



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE GUAYAQUIL

CARRERA DE ELECTRICIDAD

**SIMULACION DEL CONTROL Y OPERACIÓN DE SUBESTACIONES ELECTRICAS PARA
PROTECCIONES DE SISTEMAS DE GENERACION MEDIANTE LA INTEGRACION DE UNA
RTU SEL RTAC Y UN SISTEMA DE VISUALIZACION EN WINCC**

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: Hugo Ruben Lucero Tenorio

Hermen Pablo Briones Hidalgo

TUTOR: Ing. Ervin Geovanny Solano Villegas

Guayaquil – Ecuador

2025 – 2026

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Hugo Ruben Lucero Tenorio con documento de identificación N° 0106983315 y Hermen Pablo Briones Hidalgo con documento de identificación N° 0928092386 manifestamos que:

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

Guayaquil, 20 de enero del año 2026

Atentamente;



Hugo Ruben Lucero Tenorio

CI: 0106983315



Hermen Pablo Briones Hidalgo

CI: 0928092386

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Nosotros, Hugo Ruben Lucero Tenorio con número de identificación N° 0106983315 y Hermen Pablo Briones Hidalgo con número de identificación N° 0928092386, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de lo que somos autores del Proyecto Técnico: “SIMULACION DEL CONTROL Y OPERACIÓN DE SUBESTACIONES ELECTRICAS PARA PROTECCIONES DE SISTEMAS DE GENERACION MEDIANTE LA INTEGRACION DE UNA RTU SEL RTAC Y UN SISTEMA DE VISUALIZACION EN WINCC”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de Ingeniero en Electricidad, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

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

Guayaquil, 20 de enero del año 2026

Atentamente;



Hugo Ruben Lucero Tenorio

CI: 0106983315



Hermen Pablo Briones Hidalgo

CI: 0928092386

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DE TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Ervin Geovanny Solano Villegas con documento de identificación N° 0923481915 docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “SIMULACION DEL CONTROL Y OPERACIÓN DE SUBESTACIONES ELECTRICAS PARA PROTECCIONES DE SISTEMAS DE GENERACION MEDIANTE LA INTEGRACION DE UNA RTU SEL RTAC Y UN SISTEMA DE VISUALIZACION EN WINCC”, realizado por Hugo Ruben Lucero Tenorio con número de identificación N° 0106983315 y Hermen Pablo Briones Hidalgo con número de identificación N°0928092386, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 20 de enero del año 2026

Atentamente;



Ing. Ervin Geovanny Solano Villegas, MSc.
0923481915

DEDICATORIA

A mi esposa María Clara, quién ha estado siempre incondicionalmente a mi lado desde que nos conocimos en el colegio, que siempre creyó en mí y en mis decisiones más difíciles, que siempre me recuerda y hace sentir que todo está bien, a mis hijos Jeremías Emanuel, Jorge Daniel y Ema Alessandra que son el motor de mi vida.

A mi madre, que siempre se ha estado en todo momento a mi lado y me ha ayudado a ser mejor persona quién me ha inspirado para seguir creciendo, quien me enseñó a trabajar y a valerme por mí mismo en todo momento.

A mi padre, Don Tati, que siempre nos apoyó en todo desde pequeños y que a pesar de que no estaba siempre presente, se dedicó a la familia sin ninguna condición.

A toda mi familia que me ha apoyado a pesar de los obstáculos y que han sido una estructura muy sólida en mi vida.

Hermen Pablo Briones Hidalgo

DEDICATORIA

A mi comadrita Gloria Zambrano eres uno de mis pilares que recuerdo día tras día tus palabras fueron de mucha ayuda y espero que mi futuro sea guiado con tu manto.

A mi padre Ing. Hugo Lucero tus palabras y tu apoyo jamás fueron en vano te amo mucho eres mi inspiración como hombre, persona y padre.

A mi madre Luz Aurora mi pilar fundamental te amo mucho y siempre te agradeceré el apoyo que me diste, defenderme y cuidarme.

Alexandra mi hermana mayor mi ejemplo a seguir en decisiones y tu apoyo para mí fue fundamental, Miriam siempre me consentiste y aconsejaste para ser un gran profesional espero verte y llenarte de orgullo, Jessica tu esfuerzo de día superarte y ver cómo te emocionas con tu carrera me hace muy feliz y Tatiana al verte estudiar noche tras noche, ver tu esfuerzo es un gran ejemplo que me diste de dedicación, todas mis hermanas son mi inspiración, mi orgullo, mi ejemplo constante de superación de día a día y mi debilidad.

A mi Papi wishon, aunque no lo parezca eres uno de mis pilares de mi vida por que más que nadie tu confías en mí ciegamente te agradezco por todo el apoyo y el cariño que me has dado y por darme esa motivación de día a día.

A mi esposa Pauleth tu apoyo constante en el día a día desde el primer día que nos conocimos y el a ver creído en mí y seguirme, te agradezco mucho por darme una hermosa familia.

A mi hijo Derek Hugo espero cuando crezcas nos veas como tu ejemplo a tu mama y a mí, así mismo te sientas orgulloso como yo lo estoy de ti.

Buddie mi amigo fiel te agradezco porque fuiste mi gran inspiración de mi vida desde el primer momento que te vi.

Hugo Ruben Lucero Tenorio

AGRADECIMIENTO

Dios obra cuando se pide con fe, en primer lugar, agradezco a él de todo corazón que siempre nos brinde la fortaleza para seguir adelante a pesar de las duras condiciones y obstáculos que la vida nos presente.

A mis padres, quienes son el mayor ejemplo de esfuerzo y dedicación que he tenido, en quienes podré confiar y quienes sé que nunca me fallarán. Los quiero mucho y siempre estaré para ellos en todo momento que sea.

A mi compañero, amigo y futuro colega Hugo Lucero, quien desde el primer semestre me ha estado acompañando en cada decisión a lo largo de toda la carrera universitaria con quien he estado de acuerdo y en desacuerdo, pero al final estas serán las amistades que se necesitarán y que ayudarán a ser una mejor persona.

A don José Medina que siempre me inculcó a tomar buenas decisiones tanto familiares, así como laborales y a ser firme, y así mismo a toda la empresa “Mafrico” por el apoyo brindado en todo este tiempo.

A la Universidad Politécnica Salesiana porque fue un pilar fundamental para mi formación académica y que formó parte de mi vida en la cual conocí personas muy valiosas de distintas carreras que ahora son excelentes profesionales y amigos.

De manera especial a nuestro tutor, Ing. Ervin Solano que fue nuestra orientación con todo el desarrollo de nuestro proyecto.

Y, finalmente, agradezco a todas aquellas personas que formaron parte de este arduo proceso de formación.

Hermen Pablo Briones Hidalgo

AGRADECIMIENTO

A mis padres gracias por el apoyo constante y día a día, por su esfuerzo al ayudarme a cumplir mis sueños.

A mis hermanas Luz Alexandra, Miriam Elizabeth, Jessica Adrianna y Tatiana Carolina, cada una de ustedes son mi inspiración para alcanzar cada uno de mis logros de todas ustedes aprendí algo y todos los logros que tendré serán gracias a ustedes mis pilares fundamentales.

A mi tía Rebequita, a mi papi Wishon, Mona, Edu, Carito, Katy, Vale, Xavi y Kleber son mi segunda familia que sin importar nada siempre están presente a cada uno de ustedes agradezco con todo mi corazón el apoyo que me dieron desde pequeño hasta la actualidad.

Spanky, Daysi, Jagger, Dobby, Loki, Kira y Buddie un día bueno o malo siempre estuvieron presente con un cálido saludo y alegrándome el día a día.

A mis amigos de la universidad que empezamos desde primer semestre fueron mi pilar fundamental para lograr mis objetivos académicos Hermen, Eduardo, Javier, Willy, Galo, Jonathan, Josué, Wladimir y Xavi.

A nuestro tutor el Ing. Ervin Solano, su enseñanza fue fundamental para la realización de esta tesis.

Y agradezco todas las personas que fueron fundamental en mi vida y en este proceso académico.

Hugo Ruben Lucero Tenorio

RESUMEN

Este proyecto de titulación consiste en la simulación del control y la operación de subestaciones eléctricas para protecciones de sistemas de generación, mediante la integración de una SEL-3530 RTAC y un sistema de visualización WinCC. La simulación fue desarrollada en el laboratorio de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana, sede Guayaquil, con el objetivo de fortalecer la formación práctica del estudiante frente a las condiciones operativas actuales de los sistemas eléctricos de potencia orientados a la generación.

En nuestra investigación nace desde la necesidad de ayudar en los conocimientos con herramientas que permitan ejecutar en escenarios reales del campo, control y protecciones en sistema de generación eléctrica, Integramos tecnologías actualizada en el sector industrial de uso profesional, como SEL 3530 RTAC y el software SCADA Wincc, lo que nos ayuda a simular nuestras condiciones de vigilancia, ejecución y operación física en subestaciones que son centrales de generación, sin que este encendido los equipos de prueba reales, bajando el riesgo en el trabajo de campo energizado. En el diseño de nuestro sistema está estructurado por una placa de metal que integra todos los elementos que representa, interruptores, seccionadores y los demás elementos, y en una parte externa nuestro SEL 3530 RTAC ejecuta como una compuerta que nos permite enlazar la conexión y también constituida por una interfaz HMI que pudimos desarrollar en el software WinCC. La conexión entre las herramientas se establece nuestro protocolo usado en Modbus TCP/IP conectado en red Ethernet, así una transmisión de datos en tiempo real y datos obtenidos. De manera que se validaron diversos escenarios operativos representativos de situaciones típicas en subestaciones de generación eléctrica, tales como la operación normal del sistema, maniobras de transferencia entre barras y condiciones de supervisión asociadas a la protección de los equipos de generación. Los resultados permitieron verificar la correcta adquisición de señales digitales, el adecuado procesamiento de las lógicas de automatización y la visualización dinámica del estado del sistema.

Palabras clave: Simulación del control y operación, Subestaciones eléctricas, Sistemas de generación eléctrica, RTU SEL RTAC, SCADA WinCC, Automatización y supervisión.

ABSTRACT

This bachelor thesis describes the implementation and validation of a simulation platform for an electrical substation and its response to operating conditions of power systems oriented towards generation. The main objective is to strengthen the practical skills of the future professional and close the gap between theoretical and practical knowledge. The simulation system was deployed in the Electrical Engineering laboratory of the Universidad Politécnica Salesiana, in Guayaquil. The simulation system integrates a controller type SEL-3530 RTAC, an interface with Siemens WinCC SCADA (HMI), and a “Training Module for Protection of Power Generation Systems in Power Systems”. This module reproduces the behaviour of electric equipment such as circuit breakers, disconnectors, measurement devices, relays SEL-700G and SEL-751. However, the relays SEL-700G and SEL-351 are not hardware which limits the design of the system.

The controller SEL-3530 RTAC which acts as RTU interface with the didactic module and the SCADA interface Siemens WinCC. The SEL-3530 RTAC centralizes data acquisition, logic execution and protocol handling. The system design is structured into levels according to the IEEE standards. The field layer (level 0) consists of the module panel that integrates the entire control system with circuit breakers, disconnectors, and relays. The SEL-3530 RTAC sits on the control layer where acts as a gateway. Finally, the supervision layer, includes the HMI interface developed using Siemens WinCC software. The communication protocols used between the different components are Modbus TCP/IP and IEC 61850.

Three operational scenarios, such as normal system operation, busbar transfer manoeuvres, and supervision conditions associated with the protection of generation equipment, were studied to emulate real situations and validated the response of the system. This approach provides students a hand-on experience with SAS and SCADA systems widely used in the industry.

Keywords: SEP, SAS, Simulation systems, Electrical substations, Electrical generation, SEL RTAC, RTU, Siemens WinCC, SCADA, Automation and supervision.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	
II	
CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR	III
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DE TRABAJO DE TITULACIÓN	IV
DEDICATORIA	V
DEDICATORIA	VI
AGRADECIMIENTO.....	VII
AGRADECIMIENTO.....	VIII
RESUMEN.....	IX
ABSTRACT	X
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	XI
INDICE DE ILUSTRACIONES.....	XV
ÍNDICE DE TABLAS.....	XVIII
INDICE DE ANEXOS	XIX
SIGLAS Y ACRÓNIMOS	XX
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Contexto General.....	1
1.2 Formulación del problema	1
1.3 Justificación técnica y académica	2
1.4 Objetivos	3
1.4.1 General	3
1.4.2 Objetivos Específicos	3
1.5 Alcance y delimitaciones	3

1.6	Metodología general.....	4
1.7	Estructura del documento.....	4
2.	MARCO TEÓRICO.....	5
2.1	Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP).....	5
2.1.1	Conceptos fundamentales.....	6
2.1.2	Equipamiento de Subestaciones.....	7
2.1.3	Funciones principales.....	7
2.2	Sistemas de Protección.....	8
2.2.1	Filosofía.....	8
2.2.2	Relés utilizados en el proyecto.....	8
2.2.3	Fallas y fenómenos transitorios.....	10
2.3	Automatización de subestaciones (SAS).....	10
2.3.1	Arquitectura SAS.....	11
2.3.2	Dispositivos electrónicos inteligentes (IED).....	12
2.3.3	Unidades terminales remotas (RTU).....	12
2.3.4	HMI y Sistemas SCADA.....	13
2.4	Protocolos de comunicación.....	14
2.4.1	IEC 61850.....	14
2.4.2	Modbus TCP/IP.....	15
2.4.3	DNP3.....	16
2.4.4	Criterios de selección de protocolos.....	16
2.5	Simulación en Ingeniería Eléctrica.....	17
2.5.1	Pruebas FAT y SAT virtuales.....	17
2.5.2	Integración SEL-3530 RTAC - WinCC.....	18
3.	DISEÑO DEL SISTEMA DE SIMULACIÓN.....	19

3.1	Descripción general del sistema.....	19
3.2	Arquitectura general.....	19
3.3	Componentes del sistema.....	20
3.3.1	SEL-3530 RTAC.....	20
3.3.2	Relé de protección SEL-751.....	21
3.3.3	Relé de protección SEL-700G.....	21
3.3.4	Plataforma SCADA WinCC.....	21
3.3.5	Red Ethernet industrial.....	21
3.4	Modelado de la subestación eléctrica.....	21
3.5	Señales DI/DO y asignación.....	22
3.6	Diseño de la red de comunicaciones.....	23
3.7	Plan IP y topología.....	23
3.8	Escenarios operativos considerados en la simulación.....	24
4.	IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE SIMULACIÓN.....	25
4.1	Preparación del entorno.....	25
4.2	Implementación en el SEL-3530 RTAC.....	26
4.2.1	Configuración.....	27
4.2.2	Configuración de módulos DI/DO.....	31
4.3	Implementación.....	33
4.3.1	Validación IEC 61850.....	33
4.4	Implementación del sistema SCADA en WinCC.....	34
4.4.1	Configuración de parámetros de comunicación.....	34
4.4.2	Importación de tags desde el RTAC.....	38
4.4.3	Diseño de pantallas.....	41
4.4.4	Alarmas y eventos.....	41

4.5	Pruebas físicas de verificación	42
5.	RESULTADOS Y VALIDACIÓN	51
5.1	Metodología de pruebas	51
5.2	Validación SCADA	52
5.3	Resultados generales	52
5.4	Escenarios de simulación	53
5.4.1	Escenario 1: Operación Normal	53
5.4.2	Escenario 2: Transferencia de barras.....	55
5.4.3	Escenario 3: Condiciones de protección	57
5.5	Análisis del comportamiento del sistema.....	59
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	61
6.1	Conclusiones generales	61
6.2	Conclusiones técnicas específicas	61
6.3	Recomendaciones.....	62
6.4	Aporte académico.....	63
6.5	Trabajos futuros.....	63
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	64
	ANEXOS.....	68

INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Diagrama general de un Sistema Eléctrico de Potencia [2]	5
Ilustración 2. Rele de Protección SEL-751, Click or tap here to enter text.[4], [5].....	9
Ilustración 3. Rele de Proteccion SEL-700G, Click or tap here to enter text.[6].....	10
Ilustración 4. Arquitectura SAS según IEC 61850 [12].....	11
Ilustración 5. Configuración de SEL RTAC Click or tap here to enter text.[12]	12
Ilustración 6. WinCC [17]	13
Ilustración 7. Modelo lógico un IED usando IEC 61850 [22]	14
Ilustración 8. Perfiles en la arquitectura IEC 61850 [12].....	15
Ilustración 9. Diagrama del tablero de pruebas.....	18
Ilustración 10. Arquitectura general del sistema, [17]	19
Ilustración 11. Conexión STC para DI/DO en el SEL-3530 RTAC.....	23
Ilustración 12. Equipos de simulación	25
Ilustración 13. Login AcSELerator RTAC.	27
Ilustración 14. Creación de un proyecto nuevo.....	27
Ilustración 15. Anadir equipos utilizando protocolo Modbus.....	28
Ilustración 16. Ventana de detalles del nuevo equipo a ser configurado con Modbus.....	28
Ilustración 17. Configuración de la dirección IP para el dispositivo	29
Ilustración 18. Conexión con el controlador SEL-3530 RTAC.....	29
Ilustración 19. Estatus de la conexión del acSELerator RTAC con el SEL-3035 RTAC.....	30
Ilustración 20. Promp para guardas los cambios realizados en la configuración del RTAC....	30
Ilustración 21. Configuración de DI/DO en el SEL-3530 RTAC.....	31
Ilustración 22. Señales del módulo DI/DO al sistema HMI.....	32
Ilustración 23. Pruebas de comunicación entre el sistema SEL-3530 RTAC y WinCC	34
Ilustración 24. Configuración de la red del sistema de simulación.....	35

Ilustración 25. Configuración IP en el PC para WinCC.....	36
Ilustración 26. configuración en WinCC - Advanced	36
Ilustración 27. WinCC - Anadir dispositivos	37
Ilustración 28. Dirección IP estática asignada al controlador SEL	38
Ilustración 29. HMI tags.....	38
Ilustración 30. Bloque de programación de maniobras.....	39
Ilustración 31. Configuración del sistema SCADA	40
Ilustración 32. Configuración de los parámetros de comunicación en el SEL-3530 RTAC	40
Ilustración 33. Registros.....	41
Ilustración 34. Conexión del RTAC a Modulo Fuente Autores	42
Ilustración 35. Diagrama Unifilar Del Escenario 1	43
Ilustración 36. Modulo escenario 1 Encendido	44
Ilustración 37. Modulo Escenario 1 Apagado	44
Ilustración 38. Conexión del SEL 3530 RTAC a Modulo de Generación Fuente Autores	45
Ilustración 39. Diagrama Unifilar Del Escenario 2.....	46
Ilustración 40. Modulo Escenario 2 Encendido	47
Ilustración 41. Modulo Escenario 2 Apagado	47
Ilustración 42. Conexión del SEL 3530 RTAC a Modulo de Generación.....	48
Ilustración 43. Diagrama Unifilar Del Escenario 3	49
Ilustración 44. Modulo Escenario 3 Encendido	50
Ilustración 45. Modulo Escenario 3 Apagado	50
Ilustración 46. Diagrama unifilar del módulo de Generación.....	51
Ilustración 47. Diagrama dentro del programa WinCC.....	54
Ilustración 48. Diagrama unifilar ya sin energía hacia L1	55
Ilustración 49. Diagrama unifilar de energización hacia L2	56

Ilustración 50. Diagrama unifilar sin energía del WinCC	57
Ilustración 51. Diagrama unifilar de energización de G1 hacia L1.....	58
Ilustración 52. Diagrama unifilar sin energía de G1 a L1	59

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de subestaciones según su función y nivel de tensión.....	6
Tabla 2. Clasificación de equipos primarios y secundarios en subestaciones.....	7
Tabla 3. Ventajas y limitaciones de los protocolos usados en la industria	14
Tabla 4. Criterios de selección de protocolos de comunicación [24].....	16
Tabla 5. Protocolos compatibles – SEL-3035 RTAC [25]	16
Tabla 6. Protocolos compatibles – WinCC.....	17
Tabla 7. Protocolos compatibles – WinCC.....	17
Tabla 8. Componentes principales del sistema.....	20
Tabla 9. Elementos primarios y secundarios en el sistema	21
Tabla 10. Distribución de DI/DO conectadas al SEL RTAC, [15].....	22
Tabla 11. Protocolos utilizados.....	23
Tabla 12. Configuración de red para el sistema de simulación	23
Tabla 13. Recursos utilizados en la implementación del sistema de simulación	26
Tabla 14. Variables importadas desde los relés	32
Tabla 15. Implementación	33
Tabla 16. Herramientas de análisis y diagnostico	33

INDICE DE ANEXOS

Anexo I. Arquitectura general del sistema de simulación	69
Anexo II. Diagrama general del tablero - Modulo didáctico de protecciones de sistema de generación en sistemas eléctrico de potencia	70
Anexo III. Topología de red Ethernet física	71
Anexo IV. Diagrama de cableado de las entradas y salidas digitales (DI/DO) del SEL-3530 RTAC	72
Anexo V. Plano general de cableado DI/DO	73
Anexo VI. Tabla de correspondencia de señales DI/DO	74
Anexo VII. Tabla completa de señales DI/DO	76
Anexo VIII.- Fotografías de los relés SEL-751 y SEL-700G	79

SIGLAS Y ACRÓNIMOS

DCS	Distributed Control Systems
DHCP	Dynamic Host configuration Protocol
DNP3	Distributed Network Protocol 3 (Protocolo de Red Distribuida 3)
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Event (Evento de Subestación Orientado a Objetos Genérico)
HMI	Human Machine Interface (Interfaz Humano-Máquina)
IEC	International Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional)
IED	Intelligent Electronic Devices (Dispositivo Electrónico Inteligente)
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
kV	Kilovoltio
MMS	Multimedia Messaging Service
OPC UA	Open Platform Communication - Unified Architecture
RTAC	Controlador de Automatización en Tiempo Real
RTU	Remote Terminal Unit (Unidad Terminal Remota)
SAS	Substation Automation Systems
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SEL	Schweitzer Engineering Laboratories
SEP	Sistemas Eléctricos de Potencia
TC	Transformadores de corriente
TCP/IP	Protocolo de Control de Transmisión/Protocolo de Internet
TP	Transformadores de potencial
WinCC	Windows Control Center (Centro de Control Windows)

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Contexto General

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) han pasado de ser estructuras estáticas para convertirse en infraestructuras inteligentes, automatizadas y resilientes. Diversos estudios sobre estabilidad y operación de sistemas de potencia han señalado repetidamente la necesidad de fortalecer la enseñanza práctica para garantizar la precisión en la obtención de datos y la confiabilidad en las maniobras de control, elementos que son vitales para la seguridad de estas infraestructuras críticas. Es así como las subestaciones eléctricas actúan como nodos críticos que permiten la transformación de voltaje, la protección de equipos y la gestión eficiente del flujo eléctrico y su operación y supervisión es fundamental para el correcto funcionamiento de los sistemas de generación, transmisión y distribución de energía. [1]

La evolución en subestaciones ha evolucionado gracias a varios desarrollos en los sistemas de control de subestaciones, entre ellos hay dispositivos electrónicos inteligentes (IED), las unidades terminales remotas (RTU) y los softwares SCADA/HMI que son capaces integrar en tiempo real. [2] [3]

El SEL 3530 RTAC se ve como la solución para enviar señales al iniciar el control y garantizar la ejecución de los equipos usado de diferente fabricante, las plataformas que usamos como vigilancia WinCC nos ayuda a visualizar el accionamiento, y el sistema de alarmas, nos permite obtener registro de eventos y ejecutar maniobras de manera segura en la subestación. La transmisión entre el SEL 3530 RTAC y el software WinCC necesitamos un diseño de nuestra red, para la verificación y configuración de los protocolos. El Modbus TCP/IP es una mejor para la conexión entre las herramientas usadas por la industria por la compatibilidad. [4]

En nuestra formación académica vemos desafíos a lo que nos limita por la falta de herramientas y entornos que nos ayuden a ver las condiciones reales de la ejecución muchos laboratorios carecen de equipos que ayuden y faciliten a los futuros ingenieros a simular la conexión, pruebas y maniobras a lo lejos que restringen la adquisición de prácticas para el desempeño profesional.

1.2 Formulación del problema

La implementación de sistemas de automatización en subestaciones eléctricas reales implica retos técnicos, económicos y operativos tales como, el uso de múltiples protocolos en la

comunicación y la necesidad de garantizar la interoperabilidad entre equipos de diferentes fabricantes. Así mismo, en el ámbito académico, estas dificultades se acentúan debido a:

- La limitada disponibilidad de equipos en los laboratorios que ayuden a ensayar interconexiones reales, o pruebas de protección eléctrica.
- En las practicas se centra en los datos de análisis, sin ver la complejidad de sistemas y la alarmas en tiempo real.
- El desnivel tecnológico entre las herramientas de enseñanza y las herramientas utilizadas en la industria.

Estas limitaciones entorpecen la capacitación de futuros ingenieros para enfrentar los retos técnicos del sector eléctrico. La falta de herramientas y equipos de automatización y su interoperabilidad en laboratorios de universidades en el país, se han documentado en artículos e investigaciones.

En el marco proponemos el desarrollo de la simulación del control y ejecución de la subestación eléctrica que evaluamos interoperabilidad de SEL 3530 RTAC, basándonos en Modbus en el software WinCC, ayudando a la actuación de la protección, la visualización de señales y la conexión entre las herramientas. Nuestro proyecto busca verificar la enseñanza de la universidad y práctica profesional, desarrollando un modelo de la simulación que ayuden a la formación de los futuros ingenieros eléctricos y cumpliendo lineamientos del sector energético.

1.3 Justificación técnica y académica

La complejidad de los sistemas eléctricos modernos exige el uso de herramientas que maximicen la precisión y fiabilidad en la adquisición y control de datos. En los entornos operativos, la adquisición de información se encuentra aislada, dando dificultad en la operación y reduciendo la respuesta en un porcentaje mínimo ante eventos críticos; por ello, la simulación de interoperabilidad entre RTU y un sistema de visualización es esencial para garantizar la estabilidad, seguridad y eficiencia del sistema eléctrico.

La adquisición de nuestra simulación hecha en el trabajo permite:

- Verificación de los riegos en asociados a la operación de pruebas energizadas.
- Verificar la conexión entre los distintos equipos.
- Observar y verificar la comunicación entre los protocolos Modbus y OPS UA.
- Proveer una herramienta de referencia para futuros proyectos de integración.

1.4 Objetivos

1.4.1 General

Diseñar, evaluar e implementar sistema de vigilancia y control de una subestación eléctrica mediante la integración de SEL RTU RTAC y un sistema WinCC siguiendo lineamientos definidos en los estándares internacionales.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Analizar el marco teórico relacionado con la automatización de subestaciones eléctricas, los sistemas SCADA y los protocolos de comunicación aplicados.
- Hacer el desarrollo de comunicación entre RTU SEL RTAC y el software SCADA en WinCC.
- Configurar la SEL 3530 RTAC para la obtención de datos, y la lógica de control y conexión con las herramientas. Externas.
- Adquirir la integración de dispositivos de protección del estándar incluyendo Modbus.
- Desarrollo en el sistema SCADA en WinCC que nos ayude a ver la operación de nuestro modulo simulado.
- Verificar la ejecución de los sistemas integrado que se vea las fallas, y la perdida de conexión.

1.5 Alcance y delimitaciones

Alcance

- Integración el SEL-3530 RTAC y conexiones de señales DI/DO
- El funcionamiento de RTU SEL RTAC para la obtención de nuestros datos, control y conexión.
- Comunicación con el SEL 3530 RTAC y el software WinCC.
- Verificación de los tags y señales para la verificación de nuestro sistema SCADA en WinCC.
- La revisión de varios escenarios de simulaciones controladas.

Limitaciones

- Los relés SEL-751 y SEL-700G no están integrados al sistema.
- La simulación no incluye señales analógicas

- El sistema no opera con equipos energizados

1.6 Metodología general

La metodología adoptada en este proyecto se estructura en cuatro fases principales:

Fase 1: Investigación y análisis

- Verificación de las bibliografías de simulación en subestaciones RTU, SCADA y las opciones de conexión.
- El aprendizaje de técnicas de conexión de RTU SEL RTAC y del software Wincc.
- Seguimiento de sistema funcional que se simulara.

Fase 2: Diseño del sistema

- Verificación del diseño de comunicaciones.
- Verificación de señales entre IED, RTAC Y SCADA.
- Desarrollo de supervisión y control.

Fase 3: Implementación

- Configuración de nuestro SEL 3530 RTAC.
- Implementación de sistema SCADA en WinCC.
- Ejecución de pruebas de verificación de datos y conexión.

Fase 4: Evaluación y análisis

- Puesta a prueba de escenarios
- Datos de los sistemas que hemos integrado.
- Verificación de mejoras en modulo.

1.7 Estructura del documento

El documento se organiza en seis capítulos:

- **Capítulo 1:** Introducción, objetivos, justificación, alcance y metodología.
- **Capítulo 2:** Marco teórico.
- **Capítulo 3:** Diseño del sistema de simulación.
- **Capítulo 4:** Implementación del sistema en el laboratorio
- **Capítulo 5:** Resultados y análisis.
- **Capítulo 6:** Conclusiones y recomendaciones.

2. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se establece el marco teórico que sustentan la simulación de la operación de una subestación eléctrica en condiciones normales y bajo fallas. Se definen conceptos básicos de un sistema eléctrico de potencia (SEP), y los componentes para la automatización de subestaciones y su red de conexión.

2.1 Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP)

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) son consideradas infraestructuras críticas destinadas para la generación, transmisión, y distribución de energía eléctrica que deben operar bajo criterios de confiabilidad, estabilidad y calidad de servicio. Los SEP continúan evolucionado hacia redes inteligentes (Smart Grids). Las subestaciones eléctricas son los nodos esenciales de los SEP y su diseño y operación, tanto en condiciones normales de operación como en eventos de falla, debe regirse a estándares internacionales detallados en IEEE, IEC y CIGRE. [5]

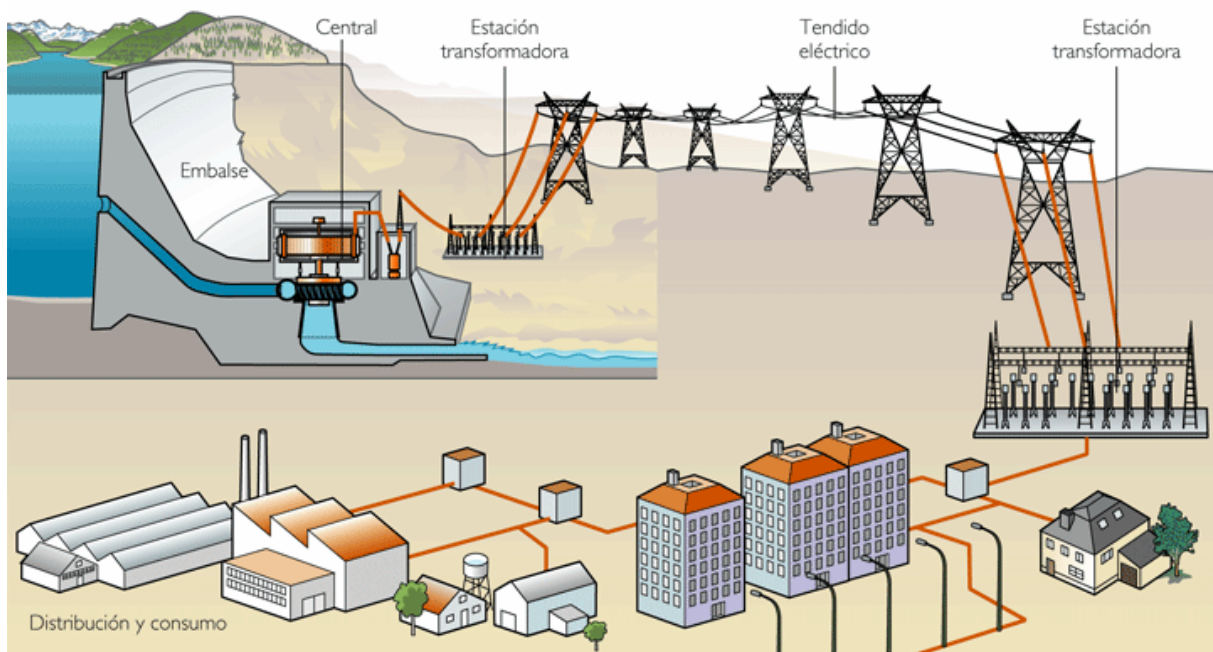


Ilustración 1. Diagrama general de un Sistema Eléctrico de Potencia [2]

2.1.1 Conceptos fundamentales

Las subestaciones se pueden clasificar según su función, nivel de tensión o configuración física.
[6]

Tabla 1. Clasificación de subestaciones según su función y nivel de tensión

Criterio	Categoría	Función Principal
Función	elevadoras	ubicadas a la salida de las centrales de generación. Están encargadas de la elevación de nivel de tensión para que su transmisión sea eficiente.
	de maniobra	Destinadas al control y selección del flujo de potencia.
	de distribución	Ayudan a reducir la tensión para la entrega de cargas finales
Tensión	Alta tensión	Voltajes superiores a 230 kV
	Media tensión	Rango entre 69 – 138 kV
	Baja tensión	Voltajes inferiores a 69 kV
Configuración física	Barra Simple	Todos los circuitos están conectados a la misma barra
	Barra Principal y barra transferencia	tiene una barra para transferir la carga durante mantenimiento
	Barra doble	Flexibilidad operativa
	Anillo	Alta confiabilidad
	Interruptor y medio	Máxima Confiabilidad y flexibilidad
	Doble barra/doble interruptor	Circuitos con confiabilidad alta y su mantenimiento es sencillo

2.1.2 Equipamiento de Subestaciones

Las subestaciones tienen equipos primarios y secundarios. [5] [6]

Tabla 2. Clasificación de equipos primarios y secundarios en subestaciones

Tipo	Equipos	Función
Equipos Primarios	transformadores de potencia, interruptores de potencia, seccionadores, barras, transformadores de corriente (TC), transformadores de potencial (TP).	Se pueden unir directamente con el sector eléctrico, acceden a la conmutación, medición y la protección del sistema físico.
Equipos Secundarios	relés de protección, RTU/PLC, IED, Sistemas SCADA/HMI, módulos de medición	Se obtienen señales, y se ejecutan protección y control, se vigila el estado del sistema y permite la conexión en los mandos de control.

2.1.3 Funciones principales

Las subestaciones cumplen diversas funciones, entre las cuales destacan: [7]

- **Transformación de tensión**, permitiendo adaptar los niveles de voltaje para transmisión, distribución o consumo.
- **Protección del sistema** estos incluyen herramientas como relés, breaker y seccionadores para analizar las fallas.
- **Coordinación de maniobras** para la ejecución del módulo debemos aislarlos y conectar los breakers, seccionadores y relés y aislar equipos.
- **Medición y supervisión** los protocolos como voltaje, corriente, potencia, etc.
- **Automatización** de sus equipos que permitan la operación remota mediante sistemas SCADA y RTU.

2.2 Sistemas de Protección

En los sistemas de protecciones son los responsables de nos da las señales de condiciones y fallas para verificación de la desconexión y garantizar la seguridad. El relé de protección es uno de los elementos fundamental integrado en el sistema de protección, nos permite ver las condiciones no comunes, aislar fallas y coordinación de los equipos.

Algunos de los relés de protección más utilizados en subestaciones incluyen: [5]

- Protección diferencial (87)
- Protección de sobre corriente (50/51)
- Protección de distancia (21)
- Protección de sobre/ baja tensión (59/27)
- Protección de frecuencia (81)

2.2.1 Filosofía

En los principios fundamentales de la filosofía de protección eléctrica se basa:

- **Selectividad:** se utiliza para separar, aislar la parte afectada.
- **Rapidez:** se utiliza para que el impacto de las fallas se reduzca.
- **Sensibilidad:** sirve para analiza y detectar las fallas de muy bajo grado.
- **Confiabilidad:** nos ayuda a garantizar una efectiva realización en condiciones real.
- **Coordinación**

2.2.2 Relés utilizados en el proyecto

En este proyecto se emplean los relés de protección SEL-751 y el SEL-700G, ambos fabricados por Schweitzer Engineering Laboratories (SEL) y ampliamente utilizados en la industria eléctrica: el SEL-751 y el SEL-700G. Estos relés son la fuente de señales de protección, disparos, enclavamiento y medición, y se comunican con la RTU SEL RTAC mediante protocolos estandarizados. Ambos relés se integran al sistema mediante archivos SCL (ICD/CID) y se comunican con la RTAC. El SEL-RTAC actúa como concentrador y procesador de señales. Esto permite validar la interoperabilidad entre dispositivos SEL y el sistema SCADA WinCC, así como analizar el desempeño de los protocolos IEC 61850 en un entorno simulado. [8]

SEL-751 – Relé de protección de alimentadores

SEL-751 es un relé de protección para alimentadores de media tensión y aplicaciones de distribución. El SEL-751 es un IED de protección que genera señales de disparo y estados operativos, los cuales son transmitidos hacia la RTAC mediante mensajes IEC 61850 GOOSE o MMS. [9]

Entre sus características principales destacan:

- Protección de sobre corriente (50/51), direccional y no direccional.
- Las protecciones de falla a tierra
- Registro de eventos y oscilógrafos.
- Comunicación con Modbus, DNP3, IEC 61850 y Mirrored bits
- La programación de SEL para poder lo automatismo y enclavamientos
- La operación en aplicaciones críticas es de alta velocidad.



Ilustración 2. Relé de Protección SEL-751, Click or tap here to enter text.[4], [5]

SEL-700G – Relé de protección del generador

SEL-700G es un relé de protección asociado a la unidad de generación. Sus señales permiten evaluar escenarios como:

- Fallas internas del generador.
- Fallas anormales de frecuencia y tensión
- Reconexión en secuencia
- Disparos por diferencial.

SEL 700G este relé nos sirve para la protección en generadores e incluye estas funciones:

- Protección diferencial de generador (87G).
- Protección de sobre corriente y falla a tierra.
- Protección de pérdida de excitación, pérdida de sincronismo y desbalance.
- Supervisión de tensión y frecuencia (27, 59, 81).
- Comunicación mediante IEC 61850, DNP3, Modbus y protocolos propietarios SEL.
- Capacidades de sincronización y control de reconexión.



Ilustración 3. Relé de Protección SEL-700G, Click or tap here to enter text.[6]

2.2.3 Fallas y fenómenos transitorios

Estos relés ayudan en un factor clave para la detección de fenómenos y fallas. En las fallas pueden demostrarse y estar presente se clasifican en trifásicas o fallas asimétricas como:

Bifásica, monofásica, bifásica a tierra. En algunos fenómenos se puede visualizar sobretensiones, oscilaciones de potencia, inrush y variantes de frecuencia.

2.3 Automatización de subestaciones (SAS)

La automatización de subestaciones SAS (Substation Automation System) ha evolucionado desde sistemas cableados tradicionales hacia arquitecturas digitales basadas en dispositivos inteligentes y protocolos estandarizados. Este proceso ha permitido mejorar la eficiencia operativa, reducir tiempos de respuesta y facilitar la integración entre equipos de distintos fabricantes. [11]

El sistema de control tradicional, la medición y sistema de protección funcionan de forma muy aislada, y su grado de dificultad no ayuda a la supervisión del sistema. Por lo contrario, las subestaciones automatizadas agregan sistemas mediante redes lo cuales se comunican y así dispositivos inteligentes, lo que permiten actuar la operación coordinada y eficiente. En las subestaciones digitales incorporan herramientas modernas de comunicación y dispositivo inteligente que facilitan la transmisión de señales y reducen el cableado eléctrico convencional. [12]

2.3.1 Arquitectura SAS

En la arquitectura SAS se puede organizar en tres niveles:

- **Nivel de estación:** integra RTU, servidores, sistemas SCADA y HMI para supervisión global.
- **Nivel de bahía:** adquiere IED de protecciones y control, y ejecuta las lógicas locales.
- **Nivel de proceso:** se pone sensores, TC, TP, actuadores y los dispositivos que vamos a interactuar en el sistema eléctrico.

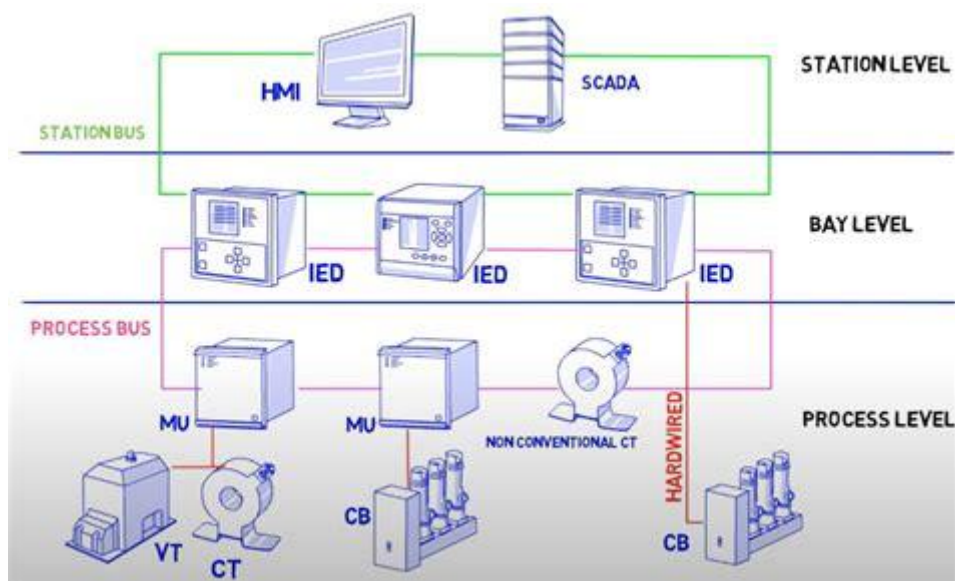


Ilustración 4. Arquitectura SAS según IEC 61850 [12]

2.3.2 Dispositivos electrónicos inteligentes (IED)

Los IED son equipos que combinan funciones de protección, control, medición y comunicación. Su capacidad para intercambiar datos mediante protocolos como IEC 61850 ha permitido reducir cableado, mejorar la interoperabilidad y aumentar la velocidad de operación. [13]

2.3.3 Unidades terminales remotas (RTU)

Unidad Terminal Remota (RTU) es una herramienta encargada de verificar y adquirir señales del día a día, procesar y transmitir a los sistemas de vigilancia. Las RTU recopilan información de campo (nivel de proceso), ejecutan lógicas de control y transmiten datos hacia sistemas SCADA en el nivel de estación. [14]

El SEL RTAC (Real-Time Automation Controller) es un controlador avanzado cuyas funciones combinan un RTU, Gateway y su controlador lógico programable. Su ejecución, la obtención de datos y generación de informes y eventos es en tiempo real. [15]

La familia SEL RTAC se destaca por:

- Compatibilidad con múltiples protocolos
- Flexibilidad en programación
- Alta confiabilidad
- Integración con IED de diversos fabricantes

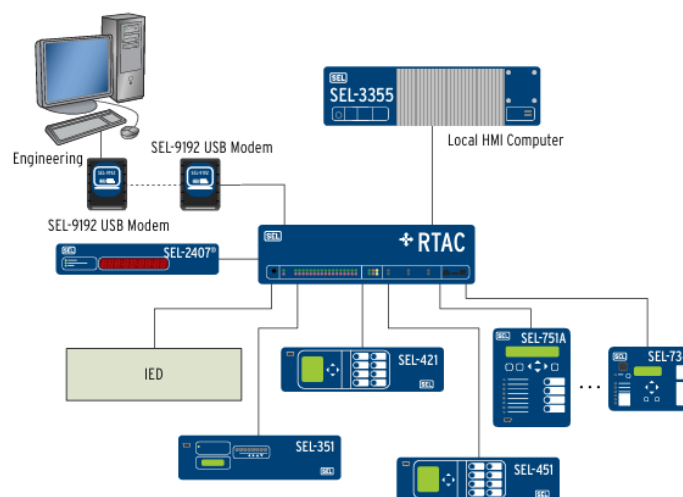


Ilustración 5. Configuración de SEL RTAC Click or tap here to enter text. [12]

El uso del RTAC en sistemas de protección permite:

- Integración eficiente de múltiples relés.
- Procesamiento rápido de señales.
- Comunicación confiable con sistemas SCADA.
- Mejora en la supervisión y diagnóstico del sistema.

2.3.4 HMI y Sistemas SCADA

El sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) es ampliamente usado para la supervisión en tiempo real, control remoto, operación, gestión de alarmas y en obtención de resultados en tiempo real de procesos eléctricos. Al visualizar el estado del sistema por medio del uso de diagramas, señales y graficas, se facilita la toma de decisiones rápidas y eficientes. [14]

Simatic WinCC, desarrollado por Siemens AG, es una plataforma SCADA que ayuda la creación de señales o interfaces hombre-maquina (HMI) para la visualización de señales físicas del módulo de generación integrada en el SEL RTAC. WinCC es una plataforma ampliamente utilizada en la industria por su robustez, escalabilidad y compatibilidad con protocolos industriales. [17]

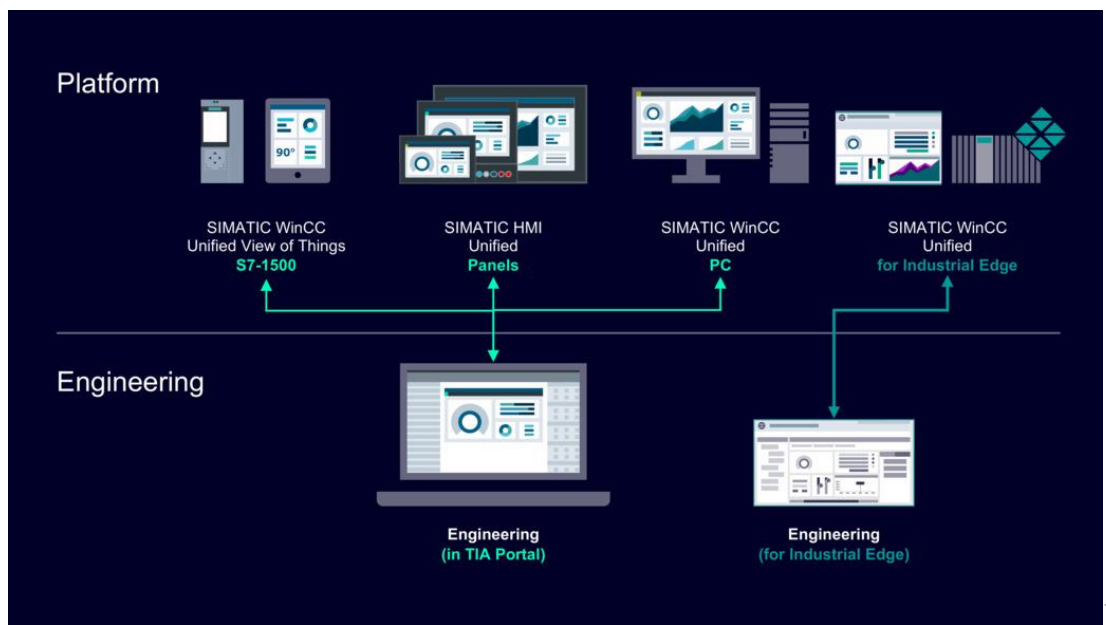


Ilustración 6. WinCC [17]

2.4 Protocolos de comunicación

La comunicación entre dispositivos es un componente crítico en la automatización moderna. La interoperabilidad de equipos de diferentes fabricantes es resultado del intercambio confiable de datos mediante el uso de protocolos estandarizados. Tabla 3 resume las ventajas y limitaciones de los protocolos más usados en la industria. [18]

Tabla 3. Ventajas y limitaciones de los protocolos usados en la industria

Protocolo	Ventajas	Limitaciones
IEC61850	Alta velocidad; interoperabilidad	Complejidad
DNP3	Robusto	Velocidad menor
Modbus	Simple	Sin seguridad
OPC UA	Seguro; escalable	Mayor carga

2.4.1 IEC 61850

La norma IEC 61850 establece el marco teórico internacional para la comunicación en subestación enfocado en objetos lógicos (Logical Nodes). IEC 61850 se identifica por el modelado lógico de dispositivos, interoperabilidad entre distintos fabricantes, y reduce el cableado físico en la subestación ya que su comunicación es vía Ethernet. [19] [20] [21] La norma IEC 61850 establece el marco teórico internacional para la comunicación en subestación enfocado en objetos lógicos (Logical Nodes). IEC 61850 se identifica por el modelado lógico de dispositivos, interoperabilidad entre distintos fabricantes, y reduce el cableado físico en la subestación ya que su comunicación es vía Ethernet. [19]). [20] [21]

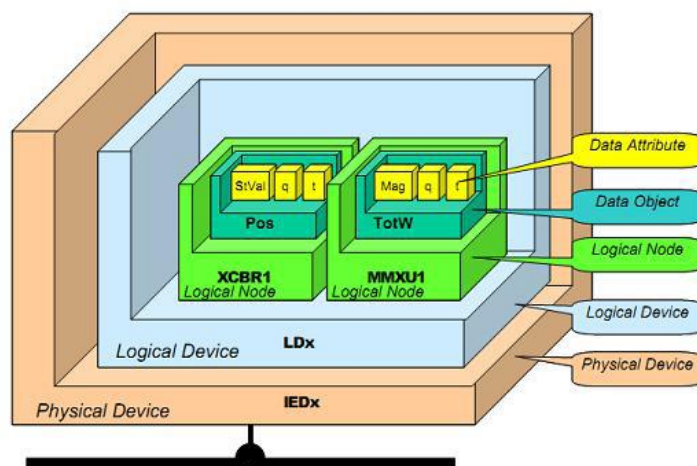


Ilustración 7. Modelo lógico un IED usando IEC 61850 [22]

El modelo para las funciones usando IEC 61850 tiene varias capas y funciones estandarizadas como Nodos lógicos y atributos. Esto permite una descripción globalmente reconocida para las funciones de los dispositivos. Las capas y su nombre se presentan mediante la siguiente ilustración. [20]

- Logical Nodes (LN)
- Data Objects (DO)
- Data Attributes (DA)

El protocolo IEC 61850 tiene varios perfiles para la comunicación:

- **GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event):** sirve para mensajes de alta velocidad para señales críticas como disparos y enclavamientos. Permite tiempos de operación < 4 ms. Esto mejora la coordinación entre relés y la dependencia de cableado físico.
- **MMS (Manufacturing Message Specification):** usado para la comunicación cliente-servidor para supervisión y control.
- **Sampled Values (SV):** usado para la transmisión digital de señales analógicas muestreadas.

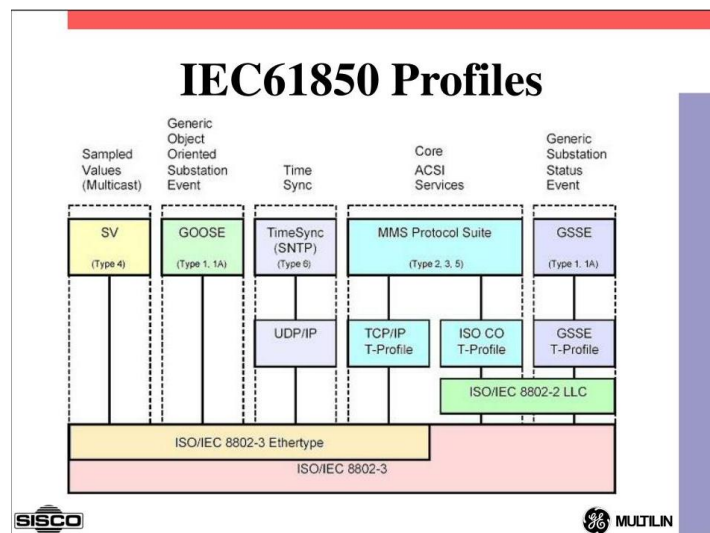


Ilustración 8. Perfiles en la arquitectura IEC 61850 [12]

2.4.2 Modbus TCP/IP

Este protocolo está disponible en la versión serial (RTU) y Ethernet (TCP/IP). Es uno de los protocolos más utilizados en la industria ya que se presenta como una solución simple y compatible. Su comunicación se basa en registros numéricos y su arquitectura es

“master/slave”. Al ser un protocolo tan simple para la adquisición de datos, no incluye mecanismos de seguridad avanzados. [4] [8]

2.4.3 DNP3

En protocolo DNP3 (Distributed Network Protocol) es utilizado principalmente en sistemas para el control y telemetría. Presenta una comunicación eficiente entre redes de baja calidad, y a diferencia de IEC 61850 GOOSE, no es orientado a objetos por lo cual es de menor velocidad. [5] [23]

2.4.4 Criterios de selección de protocolos

Los protocolos de comunicación dependen de muchos factores como el sistema, la interoperabilidad, velocidad y comunicación con las herramientas ya existentes en el sistema. Tabla 4 muestra los criterios relevantes de los distintos protocolos a considerar. Criterios de selección de protocolos de comunicación

Tabla 4. Criterios de selección de protocolos de comunicación [24]

Criterio	IEC 61850	Modbus TCP/IP	DNP3
Velocidad	Muy alta	Media	Media
Interoperabilidad	Excelente	Limitada	Media
Complejidad	Alta	Baja	Media
Seguridad	Media	Baja	Alta
Uso típico	Subestaciones	Industria	Telecontrol y distribución
Modelo	Orientado a objetos	Registros	Objetos DNP

El **SEL-3530 RTAC** es un controlador versátil y presenta compatibilidad con la mayoría de protocolos industriales.

Tabla 5. Protocolos compatibles – SEL-3035 RTAC [25]

Categoría	Protocolos
Eléctricos	IEC 61850, DNP3, Modbus TCP/RTU
Industriales	OPC UA, OCP DA, MQTT
Propietarios	SEL Fast Messaging, Mirrored Bits
Adicionales	SNTP, Syslog

La plataforma **WinCC** es usado ampliamente en la industria. Tabla 6 resume los protocolos que son compatibles con WinCC.

Tabla 6. Protocolos compatibles – WinCC

Categoría	Protocolos
Eléctricos	OPC UA (cliente/servidor), OPC DA, Modbus TCP/IP
Industriales	MMS (mediante drivers externos), IEC 60870-5-104
RTAC	OPC UA, Modbus TCP/IP

Tabla 7 presenta los protocolos más comunes para establecer la comunicación entre SEL-3530 RTAC y WinCC

Tabla 7. Protocolos compatibles – WinCC

Protocolo	SEL-3530 RTAC	WinCC
OPC UA	Disponible	Disponible
Modbus TCP/IP	Disponible	Disponible
IEC 61850 (MMS)	Disponible	Parcial
DNP3	Disponible	NO

2.5 Simulación en Ingeniería Eléctrica

La simulación es una herramienta esencial para validar los sistemas de potencia. Su importancia radica en el estudio de la configuración del sistema bajo condiciones normales y anormales sin necesidad de hacer maniobras en los equipos reales en la subestación, simular escenarios de fallas, simular lógicas de control y reducir los riesgos durante la operación normal de la subestación. [14]

2.5.1 Pruebas FAT y SAT virtuales

Las pruebas FAT (Factory Acceptance Test) y SAT (Site Acceptance Test) permiten verificar la comunicación entre los dispositivos y validar las señales, así como reduce los tiempos de puesta en servicio. Las pruebas FAT son realizadas en el laboratorio para validar en pequeña escala el sistema complete. Las pruebas SAT son realizadas durante el montaje de una subestación en conjunto con el cliente.

3. DISEÑO DEL SISTEMA DE SIMULACIÓN

Este capítulo presenta el diseño conceptual, funcional y técnico del sistema de simulación desarrollado para la operación y control de una subestación eléctrica mediante la integración de una SEL-3530 RTAC, relés de protección SEL-751 y SEL-700G, y un sistema SCADA implementado en WinCC.

3.1 Descripción general del sistema

El sistema de simulación es la base para reproducir el comportamiento de una subestación eléctrica real. El objetivo es reproducir la respuesta del sistema ante las condiciones normales y la falla; verificación de los breakers y seccionadores del módulo de generación y su integración industrial.

3.2 Arquitectura general

La arquitectura del sistema de simulación sigue el modelo de automatización de subestaciones definido por IEC 61850, estructurado en tres niveles. [26]

- **Nivel de estación.** SCADA WinCC conectado al SEL-3530 RTAC encargado de la visualización, alarmas, tendencias y operación remota.
- **Nivel de bahía.** Relés de protección SEL-751 y SEL-700G.
- **Nivel de proceso.** Equipos primarios simulados, señales DI/DO conectadas al SEL RTAC.

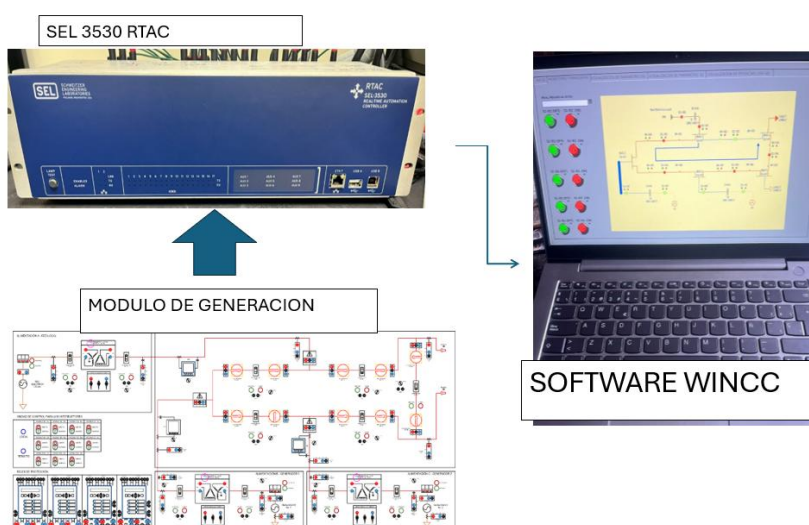


Ilustración 10. Arquitectura general del sistema, [17]

La Tabla 8 detalla los componentes principales del sistema.

Tabla 8. Componentes principales del sistema

Componente	Tipo	Función
SEL-3530 RTAC	Hardware	Control, DI/DO, lógicas SELogic, gateway de protocolos
Tablero didáctico	Hardware	Señales que representan los interruptores en el sistema.
SEL-751	Relé físico	Alimentador que verifica señales GOOSE y MMS
SEL-700G	Relé físico	Resguardo de generación, y datos de señales GOOSE y MMS.
WinCC	Software	SCADA para la verificación y operación remota.
Red Ethernet	Física	Transporte de protocolos Modbus TCP, OPC UA, IEC 61850

3.3 Componentes del sistema

En el sistema de la simulación integramos herramientas físicas, software y plataformas que ayuda a producir el comportamiento de la ejecución de la subestación eléctrica actual. Cada herramienta cumple un propósito específico dentro del diseño general, ayudando a la adquisición de las señales, y ejecución, intercambio de información y verificación de los estados. Se describen los principales elementos que hace el sistema

3.3.1 SEL-3530 RTAC

El SEL-3530 RTAC Real-Time Automation Controller es el centro de la automatización. Este controlador está encargada de procesar señales digitales, ejecutar lógicas SELogic, gestionar la comunicación entre protocolos y operar como Gateway entre los distintos niveles de la arquitectura. Tiene la capacidad para integrar Modbus TCP/IP, IEC 61850 (GOOSE y MMS) y OPC UA, facilitando la interoperabilidad del sistema.

3.3.2 Relé de protección SEL-751

Es un relé de protección que es muy utilizado en la subestación de distribución y en transmisión. El dispositivo tiene funciones de protección como sobre corriente ANSI 50-51, y a distancia ANSI 21 y para la supervisión de breaker (XCBR). Se puede integrar el SEL 3530 RTAC y usando el software WinCC SCADA

3.3.3 Relé de protección SEL-700G

Las funciones del relé de protección de generadores SEL-700G incluyen funciones avanzadas como potencia inversa (ANSI 32), pérdida de campo (ANSI 40), desbalance (ANSI 46) y mediciones trifásicas (MMXU).

3.3.4 Plataforma SCADA WinCC

Siemens WinCC constituye la interfaz de supervisión del sistema permitiendo la representación gráfica de la operación de la subestación y validación de las funciones del sistema de control. Esta plataforma se conecta mediante OPC UA.

3.3.5 Red Ethernet industrial

En el Ethernet es un medio que puede interconectar por los sistemas sobre los protocolos y su infraestructura como Modbus TCP/IP, IEC61850 (GOOSE) y OPC su diseño de confiabilidad y capacidad para soportar el análisis del tráfico crítico de control y protección.

3.4 Modelado de la subestación eléctrica

La subestación de esta simulación se basa en una subestación de barra simple que incluyen interruptores, seccionadores y transformadores. Los componentes primarios y secundarios están detallados en Tabla 9.

Tabla 9. Elementos primarios y secundarios en el sistema

Tipo	Componente	Descripción
Primarios	Interruptor principal (CB1)	Maniobras del circuito principal; su estado se supervisa y controla desde SCADA.
	Seccionadores (DS1, DS2)	Permiten aislar o conectar segmentos de la barra; su estado se simula mediante señales DI.

	Barra principal	Punto común de conexión de los elementos primarios; modelada lógicamente en el sistema.
	Transformador simulado	Demuestra la conexión de energía en diferentes tipos de tensión: Modelado en IEC61850.
Secundarios	SEL-3530 RTAC	Controlador central
	SEL-751	Protección de alimentador
	SEL-700G	Protección del Generador
	WinCC	Visualización del sistema SCADA

3.5 Señales DI/DO y asignación

Las señales DI/DO conectadas al SEL-3530 RTAC son esenciales para el funcionamiento del sistema de control implementado. El SEL-3530 RTAC recibe información en tiempo real sobre el estado de los interruptores y demás equipos del sistema a través de las entradas digitales (DI) permitiendo conocer las condiciones operativas del tablero. Las salidas digitales (DO) envían comandos para accionar relés y dispositivos de maniobra, facilitando el control seguro y automático del sistema. [15] [27]

Tabla 10. Distribución de DI/DO conectadas al SEL RTAC, [15]

Tipo de señal	Cantidad	Descripción
Entradas Digitales (DI)	22	Estados de interruptores, seccionadores, alarmas.
Salidas digitales (DO)	8	Comandos de apertura/cierre, enclavamientos.

Anexo IV Contiene el diagrama de cableado de las entradas y salidas digitales (DI/DO) utilizadas en el sistema de simulación, detallando la asignación y terminales de cada señal en la parte trasera del SEL-3530 RTAC. Anexo VII presenta la planilla de cableado, donde se especifican los conductores, numeración, origen, destino y descripción técnica de cada conexión empleada en la implementación del sistema.

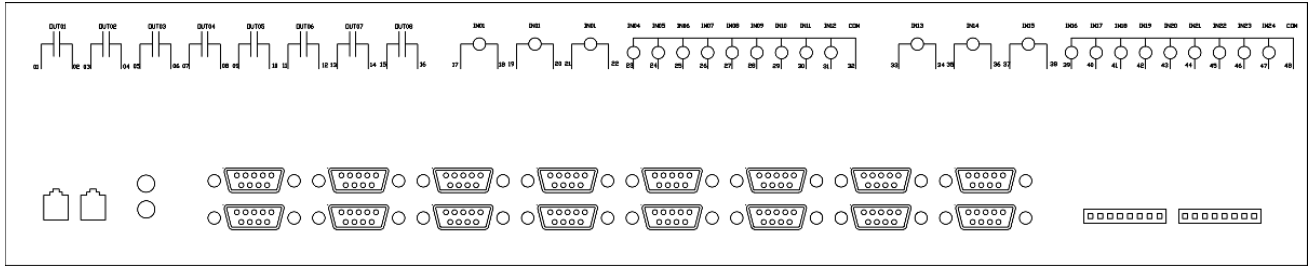


Ilustración 11. Conexión STC para DI/DO en el SEL-3530 RTAC

3.6 Diseño de la red de comunicaciones

El uso de protocolos de comunicación estándares es un elemento crítico para determina la interoperabilidad entre los dispositivos y la transmisión de datos.

Tabla 11. Protocolos utilizados

Protocolo	Función	Descripción
Modbus TCP/IP	DI/DO	Pruebas iniciales
OPC UA	SCADA	Comunicación WinCC-RTAC

3.7 Plan IP y topología

La asignación estratégica de direcciones IP a cada elemento del sistema de simulación es crítico para el correcto funcionamiento del sistema. En sistemas usando diferentes protocolos de comunicación, la correcta asignación de direcciones únicas permite la transmisión y recepción exitosa de datos en el sistema SCADA. El plan IP del sistema puede ser consultado en la Tabla 12.

Tabla 12. Configuración de red para el sistema de simulación

Equipo	Dirección IP	Mascara de Subred	Gateway
SEL-3530 RTAC	192.168.0.7	255.255.255.0	192.168.0.1
SEL-751	192.168.1.11	255.255.255.0	192.168.0.1
SEL-700G	192.168.1.12	255.255.255.0	192.168.0.1
WinCC	192.168.1.30	255.255.255.0	192.168.0.1

3.8 Escenarios operativos considerados en la simulación

Este proyecto recopila datos de tres escenarios donde se busca apertura y cerrar mediante señales, las señales serán mediante breakers, seccionadores y así lograr el objetivo de ver en el software WinCC.

- El escenario 1 se trata de ver las señales de un punto (red eléctrica) hacia la salida L1 mediante el paso de varios breakers y seccionadores, verificando mediante el WinCC las señales obtenidas.
- El escenario 2 se trata de ver las señales de un punto (red eléctrica) hacia la salida L2 mediante el paso de varios breakers y seccionadores, verificando mediante el WinCC las señales obtenidas.
- El escenario 3 se trata de ver las señales de un punto (GENERADOR 1) hacia la salida L1 mediante el paso de varios breakers y seccionadores, verificando mediante el WinCC las señales obtenidas.

Los elementos usados como protección son breakers y seccionadores y usaremos dos equipos, el SEL 3530 RTAC y el software WinCC para la visualización de datos y señales.

4. IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE SIMULACIÓN

En el capítulo podemos hablar sobre la implementación en sistema SCADA creado en el capítulo anterior. Se demuestran los protocolos de configuración del SEL 3530 RTAC, la implementación del Modbus y la ejecución de nuestro software SCADA WinCC advanced y las pruebas realizadas para la validación del seguimiento de automatizar subestaciones, mediante el módulo de generación garantizando confiabilidad y poder hacer el sistema.

4.1 Preparación del entorno

Al implementar nuestro diseño en el capítulo tres se requirió la preparación del entorno tanto del módulo como la del software para producir la generación moderna utilizando las herramientas como el SEL 3520 RTAC y el WinCC.

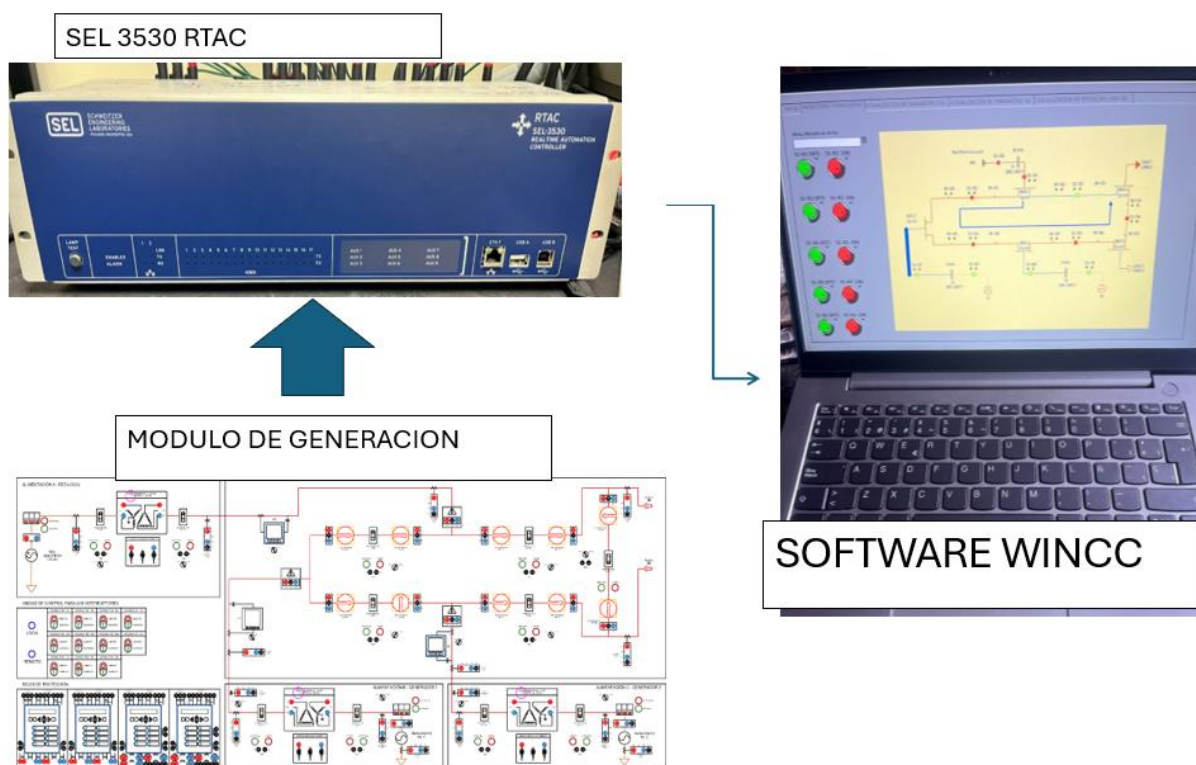


Ilustración 12. Equipos de simulación

Nuestro objetivo es de establecer un software estable sobre ejecutar los protocolos, pruebas y aprobación por lo descrito en la tabla 9. Donde se muestra los componentes implementados en nuestro sistema.

Tabla 13. Recursos utilizados en la implementación del sistema de simulación

Categoría	Componente	Descripción
Hardware	SEL-3530 RTAC	Controlador con 24DI/8DO cableados a interruptores locales ubicados en el Módulo de Generación.
	Interruptores locales	Dispositivos físicos conectados al SEL-3530 RTAC para simular maniobras.
	Switch Ethernet industrial	Infraestructura para la red IEC 61850
	PC con Windows 10/11	Estacion de ingeniería para ejecutar WinCC y simuladores IEC 61850
Software	ACSELERATOR RTAC	Configuración del SEL-3530 RTAC, creación de lógicas y mapeo de señales.
	Simulador IEC 61850	Herramientas como IEDScout, Omicron StationScout, o equivalente
	WinCC versión 7	Plataforma SCADA de Siemens para supervisión, alarmas y control remoto
	Wireshark	Análisis de tráfico GOOSE, MMS y diagnóstico de red
Red de comunicaciones	Física	Conecta el RTAC, el PC y el switch industrial
	VLANs	Separación lógica del tráfico de protección y control

4.2 Implementación en el SEL-3530 RTAC

El SEL 3530 RTAC necesitamos la configuración entre el módulo de control y nuestra herramienta para el sistema SCADA de supervisión. El programa Accelerator RTAC configura el controlador como Gateway de comunicaciones, facilitando la traducción de datos entre varios protocolos de la industria que están integrado en el sistema, como el Modbus TCP/IP, DNP3 e IEC 61850. también, incorpora mecanismos robustos de seguridad que protegen el acceso a la configuración del controlador mediante autenticación de usuarios, control de permisos y

registro de eventos, añadiendo un nivel adicional de confiabilidad y trazabilidad al sistema implementado.

4.2.1 Configuración

El SEL-3530 RTAC se configura con el uso del software ACSELERATOR RTAC. Ilustración 13, muestra el acceso a la base de datos del AcSElerator. Las credenciales default son usuario: "admin", contraseña establecida "TAIL".

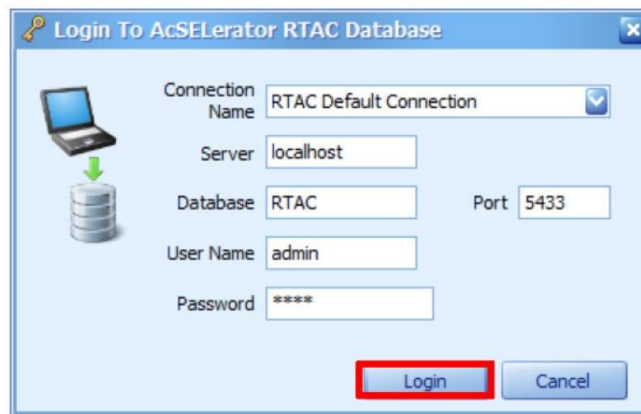


Ilustración 13. Login AcSElerator RTAC.

Crear un nuevo proyecto mediante la opción "New Project" >> selecciona el modelo RTAC SEL-3530 y su versión de firmware, como muestra la Ilustración 14.

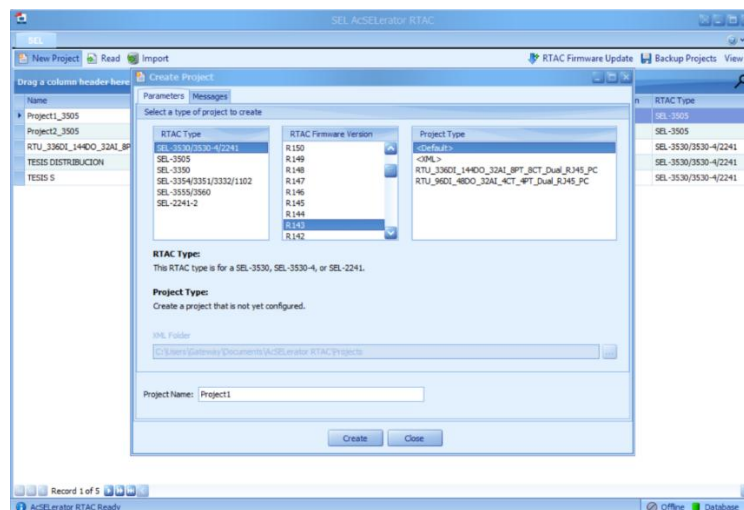


Ilustración 14. Creación de un proyecto nuevo

Para añadir equipos, seleccionar "Devices" ubicada en el menú de configuración del software acSElerator RTAC, luego poner ADD OTHER DEVICE y consiguiente Modbus Protocol

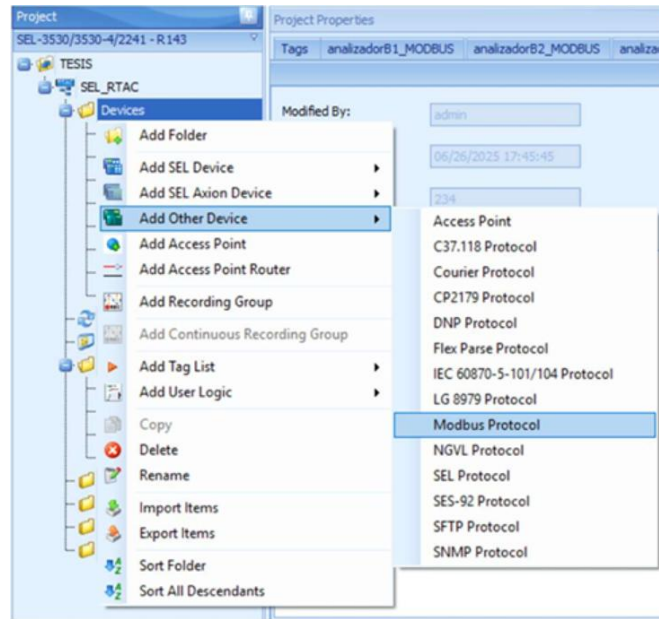


Ilustración 15 Anadir equipos utilizando protocolo Modbus

A los efectos de que se produzca la operatividad del canal de comunicación entre el controlador del RTAC y la instalación SCADA, hay que complementar la instalación de un dispositivo más configurado en el programa acSELEditor RTAC. Para hacerlo, se adapta un mecanismo de tipo (SERVER-ETHERNET) usando el Modbus TCP/IP para la conexión con el RTAC para los datos y poder enviar las señales y las variables del sistema de supervisión que establece la aplicación WinCC como cliente, recibiendo y procesando la información que acaba visualizándose en la interfaz HMI resulta tal como se muestra en la Figura 20.

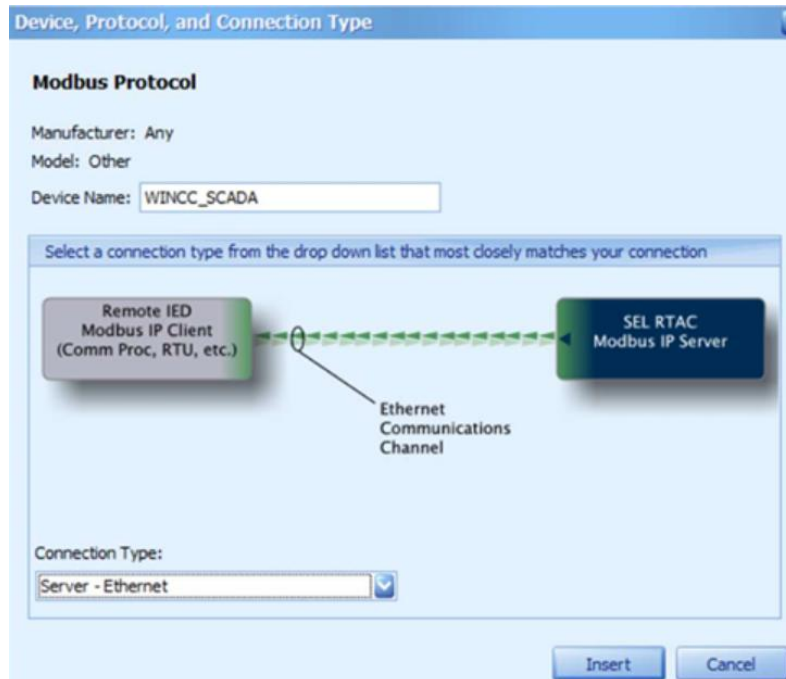


Ilustración 16. Ventana de detalles del nuevo equipo a ser configurado con Modbus

En el apartado "Settings" se procede a configurar la dirección IP del equipo destino al cual el RTAC enviará la información adquirida, correspondiendo en este caso a la dirección IP estática asignada previamente a la estación de supervisión donde se ejecuta la plataforma WinCC, estableciendo así el vínculo de comunicación entre el nivel de control y el nivel de supervisión del sistema SCADA implementado.

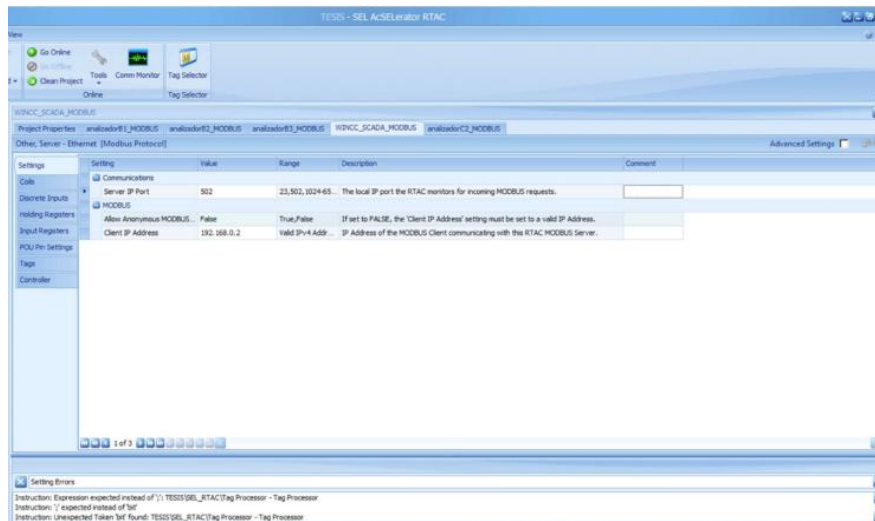


Ilustración 17. Configuración de la dirección IP para el dispositivo

Finalmente, el controlador RTAC SEL-3530 se pone en línea, para verificar que las configuraciones introducidas en el software acSEerator RTAC han sido ejecutadas de manera correcta y para validar la adquisición de señales del tablero de control. En la Figura 23 se presenta la pantalla de autenticación que muestra el sistema al pulsar el botón Go Online; la pantalla solicita al usuario que introduzca el nombre de usuario y la contraseña para la conexión que se definieron durante la configuración inicial del proyecto, lo que permite establecer la conexión en línea entre el software de configuración y el controlador físico que se ha instalado en el laboratorio.

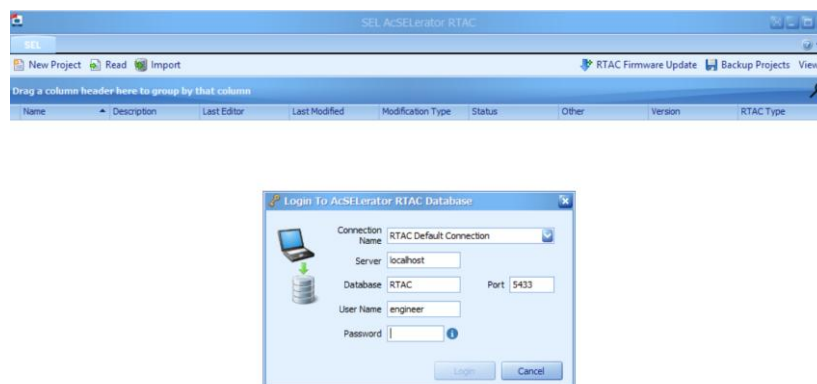


Ilustración 18. Conexión con el controlador SEL-3530 RTAC

En la Figura 24 se evidencia que el controlador RTAC estableció la conexión correctamente con el software acSELerator RTAC, confirmando la comunicación exitosa entre la estación de configuración y el dispositivo físico. Una vez verificado el estado de conexión, se procede a continuar con el proceso mediante el botón "Go".

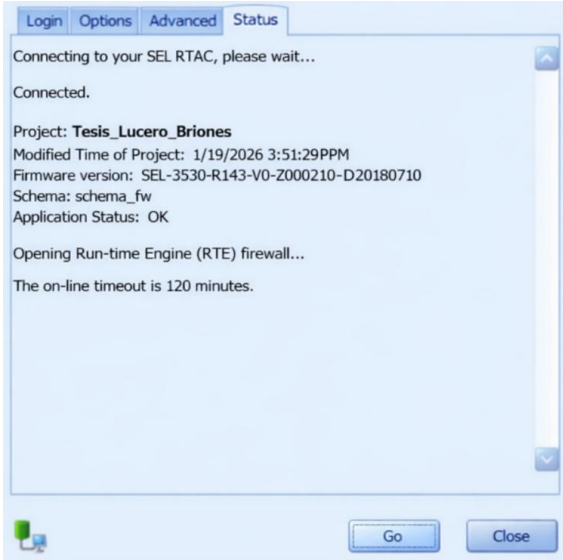


Ilustración 19. Estatus de la conexión del acSELerator RTAC con el SEL-3035 RTAC

A continuación, el sistema despliega un mensaje de confirmación consultando si se desean guardar los cambios realizados en la configuración del RTAC. Se procede a confirmar la acción seleccionando el botón "Yes", como se muestra en la Figura 25, asegurando así que todas las modificaciones efectuadas en los parámetros de comunicación y mapeo de variables queden almacenadas permanentemente en la memoria del controlador.

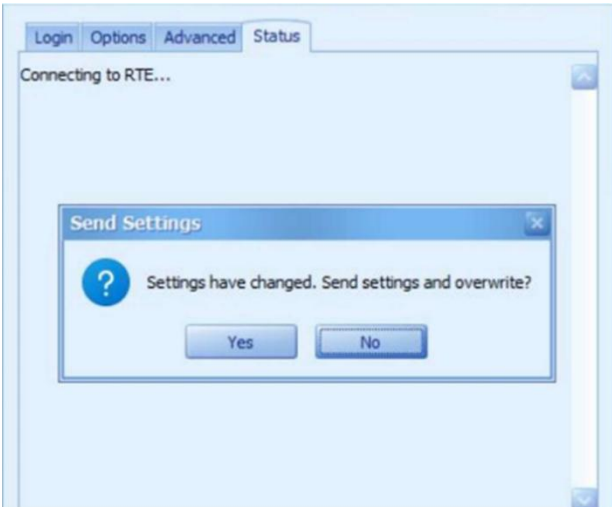


Ilustración 20. Promp para guardas los cambios realizados en la configuración del RTAC

4.2.2 Configuración de módulos DI/DO

Las variables que pusimos varían según contactores y seccionadores mediante el SEL 3530 RTAC estamos verificando las señales y contactos digitales para los seccionadores y nuestros breakers que están en el módulo de generación, así llevando a cabo el seguimiento de las señales de las variables lógicas enviadas al sistema SCADA.

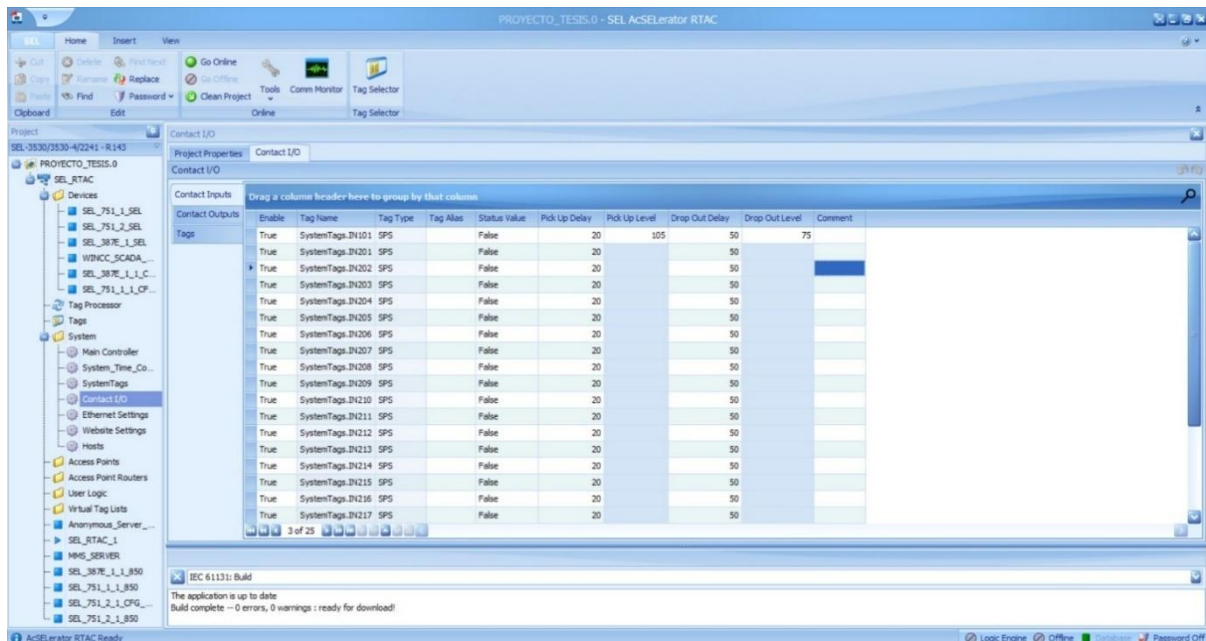


Ilustración 21. Configuración de DI/DO en el SEL-3530 RTAC

Se asignaron las 22 entradas digitales y 8 salidas digitales según el plan de señales definido en el Capítulo 3. Cada punto fue etiquetado con nomenclatura normalizada para facilitar su uso en lógicas SELogic y en el SCADA.

Anexo IV contiene el diagrama de cableado de las entradas y salidas digitales (DI/DO) utilizadas en el sistema de simulación, detallando la asignación y terminales de cada señal en la parte trasera del SEL-3530 RTAC.

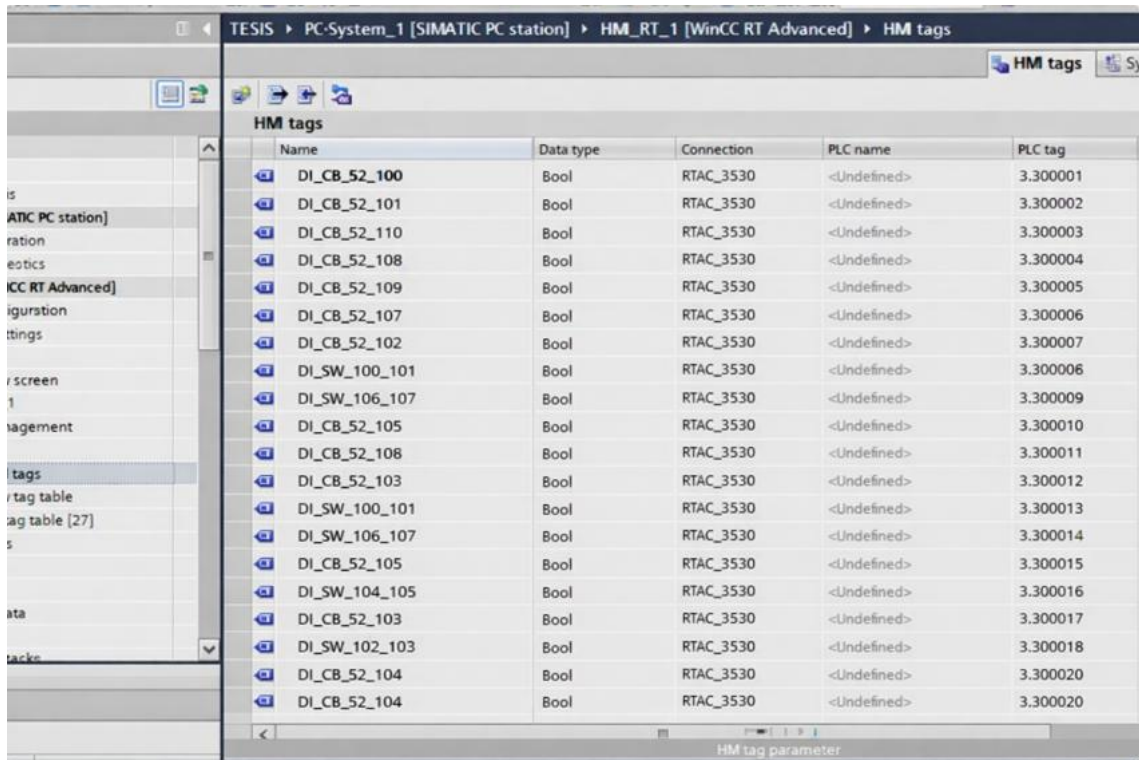


Ilustración 22. Señales del módulo DI/DO al sistema HMI

Se importaron los archivos ICD/CID generados en SEL Architect.

Tabla 14. Variables importadas desde los relés

IED	Nodo Lógico	Atributo	Descripción
SEL-751	PTOC	Op	Operación de sobre corriente
SEL-751	XCBR	Pos	Estado del interruptor
SEL-700G	40	Str	Perdida de campo
SEL-700G	32	Op	Potencia inversa
SEL-700G	MMXU	PhV/A	Tensiones y corrientes

4.3 Implementación

Tabla 15. Implementación

	Actividad principal	Dispositivos	Propósito Técnico
Publicación GOOSE	configuración de mensajes GOOSE (GoID, VLAN, retransmisiones)	SEL-751 SEL-700G	Enviar señales de protección de alta velocidad (<4 ms).
Suscripción GOOSE	Vista de mapeo de señales GOOSE	RTAC, SEL-751, SEL-700G	Activación del SELogic y los enclavamientos
Comunicación MMS	Verificación de RTAC cliente de MMS	RTAC, SEL-751, SEL-700G	Verificación y obtención de datos de las mediciones de IEC61850.
Validación IEC 61850	Análisis de tráfico GOOSE/MMS con Wireshark y herramientas SEL	RTAC, relés, PC de ingeniería	Vista latencia, cumpliendo de la integridad standar

4.3.1 Validación IEC 61850

La validación del tráfico IEC 61850 se realizó mediante:

Tabla 16. Herramientas de análisis y diagnóstico

Herramienta	Verificación
Wireshark	<ul style="list-style-type: none"> • Presencia de tramas GOOSE (ethertype 0x88B8). • Latencia entre retransmisiones. • Integridad de los campos GoCBRef, GoID y StNum/SqNum. • Tráfico MMS (puerto TCP 102).
Herramientas SEL	<ul style="list-style-type: none"> • SEL-5033 Diagnostics para monitoreo GOOSE. • SEL Architect para validar SCL.
Pruebas de interoperabilidad	<p>Se realizaron escenarios donde:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Un relé físico publica GOOSE y un IED virtual lo recibe. • El RTAC publica GOOSE y los relés lo interpretan.

- El SCADA refleja cambios provenientes de MMS.

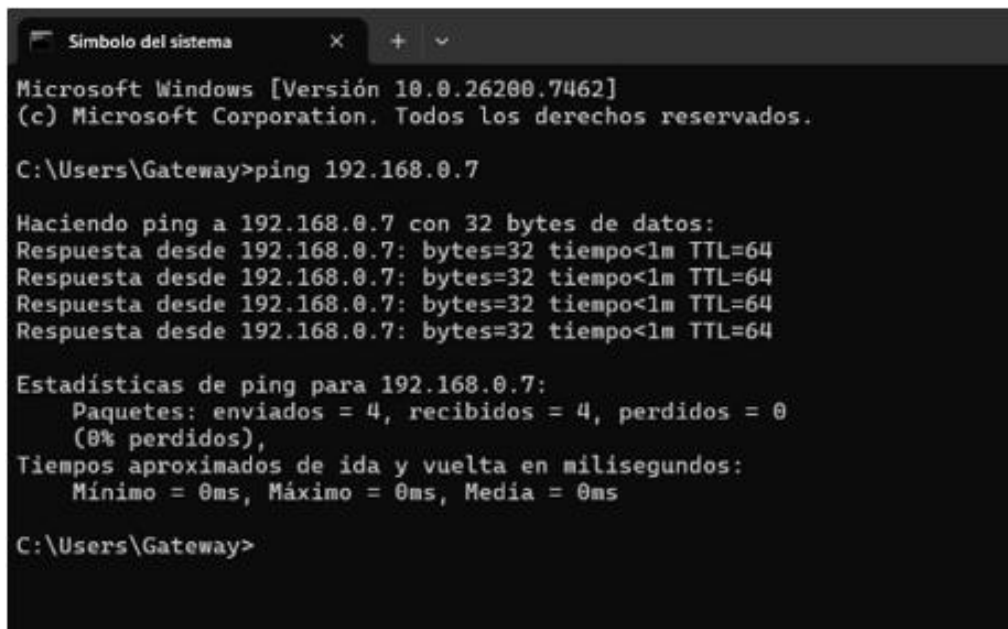
4.4 Implementación del sistema SCADA en WinCC

En la incorporación de nuestro sistema SCADA la capa de supervisión y el control del diseño del sistema WinCC se utilizó la plataforma HMI/SCADA debido a su fácil conexión con OPC UA, es la capacidad de ver alarmas y la integración con el desarrollo industriales.

En nuestro objetivo de la sección al describir la configuración de conexión OPC UA, en el diseño de pantalla de integración y supervisión de alarmas, teniendo una seguridad en operación y representativa del módulo de generación eléctrico.

4.4.1 Configuración de parámetros de comunicación

Esta configuración establece una red punto a punto dedicada exclusivamente a la comunicación entre el sistema SCADA y el SEL-3530 RTAC, garantizando la independencia operativa del sistema de simulación respecto a la red corporativa de la universidad. El esquema de direccionamiento implementado asegura latencias mínimas en la transmisión de datos, elimina interferencias de tráfico externo y proporciona las condiciones óptimas de comunicación requeridas para la supervisión en tiempo real de las variables operativas y señales de control del sistema de distribución eléctrica simulado como se muestra en la Ilustración 23.



```
Símbolo del sistema
Microsoft Windows [Versión 10.0.26200.7462]
(c) Microsoft Corporation. Todos los derechos reservados.

C:\Users\Gateway>ping 192.168.0.7

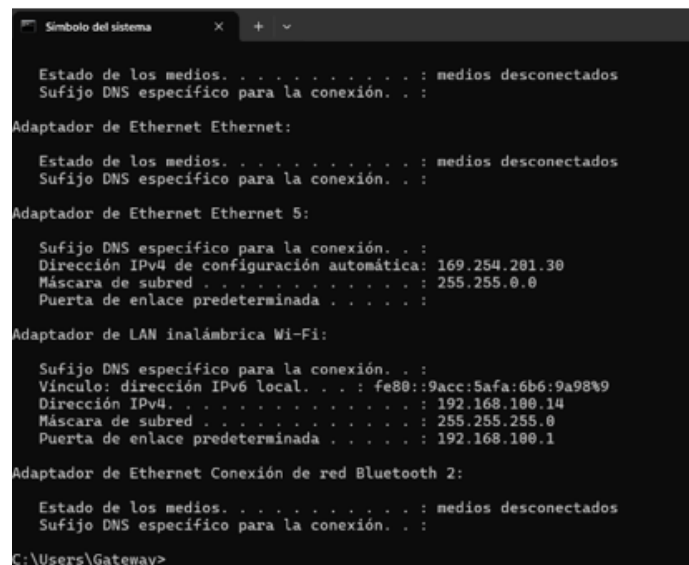
Haciendo ping a 192.168.0.7 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 192.168.0.7: bytes=32 tiempo<1m TTL=64
Respuesta desde 192.168.0.7: bytes=32 tiempo<1m TTL=64
Respuesta desde 192.168.0.7: bytes=32 tiempo<1m TTL=64
Respuesta desde 192.168.0.7: bytes=32 tiempo<1m TTL=64

Estadísticas de ping para 192.168.0.7:
    Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
              (0% perdidos),
    Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
        Mínimo = 0ms, Máximo = 0ms, Media = 0ms

C:\Users\Gateway>
```

Ilustración 23. Pruebas de comunicación entre el sistema SEL-3530 RTAC y WinCC

La Ilustración 24 muestra la información de los adaptadores de red en el PC con WinCC. Para obtener esta información abre Comando Promp >> escribe “*ipconfig/all*” >> ENTER.



```
Símbolo del sistema

Estado de los medios . . . . . : medios desconectados
Sufijo DNS específico para la conexión. . :

Adaptador de Ethernet Ethernet:

Estado de los medios . . . . . : medios desconectados
Sufijo DNS específico para la conexión. . :

Adaptador de Ethernet Ethernet 5:

Sufijo DNS específico para la conexión. . :
Dirección IPv4 de configuración automática: 169.254.201.30
Máscara de subred . . . . . : 255.255.0.0
Puerta de enlace predeterminada . . . . . :

Adaptador de LAN inalámbrica Wi-Fi:

Sufijo DNS específico para la conexión. . :
Vínculo: dirección IPv6 local. . . : fe80::9acc:5afa:6b6:9a98%9
Dirección IPv4. . . . . : 192.168.100.14
Máscara de subred . . . . . : 255.255.255.0
Puerta de enlace predeterminada . . . . . : 192.168.100.1

Adaptador de Ethernet Conexión de red Bluetooth 2:

Estado de los medios . . . . . : medios desconectados
Sufijo DNS específico para la conexión. . :

C:\Users\Gateway>
```

Ilustración 24. Configuración de la red del sistema de simulación

Para la configuración de la estación de supervisión SCADA utilizada en el sistema de simulación, se estableció una dirección IP estática conforme a los parámetros especificados en la Tabla 4, dentro del segmento de red definido para la arquitectura de comunicaciones del proyecto. Esta configuración se implementó con el propósito de garantizar una comunicación estable, predecible y confiable entre la estación de operación que ejecuta la plataforma WinCC y el controlador RTAC SEL-3530, evitando posibles conflictos de direccionamiento o cambios automáticos de IP que podrían interrumpir la supervisión del sistema.

En el procedimiento de nuestra configuración se incluye el Panel del sistema o software Windows, siendo así la navegación hacia la redes e internet, donde se ingresa al parámetro de las configuraciones del adaptador de Ethernet. En lo apartado se puede modificar la dirección IP, y así sus protocolos de la red, e invalidando mediante DHCP.

El manual asegura la integración de supervisión dentro del desarrollo del sistema SCADA, conectando una conectividad y determinación esencial en las operaciones y monitoreó en tiempo real la ejecución de control hacia dispositivos a través del RTAC

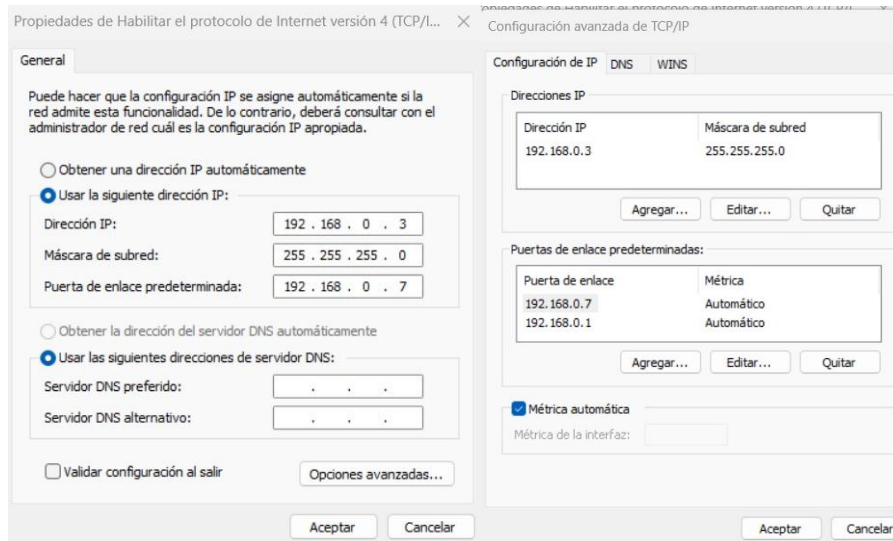


Ilustración 25. Configuración IP en el PC para WinCC

La supervisión de la simulación en tiempo real se realizó en el entorno de desarrollo WinCC, un desarrollo de Siemens. En este sentido, se ejecutó el software TIA Portal V15.1 y se creó un nuevo proyecto SCADA, al que se denominó "TESIS", y se completó la configuración inicial mediante el botón "Create", como se puede observar en la Figura 26. Con esta acción se estableció el entorno de desarrollo pretendido con el diseño final de la HMI de supervisión.

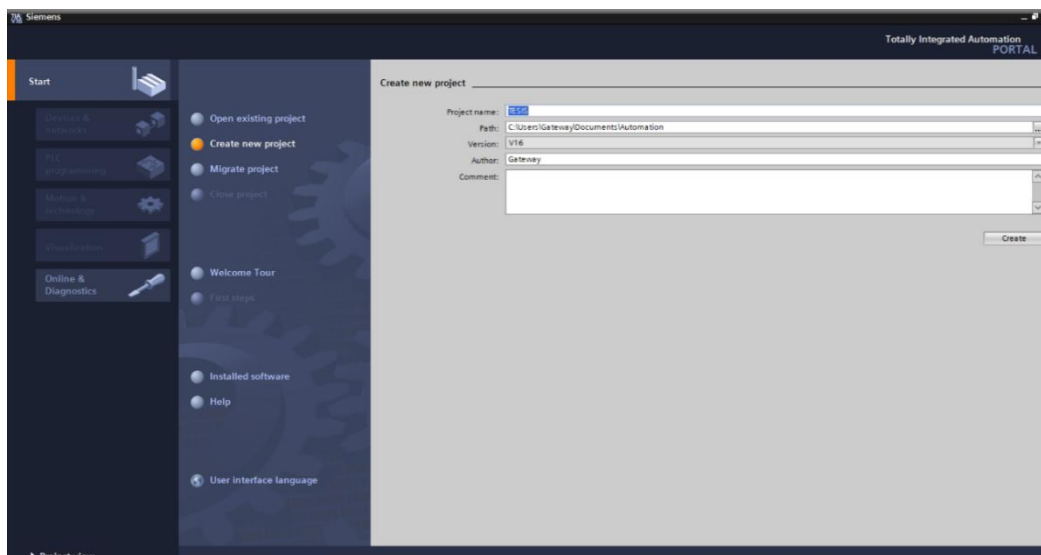


Ilustración 26. configuración en WinCC - Advanced

El sistema muestra la pantalla que permite poder realizar las configuraciones iniciales en el proyecto SCADA. En la página "Devices & networks", se selecciona la opción "Add new

device" y se accede a "PC systems". Se desplegará una lista de aplicaciones disponibles en la aplicación SIMATIC HMI, donde seleccionamos WinCC advance y así finalizamos a través del pulsador "Add", como se ha mostrado en la Ilustración 27, añadiendo el módulo de supervisión al proyecto que se está desarrollando.

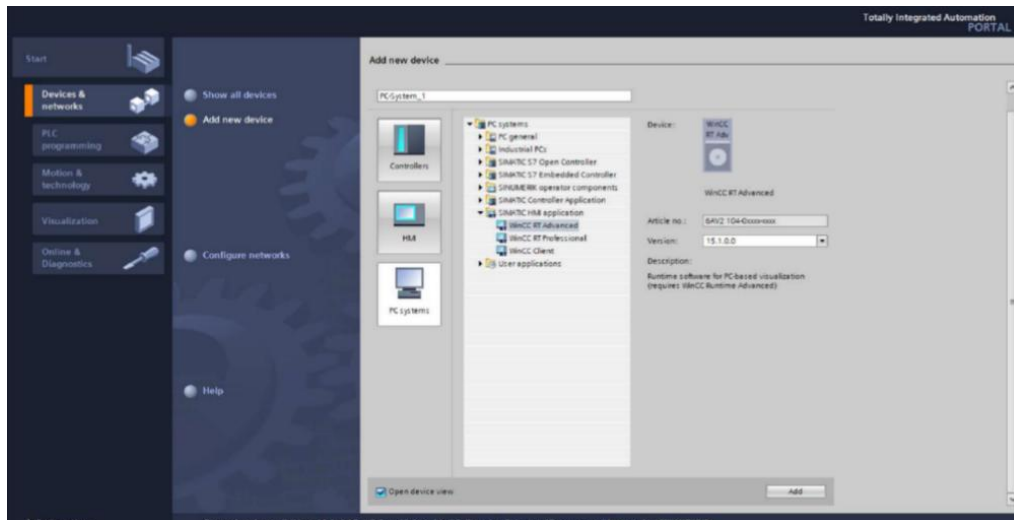


Ilustración 27. WinCC - Anadir dispositivos

En la parte izquierda de la interfaz del software TIA Portal, se permite el despliegue de la carpeta "HMI_RT [WinCC RT Advanced]" para acceder a las opciones para la configuración del sistema SCADA. En esta parte se permite acceder a la parte "Connections" para poder establecer las comunicaciones entre la estación de supervisión y el controlador RTAC. Se crea una nueva conexión que se nombrará "RTAC_3530" y se selecciona "Modicon MODBUS TCP/IP" como driver de las comunicaciones, siendo este último el protocolo compatible con la implementación del servidor Modbus que hemos configurado previamente en el RTAC. Por último, se introduce la dirección estática IP que se le asigna al controlador RTAC (192.168.0.3) y se guarda nuestro proyecto para guardar los parámetros de comunicación establecidos como se muestra en la Ilustración 28.

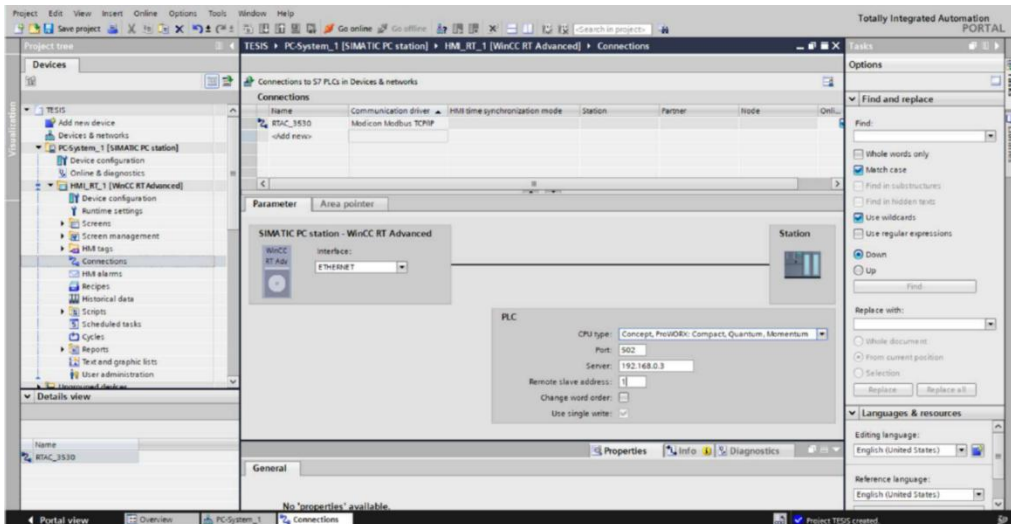


Ilustración 28. Dirección IP estática asignada al controlador SEL

4.4.2 Importación de tags desde el RTAC

Continuando con la configuración del proyecto, se accede a la carpeta "HMI tags" donde se continua a la creación de la tabla de variables a las señales digitales proveniente del tablero de control, incluyendo los estados de interruptores, seccionadores y elementos de señalización del sistema de distribución, estableciendo así el mapeo entre las variables del RTAC y las TAGS del sistema SCADA WinCC.

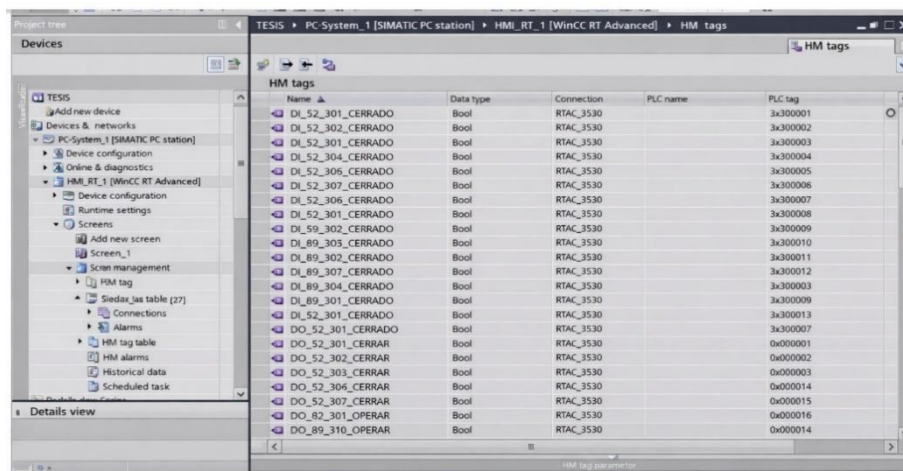


Ilustración 29. HMI tags

Una vez finalizado la carga de variables se realiza la programación de bloques de función, particularmente esta configuración tipo anillo se ha creado 3 funciones.

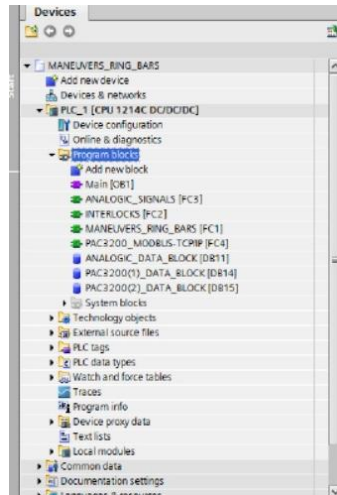


Ilustración 30. Bloque de programación de maniobras

Por último, para poder llevar a cabo la configuración final del sistema SCADA, debemos desplegar la carpeta "Screens" de nuestro árbol de proyecto, y proceder a crear el diseño de las pantallas gráficas de supervisión, que incorporan diferentes tipos de elementos gráficos y funcionales (esquemas de los equipos eléctricos, cuadros de texto para su identificación, de apertura y cierre para la visualización de estados, y los pulsadores del control para maniobras, etc.), siendo así que una vez terminado el diseño de las pantallas a desarrollar; en la pestaña "Properties" de cada uno de los campos de E/S configurados, se vincularán a las variables HMI, que ya habíamos mencionado en la tabla de tags, estableciendo la relación entre los datos que está adquiriendo el RTAC y la visualización de esos mismos datos en la pantalla de supervisión, tal y como se muestra en la Ilustración 31.

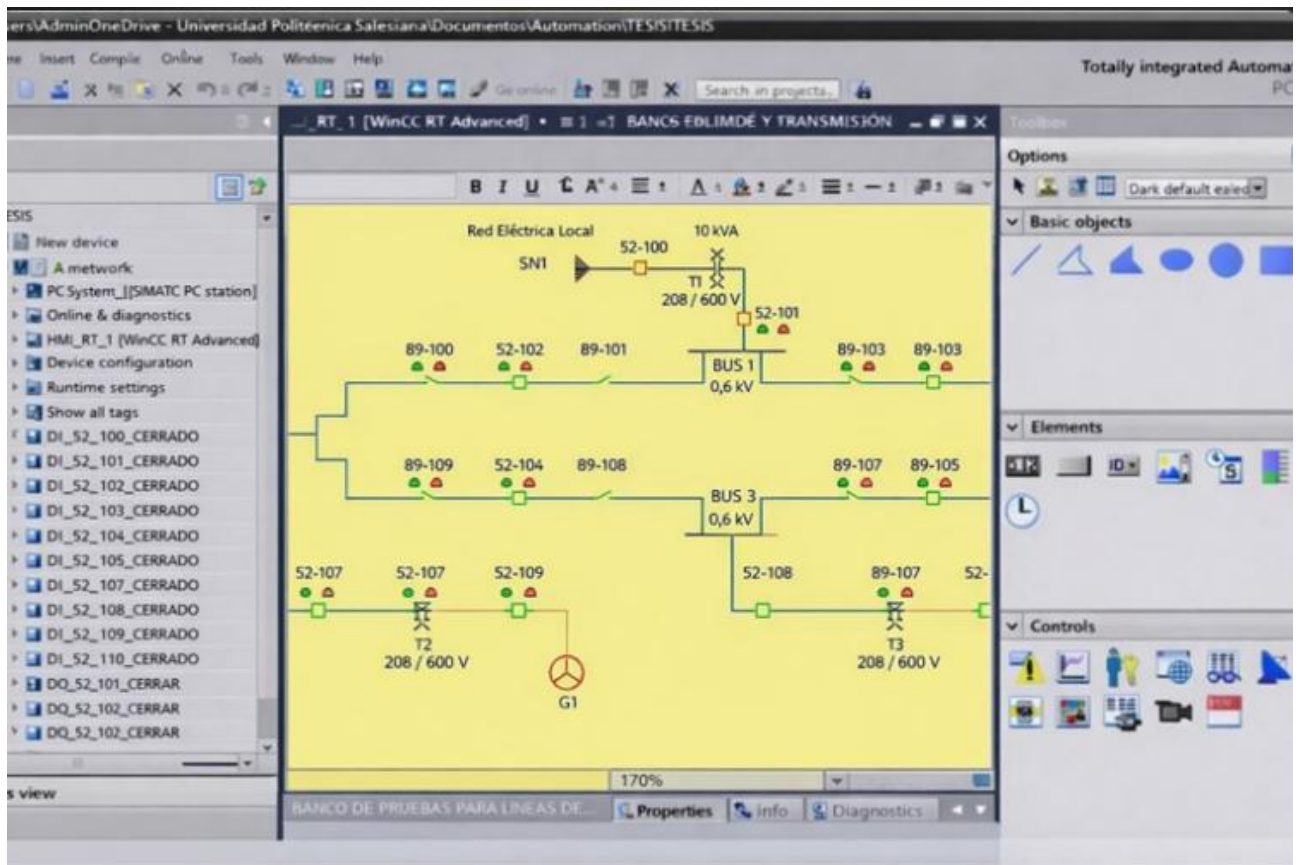


Ilustración 31. Configuración del sistema SCADA

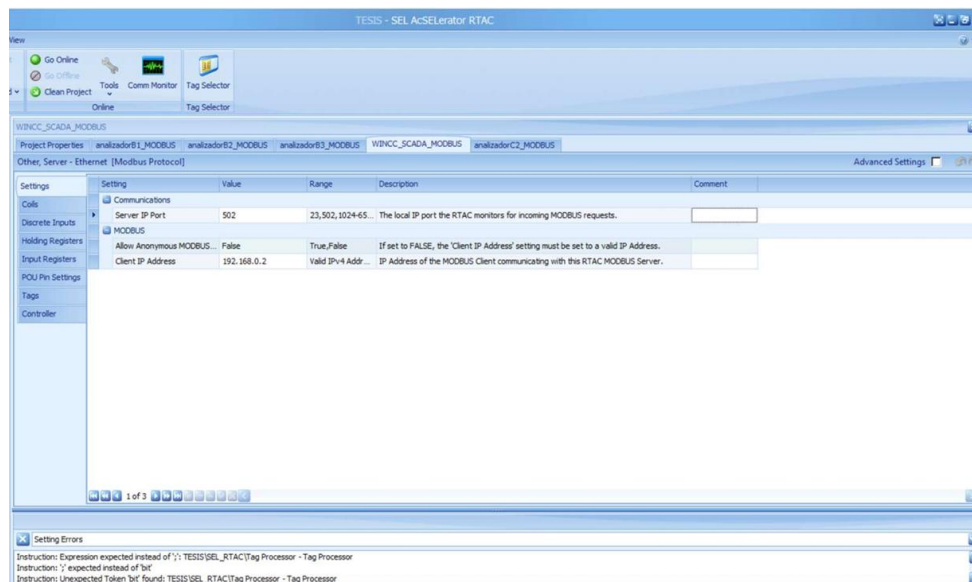


Ilustración 32. Configuración de los parámetros de comunicación en el SEL-3530 RTAC

Enable	Tag Name	Tag Ty...	Tag Alias	Register Address Start	Register Address Stop	Variation	Bit Reference	Number of Bytes	Status Value	Inst Magnitude	Magnitude	Deadband	Zero
True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00000	INS		0		16 bit signed MSB			0				
True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00001	INS		1		16 bit signed MSB			0				
True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00002	INS		2		16 bit signed MSB			0				
True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00003	INS		3		16 bit signed MSB			0				
True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00004	INS		4		16 bit signed MSB			0				
True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00005	INS		5		16 bit signed MSB			0				
True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00006	INS		6		16 bit signed MSB			0				
True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00007	INS		7		16 bit signed MSB			0				
True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00008	INS		8		16 bit signed MSB			0				
True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00009	INS		9		16 bit signed MSB			0				
True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00010	INS		10		16 bit signed MSB			0				
True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00011	INS		11		16 bit signed MSB			0				
True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00012	INS		12		16 bit signed MSB			0				
True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00013	INS		13		16 bit signed MSB			0				
True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00014	INS		14		16 bit signed MSB			0				
True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00015	INS		15		16 bit signed MSB			0				
True	WINCC_SCADA_MODBUS.IREG_00016	INS		16		16 bit signed MSB			0				

Ilustración 33. Registros

4.4.3 Diseño de pantallas

El diseño de las pantallas HMI se basó en principios de ergonomía industrial, claridad visual y cumplimiento de normas de operación de subestaciones. Se desarrollaron cuatro pantallas principales:

- Diagrama unifilar.
- Estados de interruptores.
- Mediciones en tiempo real.
- Alarmas y eventos.
- Tendencias históricas.
- Panel de control remoto.

4.4.4 Alarmas y eventos

En el implemento de alarmas sigue la norma ISA18.2, viendo que:

- Mensajes muy claros
- Prioriza adecuadamente el sistema
- Hace un registro con timestamp
- Asociación de alarmas a causas raíz

Las alarmas se clasificaron en:

- **Críticas:** disparos de protección (PTOC.Op, 40.Str, 32. Op).
- **Mayores:** fallas de comunicación MMS/GOOSE.
- **Menores:** cambios de estado no críticos.

4.5 Pruebas físicas de verificación

ESCENARIO 1

En este escenario vamos a mostrar como de la red eléctrica local llegamos a L1 mediante seccionadores y breakers y así verificamos en el programa WinCC las señales que nos dará como apertura/cierre o falla en el sistema de conexión.

Y consta de dos partes la primera parte es de energización pasando por 6 zonas las cuales tendrán incluido seccionadores y breaker

La segunda parte será la desconexión mediante el mismo proceso y podremos ver las señales que nos dará el WinCC y las señales físicas hechas por nosotros.

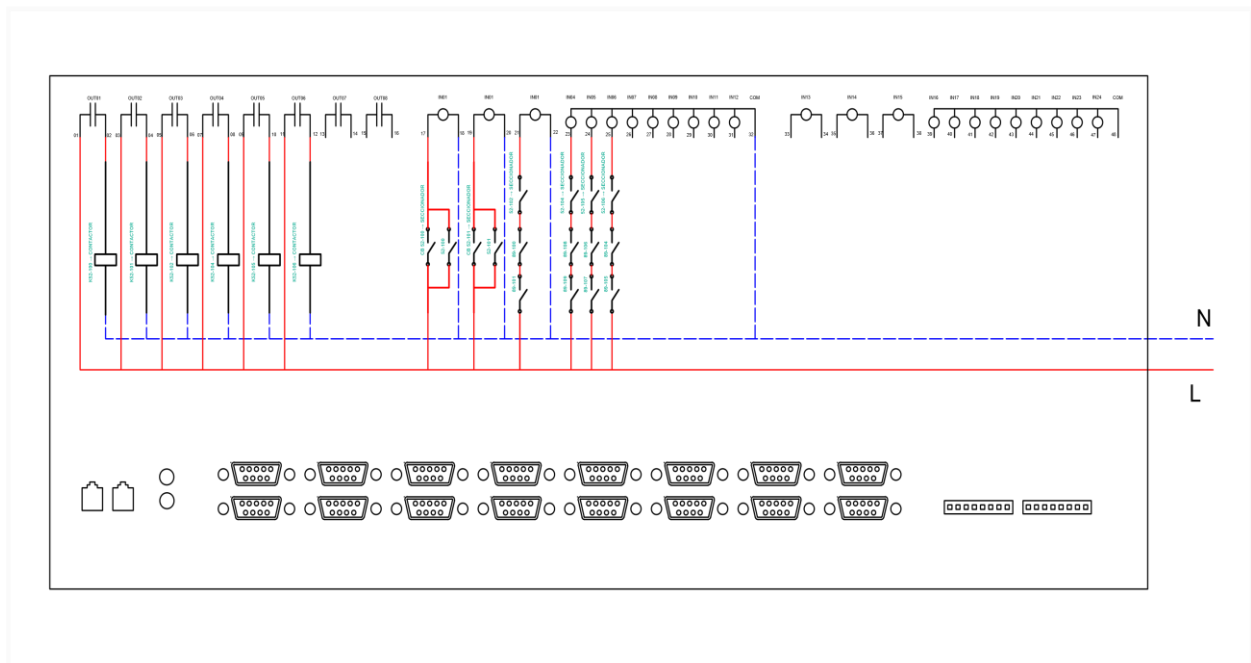


Ilustración 34. Conexión del RTAC a Modulo
Fuente Autores

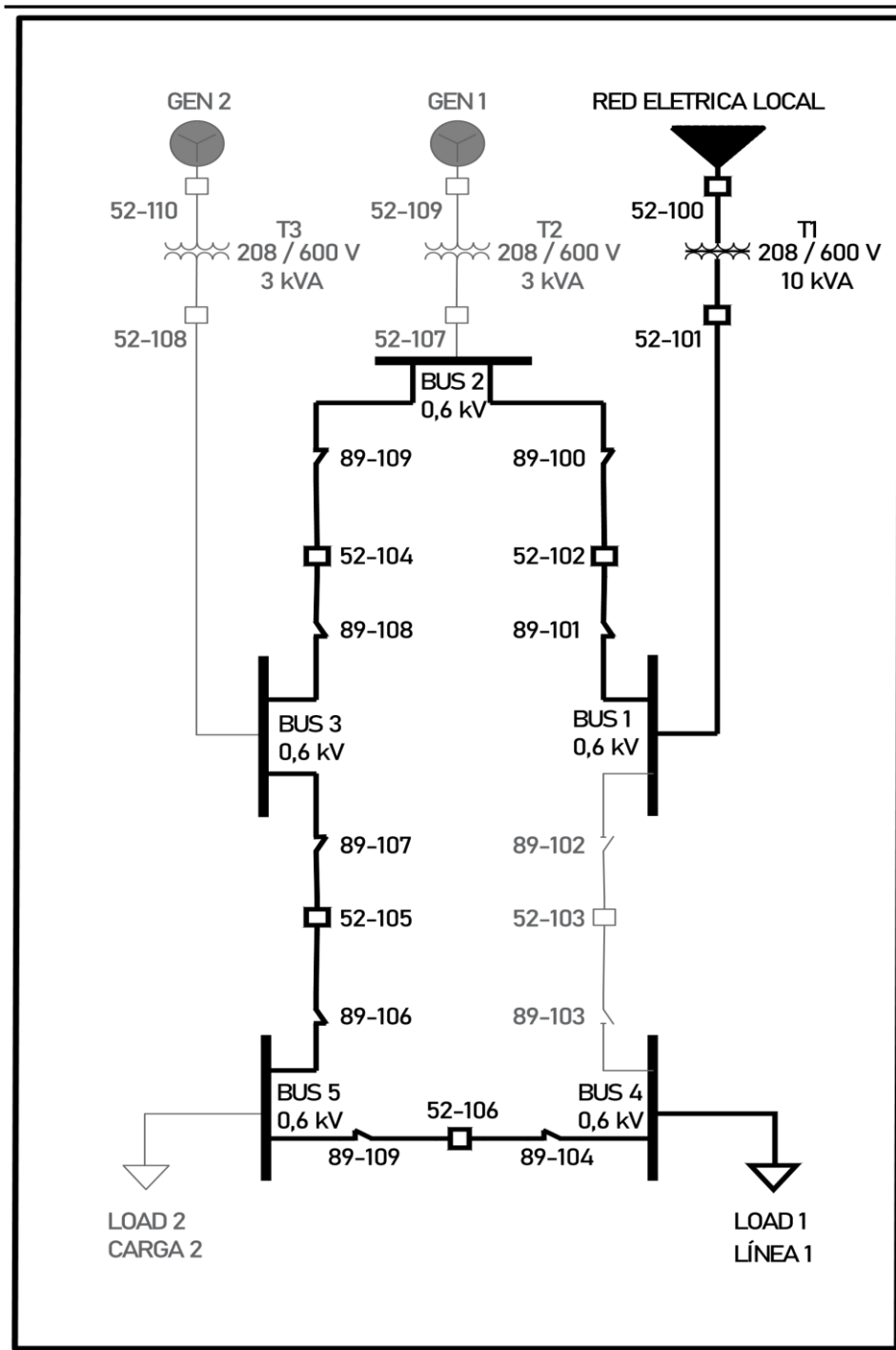


Ilustración 35. Diagrama Unifilar Del Escenario 1

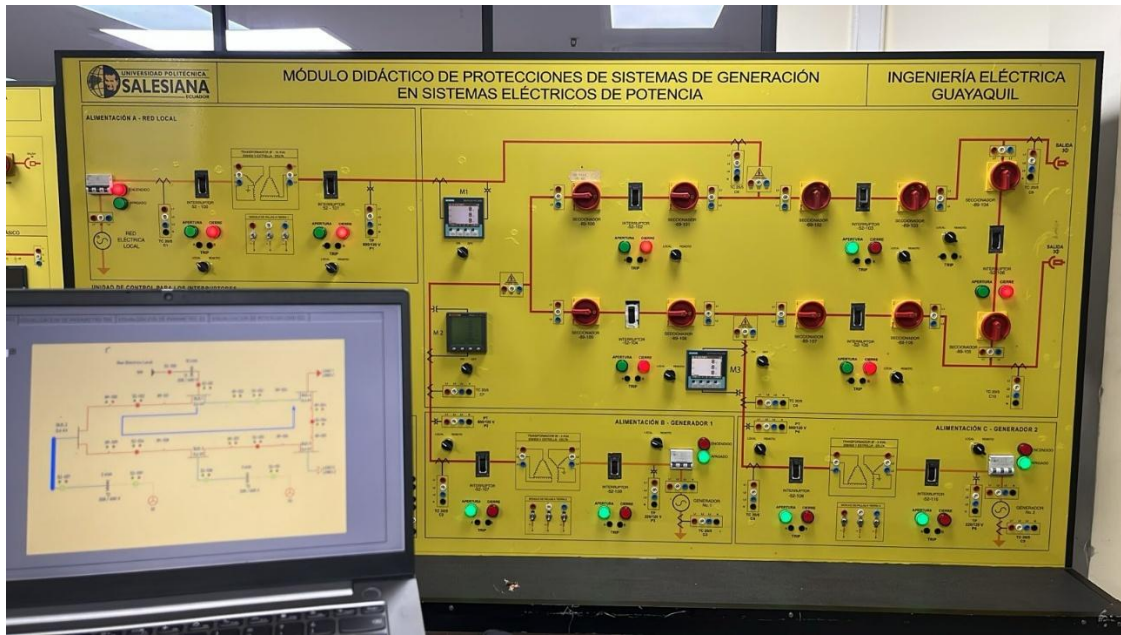


Ilustración 36. Modulo escenario 1 Encendido

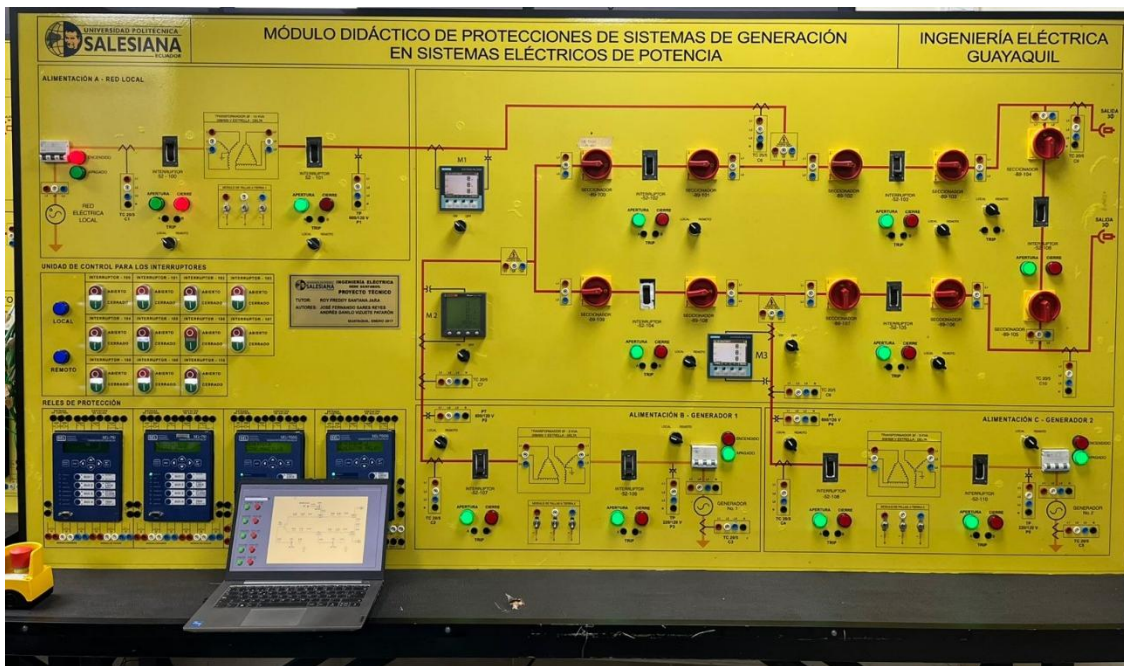


Ilustración 37. Modulo Escenario 1 Apagado

ESCENARIO 2

En este escenario vamos a mostrar como de la red eléctrica local llegamos a L2 mediante seccionadores y breakers y así verificamos en el programa WinCC las señales que nos dará como apertura/cierre o falla en el sistema de conexión.

Y consta de dos partes la primera parte es de energización pasando por 5 zonas las cuales tendrán incluido seccionadores y breaker

La segunda parte será la desconexión mediante el mismo proceso y podremos ver las señales que nos dará el WinCC y las señales físicas hechas por nosotros.

Y como resultado veremos si hay fallas en el sistema o no.

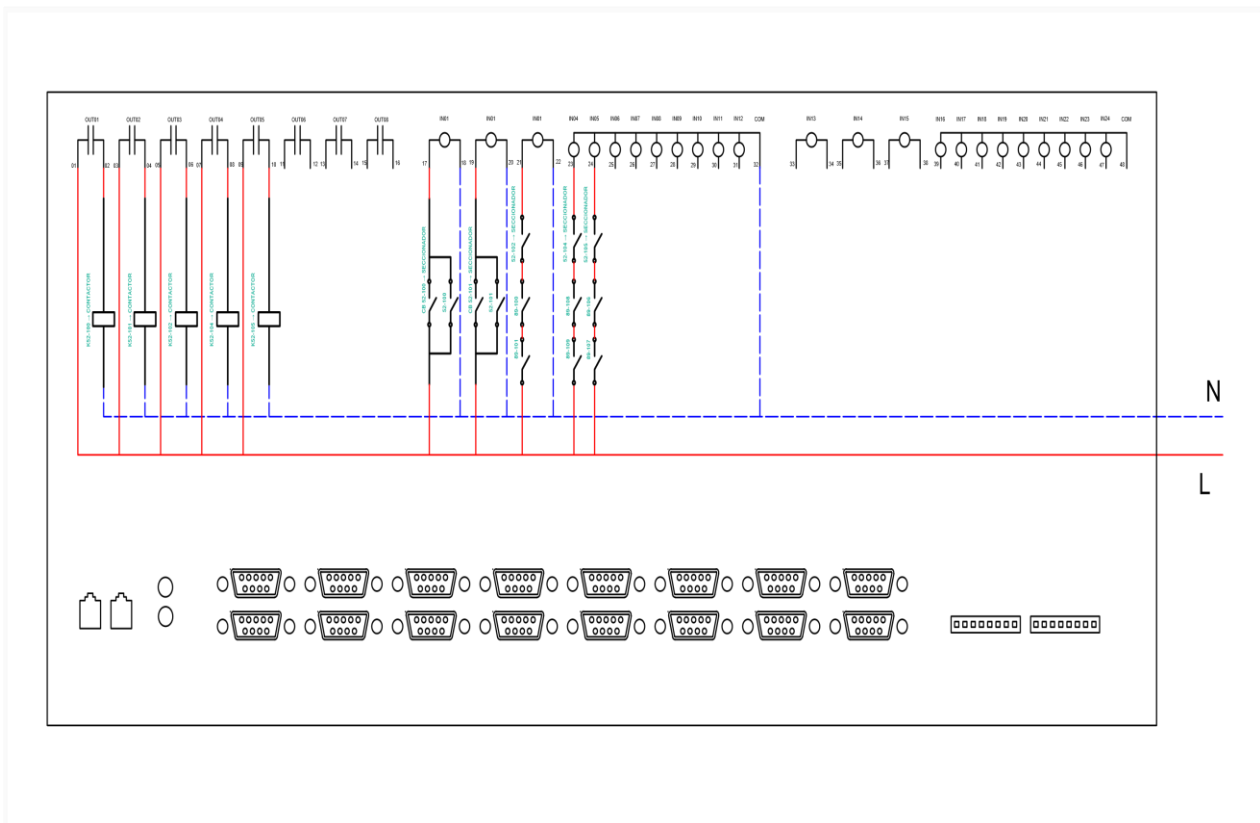


Ilustración 38. Conexión del SEL 3530 RTAC a Modulo de Generación
Fuente Autores

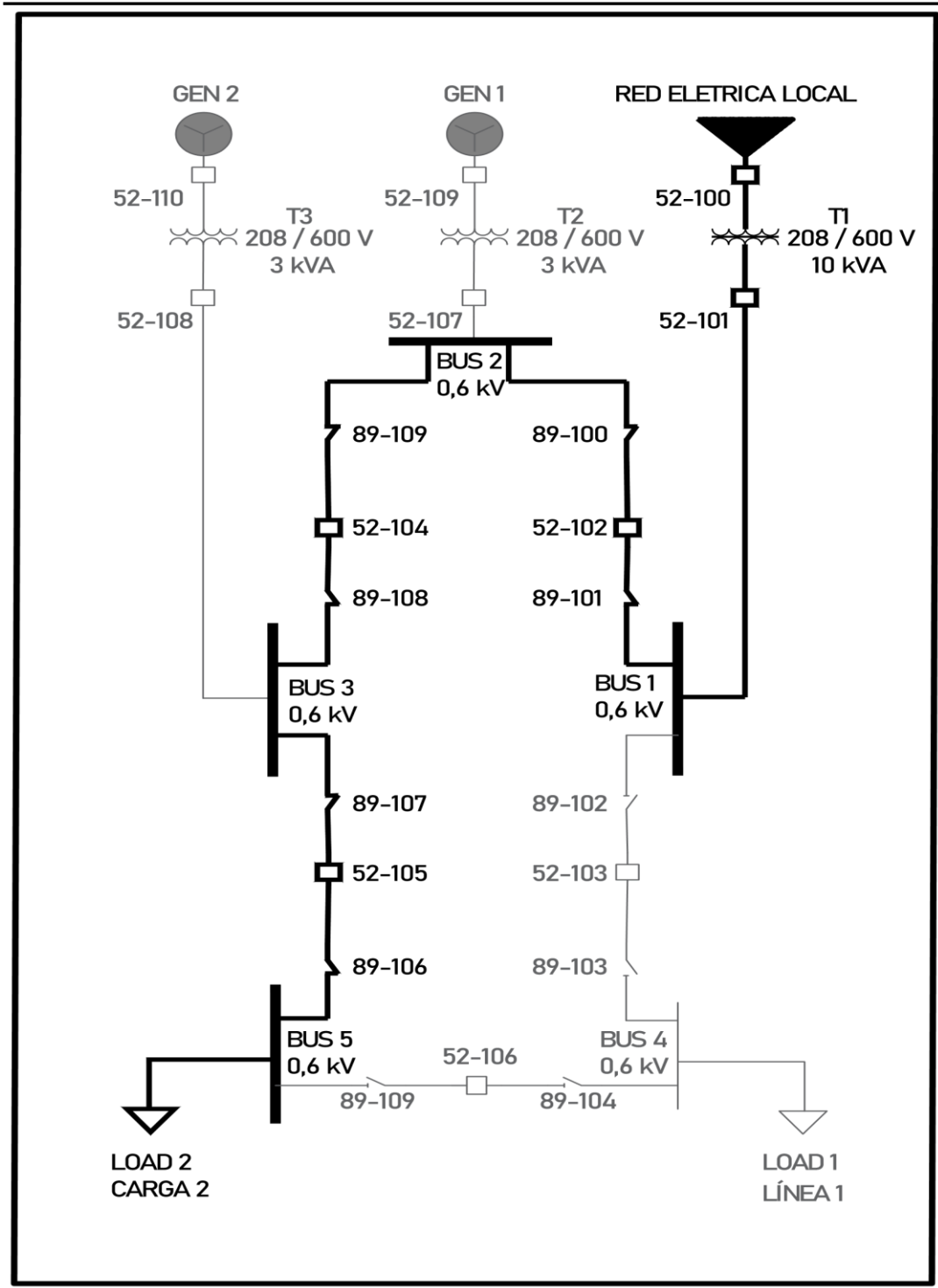


Ilustración 39. Diagrama Unifilar Del Escenario 2

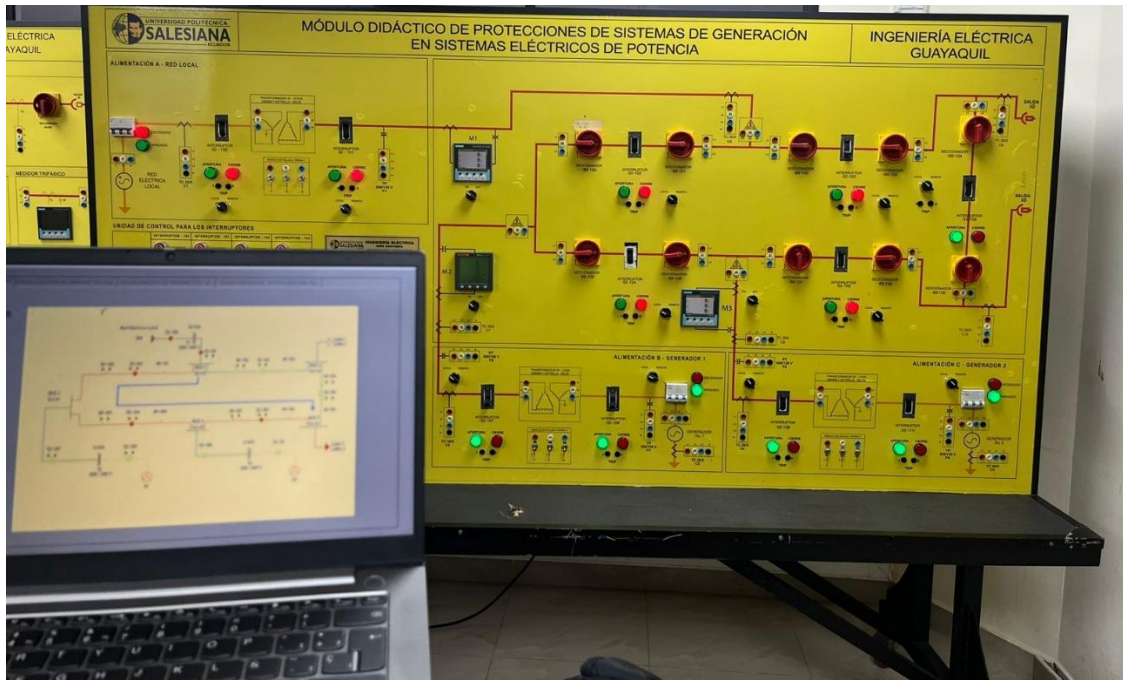


Ilustración 40. Modulo Escenario 2 Encendido

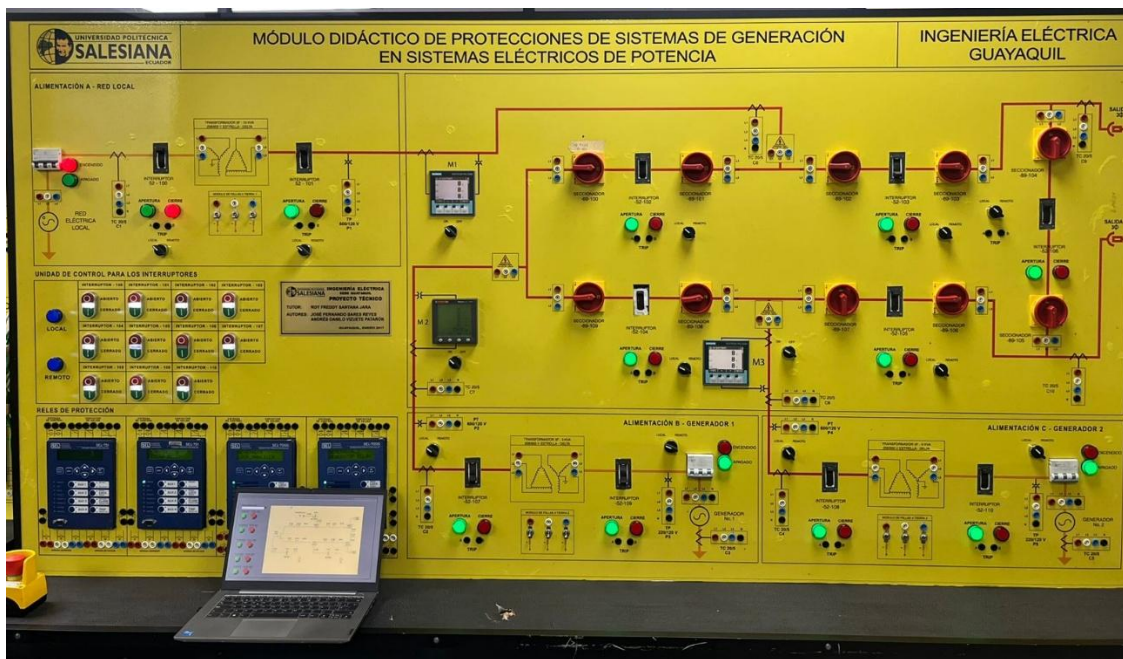


Ilustración 41. Modulo Escenario 2 Apagado

ESCENARIO 3

En este escenario vamos a mostrar como de Generación 1 llegamos a L1 mediante seccionadores y breakers y así verificamos en el programa WinCC las señales que nos dará como apertura/cierre o falla en el sistema de conexión.

Y consta de dos partes la primera parte es de energización pasando por 5 zonas las cuales tendrán incluido seccionadores y breaker

La segunda parte será la desconexión mediante el mismo proceso y podremos ver las señales que nos dará el WinCC y las señales físicas hechas por nosotros.



Ilustración 42. Conexión del SEL 3530 RTAC a Módulo de Generación

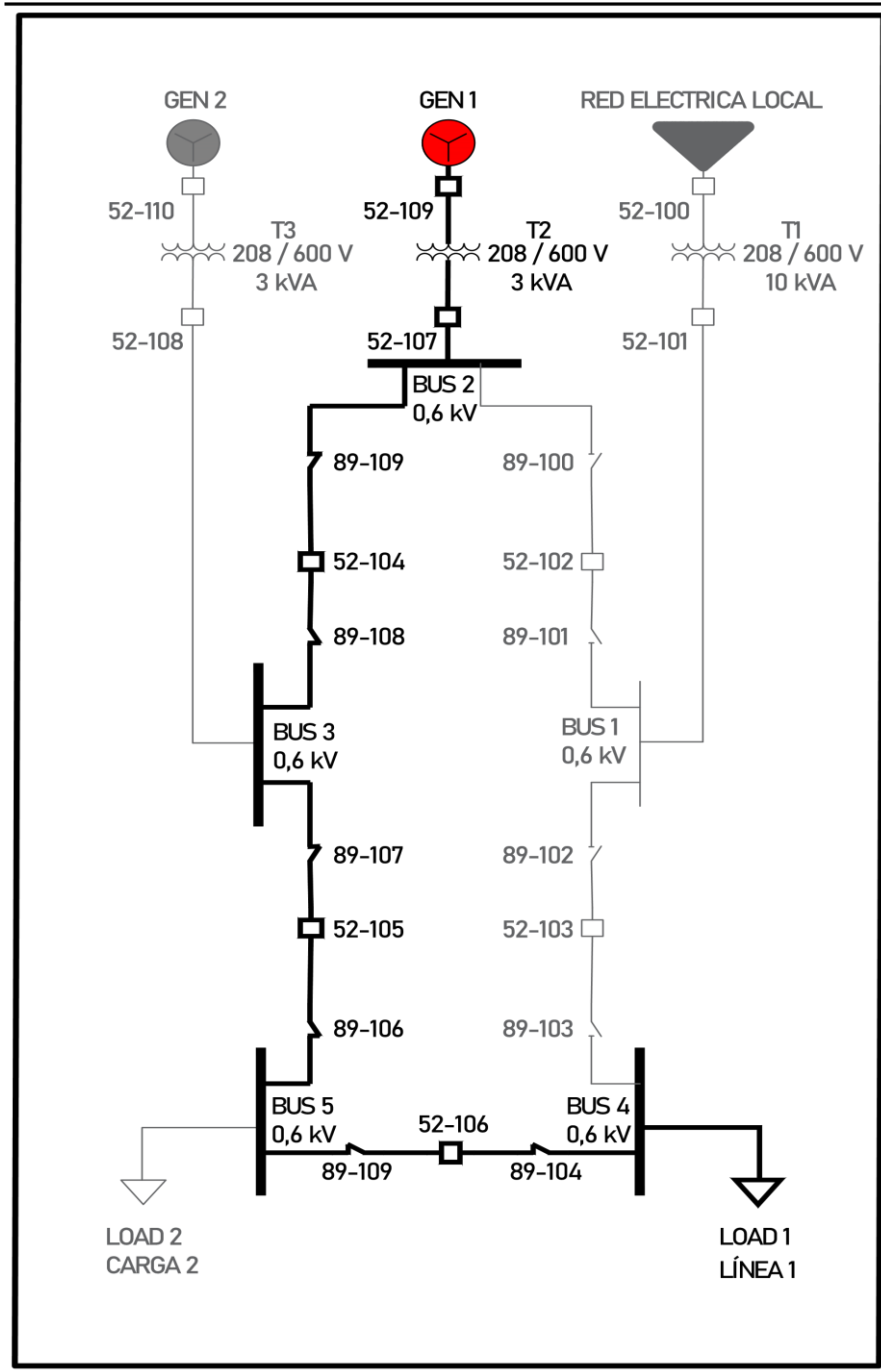


Ilustración 43. Diagrama Unifilar Del Escenario 3

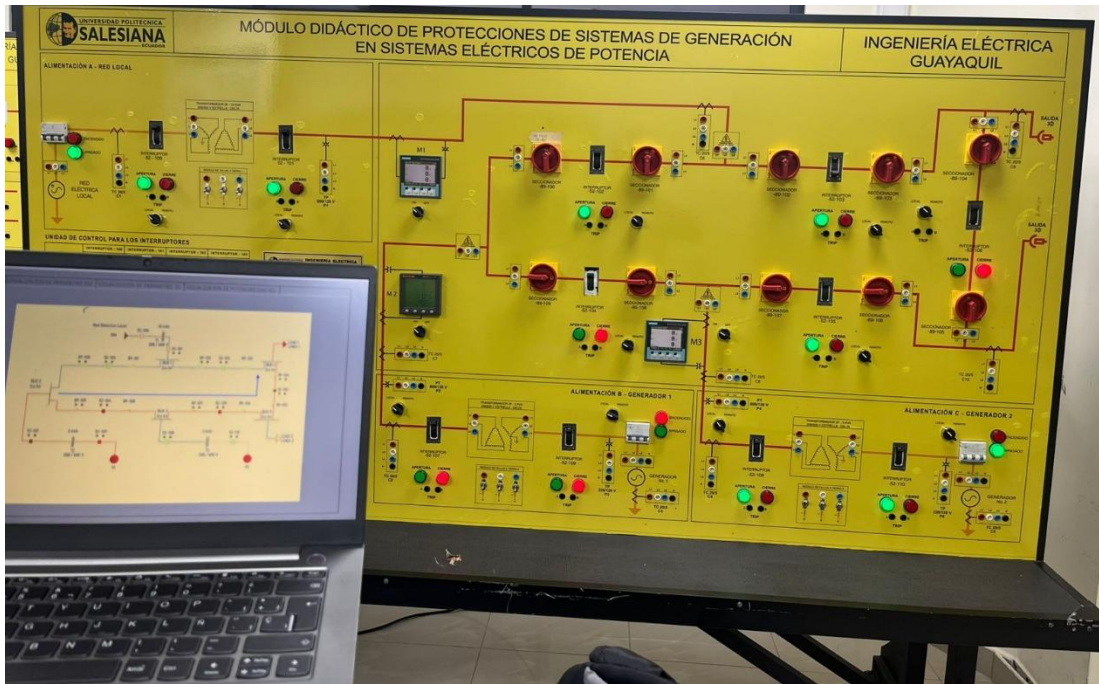


Ilustración 44. Modulo Escenario 3 Encendido

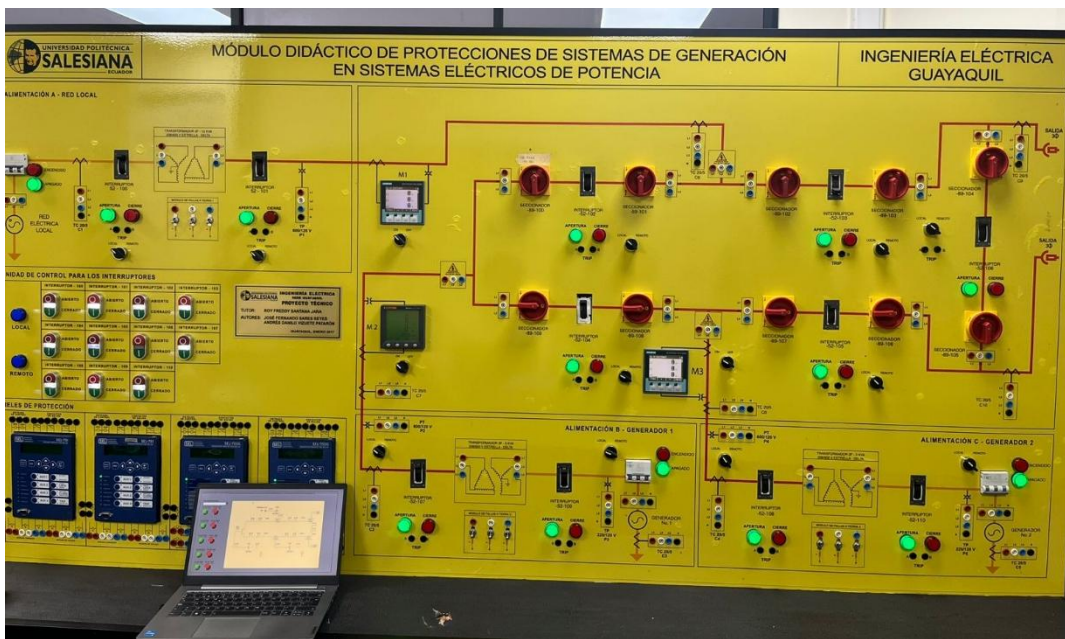


Ilustración 45. Modulo Escenario 3 Apagado

5.2 Validación SCADA

Esta presentación en el software de WinCC, se ve como la interacción que tendremos entre la simulación de lo físico y así representa a su vez el diagrama unifilar del sistema de generación eléctrica en su función hacia sus salidas L1 y L2

Nuestra HMI nos permite enlazar gráficos, en tiempo real, y en ejecución de breakers y seccionadores por la metodología usada, se visualiza las condiciones apertura/cierre por gráfico y la cromática que nos ayuda la visualización eficaz. También podemos demostrar los escenarios de cada Línea y podemos acceder a operador o estudiante para poder observar, identificar la topología y trayectorias en nuestro modulo y su flujo de generación.

En nuestra pantalla que hemos desarrollado podemos ver estándares y criterios del sistema SCADA en industria del sector eléctrico y facilitando la familiarización entre los futuros alumnos en entornos laborales, y a su vez ayudar a la comprensión de maniobras en físico que se harán en el módulo de generación eléctrica y su representación en el software de supervisión, y viendo todo con fines educativos que se presentara el proyecto de titulación.

5.3 Resultados generales

El resultado demostrado y la validación de los softwares para el módulo de generación se analiza en este capítulo. Estos resultados se dan por las pruebas realizadas y experimentadas realizada en 3 distintos escenarios de la simulación, para verificar el desempeño nosotros integramos SEL-3530 RTAC y el software SCADA WinCC.

Nuestro Análisis está conformado de tres escenarios en el cual podemos evaluar la activación del sistema.

Nuestro primer escenario es la verificación de nuestro funcionamiento hacia la conexión y desconexión hacia la L1 uno con la verificación de encendido y apagado de nuestros programas, el escenario 2 es muy similar pero la diferencia es la verificación de la L2 con el mismo escenario controlado mediante breaker y seccionadores, el propósito es la analizacion de respuesta en nuestro modulo y software.

Nuestro tercer y último escenario haremos que el G1 active la L1 así mismo mediante un control y visualización del WinCC controlada por breakers y seccionadores y así darnos información del SEL3530 RTAC, y su comunicación con el protocolo usado MODBUS TCP/IP y verificando el comportamiento de nuestra interfaz HMI que fue desarrollada.

Los escenarios nos dieron datos que nos permiten verificar la eficacia en el software, y así estudiar los comportamientos del módulo físico y su sistema SCADA. Esto complementa, y vemos la potencia de la plataforma usada como herramienta, para el crecimiento de los futuros ingenieros eléctricos en el área de control y verificación de sistemas de generación eléctrica

5.4 Escenarios de simulación

5.4.1 Escenario 1: Operación Normal

Nuestro primer escenario se representa como energizamos L1 mediante el proceso de energización del panel con breaker y seccionadores con una secuencia en la cual vemos las maniobras como el escenario uno solo que en este podemos realizar la prueba de energía a la L1.

En nuestros datos obtenidos podemos ver la verificación a lo descrito del escenario con todo encendido hacia L1, y así podemos comprobar la configuración deseada, sin afectar a L2, y también sin energizar seccionadores y breakeres no requeridos.

Nuestro SEL 3530 RTAC podemos ver que el desarrollo de nuestro escenario muestra la apertura y el cierre de su alimentación hacia L12, viendo así su simulación y el control desarrollado para maniobras físicas y poder hacerlas virtual.

En nuestro software WinCC podemos visualizar efectivamente las actualizaciones en tiempo real la activación y desactivación de L1, mediante nuestro diagrama y su interfaz la configuración nos ayuda a obtener los datos que a su vez son señales de control y monitoreo hecho en física, mediante virtual este software es fundamental para llevar a cabo el escenario.

El escenario ejecutado fue vigilado y probado en nuestro entorno pudimos desarrollar escenarios para visualización de nuestro sistema en el módulo de generación de sistema eléctricos, así la integridad no se pone en riesgo el entorno ni requerir nada físico para validar la herramienta y a su vez formar al alumnado de la titulación eléctrica.

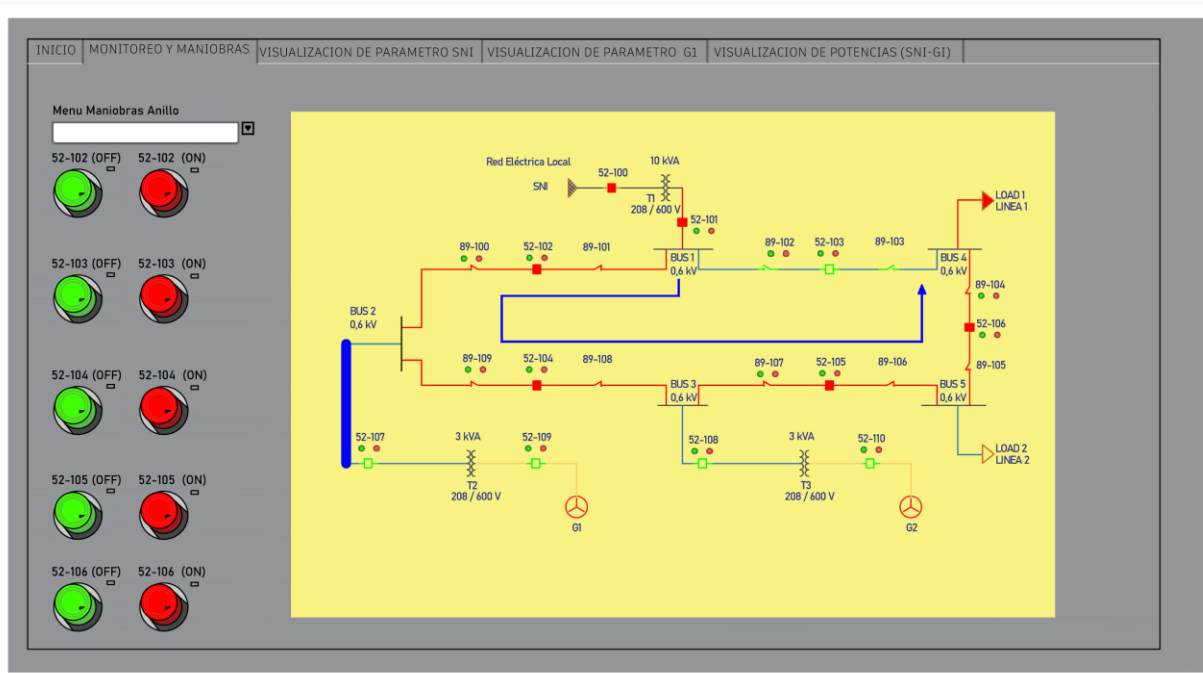


Ilustración 47. Diagrama dentro del programa WinCC.

Para la energización de L1 y a su vez le des energización debemos proceder a los siguientes pasos:

- Cerrar el breaker 52-101
- Cerrar el breaker 52-102, cerrar seccionadores 89-101 y 89-100
- Cerrar el breaker 52-104, cerrar seccionadores 89-109 y 89-108
- Cerrando breaker 52-105, cerrar seccionadores 89-107 y 89-106
- Cerrando breaker 52-106, cerrar seccionadores 89-105 y 89-104.
- Así energizamos L1 y procedemos a des energizar L1.
- abrir breaker 52-106, abrir seccionadores 89-105 y 89-104.
- Abrir breaker 52-105, abrir seccionadores 89-107 y 89-106.
- Abrir el breaker 52-104, abrir seccionadores 89-109 y 89-108.
- Abrir el breaker 52-102, abrir seccionadores 89-101 y 89-100.
- Abrir el breaker 52-101.
- Y podemos ya visualizar la des energización de L1

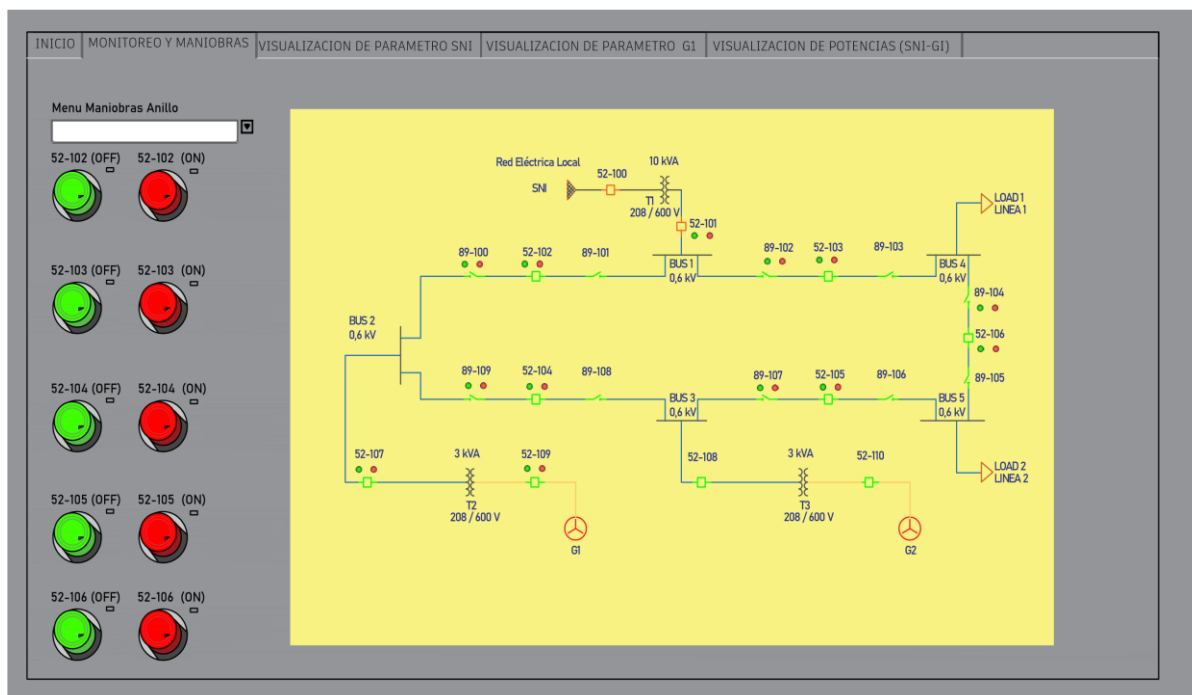


Ilustración 48. Diagrama unifilar ya sin energía hacia L1

5.4.2 Escenario 2: Transferencia de barras

Nuestro segundo escenario se representa como energizamos L2 mediante el proceso de energización del panel con breaker y seccionadores con una secuencia en la cual vemos las maniobras como el escenario uno solo que en este podemos realizar la prueba de energía a la L2.

En nuestros datos obtenidos podemos ver la verificación a lo descrito del escenario con todo encendido L2, y así podemos comprobar la configuración deseada, sin afectar a L1, y también sin energizar seccionadores y breakeres no requeridos.

Nuestro SEL 3530 RTAC podemos ver que el desarrollo de nuestro escenario muestra la apertura y el cierre de su alimentación hacia L2, viendo así su simulación y el control desarrollado para maniobras físicas y poder hacerlas virtual.

En nuestro software WinCC podemos visualizar efectivamente las actualizaciones en tiempo real la activación y desactivación de L2, mediante nuestro diagrama y su interfaz la configuración nos ayuda a obtener los datos que a su vez son señales de control y monitoreo hecho en física, mediante virtual este software es fundamental para llevar a cabo el escenario.

El escenario ejecutado fue vigilado y probado en nuestro entorno pudimos desarrollar escenarios para visualización de nuestro sistema en el módulo de generación de sistema eléctricos, así la integridad no se pone en riesgo el entorno ni requerir nada físico para validar la herramienta y a su vez formar al alumnado de la titulación eléctrica.

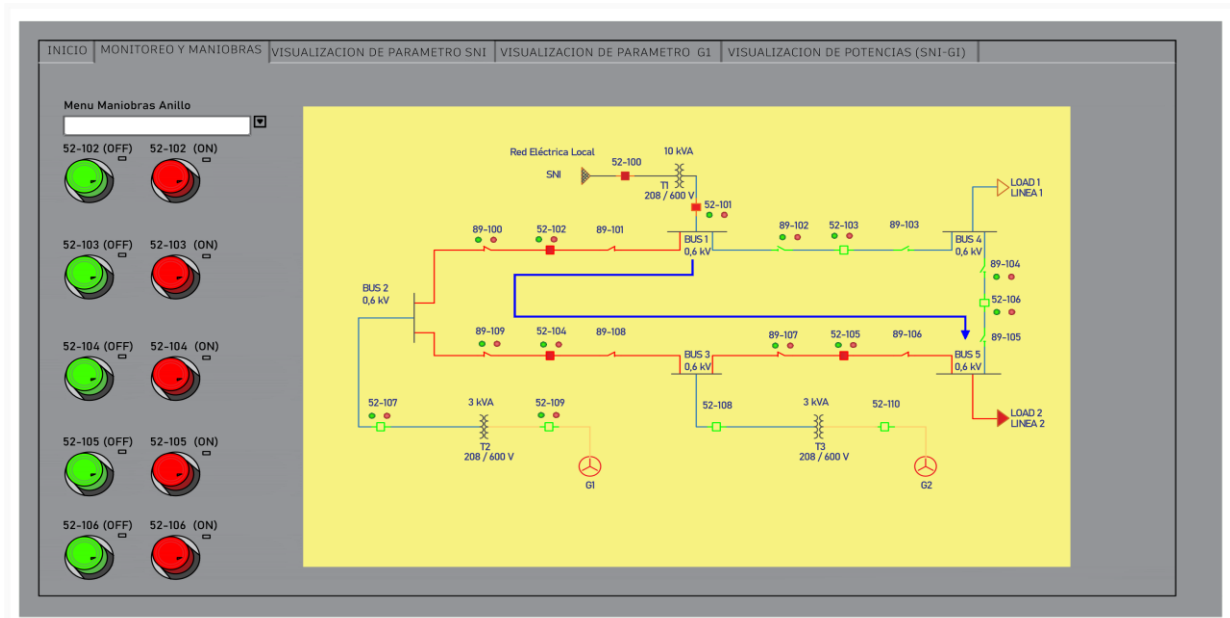


Ilustración 49. Diagrama unifilar de energización hacia L2

Para la energización de L2 y a su vez la des energización debemos proceder a los siguientes pasos:

- Cerrar el breaker 52-101 estando en I0.5
- Cerrar el breaker 52-102 estando en I0.6, cerrar seccionadores 89-101 y 89-100 estando en M100.1
- Cerrar el breaker 52-104 estando en I1.0, cerrar seccionadores 89-109 y 89-108 estando en M100.2.
- Cerrando breaker 52-105 estando en I1.1, cerrar seccionadores 89-107 y 89-106 estando en M100.3.
- Así energizamos L2 y procedemos a des energizar L2.
- Abrir breaker 52-105 estando en I1.1, abrir seccionadores 89-107 y 89-106 estando en M100.3.
- Abrir el breaker 52-104 estando en I1.0, abrir seccionadores 89-109 y 89-108 estando en M100.2.

- Abrir el breaker 52-102 estando en I0.6, abrir seccionadores 89-101 y 89-100 estando en M100.1
- Abrir el breaker 52-101 estando en I0.5
- Y podemos ya visualizar la desenergización de L1

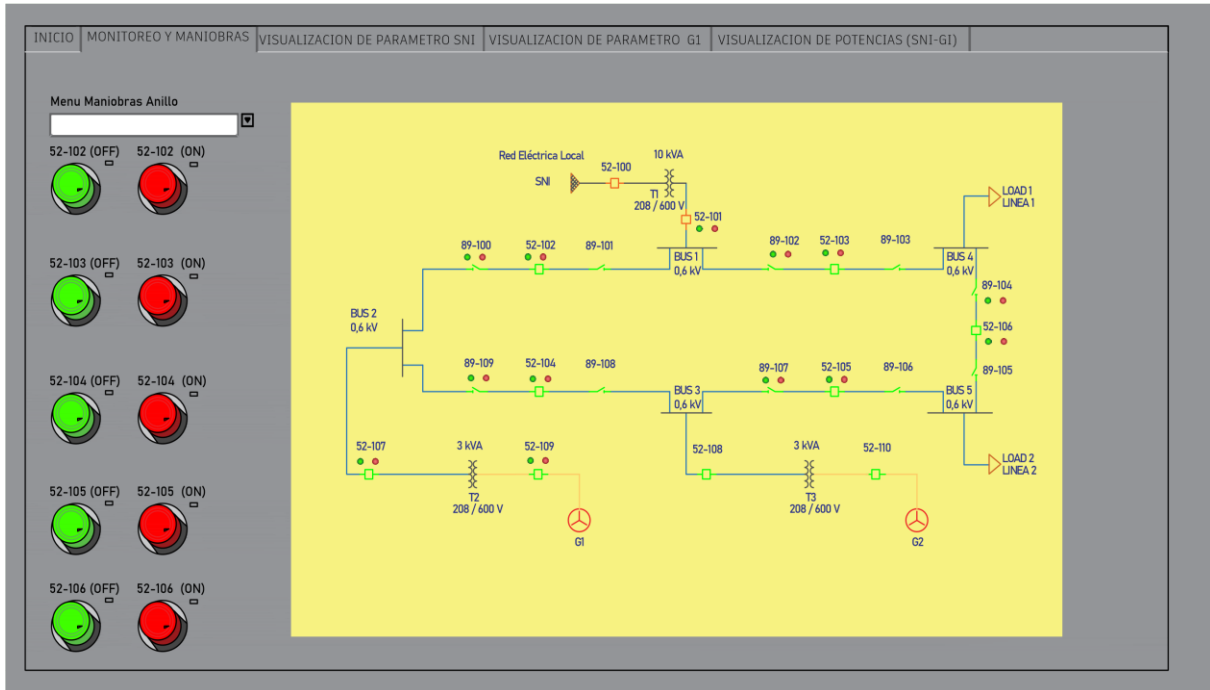


Ilustración 50. Diagrama unifilar sin energía del WinCC

5.4.3 Escenario 3: Condiciones de protección

En este escenario vamos a representar en el módulo la generación que va a L1 mediante la activación y desactivación de breaker y seccionadores con maniobras similares a escenario 1, 2 y vamos a observar su ejecución.

En los resultados obtenidos podemos analizar lo que hemos descrito en el escenario solo con el cambio que estamos activando el G1 para dar alimentación a la L1, podemos observar que la configuración hecha no afectaría a ningún seccionador y breaker no requerido.

Nuestro SEL 3530 RTAC podemos ver que el desarrollo de nuestro escenario muestra la apertura y el cierre de su alimentación hacia L1, mediante G1 siendo las señales de apertura y el control desarrollado para maniobras físicas, virtual.

En nuestro software WinCC podemos visualizar efectivamente las actualizaciones en tiempo real la activación y desactivación de breakers y seccionadores, mediante nuestro diagrama y su

interfaz la configuración nos ayuda a obtener los datos que a su vez son señales de control y monitoreo hecho en física, mediante virtual este software es fundamental para llevar a cabo el escenario.

En este escenario pudimos ver como G1 puede alimentar y seguir su camino hacia la alimentación L1 en el módulo de generación de sistema eléctricos, no requerimos dañar ni tocar la integridad del entorno hacia futuros ingeniero de la rama eléctrica.

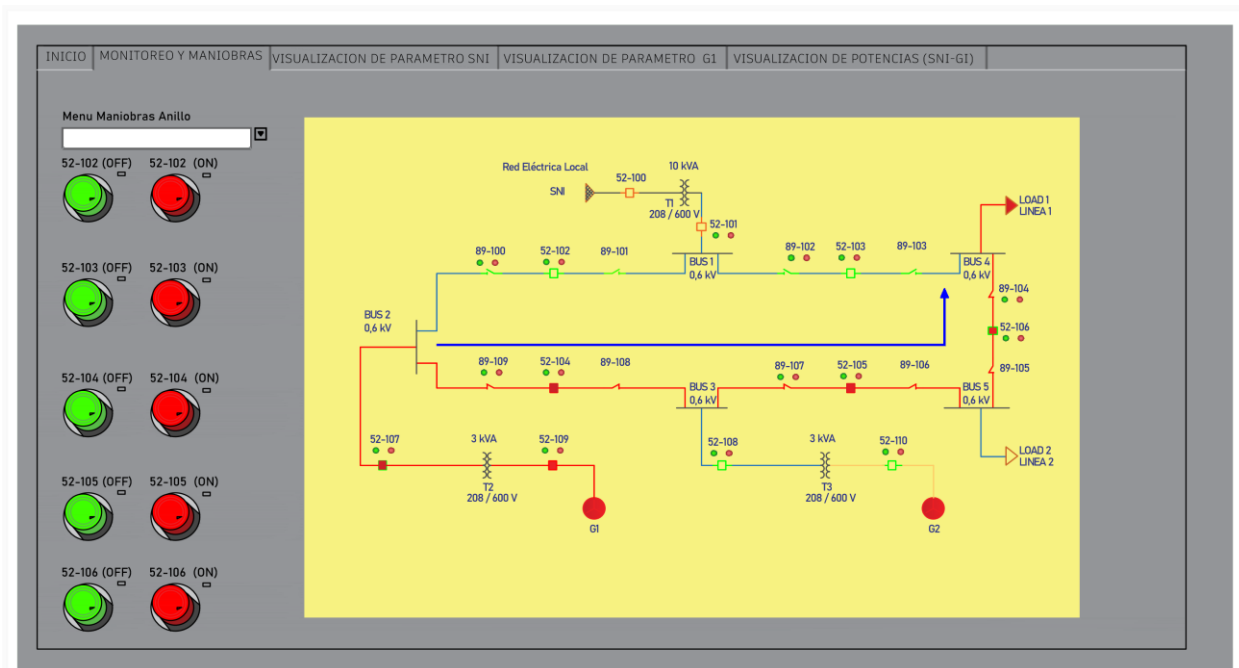


Ilustración 51. Diagrama unifilar de energización de G1 hacia L1

Para la energización de L1 y a su vez la des energización, mediante G1 debemos proceder a los siguientes pasos:

- Cerrar el breaker 52-109
- Cerrar el breaker 52-107
- Cerrar el breaker 52-104, cerrar seccionadores 89-109 y 89-108.
- Cerrar el breaker 52-105, cerrar seccionadores 89-107 y 89-106.
- Cerrando breaker 52-106, cerrar seccionadores 89-105 y 89-104.
- Así energizamos L1 mediante G1, procedemos a des energizar L1.
- Abrir breaker 52-106, abrir seccionadores 89-105 y 89-104.
- Abrir el breaker 52-105, abrir seccionadores 89-107 y 89-106.
- Abrir el breaker 52-104, cerrar seccionadores 89-109 y 89-108.
- Abrir 52-107.

- Abrir 52-109.
- Y podemos ya visualizar la desenergización de L1

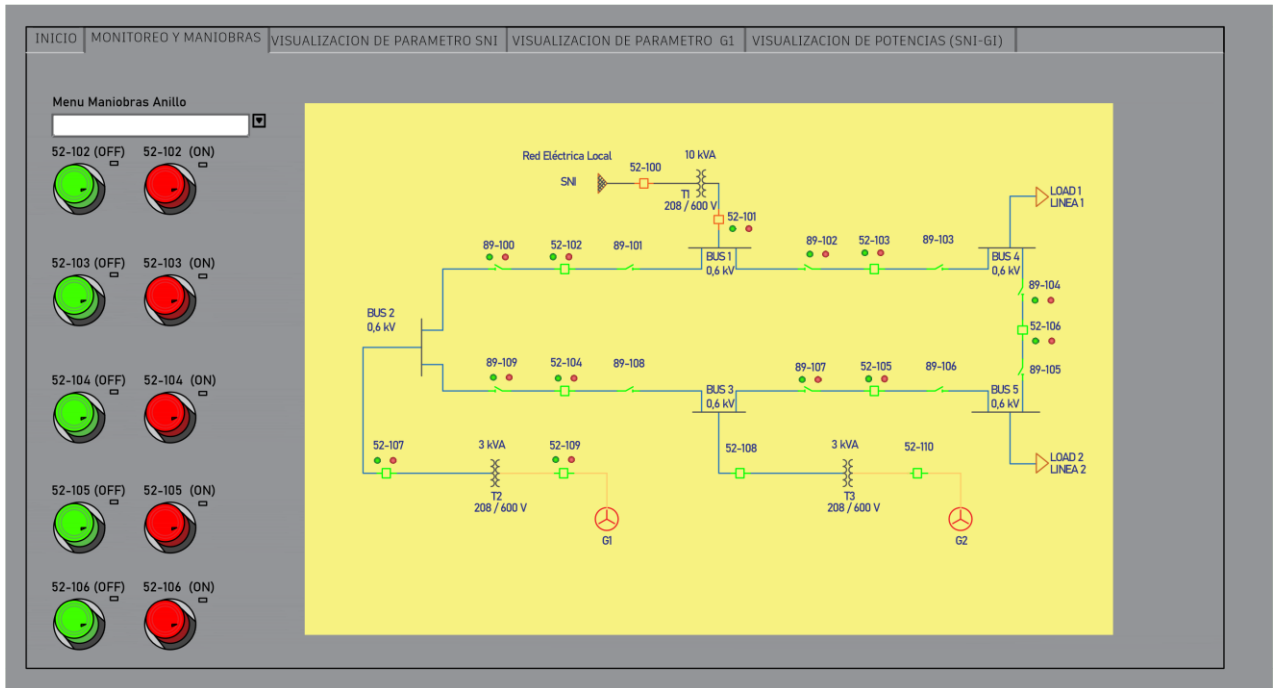


Ilustración 52. Diagrama unifilar sin energía de G1 a L1

5.5 Análisis del comportamiento del sistema

En nuestras pruebas hechas de los tres escenarios en funcionamiento podemos decir, que se demostró que el entorno de control y simulación que desarrollamos se presenta consistente y estable en las acciones físicas y virtuales mediante el módulo de generación de sistema eléctrica, SEL 3530 RTAC y el software WinCC con su protocolo más compatible que recomienda el manual Modbus TCP/IP fue una conexión fiable a lo largo de las pruebas, sin caída de señal y todas las señales presente en tiempo real así con actualización de estados operativos de la interfaz HMI.

Nuestro escenario puesto en ejecución nos ayuda a el estudio de datos en forma practica la conexión importante entre el módulo de generación (físico) y las herramientas del software (virtual) en sistema SCADA. Pudiendo así el estudio de protocolos en funcionamiento estándar en los sistemas de generación en sistema eléctrica.

En nuestro análisis podemos entender el control y señales en la ejecución de las maniobras físicas y así evitar configuraciones inadecuadas, el módulo también tiene un sistema de supervisión en tiempo real.

En los resultados se ve la funcionalidad que muestra el entorno en la cual pudimos aplicar las herramientas académicas y así fortalecer a futuros Ingenieros de la universidad Politécnica Salesiana, para la supervisión, automatización y control en módulo de sistema de generación eléctrica cumpliendo los escenarios datos en el proyecto de titulación.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El presente capítulo sintetiza los principales hallazgos obtenidos durante el desarrollo del proyecto de simulación del control y operación de una subestación eléctrica mediante la integración de una RTU SEL-3530 RTAC, IEDs virtuales basados en IEC 61850 y un sistema SCADA WinCC.

6.1 Conclusiones generales

Para garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico, se emplean tecnologías

Modernas de control y automatización, que están integradas en SCADA, que nos pueden facilitar la supervisión en tiempo y estado real con ejecución remotas.

En los relés que están incluidos SEL 751 y SEL700G en el tablero del laboratorio de la universidad, su integración necesita cableado, las pruebas. Por eso se enfocó y priorizó el desarrollo de conexión entre RTAC-WinCC, que nos ayuda a la supervisión y comunicación mediante MODBUS. Los relés quedan como una extensión natural del proyecto.

Nuestro proyecto técnico se pudo cumplir con los objetivos previstos, viendo que si es posible la implementación de nuestro desarrollo donde se puede combinar señales físicas y los dispositivos y con el sistema SCADA parcialmente operativo. La conexión de estos elementos ayudó a simular en condiciones de campo reales y verificar el control analizar los sistemas ante fallas y maniobras.

6.2 Conclusiones técnicas específicas

Pudimos conectar de forma correcta nuestro SEL 3530 RTAC y el software WinCC, que nos permitió mostrar la ejecución en nuestro módulo de generación en sistemas eléctricos, nuestro sistema pudo mostrar las funciones correctamente y la supervisión en operación tipo SCADA, viendo así la conexión correcta a al campo laboral en general usando el protocolo Modbus TCP/IP sin que se cayera la señal y en buen estado.

La ejecución de nuestro t

Se ejecutaron correctamente cada uno de nuestros casos y así mismo mostrando como energizamos L1 y L2 en varios casos y nuestro software nos funcionó bien con las señales que vimos en el tablero y en la interfaz HMI desarrollada en WinCC, y mostrando correctamente las maniobras que ejecutamos en nuestro módulo de generación eléctrica.

La fabricación y construcción de módulos de simulación permiten la integración de nuevos escenarios que permiten practicar nuevas funciones y algoritmos para potenciar la investigación en sistemas de generación.

Para actualizar la infraestructura tecnológica con la que cuenta la Universidad Politécnica Salesiana se puede presentar nuevas estrategias de protecciones relacionadas al campo de generación e integración de sistemas eléctricos de potencia para llevar a cabo nuevas soluciones integras a la carrera de ingeniería eléctrica con nueva tecnología.

6.3 Recomendaciones

Se busca institucionalizar la operatividad del entorno de simulación dentro del currículo de las asignaturas de Sistemas de Generación, Protecciones de Potencia y Automatización Industrial. Planteamos la definición de hitos de aprendizaje específicos y criterios de evaluación técnica que garanticen la transferencia de competencias. Asimismo, consideramos fundamental ejecutar programas de especialización para el personal docente en la configuración de controladores RTAC, programación de algoritmos de control lógico y diseño de interfaces HMI en entornos como WinCC, asegurando la sostenibilidad operativa del sistema.

Por otra parte, proponemos ampliar el espectro experimental mediante la recreación de contingencias en la generación eléctrica, tales como cortocircuitos simétricos, oscilaciones de carga y esquemas de coordinación de protecciones con recierre automático. Se busca mantener un enfoque en la interoperabilidad mediante la implementación de protocolos avanzados (IEC 61850 y DNP3), permitiendo que el alumnado interactúe con los estándares de comunicación predominantes en el sector eléctrico global. Finalmente, pretendemos establecer vínculos estratégicos con empresas del área de potencia para validar el entorno de simulación frente a requerimientos industriales reales, fomentando la difusión de resultados en revistas indexadas y asegurando la actualización tecnológica continua del laboratorio en la Universidad Politécnica Salesiana.

6.4 Aporte académico

El proyecto demostró que la simulación es una herramienta poderosa para comprender, validar y optimizar sistemas de automatización de subestaciones. La arquitectura híbrida implementada permitió combinar señales físicas y virtuales de manera coherente, ofreciendo un entorno seguro y flexible para pruebas y formación técnica.

Aunque existen áreas de mejora, los resultados obtenidos confirman que la integración entre RTAC, IEC 61850 y SCADA es viable, robusta y alineada con las tendencias actuales de digitalización en sistemas eléctricos.

6.5 Trabajos futuros

- Integración física de SEL751 y SEL700G
- Expansión IEC 61850
- Integración de señales analógicas
- Pruebas FAT/SAT reales

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. D. Glover, M. S. Sarma, T. J. Overbye, and N. P. Padhy, *Power system analysis and design*, vol. 2008. Cengage Learning Stamford, CT, USA, 2012.
- [2] J. L. Blackburn and T. J. Domin, *Protective relaying: principles and applications*. CRC Press, 2006. doi: 10.1201/9781420017847/PROTECTIVE-RELAYING-LEWIS-BLACKBURN-THOMAS-DOMIN.
- [3] S. Boyer, *SCADA: SUPERVISORY CONTROL AND DATA ACQ.* 1999. Accessed: Jan. 28, 2026. [Online]. Available: <https://irsc.simplesyllabus.com/api2/doc-pdf/o856qhb32/2025-Summer-B-ETS-2550-11-001-.pdf>
- [4] M. A. P. Specification, “MODBUS Application Protocol Specification V1. 1b3,” *Modbus-Application-Protocol-V1-1b. pdf*, 2012.
- [5] J. J. . Grainger and W. D. . Stevenson, *Power system analysis*. McGraw-Hill, 1994.
- [6] P. Kundur, “Power system stability,” *Power system stability and control*, vol. 10, no. 1, pp. 1–7, 2007.
- [7] Hadi. Saadat, *Power system analysis*. PSA Pub., 2010.
- [8] Inc. Schweitzer Engineering Laboratories, “Basic to Comprehensive Protection Intertie Protection Basic Dual-Feeder Overcurrent Protection SEL-700G0, SEL-700G1 SEL-700GT SEL-700GW SEL-700G Family of Generator and Intertie Protection Relays.”
- [9] Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), “SEL-751 Feeder Protection Relay—Instruction Manual,” SEL Inc. Accessed: Jan. 22, 2026. [Online]. Available: <https://selinc.com/products/751/>
- [10] G. P. Loor and J. O. Fuentes, “Simulación y monitoreo de la operación y protección de una celda de media tensión haciendo uso

- del RTU RTAC SEL 3530 y RELÉ SEL-751,” 2024, Accessed: Jan. 22, 2026. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/27516>
- [11] E. Padilla, “Historical Evolution of Substation Automation Systems (SASs),” *Substation Automation Systems*, pp. 1–8, Oct. 2015, doi: 10.1002/9781118987216.CH1.
- [12] E. Padilla, “Impact of the IEC 61850 Standard on SAS Projects,” *Substation Automation Systems*, pp. 19–28, Oct. 2015, doi: 10.1002/9781118987216.CH3.
- [13] L. Stensrud, B. Ohrn, Rannveig. S. J. Loken, N. Hurzuk, and A. Apostolov, “Testing of Intelligent Electronic Device (IED) in a digital substation,” *The Journal of Engineering*, vol. 2018, no. 15, pp. 900–903, Oct. 2018, doi: 10.1049/JOE.2018.0172.
- [14] E. Storage, “IEEE Guide for Control and Automation Installations Applied to the Electric Power Infrastructure”.
- [15] Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), “SEL-3530 Real-Time Automation Controller-Technical Manual,” 2021.
- [16] V. M. Burgos and N. S. Changallimbai, “Diseño e Implementación de un Sistema de Protección contra Sobrecorriente en una Red de Distribución Mediante el uso de Relé SEL-751 y SEL-3530 RTAC,” 2021, Accessed: Jan. 22, 2026. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/20834>
- [17] Siemens AG, “SIMATIC WinCC WinCC Engineering V15.1-Programming reference System Manual,” 2018.
- [18] V. C. Gungor and F. C. Lambert, “A survey on communication networks for electric system automation,” *Computer Networks*, vol. 50, no. 7, pp. 877–897, 2006.
- [19] R. E. Mackiewicz, “Overview of IEC 61850 and Benefits,” in *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, IEEE, 2006, pp. 8-pp.

- [20] C. R. Ozansoy, A. Zayegh, and A. Kalam, “The application-view model of the international standard IEC 61850,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, no. 3, pp. 1132–1139, 2009, doi: 10.1109/TPWRD.2008.2005657.
- [21] C. B.-2008 I. T. and Distribution and undefined 2008, “IEC 61850 for power system communication,” *ieeexplore.ieee.org*, Accessed: Jan. 22, 2026. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4517287/>
- [22] S. Lehnhoff, W. Mahnke, S. Rohjans, and M. Uslar, “IEC 61850 based OPC UA communication-The future of smart grid automation,” in *17th Power Systems Computation Conference (PSCC'11)*, 2011.
- [23] H. Lin, A. Slagell, C. Di Martino, Z. Kalbarczyk, and R. K. Iyer, “Adapting bro into scada: building a specification-based intrusion detection system for the dnp3 protocol,” in *Proceedings of the Eighth Annual Cyber Security and Information Intelligence Research Workshop*, 2013, pp. 1–4.
- [24] M. Aftab, S. Hussain, I. Ali, T. U.-I. J. of Electrical, and undefined 2020, “IEC 61850 based substation automation system: A survey,” *Elsevier*, Accessed: Jan. 22, 2026. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061520304646>
- [25] B. C. Delgado, “e implementación de un Sistema de Protección de Transformadores en una Red de distribución mediante el uso del Relé SEL–387E, La RTU SEL-RTAC 3530, y el ...,” 2024, Accessed: Jan. 22, 2026. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/27301>
- [26] D. G. Baigent Mark Adamiak Ralph Mackiewicz Multilin GE Multilin SISCO Markham, O. King of Prussia, and P. Sterling Heights, “IEC 61850 communication networks and systems in substations: An overview for users,” *electro-genesis.com*, Accessed:

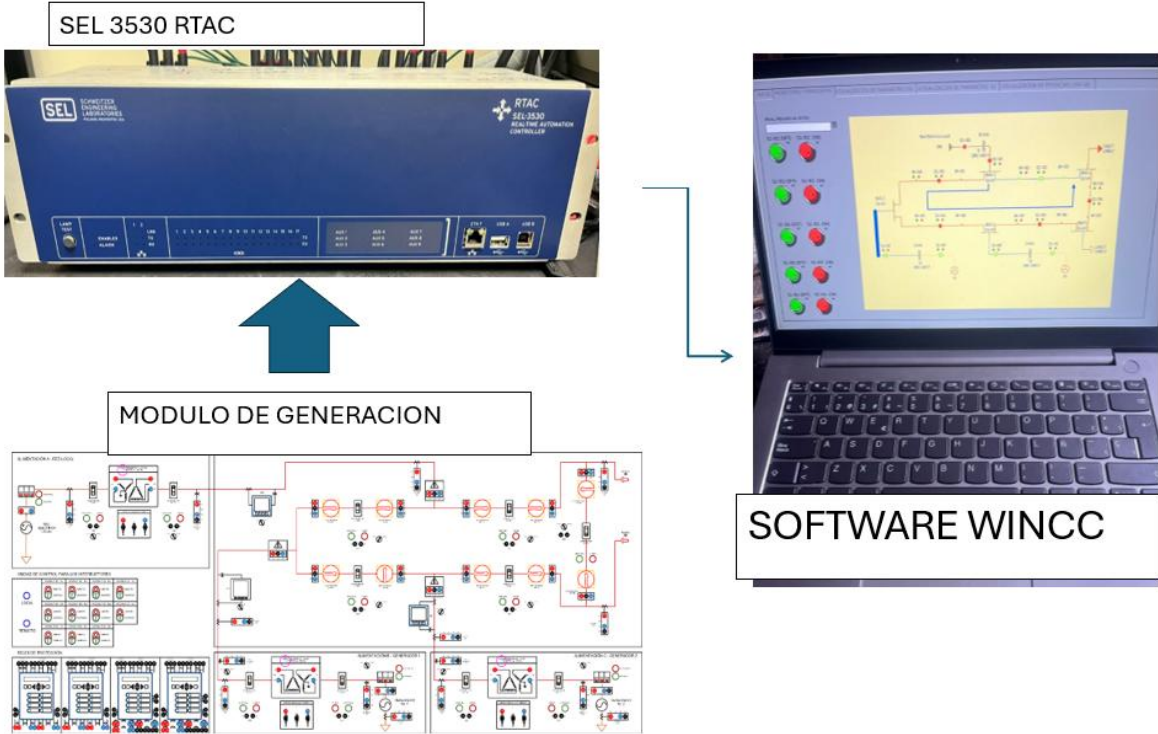
Jan. 22, 2026. [Online]. Available: <https://www.electrogenesis.com/WebGenesisBiblio/Literatura/Articulos/Operacion%20Control%20y%20Proteccion/Proteccion/Comunic%20en%20Sist%20de%20Protec/Web/SIPSEP%202004%20IEC%2061850%20-%20An%20Overview%20for%20Users.pdf>

- [27] I. Schweitzer Engineering Laboratories, “SEL Real-Time Automation Controller (RTAC).”

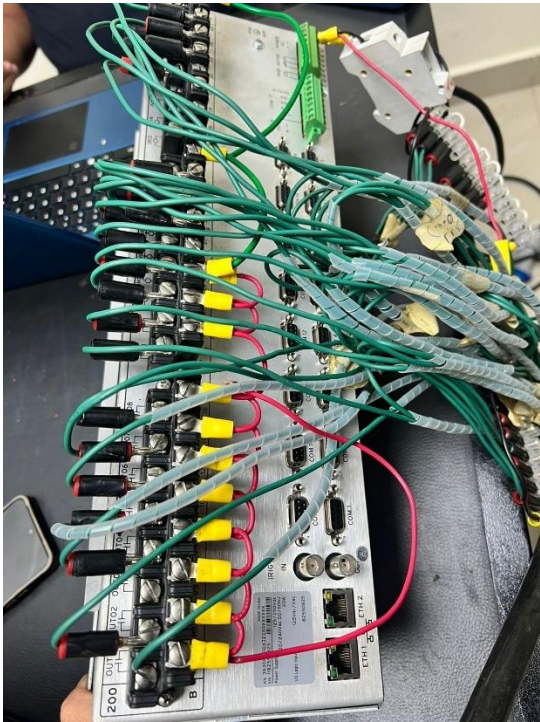
ANEXOS

Anexo I. Arquitectura general del sistema de simulación	69
Anexo II. Diagrama general del tablero - Modulo didáctico de protecciones de sistema de generación en sistemas eléctrico de potencia	70
Anexo III. Topología de red Ethernet física	71
Anexo IV. Diagrama de cableado de las entradas y salidas digitales (DI/DO) del SEL-3530 RTAC.....	72
Anexo V. Plano general de cableado DI/DO	73
Anexo VI. Tabla de correspondencia de señales DI/DO	74
Anexo VII. Tabla completa de señales DI/DO	76
Anexo VIII.- Fotografías de los relés SEL-751 y SEL-700G	79

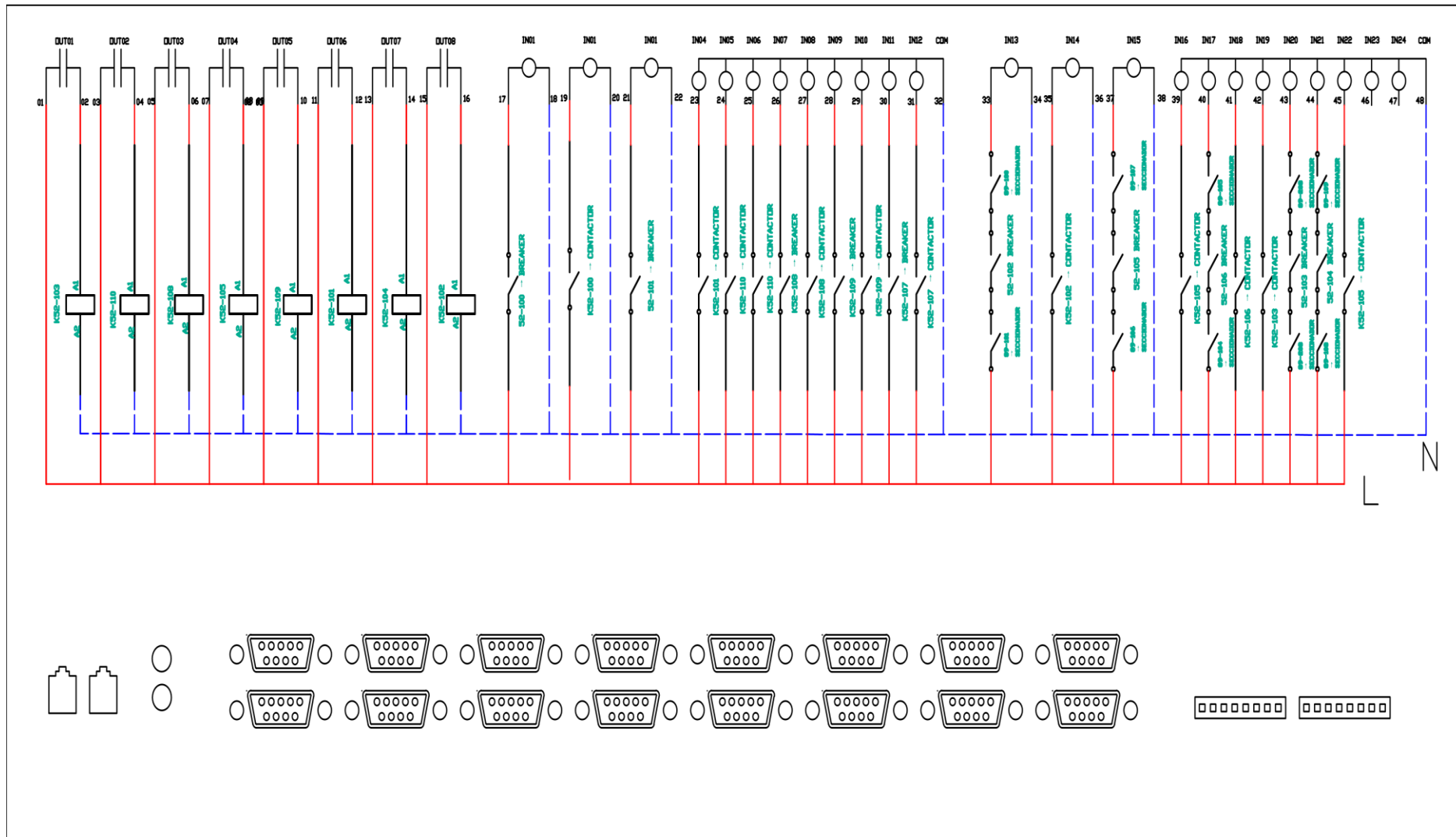
Anexo I. Arquitectura general del sistema de simulación



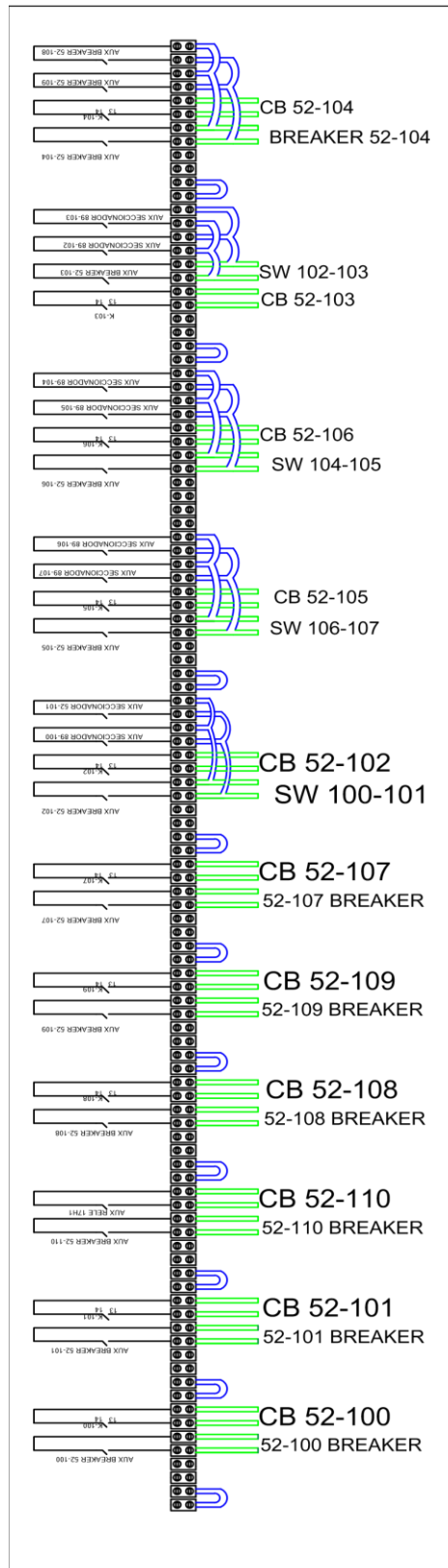
Anexo III. Topología de red Ethernet física



Anexo IV. Diagrama de cableado de las entradas y salidas digitales (DI/DO) del SEL-3530 RTAC



Anexo V. Plano general de cableado DI/DO



Anexo VI. Tabla de correspondencia de señales DI/DO

BORNERA RTAC	CABLE MODULO	BORNERA MODULO
1	A1- K-103	52-103
2	COMUN NEUTRO	
3	A1- K-110	52-110
4	COMUN NEUTRO	
5	A1- K-108	52-108
6	COMUN NEUTRO	
7	A1- K-105	52-105
8	COMUN NEUTRO	
9	A1- K-109	52-109
10	COMUN NEUTRO	
11	A1- K-101	52-101
12	COMUN NEUTRO	
13	A1- K-104	52-104
14	COMUN NEUTRO	
15	A1- K-102	52-102
16	COMUN NEUTRO	
17	52-100 BREAKER	6
18	COMUN NEUTRO	
19	CB 52-100	8
20	COMUN NEUTRO	
21	52-101	14
22	COMUN NEUTRO	
23	CB 52-101	16
24	52-110	22
25	CB 52-110	24
26	52-108	30
27	CB 52-108	32
28	52-109	38
29	CB 52-109	40
30	52-107	46
31	CB 52-107	48

BORNERA RTAC	CABLE MODULO	BORNERA MODULO
32	COMUN NEUTRO	
33	SW 100-101	54
34	COMUN NEUTRO	
35	CB 52-102	56
36	COMUN NEUTRO	
37	SW 106-107	66
38	COMUN NEUTRO	
39	CB 52-105	68
40	SW 104-105	78
41	CB 52-106	80
42	CB 52-103	90
43	SW 102-103	92
44	52-104	102
45	CB 52-104	104
46		
47		
48	COMUN NEUTRO	

Anexo VII. Tabla completa de señales DI/DO

CABLES A RTAC	BORNERAS	SEGUIMIENTO DE CABLE
PUENTEADO	1	
	2	
VACIO	3	
VACIO	4	
52-100 BREAKER	5	AUX DE BREAKER 52-100
	6	AUX DE BREAKER 52-100
CB 52-100	7	AUX DE CONTACTOR K-100
	8	AUX DE CONTACTOR K-100
PUENTEADO	9	
	10	
VACIO	11	
VACIO	12	
52-101 BREAKER	13	AUX DE BREAKER 52-100
	14	AUX DE BREAKER 52-100
CB 52-101	15	AUX DE CONTACTOR K-100
	16	AUX DE CONTACTOR K-100
PUENTEADO	17	
	18	
VACIO	19	
VACIO	20	
52-110 BREAKER	21	AUX DE BREAKER 52-110
	22	AUX DE BREAKER 52-110
CB 52-110	23	AUX DE RELE 17H1
	24	AUX DE RELE 17H1
PUENTEADO	25	
	26	
VACIO	27	
VACIO	28	
52-108 BREAKER	29	AUX DE BREAKER 52-108
	30	AUX DE BREAKER 52-108
CB 52-108	31	AUX DE CONTACTOR K-108
	32	AUX DE CONTACTOR K-108
PUENTEADO	33	
	34	
VACIO	35	
VACIO	36	
52-109 BREAKER	37	AUX DE BREAKER 52-109
	38	AUX DE BREAKER 52-109
CB 52-109	39	AUX DE CONTACTOR K-109
	40	AUX DE CONTACTOR K-109
PUENTEADO	41	
	42	
VACIO	43	

CABLES A RTAC	BORNERAS	SEGUIMIENTO DE CABLE
VACIO	44	
52-107 BREAKER	45	AUX DE BORNERA 52-107
	46	AUX DE BORNERA 52-107
CB 52-107	47	AUX DE CONTACTOR K-107
	48	AUX DE CONTACTOR K-107
PUENTEADO	49	
	50	
VACIO	51	
VACIO	52	
SW 100-101	53-A	AUX DE BREAKER 52-102
	54-B	AUX DE BREAKER 52-102
CB 52-102	55	AUX DE CONTACTOR K-102
	56	AUX DE CONTACTOR K-102
	57-A	OUT SECCIONADOR 89-100
	58-B	OUT SECCIONADOR 89-100
	59-A	OUT SECCIONADOR 89-101
	60-B	OUT SECCIONADOR 89-101
PUENTEADO	61	
	62	
VACIO	63	
VACIO	64	
SW 106-107	65-C	AUX DE BREAKER 52-105
	66-D	AUX DE BREAKER 52-105
CB 52-105	67	AUX DE CONTACTOR K-105
	68	AUX DE CONTACTOR K-105
	69-C	OUT SECCIONADOR 89-107
	70-D	OUT SECCIONADOR 89-107
	71-C	OUT SECCIONADOR 89-106
	72-D	OUT SECCIONADOR 89-106
VACIO	73	
VACIO	74	
VACIO	75	
VACIO	76	
SW 104-105	77-E	AUX DE BREAKER 52-106
	78-F	AUX DE BREAKER 52-106
CB 52-106	79	AUX DE CONTACTOR K-106
	80	AUX DE CONTACTOR K-106
	81-E	OUT SECCIONADOR 89-105
	82-F	OUT SECCIONADOR 89-105
	83-E	OUT SECCIONADOR 89-104
	84-F	OUT SECCIONADOR 89-104
PUENTEADO	85	
	86	
VACIO	87	
VACIO	88	

CABLES A RTAC	BORNERAS	SEGUIMIENTO DE CABLE
CB 52-103	89	AUX DE CONTACTOR K-103
	90	AUX DE CONTACTOR K-103
SW 102-103	91-G	AUX DE BREAKER 52-103
	92-H	AUX DE BREAKER 52-103
	93-G	OUT SECCIONADOR 89-102
	94-H	OUT SECCIONADOR 89-102
	95-G	OUT SECCIONADOR 89-103
	96-H	OUT SECCIONADOR 89-103
PUENTEADO	97	
	98	
VACIO	99	
VACIO	100	
BREAKER 52-104	101-J	AUX DE BREAKER 52-104
	102-I	AUX DE BREAKER 52-104
CB 52-104	103	AUX DE CONTACTOR K-104
	104	AUX DE CONTACTOR K-104
	105-J	OUT SECCIONADOR 89-109
	106-I	OUT SECCIONADOR 89-109
	107-J	OUT SECCIONADOR 89-108
	108-I	OUT SECCIONADOR 89-108

Anexo VIII.- Fotografías de los relés SEL-751 y SEL-700G



