asimismo, se observó que los eventos generados por los IED durante la simulación eran reflejados en la interfaz gráfica, permitiendo identificar cambios de estado y condiciones anómalas conforme estos se producían. La representación de alarmas y estados críticos facilitó el seguimiento del comportamiento del sistema durante las pruebas, manteniéndose la coherencia del flujo de información desde el entorno simulado hacia la RTU y posteriormente hacia webUI.

Las observaciones obtenidas durante esta etapa permitieron analizar el desempeño de webUI como herramienta de supervisión del entorno de subestación simulado, en el contexto del sistema integrado evaluado, y sirvieron como complemento a las pruebas de interoperabilidad y adquisición de datos realizadas previamente.

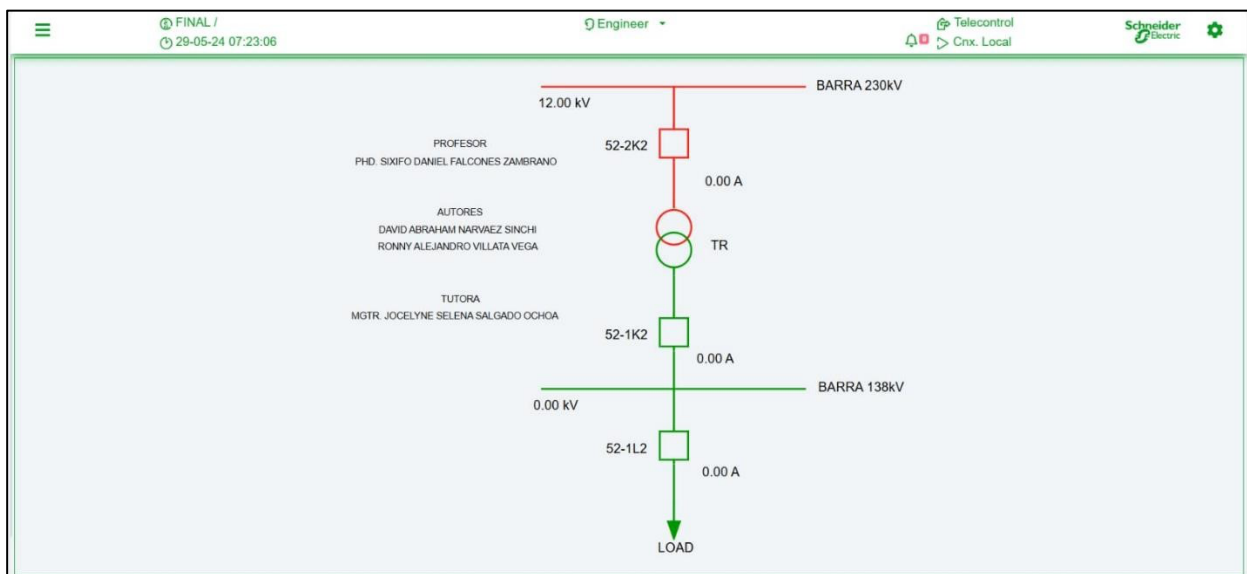


Ilustración 12. Pantalla principal de WebUI con estados del entorno de subestación [Autoría propia]

3.4. Integración completa del sistema de subestación simulada

Al finalizar el proceso de implementación y validación, el sistema de subestación simulada quedó conformado por la integración del entorno de simulación en tiempo real, el tablero de la RTU y los dispositivos de protección, operando dentro de un mismo entorno experimental. Esta configuración permitió observar el funcionamiento conjunto de los distintos componentes del sistema y analizar el flujo de información desde la generación de señales eléctricas hasta su adquisición y visualización en las herramientas de supervisión.

El entorno integrado estuvo compuesto por el simulador en tiempo real OPAL-RT, encargado de la generación de señales analógicas y digitales representativas del sistema eléctrico; el tablero basado en la RTU SAI TEL-DP, responsable de la adquisición, procesamiento y distribución de la información; y los relés de protección, que actuaron como dispositivos de campo dentro del esquema de subestación implementado. Durante las pruebas realizadas, la comunicación entre estos elementos se mantuvo estable, sin registrarse alarmas ni interrupciones en el intercambio de información.



Ilustración 13. Integración completa del entorno experimental del proyecto. [Autoría propia]

La disposición física de los equipos permitió reproducir de manera controlada un entorno similar al de una subestación eléctrica real, facilitando la observación directa del comportamiento del sistema ante diferentes condiciones operativas. La correcta

sincronización de los componentes y la consistencia de la información intercambiada evidencian que la integración alcanzada es funcional y representativa.

Los resultados obtenidos confirman que el sistema integrado cumple con los objetivos del proyecto, validando el tablero de la RTU como eje central de una plataforma de pruebas para sistemas de protección eléctrica, aplicable tanto a procesos de validación técnica como a entornos académicos y de capacitación.

3.5. Análisis de resultados.

El análisis de los resultados obtenidos a partir de la creación y validación de la subestación eléctrica en el entorno HYPERSIM de OPAL-RT permitió examinar el comportamiento del modelo desarrollado en relación con los objetivos definidos para esta etapa del proyecto. Durante las pruebas realizadas se observó la generación consistente de señales analógicas de corriente y voltaje, así como un comportamiento temporal estable del sistema durante la simulación en tiempo real, lo que permitió trabajar bajo condiciones eléctricas controladas y repetibles.

A lo largo de la ejecución del modelo no se presentaron interrupciones, desfases apreciables ni pérdidas de sincronización que afectaran la continuidad de la simulación. Este comportamiento resultó relevante para la interacción con dispositivos externos, ya que permitió que las señales entregadas al tablero de la RTU se mantuvieran libres de perturbaciones asociadas al entorno de simulación. De esta forma, los resultados observados en los dispositivos conectados pudieron analizarse considerando principalmente el desempeño del sistema de integración implementado.

Asimismo, la verificación de los rangos de operación de las variables simuladas permitió analizar que las magnitudes eléctricas utilizadas durante las pruebas se mantuvieron dentro de valores técnicamente razonables. Este aspecto fue considerado importante para evitar condiciones no representativas que pudieran influir de forma indebida en la respuesta de los relés de protección o en el procesamiento de señales por parte de la RTU.

Las observaciones obtenidas a partir de estas pruebas permitieron disponer de un entorno de simulación adecuado para el desarrollo de las etapas posteriores del proyecto, en las cuales se evaluó la interoperabilidad, supervisión y validación del tablero de la RTU. El uso de simulación en tiempo real facilitó la realización de ensayos bajo condiciones controladas y repetibles, proporcionando un marco técnico consistente para el análisis del comportamiento del sistema integrado.

CAPÍTULO 4

4. Conclusiones y recomendaciones

4.1. Conclusiones

- Se determinó que el diseño e implementación del tablero de comunicaciones basado en la RTU SAITEL-DP permitió reproducir de manera funcional una arquitectura de subestación eléctrica, integrando simulación, adquisición de señales y supervisión, lo cual cumplió con el objetivo general del proyecto.
- Se comprobó que la RTU SAITEL-DP fue capaz de interoperar correctamente con dispositivos electrónicos inteligentes configurados bajo distintos protocolos de comunicación, específicamente IEC 61850 y DNP3, validando su capacidad como elemento central de integración en entornos de subestaciones eléctricas.
- Los resultados obtenidos demostraron que el entorno de simulación en tiempo real implementado en HYPERSIM de OPAL-RT generó señales eléctricas estables y reproducibles, permitiendo validar el comportamiento del sistema sin la necesidad de realizar pruebas en infraestructura energizada.
- Se evidenció que el mapeo de señales y la integración de protocolos dentro de la RTU permitieron una adquisición confiable de variables analógicas y digitales, reflejándose de manera coherente tanto en los dispositivos de protección como en la interfaz web de supervisión.
- La visualización de estados, mediciones y eventos a través del servidor web integrado de la RTU confirmó la viabilidad del sistema como una plataforma de supervisión tipo SCADA a nivel de subestación, alineada con prácticas reales del sector eléctrico.
- Finalmente, se concluyó que el desarrollo de la guía práctica de interoperabilidad constituyó un aporte adicional del proyecto, al permitir la sistematización del procedimiento seguido y facilitar la replicabilidad del entorno como herramienta académica y de capacitación técnica.

4.2. Recomendaciones

- Se recomienda ampliar el entorno de simulación incorporando escenarios de falla más complejos, tales como cortocircuitos monofásicos, bifásicos y trifásicos, así como condiciones de sobrecarga y fallas temporales. Esto permitiría evaluar con mayor profundidad la respuesta dinámica de los relés de protección y la RTU, así como analizar tiempos de operación, selectividad y coordinación de protecciones bajo condiciones más exigentes.
- Se sugiere implementar el sistema bajo una modalidad Hardware-in-the-Loop (HIL), integrando interfaces físicas de potencia o equipos de inyección secundaria, lo que permitiría aproximar el comportamiento del sistema a condiciones reales de operación. Esta ampliación contribuiría a validar no solo la interoperabilidad a nivel de comunicación, sino también la respuesta física de los dispositivos ante señales reales de corriente y voltaje.
- Se recomienda extender el alcance del proyecto mediante la integración de dispositivos de protección de otros fabricantes, con el fin de evaluar escenarios de interoperabilidad más amplios. Esta línea de trabajo permitiría analizar compatibilidades, limitaciones y buenas prácticas en la integración de equipos heterogéneos, reflejando con mayor fidelidad la realidad de las subestaciones eléctricas modernas.
- Como trabajo futuro, se propone el desarrollo e integración de un sistema SCADA externo, complementario al servidor web integrado de la RTU. Esto permitiría evaluar funcionalidades adicionales como el registro histórico de eventos, análisis de tendencias, gestión de alarmas y control remoto, ampliando el alcance del sistema hacia aplicaciones más cercanas a entornos operativos reales.
- Se recomienda fortalecer el componente académico del proyecto mediante la ampliación y actualización de la guía práctica desarrollada, incorporando nuevos ejercicios, escenarios y actividades evaluativas. Esta guía podría ser utilizada como material de laboratorio en

asignaturas relacionadas con protecciones eléctricas, automatización y sistemas de potencia, contribuyendo a la formación práctica de los estudiantes y a la transferencia de conocimiento.

- Finalmente, se reconoce como limitación del estudio el hecho de que las pruebas se realizaron en un entorno de laboratorio controlado, sin interacción con sistemas eléctricos energizados. En este sentido, se recomienda que futuros trabajos evalúen la aplicación del sistema en entornos piloto o bancos de prueba avanzados, manteniendo siempre los criterios de seguridad y normativas técnicas vigentes.

REFERENCIAS

- [1] M. X. Liu, «Development of the testing automation system for verifying interoperability of digital substation,» *IEEE Access*, vol. 10, 2022.
- [2] A. R. Al-Ali, «Supervisory control and data acquisition (SCADA) based customized remote terminal unit (RTU) for distribution automation system,» de *IEEE International Conference on Industrial Technology*, 2010.
- [3] ETAP, «IEC 61850 Substation Automation,» ETAP, 5 febrero 2026. [En línea]. Available: <https://etap.com/es/product/iec-61850-substation-automation>.
- [4] R. R. Energía, «Pruebas funcionales de sistemas de automatización de subestaciones basados en IEC 61850,» *Revista RD Energía*, 5 febrero 2026. [En línea]. Available: <https://revistardenergia.com/pruebas-funcionales-de-sistemas-deautomatizacion-de-subestaciones-basados-%E2%80%8B%E2%80%8Ben-iec61850/>.
- [5] Y. a. Zhang, «Design and implementation of IEC 61850 based multi-type protection IED,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2013.
- [6] S. M. B. C. D. B. G. M. Blair, «Modeling and testing of protection relay IED,» de *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2009.
- [7] A. S. Y. Y. Sidhu, «Modelling the IEC 61850 and DNP3 protocol using OPNET in an electrical substation communication network,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2012.
- [8] S. Electric, «SAITEL-DP – Remote Terminal Unit for Substation Automation,» Schneider Electric, 5 febrero 2026. [En línea]. Available: <https://www.se.com/co/es/product-range/61747-saitel-dp/>.
- [9] M. H. e. a. Rehmani, «Communication protocols for energy activity monitoring in transformer substations,» *IEEE Access*, 2022.
- [10] J. Wang, «New information interface scheme for substation monitoring information based on E language and IEC 104 protocol,» *IEEE Access*, 2020.
- [11] M. S. A. M. M. A. Mahmoud, «Packet analysis of DNP3 protocol over TCP/IP at an electrical substation grid modelled in OPNET,» de *IEEE International Conference on Smart Grid Communications*, 2019.

- [12] TodoIngenierías, «Causas comunes de la latencia en redes,» TodoIngenierías, 5 febrero 2026.
[En línea]. Available: <https://todoingenierias.com/causas-comunesde-la-latencia-en-redes-descubre-las-razones-de-la-lentitud-en-conexiones/>.
- [13] Y. Li, «Hardware-in-the-loop simulation-based interoperability testing method of smart sensors in smart grids,» *IEEE Access*, 2024.
- [14] H. Liu, «Interoperability analysis of IEC 61850 protocol using an emulated IED in a hardware-in-the-loop microgrid testbed,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2021.

APÉNDICE A

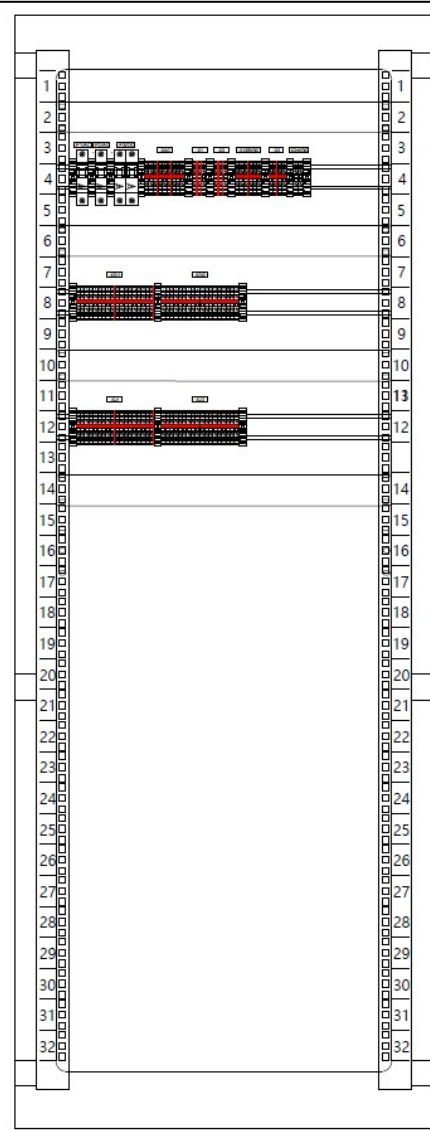
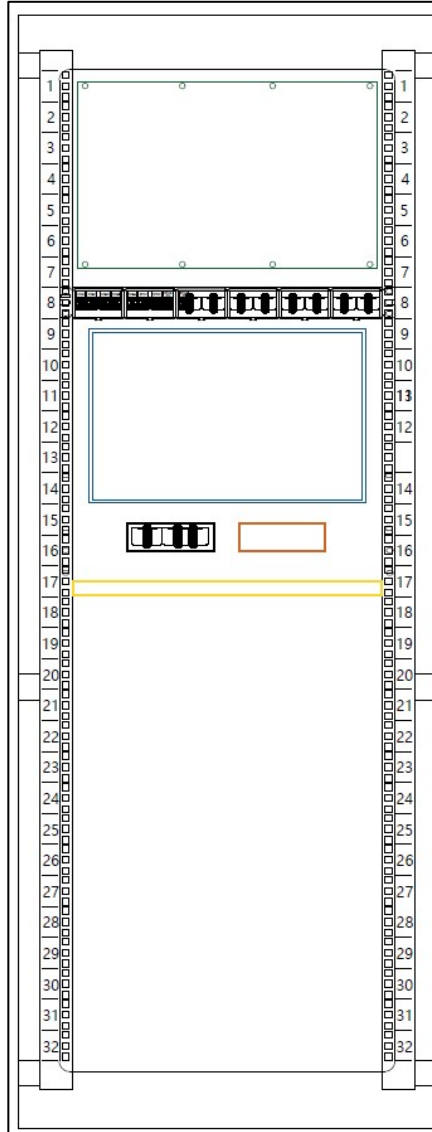
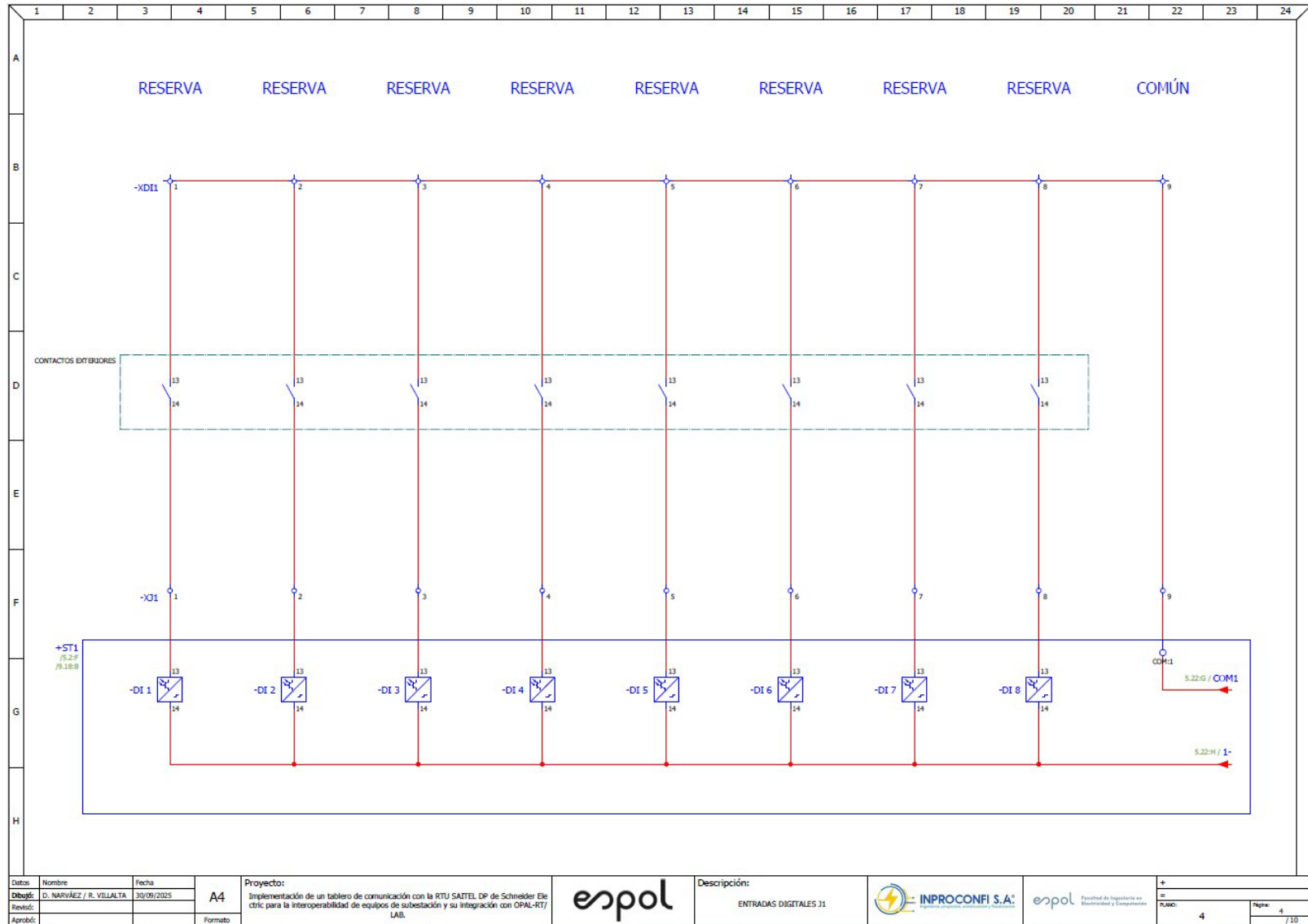
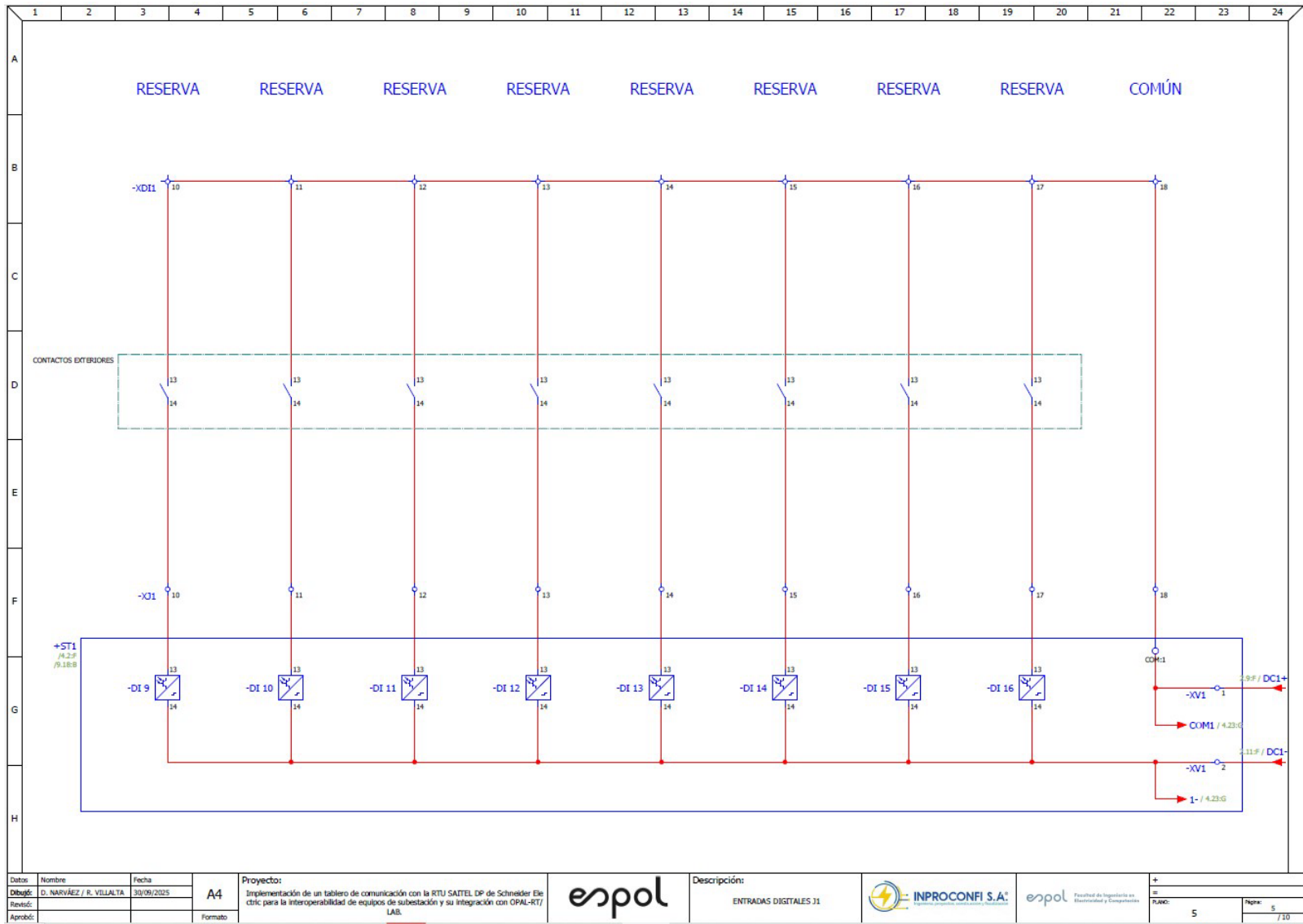


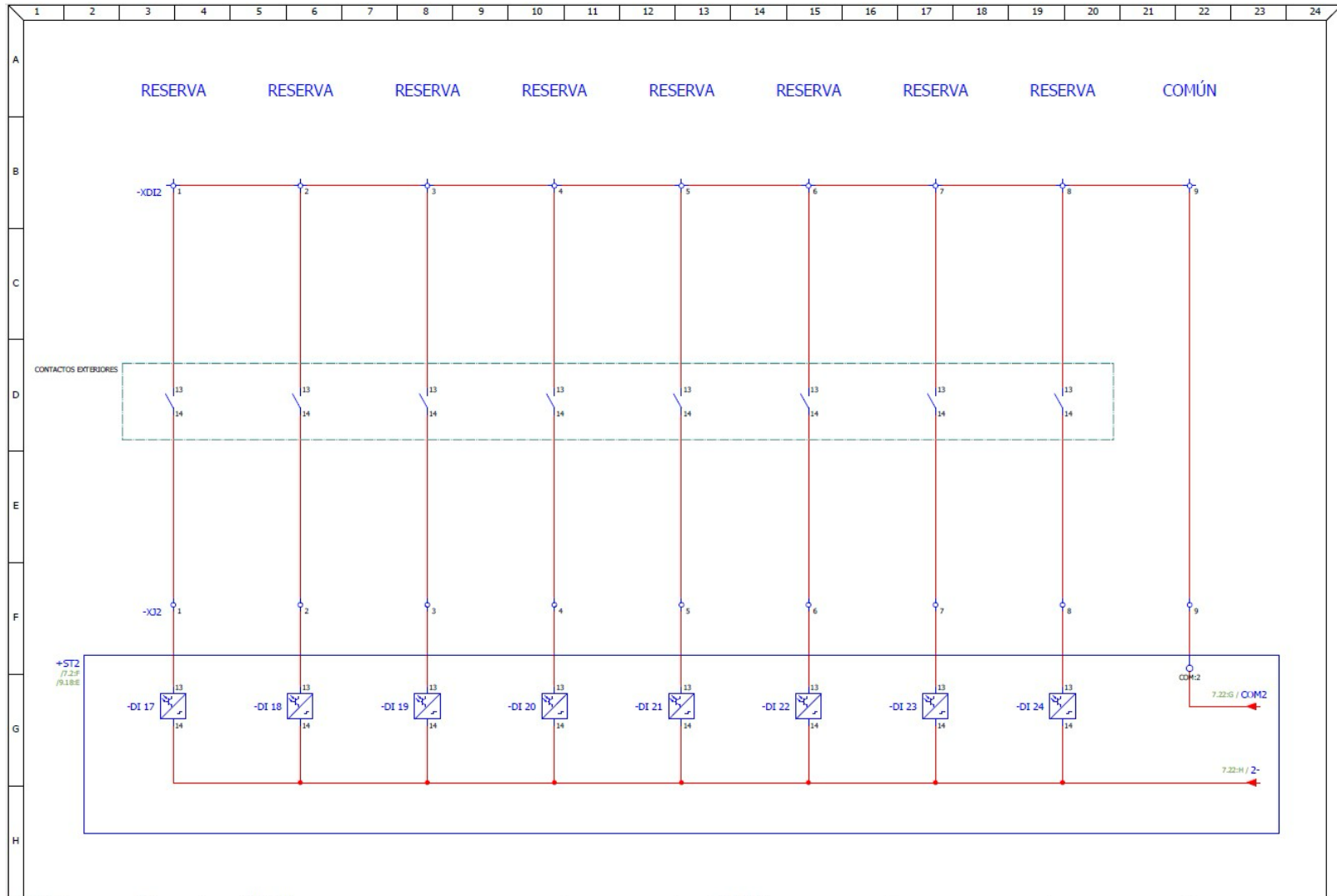
Ilustración 14. Diseño de 2D



PLANO 1. Entradas binarias RTU

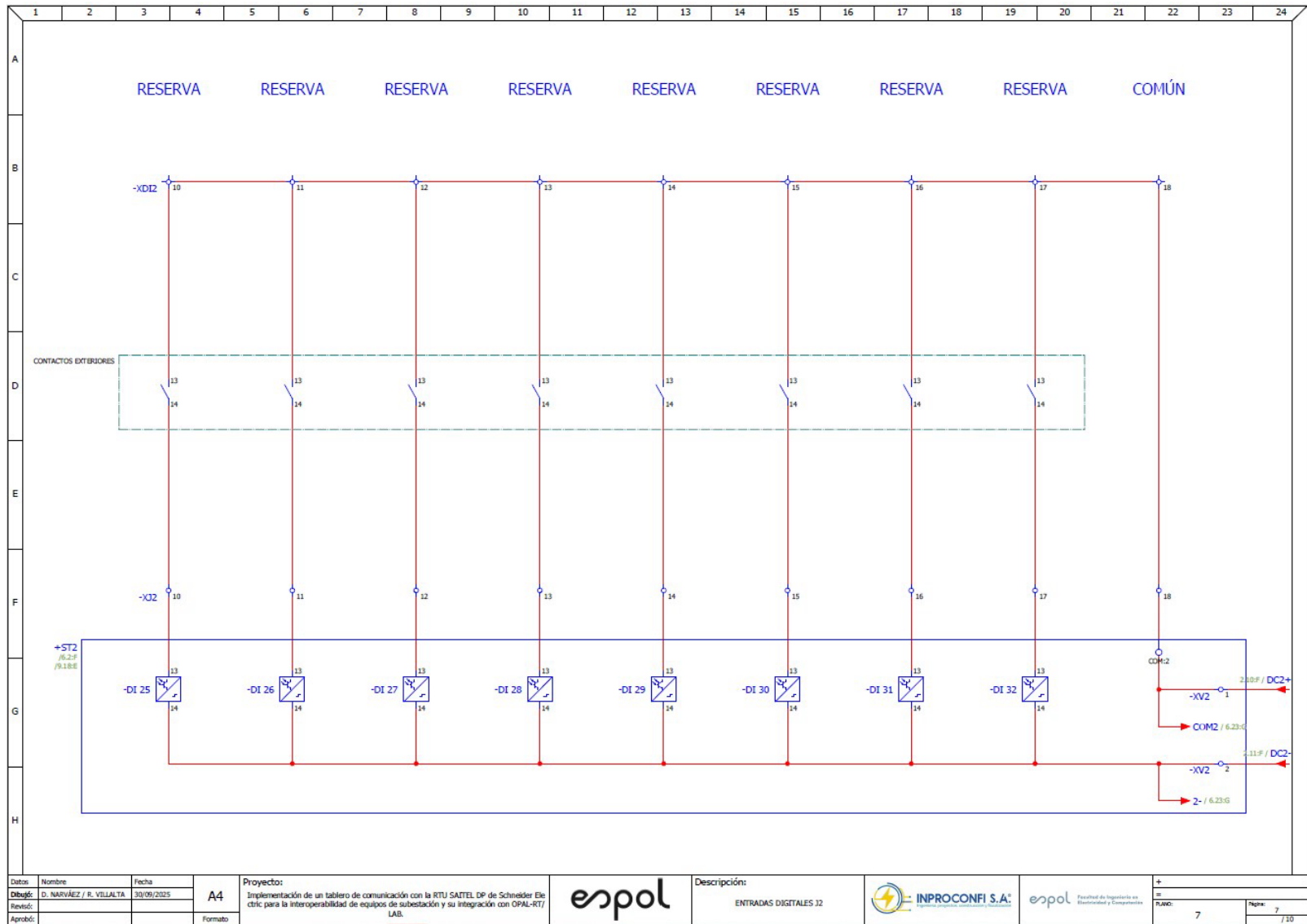


PLANO 2. Entradas binarias RTU

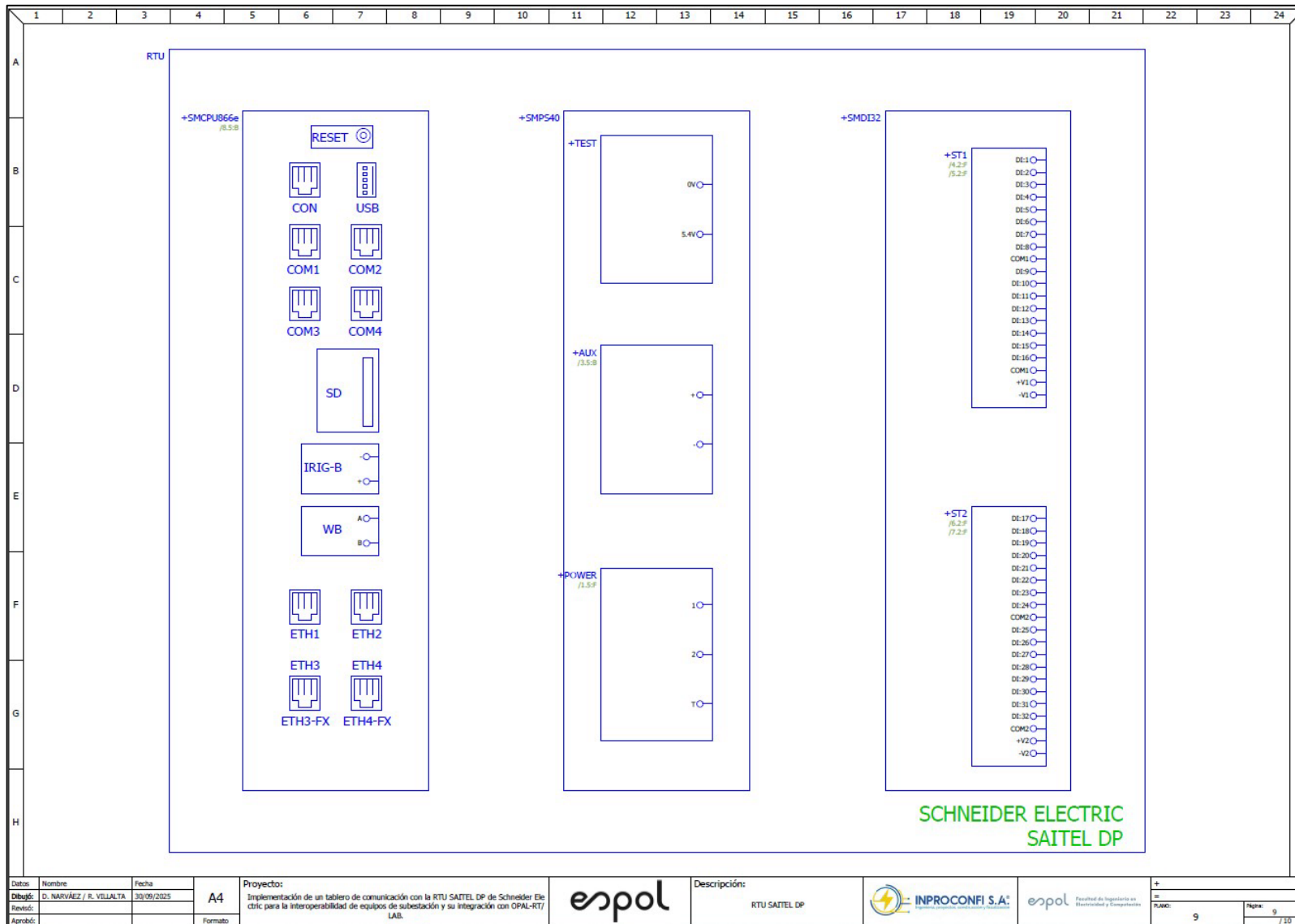


Datos:	Nombre	Fecha	A4	Proyecto: Implementación de un tablero de comunicación con la RTU SATEL DP de Schneider Electric para la interoperabilidad de equipos de subestación y su integración con OPAL-RT/LAB.	Descripción: ENTRADAS DIGITALES 32			+ =
Dibujó:	D. NARVÁEZ / R. VILLALTA	30/09/2025						
Aprobó:								

PLANO 3. Entradas binarias RTU



PLANO 4. Entradas binarias RTU



PLANO 5. RTU

1. EASERGY BUILDER: CONFIGURACION DEL PROTOCOLO DNP3 EN LA SAITELDP

The screenshot shows the Easergy Builder V1.7.49 interface. The title bar indicates the name 'MAESTRIA' and ID 'MAESTRIA_01/02/2026 18:51:03_2'. The menu bar includes 'Espacio de trabajo', 'Guardar', 'Enviar Configuración a RTU', 'Archivo', 'Ver', 'Ayuda', and 'Add-Ons'. The main window has tabs for 'Dispositivos', 'Canales', 'CoreDb', and 'Sincronización'. Below the tabs is a toolbar with icons for various functions. The main area contains a table with columns for 'Nombre', 'Descripción', 'Origen1 Dispositivo', 'Origen1 Coordenadas', 'Origen1 Máscara', 'Destino1 Dispositivo', 'Destino1 Coordenadas', 'Destino2 Dispositivo', 'Destino2 Coordenadas', 'Valor inicial', 'Bloqueado', 'No volátil', 'Compartido Publicar', and 'Compartido Subscribir'. The table lists 32 rows of configurations, all with 'Origen1' and 'Destino1' set to 'MILTONRELE' and 'MILTONRELEProt...' respectively. The 'Bloqueado' and 'No volátil' columns contain checkboxes, and the 'Compartido' columns contain checkboxes.

Nombre	Descripción	Origen1 Dispositivo	Origen1 Coordenadas	Origen1 Máscara	Destino1 Dispositivo	Destino1 Coordenadas	Destino2 Dispositivo	Destino2 Coordenadas	Valor inicial	Bloqueado	No volátil	Compartido Publicar	Compartido Subscribir
ST00003	MILTONRELE Sys...	MILTONRELE	[MILTONRELESys...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00004	MILTONRELE Sys...	MILTONRELE	[MILTONRELESys...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00005	MILTONRELE Sys...	MILTONRELE	[MILTONRELESys...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00006	MILTONRELE Sys...	MILTONRELE	[MILTONRELESys...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00007	MILTONRELE Sys...	MILTONRELE	[MILTONRELESys...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00008	MILTONRELE Sys...	MILTONRELE	[MILTONRELESys...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00009	MILTONRELE Sys...	MILTONRELE	[MILTONRELESys...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00010	MILTONRELE Prot...	MILTONRELE	[MILTONRELEProt...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00011	MILTONRELE Prot...	MILTONRELE	[MILTONRELEProt...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00012	MILTONRELE Prot...	MILTONRELE	[MILTONRELEProt...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00013	MILTONRELE Prot...	MILTONRELE	[MILTONRELEProt...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00014	MILTONRELE Prot...	MILTONRELE	[MILTONRELEProt...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00015	MILTONRELE Prot...	MILTONRELE	[MILTONRELEProt...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00016	MILTONRELE Prot...	MILTONRELE	[MILTONRELEProt...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00017	MILTONRELE Prot...	MILTONRELE	[MILTONRELEProt...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00018	MILTONRELE Prot...	MILTONRELE	[MILTONRELEProt...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00019	MILTONRELE Prot...	MILTONRELE	[MILTONRELEProt...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00020	MILTONRELE Prot...	MILTONRELE	[MILTONRELEProt...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00021	MILTONRELE Prot...	MILTONRELE	[MILTONRELEProt...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00022	MILTONRELE Prot...	MILTONRELE	[MILTONRELEProt...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00023	MILTONRELE Prot...	MILTONRELE	[MILTONRELEProt...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00024	MILTONRELE Prot...	MILTONRELE	[MILTONRELEProt...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00025	MILTONRELE Prot...	MILTONRELE	[MILTONRELEProt...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00026	MILTONRELE Prot...	MILTONRELE	[MILTONRELEProt...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00027	MILTONRELE Prot...	MILTONRELE	[MILTONRELEProt...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00028	MILTONRELE Prot...	MILTONRELE	[MILTONRELEProt...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00029	MILTONRELE Prot...	MILTONRELE	[MILTONRELEProt...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00030	MILTONRELE Prot...	MILTONRELE	[MILTONRELEProt...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00031	MILTONRELE Prot...	MILTONRELE	[MILTONRELEProt...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
ST00032	MILTONRELE Prot...	MILTONRELE	[MILTONRELEProt...							<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Ilustración 15. Señales recibidas por la RTU
Tabla 2. Tipos de objetos para la comunicación DNP3

Object type	Description
OB01	Digital inputs
OB03	Double digital inputs
OB10	Digital output status
OB12	Digital outputs/commands
OB20	Counters
OB21	Frozen counters
OB30	Analog inputs
OB40	Analog output status
OB41	Analog outputs/commands
OB121	Security statistics received from slave (only SAV5)
DIAG_OB121	Security statistics own of master (only SAV5)

DNP Analog Input Point 0	SRC1	Ia RMS
DNP Analog Input Point 1	SRC1	Ib RMS
DNP Analog Input Point 2	SRC1	Ic RMS
DNP Analog Input Point 3	SRC1	In RMS
DNP Analog Input Point 4	SRC1	Ia Angle
DNP Analog Input Point 5	SRC1	Ib Angle
DNP Analog Input Point 6	SRC1	Ic Angle
DNP Analog Input Point 7	SRC1	In Angle
DNP Analog Input Point 8	FlexElement 1 Value	
DNP Analog Input Point 9	FlexElement 2 Value	
DNP Analog Input Point 10	Channel 1 Asymmetry	
DNP Analog Input Point 11	Channel 2 Asymmetry	
DNP Analog Input Point 12	SRC1	PF
DNP Analog Input Point 13	SRC1	Frequency
DNP Analog Input Point 14	SRC1	Demand Ia
DNP Analog Input Point 15	Local Ia Mag	
DNP Analog Input Point 16	SRC1	Vab RMS
DNP Analog Input Point 17	SRC1	Vbc RMS
DNP Analog Input Point 18	SRC1	Vca RMS
DNP Analog Input Point 19	OFF	
DNP Analog Input Point 20	OFF	
DNP Analog Input Point 21	OFF	

Ilustración 16. Señales enviadas del L90 GE

APÉNDICE B GUÌA PRÁCTICA

INTEROPERABILIDAD DE IEDS

OBJETIVOS

- Diseñar e implementar una plataforma didáctica de laboratorio basada en simulación en tiempo real que permita configurar, integrar, supervisar y validar esquemas de protección eléctrica mediante el uso de IEDs reales, una RTU industrial y un simulador OPAL-RT, empleando protocolos estándar de subestaciones eléctricas.
- Implementar la comunicación industrial entre relés de protección y una RTU, utilizando los protocolos DNP3 e IEC 61850, para la adquisición y concentración de datos en un entorno de subestación digital.
- Validar el comportamiento del sistema mediante un SCADA/HMI, comprobando la correcta operación de las protecciones y la coherencia entre los eventos simulados, las respuestas de los IEDs y los datos visualizados.

EQUIPOS DE LABORATORIO

- Simulador en tiempo real OPAL-RT
- Relé de protección L90
- Relé de protección P5T30
- RTU SAITEL DP
- Computador (PC)

DIAGRAMA Y ESQUEMA DE COMUNICACIÓN

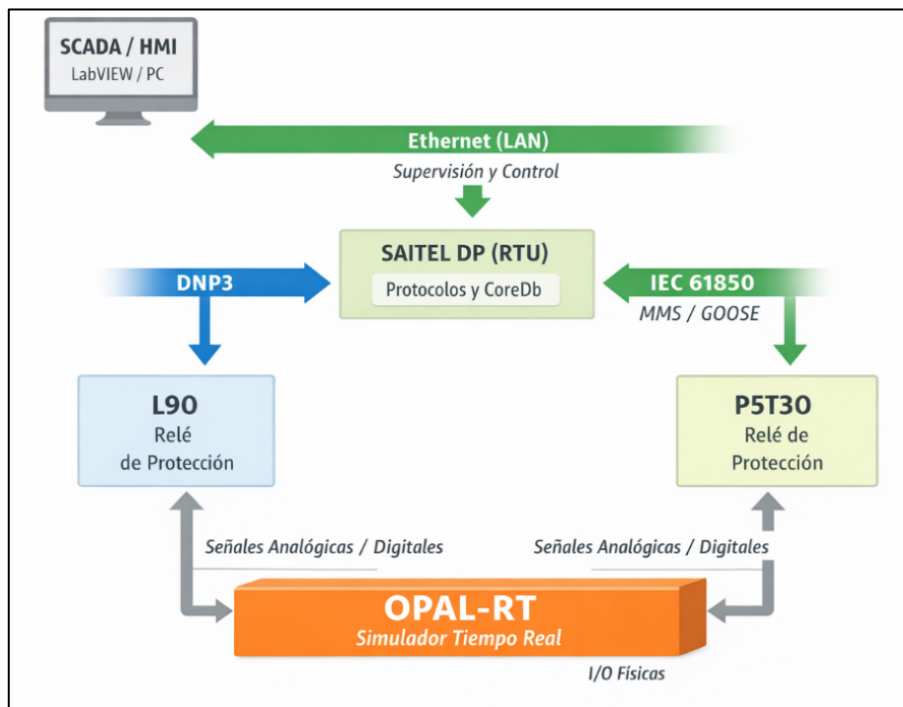
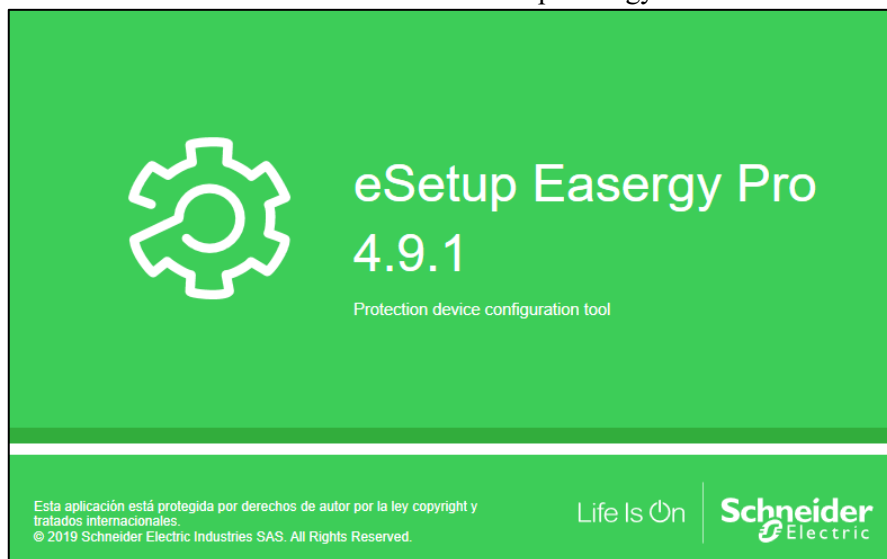


Diagrama 1 Diagrama simplificado para obtener el voltaje de ruptura dieléctrico.

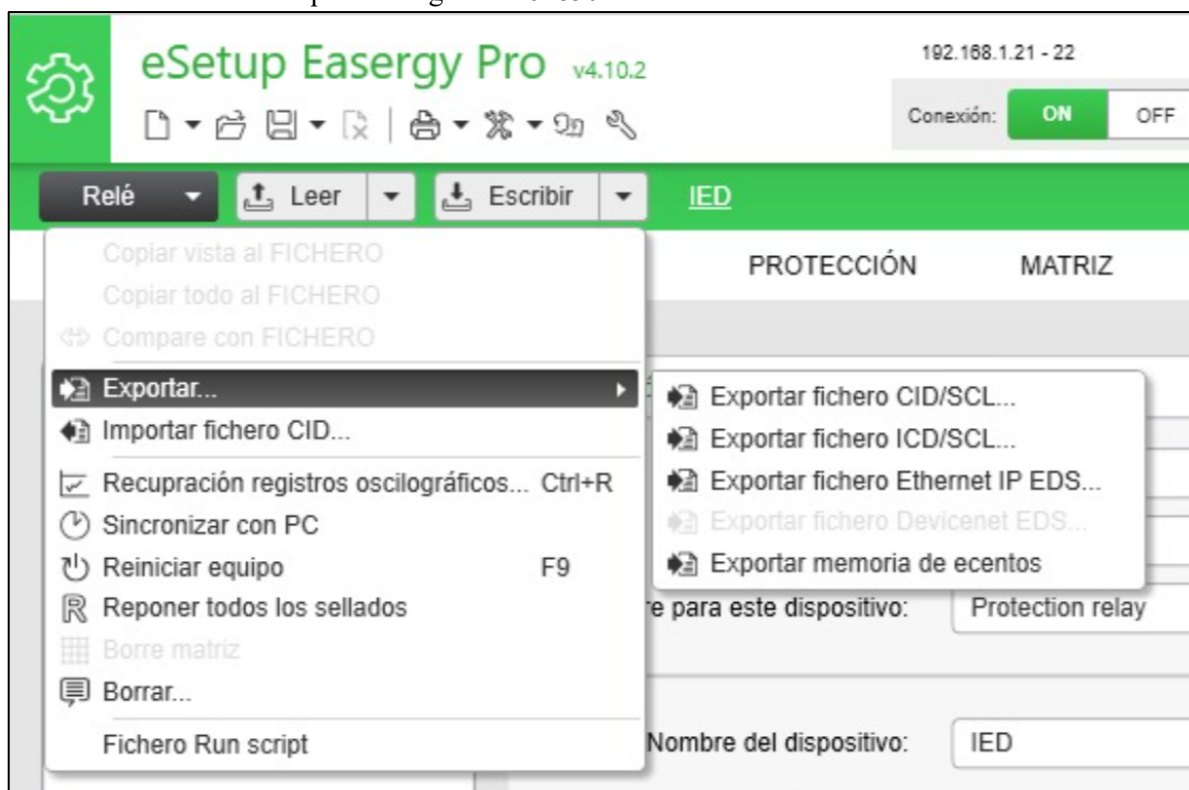
PROCEDIMIENTO

2. Configuración inicial del relé Schneider Electric para IEC61850

- Conectarse al relé P5T30 mediante el software eSetup Easergy Pro con la IP: 192.168.0.1



- Para obtener el ICD desde el Easergy Pro, vamos a la opción de exportar y seleccionamos ICD/SCL. Este archivo servirá para configurar el 61850.



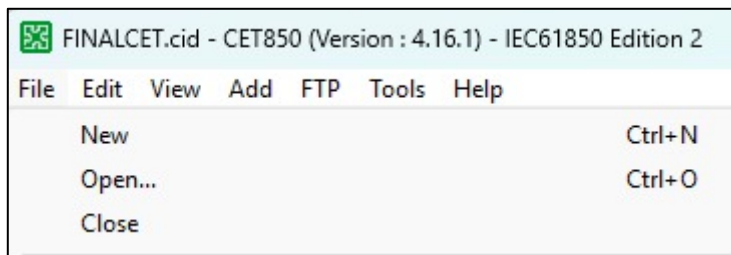
- Acceder a la configuración del 61850 mediante la siguiente opción:



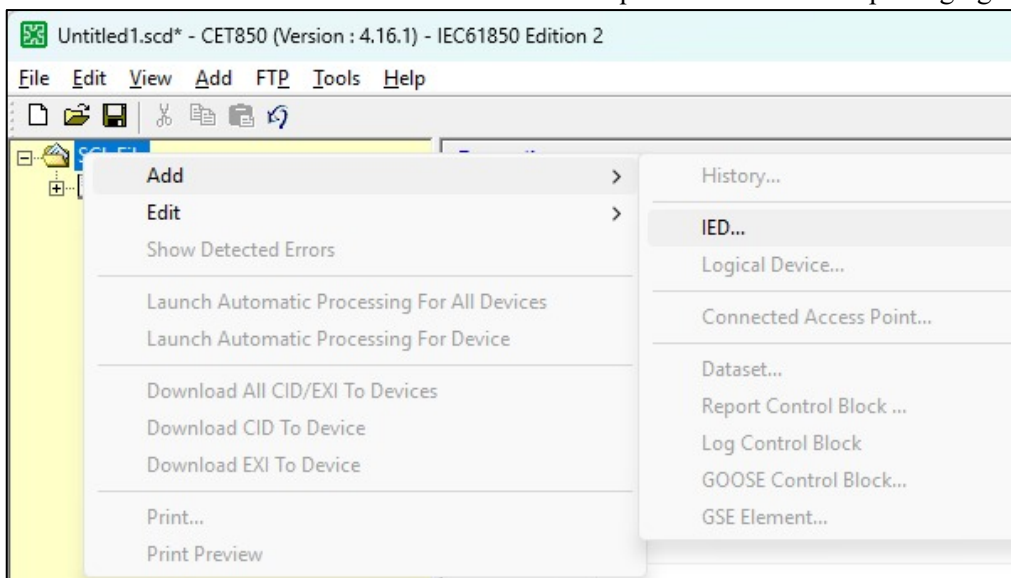
- Se abrirá el software “CET850” el cual servirá para crear los puntos a los cuales accederemos de forma remota mediante el protocolo.

3. CET850: Creación del “.CID”

- Creamos un nuevo archivo dentro del software CET850.



- Clic derecho en el archivo “SCL” del árbol del lado izquierdo de la ventana para agregar un nuevo IED.



- Dentro de la ventana que se abre, se debe elegir el relé a usarse. Para esto, existen dos métodos, seleccionando de forma manual el modelo exacto del relé, o cargar el ICD/CID que se puede descargar desde el EasergyPro. En este caso cargaremos el ICD/CID.

Add IED [X]

IED identification

ICD / CID File [] [...]

Name []

Description []

Physical Ports []

Address

Subnet [] [...]

IP Address [0 . 0 . 0 . 0]

Subnet mask [0 . 0 . 0 . 0]

Gateway address [0 . 0 . 0 . 0]

[Details...]

[OK] [Cancel] [Help]

Add a device [X]

Select a device

Device from library

Family [PowerLogic P3F60
PowerLogic P3L60
PowerLogic P3M60
PowerLogic P3M62
PowerLogic P3T62
PowerLogic P5F30]

Model [MasterPact MTZ M2/S]

Version [V1.0]

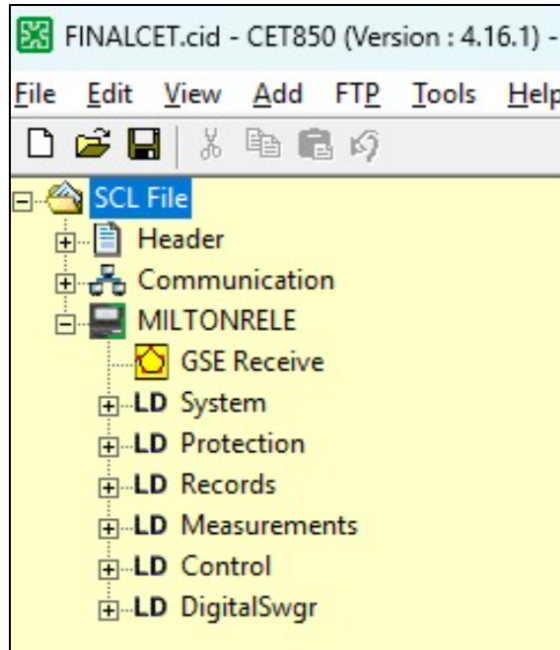
ICD file [MTZ/SE_MasterPact_MTZ-F01_E2V01.icd]

Other device

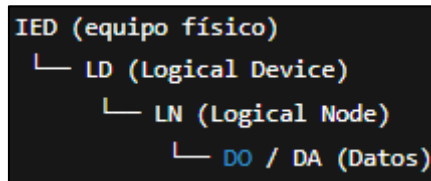
ICD file [] [...]

[OK] [Cancel]

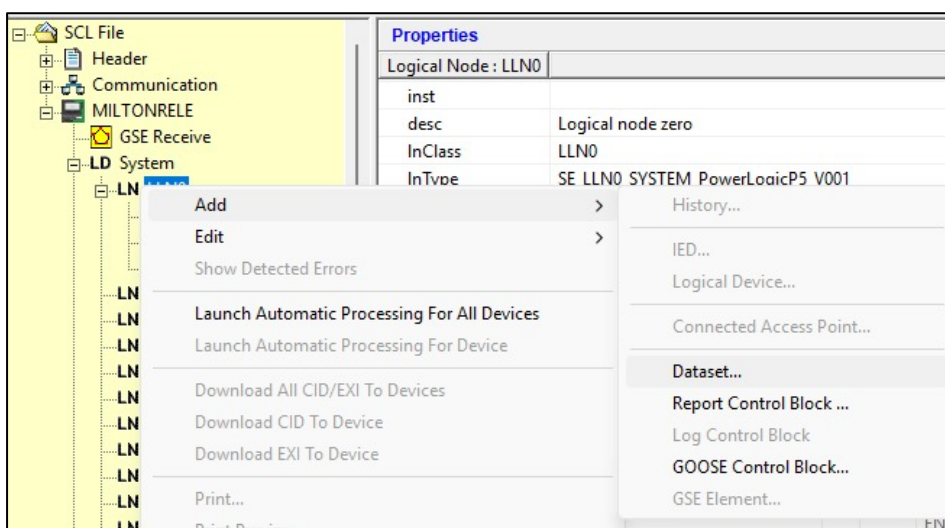
- Una vez creado el relé, debería verse un listado de “jerarquía” encabezado por el relé agregado y seguido por los “Logical Devices”.



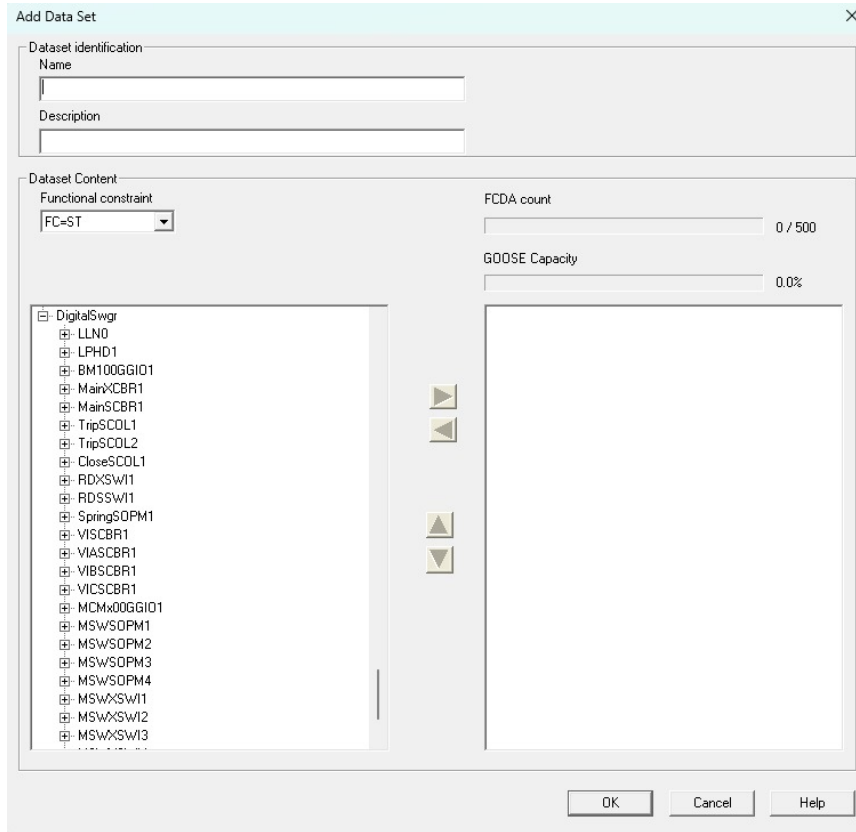
*Nota: La Jerarquía del IEC 61850 es:



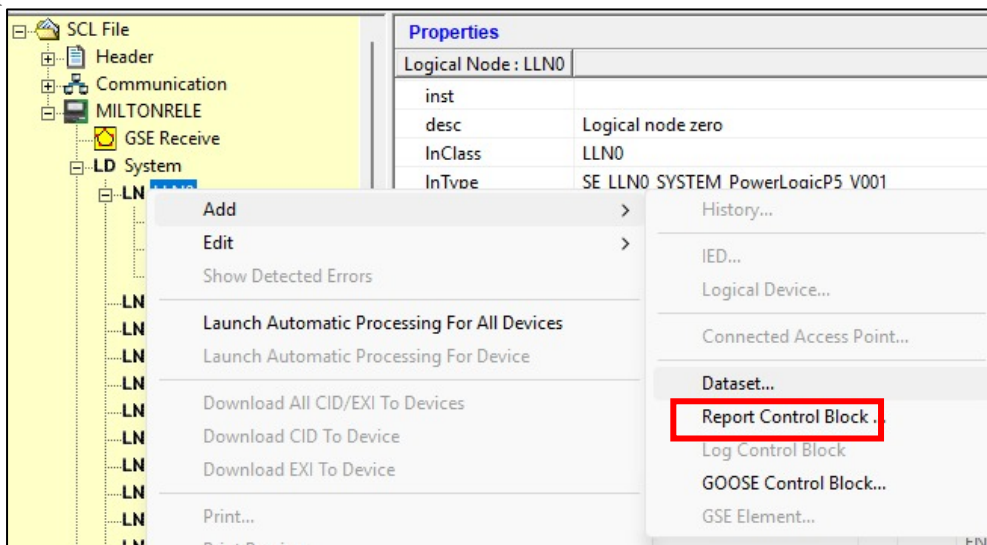
- Una vez cargados los Logical Devices (LD) en el IED, se debe proceder a la creación de los DataSets requeridos. Se recomienda definir un DataSet por cada “Logical Device”, con la finalidad de organizar la información de forma estructurada, facilitar la gestión de señales y mejorar la claridad en la configuración y el diagnóstico del sistema.



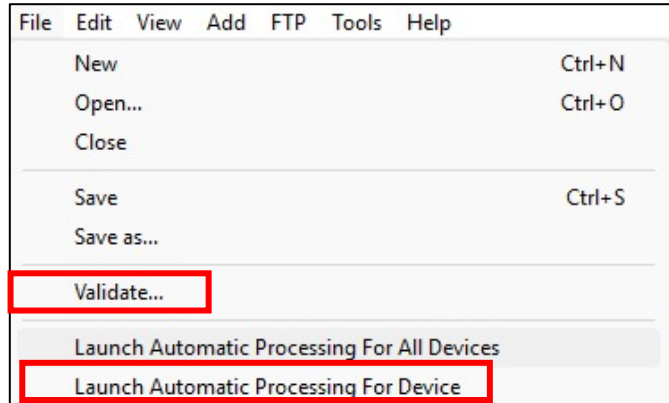
- Una vez creado el Logical Device, se debe definir el DataSet correspondiente, asignándole un nombre representativo y seleccionando las señales necesarias. Se recomienda utilizar el “Functional Constraint ST”, ya que este agrupa información de estado. El DataSet debe contener únicamente las señales relevantes para la función que se desea supervisar o controlar, con el fin de mantener una configuración clara y ordenada.



- Luego, se debe crear los “Report Control Blocks (RCB)”, ya que estos definen cómo y cuándo los datos del IED serán enviados a los dispositivos clientes. Los RCB permiten asociar un DataSet y establecer las condiciones de reporte, como cambios de estado o variaciones de valores, asegurando que la información relevante sea transmitida de forma automática y estructurada hacia el sistema de supervisión.



- Luego de crear y configurar todos los puntos del modelo, es imprescindible ejecutar la opción Validate para verificar la consistencia del archivo SCL y asegurar que no existan errores de sintaxis o referencias inválidas. Una vez validado correctamente, se debe utilizar la opción Launch Automatic Processing para aplicar la configuración y generar automáticamente los objetos y enlaces necesarios en los dispositivos, garantizando que los cambios realizados queden correctamente integrados y operativos.



- Se confirma que aparezca el relé en la ventana “automatic Processing” y que este marcado todas las opciones.

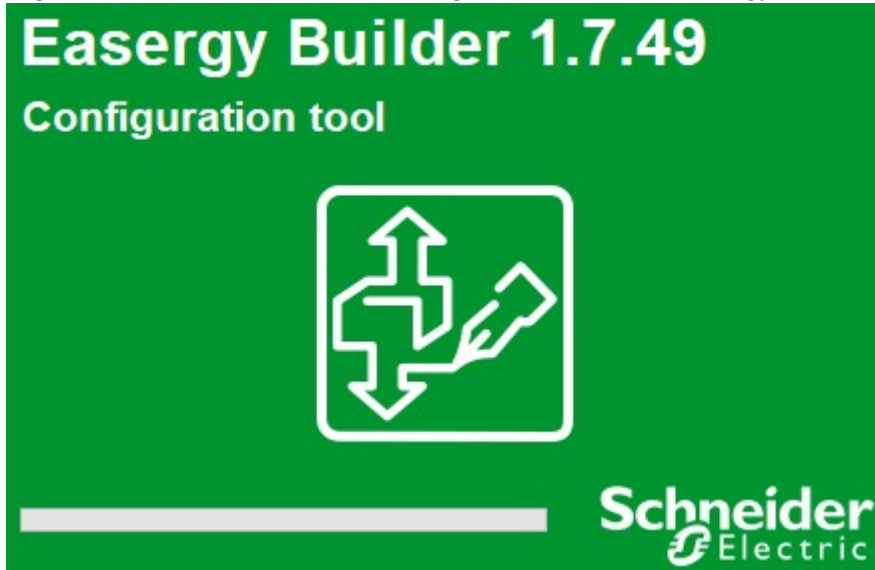
IED Name	Type	Manufacturer	Validate	Scan pre-defined subscription	GOOSE auto-binding	Export CID file
1 MILTONRELE	P53	Schneider Electric	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Una vez guardado el archivo “.CID”, se debe importar al relé P5T30, en las opciones dentro del Software Easergy Pro.

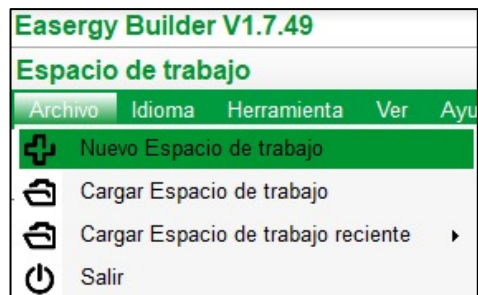


4. EASERGY BUILDER: CONFIGURACION DE LA RTU SAITEL DP

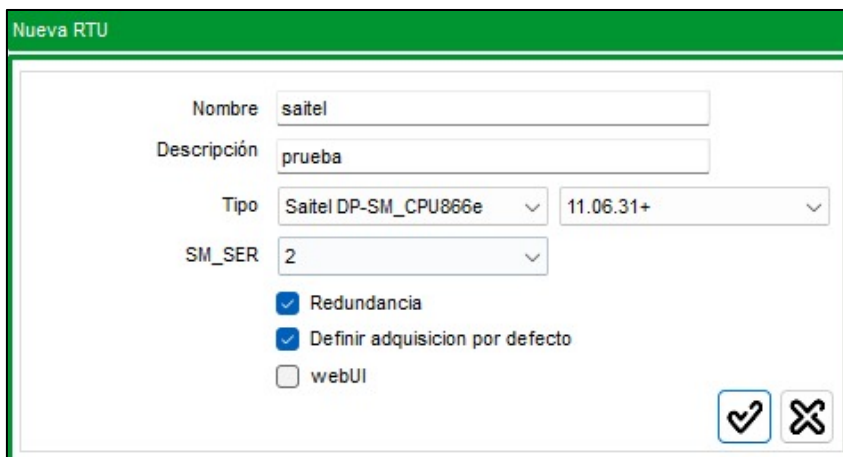
- Para configurar la RTU SaitelDP, debemos ingresar al software “Easergy Builder”



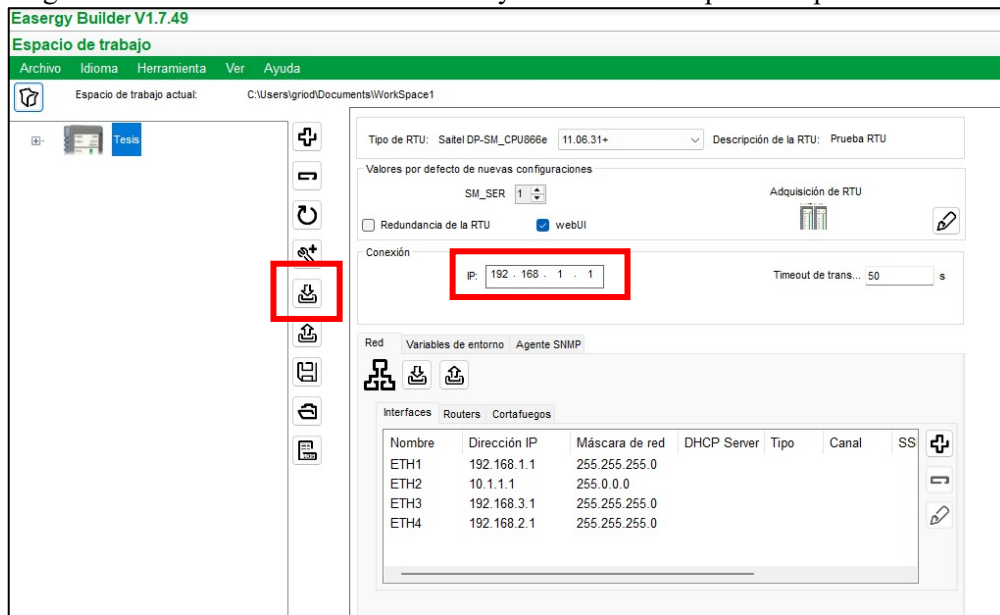
- Dentro del Software, se debe crear un nuevo espacio de trabajo:



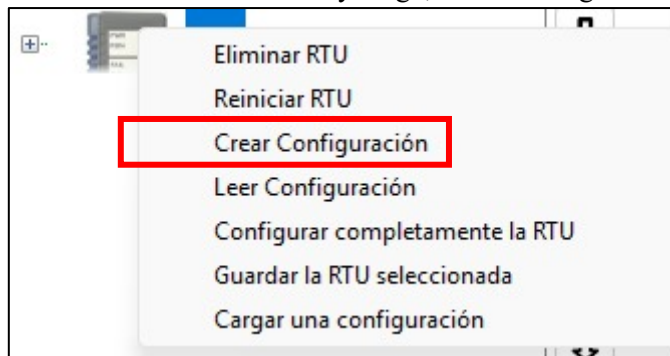
- En esta ventana se define la configuración básica de la RTU SAITEL. Se asigna un nombre y una descripción para identificar el equipo dentro del proyecto. A continuación, se selecciona el tipo de RTU, correspondiente al modelo Saitel DP-SM_CPU866e, junto con la versión de firmware, asegurando la compatibilidad con las funciones y protocolos que se utilizarán durante la práctica de laboratorio.



- Configuramos la IP de la RTU: 192.168.1.1 y leemos la RTU para comprobar conectividad.



- Clic derecho en la Saitel en el árbol derecho y luego, “crear configuración”

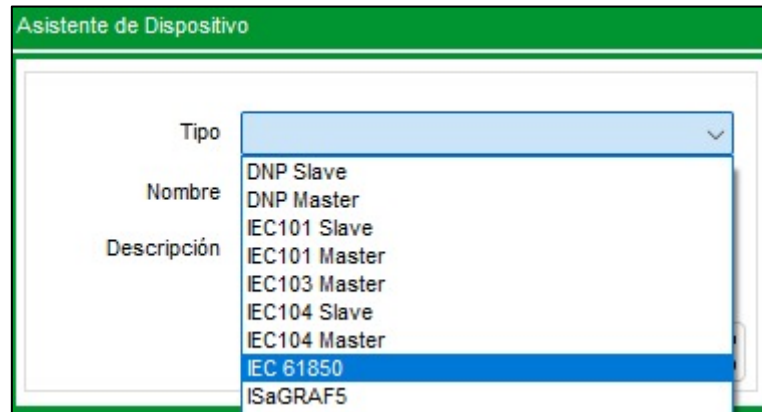


5. EASERGY BUILDER: CONFIGURACION DEL PROTOCOLO IEC61850 EN LA SAITELDP

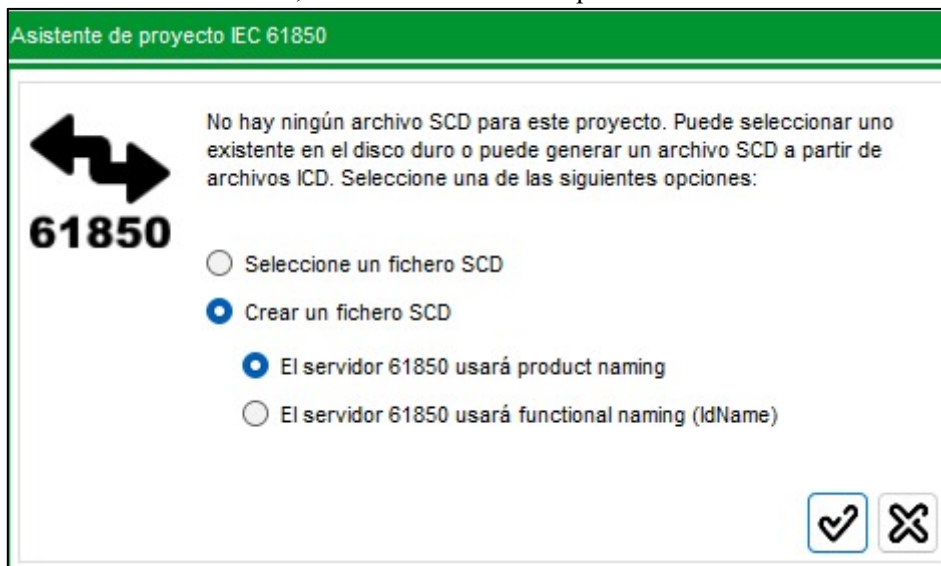
- En “Dispositivos de la configuración” damos clic derecho y seleccionamos “añadir”



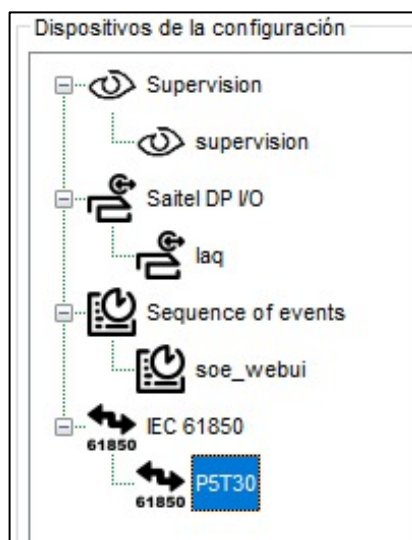
- Seleccionar “IEC 61850”



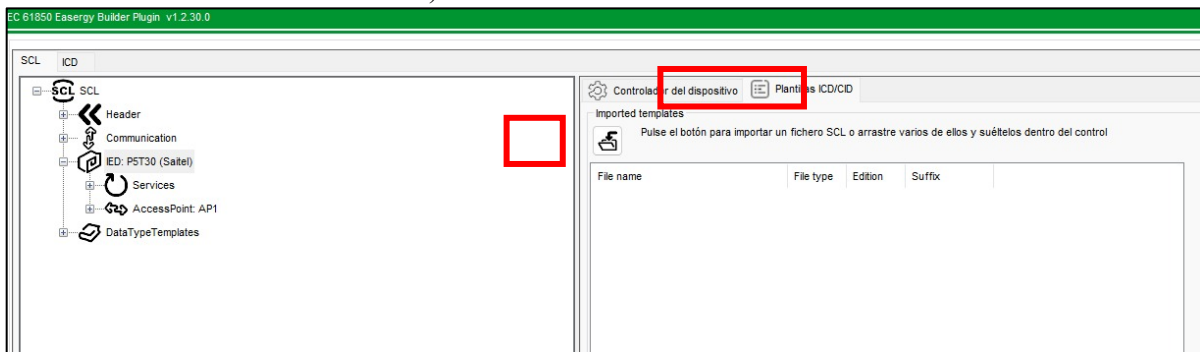
- Seleccionar “crear un fichero SCD”, el cual será el fichero que se enviará al SCADA.



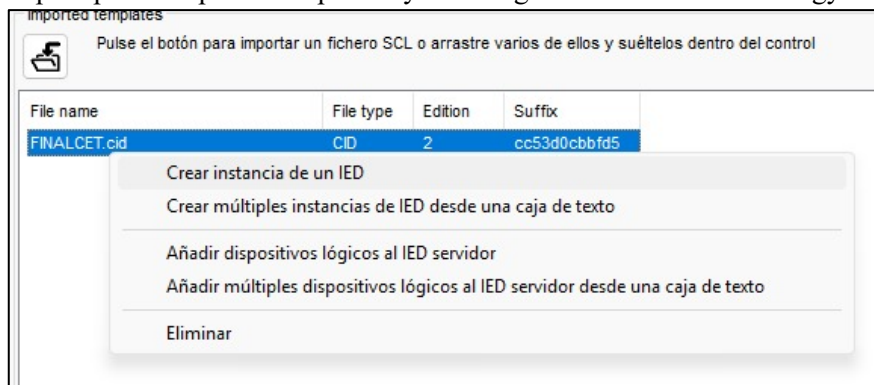
- Luego, aparecerá el protocolo con el nombre escrito. Se debe dar doble clic para entrar a la configuración del protocolo.



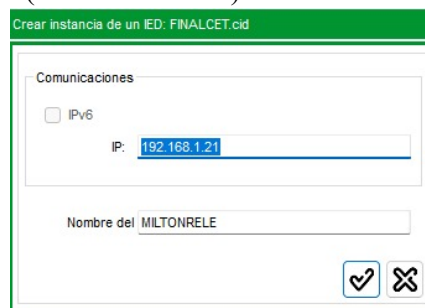
- En la nueva ventana, elegimos la opción “Plantilla ICD/CID”. Y damos clic en la carpeta para importar un fichero SCL o CID. Donde seleccionaremos el mismo que importamos al Easergy Pro. (El .CID creado en el software CET850)



- Se agregará a lista del recuadro blanco a la derecha. Al hacer clic derecho se debe “crear instancia de un IED” esto para poder importar los puntos y la configuración del relé al Easergy Builder.



- Se verifica que muestre la IP del relé (IP: 192.168.1.21)



- Seleccionar todos los Logical Devices creados y “mover a asignados”:

Configurar Control Blocks

Report Control Blocks Goose Control Blocks

IED: MILTONRELE

Disponibles

LDevice inst	IdName	name	index	prefix	InClass	InInst	datSet	rptID	indexed	buffered	confRev	bufTime	intgPd	desc
Control		CONTR...	01	OBJ	CSWI	1	CB1		true	true	1	8000	300	

Mover a asignados Mover a disponibles

Asignados

LDevice inst	IdName	name	index	prefix	InClass	InInst	datSet	rptID	indexed	buffered	confRev	bufTime	intgPd	desc
Control		CONT1			LLN0		controles	CONT1_RCB	false	true	30001	300	60000	
Measurements		MED			LLN0		MEDICION	MED_RCB	false	true	1	300	60000	
Protection		PROT			LLN0		proteccion	PROT_RCB	false	true	1	300	60000	
System		SYS			LLN0		SYST	SYS_RPT	false	true	1	300	60000	
Control		CONT2			LLN0		CONTROLADOR	CONT2_RCB	false	true	1	300	60000	
Records		REC			LLN0		records	REC_RCB	false	true	1	300	60000	

Opciones Trigger: dchg qchg dupd period gi Período de integridad: 300 ms Tiempo de búfer: 300 ms

Campos de opciones: seqNum timeStamp reasonCode dataSet dataRef bufOvfl entryID configRef

- Se selecciona todos los elementos existentes y se marca el cuadro de "Create CoreDb points"

Elementos DataSet

Seleccione los DataSets completos o FCDA's individuales para los IED instanciados usando las cajas de comprobación en la ventana de elementos inferior. Se crearán los correspondientes puntos en CoreDb a partir de los FCDA seleccionados, en caso de que haya marcado la opción apropiada para ello. Se creará un nuevo dispositivo lógico bajo el servidor junto con todos los FCDA seleccionados de cada instanci...

Create CoreDb points Merge FCDA's to a new server LDevice

Elementos

- FCDA for IED 'MILTONRELE'
 - ReportControl: MILTONRELESystem/LLN0\$BR\$SYS
 - DataSet: MILTONRELESystem/LLN0\$SYST
 - FCDA: IdInst="System", prefix="", InClass="LLN0", InInst="", doName="Mod", daName="", fc="ST"
 - DO: Mod
 - DA: stVal
 - FCDA: IdInst="System", prefix="", InClass="LLN0", InInst="", doName="Beh", daName="", fc="ST"
 - DO: Beh
 - DA: stVal
 - FCDA: IdInst="System", prefix="", InClass="LLN0", InInst="", doName="Health", daName="", fc="ST"
 - DO: Health
 - DA: stVal
 - FCDA: IdInst="System", prefix="", InClass="LTIM", InInst="1", doName="Mod", daName="", fc="ST"
 - DO: Mod
 - DA: stVal
 - FCDA: IdInst="System", prefix="", InClass="LTIM", InInst="1", doName="Beh", daName="", fc="ST"
 - DO: Beh
 - DA: stVal
 - FCDA: IdInst="System", prefix="", InClass="LTIM", InInst="1", doName="Health", daName="", fc="ST"
 - DO: Health
 - DA: stVal
 - FCDA: IdInst="System", prefix="", InClass="LTIM", InInst="1", doName="TmDT", daName="", fc="ST"
 - DO: TmDT
 - DA: stVal
 - FCDA: IdInst="System", prefix="DI", InClass="GGIO", InInst="1", doName="Health", daName="", fc="ST"
 - DO: Health
 - DA: stVal
 - FCDA: IdInst="System", prefix="VI", InClass="GGIO", InInst="1", doName="Health", daName="", fc="ST"
 - DO: Health
 - DA: stVal
 - ReportControl: MILTONRELEProtection/LLN0\$BR\$PROT
 - DataSet: MILTONRELEProtection/LLN0\$proteccion
 - FCDA: IdInst="Protection", prefix="", InClass="LLN0", InInst="", doName="Health", daName="", fc="ST"
 - DO: Health

- Verificamos que los puntos creados aparezcan en la pestaña “CoreDb”

Easergy Builder V1.7.49 - Name: MAESTRIA. ID: MAESTRIA_01/02/2026 18:51:03_2

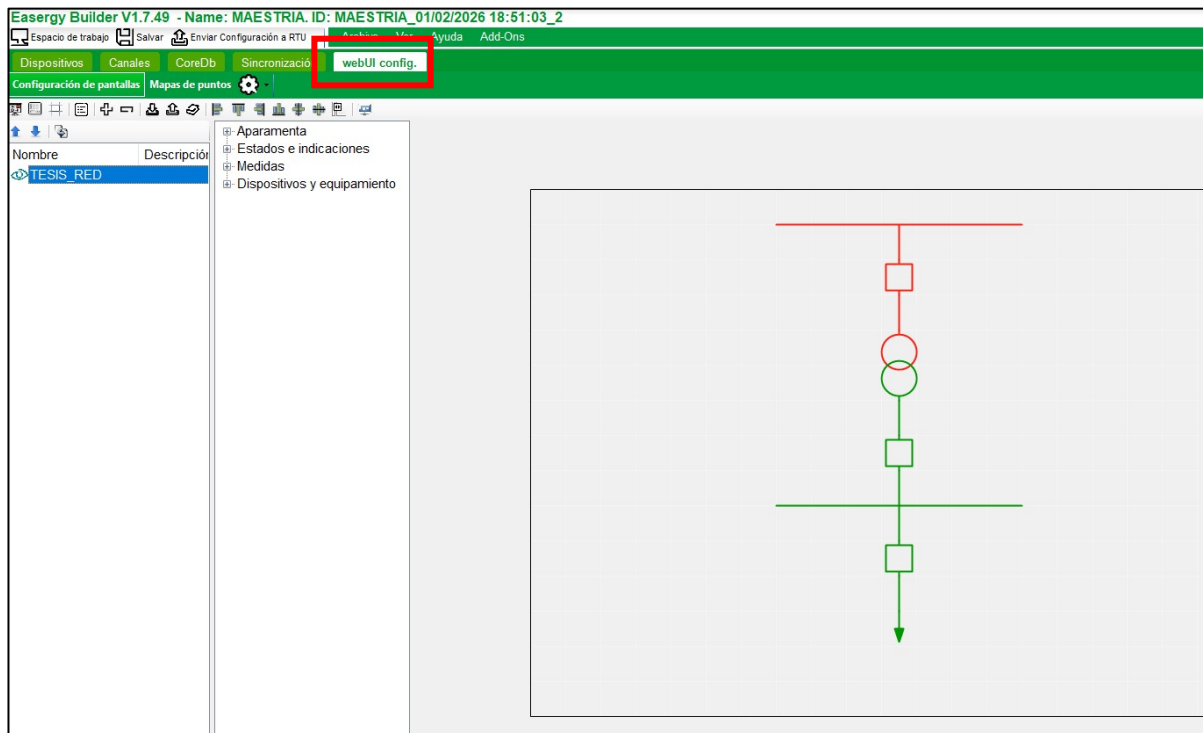
Dispositivos Canales CoreDb Sincronización

Status Command Analog Setpoint dbNET

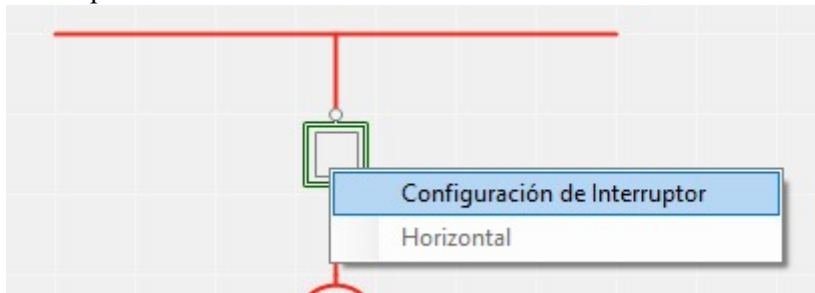
Nombre Origen Destino

| Nombre | Descripción | Origen1 Dispositivo | Origen1 Coordenadas | Origen1 Mascara | Destino1 Dispositivo | Destino1 Coordenadas | Destino2 Dispositivo | Destino2 Coordenadas | Valor inicial | Bloqueado | No volátil | Compartido Publicar | Compartido Suscribirse |
|--------|-------------|---------------------|---------------------|--------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|---------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| 48 | ST00003 | MILTONRELE Sys... | MILTONRELE | [MILTONRELESys... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 49 | ST00004 | MILTONRELE Sys... | MILTONRELE | [MILTONRELESys... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 50 | ST00005 | MILTONRELE Sys... | MILTONRELE | [MILTONRELESys... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 51 | ST00006 | MILTONRELE Sys... | MILTONRELE | [MILTONRELESys... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 52 | ST00007 | MILTONRELE Sys... | MILTONRELE | [MILTONRELESys... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 53 | ST00008 | MILTONRELE Sys... | MILTONRELE | [MILTONRELESys... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 54 | ST00009 | MILTONRELE Sys... | MILTONRELE | [MILTONRELESys... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 55 | ST00010 | MILTONRELE Prot... | MILTONRELE | [MILTONRELEProt... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 56 | ST00011 | MILTONRELE Prot... | MILTONRELE | [MILTONRELEProt... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 57 | ST00012 | MILTONRELE Prot... | MILTONRELE | [MILTONRELEProt... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 58 | ST00013 | MILTONRELE Prot... | MILTONRELE | [MILTONRELEProt... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 59 | ST00014 | MILTONRELE Prot... | MILTONRELE | [MILTONRELEProt... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 60 | ST00015 | MILTONRELE Prot... | MILTONRELE | [MILTONRELEProt... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 61 | ST00016 | MILTONRELE Prot... | MILTONRELE | [MILTONRELEProt... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 62 | ST00017 | MILTONRELE Prot... | MILTONRELE | [MILTONRELEProt... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 63 | ST00018 | MILTONRELE Prot... | MILTONRELE | [MILTONRELEProt... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 64 | ST00019 | MILTONRELE Prot... | MILTONRELE | [MILTONRELEProt... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 65 | ST00020 | MILTONRELE Prot... | MILTONRELE | [MILTONRELEProt... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 66 | ST00021 | MILTONRELE Prot... | MILTONRELE | [MILTONRELEProt... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 67 | ST00022 | MILTONRELE Prot... | MILTONRELE | [MILTONRELEProt... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 68 | ST00023 | MILTONRELE Prot... | MILTONRELE | [MILTONRELEProt... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 69 | ST00024 | MILTONRELE Prot... | MILTONRELE | [MILTONRELEProt... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 70 | ST00025 | MILTONRELE Prot... | MILTONRELE | [MILTONRELEProt... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 71 | ST00026 | MILTONRELE Prot... | MILTONRELE | [MILTONRELEProt... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 72 | ST00027 | MILTONRELE Prot... | MILTONRELE | [MILTONRELEProt... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 73 | ST00028 | MILTONRELE Prot... | MILTONRELE | [MILTONRELEProt... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 74 | ST00029 | MILTONRELE Prot... | MILTONRELE | [MILTONRELEProt... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 75 | ST00030 | MILTONRELE Prot... | MILTONRELE | [MILTONRELEProt... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 76 | ST00031 | MILTONRELE Prot... | MILTONRELE | [MILTONRELEProt... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| 77 | ST00032 | MILTONRELE Prot... | MILTONRELE | [MILTONRELEProt... | | | | | | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |

- La SaitelDP permite crear un HMI, mediante el WebUI: clic en “Add-ons” y clic en “WebUI”



- Cada elemento del diagrama creado puede asociarse a señales de estado y mandos de actuación, los cuales permiten visualizar el estado de interruptores u otros dispositivos y enviar comandos de control. Estas funciones estarán disponibles siempre que las señales correspondientes se encuentren correctamente mapeadas en el CoreDB.



Configuración de Interruptor

| | |
|--------------------|----------------------|
| Posición | |
| Alto | 40 |
| Ancho | 40 |
| X | 420 |
| Y | 100 |
| Propiedades | |
| Descripción | Interruptor |
| Mando de actuación | NULL |
| Nivel de tensión | 1er nivel de tensión |
| Rotado | False |
| Señal de estado | NULL |
| Vertical | True |
| Visible desde zoom | 0 |

Mando de actuación
Punto/señal que permitirá actuar sobre el estado del objeto.

✓ ✕