



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE GUAYAQUIL

CARRERA DE ELECTRICIDAD

**“DISEÑO Y DESARROLLO DE UN SISTEMA SCADA PARA EL
MONITOREO EN TIEMPO REAL DE UN BANCO DE PRUEBAS DE LINEAS
DE TRANSMISION ELECTRICA”**

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: Mauricio Eduardo Benavides Monteros

Milton Ricardo Alarcón Barrera

TUTOR: Ing. Ervin Geovanny Solano Villegas, MSc.

Guayaquil – Ecuador

2025

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Milton Ricardo Alarcón Barrera con documento de identificación N° 0931433320 y Mauricio Eduardo Benavides Monteros con documento de identificación N° 1717356347; 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.

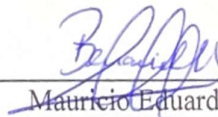
Guayaquil, 01 de agosto del año 2025

Atentamente,



Milton Ricardo Alarcón Barrera

0931433320



Mauricio Eduardo Benavides
Monteros

1717356347

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

Nosotros, Milton Ricardo Alarcón Barrera con documento de identificación No. 0931433320 y Mauricio Eduardo Benavides Monteros con documento de identificación No. 1717356347, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del Proyecto Técnico: “Diseño y desarrollo de un sistema scada para el monitoreo en tiempo real de un banco de pruebas de líneas de transmisión eléctrica”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

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

Guayaquil, 01 de agosto del año 2025

Atentamente,



Milton Ricardo Alarcón Barrera

0931433320



Mauricio Eduardo Benavides
Monteros

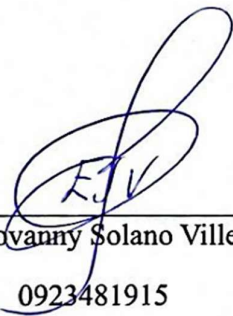
1717356347

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL 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: DISEÑO Y DESARROLLO DE UN SISTEMA SCADA PARA EL MONITOREO EN TIEMPO REAL DE UN BANCO DE PRUEBAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, realizado por Milton Ricardo Alarcón Barrera con documento de identificación N° 0931433320 y por Mauricio Eduardo Benavides Monteros con documento de identificación N° 1717356347, 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, 01 de agosto del año 2025

Atentamente,



Ing. Ervin Geovanny Solano Villegas, MSc.

0923481915

DEDICATORIA

Le agradezco a Dios al siempre guiarme, por darme las fuerzas que necesito para alcanzar mis metas, su presencia es mi apoyo en cada paso que sigo dando.

Para ese reflejo más puro del amor verdadero, mis padres, todo el amor incondicional que me han dado es mi mayor inspiración y son el ejemplo que tengo a seguir, les agradezco por estar presente en los momentos de incertidumbre.

Mis hermanas y sobrinos, cuya existencia son el apoyo que me impulsan a seguir adelante y ser un mejor ser humano cada día.

A la Armada del Ecuador, institución que me forjó como marino y como hombre de principios, disciplina y compromiso. Gracias por enseñarme a luchar con firmeza y honor.

Aquellas personas que, como yo, han decidido volver a empezar, quiero decir que nunca es tarde para cumplir sus sueños. Este título representa más que un logro, es prueba de que la perseverancia y la determinación puede con todos los obstáculos.

Gracias a todos los que, de una u otra forma, formaron parte de este recorrido.

Mauricio Eduardo Benavides Monteros

Dar gracias primeramente a Dios por ser la fuente de fortaleza y esperanza en cada etapa de este camino, que gracias a su fe pude avanzar sin importar los problemas que se han presentado.

Con todo el profundo respeto y gratitud a mi papá, que me enseñó el valor del esfuerzo y lo que es la responsabilidad, él ha sido mi ejemplo a seguir. Quiero dar también el debido agradecimiento a mis hermanos quienes han sido mis compañeros de vida y me dan ánimos de seguir adelante a pesar de los momentos difíciles.

A toda mi familia que me han dado su amor incondicional y apoyo, son un pilar fundamental en esta meta.

Quiero agradecerme a mí mismo por lograr superar cada reto con valentía, perseverancia, determinación y seguir avanzando sin importar el obstáculo que se interponga.

Mi más sincero agradecimiento a todos quienes, con su presencia, apoyo o palabras, dejaron huella en este camino y contribuyeron a la realización de este sueño.

Milton Ricardo Alarcón Barrera

AGRADECIMIENTO

Tengo que darle las gracias a Dios, por darme la vida, capacidad y sabiduría por haber podido realizar este logro.

Agradezco a mis papas, Eduardo y Martha, por su amor incondicional y ejemplo de perseverancia; a mis hermanas, Karina y Wendy, y a mis sobrinos, Sebastián y Mayte, por ser mi mayor motivación.

Agradecer al Ing. Ervin Solano Villegas, tutor de tesis, por su guía y dedicación durante el desarrollo de este proyecto.

A mi compañero de tesis, Milton Alarcón Barrera, por su compromiso y colaboración en este camino que compartimos.

A todos quienes, de alguna manera, contribuyeron para que esta meta sea una realidad, mis más sinceras gracias.

Mauricio Eduardo Benavides Monteros

Muchas gracias primero a Dios, por ser la raíz de cada paso que doy, por infundirme ánimo en los momentos de duda y por abrir caminos donde parecía no haber salida. Su presencia, aunque silenciosa, fue clave para avanzar con esperanza y precisión.

Dar un enorme y significativo agradecimiento a mi padre, por su ejemplo de entrega y responsabilidad, pilares que me impulsaron a seguir adelante y no quedarme estancado.

Agradecer a toda mi familia por su afecto incondicional y creer en mí.

Extiendo mi gratitud a mi tutor de tesis, el ingeniero Ervin Solano por su orientación, disposición y paciencia en todo el proceso.

También agradecer a mi compañero de tesis, Mauricio Benavides, con quien compartí el trabajo, los desafíos y los logros de esta etapa.

A todos quienes brindaron una palabra, un gesto o una colaboración durante este camino, muchas gracias por su valioso aporte.

Milton Ricardo Alarcón Barrera

ÍNDICE DE CONTENIDO

PORTADA	i
CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	ii
CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA.....	iii
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
ÍNDICE DE CONTENIDO	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	x
ÍNDICE DE TABLAS	xii
RESUMEN	xiii
ABSTRACT	xiv
1. CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1. Título.....	1
1.2. Introducción	1
1.3. Planteamiento del problema.....	1
1.4. Justificación	1
1.5. Objetivos.....	2
1.5.1. Objetivo general	2
1.5.2. Objetivos específicos	2
2. CAPITULO II: MARCO TEÓRICO	3
2.1. Concepto de S.E.P.	3
2.2. Clasificación de un S.E.P.....	3
2.2.1. Generación.....	4
2.2.2. Transmisión	4
2.2.3. Distribución	4
2.3. Sistema SCADA	5
2.3.1. Funciones destacadas del sistema SCADA	5
2.3.2. Importancia de SCADA	6
2.4. Banco de pruebas para líneas de transmisión	6
2.5. Dispositivos integrados.....	7

2.5.1.	Interruptores (ANSI 52).....	7
2.5.2.	SIEMENS SENTRON PAC3100.....	8
2.5.3.	SIEMENS SENTRON PAC3200.....	9
2.5.4.	SACI ANG96	10
2.5.5.	Relé de potencia inversa (ANSI 32).....	11
2.5.6.	Relé de sincronismo (ANSI 25).....	12
2.6.	Dispositivos de automatización y comunicación.....	14
2.6.1.	SEL-3530.....	14
2.6.2.	Protocolo Modbus RTU	15
2.6.3.	Protocolo Modbus TCP	16
2.6.4.	Comparativa entre Modbus RTU y TCP	17
2.6.5.	AcSELerator RTAC (SEL-5033)	18
2.6.6.	TIA PORTAL.....	19
2.6.7.	Simatic WINCC.....	20
3.	CAPITULO III: MARCO METODOLÓGICO	21
3.1.	Escenarios	21
3.2.	Diagramas unifilares	21
3.2.1.	Diagrama de línea corta.....	21
3.2.2.	Diagrama de línea media	22
3.2.3.	Diagrama de línea larga.....	22
3.3.	Circuitos físicos	23
3.3.1.	Circuito de línea corta.....	24
3.3.2.	Circuito de línea media.....	24
3.3.3.	Circuito de línea larga.....	25
3.4.	Entradas y salidas digitales a integrar.....	25
3.5.	Arquitectura de comunicación del proyecto	26
3.6.	Direcciones IP y Modbus de dispositivos.....	27
3.7.	Relación de CT's de analizadores.....	28
3.7.1.	CT del SACI ANG96	28
3.7.2.	CT del Siemens Sentron PAC3100	29
3.7.3.	CT del Siemens Sentron PAC3200	29
3.8.	Tabla de señales Modbus a monitorear.....	29
3.9.	Configuración en AcSELerator RTAC (SEL-3530).....	30
3.10.	Configuración en WINCC – ADVANCED	37

4. CAPITULO IV: ANÁLISIS Y RESULTADOS.....	41
4.1. Pantalla sinóptica principal.....	41
4.2. Pruebas de funcionamiento del sistema SCADA	42
4.2.1. Operación del sistema SCADA con prueba de línea corta.....	42
4.2.2. Operación del sistema SCADA con prueba de línea media	44
4.2.3. Operación del sistema SCADA con prueba de línea larga.....	45
4.3. Importancia de las pruebas.....	46
4.4. Resultados esperados	46
5. CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	47
5.1. Conclusiones	47
5.2. Recomendaciones	47
BIBLIOGRAFIA.....	49
ANEXOS.....	52

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Sistema eléctrico de potencia Fuente: [3]	3
Figura 2. Arquitectura del sistema SCADA Fuente: [8]	5
Figura 3. Tablero banco de pruebas para líneas de transmisión Fuente: Autores	6
Figura 4. Interruptor termomagnético Fuente: [11].....	8
Figura 5. Siemens Sentron PAC3100 Fuente: [13]	9
Figura 6. Siemens Sentron PAC3200 Fuente: [15]	10
Figura 7. SACI ANG96 Fuente: [17]	11
Figura 8. Relé de potencia inversa M200-RP Fuente: [18]	12
Figura 9. Relé de sincronismo M200-PL Fuente: [18].....	13
Figura 10. SEL-3530 Fuente: [22].....	14
Figura 11. RS-485 Fuente: [24].....	16
Figura 12. Modbus RTU vs TCP Fuente: [25]	18
Figura 13. acSElerator-5033 Fuente: Autores	19
Figura 14. TIA PORTAL Fuente: [28].....	19
Figura 15. Simatic WINCC Fuente: [31]	20
Figura 16. Diagrama unifilar línea corta Fuente: Autores.....	21
Figura 17. Diagrama unifilar línea media Fuente: Autores	22
Figura 18. Diagrama unifilar línea larga Fuente: Autores.....	23
Figura 19. circuito de línea corta Fuente: Autores	24
Figura 20. Circuito de línea media Fuente: Autores.....	24
Figura 21. Circuito de línea larga Fuente: Autores	25
Figura 22. Diagrama de señales digitales Fuente: Autores	26
Figura 23. Arquitectura de comunicación Fuente: Autores.....	27
Figura 24. Ingreso AcSElerator RTAC Fuente: Autores.....	31
Figura 25. Elección del modelo y firmware de RTAC Fuente: Autores	31
Figura 26. Creación de conexión Modbus en RTAC Fuente: Autores.....	32
Figura 27. Creación tipo de conexión Modbus Fuente: Autores	32
Figura 28. Asignación esclavo al Modbus RTU Fuente: Autores.....	33
Figura 29. Ingreso en modo Online con la RTAC Fuente: Autores	33
Figura 30. Ventana GO Online RTAC Fuente: Autores	34
Figura 31. Ventana de aceptar cambios de configuración Fuente: Autores	34
Figura 32. Creación de conexión Modbus en RTAC Fuente: Autores.....	35
Figura 33. Creación de tipo de conexión Modbus Fuente: Autores	35
Figura 34. Asignación IP al Modbus server Fuente: Autores	36
Figura 35. Creación de señales Análogas Fuente: Autores	36
Figura 36. Conversor de datos en Tag Processor Fuente: Autores.....	37
Figura 37. Creación de nuevo proyecto en TIA PORTAL Fuente: Autores	38
Figura 38. Creación de aplicativo HMI WINCC en software TIA PORTAL Fuente: Autores	38
Figura 39. Configuración de conexión Modbus TCP/IP en WINCC Fuente: Autores ..	39
Figura 40. Creación de variables del HMI Fuente: Autores.....	39
Figura 41. Asignación de variables Fuente: Autores.....	40
Figura 42. Pantalla sinóptica principal Fuente: Autores.....	41
Figura 43. Datos del analizador PAC3200 - 1 L/T Fuente: Autores	43

Figura 44. Datos del analizador ANG96 - C2 Fuente: Autores	43
Figura 45. Datos del analizador PAC3100 – 2 L/T Fuente: Autores	44
Figura 46. Datos del analizador ANG96 - C1 Fuente: Autores	44
Figura 47. Datos analizador PAC3100 - 2 L/T Fuente: Autores	45
Figura 48. Datos del analizador ANG96 - C1 Fuente: Autores	45

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Direcciones IP y Modbus de dispositivos Fuente: Autores.....	28
Tabla 2. Direcciones Modbus Fuente: Autores	30

RESUMEN

La implementación del sistema SCADA en el banco de pruebas de líneas de transmisión validó la interoperabilidad de sus componentes clave. El sistema integró exitosamente los analizadores de red SACI ANG96, Siemens PAC3100 y PAC3200 mediante el protocolo de comunicación Modbus RTU. El controlador SEL-3530, programado con lógica personalizada a través de AcSELerator RTAC, sirvió como el núcleo del sistema, estableciendo un enlace directo entre las direcciones Modbus de los analizadores y las variables internas.

La interfaz HMI, que fue desarrollada con el software de TIA PORTAL y WINCC, fue un éxito al permitir la visualización y supervisión del sistema. La interfaz realizada presento los parámetros eléctricos en tiempo real como las tensiones, corrientes, potencias y factores de potencia respectivos. Se aseguro una operación precisa al poder acceder a cada analizador individualmente desde el HMI.

El sistema mostro un comportamiento estable y preciso en cada una de las diferentes configuraciones de prueba las cuales fueron las conexiones de línea corta, media y larga. Este desempeño valida su aplicabilidad en estudios académicos que ayudarían en los análisis de fenómenos eléctricos y desequilibrio de carga. El proyecto tiene una base sólida que puede seguir expandiéndose a futuro incluyendo un registro histórico de datos.

ABSTRACT

The implementation of the SCADA system on the transmission line test bench validated the interoperability of its key components. The system successfully integrated the SACI ANG96, Siemens PAC3100, and PAC3200 network analyzers through the Modbus RTU communication protocol. The SEL-3530 controller, programmed with customized logic via AcSELeRator RTAC, served as the core of the system, establishing a direct link between the Modbus addresses of the analyzers and the internal system variables.

The HMI interface, developed using TIA Portal and WINCC software, was successful in enabling the visualization and supervision of the system. The implemented interface displayed real-time electrical parameters such as voltages, currents, powers, and respective power factors. Accurate operation was ensured by allowing individual access to each analyzer directly from the HMI.

The system demonstrated stable and precise behavior in each of the different test configurations, which included short, medium, and long line connections. This performance validates its applicability in academic studies that contribute to the analysis of electrical phenomena and load imbalance. The project has a solid foundation that can continue to expand in the future, including the addition of historical data recording.

1. CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. Título

Diseño y desarrollo de un sistema SCADA para el monitoreo en tiempo real de un banco de pruebas de línea de transmisión eléctrica.

1.2. Introducción

La tecnología sigue revolucionando la manera en que se supervisa y se gestiona los sistemas eléctricos de potencia. Vivimos en un mundo donde la eficiencia a responder a fallas eléctricas es crucial, por eso la importancia de contar con herramientas que permitan un monitoreo continuo y preciso de las redes eléctricas.

El trabajo propone la realización de un sistema SCADA que permita monitorear las variables eléctricas en un banco de pruebas para líneas de transmisión, en tiempo real. Tenemos dos objetivos, el primero mejorar el aprendizaje practica para los futuros ingenieros, y el segundo, proporcionar una interfaz gráfica para simular diversos escenarios de operación, analizar la conducta operativa del sistema ante cualquier tipo de evento y validar configuraciones de protección y control. La interfaz permitirá visualizar datos eléctricos como voltaje, corriente, potencia activa, reactiva, aparente y el factor de potencia en tiempo real, lo que facilitará la selección de alternativas, el registro histórico de eventos y mejoras continuas de las practicas que se lleguen a realizar.

1.3. Planteamiento del problema

La ausencia de un sistema de supervisión en las líneas de transmisión eléctrica representa una desventaja muy significativa, esto debido a que impide la capacidad de controlar y monitorear remotamente el sistema a través de estaciones de comunicación. Este control es fundamental para asegurar una disponibilidad operativa debidamente alta y un desempeño efectivo, más aún ante condiciones graves como fallas o sobrecargas que se pueden controlar gracias a la supervisión continua y la gestión apropiada del sistema eléctrico [1].

El respaldo del circuito eléctrico modelado en un software de cálculo eléctrico, ayuda a tener representado el sistema por que ayuda a simular y calcular flujos de carga, corrientes de falla, entre otros factores. Sin embargo, no proporciona un monitoreo en tiempo real que ayude con una constante observación del sistema eléctrico.

1.4. Justificación

Para asegurar la fiabilidad, eficiencia y disponibilidad de operación del sistema es esencial tener una monitorización en tiempo real de las redes de transmisión. En la

actualidad, la falta de un sistema de control y supervisión a distancia en las líneas de transmisión constituye una vulnerabilidad crítica, pues obstaculiza la detección, diagnóstico y acción adecuada frente a sucesos de avería, sobrecarga o interrupciones en el servicio. Esta limitación pone a la red en un riesgo más elevado de interrupciones extendidas, pérdidas económicas considerables y posibles impactos en la estabilidad del sistema de electricidad. La falta de un sistema de observación, que sea capaz de monitorear y manejar la red a través de estaciones de comunicación, representa un aspecto importante, ya que estos sistemas afianzan una alta fiabilidad y desempeño ante situaciones críticas como averías o sobrecargas, teniendo vigilado y regulado de manera persistente el sistema [1].

Como se dijo previamente, tener el respaldo en un software de cálculo eléctrico facilita la representación del sistema para simular y calcular flujos de carga, corrientes de falla, entre otros, no nos ofrecen un seguimiento en tiempo real, lo que limita la habilidad de un monitoreo continuo de la red y de una reacción rápida ante situaciones problemáticas.

1.5.Objetivos

1.5.1. Objetivo general

Diseñar un sistema SCADA en un banco de pruebas de línea de transmisión eléctrica, mediante la integración de dispositivos de medición, configuración de adquisición de datos y programación de interfaces de supervisión, para permitir el monitoreo y la toma de datos en tiempo real de los parámetros eléctricos del sistema.

1.5.2. Objetivos específicos

- Determinar los componentes físicos y digitales necesarios, mediante la revisión técnica de hardware y software compatibles con SCADA, para establecer una base funcional que permita la supervisión en tiempo real de un banco de pruebas de líneas de transmisión eléctrica.
- Integrar el sistema SCADA al modelo físico, empleando dispositivos de medición compatibles y software especializado para la adquisición de datos en tiempo real.
- Configurar el sistema de adquisición de datos, programando los parámetros de lectura y almacenamiento de variables eléctricas clave, para registrar y visualizar en tiempo real el voltaje, la corriente, la potencia activa y el factor de potencia.
- Simular diferentes distancias de líneas de transmisión, empleando herramientas de modelado y simulación eléctrica, con el propósito de evaluar el desempeño del sistema SCADA en la visualización y supervisión del estado del sistema eléctrico bajo diversas condiciones operativas.

2. CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. Concepto de S.E.P.

Un sistema eléctrico de potencia se lo puede interpretar como una red diseñada para brindar la operación segura del transporte de energía eléctrica entre distintas ubicaciones aledañas. Sus elementos principales son las líneas de transmisión, los estabilizadores de potencia, las protecciones, las compensaciones reactivas y controles como cortes de carga mediante equipos que reciban señales.

Las aplicaciones de un sistema eléctrico de potencia están sujetadas por elementos como la capacidad térmica de los conductores, la cargabilidad y la estabilidad dinámica, que son las limitaciones de potencia activa y reactiva ante condiciones de voltaje y ángulos estables, y las respuestas ante perturbaciones y oscilaciones.

El entendimiento y el análisis de cómo se comporte el sistema eléctrico de potencia dependen del modelado tecnológico avanzado, usando simulaciones en tiempo real. Finalmente, una operación estable necesita considerar varias incertidumbres, políticas operativas y metodologías para establecer límites operativos del sistema. Tal cual, se trata de un sistema enlazado que debe funcionar con mucha seguridad y control, dentro de las restricciones físicas y estables regidas.[2].

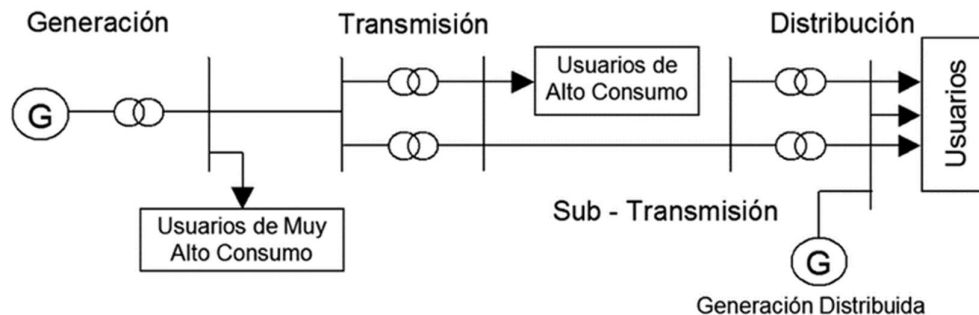


Figura 1. Sistema eléctrico de potencia
Fuente: [3]

2.2. Clasificación de un S.E.P.

Un sistema eléctrico de potencia se fracciona en tres etapas:

2.2.1. Generación

El sistema de generación está conformado por equipos e infraestructuras encargadas de producir energía eléctrica a partir de fuentes primarias. Cuando estas fuentes se integran directamente en los sistemas de distribución, se les denomina generación distribuida [4].

En las instalaciones industriales un sistema SCADA tiene un papel altamente valioso en la generación de energía. Mantiene un monitoreo de todos los equipos, los más esenciales y registra los datos de tensión, corrientes y frecuencia. La automatización que aplica en estos entornos permite que los trabajos sean más eficientes por parte de las plantas generadoras y también tener respuestas rápidas ante cualquier inconveniente. Un sistema SCADA integrado en la generación de energía garantiza un servicio de energía constante y segura hacia los consumidores [5].

2.2.2. Transmisión

En la etapa de transmisión se incluyen las estructuras utilizadas para transportar la energía desde los centros de generación hasta los puntos de consumo más importantes, esta fase abarca las líneas de transmisión eléctrica, trafos, equipos de compensación reactiva, entre otros [4].

SCADA es un fundamento clave en la transmisión de energía, porque se asegura de que en este proceso todos se mantenga lo más seguro posible y eficiente en toda la infraestructura. Al posibilitar la supervisión remota de las líneas de transmisión e incluso de las subestaciones de energía se puede ofrecer constantemente los datos de tensión y frecuencia en las fases del S.E.P., así como también el estado de los interruptores. En caso de que ocurran fallas o problemas en la red, el sistema SCADA asegura la seguridad del sistema activando automáticamente la apertura o cierre de interruptores y aislando las zonas afectadas para evitar cortes masivos de energía, además de que manda alertas para poder realizar un posterior análisis.

Por último, la comunicación dentro del sistema de transmisión se basa en RTU en las subestaciones que envían la información a una central MTU por medio de redes de comunicación lo que es vital para el monitorio y control del sistema de transmisión. Esto confirma por una segunda vez que un sistema SCADA es un elemento clave para una operación confiable y segura de la transmisión de energía eléctrica [5].

2.2.3. Distribución

El sistema de distribución agrupa los componentes y redes encargados de entregar la energía eléctrica directamente a los usuarios finales. Generalmente, está constituido por circuitos de distribución con configuración radial, conocidos como feeders [3]. La

integración de sistemas SCADA, facilitada por estándares como el IEC 61850, permite la comunicación eficiente con dispositivos inteligentes (IEDs) para el monitoreo remoto y el control de los puntos de interconexión y los dispositivos de seccionamiento dentro de la red de distribución.

La reducción del cableado, la rápida respuesta ante situaciones graves, la interoperabilidad de los equipos y la alta confiabilidad del S.E.P. son beneficios que se redactan por ser valiosos para mantener una actualización en la operación y gestión de la distribución de energía, facilitando respuestas más rápidas antes las muy probables interrupciones en el suministro de energía [6].

2.3. Sistema SCADA

El SCADA que significa supervisión de control y adquisición de datos, representa un instrumento fundamental en la supervisión y control de distintos ámbitos, entre ellos los sistemas eléctricos de potencia. En este contexto, su aplicación abarca el monitoreo y gestión de los procesos de generar, transportar y distribuir la energía [7].

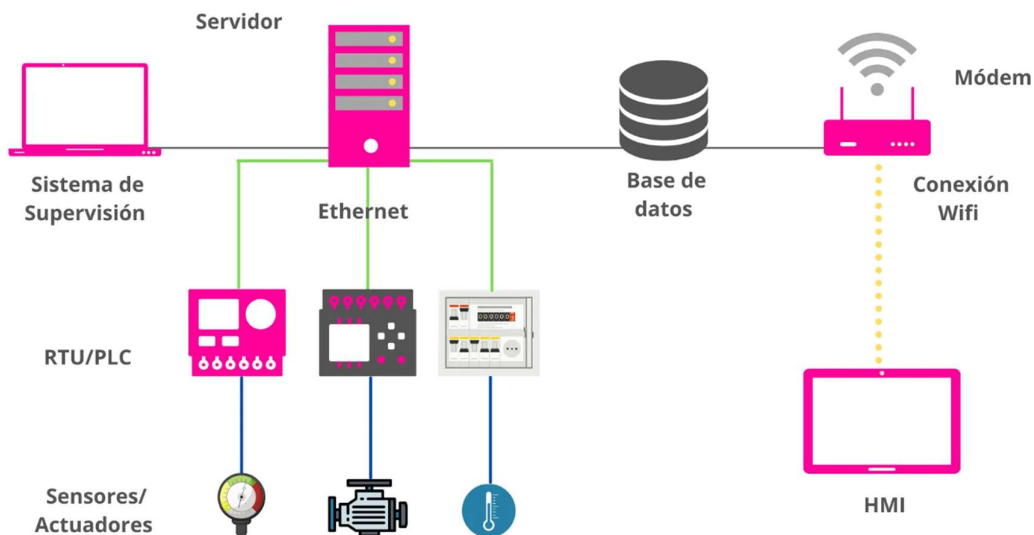


Figura 2. Arquitectura del sistema SCADA
Fuente: [8]

2.3.1. Funciones destacadas del sistema SCADA

Las funciones destacadas del sistema SCADA incorporan el monitoreo en tiempo real de variables eléctricas a lo largo de la línea, la detección proactiva de desviaciones en tensión e intensidad de corriente, el almacenamiento cronológico de datos de medición y eventos del sistema, y la representación gráfica y tabular de la información para un análisis productivo [7].

2.3.2. Importancia de SCADA

La importancia de SCADA radica en su gran ventaja de poder tener una supervisión en tiempo real de las redes de transmisión eléctrica, esto debido a que permiten tener un constante monitoreo de las variables eléctricas más importantes como tensiones, corrientes y potencias. La información que se recibe es actualizada cada segundo, lo que les ofrece a los operadores lecturas sumamente dinámicas del estado en que se encuentra la red. Si los valores que se reciben empiezan a exceder los límites establecidos, se generan alarmas automáticas, lo que indica que se tienen que tomar las acciones correctivas rápidas como ajuste de transformadores o redistribución de la generación de energía. Para saber que la precisión de la supervisión es muy segura, se utiliza un estimador de estado que analiza las mediciones y detecta anomalías, sin embargo, la precisión de este equipo depende de la calidad de los modelos de las líneas de transmisión, que por lo general se basan en valores teóricos [9].

2.4. Banco de pruebas para líneas de transmisión

En el marco del presente trabajo, se utilizó un banco de pruebas didáctico como herramienta fundamental para la simulación y análisis del comportamiento de líneas de transmisión eléctrica.

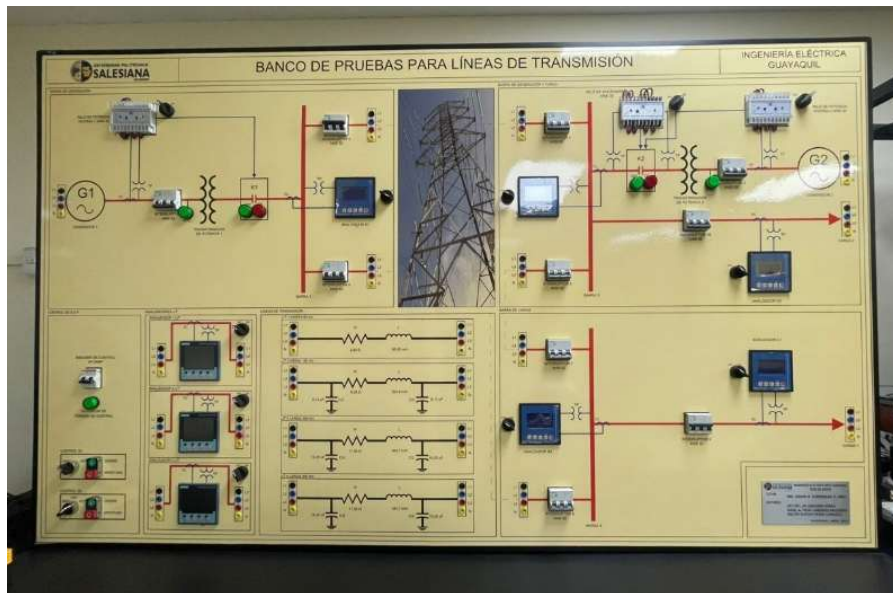


Figura 3. Tablero banco de pruebas para líneas de transmisión
Fuente: Autores

La figura 3, nos muestra el banco de pruebas para líneas de transmisión eléctrica ubicado en el laboratorio de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana – campus Guayaquil. Este equipo construido con propósitos académicos y educativos fue diseñado

para recrear de diversas formas o conexiones, escenarios operativos para la etapa de transmisión eléctrica y el consumo de energía.

Este banco de pruebas de líneas de transmisión está compuesto por dos simuladores de generadores, transformadores de potencia, líneas de transmisión con características de resistencia, inductancia y capacitancia establecidas para simular diferentes longitudes de las líneas, tres nodos principales de conexión, cargas que pueden ser conectadas según sea necesario, interruptores, contactores, analizadores de red y puntos de conexión destinados a instrumentos de medición. Estas cualidades hacen de este tablero un instrumento idóneo para propósitos de estudio en los sistemas eléctricos de potencia.

Sobre este tablero es que realizaremos el respectivo diseño y puesta en marcha del sistema SCADA que estamos proponiendo para esta tesis. El principal propósito es la supervisión en tiempo real de las variables eléctricas más esenciales del sistema. Para poder lograrlo se usará un dispositivo de automatización que funciona en tiempo real como la unidad principal de adquirir los datos y se desarrollará una interfaz HMI utilizando el software de TIA PORTAL, específicamente el WinCC, a través de esa interfaz se podrá visualizar las variables mencionadas anteriormente.

2.5. Dispositivos integrados

2.5.1. Interruptores (ANSI 52)

Los interruptores ANSI 52, también conocidos como Interruptor de Potencia de Corriente Alterna, es un componente esencial en la infraestructura eléctrica. Su función primordial es la de conectar o desconectar un circuito de potencia, operando de manera segura tanto bajo condiciones de funcionamiento normales como en situaciones anómalas, como cortocircuitos o sobrecargas para mantener protegido el sistema eléctrico, aislando las zonas con problemas.

El interruptor es diseñado para ser lo suficientemente capaz de realizar las conexiones y desconexiones de un circuito aun habiendo carga o durante la manifestación de fallas. La función que tiene es indispensable para lugares críticos como subestaciones, centros de control de motores, tableros de alta tensión y sistemas SCADA.

Para estos entornos de S.E.P., los interruptores cumplen un papel importante en la protección de equipos, permitiendo que la sección de la red que está operativa al separarla de la aislada por presenciar fallas, pueda seguir energizada y trabajando. Además, se usan perfectamente en esquemas de automatización y relés de protección, pudiéndolo controlar remotamente y supervisar su estado [10].



*Figura 4. Interruptor termomagnético
Fuente: [11]*

2.5.2. SIEMENS SENTRON PAC3100

Tenemos aquí el SENTRON PAC3100, es un analizador digital, creado con el propósito de reemplazar instrumentos analógicos en tableros industriales y tener una supervisión de las magnitudes eléctricas en baja tensión. Tiene la capacidad de medir más de 30 variables incluyendo las más principales, tensiones, cargas, potencias y frecuencia, hasta puede medir hasta el decimoquinto armónico.

Se adapta a varias configuraciones de red y a transformadores de corriente y tensiones externas. La pantalla LCD que tiene incorporada al ser retroiluminada permite una clara visualización de los datos y una navegación intuitiva, tiene varios idiomas disponibles. Tiene dos entradas digitales para monitorización y dos salidas digitales para generar pulsos o control remoto por medio de comunicación Modbus RTU. Tiene integrado interfaz RS-485 para realizar la lectura de datos y configurar el dispositivo.

El SENTRON PAC3100 es ideal para supervisar centros de carga y gestionar la energía eléctrica en una industria al poder analizar la calidad de energía. Tiene una precisión clase uno para la lectura de las principales magnitudes eléctricas, además de su diseño compacto que lo hace cómodo para el montaje en un panel [12].

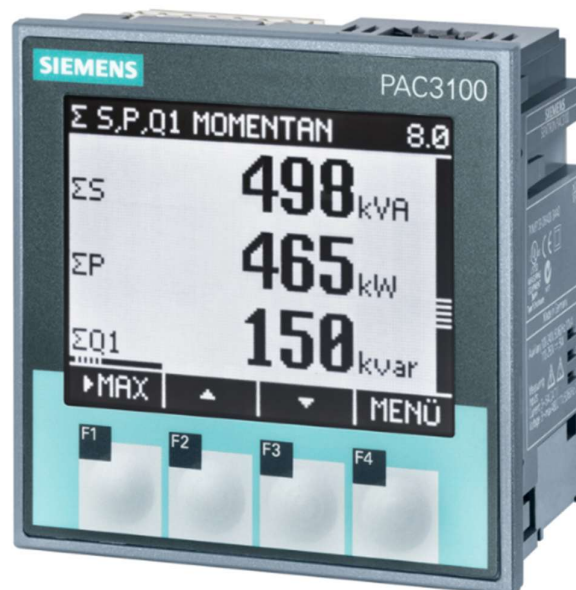


Figura 5. Siemens Sentron PAC3100
Fuente: [13]

2.5.3. SIEMENS SENTRON PAC3200

el analizador de SIEMENS SENTRON PAC3200, diseñado para la supervisión de sistemas de distribución eléctrica en baja tensión con sus mediciones de alta precisión. Su capacidad de medir mas de 50 parámetros eléctricos como tensiones, cargas, potencias y armónicos, además de poder adaptarse con diversas configuraciones de red lo convierte un equipo muy completo.

Su pantalla LCD retroiluminada y los varios idiomas que tiene para configurarse agiliza su funcionamiento. A diferencia del PAC3100 este cuenta con el complemento de contar tanto con la comunicación Modbus TCP/IP y con posibilidad de expandir un adaptador de RS-485. Para el monitoreo, permite la supervisión de límites, detección de anomalías y registro de eventos. Cuenta con entradas/salidas digitales multifuncionales y contadores integrados para energía y horas de funcionamiento.

Su diseño compacto para montaje en panel y sus opciones de alimentación versátiles facilitan la instalación. Incorpora funciones de seguridad como protección por contraseña y alertas de sobrecarga [14].



Figura 6. Siemens Sentron PAC3200
Fuente: [15]

2.5.4. SACI ANG96

El analizador de red ANG96 de SACI es un dispositivo digital trifásico diseñado para medir, monitorear y analizar parámetros eléctricos en instalaciones de baja tensión. Opera en redes de 3 y 4 hilos utilizando transformadores de corriente y sensores de tensión. Realiza mediciones precisas por fase y totales de tensión, corriente (incluyendo el neutro), potencias activa, reactiva y aparente, factor de potencia, frecuencia, energía activa y reactiva (en ambos sentidos) y distorsión armónica total.

También registra valores máximos y mínimos, y cuenta con hasta cuatro contadores de energía y tiempo programables. Ofrece conectividad a través de puerto serie RS-485 con protocolo Modbus RTU y, opcionalmente, puerto Ethernet RJ45 con protocolo TCP/IP. Destaca por su alta precisión en las mediciones de tensión, corriente, potencias y energías.

Su diseño compacto para montaje DIN, pantalla LCD retroiluminada y opciones de protección lo hacen adecuado para cuadros de distribución, monitorización industrial, supervisión de consumo energético e integración en sistemas SCADA mediante Modbus o Ethernet [16].



Figura 7. SACI ANG96
Fuente: [17]

2.5.5. Relé de potencia inversa (ANSI 32)

El relé de potencia inversa M200-RP es un dispositivo diseñado para proteger generadores de corriente alterna (AC) al monitorear la dirección del flujo de potencia. Su función principal es detectar y actuar cuando la corriente se invierte, lo que indica que el generador está consumiendo energía en lugar de producirla (conocido como funcionamiento en modo motorización). Esta situación puede ocurrir si hay una falla o desconexión de la fuente principal de energía.

Este relé puede manejar un amplio rango de voltajes desde los 50 hasta 500 voltios, para la corriente realiza la medición con TC, transformadores de corriente o con conexión directa, tiene compatibilidad con frecuencias de 50, 60 y 400 Hz. El relé aguanta sobrecargas de hasta 1.5 veces el voltaje y 2 veces la corriente nominal, ofreciendo una seguridad estable incluso ante picos de corriente y voltaje más altos por cortos periodos de tiempo. Su capacidad de disparo es muy precisa y configurable, el rango de activación se puede activar entre un dos y 20 por ciento de la corriente inversa, con una excelente repetibilidad. Incluso, tiene un retardo de tiempo configurable de 200 milisegundos a 20 segundos para prevenir disparos innecesarios, y una histéresis del uno por ciento. Una clara ventaja es que todos los modelos de este relé tienen autoalimentación, lo que favorece al momento de instalarlo al no necesitar que se lo alimente externamente [18].

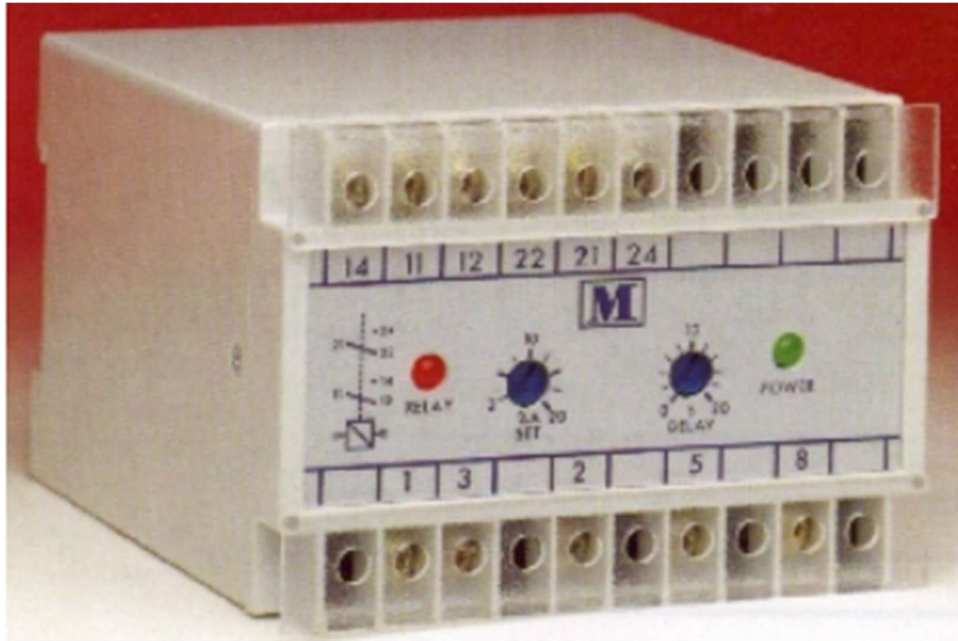


Figura 8. Relé de potencia inversa M200-RP
Fuente: [18]

La protección de potencia inversa o también denominada ANSI 32, es primordial en sistemas que tienen incorporado generadores en la red. Su rol es de evitar que de manera incorrecta la potencia fluya del generador hacia la red, importante para evitar la autogeneración y la generación distribuida. Trabaja monitoreando la tensión y corriente para calcular la potencia. Si detecta un flujo inverso que supera un umbral (pick-up), desconecta el generador. Hay dos tipos: por potencia activa (P), que limita la inyección real, y por potencia compleja (S), más versátil al considerar también la reactiva y operar en bajo factor de potencia. Esta protección cumple funciones vitales: previene la motorización del generador, evita la inyección en "condiciones de isla", y controla el flujo en operaciones paralelas. Es clave para sistemas de generación distribuida sin inyección a la red [19].

2.5.6. Relé de sincronismo (ANSI 25)

El Relé de Sincronismo, presentado en sus modelos M200-PLL y M200-PLD, es una unidad indispensable diseñado para asegurar que el cierre de un interruptor automático solo ocurra cuando las condiciones eléctricas entre dos sistemas estén correctamente sincronizadas. El modelo M200-PLL se encarga de la sincronización entre un generador y un Bus o entre dos generadores, mientras que el M200-PLD ofrece la misma funcionalidad con la capacidad adicional de operar en modo "dead bus", lo que le permite cerrar el circuito incluso si la barra receptora está desenergizada, basándose únicamente en la señal del generador activo. Ambos modelos son versátiles y compatibles con sistemas monofásicos o trifásicos. Las aplicaciones típicas de estos relés incluyen la verificación precisa de que un generador esté correctamente sincronizado con la red o con

otro generador antes de proceder al cierre del interruptor de conexión. También son utilizados para el monitoreo y la comparación constante de fase, frecuencia y voltaje entre dos fuentes de energía. Su misión principal es evitar que el circuito cierre si no está sincronizados los generadores, ya que ese tipo de evento puede ocasionar daños grandes a los equipos de potencia que estén conectados y desestabilizar el sistema. Este modelo en particular el PLD, tiene la ventaja de estar energizado aun si la barra de destino no tiene voltaje, lo que lo hace muy útil en situaciones de falla o cuando un sistema en modo isla arranca, esas características le dan una versatilidad para la continua operación de la red [18].

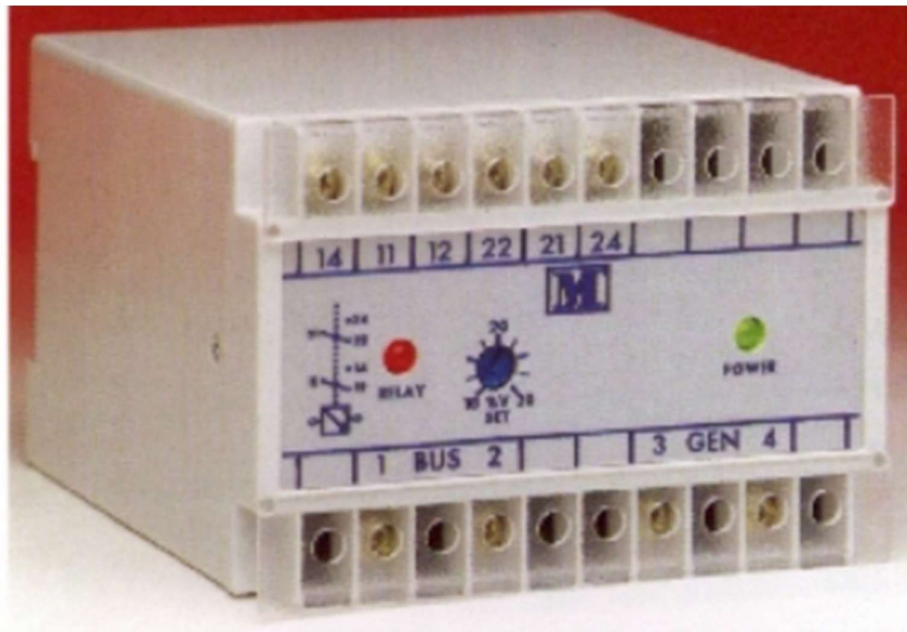


Figura 9. Relé de sincronismo M200-PL
Fuente: [18]

La norma ANSI 25, tiene el objetivo principal de asegurarse que un interruptor se cierre solamente cuando las condiciones eléctricas de la red de cada lado de los puntos de conexión sean compatibles y seguras. El equipo hace el monitoreo constante de las principales variables eléctricas a considerar, tensión, corrientes, frecuencias y ángulos de fase entre dos sistemas eléctricos.

Solo se activa si las diferencias de los parámetros establecidos están dentro de los límites configurados. La principal razón de esta supervisión es evitar los daños y posibles fallas que se pueden surgir de un cierre fuera de sincronismo, protegiendo así los equipos que estén conectados a la red.

Para agregar, la flexibilidad de sus funciones se presenta en su capacidad para poder configurar individualmente los umbrales de diferencia para el voltaje, la frecuencia y el ángulo de fase. Esta característica facilita la adaptación de su operación a las particularidades y exigencias de las varias condiciones en la que trabaja un sistema. [20].

2.6. Dispositivos de automatización y comunicación

2.6.1. SEL-3530

El SEL-3530 es un controlador de automatización que funciona como cerebro de comunicación en una instalación eléctrica incluso instalaciones industriales. Su función es centralizar y gobernar los datos entre los equipos inteligentes que estén en el campo y los sistemas de supervisión y control. Ayuda a recopilar la información de uno o varios dispositivos, los organiza y los transforma en un formato lógico y estable, lo que ayuda a resolver la interoperabilidad, porque por lo general los dispositivos siempre usan diferentes dispositivos de comunicación. [21].

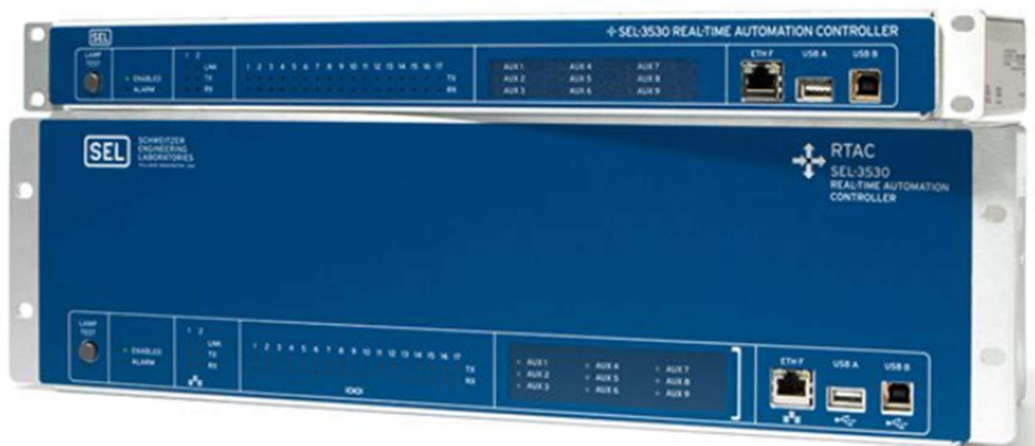


Figura 10. SEL-3530
Fuente: [22]

2.6.1.1. Rol en la arquitectura SCADA

El SEL-3530 está ubicado estratégicamente en la capa de campo y la capa de supervisión en una arquitectura SCADA. Esa posición ayuda a que el equipo concentre la información y ejecute la lógica de control en tiempo real,

Para los ingenieros, este equipo es una plataforma de proyecto que optimiza la integración, otorgando un entorno de programación que permite definir reglas lógicas,

mapear datos de entradas y salidas y establecer el comportamiento del sistema. Esto facilita la implementación inicial para garantizar la consistencia, trazabilidad y el mantenimiento de un sistema a lo larga de su ciclo de vida [21].

2.6.1.2. Características técnicas

El equipo cuenta con un motor lógico que sigue el protocolo IEC 61131, que permite crear programas de control de alta complejidad. Se puede comunicar perfectamente con una gran variedad de equipos gracias a que tiene incorporado varios protocolos industriales de comunicación como DNP3, Modbus e IEC 61850. Tiene varios puertos seriales y ethernet, ofreciendo que la conexión con dispositivos de exteriores y plataformas de control sea más versátil.

Está diseñado para operar en varias condiciones extremas de temperatura y ambientes industriales hostiles, en cuanto a seguridad, tiene funciones como autenticación basada en roles y soporte de protocolos seguros, protegiendo la información. [22].

2.6.1.3. Aplicaciones comunes

El SEL-3530 es normalmente empleado como un núcleo receptor de datos, que recolecta y maneja los datos de varios dispositivos al mismo tiempo proporcionando una perspectiva unificada para la supervisión. Es más, actúa como un intermediario de protocolos, traduciendo la comunicación entre distintos lenguajes que tengan los dispositivos. Es una Unidad Terminal Remota (RTU), funciona como un enlace entre los dispositivos de campo como se mencionó en las características del equipo. Para agregar, puede funcionar como un servidor de HMI, teniendo interfaces visuales que permiten visualizar y gestionar los procesos en tiempo real a los operadores [22].

2.6.2. Protocolo Modbus RTU

Modbus RTU es un formato de comunicación serial de código abierto, grandemente utilizado en la industria, que funciona con una arquitectura master-slave o client-server. Utiliza comunicación serial punto a punto, que puede ser half-duplex o full-duplex, y es compatible con medios físicos como RS-232, RS-422 o RS-485. En su topología, RS-232 permite la transmisión y recepción simultánea, mientras que RS-485 es half-dúplex.

Las direcciones de esclavo válidas son del 1 al 247, siendo la dirección 0 para difusión (broadcast) y las direcciones 248-255 para gateways o dispositivos especiales. El protocolo posee códigos de función comunes para realizar acciones específicas. Estos incluyen las lecturas de salidas digitales, leer entradas digitales, leer registros de salida, leer registros de entrada, escribir una única salida digital, escribir un único registro de salida, escribir múltiples salidas digitales o escribir múltiples registros de salida. Para la seguridad y el control de errores, Modbus RTU emplea CRC para la detección de errores en los mensajes, e incorpora mecanismos de control de errores de tramas y tiempos de espera para asegurar la fiabilidad de la comunicación [23].

2.6.2.1. Comunicación RS-485

El RS-485 es comúnmente utilizado en la industria por su transmisión de datos fiable a largas distancias, permitiendo hasta 32 dispositivos en un bus de dos cables [23]. En este proyecto, los analizadores que están incorporados en el tablero se comunican con el SEL-3530 mediante Modbus RTU, ósea RS-485. Es muy importante configurar bien las direcciones esclavo para asegurar la integridad de los datos.

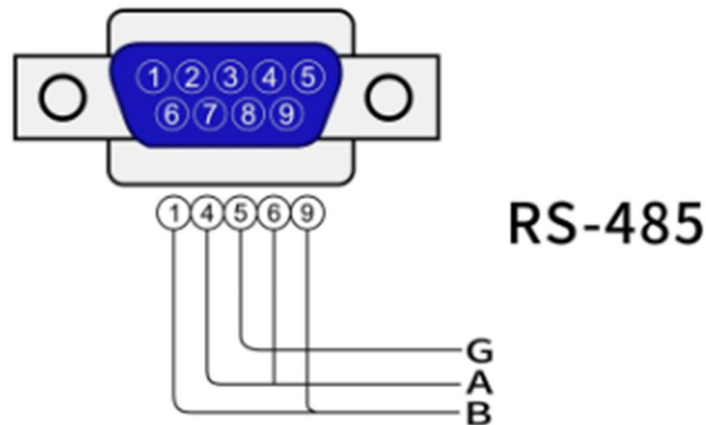


Figura 11. RS-485
Fuente: [24]

2.6.3. Protocolo Modbus TCP

Este protocolo es una versión diseñada para operar sobre redes ethernet, aplicando un modelo de client-server a través de TCP/IP. Facilita la transmisión de datos más velozmente y con mayor alcance en el campo de la automatización. Comparte la misma estructura lógica que el Modbus RTU pero encapsulando la información dentro del marco TCP/IP, utilizando MBAP de 7 bytes que incluye el ID de transacción, protocolo, longitud del mensaje y del cliente.

Se tienen que seguir pasos definidos para establecer la comunicación entre el cliente y el servidor, el cliente inicia la conexión, el servidor la acepta y responde a la solicitud del cliente, y mismo puede finalizar la conexión cuando le convenga. Para establecer esa comunicación el servidor tiene que tener un ID y un puerto IP, mientras que el cliente necesita la dirección IP del servidor, así mismo su propio ID de cliente y puerto de comunicación [23].

2.6.3.1. Comunicación cable Ethernet (UTP)

Modbus TCP utiliza cables, específicamente cables Ethernet (UTP Cat5e, Cat6 o superior) con conectores RJ-45. Estos cables son el medio físico para conectar un cliente Modbus TCP (como un SEL-3530) con un servidor Modbus TCP (como un analizador Siemens PAC3200 con puerto Ethernet).

Existen dos tipos principales de conexión física:

- **Conexión directa (punto a punto):** Para dos dispositivos, se puede usar un cable cruzado Ethernet, aunque la mayoría de los equipos modernos (incluido el SEL-3530) soportan auto-MDI/MDIX, lo que permite usar un cable Ethernet normal [23].
- **Conexión a través de un switch:** Si se conectan varios dispositivos o se integra el sistema a una red SCADA o HMI, se emplea un switch Ethernet industrial. Cada dispositivo se conecta al switch con su propio cable Ethernet [23].

2.6.4. Comparativa entre Modbus RTU y TCP

Ambos protocolos comparten la misma lógica para las operaciones de códigos de función, como la lectura y escritura de registros y bobinas. Sin embargo, entre Modbus TCP y Modbus RTU, el TCP ofrece mejor flexibilidad e integridad más fáciles con interfaces HMI, en cambio RTU, tienes más probabilidades de presentar interferencias por la calidad del cable, lo que indica que se necesita usar los materiales adecuados y configuraciones más exactas, además en RTU la configuración del puerto de comunicación tiene mucha relevancia por que se tienen que establecer los parámetros de velocidad de baudios, bits de parada y paridad adecuados, lo cual no tiene relevancia en la comunicación TCP/IP.

En conclusión, una estrategia híbrida, que combina Modbus RTU en dispositivos de campo y TCP/IP para la comunicación entre el SCADA y el HMI, se vuelve una opción más estable.

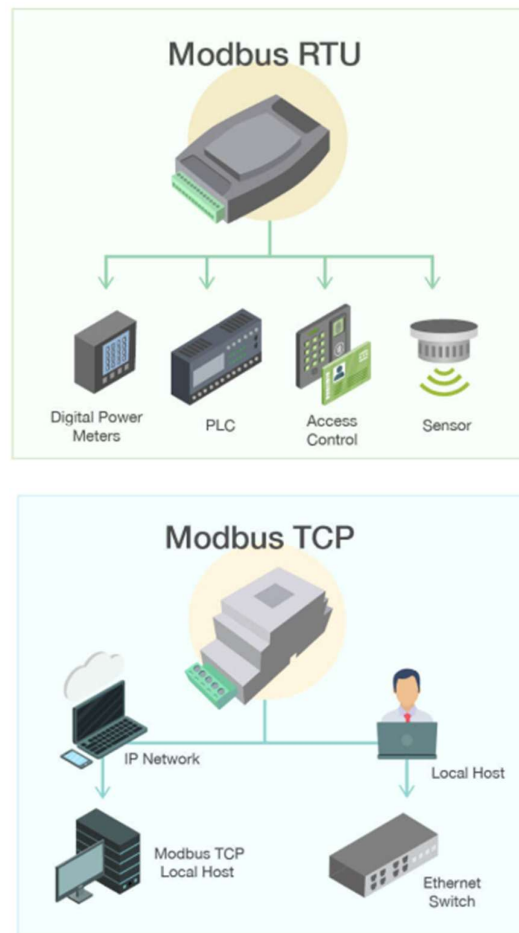


Figura 12. Modbus RTU vs TCP
Fuente: [25]

2.6.5. AcSELerator RTAC (SEL-5033)

Este software de la empresa de SEL, tiene una interfaz gráfica intuitiva específicamente diseñada para configurar el SEL-3530 y otros modelos de la familia RTAC/SEL. Entre sus principales funciones permite configurar proyectos de manera integral, creando, editando, almacenando y transfiriendo datos, para que los operadores técnicos o ingenieros puedan probar y comisionar el sistema utilizando las funciones de monitoreo en línea, lo que agiliza el proceso de puesta en marcha.

AcSELerator RTAC facilita el diseño de plantillas personalizadas para aquellos dispositivos que se utilizan regularmente teniendo integrado un entorno de lógica IEC 61131, que incluye un editor para personalizar programas y la posibilidad de automatizar comando de línea, lo que resulta útil para operación muy seguidas [26].

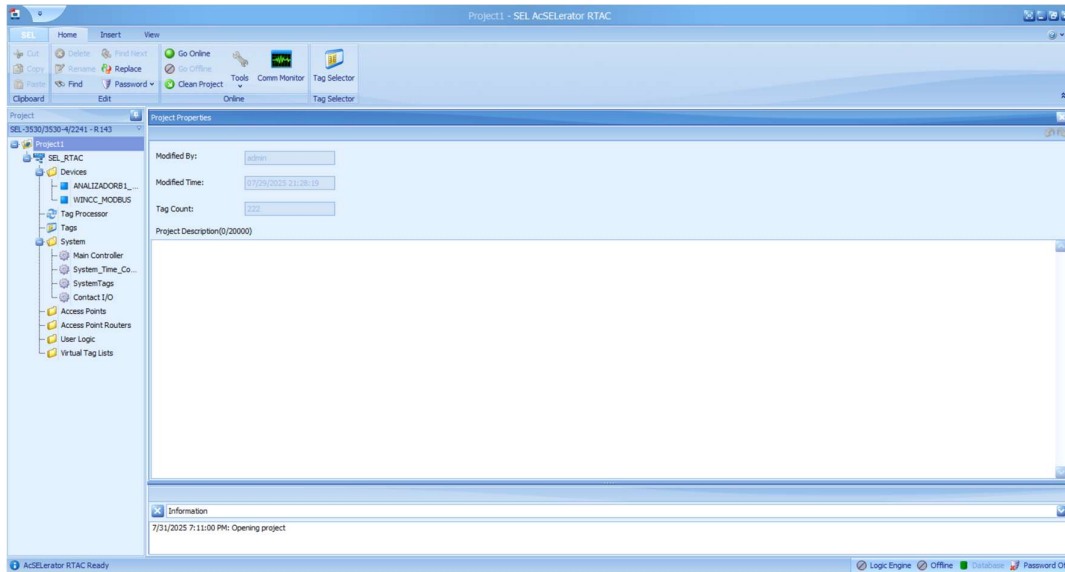


Figura 13. acSElerator-5033
Fuente: Autores

2.6.6. TIA PORTAL

El reconocido software de TIA PORTAL, un ambiente que agiliza la programación de controladores lógicos los PLC, creación de HMI y la administración de procesos industriales. Dentro de este entorno se puede programar en lenguaje de escalera en un PLC, configurar sensores y actuadores y poder visualizar sistemas desarrollados mediante HMI [18]. No solo sirve para configurar PLC, este también ofrece todas las funciones necesarias para operar y monitorear un sistema SCADA, ayudando den la supervisión y control y recolección de datos [27].



Figura 14. TIA PORTAL
Fuente: [28]

Como ya se mencionó, más allá de solo programar PLC como HMI , el software facilita la simulación y control automático de protecciones de un sistema eléctrico al poder vincularse con relés digitales, sensores y acreedores. Gracias a Siemens esta sea a convertido en una herramienta robusta para poder crear sistemas SCADA tanto para la

industria principalmente, como también en ámbitos académicos para poder practicar y conocer la amplia gama de funciones que tiene disponible [29].

2.6.7. Simatic WINCC

Este es el software esencial de SIEMENS para crear interfaces HMI para sistemas SCADA, incluido en el software de TIA PORTAL. Esta aplicación permite a los ingenieros crear y configurar no solo los HMI, sino también los PLC y otros dispositivos de comunicación automatizados desde una sola plataforma, esto achica mucho el trabajo, optimizando los flujos y minimizando la dificultad general de un proyecto. El software se adapta a un amplio espectro de necesidades, desde las interfaces HMI más fáciles hasta las más difíciles de un SCADA que necesitan de una gestión más minuciosa de datos y proceso. En resumen, WinCC ofrece un entorno de desarrollo potente para la automatización industrial. [30].



*Figura 15. Simatic WINCC
Fuente: [31]*

3. CAPITULO III: MARCO METODOLÓGICO

3.1. Escenarios

El banco de pruebas dispone de un tablero de control multifuncional, desde el cual se establecen y funcionan diferentes circuitos de prueba, creados para valorar el rendimiento de un sistema de transmisión bajo diversas circunstancias. Las pruebas posibilitan la simulación de rasgos reales como la longitud de la línea, las pérdidas de impedancia, la disminución de la tensión y la reacción frente a una carga inductiva la cual será un motor trifásico. Se describen cuatro circuitos de prueba realizados los cuales son prueba de sincronización de generadores, circuito de línea corta, media y larga las cuales tendrán como carga el motor trifásico.

3.2. Diagramas unifilares

3.2.1. Diagrama de línea corta

El circuito de línea corta se configura activando un tramo de línea de baja impedancia mediante interruptores, simulando una distancia reducida entre la generación y el consumo. El propósito es evaluar el comportamiento del sistema eléctrico cuando las pérdidas por resistencia y reactancia son mínimas.

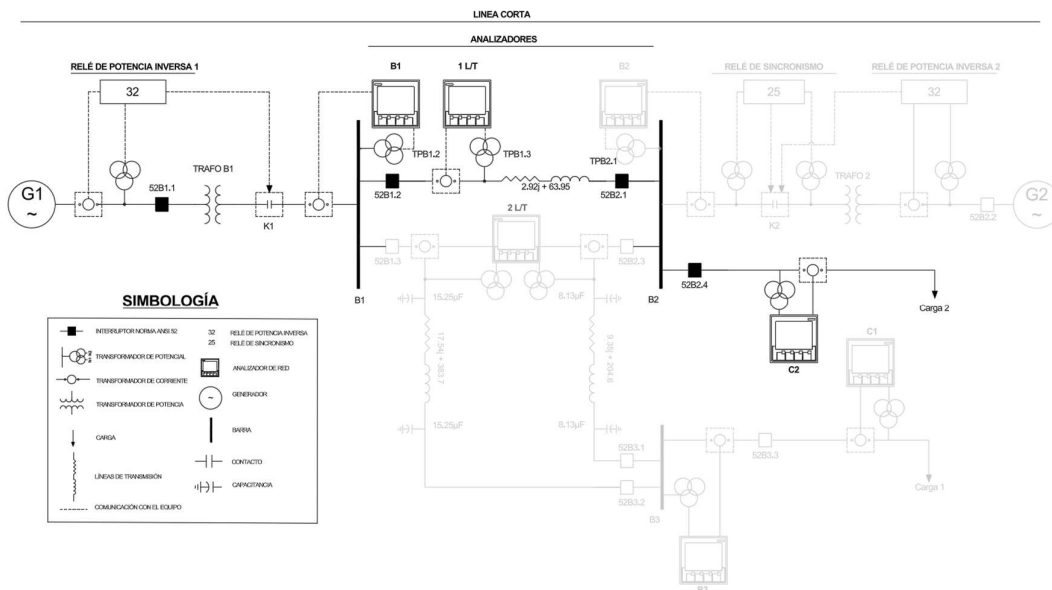


Figura 16. Diagrama unifilar línea corta
Fuente: Autores

3.2.2. Diagrama de línea media

Para el desarrollo del circuito de línea media se establece un tramo de conductor con más distancia, lo que provoca un valor de impedancia más grande. El objetivo es simular condiciones de esta línea de transmisión para ver su comportamiento.

Para un ingeniero eléctrico de potencia, las líneas de transmisión se modelan para poder registrar el flujo de energía a través de grandes distancias y poder tomar apuntes del comportamiento de las líneas. Como dato adicional, una distancia de línea corta se le considera a una línea de 80 km, las líneas medias entre 80 y 240 km, y para las líneas largas más de 240 km. A partir de las líneas de media distancia se vuelve crucial registrar su comportamiento por el hecho de que se presentan valores de capacitancias más significativas lo que afecta a las líneas.

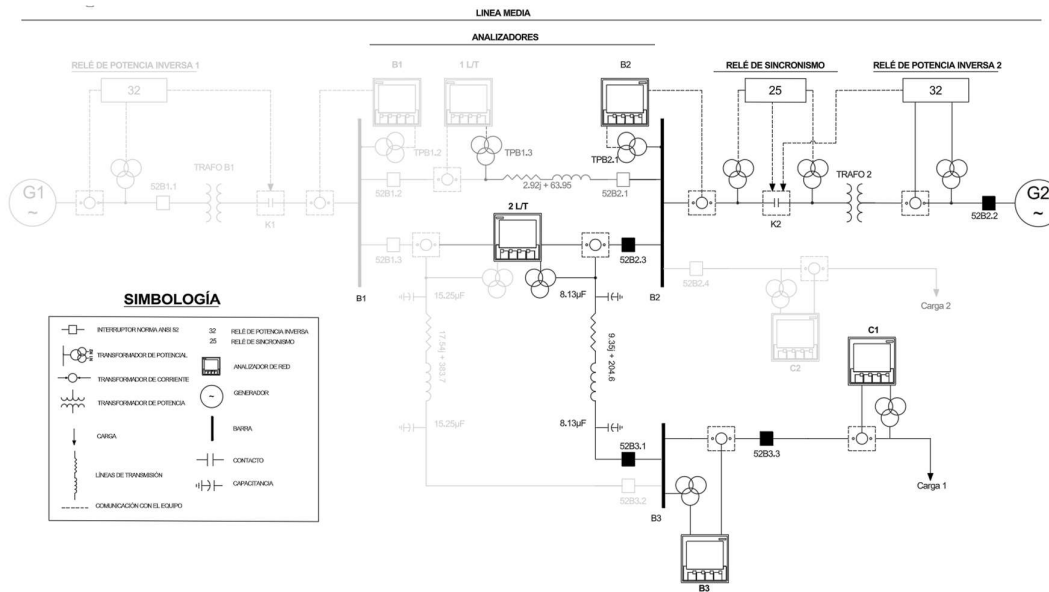


Figura 17. Diagrama unifilar línea media
Fuente: Autores

3.2.3. Diagrama de línea larga

Se configuró un circuito de línea larga usando la sección del tablero con las características de línea larga con una longitud de 300 km simulando una gran distancia. El propósito es analizar las consecuencias más significativas en la disminución de la tensión, el atraso de fase y pérdidas de energía eléctrica.

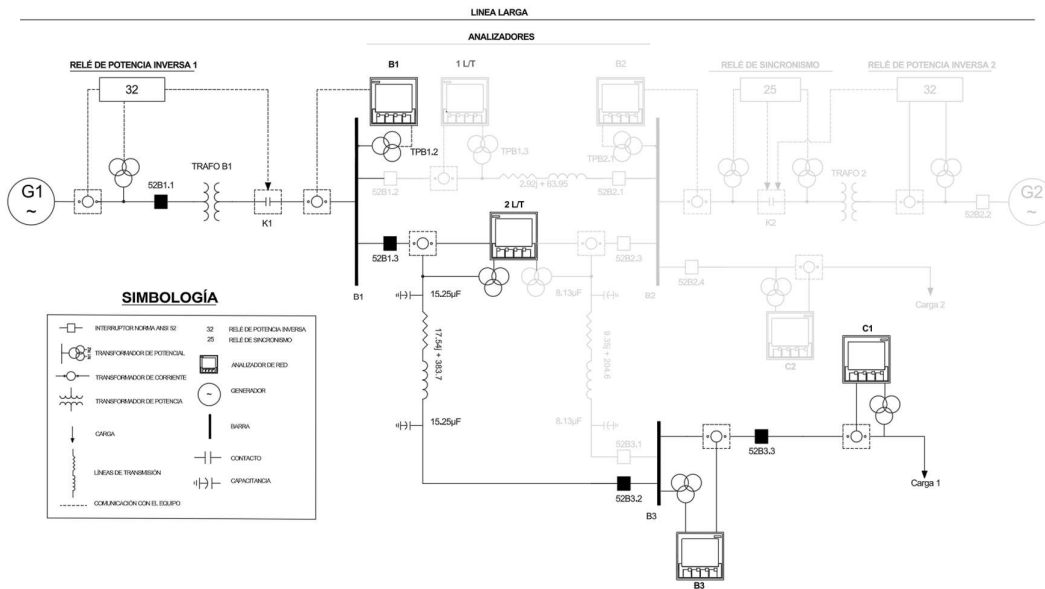


Figura 18. Diagrama unifilar línea larga
Fuente: Autores

3.3. Circuitos físicos

Se realizaron cuidadosamente las conexiones de los diagramas unifilares en el tablero para cada una de las configuraciones de prueba establecidas línea corta, línea media y línea larga. Para realizar las conexiones se utilizaron los complementos que se disponen en el laboratorio de protecciones para garantizar la seguridad y funcionalidad de las pruebas.

Se usaron los cables multihilo con aislamiento de PVC, perfectos para baja tensión, los cuales tienen en las puntas conectores tipo banana, para conexiones rápidas y seguras en entornos educativos. Las características de estos cables por su resistencia al calor, flexibilidad y facilidad de conexión y desconexión fueron los motivos por el cual estos son empleados.

Los bornes que tiene empleado el tablero son del tipo aislado, con inserción roscada o tipo resorte, que ayuda evitar que se presenten falsos contactos o deslizamientos. También se usaron puentes de conexión rígidos para que haya una buena continuidad eléctrica entre los puntos de unión, reduciendo riesgos.

3.3.1. Circuito de línea corta

Este modelo representa una línea de transmisión de corta distancia, que se caracteriza por tener una baja impedancia y pérdidas mínimas. Es ideal para estudiar el comportamiento eléctrico en sistemas donde la generación y la carga están muy cerca.



*Figura 19. circuito de línea corta
Fuente: Autores*

3.3.2. Circuito de línea media

Esta configuración simula una línea de transmisión de longitud intermedia, lo que permite analizar fenómenos como una caída de tensión moderada y evaluar la eficiencia del transporte de energía a distancias medias.



*Figura 20. Circuito de línea media
Fuente: Autores*

3.3.3. Circuito de línea larga

La línea larga replica las condiciones de los sistemas de transmisión a gran distancia. Con este modelo, se pueden examinar efectos importantes de reactancia, pérdidas y desfases, que son cruciales para el estudio de la estabilidad y la regulación del voltaje.



Figura 21. Circuito de línea larga
Fuente: Autores

3.4. Entradas y salidas digitales a integrar

Las entradas y salidas digitales son clave para la automatización y el control del entorno físico realizado. Las señales de entrada son las que informan al PLC sobre las condiciones en las que se encuentra el sistema, como el voltaje o el estado de los interruptores. Las salidas digitales son las señales que el PLC manda para activar luces o los relés que estén incorporados en el sistema, controlando los dispositivos de campo a largas distancias.

Estas interacciones, gestionadas por el PLC y definidas en el software de TIA PORTAL, permiten que el sistema realice las acciones de manera automática en tiempo real, lo que convierte la arquitectura del sistema en algo eficiente ante respuestas rápidas a eventos manteniendo una operación segura en momentos cruciales, gracias a los sistemas de control y supervisión [32]. A continuación, en la figura 22, se muestra un diagrama de las señales digitales que serán interceptadas por el SEL-3530.

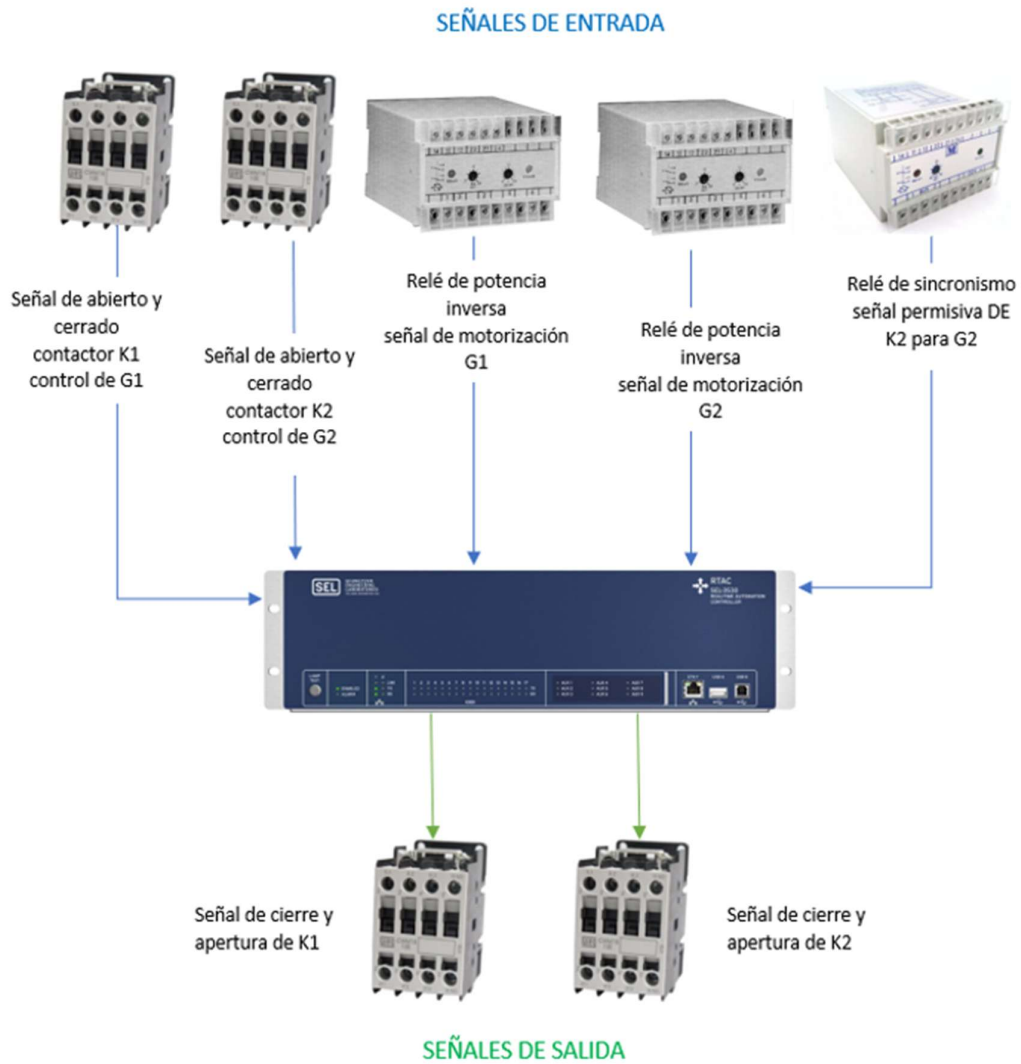


Figura 22. Diagrama de señales digitales
Fuente: Autores

3.5.Arquitectura de comunicación del proyecto

La tesis desarrolla un sistema SCADA con una arquitectura de tres niveles para la supervisión de un banco de pruebas de líneas de transmisión. El nivel de campo incluye analizadores de red (SACI ANG96, Siemens PAC3100 y PAC3200) y dispositivos de control como relés y contactores, que envían y reciben señales digitales. Estos se conectan al nivel de control, donde un SEL-3530 RTAC actúa como maestro o gateway, comunicándose con el ANG96 y con los PAC3100/3200, además de gestionar las entradas y salidas digitales del tablero. Finalmente, el nivel de supervisión consiste en una PC con software SCADA/HMI (WinCC) que se conecta al SEL-3530 a través de Ethernet TCP/IP (Modbus TCP/IP o DNP3), permitiendo el monitoreo y control centralizado del sistema.

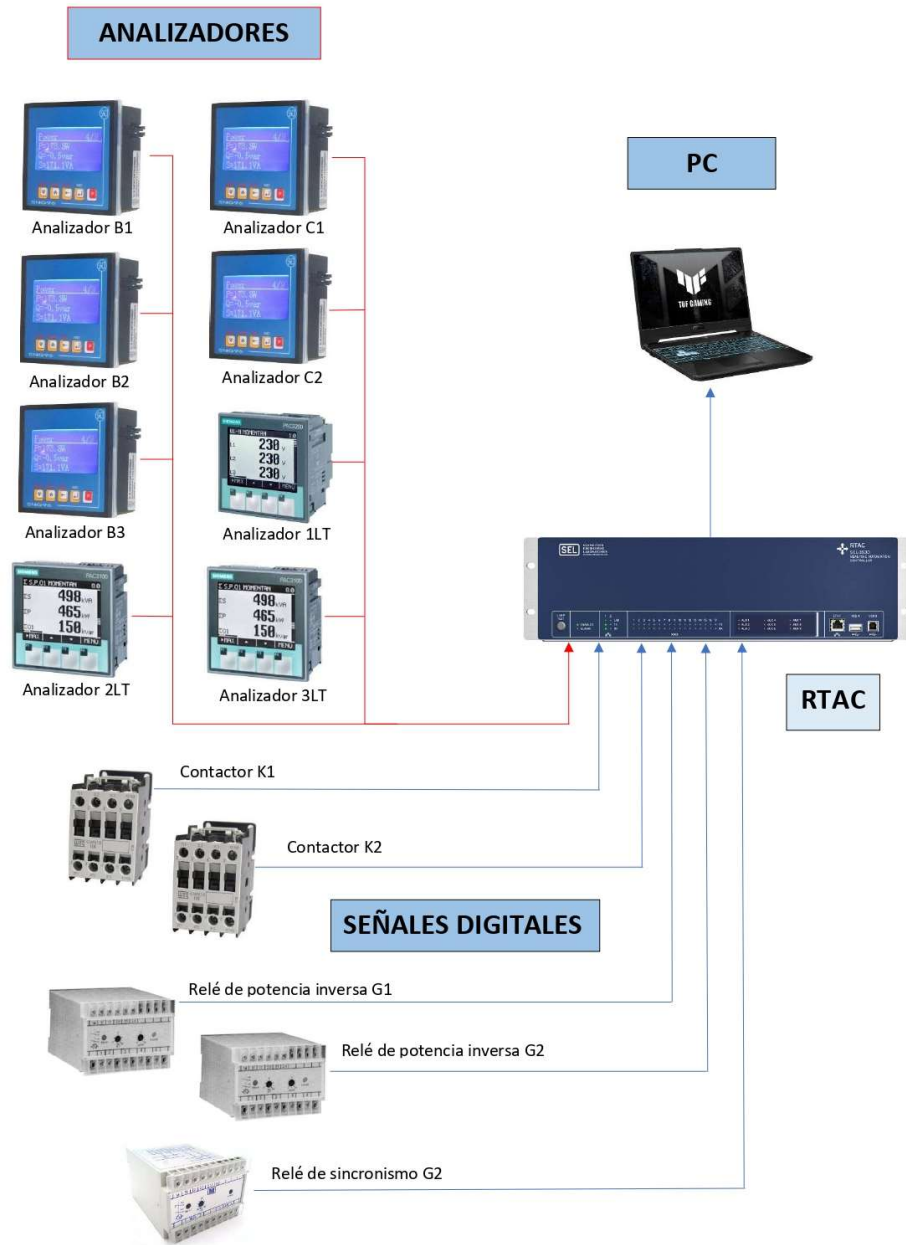


Figura 23. Arquitectura de comunicación
Fuente: Autores

3.6. Direcciones IP y Modbus de dispositivos

Se presenta a continuación, la tabla 1, con las direcciones IP, y direcciones Modbus de los respectivos dispositivos a utilizar.

Host	Dirección IP	Mascara de subred	puerta de enlace
Computador	192.168.0.2	255.225.225.0	192.168.0.1
RTAC (puerto 1)	192.168.0.3		
SIEMENS SENTRON PAC3200	192.168.0.4		
Host	Modelo de host	Rango configurable	Dirección Modbus
Analizador B1	SACI ANG96	1-247	1
Analizador B2	SACI ANG96	1-247	2
Analizador B3	SACI ANG96	1-247	3
Analizador C1	SACI ANG96	1-247	4
Analizador C2	SACI ANG96	1-247	5
Analizador 1/LT	SIEMENS SENTRON PAC3100	1-247	6
Analizador 1/LT	SIEMENS SENTRON PAC3100	1-247	8

Tabla 1. Direcciones IP y Modbus de dispositivos
Fuente: Autores

3.7. Relación de CT's de analizadores

Para tener una lectura exacta de las corrientes por parte de los analizadores de red, es necesario revisar la configuración de cada analizador y que tenga seleccionado la relación de transformación de corriente apropiada. Procedemos a ofrecer un análisis comparativo entre los tres analizadores que tiene el banco de pruebas y serán usados en el SCADA.

3.7.1. CT del SACI ANG96

El CT del SACI ANG96 ofrece un extenso rango de relaciones de transformador de corriente, desde 5/5 amperios hasta 10.000/5 amperios. Esa capacidad lo hace ser un analizador apto para diversas aplicaciones industriales y en sistemas de baja tensión.

Tiene entradas de corriente diseñadas para conectarse en el devanado secundario de un transformador externamente. Acepta señales de 1 a 5 amperios, según la configuración del CT deseada, que se puede establecer por medio del menú de programación del analizador [33].

3.7.2. CT del Siemens Sentron PAC3100

El analizador SIEMENS SENTRON PAC3100 está orientado simplemente a instalaciones más definidas, ya que a diferencia del ANG96 este no tiene la opción de ajustar la relación de transformador de corriente desde su menú. Opera con entradas fijas de 1 a 5 amperios según la versión del analizador.

Por consecuencia, su precisión en las mediciones de corriente está ligado a la correcta configuración del CT y su instalación. Esta particularidad lo hace idóneo para entornos donde la flexibilidad de medición no es una prioridad o donde las características de los CTs ya están establecidas [34].

3.7.3. CT del Siemens Sentron PAC3200

El PAC3200 se distingue por ser un dispositivo de medición superior, ya que brinda una configuración versátil para las relaciones de los transformadores de corriente (CT), con un rango que va desde 1/1 A hasta 10.000/5 A. Este ajuste puede llevarse a cabo directamente desde el menú del equipo o a distancia, utilizando herramientas de software como POWERCONFIG o mediante el protocolo Modbus. Es compatible con entradas de corriente de 1 A o 5 A de transformadores externos, lo que les confiere una gran adaptabilidad a diversos entornos eléctricos industriales [35].

3.8. Tabla de señales Modbus a monitorear

Los códigos Modbus que aparecen en la tabla representan las direcciones específicas de memoria desde donde se pueden leer los valores eléctricos medidos por cada analizador. Cada código permite acceder a un parámetro como voltaje, corriente o potencia, a través del protocolo Modbus RTU o TCP. Estas direcciones son esenciales para que el sistema SCADA, mediante el SEL-3530 o el software WINCC, pueda comunicarse correctamente con los analizadores, interpretar los datos en tiempo real y mostrarlos en la interfaz HMI. Sin estos códigos, no sería posible identificar ni extraer la información necesaria de cada dispositivo.

Se presenta en la tabla 2, las principales direcciones Modbus de los valores a visualizar de los analizadores SACI ANG96, Siemens Sentron PAC3100 y PAC3200.

Parámetro	SACI ANG96	SETRON PAC3100	SETRON PAC3200
Voltaje L1-N	0000	1	1
Voltaje L2-N	0018	3	3
Voltaje L3-N	0036	5	5
Voltaje L1-L2	0020	7	7
Voltaje L2-L3	0038	9	9
Voltaje L3-L1	0002	11	11
Corriente L1	0004	13	13
Corriente L2	0022	15	15
Corriente L3	0040	17	17
Potencia activa	0062	49	65
Potencia reactiva	0064	51	67
Potencia aparente	0060	47	63
Factor de potencia	0058	53	69

Tabla 2. Direcciones Modbus
Fuente: Autores

3.9. Configuración en AcSELerator RTAC (SEL-3530)

El RTU SEL RTAC-3530 es como el cerebro de todo el sistema, funcionando como un centro de operaciones crucial para todos los datos. Para que funcione correctamente, se tiene que seguir algunos pasos de configuración.

Este software es increíblemente importante porque se encarga de toda la recopilación y organización de información en tiempo real. Su mejor característica es su cualidad para traducir datos entre los diferentes "idiomas" (protocolos) de comunicación que utiliza el RTU.

Cuando se abra el programa AcSELerator RTAC por primera vez, verás una pantalla de seguridad. Te pedirá credenciales de nombre de usuario y una contraseña. El fabricante los ha establecido como "admin" para el nombre de usuario y "TAIL" para la contraseña, ver la figura 24.

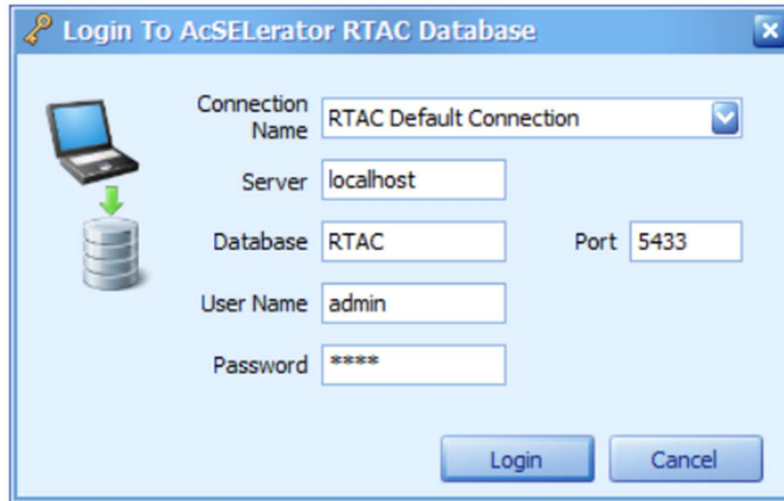


Figura 24. Ingreso AcSElerator RTAC
Fuente: Autores

Para empezar a configurar el nuevo proyecto, simplemente hay que dar clic en "New Project". A este nuevo proyecto le pondremos el nombre "TESIS", ver figura 25. Es muy importante que en este punto se elija con precisión tanto la versión de firmware como el modelo exacto del RTAC. Una vez hecho esas selecciones, solo queda darle a "Create" para finalizar la creación del proyecto. Este primer paso es crucial porque sienta las bases para que todo lo que se haga después funcione perfectamente y se ajuste a lo que el proyecto realmente necesita.

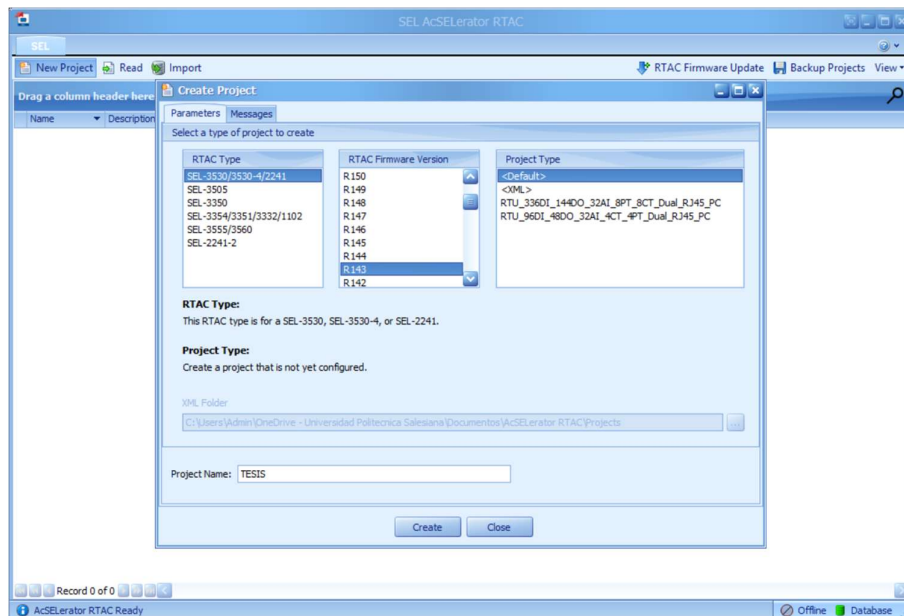


Figura 25. Elección del modelo y firmware de RTAC
Fuente: Autores

Una vez que se crea el nuevo proyecto, se procede a dar clic derecho en la carpeta "Devices" luego en "Add Other Device" y por último en "Modbus Protocol", ver figura 26.

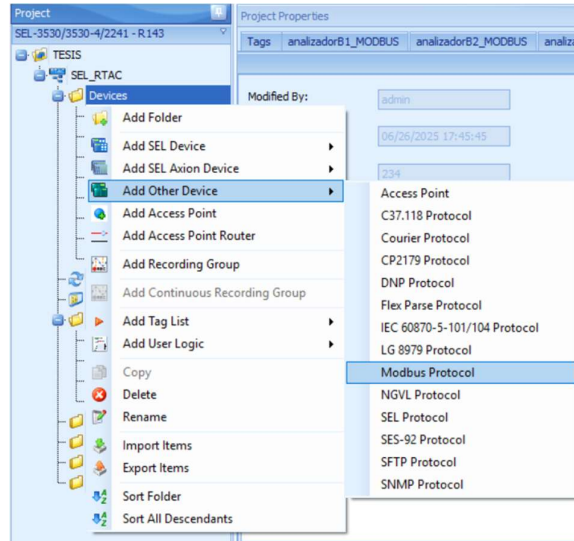


Figura 26. Creación de conexión Modbus en RTAC
Fuente: Autores

En esta ventana se nombra el dispositivo el cual será llamado "analizadorB1" y en la ranura de "Connection Type" se selecciona la opción "Client - Serial", la cual es la opción respectiva para indicar que el dispositivo que se va a conectar será mediante Modbus RTU, por último, se da clic en "Insert", ver figura 27. Así se tiene que proceder con los demás analizadores.

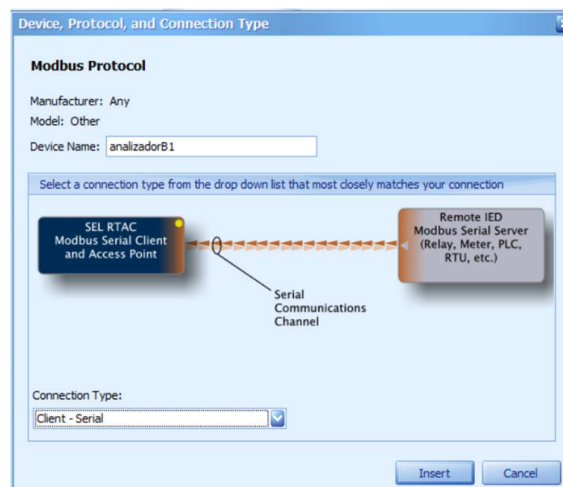


Figura 27. Creación tipo de conexión Modbus
Fuente: Autores

Una vez creado los demás analizadores que se muestran en el lado izquierdo de la figura 28, se le tiene que asignar la dirección Modbus a cada uno en la sección "Server MODBUS Address" en un rango configurable de 1 a 247 con un número diferente asignado a cada uno.

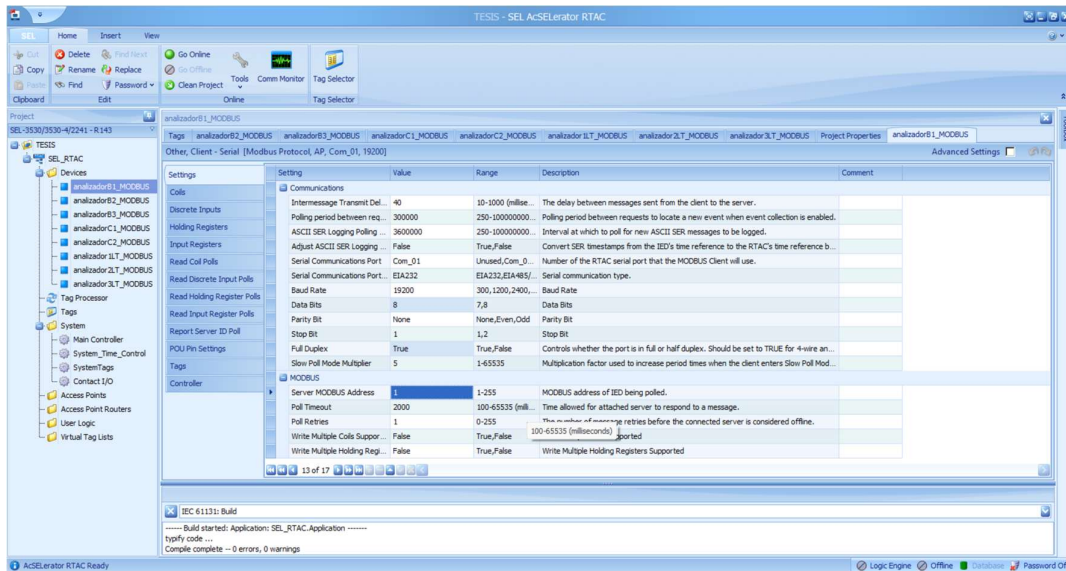


Figura 28. Asignación esclavo al Modbus RTU

Fuente: Autores

Para asegurar la correcta operación del sistema, es fundamental que el proyecto desarrollado sea cargado y puesto en línea con el RTAC. Esto se logra navegando a la pestaña de "Home" y seleccionando la opción "Go Online". El sistema solicitará las credenciales previamente establecidas en el servidor web, las cuales deben ser ingresadas para proceder con el "Login". Una vez autenticado, el proyecto se cargará satisfactoriamente y el RTAC estará operativo, ver figura 29.

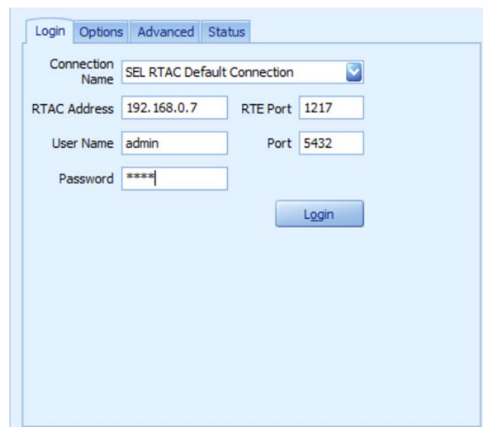


Figura 29. Ingreso en modo Online con la RTAC

Fuente: Autores

En la siguiente figura 30, se muestra que el RTAC se conectó correctamente y damos clic en "Go".

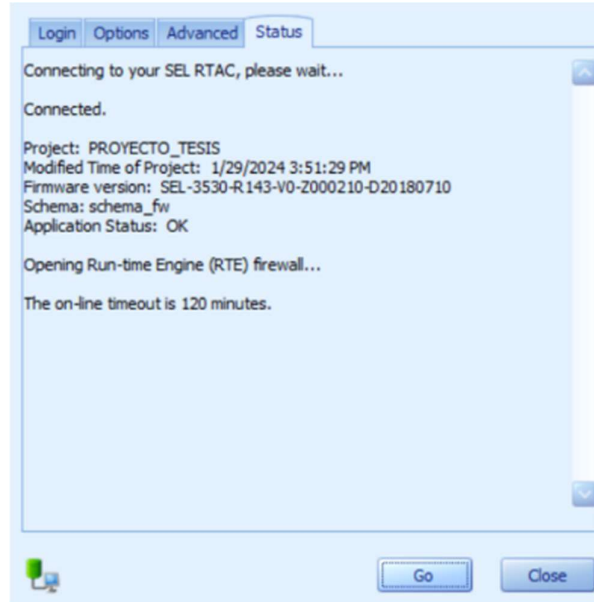


Figura 30. Ventana GO Online RTAC
Fuente: Autores

A continuación, se verá un mensaje preguntando si se quiere guardar los cambios realizados. Simplemente se da clic en "Yes", ver figura 31.

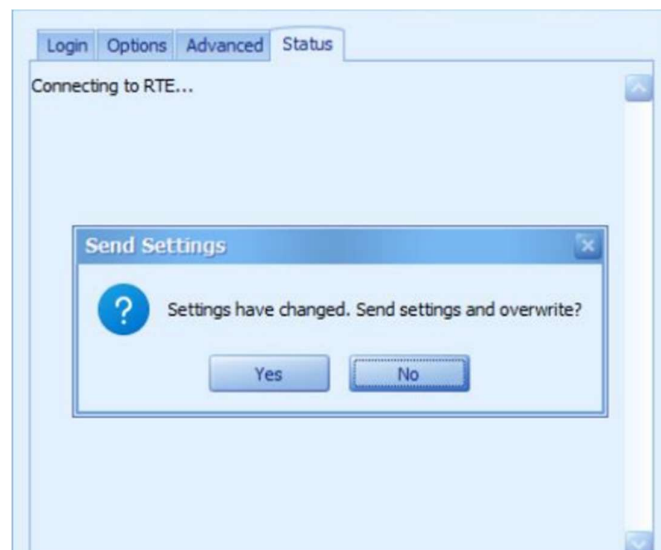


Figura 31. Ventana de aceptar cambios de configuración
Fuente: Autores

Vamos a empezar configurando la Tabla Modbus en tu RTU. Esta tabla es clave porque se encargará de enviar toda la información necesaria a tu sistema SCADA WinCC. Para crearla, ve a la pestaña "Insert", luego busca la sección "Other" y haz clic en "Modbus Protocol", ver figura 32.

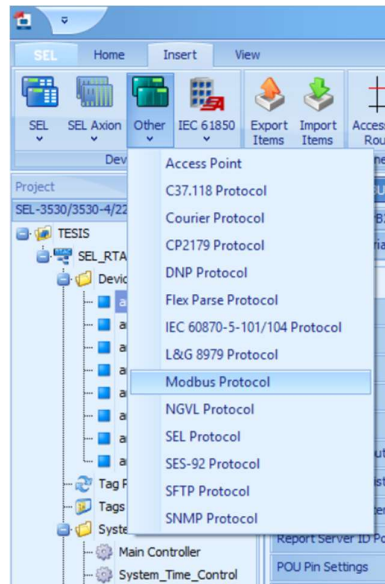


Figura 32. Creación de conexión Modbus en RTAC
Fuente: Autores

Ahora verás una ventana donde le daremos el nombre de "WINCC_SCADA". En la parte de "Connection Type", elegimos "Server - Ethernet". Para terminar, haz clic en "Insert", ver figura 33.

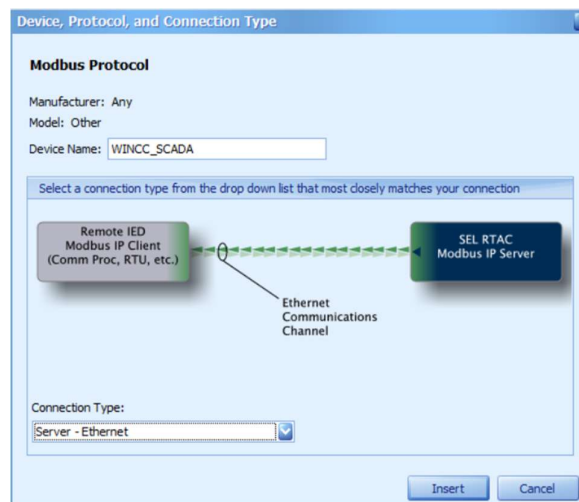


Figura 33. Creación de tipo de conexión Modbus
Fuente: Autores

Una vez que hayas creado la conexión, la verás aparecer en el lado izquierdo de tu pantalla. Ahora, ve a la pestaña "Settings" y en el campo "Client IP Address", ingresa la dirección IP que le asignaste a tu laptop: "192.168.0.2", ver figura 34.

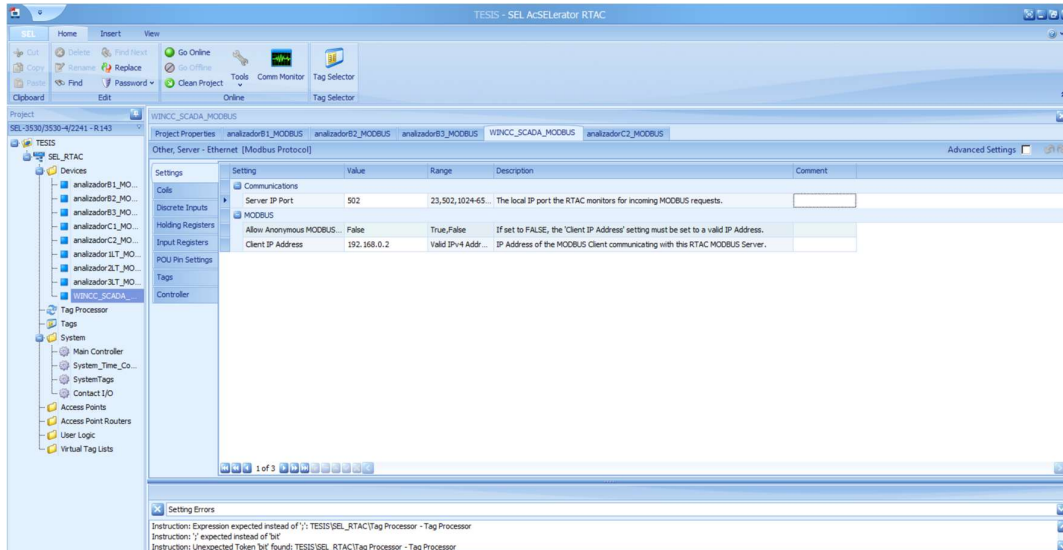


Figura 34. Asignación IP al Modbus server
Fuente: Autores

Ahora se crea la tabla de señales. En la pestaña "Input Register", se integran todas las señales de tipo analógicas (MV), ver figura 35.

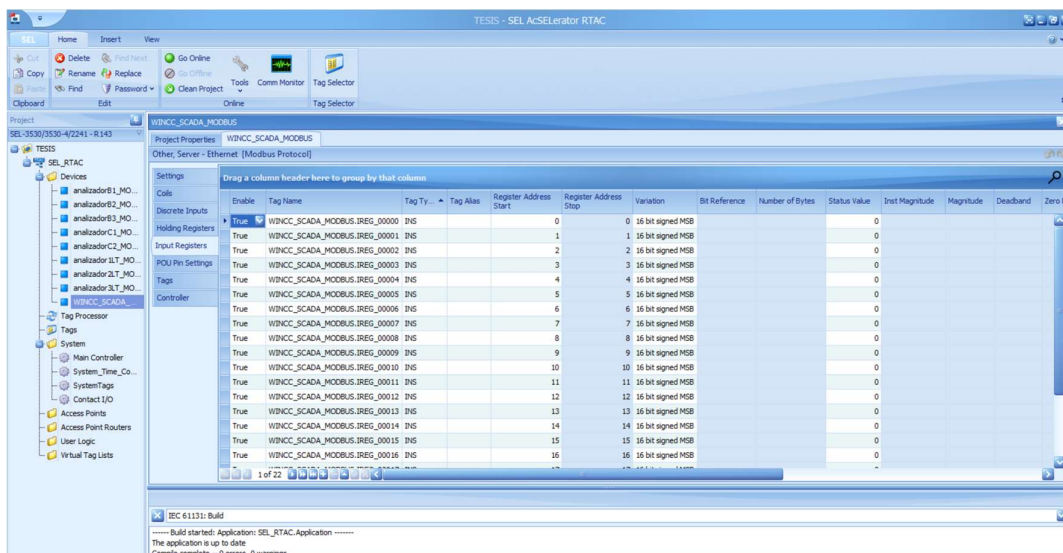


Figura 35. Creación de señales Analógicas
Fuente: Autores

El "Tag Processor" es el módulo responsable de llevar a cabo la crucial tarea de conversión y adaptación de variables para su transmisión eficiente a través del protocolo MODBUS TCP. Su operación implica que todas las variables procedentes de cada uno de los IEDs (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) son copiadas y pegadas en la sección designada como "Source Expression".

De forma simultánea, en la sección "Destination Tag Name", se incorporan las variables que previamente fueron definidas y establecidas durante la configuración de la conexión WINCC_SCADA, actuando, así como un puente de comunicación que traduce y dirige la información para su correcto intercambio entre los dispositivos de campo y el sistema de supervisión, ver figura 36.

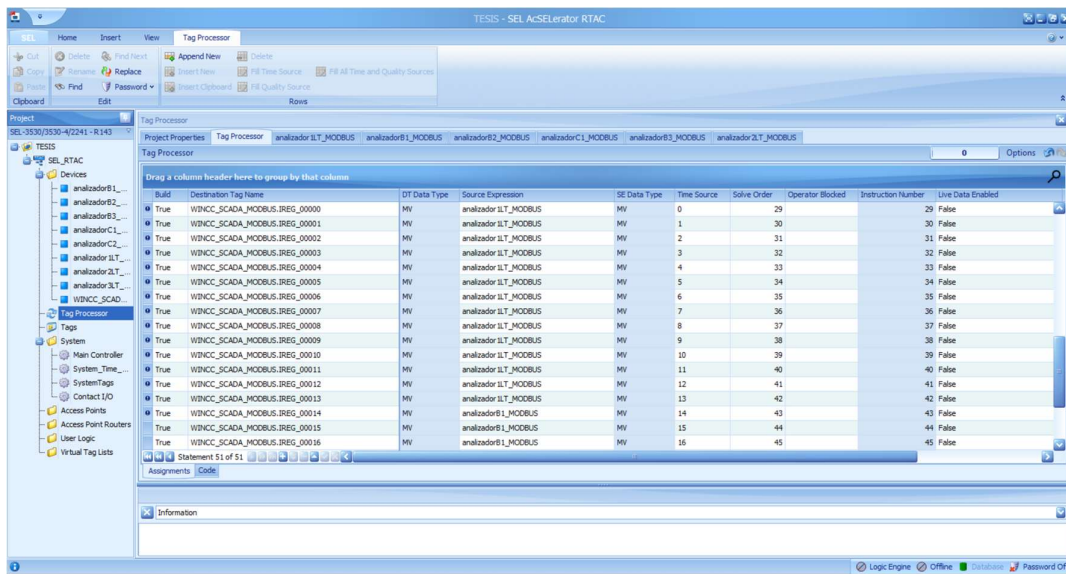


Figura 36. Conversor de datos en Tag Processor
Fuente: Autores

3.10. Configuración en WINCC – ADVANCED

El seguimiento en tiempo real del sistema se gestionó a través de la plataforma WINCC de SIEMENS. Para iniciar este proceso, fue necesario poner en marcha el software TIA PORTAL V15.1 y proceder a la creación de un nuevo proyecto. Este proyecto se le asignó el nombre de "TESIS" y se finalizó su configuración al hacer clic en "Create", ver figura 37.

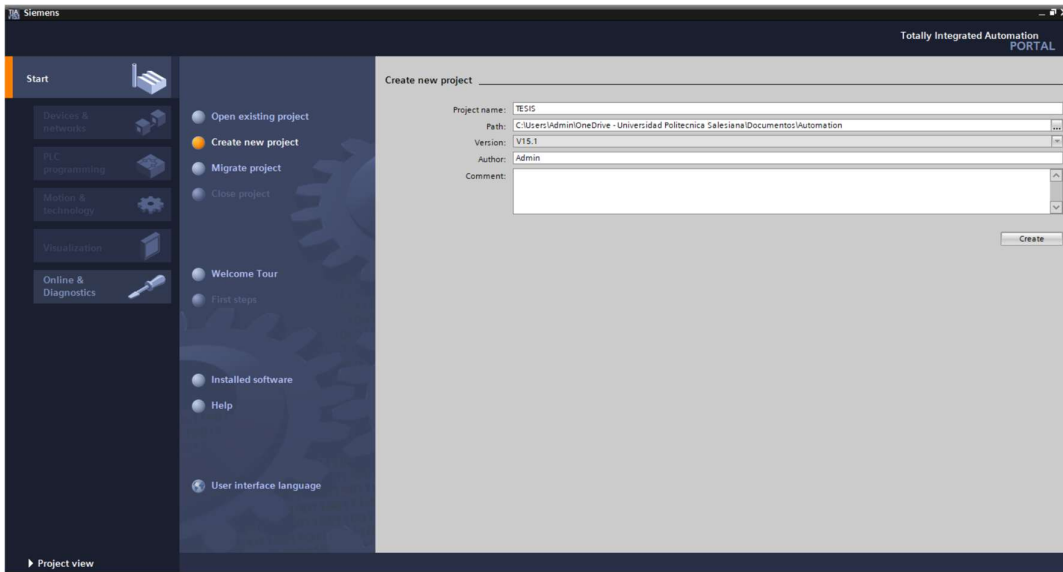


Figura 37. Creación de nuevo proyecto en TIA PORTAL
Fuente: Autores

Se mostrará una interfaz que permitirá realizar los primeros ajustes para el proyecto. En la sección titulada "Devices & networks", primero se seleccionará la opción "Add new device" y después, se hará clic en "PC systems". A continuación, se desplegará la lista de "SIMATIC HMI applications" para escoger "WINCC RT Advanced", terminando con un clic en "Add", ver figura 38.

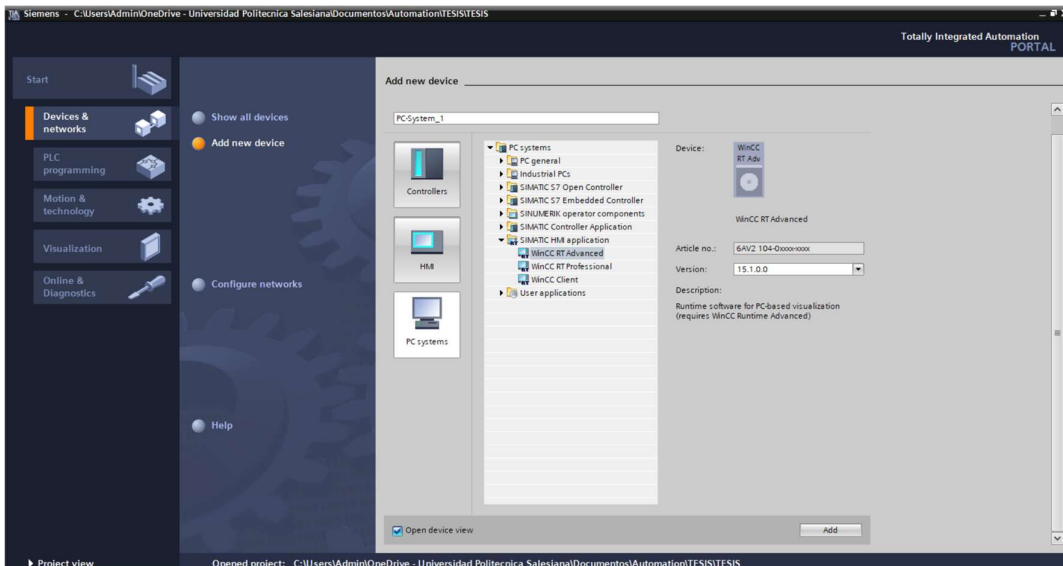


Figura 38. Creación de aplicativo HMI WINCC en software TIA PORTAL
Fuente: Autores

En el panel izquierdo del programa WinCC, debemos expandir la carpeta "HMI_RT [WINCC RT Advanced]". Una vez dentro, en la sección "Connections", se continuará a configurar la comunicación con la RTAC. A esta conexión se le llamará con el nombre "RTAC_3530" y se elegirá "Modicon MODBUS TCP/IP" como el "Communication Driver". Para terminar, se introducirá la dirección IP de la RTAC, que es "192.168.0.3", y se guardará el proyecto, ver figura 39.

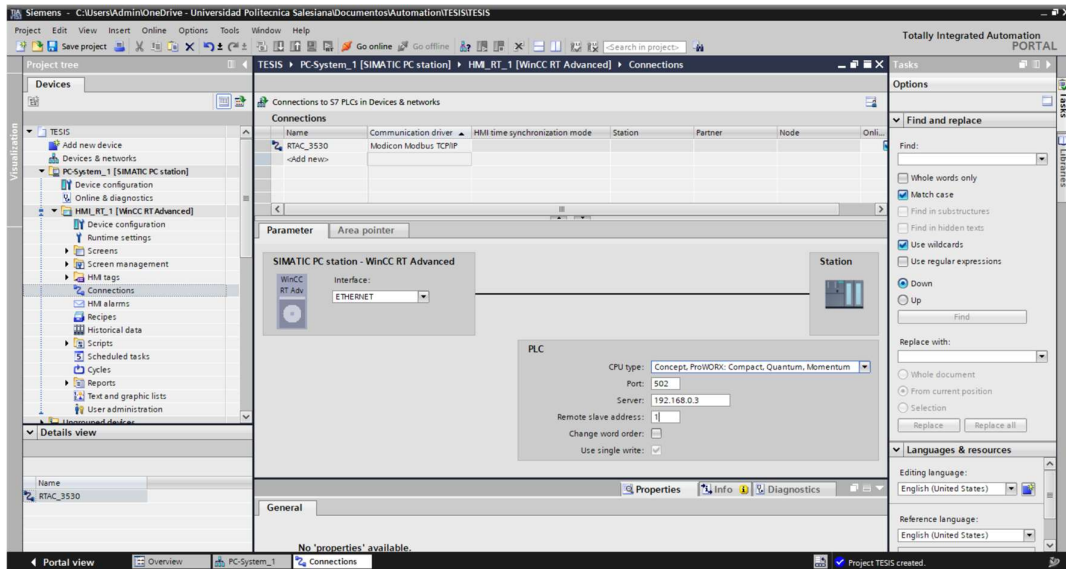


Figura 39. Configuración de conexión Modbus TCP/IP en WINCC
Fuente: Autores

Continuando con la carpeta "HMI tags", se procederá con la generación de la tabla de variables correspondientes a todos los dispositivos. Para ello, se asignará la función "3x3xxxxx" a las variables de tipo análogas, ver figura 40.

Name	Data type	Connection	PLC name	PLC tag	Address
analizadorB1_V_L1N	+-Int	RTAC_3530		<Undefined>	3x300001
analizadorB1_V_L2N	+-Int	RTAC_3530		<Undefined>	3x300002
analizadorB1_V_L3N	+-Int	RTAC_3530		<Undefined>	3x300003
analizadorB1_V_L1L2	+-Int	RTAC_3530		<Undefined>	3x300004
analizadorB1_V_L2L3	+-Int	RTAC_3530		<Undefined>	3x300005
analizadorB1_V_L3L1	+-Int	RTAC_3530		<Undefined>	3x300006
analizadorB1_Corriente_L1	+-Int	RTAC_3530		<Undefined>	3x300007
analizadorB1_Corriente_L2	+-Int	RTAC_3530		<Undefined>	3x300008
analizadorB1_Corriente_L3	+-Int	RTAC_3530		<Undefined>	3x300009
analizadorB1_Potencia_Activa	+-Int	RTAC_3530		<Undefined>	3x300010
analizadorB1_Potencia_Reactiva	+-Int	RTAC_3530		<Undefined>	3x300011
analizadorB1_Potencia_Aparente	+-Int	RTAC_3530		<Undefined>	3x300012
analizadorB1_PP	+-Int	RTAC_3530		<Undefined>	3x300013
analizadorB2_V_L1N	+-Int	RTAC_3530		<Undefined>	3x300014
analizadorB2_V_L2N	+-Int	RTAC_3530		<Undefined>	3x300015
analizadorB2_V_L3N	+-Int	RTAC_3530		<Undefined>	3x300016
analizadorB2_V_L1L2	+-Int	RTAC_3530		<Undefined>	3x300017
analizadorB2_V_L2L3	+-Int	RTAC_3530		<Undefined>	3x300018
analizadorB2_V_L3L1	+-Int	RTAC_3530		<Undefined>	3x300019
analizadorB2_Corriente_L1	+-Int	RTAC_3530		<Undefined>	3x300020
analizadorB2_Corriente_L2	+-Int	RTAC_3530		<Undefined>	3x300021
analizadorB2_Corriente_L3	+-Int	RTAC_3530		<Undefined>	3x300022
analizadorB2_Potencia_Activa	+-Int	RTAC_3530		<Undefined>	3x300023

Figura 40. Creación de variables del HMI
Fuente: Autores

Para finalizar, procederemos a expandir la carpeta "Screens" para comenzar el diseño de las interfaces visuales. En estas pantallas, se añaden diversos elementos gráficos y funcionales, tales como cuadros de texto, campos de entrada/salida (I/O fields), y botones. Luego, en la sección de "Properties" (Propiedades) de cada campo de entrada/salida, se inicia el proceso de asignación de las variables que fueron definidas en el paso anterior, ver figura 41.

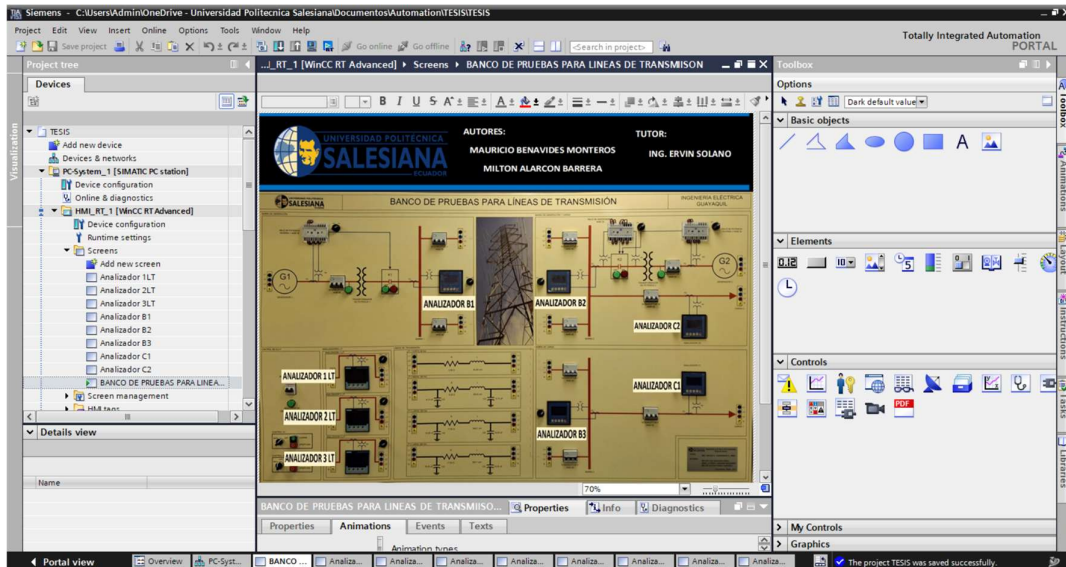


Figura 41. Asignación de variables

Fuente: Autores

4. CAPITULO IV: ANÁLISIS Y RESULTADOS

4.1. Pantalla sinóptica principal

Se procede a mostrar en la figura 42 la pantalla principal desarrollada para nuestro sistema SCADA en el entorno de TIA PORTAL con ayuda de WinCC para el banco de pruebas para líneas de transmisión. Fue realizada con un enfoque didáctico y funcional, haciendo posible la visualización y supervisión de como se comporta el banco bajo la realización de pruebas.



Figura 42. Pantalla sinóptica principal
Fuente: Autores

Los analizadores de red que tiene incorporado el tablero son esenciales, porque gracias a estos dispositivos ubicados estratégicamente, permiten una captura precisa y detallada de los parámetros eléctricos que se desean revisar, al estar en zonas como entrada de tensión y hacia la salida de la ubicación de la carga que se vaya a utilizar.

La interfaz que se desarrollo tiene una interacción intuitiva que al hacer clic sobre cualquiera de los analizadores que están en el tablero, se abrirá una ventana emergente pudiendo visualizar los valores en tiempo real de ese analizador de medición.

Este monitoreo es importante para el análisis técnico permitiendo el estudio de fenómenos eléctricos. Podemos tomar de ejemplo los valores de entrada y de salida de tensión hacia la carga, que nos ayudara a ver la caída de tensión a lo largo de las líneas, así como también poder cuantificar las pérdidas de energía y poder evaluar el impacto en la impedancia de las líneas.

En lo primordial, la combinación de hardware y software adicionado al tablero lo transforma en una herramienta de evaluación completa que optimiza la gestión de energía y facilita la resolución de fallas.

4.2. Pruebas de funcionamiento del sistema SCADA

Se realizaron las pruebas para verificar el funcionamiento del SCADA, con el fin de simular diferentes situaciones de longitud en una red eléctrica. Para estas pruebas se utilizó un motor trifásico pequeño como carga, para poder observar el comportamiento del sistema en condiciones típicas de una operación industrial.

Se consideraron tres escenarios de operación caracterizados por la longitud de las líneas, línea corta, media y larga. Cada caso permitirá analizar el impacto de la impedancia de línea sobre los parámetros electricos. A fin de obtener lecturas precisas en diferentes puntos del circuito, se integraron analizadores de red en posiciones estratégicas:

Los analizadores Siemens Sentron PAC3100 y PAC3200 fueron instalados en la línea, es decir, antes de que la energía llegue al motor. Estos dispositivos midieron variables como voltaje, corriente y potencia directamente en la alimentación. Por otro lado, los analizadores SACI ANG96 se ubicaron a la salida del motor, permitiendo registrar los valores eléctricos que recibe y consume la carga.

4.2.1. Operación del sistema SCADA con prueba de línea corta

Esta prueba se diseñó para observar el comportamiento del sistema con una línea de baja longitud (50 Km), donde la impedancia del cableado es mínima. Esto permite evaluar el desempeño eléctrico en condiciones favorables, con pocas pérdidas. Instrumentación

usada: Analizador SACI ANG96 C2 (salida de la carga) y SENTRON PAC3200 1 L/T (en la línea).

Apreciamos los datos que nos muestra el analizador PAC3200:

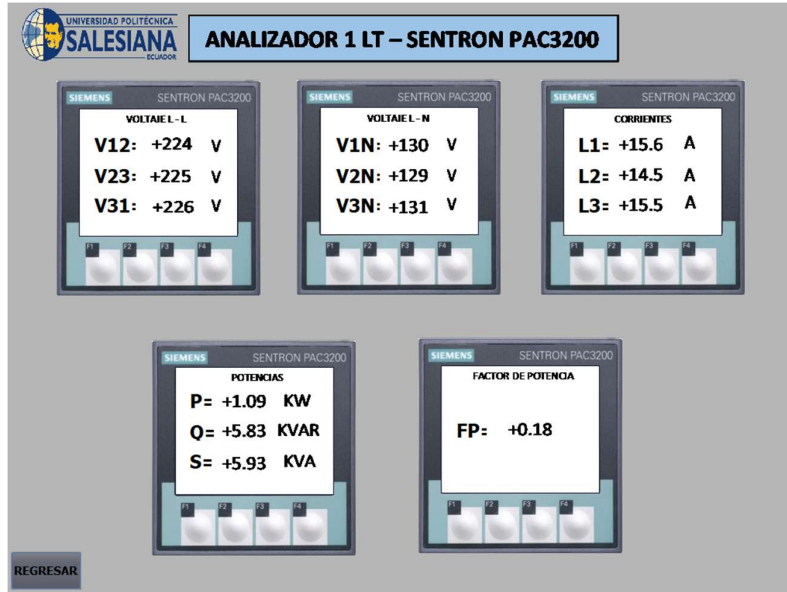


Figura 43. Datos del analizador PAC3200 - 1 L/T

Fuente: Autores

Se muestra los datos del SACI ANG96:



Figura 44. Datos del analizador ANG96 - C2

Fuente: Autores

4.2.2. Operación del sistema SCADA con prueba de línea media

En este caso, se analizó una configuración intermedia en cuanto a distancia (160 Km). El objetivo fue identificar cómo evolucionan las variables eléctricas cuando la energía debe recorrer una mayor distancia hasta llegar al motor. Instrumentación usada: Analizador SACI ANG96 C1 (salida de la carga) y SENTRON PAC3100 2 L/T (en la línea).

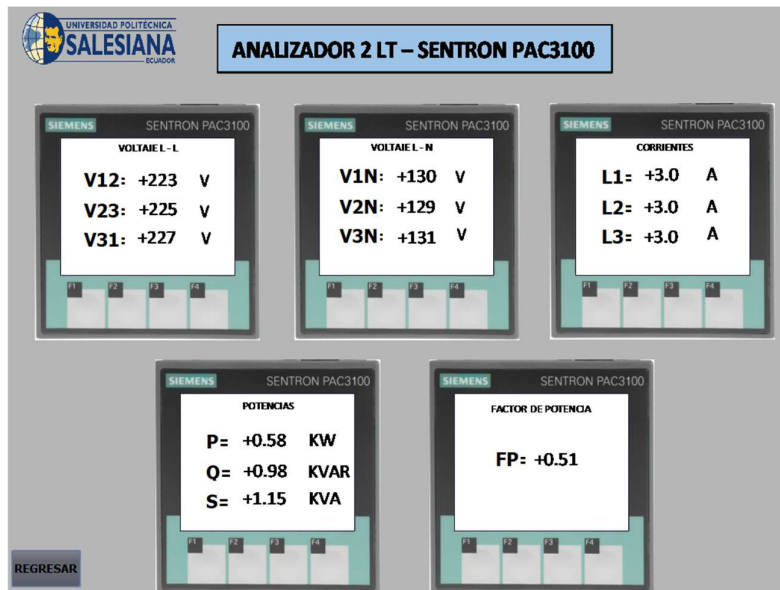


Figura 45. Datos del analizador PAC3100 – 2 L/T
Fuente: Autores

Aquí presentamos los datos del SACI ANG96:



Figura 46. Datos del analizador ANG96 - C1
Fuente: Autores

4.2.3. Operación del sistema SCADA con prueba de línea larga

En esta prueba se simuló un escenario más problemático, al simular líneas de gran longitud. Se espera encontrarnos con caídas de tensión mayores y así mismo mayores pérdidas, lo que representa un reto para la estabilidad y eficiencia del sistema. Dispositivos utilizados: SACI ANG96 C1 midiendo la salida de la carga y el SENTRON PAC100 2 L/T midiendo los datos de la línea.

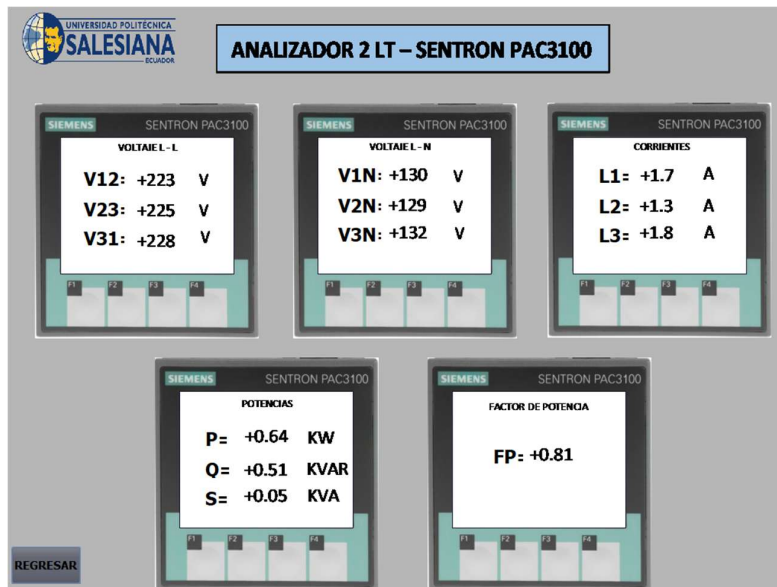


Figura 47. Datos analizador PAC3100 - 2 L/T
Fuente: Autores

En la figura 48, tenemos los datos que da el SACI AGN96:



Figura 48. Datos del analizador ANG96 - C1
Fuente: Autores

4.3. Importancia de las pruebas

Estas pruebas permiten validar la capacidad del sistema SCADA para supervisar, registrar y controlar de manera eficiente el comportamiento de cargas eléctricas bajo distintas condiciones de operación. Si bien en las pruebas realizadas se utilizó un motor trifásico como carga representativa, el sistema está diseñado para adaptarse a cualquier tipo de carga que se conecte, ya sea resistiva, inductiva o capacitiva, individual o combinada, y de diferentes niveles de demanda. El análisis comparativo entre los datos medidos en la línea (antes de la carga) y aquellos obtenidos en la salida (después de la carga) resulta fundamental para identificar fenómenos como la caída de tensión, pérdidas de potencia, variaciones en el factor de potencia y, en general, los efectos de la impedancia de la línea sobre el suministro eléctrico. Esta información es clave no solo para evaluar el desempeño del sistema ante una carga puntual, sino también para prever cómo se comportaría el sistema al incorporar otras cargas con distintas características.

Al entender cómo se adaptan las variables eléctricas según la ubicación y comportamiento de las cargas, se refuerzan las bases para realizar el diseño de un sistema SCADA más eficiente y adaptable en industrias reales, donde al ser en la realidad cualquier constante puede variar o cambiar.

4.4. Resultados esperados

El desarrollo e implementación del sistema SCADA en el banco de pruebas fue un rotundo éxito, consiguiendo la vinculación completa de todos los componentes tanto físicos como digitales. El SCADA demostró ser funcional y confiable en cada prueba realizada.

Gracias al controlador SEL-3530 que fue importante para el procesamiento y adquisición de los datos, comunicándose sin interferencias con los analizadores a través de los protocolos Modbus RTU y TCP/IP. Pudiendo recopilar las variables eléctricas más importantes para poder tomar datos y realizar un diagnóstico.

La interfaz HMI, que se creó gracias a TIA PORTAL y WinCC, mejoró la supervisión del sistema, permitiendo la visualización de los datos eléctricos en tiempo real, sin demoras y con un control seguro.

5. CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

- ✓ El diseño y comunicación del sistema SCADA mediante el SEL-3530 y el software de TIA PORTAL – WinCC permitió una plataforma confiable para monitorear en tiempo real los parámetros eléctricos de los analizadores incorporados en el tablero de banco de pruebas.
- ✓ El SCADA realizado potencia el desarrollo educativo de los estudiantes de ingeniería eléctrica, al estar interactuando directamente con simulaciones de líneas de transmisión.
- ✓ La interfaz desarrollada funciona con una alta adaptabilidad ante los diferentes escenarios de prueba que se desarrollaron, lo que evidencia su capacidad de poder mejorar al ajustarlas a otras aplicaciones dentro del laboratorio.
- ✓ La configuración correcta de los protocolos de comunicación Modbus RTU y TCP/IP permitió la fluida comunicación entre los analizadores de red y el RTAC, evidenciando la interoperabilidad de distintos dispositivos.
- ✓ Las pruebas que se realizaron confirman la utilidad de la interfaz desarrollada en WinCC, para diagnosticar el comportamiento del sistema bajo pruebas.

5.2. Recomendaciones

- ✓ Implementar bases de datos o exportación de datos históricos permitirá llevar un historial de eventos y mediciones para futuros análisis o evaluaciones de desempeño.
- ✓ Sugerimos generar una guía específica de funcionamiento y enlaces de un sistema SCADA, dirigida a estudiantes o personal del laboratorio, que muestre los pasos de configuración y desarrollo de estos sistemas.
- ✓ Se recomienda tener un conocimiento general o detallado sobre los protocolos de comunicación Modbus RTU y TCP/IP.

- ✓ Es necesario el leer los manuales respectivos de todos los equipos que se utilizaran en el sistema SCADA, para conocer sus configuración y método de comunicación que tiene integrados para saber si son compatibles o no.

- ✓ Los softwares de AcSELerator RTAC, TIA Portal y SIMATIC WinCC llegan a ser complicados si no se tienen conocimientos de ellos y demandan una curva de aprendizaje significativa. Es recomendable dedicar tiempo a documentación oficial para conocer sus capacidades, especialmente en lo que respecta a programación lógica, configuración de redes, diseño de HMI y diagnóstico de fallas.

- ✓ Se recomienda que cada configuración, prueba y ajuste realizado quede debidamente documentado. Esto facilita la trazabilidad, el mantenimiento futuro del sistema y permite replicar o escalar el proyecto con mayor seguridad.

BIBLIOGRAFIA

- [1] J. M. Blackman and T. W. Hissey, "Impact of local and wide area networks on SCADA and SCADA/EMS systems," in *IEE Colloquium on Advanced SCADA and Energy Management Systems*, 1990, pp. 8/1-815.
- [2] C.-B. Rafael, "Determinación de límites de transmisión en sistemas eléctricos de potencia," *Ingeniería, Investigación y Tecnología*, vol. 15, no. 2, pp. 271–286, 2014, doi: [https://doi.org/10.1016/S1405-7743\(14\)72216-4](https://doi.org/10.1016/S1405-7743(14)72216-4).
- [3] Rubén A. Acevedo Rueda, "ANÁLISIS DE LA CRITICIDAD DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN COMO PARTE FUNDAMENTAL EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO," Jul. 2013, Accessed: Jul. 29, 2025. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/291280292>
- [4] C. Á. P. W. Oseguera Héctor, "DISEÑO Y CONSTRUCCION DE UN BANCO DE PRUEBAS PARA LAS DIFERENTES LINEAS DE TRANSMISION," Apr. 2015, Accessed: Apr. 27, 2025. [Online]. Available: <file:///C:/Users/Admin/Downloads/UPS-GT001354.pdf>
- [5] P. TC, "A taxonomy of key management schemes of SCADA systems," *Computers and Electrical Engineering*, vol. 124, p. 110366, 2025, doi: <https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2025.110366>.
- [6] E. Ochoa and O. Florez Cediél, "Aplicación del Estándar IEC 61850 en los Sistemas de Protecciones Eléctricas para Subestaciones de Alta Tensión," *Revista Clepsidra*, vol. 5, pp. 53–59, Dec. 2009, doi: 10.26564/19001355.204.
- [7] V. Jain, V. Kumar, and S. T. Nagarajan, "Laboratory Scale Long Transmission Line SCADA," in *2018 International Conference on Power Energy, Environment and Intelligent Control (PEEIC)*, 2018, pp. 29–33. doi: 10.1109/PEEIC.2018.8665570.
- [8] NUNSYS GROUP, "¿Qué es un SCADA?: Control de Supervisión y Adquisición de Datos." Accessed: Jul. 31, 2025. [Online]. Available: <https://www.nunsys.com/scada/>
- [9] G. L. Kusic and D. L. Garrison, "Measurement of transmission line parameters from SCADA data," in *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004.*, 2004, pp. 440–445 vol.1. doi: 10.1109/PSCE.2004.1397479.
- [10] S. Committee, the Power Systems Relaying Committee of the IEEE Power, and E. Society, "IEEE Std C37.2 TM-2008 IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations IEEE Power and Energy Society," 2008.
- [11] Schneider Electric, "Interruptor termomagnético Easy9 3P 10A 10kA curva C EZ9F56310."
- [12] Siemens, "SENTRON aparato de medida 7KM PAC3100." Accessed: May 06, 2025. [Online]. Available:

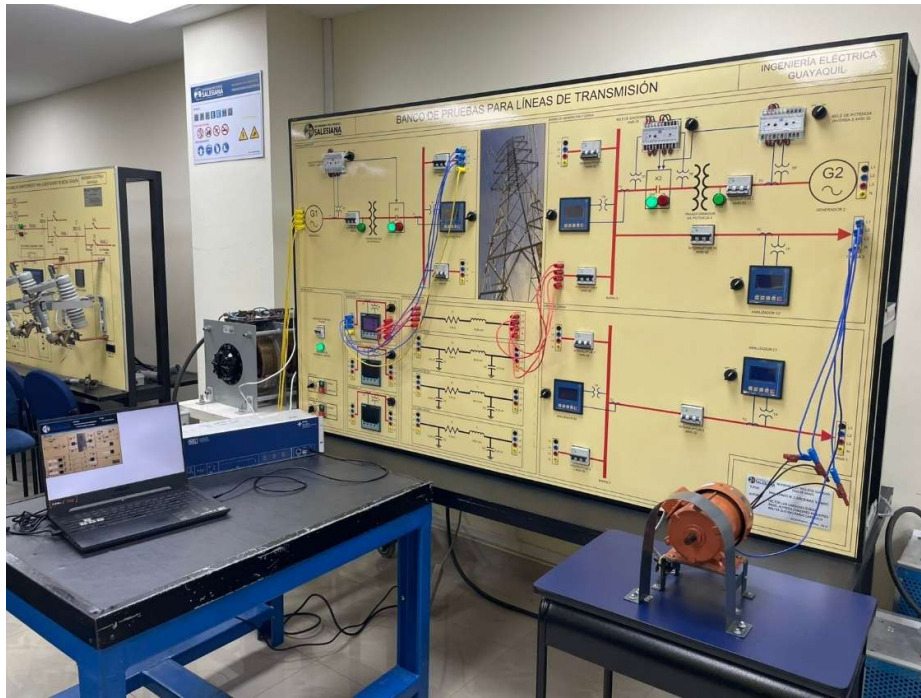
- https://cache.industry.siemens.com/dl/files/976/37881976/att_834832/v1/sentron_pac3100_manual_es_03_es-MX.pdf
- [13] IMPROSELEC S.A., “Medidor Sentron PAC3100,” Medidor Sentron PAC3100. Accessed: Jul. 30, 2025. [Online]. Available: <https://improselec.com/producto/pac3100-7km3133-0ba00-3aa0/>
- [14] Siemens, “SENTRON PAC3200,” 2008. Accessed: May 06, 2025. [Online]. Available: https://cache.industry.siemens.com/dl/files/150/26504150/att_906556/v1/A5E01168664D-02_ES_122016_201612221316330094.pdf
- [15] EMELTEC, “Medidor Sentron PAC3200,” Medidor Sentron PAC3200. Accessed: Jul. 30, 2025. [Online]. Available: <https://emeltec.cl/producto/medidor-sentron-pac3200/>
- [16] SACI, “Analizador de red Network analyzer ANG96.” Accessed: May 06, 2025. [Online]. Available: https://www.saci.es/downloads/Analizadores/NV/SACI_FT_ANG96.pdf
- [17] SACI, “Analizador de red ANG96,” Analizador de red ANG96. Accessed: Jul. 30, 2025. [Online]. Available: <https://www.saci.es/producto/analizador-red-ang96/>
- [18] MULTITEK, “multitek MONITORING RELAYS.”
- [19] ELICE, “ESTUDIO DE CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN QUE IMPIDEN LA INYECCIÓN DE ENERGÍA DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA. INFORME TÉCNICO PREPARADO PARA.” [Online]. Available: www.elice.cl-contacto@elice.cl
- [20] Schneider Electric Egypt and North East Africa, “What is the definition of ANSI 25 - Synchro-check?” Accessed: Jun. 23, 2025. [Online]. Available: <https://www.se.com/eg/en/faqs/FA362674/>
- [21] Sel, “SEL-3530 Real-Time Automation Controller (RTAC) Instruction Manual 20241217,” 2009. [Online]. Available: <https://selinc.com/company/termsandconditions/>.
- [22] SEL (schweitzer engineering laboratories), “SEL-3530 Controlador de automatización en tiempo real (RTAC),” SEL. Accessed: Apr. 29, 2025. [Online]. Available: <https://selinc.com/es/products/3530/>
- [23] S. Tamboli, M. Rawale, R. Thoraiet, and S. Agashe, “Implementation of Modbus RTU and Modbus TCP communication using Siemens S7-1200 PLC for batch process,” in *2015 International Conference on Smart Technologies and Management for Computing, Communication, Controls, Energy and Materials (ICSTM)*, 2015, pp. 258–263. doi: 10.1109/ICSTM.2015.7225424.
- [24] TRITEK, “¿Necesita comunicación RS485 en baterías de litio?” Accessed: Jul. 30, 2025. [Online]. Available: <https://tritekbattery.com/es/rs485-communication-in-lithium-batteries/>

- [25] Bobby Brown, “Modbus giao thức truyền thông là gì? Hiểu Modbus RTU ngay lập tức.” Accessed: Jul. 30, 2025. [Online]. Available: <https://www.lorric.com/vn/Articles/flowmeter-technology/ultrasonic-flowmeter/modbus-rtu>
- [26] SEL, “SEL-5033,” Software acSELeRator RTAC. Accessed: Jun. 24, 2025. [Online]. Available: <https://selinc.com/es/products/5033/>
- [27] B. Hasan, S. S.-H. Mohani, S. S. Hussain, S. Yasin, W. A. Alvi, and O. Saeed, “Implementation of Supervisory Control and Data Acquisition - SCADA on a PLC and VFD Controlled Digital Mixing Plant Using TIA Portal,” in *2019 4th International Conference on Emerging Trends in Engineering, Sciences and Technology (ICEEST)*, 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/ICEEST48626.2019.8981705.
- [28] Dayane Neves, “Como baixar e instalar o TIA Portal Siemens V15.1.” Accessed: Jul. 30, 2025. [Online]. Available: <https://inetec.com.br/como-baixar-e-instalar-o-tia-portal-siemens-v15-1/>
- [29] A. Faryal, F. Umer, M. Amjad, Z. Rashid, and A. Muhammad, “Modelling and Simulation of SCADA and PLC System for Power System Protection Laboratory,” *Electrical, Control and Communication Engineering*, vol. 17, pp. 19–25, Jun. 2021, doi: 10.2478/ecce-2021-0003.
- [30] Siemens, “SIMATIC WinCC (TIA Portal) Engineering,” SIMATIC WinCC (TIA Portal). Accessed: Jun. 24, 2025. [Online]. Available: <https://mall.industry.siemens.com/mall/es/WW/Catalog/Products/10090965>
- [31] PHS, “WinCC.” Accessed: Jul. 30, 2025. [Online]. Available: <https://www.plc-hmi-scadas.com/blog/wincc/>
- [32] Verónica Marilú Navarrete Ronquillo, “CLASIFICACION DE FALLAS ELECTRICAS EN LINEAS DE TRANSMISION USANDO TECNICAS DE PROCESAMIENTO DE SEÑALES DISPERSAS Y RUIDOSAS,” 2019.
- [33] SACI, “ANG96 Multifunction Power Meter Modbus-RTU.”
- [34] Siemens, “PAC3100_es.” [Online]. Available: www.siemens.com/lowvoltage
- [35] Siemens, “SENTRON PAC3200,” 2008. [Online]. Available: <http://www.siemens.com/industrialsecurity>.

ANEXOS

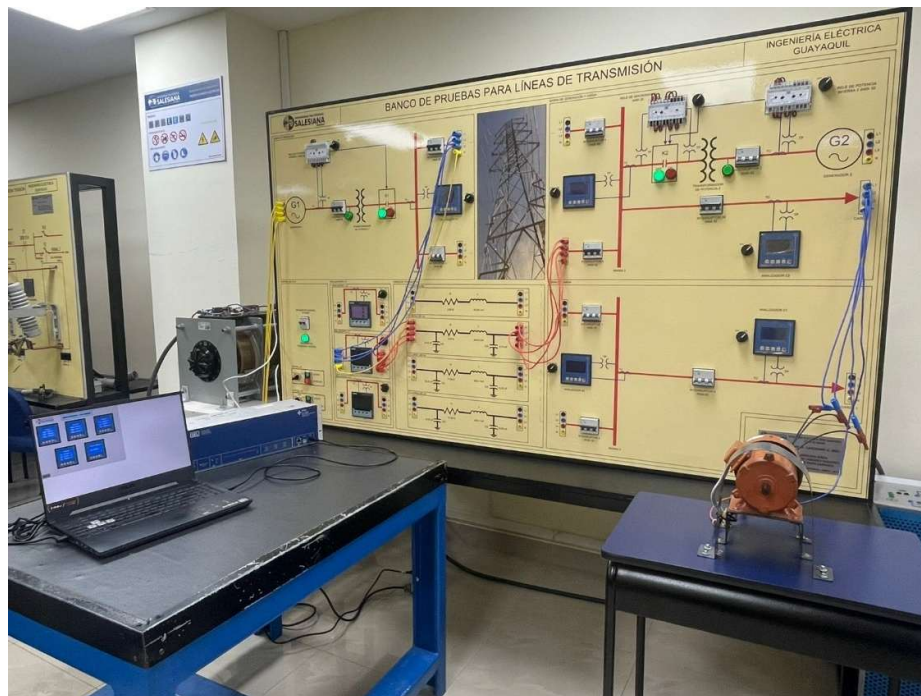
Anexo 1. Pruebas físicas en laboratorio de protecciones – prueba de línea corta.

Fuente: Autores



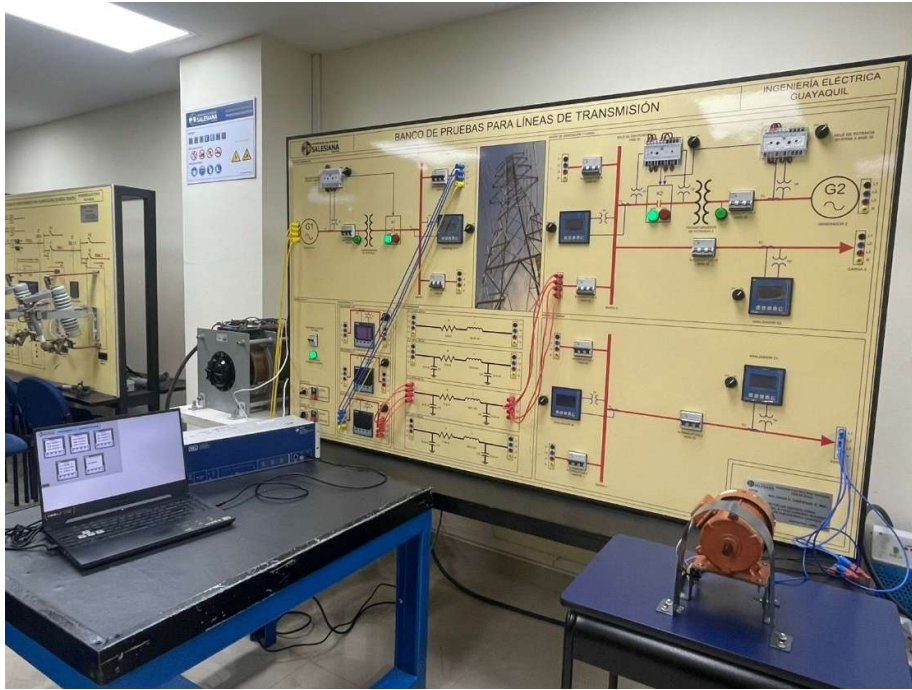
Anexo 2. Pruebas físicas en laboratorio de protecciones – prueba de línea media.

Fuente: Autores



Anexo 3. Pruebas físicas en laboratorio de protecciones – prueba de línea larga.

Fuente: Autores



Anexo 5. Manual SACI ANG96 – 3.1. Addresses for instantaneous variables.

Fuente: Manual técnico del SACI ANG96, SACI S.L., 2022.

Address	Format	Description	Unit	R/W
0000	FLOAT	Voltage (L1-to-Neutral) (U1)	V	R
0002	FLOAT	Voltage (L3-to-L1) (U31)	V	R
0004	FLOAT	Current L1 (I1)	A	R
0006	FLOAT	THD% Current L1 (I1%)	%	R
0008	FLOAT	THD% Voltage (L1-to-Neutral) (U1%)	%	R
0010	FLOAT	Active Power L1 (P1)	KW	R
0012	FLOAT	Power factor (COSΦ) L1 (Pf1)	---	R
0014	FLOAT	Reactive Power L1 (Q1)	Kvar	R
0016	FLOAT	Apparent Power L1 (S1)	KVA	R
0018	FLOAT	Voltage (L2-to-Neutral) (U2)	V	R
0020	FLOAT	Voltage (L1-to-L2) (U12)	V	R
0022	FLOAT	Current L2 (I2)	A	R
0024	FLOAT	THD% Current L2 (I2%)	%	R
0026	FLOAT	THD% Voltage (L2-to-Neutral) (U2%)	%	R
0028	FLOAT	Active Power L2 (P2)	KW	R
0030	FLOAT	Power factor (COSΦ) L2 (Pf2)	---	R
0032	FLOAT	Reactive Power L2 (Q2)	Kvar	R
0034	FLOAT	Apparent Power L2 (S2)	KVA	R
0036	FLOAT	Voltage (L3-to-Neutral) (U3)	V	R
0038	FLOAT	Voltage (L2-to-L3) (U23)	V	R
0040	FLOAT	Current L3 (I3)	A	R
0042	FLOAT	THD% Current L3 (I3%)	%	R
0044	FLOAT	THD% Voltage (L3-to-Neutral) (U3%)	%	R
0046	FLOAT	Active Power L3 (P3)	KW	R
0048	FLOAT	Power factor(COSΦ) L3 (Pf3)	---	R
0050	FLOAT	Reactive Power L3 (Q3)	Kvar	R
0052	FLOAT	Apparent Power L3 (S3)	KVA	R
0054	FLOAT	Neutral current (In)	A	R
0056	FLOAT	Frequency (F)	Hz	R
0058	FLOAT	Power factor (COSΦ) Total (Pft)	----	R
0060	FLOAT	Apparent Power total (St)	KVA	R
0062	FLOAT	Active Power total(Pt)	KW	R
0064	FLOAT	Reactive Power total (Qt)	Kvar	R
0066	FLOAT	Import Active Energy (Consumed)	kWh	R
0068	FLOAT	Export Active Energy (Generated)	kWh	R
0070	FLOAT	Reactive Energy. Inductive (L)	kvarh	R
0072	FLOAT	Reactive Energy. Capacitive (C)	kvarh	R
0074	FLOAT	Generator Mode. Import Active Energy (Consumed)	kWh	R
0076	FLOAT	Generator Mode. Export Active Energy (Generated)	kWh	R

0078	FLOAT	Generator Mode. Reactive Energy. Inductive (L)	kvarh	R
0080	FLOAT	Generator Mode. Reactive Energy. Capacitive (C)	kvarh	R
0082	LONG	Import Active Energy Time Counter. FIRST WORD: HOURS. SECOND WORD: MINUTES + SECONDS		R
0084	LONG	Export Active Energy Time Counter. FIRST WORD: HOURS. SECOND WORD: MINUTES + SECONDS		R
0086	LONG	Generator Mode. Import Active Energy Time Counter. FIRST WORD: HOURS. SECOND WORD: MINUTES + SECONDS		R
0088	LONG	Generator Model. Export Active Energy Time Counter. FIRST WORD: HOURS. SECOND WORD: MINUTES + SECONDS		R

Anexo 6. Manual Siemens Sentron PAC3100 – tabla: A-7

Fuente: Manual técnico del medidor SENTRON PAC3100, Siemens AG, 2014.

Offset	Número de registros	Nombre	Formato	Unidad	Rango admitido	Acceso
73	2	Potencia aparente máxima L1	Float	VA	-	R
75	2	Potencia aparente máxima L2	Float	VA	-	R
77	2	Potencia aparente máxima L3	Float	VA	-	R
79	2	Potencia activa máxima L1	Float	W	-	R
81	2	Potencia activa máxima L2	Float	W	-	R
83	2	Potencia activa máxima L3	Float	W	-	R
85	2	Potencia reactiva máxima L1 (Q1)	Float	var	-	R
87	2	Potencia reactiva máxima L2 (Q1)	Float	var	-	R
89	2	Potencia reactiva máxima L3 (Q1)	Float	var	-	R
91	2	Corriente máxima por neutro	Float	A	-	R
93	2	Frecuencia máxima	Float	Hz	45 ... 65	R
101	2	Potencia aparente total máxima	Float	VA	-	R
103	2	Potencia activa total máxima	Float	W	-	R
105	2	Potencia reactiva total máxima (Q1)	Float	var	-	R
107	2	Factor de potencia total máximo	Float		-	R
109	2	Tensión mínima L1-N	Float	V	-	R
111	2	Tensión mínima L2-N	Float	V	-	R
113	2	Tensión mínima L3-N	Float	V	-	R
115	2	Tensión mínima L1-L2	Float	V	-	R
117	2	Tensión mínima L2-L3	Float	V	-	R
119	2	Tensión mínima L3-L1	Float	V	-	R
121	2	Corriente mínima L1	Float	A	-	R
123	2	Corriente mínima L2	Float	A	-	R
125	2	Corriente mínima L3	Float	A	-	R
127	2	Potencia aparente mínima L1	Float	VA	-	R
129	2	Potencia aparente mínima L2	Float	VA	-	R
131	2	Potencia aparente mínima L3	Float	VA	-	R
133	2	Potencia activa mínima L1	Float	W	-	R
135	2	Potencia activa mínima L2	Float	W	-	R
137	2	Potencia activa mínima L3	Float	W	-	R
139	2	Potencia reactiva mínima L1 (Q1)	Float	var	-	R
141	2	Potencia reactiva mínima L2 (Q1)	Float	var	-	R
143	2	Potencia reactiva mínima L3 (Q1)	Float	var	-	R
145	2	Corriente mínima por neutro	Float	A	-	R
147	2	Frecuencia mínima	Float	Hz	45 ... 65	R
155	2	Potencia aparente total mínima	Float	VA	-	R
157	2	Potencia activa total mínima	Float	W	-	R
159	2	Potencia reactiva total mínima (Q1)	Float	var	-	R
161	2	Factor de potencia total mínimo	Float		-	R
205	2	Diagnóstico y estado de dispositivo*	Unsigned long	-	Byte 1 estado de sistema	R

Offset	Número de registros	Nombre	Formato	Unidad	Rango admitido	Acceso
73	2	Potencia aparente máxima L1	Float	VA	-	R
75	2	Potencia aparente máxima L2	Float	VA	-	R
77	2	Potencia aparente máxima L3	Float	VA	-	R
79	2	Potencia activa máxima L1	Float	W	-	R
81	2	Potencia activa máxima L2	Float	W	-	R
83	2	Potencia activa máxima L3	Float	W	-	R
85	2	Potencia reactiva máxima L1 (Q1)	Float	var	-	R
87	2	Potencia reactiva máxima L2 (Q1)	Float	var	-	R
89	2	Potencia reactiva máxima L3 (Q1)	Float	var	-	R
91	2	Corriente máxima por neutro	Float	A	-	R
93	2	Frecuencia máxima	Float	Hz	45 ... 65	R
101	2	Potencia aparente total máxima	Float	VA	-	R
103	2	Potencia activa total máxima	Float	W	-	R
105	2	Potencia reactiva total máxima (Q1)	Float	var	-	R
107	2	Factor de potencia total máximo	Float		-	R
109	2	Tensión mínima L1-N	Float	V	-	R
111	2	Tensión mínima L2-N	Float	V	-	R
113	2	Tensión mínima L3-N	Float	V	-	R
115	2	Tensión mínima L1-L2	Float	V	-	R
117	2	Tensión mínima L2-L3	Float	V	-	R
119	2	Tensión mínima L3-L1	Float	V	-	R
121	2	Corriente mínima L1	Float	A	-	R
123	2	Corriente mínima L2	Float	A	-	R
125	2	Corriente mínima L3	Float	A	-	R
127	2	Potencia aparente mínima L1	Float	VA	-	R
129	2	Potencia aparente mínima L2	Float	VA	-	R
131	2	Potencia aparente mínima L3	Float	VA	-	R
133	2	Potencia activa mínima L1	Float	W	-	R
135	2	Potencia activa mínima L2	Float	W	-	R
137	2	Potencia activa mínima L3	Float	W	-	R
139	2	Potencia reactiva mínima L1 (Q1)	Float	var	-	R
141	2	Potencia reactiva mínima L2 (Q1)	Float	var	-	R
143	2	Potencia reactiva mínima L3 (Q1)	Float	var	-	R
145	2	Corriente mínima por neutro	Float	A	-	R
147	2	Frecuencia mínima	Float	Hz	45 ... 65	R
155	2	Potencia aparente total mínima	Float	VA	-	R
157	2	Potencia activa total mínima	Float	W	-	R
159	2	Potencia reactiva total mínima (Q1)	Float	var	-	R
161	2	Factor de potencia total mínimo	Float		-	R
205	2	Diagnóstico y estado de dispositivo*	Unsigned long	-	Byte 1 estado de sistema	R

Offset	Número de registros	Nombre	Formato	Unidad	Rango admitido	Acceso
207	2	Estado de las salidas digitales*	Unsigned long	-	Byte 3 Bit 0 = salida 0 Bit 1 = salida 1	R
209	2	Estado de las entradas digitales*	Unsigned long	-	Byte 3 Bit 0 = entrada 0 Bit 1 = entrada 1	R
217	2	Contador de cambios relevantes de parámetros	Unsigned long	-	-	R
219	2	Contador de todos los cambios de parámetros	Unsigned long	-	-	R
501	2	Potencia activa acumulada importada en periodo transcurrido	Float	W	-	R
503	2	Potencia reactiva acumulada importada en periodo transcurrido	Float	var	-	R
505	2	Potencia activa acumulada exportada en periodo transcurrido	Float	W	-	R
507	2	Potencia reactiva acumulada exportada en periodo transcurrido	Float	var	-	R
509	2	Potencia activa máxima en periodo transcurrido	Float	W	-	R
511	2	Potencia activa mínima en periodo transcurrido	Float	W	-	R
513	2	Potencia reactiva máxima en periodo transcurrido	Float	var	-	R
515	2	Potencia reactiva mínima en periodo transcurrido	Float	var	-	R
517	2	Duración del periodo transcurrido	Unsigned long	s	-	R
519	2	Tiempo desde comienzo del periodo momentáneo	Unsigned long	s	-	R
801	4	Energía activa (importada, exportada, saldo)	Double	Wh	Desbordamiento 1.0e+12	RW
805	4	Energía reactiva (importada, exportada, saldo)	Double	varh	Desbordamiento 1.0e+12	RW
2803	4	Energía activa (importada, exportada, saldo)	Float	Wh	Desbordamiento 1.0e+12	RW
2805	4	Energía reactiva (importada, exportada, saldo)	Float	varh	Desbordamiento 1.0e+12	RW

Anexo 7. Manual Siemens Sentron PAC3200 – Tabla 3-6. Magnitudes medidas disponibles.

Fuente: Manual técnico del medidor SENTRON PAC3200, Siemens AG, 2016.

Offset	Número de registros	Nombre	Formato	Unidad	Rango admitido	Acceso
1	2	Tensión U_{L1-N}	Float	V	-	R
3	2	Tensión U_{L2-N}	Float	V	-	R
5	2	Tensión U_{L3-N}	Float	V	-	R
7	2	Tensión U_{L1-L2}	Float	V	-	R
9	2	Tensión U_{L2-L3}	Float	V	-	R
11	2	Tensión U_{L3-L1}	Float	V	-	R
13	2	Corriente L1	Float	A	-	R
15	2	Corriente L2	Float	A	-	R
17	2	Corriente L3	Float	A	-	R
19	2	Potencia aparente L1	Float	VA	-	R
21	2	Potencia aparente L2	Float	VA	-	R
23	2	Potencia aparente L3	Float	VA	-	R
25	2	Potencia activa L1	Float	W	-	R
27	2	Potencia activa L2	Float	W	-	R
29	2	Potencia activa L3	Float	W	-	R
31	2	Potencia reactiva L1	Float	var	-	R
33	2	Potencia reactiva L2	Float	var	-	R
35	2	Potencia reactiva L3	Float	var	-	R
37	2	Factor de potencia L1	Float	-	0 ... 1	R
39	2	Factor de potencia L2	Float	-	0 ... 1	R
41	2	Factor de potencia L3	Float	-	0 ... 1	R
43	2	THD-R en tensión L1	Float	%	0 ... 100	R
45	2	THD-R en tensión L2	Float	%	0 ... 100	R
47	2	THD-R en tensión L3	Float	%	0 ... 100	R
49	2	THD-R en corriente L1	Float	%	0 ... 100	R
51	2	THD-R en corriente L2	Float	%	0 ... 100	R
53	2	THD-R en corriente L3	Float	%	0 ... 100	R
55	2	Frecuencia	Float	Hz	45 ... 65	R
57	2	Tensión media U_{L-N}	Float	V	-	R
59	2	Tensión media U_{L-L}	Float	V	-	R
61	2	Corriente media	Float	A	-	R
63	2	Potencia aparente total	Float	VA	-	R
65	2	Potencia activa total	Float	W	-	R
67	2	Potencia reactiva total	Float	var	-	R
69	2	Factor de potencia total	Float	-	-	R
71	2	Desbalance de amplitudes en tensión	Float	%	0 ... 100	R
73	2	Desbalance de amplitudes en corriente	Float	%	0 ... 200	R
75	2	Tensión máxima U_{L1-N}	Float	V	-	R

Offset	Número de registros	Nombre	Formato	Unidad	Rango admitido	Acceso
77	2	Tensión máxima U_{L2-N}	Float	V	-	R
79	2	Tensión máxima U_{L3-N}	Float	V	-	R
81	2	Tensión máxima U_{L1-L2}	Float	V	-	R
83	2	Tensión máxima U_{L2-L3}	Float	V	-	R
85	2	Tensión máxima U_{L3-L1}	Float	V	-	R
87	2	Corriente máxima L1	Float	A	-	R
89	2	Corriente máxima L2	Float	A	-	R
91	2	Corriente máxima L3	Float	A	-	R
93	2	Potencia aparente máxima L1	Float	VA	-	R
95	2	Potencia aparente máxima L2	Float	VA	-	R
97	2	Potencia aparente máxima L3	Float	VA	-	R
99	2	Potencia activa máxima L1	Float	W	-	R
101	2	Potencia activa máxima L2	Float	W	-	R
103	2	Potencia activa máxima L3	Float	W	-	R
105	2	Potencia reactiva máxima L1	Float	var	-	R
107	2	Potencia reactiva máxima L2	Float	var	-	R
109	2	Potencia reactiva máxima L3	Float	var	-	R
111	2	Factor de potencia máximo L1	Float		0 ... 1	R
113	2	Factor de potencia máximo L2	Float		0 ... 1	R
115	2	Factor de potencia máximo L3	Float		0 ... 1	R
117	2	THD-R máxima en tensión L1	Float	%	0 ... 100	R
119	2	THD-R máxima en tensión L2	Float	%	0 ... 100	R
121	2	THD-R máxima en tensión L3	Float	%	0 ... 100	R
123	2	THD-R máxima en corriente L1	Float	%	0 ... 100	R
125	2	THD-R máxima en corriente L2	Float	%	0 ... 100	R
127	2	THD-R máxima en corriente L3	Float	%	0 ... 100	R
129	2	Frecuencia máxima	Float	Hz	45 ... 65	R
131	2	Tensión media máxima U_{L-N}	Float	V	-	R
133	2	Tensión media máxima U_{L-L}	Float	V	-	R
135	2	Corriente media máxima	Float	A	-	R
137	2	Potencia aparente total máxima	Float	VA	-	R
139	2	Potencia activa total máxima	Float	W	-	R
141	2	Potencia reactiva total máxima	Float	var	-	R
143	2	Factor de potencia total máximo	Float		-	R
145	2	Tensión mínima U_{L1-N}	Float	V	-	R
147	2	Tensión mínima U_{L2-N}	Float	V	-	R
149	2	Tensión mínima U_{L3-N}	Float	V	-	R
151	2	Tensión mínima U_{L1-L2}	Float	V	-	R
153	2	Tensión mínima U_{L2-L3}	Float	V	-	R
155	2	Tensión mínima U_{L3-L1}	Float	V	-	R
157	2	Corriente mínima L1	Float	A	-	R

Offset	Número de registros	Nombre	Formato	Unidad	Rango admitido	Acceso
159	2	Corriente mínima L2	Float	A	-	R
161	2	Corriente mínima L3	Float	A	-	R
163	2	Potencia aparente mínima L1	Float	VA	-	R
165	2	Potencia aparente mínima L2	Float	VA	-	R
167	2	Potencia aparente mínima L3	Float	VA	-	R
169	2	Potencia activa mínima L1	Float	W	-	R
171	2	Potencia activa mínima L2	Float	W	-	R
173	2	Potencia activa mínima L3	Float	W	-	R
175	2	Potencia reactiva mínima L1	Float	var	-	R
177	2	Potencia reactiva mínima L2	Float	var	-	R
179	2	Potencia reactiva mínima L3	Float	var	-	R
181	2	Factor de potencia mínimo L1	Float	-	0 ... 1	R
183	2	Factor de potencia mínimo L2	Float	-	0 ... 1	R
185	2	Factor de potencia mínimo L3	Float	-	0 ... 1	R
187	2	Frecuencia mínima	Float	Hz	45 ... 65	R
189	2	Tensión media mínima U _{L-N}	Float	V	-	R
191	2	Tensión media mínima U _{L-L}	Float	V	-	R
193	2	Corriente media mínima	Float	A	-	R
195	2	Potencia aparente total mínima	Float	VA	-	R
197	2	Potencia activa total mínima	Float	W	-	R
199	2	Potencia reactiva total mínima	Float	var	-	R
201	2	Factor de potencia total mínimo	Float	var	-	R
203	2	Violaciones de límite*	Unsigned long	-	Byte 3 bit 0 límite 0	R
205	2	Diagnóstico y estado de dispositivo*	Unsigned long	-	Byte 0 estado de sistema	R
207	2	Estado de las salidas digitales*	Unsigned long	-	Byte 3 bit 0 salida 0	R
209	2	Estado de las entradas digitales*	Unsigned long	-	Byte 3 bit 0 entrada 0	R
211	2	Tarifa activa	Unsigned long	-	0 = Tarifa 1 1 = Tarifa 2	R
213	2	Contador de horas de funcionamiento	Unsigned long	s	0 ... 999999999	RW
215	2	Contador universal	Unsigned long	-	0 ... 999999999	RW
217	2	Contador de cambios relevantes de parámetros	Unsigned long	-	-	R
219	2	Contador de todos los cambios de parámetros	Unsigned long	-	-	R
221	2	Contador de violaciones de límite	-	-	-	R
501	2	Demanda potencia activa importada	Float	W	-	R
503	2	Demanda potencia reactiva importada	Float	var	-	R
505	2	Demanda potencia activa exportada	Float	W	-	R
507	2	Demanda potencia reactiva exportada	Float	var	-	R

Offset	Número de registros	Nombre	Formato	Unidad	Rango admitido	Acceso
509	2	Lectura de potencia activa máxima durante el periodo	Float	W	-	R
511	2	Lectura de potencia activa mínima durante el periodo	Float	W	-	R
513	2	Lectura de potencia reactiva máxima durante el periodo	Float	var	-	R
515	2	Lectura de potencia reactiva mínima durante el periodo	Float	var	-	R
517	2	Periodo de demanda	Unsigned long	s	-	R
519	2	Tiempo desde comienzo de periodo de demanda activo	Unsigned long	s	-	R
801	4	Energía activa importada, tarifa 1	Double	Wh	Desbordamiento 1. 0e+12	RW
805	4	Energía activa importada, tarifa 2	Double	Wh	Desbordamiento 1. 0e+12	RW
809	4	Energía activa exportada, tarifa 1	Double	Wh	Desbordamiento 1. 0e+12	RW
813	4	Energía activa exportada, tarifa 2	Double	Wh	Desbordamiento 1. 0e+12	RW
817	4	Energía reactiva importada, tarifa 1	Double	varh	Desbordamiento 1. 0e+12	RW
821	4	Energía reactiva importada, tarifa 2	Double	varh	Desbordamiento 1. 0e+12	RW
825	4	Energía reactiva exportada, tarifa 1	Double	varh	Desbordamiento 1. 0e+12	RW
829	4	Energía reactiva exportada, tarifa 2	Double	varh	Desbordamiento 1. 0e+12	RW
833	4	Energía aparente, tarifa 1	Double	VAh	Desbordamiento 1. 0e+12	RW
837	4	Energía aparente, tarifa 2	Double	VAh	Desbordamiento 1. 0e+12	RW