



FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA E INFORMÁTICA

IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA SCADA PARA AUTOMATIZAR UNA
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE UNA EMPRESA DEL SECTOR MINERO,
AREQUIPA 2026

Línea de investigación:
Sistemas eléctricos y electrónicos

Trabajo de Suficiencia Profesional para optar el Título Profesional de
Ingeniero Electrónico

Autor

Ramos Monteverde, Marcelo Anthony

Asesor

Quiroz Tapia, Pedro Martin

ORCID: 0000-0003-3846-1606

Jurado

Flores Masias, Edward Jose

Peña Carillo, Cesar Serapio

Perez Samanamud, Miguel Vladimir

Lima - Perú

2026



FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRONICA E INFORMATICA

IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA SCADA PARA AUTOMATIZAR UNA
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE UNA EMPRESA DEL SECTOR MINERO, AREQUIPA
2026

Línea de investigación:
Sistemas eléctricos y electrónicos

Trabajo de Suficiencia Profesional para optar el Título Profesional de Ingeniero Electrónico

Autor

Ramos Monteverde, Marcelo Anthony

Asesor

Quiroz Tapia, Pedro Martin

ORCID: 0000-0003-3846-1606

Jurado

Flores Masias, Edward Jose

Peña Carillo, Cesar Serapio

Perez Samanamud, Miguel Vladimir

Lima – Perú
2026

Dedicatoria

Dedico este trabajo a mi familia: Patricia, Alessandra, Hector y Chanel, quienes estuvieron conmigo en los momentos más importantes de mi vida. Fueron mi soporte y motivación para enfrentarme a los retos.

Agradecimientos

En primer lugar, agradezco a mi familia que estuvo conmigo en los momentos en donde necesitaba apoyo en los años como estudiante y en mi etapa laboral. En segundo lugar, agradecer a mis profesores de universidad, que me brindaron todo su apoyo para poder tener todos los conocimientos y experiencia necesarios para contribuir con la tecnología peruana. Finalmente, agradezco a mis compañeros de trabajo, quienes fueron parte fundamental de mi desarrollo profesional, permitiéndome aplicar y fortalecer mis conocimientos en la práctica.

ÍNDICE

RESUMEN	1
ABSTRACT.....	2
I INTRODUCCIÓN	3
2.1 Trayectoria del autor	4
2.1.1 <i>Proyectos participados</i>	6
2.1.2 <i>Capacitación profesional</i>	7
2.2 Descripción de la empresa	9
2.2.1 <i>Misión</i>	10
2.2.2 <i>Visión</i>	10
2.3 Organigrama de la empresa.....	11
2.4 Áreas y funciones desempeñadas.....	12
2.4.1 <i>Trainee del área de control</i>	12
2.4.2 <i>Ingeniero de soporte SCADA</i>	13
II DESCRIPCIÓN DE UNA ACTIVIDAD ESPECIFICA	14
2.1 Planteamiento del problema.....	16
2.1.1 <i>Descripción del problema</i>	16
2.1.2 <i>Problema general</i>	18
2.1.3 <i>Problemas específicos</i>	18
2.1.4 <i>Antecedentes internacionales</i>	19
2.1.5 <i>Antecedentes nacionales</i>	21

2.1.6	<i>Objetivo general</i>	22
2.1.7	<i>Objetivos específicos</i>	22
2.1.8	<i>Justificación</i>	23
2.2	Marco teórico	24
2.2.1	<i>Minería en el Perú</i>	24
2.2.2	<i>Subestaciones en minería</i>	29
2.2.3	<i>Elementos de una subestación</i>	35
2.2.4	<i>Operación de una subestación</i>	51
2.2.5	<i>Automatización de subestaciones eléctricas</i>	55
2.2.6	<i>Sistemas SCADA</i>	61
2.3	Propuesta de solución	67
2.3.1	<i>Descripción de la propuesta</i>	67
2.3.2	<i>Proceso de implementación</i>	68
2.3.3	<i>Desarrollo de la solución</i>	95
2.3.4	<i>Factibilidad técnica – operativa</i>	105
2.3.5	<i>Análisis de riesgos</i>	110
2.3.6	<i>Lecciones aprendidas</i>	113
2.4	Cuadros de inversión.....	115
III	APORTES MÁS DESTACABLES DE LA EMPRESA	117
IV	CONCLUSIONES	119
V	RECOMENDACIONES.....	121

VI	REFERENCIAS.....	122
VII	ANEXOS	126

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Organigrama general de SIEMENS GSW	11
Figura 2. Pantalla despliegue unifilar general.....	16
Figura 3. Demanda eléctrica en clientes libres en Perú	25
Figura 4. Consumo energético en el Perú entre 2005 y 2018	26
Figura 5. Participación de la minería en los tributos internos.....	27
Figura 6. Automatización en la minería peruana	28
Figura 7. Sistemas de redes de distribución.....	30
Figura 8. Esquema básico de una subestación	34
Figura 9. Transformador de potencia dos devanados.....	35
Figura 10. Transformador de potencia	38
Figura 11. Simbología de un interruptor	40
Figura 12. Disyuntor de alta potencia	43
Figura 13. Transformador de corriente	44
Figura 14. Símbolo del transformador de corriente	45
Figura 15. Relés de Protección en un circuito	48
Figura 16. Funcionamiento de un sistema SCADA.....	61
Figura 17. Extracto de señales de Edificio 1.....	71
Figura 18. Representación topológica.....	73
Figura 19. Representación de las señales en el IMM.....	74
Figura 20. Arquitectura de la subestación.....	76
Figura 21. Arquitectura jerárquica de comunicaciones.....	78
Figura 22. Flujo de señales SCADA.....	79
Figura 23. Ingeniería de detalle SP5	81
Figura 24. Especificación técnica — PSOS.....	82

Figura 25. Especificación técnica — RTSx	83
Figura 26. Especificación técnica — UIx	83
Figura 27. Arquitectura de almacenamiento RAID	85
Figura 28. Redes de comunicación	86
Figura 29. Implementación de señales	89
Figura 30. Implementación de despliegues	91
Figura 31. Despliegue unifilar general	91
Figura 32. Despliegue unifilar específico Diámetro 1	92
Figura 33. Despliegue alarmas de rectificador	92
Figura 34. Pruebas de direccionamiento	94
Figura 35. Proceso de Instalación	96
Figura 36. Finalización proceso de instalación	96
Figura 37. Protocolo de Pruebas FAT	98
Figura 38. Visualización de servidores	99
Figura 39. Visualización de carga de ingeniería	99
Figura 40. Prueba de alarmas	101
Figura 41. Pruebas de cambio de estado de interruptor	102
Figura 42. Pruebas de enclavamientos	102
Figura 43. Pruebas de apertura de despliegue	103
Figura 44. Pruebas de acceso de usuarios	103

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Cursos de capacitación	8
Tabla 2. Niveles de tensión de una subestación	32
Tabla 3. Señales analógicas de monitoreo en una subestación	53
Tabla 4. Número de función del relé de protección	56
Tabla 5. Protocolo 61850	59
Tabla 6. Protocolo 60870-5-104	59
Tabla 7. Protocolo DNP3	60
Tabla 8. Ejemplo de topología de señales	72
Tabla 9. Resultados cuantitativos de validación	105
Tabla 10. Comparación antes y después de la implementación	108
Tabla 11. Resumen visual de mejoras	109
Tabla 12. Escala de valoración de probabilidad e impacto	110
Tabla 13. Clasificación del nivel de riesgo según puntaje	111
Tabla 14. Matriz de riesgos antes de la implementación	111
Tabla 15. Matriz de riesgos después de la implementación	112
Tabla 16. Comparativa de reducción de riesgos	113
Tabla 17. Costos de inversión	116

RESUMEN

El desarrollo del proyecto de implementación de un sistema SCADA para automatizar una subestación eléctrica de una empresa del sector minero se fundamenta en la necesidad de optimizar la supervisión, control y adquisición de datos de los equipos eléctricos que conforman la infraestructura de distribución de energía en Arequipa, Perú, durante el año 2026. Para ello, se implementará una plataforma SCADA que permita la integración de dispositivos de campo, sistemas de protección y equipos de comunicación, facilitando el monitoreo y control remoto de la subestación en tiempo real. El principal objetivo del proyecto es mejorar la eficiencia operativa y la confiabilidad del sistema eléctrico mediante la automatización de los procesos de supervisión y control, reduciendo los tiempos de respuesta ante fallas y minimizando la intervención manual. Asimismo, se busca optimizar la gestión de la información operativa mediante la adquisición, procesamiento y visualización de variables eléctricas críticas, tales como tensiones, corrientes, potencias, estados de interruptores y alarmas del sistema. La implementación del sistema contempla la configuración de servidores, estaciones de operación, redes de comunicación y protocolos industriales que permitan el intercambio seguro y confiable de información entre los distintos equipos de la subestación. Como resultado, se espera incrementar la disponibilidad y continuidad del suministro eléctrico, fortalecer la seguridad operativa de la instalación y mejorar la capacidad de supervisión. Asimismo, el proyecto representa una alternativa tecnológica viable que contribuye a la modernización de la infraestructura minera, generando beneficios técnicos, operativos y económicos que favorecen la sostenibilidad y competitividad de la organización.

Palabras clave: Automatización, energía, SCADA, minería.

ABSTRACT

The development of the project for the implementation of a SCADA system to automate an electrical substation in a mining company is based on the need to optimize the supervision, control, and data acquisition of the electrical equipment that makes up the power distribution infrastructure in Arequipa, Peru, in 2026. To achieve this, a SCADA platform will be implemented to integrate field devices, protection systems, and communication equipment, enabling real-time monitoring and remote control of the substation. The main objective of the project is to improve operational efficiency and system reliability through the automation of supervision and control processes, reducing response times to faults and minimizing manual intervention. In addition, the project aims to optimize operational information management by acquiring, processing, and displaying critical electrical variables such as voltage, current, power, circuit breaker status, and system alarms. The implementation includes the configuration of servers, operator workstations, communication networks, and industrial protocols to ensure secure and reliable information exchange among the different substation devices. As a result, the project is expected to increase the availability and continuity of the electrical power supply, enhance operational safety, and improve the monitoring capabilities of electrical assets. Likewise, it represents a viable technological solution that contributes to the modernization of mining infrastructure, generating technical, operational, and economic benefits that support the sustainability and competitiveness of the organization.

Keywords: Automation, electrical power systems, SCADA, mining industry.

I. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de Supervisión, Control y Adquisición de Datos, mayormente conocidos como SCADA por sus siglas en inglés (Supervisory Control and Data Acquisition), aparecieron a finales del siglo XX junto con el avance tecnológico de los microprocesadores y controladores lógicos programables (PLC), como una herramienta para que la industria pueda monitorear y supervisar equipos de manera remota (Kirk, 2021).

En el Perú, los sistemas SCADA cumplen un rol importante en el sector minero, permitiendo a las empresas monitorear, controlar e integrar información del funcionamiento de subestaciones eléctricas de potencia. Esto se evidencia en casos como la Subestación Eléctrica Punta Lobitos, SE Antamina y SE Vizcarra, que forman parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), el cual permite la transferencia de energía entre los diferentes sistemas de generación eléctrica según el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES, 2022).

El sistema SCADA brinda soporte a la supervisión y coordinación (COES, 2023) de la operación en tiempo real, siendo clave en la confiabilidad del sistema eléctrico nacional

Muchas empresas mineras peruanas aún operan con tecnologías de décadas anteriores, lo que convierte la integración de un sistema SCADA en una mejora significativa en términos de eficiencia y reducción de costos operativos, especialmente en mantenimiento predictivo y correctivo (Ministerio de Energía y Minas [MINEM], 2021).

La supervisión en tiempo real permite un mejor control de la infraestructura eléctrica, brindando soporte oportuno ante incidentes, aumentando así la confiabilidad del sistema. La implementación de un sistema SCADA en una empresa minera no solo optimiza procesos, sino que también fortalece la continuidad del servicio y representa un avance tecnológico que incrementa su competitividad en el sector energético (Sánchez & Ríos, 2020).

El sistema SCADA Spectrum Power 5, desarrollado por Siemens AG, fue seleccionado para la implementación en la subestación eléctrica minera debido a sus capacidades avanzadas de monitoreo, control y gestión de energía en tiempo real (Siemens AG, 2021).

2.1 Trayectoria del autor

El autor es Bachiller en Ingeniería Electrónica por la Universidad Nacional Federico Villarreal cuyo grado fue obtenido el 29 de diciembre del 2022 culminando sus materias en 2022 y graduándose en 2023, con una sólida trayectoria en el sector energético. Su formación académica le ha permitido implementar conocimientos en procesos de control e ingeniería, complementados por habilidades blandas que fortalecen la ejecución de proyectos y añaden valor a cada servicio realizado. Domina un nivel avanzado de inglés y un nivel básico de francés.

Posee una vasta experiencia en el desarrollo de sistemas de control, incluyendo el diseño y la configuración de equipos de Nivel 1, como los SIPROTECT 5. Ha demostrado habilidad en el desarrollo de sistemas SCADA, abarcando el diseño, la implementación y la configuración de señales mediante protocolos de comunicación clave como IEC104, IEC61850, DNP3.0 e IEC61850. Su expertise se extiende al mantenimiento eléctrico predictivo, preventivo y correctivo, así como a la tecnología en seguridad electrónica, incluyendo controles de acceso, sistemas de circuitos cerrados, software de registro de personal e invitados, y la implementación de licitaciones en proyectos de seguridad electrónica. Además, brinda soporte y asesoría en la resolución de fallas en sistemas de control, SCADA y equipos de baja tensión.

Durante su etapa universitaria, el autor fue un miembro sobresaliente, formando parte y presidiendo el capítulo estudiantil IEEE IAS UNFV, enfocado en la automatización del sector industrial y energético. En este rol, fomentó activamente el desarrollo de habilidades técnicas y blandas, promoviendo el crecimiento profesional entre los estudiantes de Ingeniería Electrónica.

Su educación complementaria incluye Gestión de Proyectos por la Cámara Nacional de Comercio de Lima, Calidad de la Energía por INEL, Planner de Mantenimiento por la Universidad Nacional de Ingeniería, Instrumentación Industrial por SIMAUT Ingenieros, Electricidad Industrial por la Universidad Nacional de Ingeniería, y Automatización Industrial por la Universidad Nacional Federico Villarreal.

En SIEMENS S.A.C., el autor se desempeña como Support Engineer en el sector de generación y distribución eléctrica (SI GSW) desde julio de 2023 hasta la actualidad. Su objetivo principal es brindar servicio postventa a los sistemas suministrados por la organización, dirigiendo los procesos asociados al soporte en las áreas de comunicación entre nivel 2 y 3, SCADA, revisión de hardware, diagnóstico de ingeniería, revisión de configuración de firewall, y la gestión de alcances de proyectos, servicios y/o mantenimientos relacionados con la herramienta Spectrum Power 5. Adicionalmente, realiza ingeniería de detalle para proyectos de la plataforma Spectrum Power 5 a nivel Latinoamérica, con el fin de tomar el control y/o supervisión de todos los procesos que manejan y los cuales reportan su operación a los centros de control principales.

Anteriormente, en SIEMENS S.A.C., el autor fue Trainee Ingeniero de Control en el sector de generación y distribución eléctrica (SI EA) desde diciembre de 2021 hasta mayo de 2023. Su objetivo era brindar servicio postventa a los sistemas suministrados por la organización, dirigiendo los procesos asociados al soporte en las áreas de comunicación entre nivel 0 y 2. Desarrolló ingeniería básica según el proyecto e implementó configuraciones en equipos SIPROTECT 5 utilizando softwares como DIGSI, SICAM PASS y WinCC, con distintos protocolos como IEC-61850, IEC-60870-5-104, DNP3 e IEC-60870-5-101, y participó en configuraciones Pre-FAT y FAT.

En G4S, el autor se desempeñó como Trainee en Operaciones de Tecnología en el sector de seguridad en tecnología desde mayo de 2021 hasta noviembre de 2021. Su objetivo era

presentar productos actuales de tecnología de seguridad a nuevos clientes, desarrollar diversas soluciones con la tecnología vigente, hacer seguimiento y reportar al área las diferentes etapas del proyecto, y apoyar con las tareas del jefe inmediato.

En SODIMAC HOMECENTER, el autor trabajó como Asesor Comercial en Electricidad en el área de servicios de asesoría desde enero de 2018 hasta julio de 2018. Su objetivo era identificar necesidades y ofrecer soluciones integrales a los clientes para una compra segura, asegurándose de vender proyectos que logran incrementar la venta.

En cuanto a software, el autor maneja con destreza Spectrum Power 5, DIGSI, SICAM PASS, SQL, WebSpace GE, EPlan, FluidSIM, Wincc Explorer Siemens, el Paquete Microsoft (Word, Excel, Project, Outlook, entre otros), Matlab, MS Project, GanttProject, Microsoft Visio y Spectrum Power 7.

2.1.1 Proyectos participados

Los proyectos más relevantes en el cual el autor ha participado aplicando sus conocimientos técnicos y de gestión:

2.1.1.1 SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE. Ingeniería básica y detalle del sistema SCADA, así como la configuración, instalación, puesta en marcha (Pruebas FAT & SAT) y capacitación al personal. El proyecto fue entregado con alcances adicionales de manera satisfactoria, cumpliendo el 100% de los objetivos planteados.

2.1.1.2 ORYGEN PERÚ. Implementación de Ingeniería básica y detalle del Upgrade del sistema SCADA para las Centrales Hidroeléctricas de Chimay y Yanango, con el centro de control de San Ramon además de configuración, instalación, puesta en marcha (Pruebas FAT & SAT), capacitación al personal, entre otros. Se cumplió con el 100% del tiempo establecido del cronograma.

2.1.1.3 ECOPETROL. Implementación de ingeniería en la integración de nuevos reconectores en el SCADA en el cual incluía nuevos campos de señales digitales, analógicas y comandos, con despliegues que pueda verse en tiempo real los atributos configurados, el proyecto se entregó cumpliendo con el 98% del tiempo establecido.

2.1.1.4 ECL ENGIE CHILE. Integración y configuración de nuevos enlaces de comunicación con RTUs en el sistema SCADA. Se realizaron pruebas de comunicación y validación en conjunto con el Coordinador Eléctrico Nacional, verificando la correcta recepción de estampas de tiempo y la consistencia de los valores en tiempo real.

2.1.1.5 REDESUR. Ejecución de mantenimientos preventivos anuales del sistema SCADA, verificando la continuidad y disponibilidad de las comunicaciones durante las intervenciones. Se supervisó la correcta operación del sistema mientras se realizaban las tareas de mantenimiento físico y apagado programado de los servidores, cumpliendo el cronograma para la disponibilidad con el COES.

2.1.2 Capacitación profesional

El autor ha dedicado parte significativa de su carrera a la actualización continua, participando activamente en capacitaciones que le permiten mantenerse al vilo de los avances tecnológicos en el sector. Mantenerse actualizado a sido un punto importante para poder completar sus habilidades profesionales, de esta manera se mantiene informado con las últimas tendencias que la rama de ingeniería exige.

En el entorno laboral mediante los años, el autor ha afianzado sus diversos conocimientos técnicos y también utiliza diferentes herramientas que brinda la vida laboral para poder tener un mejor desempeño. Cursos relacionados y finalizados acerca del entorno de control, gestión de proyectos y conocimientos técnicos. Comprometiéndose con el aprendizaje continuo y la capacidad de implementar diferentes metodologías aprendidas que promueven el mejoramiento del entorno laboral.

En la universidad se comprendió el valor de seguir actualizándose en el rubro tecnológico, debido a que la gran demanda de conocimientos técnicos y habilidades blandas. Con esta visión se tiene más claro la participación en diversidad actividades que fomentan la formación profesional y enriquecen el perfil técnico como profesional de ingeniería electrónica.

Como parte de la vida profesional, el autor esta constantemente en capacitación en el trabajo, ya que fomenta el crecimiento personal. Y considera que actualizarse constantemente es parte indispensable para cumplir con los diferentes retos que el mercado actual impone.

La ingeniería para el autor es parte importante de su vida, el conocimiento para adaptarse a diferentes tendencias y aprender, sobre todo, los avances tecnológicos que pueden tener diferentes proyectos en el rubro de automatización energética e industrial, y de esta manera adaptarse en la vida laboral a diferentes proyectos y necesidades que pueda tener particularmente cada cliente.

Como resultado de dicho aprendizaje, se enumerará en una tabla las capacitaciones más resaltantes para el autor:

Tabla 1
Cursos de capacitación

Ítem	Institución	Descripción	Fecha	Horas
1	ENEL	Curso de Seguridad	Feb-23	16
2	CCL	Gestión de Proyectos	Agos-20	250

3	UNFV	Automatización Industrial	Nov-20	60
4	UNI	Planner de Mantenimiento	Agos-20	20
5	UNI	Electricidad Industrial	Abr-19	30

Nota. Los cursos de capacitación mostrados fueron llevados en desde estudiante universitario hasta la actualidad.

2.2 Descripción de la empresa

El autor labora actualmente en la empresa Siemens Perú, el cual es parte de una multinacional alemana llamada Siemens AG, esta empresa es reconocida internacionalmente por su liderazgo en innovación tecnológica. Desde que Siemens llegó al Perú ha sido parte fundamental en la actualización y modernización de sectores clave como lo son energía, transporte, automatización industrial y tecnología médica, mejorando la calidad de vida de los peruanos.

Parte fundamental para la empresa Siemens Perú es ser comprometido con la sostenibilidad, ya que la empresa participa siempre en diferentes iniciativas que buscan mejorar el uso de recursos, además de disminuir el impacto ambiental y promover las conocidas mundialmente como ciudades inteligentes. También, Siemens apuesta por la digitalización de procesos industriales como lo es la automatización industrial promoviendo diferentes herramientas, sistemas y plataformas que puedan mejorar la productividad y la eficiencia de todos los peruanos.

Además, Siemens Perú apuesta también por el crecimiento profesional de sus recursos y la innovación mediante convenios con universidades, capacitaciones y diversos proyectos de responsabilidad social. Con estas acciones, la empresa no solo aporta tecnología actualizada, sino que también promueve el bienestar de los peruanos, siendo una empresa consolidada como un actor importante y indispensable en el desarrollo sostenible del Perú.

El área Grid Software de Siemens se dedica a desarrollar, implementar y mantener soluciones digitales para la gestión inteligente de redes eléctricas, esta área es la que pertenece el autor. Su principal herramienta son los sistemas SCADA, que permiten monitorear, controlar

y optimizar la operación de la infraestructura energética en tiempo real, con un impacto directo favorable en la eficiencia, seguridad y confiabilidad del sistema.

El rol de GSW va más allá de la tecnología en sí. Este equipo es parte activa de la transición hacia redes inteligentes: facilita la integración de energías renovables, automatiza procesos y permite responder rápidamente ante cualquier incidente. Sus plataformas le dan a los clientes la capacidad de tomar decisiones informadas, gestionar sus activos y anticiparse a las necesidades del sistema eléctrico, lo que se traduce en una contribución concreta a la modernización energética del país.

Quien escribe este informe forma parte del área GSW de Siemens Perú y ha participado directamente en proyectos de implementación y mejora de sistemas SCADA para el sector energético nacional, entre ellos Orygen. Esa experiencia de campo es la que da sustento a los análisis y reflexiones que se desarrollan a lo largo de este documento, con mirada práctica y cercana a los desafíos reales que enfrenta hoy la digitalización de la red eléctrica en el Perú.

2.2.1 Misión

Siemens tiene un propósito claro: impulsar el progreso tecnológico para mejorar la calidad de vida y avanzar hacia un mundo más sostenible. Para lograrlo, desarrolla soluciones innovadoras en áreas estratégicas como energía, automatización, movilidad y salud, siempre con el foco puesto en ayudar a sus clientes a ser más eficientes, competitivos y responsables con el entorno.

Esa visión no es solo un enunciado corporativo; se refleja en cada proyecto y en cada solución que el equipo lleva adelante.

2.2.2 Visión

La visión de Siemens es clara y ambiciosa: liderar la transformación digital y sostenible de la industria, con miras a construir un futuro más inteligente y ecológico. No se trata solo de adoptar nuevas tecnologías, sino de ser un agente activo de cambio en la forma en que el mundo

produce, consume y gestiona la energía y los recursos. Busca ser reconocida como una empresa pionera que inspira confianza y genera impacto positivo en la sociedad, promoviendo la colaboración, la innovación y el desarrollo responsable en todo el mundo por su relevancia.

2.3 Organigrama de la empresa

A continuación, el organigrama operativo de la unidad de negocio GSW de Siemens América.

Figura 1
Organigrama general de SIEMENS GSW



Nota. El organigrama presenta las principales áreas de servicio del continente americano, organizadas bajo una estructura funcional que abarca de manera transversal toda la región de la unidad de negocio en el cual el autor es parte.

2.4 Áreas y funciones desempeñadas

A continuación, se definen los puestos de trabajo desempeñados por el autor a lo largo de la trayectoria en la empresa Siemens Perú:

2.4.1 *Trainee del área de control*

Brindar servicio postventa a los sistemas suministrados por la organización, a través de la dirección de los procesos asociados al soporte en las áreas de comunicación entre nivel 0 y 2. desarrollar ingeniería básica según el proyecto como Arquitecturas, listado de señales, reportes FAT y SAT. Implementar configuraciones en equipos SIPROTECT 5 en los diferentes Softwares como DIGSI, SICAM PASS, WinCC con distintos protocolos como IEC-61850, IEC-60870-5-104, DNP3, IEC-60870-5-101. Participar en configuraciones Pre-FAT y FAT.

Dentro de los proyectos más importantes a cargo se destacan:

2.4.1.1 Implementación y pruebas FAT (SE Lomitas). Ejecutar la ingeniería básica desde la Arquitectura, listado de señales. Implementación de ingeniería en los softwares DIGSI, SICAM PAS y plasmar la ingeniería gráficamente en el WinCC, hasta las pruebas FAT realizadas con el cliente.

2.4.1.2 Ingeniería de Control (SE Refuerzos). Realizar la ingeniería de Control en las Subestaciones de Planicie, Chilca y Carabayllo. Creación de lógicas y implementación del listado de señales en los softwares de nivel 1.

2.4.1.3 Implementación y pruebas FAT (SE Derivación). Ejecutar la ingeniería básica desde la Arquitectura, listado de señales. Implementación de ingeniería en los softwares DIGSI, SICAM PAS y plasmar la ingeniería gráficamente en el WinCC, hasta las pruebas FAT realizadas con el cliente.

2.4.2 Ingeniero de soporte SCADA

Brindar servicio postventa a los sistemas suministrados por la organización, a través de la dirección de los procesos asociados al soporte en las áreas de comunicación entre nivel 2 y 3, SCADA, revisión de hardware, diagnóstico de ingeniería, revisión configuración de firewall, alcances de proyectos, servicios y/o mantenimientos de todo lo relacionado a la herramienta Spectrum Power 5.

Adicional, se realizan trabajos de ingeniería de detalle para los proyectos de la plataforma de Spectrum Power 5 a nivel Latinoamérica en diversos proyectos de gran envergadura en clientes de generación de energía, sector minero, con el fin de poder tomar el control y/o supervisión de todos los procesos que manejan y los cuales reportan su operación a los centros de control principales.

II. DESCRIPCIÓN DE UNA ACTIVIDAD ESPECIFICA

El presente informe aborda tanto los aspectos técnicos como operativos involucrados en la “Implementación de un sistema SCADA para automatizar una subestación eléctrica de una empresa del sector minero”, proyecto ejecutado en Arequipa, Perú, durante el año 2026.

La ejecución del proyecto inició con un exhaustivo levantamiento de información mediante la elaboración de la ingeniería básica. Esta fase fue la base sobre la que se construyó todo lo demás. Comprendió la identificación y registro de todas las señales de la subestación, el diseño de la arquitectura de red y la elaboración del diagrama general de comunicaciones del sistema. Contar con estos insumos desde el inicio fue clave para garantizar que la implementación del sistema de supervisión en el centro de control se realizara con una visión clara y precisa de la infraestructura existente.

Un elemento central de esta etapa fueron las reuniones regulares con el cliente. A través de ellas se definieron los diferentes requerimientos y excepciones de este proyecto, se resolvieron dudas técnicas y se alinearon expectativas, lo que permitió al equipo avanzar con un mejor panorama hacia la fase de ingeniería offline.

En esa fase, se procedió a cargar y configurar las señales digitales, analógicas y los comandos en un entorno de laboratorio, simulando las condiciones reales del sistema. Este paso fue fundamental ya que permite validar el comportamiento del sistema antes de llevarlo a campo reduce riesgos, anticipa problemas y asegura que la implementación definitiva se realice con la mayor confianza posible, sin retrasos.

Con la base técnica ya establecida, el siguiente paso fue dar vida a la parte visual del sistema. Se desarrollaron y parametrizaron los despliegues gráficos del SCADA, que incluyeron el esquema unifilar general de la subestación y las representaciones visuales de los datos analógicos correspondientes a interruptores y seccionadores. Estos despliegues no se diseñaron de forma aislada, sino en colaboración constante con el cliente, a través de sesiones

de revisión que garantizaron una interfaz óptima y verdaderamente amigable para los operadores encargados de la supervisión y control.

Una vez culminada la fase de ingeniería gráfica y de señales, el proyecto avanzó hacia la implementación en campo. El punto de partida de esta etapa fueron las pruebas FAT (Factory Acceptance Test), un hito crítico en cualquier proyecto de este tipo. Durante esta fase se realizó la instalación del software Siemens Spectrum Power 5 y se efectuó la carga formal de la ingeniería en la base de datos del servidor.

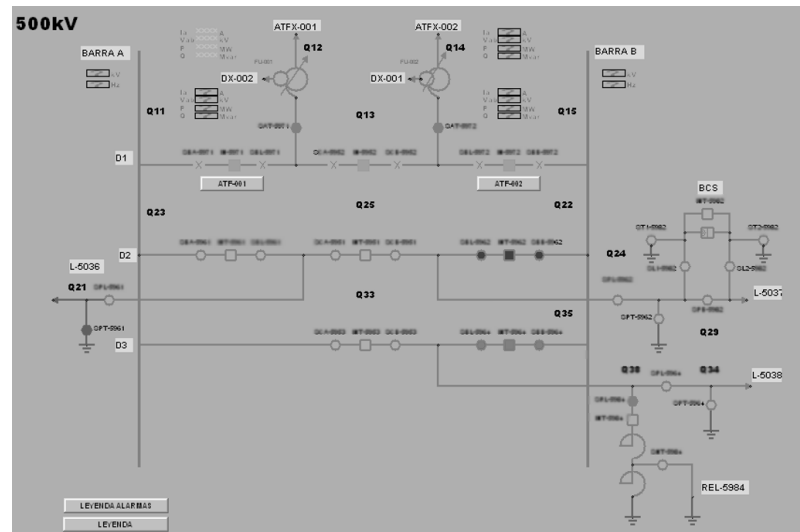
Cada actividad y resultado fue debidamente documentado y presentado al cliente en un informe formal, destacando el cumplimiento total de los checklist y los criterios de calidad establecidos. Este nivel de trazabilidad no solo refleja el estándar de trabajo del equipo SIEMENS, sino también el compromiso con la transparencia y la confianza que caracteriza la relación con el cliente.

La fase final del proyecto correspondió a las pruebas SAT (Site Acceptance Test), el momento en que el sistema deja el entorno controlado y se enfrenta a las condiciones reales de operación. En esta etapa se verificó la operatividad completa del sistema, ejecutando comandos directamente desde las interfaces del Spectrum Power 5 y validando tanto la correcta transmisión de señales de campo como la fidelidad de las telemedidas.

Este proceso de validación en sitio es, en muchos sentidos, la prueba de fuego de todo el trabajo previo. Superarla con éxito significó confirmar que el sistema SCADA cumple cabalmente con los requerimientos funcionales y operativos establecidos para la empresa minera, cerrando el ciclo del proyecto con la solidez y confianza que el cliente necesita para operar con tranquilidad.

Como resultado tangible de todo este proceso, se presentan algunos ejemplos de los despliegues configurados en el sistema.

Figura 2
Pantalla despliegue unifilar general



Nota. Se muestra el unifilar general de la subestación de 500 kV, donde se desarrolló la ingeniería y se realizó la actualización del diámetro 1, incluyendo sus respectivos puntos de corte.

Como resultado, el proyecto concluyó exitosamente con la puesta en marcha del sistema SCADA, proporcionando a la empresa minera una herramienta robusta y eficiente para la supervisión y control de la subestación eléctrica. Gracias a esta modernización, se ha optimizado el proceso de mantenimiento preventivo y correctivo, permitiendo una gestión más ágil y precisa de las operaciones. El nuevo sistema facilita la detección temprana de anomalías, reduce los tiempos de respuesta ante incidentes y mejora la seguridad operativa, contribuyendo así a una mayor continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico para las actividades mineras.

2.1 Planteamiento del problema

2.1.1 Descripción del problema

La industria minera es uno de los sectores con mayor consumo energético en el Perú, debido a la operación continua de maquinaria pesada, procesos metalúrgicos complejos y sistemas de bombeo en gran escala. Para sostener estos procesos, las empresas mineras

requieren de un sistema eléctrico confiable, eficiente y seguro, siendo las subestaciones eléctricas componentes clave para garantizar una distribución energética estable (Institute of Electrical and Electronics Engineers [IEEE], 2020).

Sin embargo, muchas subestaciones eléctricas en operaciones mineras, especialmente en empresas medianas y algunas grandes, carecen de sistemas de automatización modernos como SCADA, lo que limita significativamente su capacidad de control y monitoreo en tiempo real. Esta carencia representa una brecha tecnológica que expone a las operaciones mineras a diversos riesgos operativos, económicos y de seguridad (García & Pinto, 2021).

Entre las principales causas de esta situación se encuentran la falta de inversión en infraestructura digital, el desconocimiento de los beneficios de los sistemas SCADA y la resistencia al cambio tecnológico. Un problema que se repite con frecuencia en el sector es que muchas subestaciones todavía operan con equipos de vieja data. Equipos que si funcionan pero que nunca fueron pensados para conectarse con las plataformas de supervisión remota que se usan hoy en día (Siemens, 2021).

Las empresas que no cuentan con un sistema SCADA operan, en buena medida, a ciegas. No tienen forma de saber en tiempo real qué está pasando con sus equipos eléctricos, lo que hace que detectar una falla a tiempo sea mucho más difícil. Cuando algo falla, la respuesta llega tarde. Y eso tiene consecuencias directas: más horas de inactividad, mayor dependencia del mantenimiento correctivo y, en general, un sistema eléctrico menos confiable y más costoso de sostener (Morales et al., 2022).

Operar sin supervisión remota también implica un riesgo directo para las personas. Cuando el personal técnico debe intervenir equipos sin un diagnóstico previo claro, trabaja en condiciones de mayor incertidumbre. Eso, inevitablemente, hace el entorno menos seguro (WEG, 2023).

A esto se suma otro problema que suele pasarse por alto: sin monitoreo continuo, es prácticamente imposible identificar oportunidades para optimizar el consumo energético. El resultado es un gasto eléctrico más alto del necesario, con costos que podrían evitarse con las herramientas adecuadas (Siemens, 2021).

Hay otro ángulo que no puede ignorarse el cual es el normativo. Operar sin sistemas automatizados complica bastante el cumplimiento de los estándares internacionales que hoy exigen tanto los entes reguladores como los propios clientes en mercados globales. No tenerlos no es solo un problema técnico. Afecta la imagen de la empresa y, con el tiempo su capacidad de competir a nivel internacional (IEEE, 2020).

Por tanto, la no implementación de un sistema SCADA en las subestaciones eléctricas mineras no solo mantiene una operación vulnerable y menos eficiente, sino que también compromete la sostenibilidad, seguridad y rentabilidad de la operación minera en el mediano y largo plazo.

2.1.2 Problema general

- ¿Cómo mejorar la confiabilidad, disponibilidad y supervisión de una subestación eléctrica mediante la implementación de un sistema SCADA en una empresa minera?

2.1.3 Problemas específicos

- ¿Cómo analizar la subestación eléctrica de una empresa del sector minero en Perú?
- ¿Cómo seleccionar el sistema SCADA para una subestación eléctrica de una empresa del sector minero en Perú?
- ¿Cómo desarrollar el modelo computacional de la subestación eléctrica de una empresa del sector minero en Perú?

- ¿Como parametrizar el sistema SCADA en la subestación eléctrica de una empresa del sector minero en Perú?
- ¿Cómo operar el sistema SCADA en la subestación eléctrica de una empresa del sector minero en Perú?
- ¿Cómo validar el sistema SCADA en la subestación eléctrica de una empresa del sector minero en Perú?

2.1.4 Antecedentes internacionales

Por lo expuesto Klinger Landázuri & Cepeda Vásquez (2020) desarrollaron una tesis con el objetivo de diseñar un sistema SCADA bajo el protocolo IEC-61850 para una subestación eléctrica. La metodología utilizada fue de tipo experimental con simulación en laboratorio, utilizando el software LabView para implementar una interfaz gráfica que representara los distintos niveles de supervisión: nivel 0 (campo), nivel 1 (bahía) y nivel 2 (proceso).

Como resultado, lograron una visualización en tiempo real del sistema eléctrico simulado, con una precisión del 95% en la lectura de variables de campo, validando la interoperabilidad entre dispositivos mediante el protocolo estandarizado IEC-61850. El estudio demuestra que una correcta configuración del sistema SCADA permite mejorar el tiempo de respuesta ante fallas en un 30%, respecto a sistemas sin supervisión remota. El enfoque es cuantitativo, con pruebas comparativas antes y después de implementar el sistema.

Según Panchi Alvear & Iza (2011), realizaron un estudio enfocado en la optimización de la ubicación física de disyuntores en subestaciones de distribución eléctrica en el sistema eléctrico de Quito (CEQ). El objetivo fue estandarizar los esquemas gráficos de los tableros de control mediante el diseño lógico de diagramas SCADA. Utilizaron una metodología

descriptiva con análisis de campo y levantamiento de información en subestaciones de 6.3 kV y 23 kV.

Los resultados mostraron que la reorganización de dispositivos permitió una reducción del 25% en los tiempos de maniobra durante tareas operativas. Además, se incrementó la eficacia de supervisión remota en un 40%, al establecer un protocolo estandarizado de visualización y operación.

El enfoque fue mixto, con un predominio del análisis cuantitativo de los tiempos de operación antes y después del rediseño.

Bajo el lineamiento de la investigación presentada por Vidal Piña (2017), desarrolló una investigación orientada a mejorar el sistema de alarmas de un SCADA mediante minería de datos, con el fin de facilitar la toma de decisiones en centros de control. El autor parte del supuesto de que un operador no puede atender correctamente más de una alarma cada 10 minutos.

La metodología fue de tipo cuantitativa, basada en minería de datos, utilizando el software Weka para aplicar algoritmos de clasificación sobre datos históricos provenientes del SCADA.

Los resultados arrojaron un modelo predictivo de generación de alertas automáticas con un 88% de precisión, reduciendo en un 35% los tiempos de respuesta ante incidentes críticos. La propuesta evidenció una mejora significativa en la capacidad de análisis y reacción de los operadores, con impacto directo en la reducción de pérdidas económicas y riesgo de accidentes laborales.

El estudio tiene un enfoque cuantitativo experimental, centrado en datos operativos reales.

2.1.5 Antecedentes nacionales

Según Salazar (2019), en su tesis de ingeniería eléctrica, tuvo como objetivo establecer el equipamiento técnico óptimo para la operación de la subestación eléctrica Nueva Jaén, en el marco de los estándares de confiabilidad, calidad y regulación establecidos por el Ministerio de Energía y Minas y el COES.

La metodología empleada fue de tipo cuantitativa aplicada, utilizando simulaciones y análisis de cargas para determinar el tipo de equipamiento compatible con un sistema SCADA. Se evaluaron los tiempos de adquisición y procesamiento de datos en función del sistema propuesto.

Como resultado, la tesis demostró que la implementación de un sistema SCADA en la subestación permitió una reducción del 40% en los tiempos de procesamiento de información, así como una mejora del 25% en la capacidad de respuesta ante eventos operativos. Además, se logró cumplir con los requerimientos técnicos del COES y MINEM, garantizando un monitoreo más confiable.

El enfoque fue cuantitativo, con énfasis en indicadores de desempeño operativo y eficiencia del sistema implementado.

Por lo expuesto (Alvarado, 2021), desarrolló una investigación cuyo objetivo fue diseñar e implementar un sistema SCADA/EMS/MMS para una empresa de transmisión eléctrica del Perú, enfocándose en la supervisión en tiempo real de una central hidroeléctrica desde un centro de control remoto ubicado en Lima.

La metodología utilizada fue de tipo proyectiva con enfoque cuantitativo, basada en el diseño arquitectónico del sistema, especificaciones técnicas de hardware/software y simulaciones de transmisión de datos. Se planteó una solución que incluye redundancia en servidores para asegurar la disponibilidad de información hacia el COES.

Como resultado, se obtuvo una arquitectura SCADA funcional con un índice de confiabilidad del 99.5% en la transmisión de datos, y una reducción del riesgo de pérdida de información en un 80% gracias al diseño redundante de los servidores y protocolos de respaldo. Además, se optimizó la interoperabilidad con el sistema de monitoreo nacional.

El proyecto tuvo un enfoque claramente cuantitativo, con resultados medibles relacionados con disponibilidad, redundancia y eficiencia del sistema de control propuesto.

2.1.6 *Objetivo general*

- Implementar un sistema SCADA para automatizar una subestación eléctrica de una empresa del sector minero en Perú

2.1.7 *Objetivos específicos*

- Analizar la subestación eléctrica de una empresa del sector minero en Perú.
- Seleccionar el sistema SCADA para una subestación eléctrica de una empresa del sector minero en Perú.
- Desarrollar el modelo computacional de la subestación eléctrica de una empresa del sector minero en Perú.
- Parametrizar el sistema SCADA en la subestación eléctrica de una empresa del sector minero en Perú.
- Operar el sistema SCADA en la subestación eléctrica de una empresa del sector minero en Perú.
- Validar el sistema SCADA en la subestación eléctrica de una empresa del sector minero en Perú.

2.1.8 Justificación

2.1.8.1 Justificación técnica. El monitoreo en tiempo real permite controlar de manera eficiente los diferentes equipos y procesos de la subestación eléctrica lo cual garantiza un suministro de energía confiable y continuo esto obtenido a raíz de la implementación del sistema SCADA.

La implementación de un sistema SCADA para automatizar una subestación eléctrica de una empresa del sector minero en Perú permite una detección temprana en fallas; es decir identificar y notificar cualquier falla o anomalía en la subestación, lo cual a su vez genera una respuesta inmediata y reduce el tiempo de inactividad.

La aplicación del proyecto genera una optimización en la gestión de la energía, pues al monitorear la operación en tiempo real permite generar decisiones optimas en cuanto al manejo de la demanda energética traduciéndose en ahorros de esta.

2.1.8.2 Justificación social. La implementación de un sistema SCADA para automatizar una subestación eléctrica de una empresa del sector minero en Perú permite una mejora en la seguridad de los trabajadores al reducir la intervención manual en los equipos y procesos, así como la detección de focos de fallas e intensidad de estas, lo que permite gestionar de manera óptima la intervención de los colaboradores en ella.

La gestión optima de energía reduce la emisión de gases y residuos en procesos manuales durante la operación de la subestación lo cual contribuye en una producción con sostenibilidad ambiental y compromiso con la comunidad en la cual opera la empresa minera.

2.1.8.3 Justificación económica. La aplicación del proyecto permite la reducción de los costos de operación, pues la implementación de un sistema SCADA permite la optimización de recursos como minimizar tiempos de inactividad y mejorar la eficiencia energética. Además, el aumento de la productividad es una consecuencia de la confiabilidad y eficiencia de la subestación pues el sistema SCADA garantiza el suministro de energía constante y optimiza los tiempos de operación.

La toma de decisiones en tiempo real se traduce en mejoras en términos de costos, pues el conocimiento de la operación permite la respuesta de forma informada y estratégica, reduciendo el error y logrando una solución eficiente en pro de la rentabilidad de la empresa minera.

2.2 Marco teórico

2.2.1 Minería en el Perú

La minería en el Perú ha crecido exponencialmente y es abalado por estudios de consumo energético, que en la actualidad representa casi un tercio de la demanda total del Perú. En realidad, el aumento de la infraestructura eléctrica en el país se ha realizado en base a la gran demanda de la industria minera. Un estudio realizado en el 2020 indica que el sector eléctrico creció a un promedio de 8 a 10 por ciento anual en los primeros cinco años de la última década. En los 5 años continuos la demanda continua; sin embargo, a un promedio de 5 por ciento anual. (Grupo El Comercio, 2020).

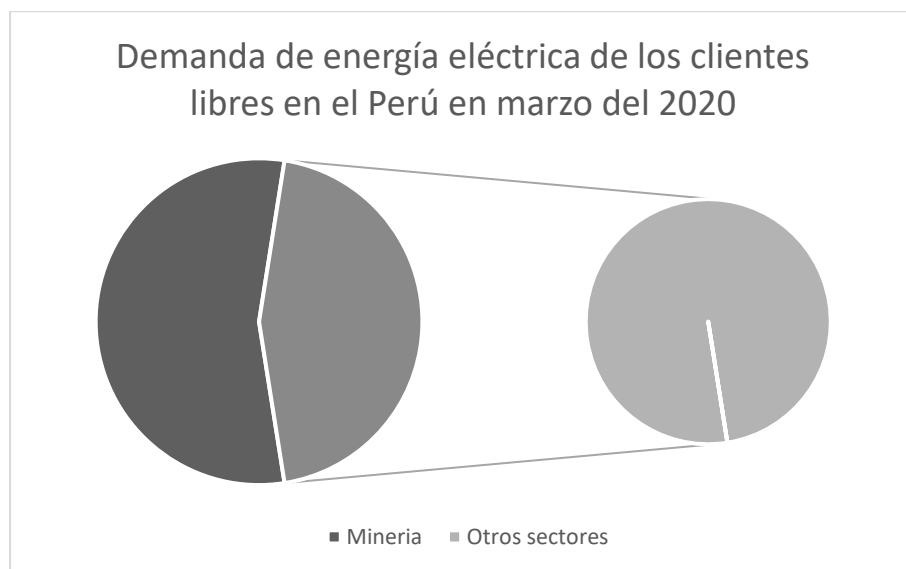
Dentro de la industria energética es importante diferencia dos grupos de consumidores:

2.2.1.1 Los clientes libres. Buscan las mejores tarifas entre las empresas de generación eléctrica, siendo parte del mercado de oferta y demanda.

2.2.1.2 Las distribuidoras eléctricas. Con una tarifa fija, la energía eléctrica consumida por las viviendas.

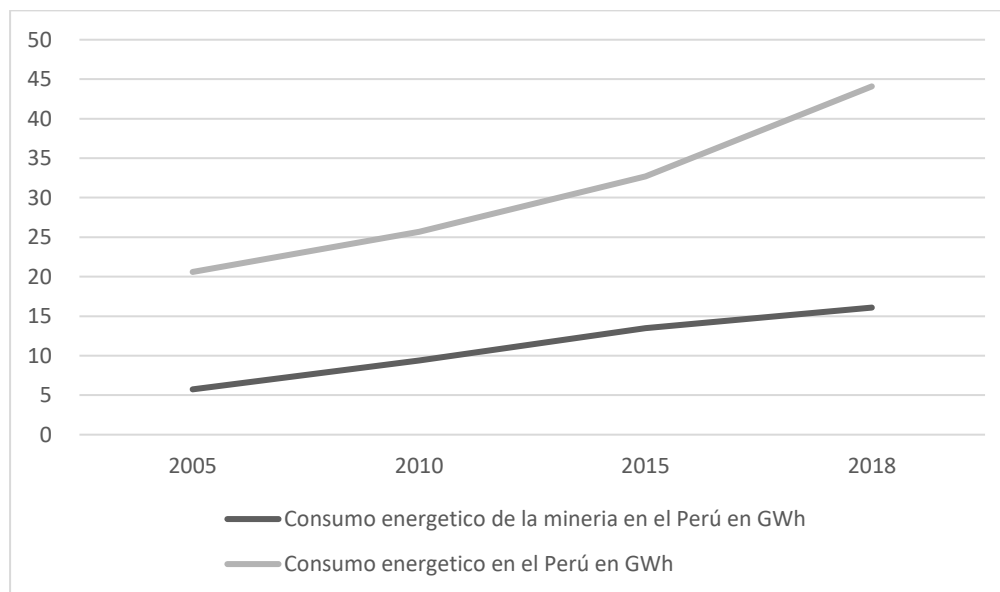
Figura 3

Demanda eléctrica en clientes libres en Perú



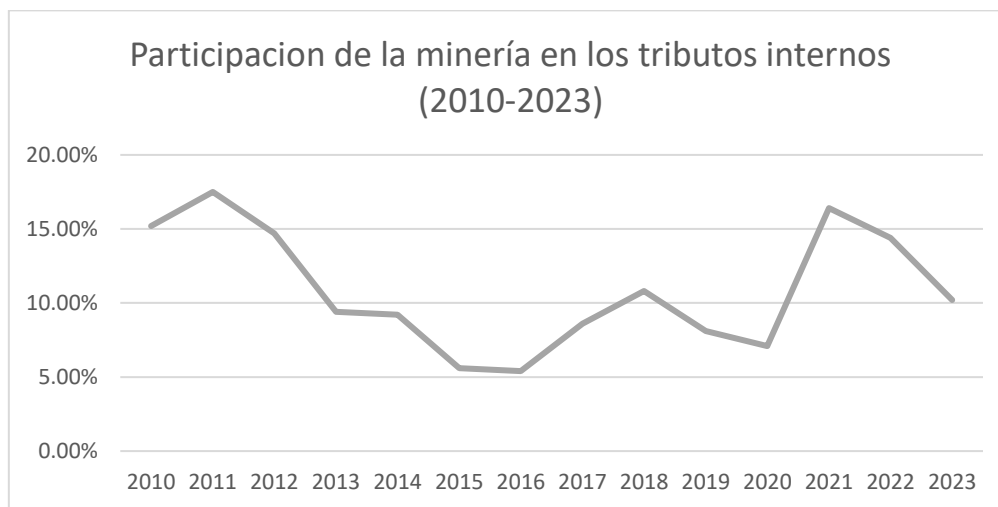
En la actualidad la minería es el más grande consumidor del sector eléctrico en el Perú, representando el 36% del total del consumo nacional. (Rivera, 2018)

En el evento Peru Metals & Mining Summit en el año 2018, se informó que el consumo anual de energía del Perú pasó de 20.694 gigavatios hora (GWh) a 44.093 GWh en 2018. Entre 2005 y 2018, el consumo del sector minero se triplicó, al pasar de 5.737 GWh a 16.090 GWh, ligado a la entrada de proyectos de gran escala, la expansión minera y el gran avance de la industria del cobre en los últimos años.

Figura 4*Consumo energético en el Perú entre 2005 y 2018*

La industria minera peruana se encuentra actualizando su tecnología a la vanguardia actual. La automatización es una realidad en varias mineras peruanas para controlar procesos y equipos, así como el internet de las cosas como dispositivos interconectados que recopilan toda la data en tiempo real monitoreando y gestionando los equipos en diversos niveles. Ambas forman parte de una mejora significativa en la gestión de la cadena de suministro y en la toma de decisiones.

El aporte que logra el sector minero en Perú a la fecha de junio del 2023 es de S/ 8 252 millones y devoluciones por S/ 2 231 millones, lo que resulta en neto el sector minero peruano de S/ 6 021 millones. Por lo que se refiere a el aporte de dicho sector el total de tributos recaudados es de 10.2% en julio de 2023.

Figura 5*Participación de la minería en los tributos internos*

Nota. Adecuada de *Estadísticas de Minería*, por BCRP, 2023, Gerencia Central de Estudios Económicos (<https://onx.la/e74db>)

En Perú la minería está principalmente orientada al mercado externo, aproximadamente el 45% de las exportaciones le pertenece al sector minero. Asimismo, es el sector económico que impulsa la balanza comercial. No obstante, debido al reducido a la intensidad de mano de obra y también el reducido encadenamiento producido, esto representa solo entre el 4% del PBI y solo el 3% del empleo del Perú. (Glave, 2002).

La minería peruana está catalogada como uno de las más importantes de Latinoamérica, además es reconocida en el mundo por su producción y su gran potencial minero (Dammert y Molinelli, 2007). En Latinoamérica, ocupa el primer puesto en la producción de plata, plomo, zinc, estaño y oro; empero es segundo lugar en la producción de cobre. Solamente a nivel mundial dicho sector es ocupado en primer lugar en producción de plata (16.48%) y el tercer lugar en zinc (12.15%), cobre y estaño (6.86%) y en quinto puesto en oro (8%).

Figura 6*Automatización en la minería peruana*

Nota. Adecuada de *Control de Procesos*, por Desde Adentro, 2021, Anglo American (<https://onx.la/1836b>)

El Perú en un marco jurídico para fomentar las inversiones extranjeras es miembro:

- MIGA (El Organismo Multilateral de Garantías para Inversiones)
- CIADI
- Convención para el Reconocimiento y aplicación de Laudos Arbitrales (Convención de Nueva York)
- 32 acuerdos bilaterales con países de América Latina, Asia y Europa.

Con la esperanza de tener una inversión productiva con empresarios modernos, interesados en la comunidad y comprometidos con la responsabilidad social para el desarrollo del sector minero. (Felipe, 2008).

Las empresas mineras más importantes de cobres en el Perú son subsidiarias de empresas extranjeras con un gran potencial en el sector minero en el mundo: Freeport-McMoran (Cerro Verde), BHP Billiton (Antamina), MMG Limited (Las Bambas), Southern Copper (Southern Perú) y Glencore (Antapaccay) (Mezzano, 2018).

2.2.2 Subestaciones en minería

Las subestaciones eléctricas desempeñan un papel clave en la industria minera, donde la demanda energética es elevada y se requiere un suministro continuo y eficiente. Estas instalaciones actúan como puntos estratégicos de transformación y distribución de energía eléctrica, permitiendo adaptar los niveles de voltaje para su uso en diferentes procesos industriales (IEEE, 2020).

En entornos mineros, las subestaciones deben ser diseñadas para operar bajo condiciones extremas, incluyendo temperaturas elevadas, presencia de polvo, humedad, sustancias corrosivas y vibraciones mecánicas. Estas condiciones exigen equipos robustos y un sistema de monitoreo constante para prevenir fallas (Siemens, 2022).

Actualmente, muchas operaciones mineras han implementado tecnologías de automatización como los sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), los cuales permiten una supervisión en tiempo real, una mayor eficiencia en la gestión energética y una respuesta rápida ante posibles incidentes eléctricos (Schneider Electric, 2023).

El uso de SCADA en subestaciones eléctricas mineras reduce tiempos de inactividad, optimiza el mantenimiento predictivo y mejora la seguridad operativa, elementos fundamentales en un entorno de alta exigencia como la minería (García & León, 2021). Por ello, el diseño, instalación y mantenimiento de las subestaciones debe estar alineado con normativas técnicas y estándares internacionales, a fin de garantizar la continuidad operacional, la seguridad del personal y la eficiencia energética (ABB, 2021).

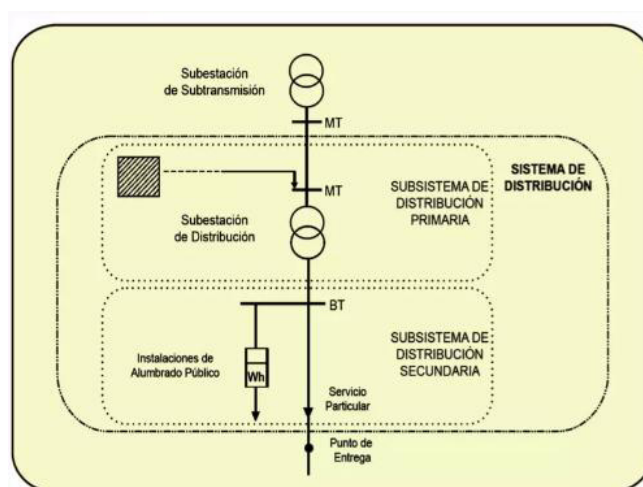
En el contexto minero, se pueden identificar principalmente dos tipos de subestaciones eléctricas: subestaciones primarias, que transforman alta tensión a media tensión para su distribución interna, y subestaciones secundarias, que adaptan la energía para el uso en equipos y maquinaria específica de planta (MINEM, 2021).

Existen dos tipos de subestaciones eléctricas comunes de distribución en la minería:

2.2.2.1 Subestaciones de distribución primaria. Son subestaciones que reciben la energía eléctrica de la red de transmisión y la convierten a un nivel de tensión apto para la distribución dentro de la zona minera. Están compuestas con transformadores de potencia para poder controlar los niveles distintos de voltaje.

2.2.2.2 Subestaciones de distribución secundaria. Las subestaciones de distribución secundaria son instalaciones eléctricas diseñadas para reducir el voltaje del sistema de distribución primaria a un nivel inferior y normalmente se utilizan campamentos habitaciones, edificaciones de mineras y otras instalaciones de redes secundarias. Estas subestaciones están ubicadas cerca de los usuarios finales y son los encargados de distribuir electricidad a un nivel de voltaje seguro y práctico.

Figura 7
Sistemas de redes de distribución



Nota. Adecuada de Norma Técnica E.C. 010, por El Peruano, 2006, Normas Legales (<https://onx.la/ac917>)

Un estándar el cual es importante tener presente para el estudio de subestaciones primarias y secundarias es el estándar IEEE/ANSI C37.06-2000, dicho estándar es publicado por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) y la American National Standards Institute (ANSI) ver A .El estándar proporciona especificaciones y diseño para la

interpretación de diagramas de relés de protección utilizados en la subestación. Además, contiene información sobre las capacidades requeridas y otras características relevantes de la lógica de funcionamiento de los dispositivos de protección utilizados en las subestaciones de minerías, de esta manera para salvaguardar equipos y circuito contra condiciones no normales. (IEEE, 2003)

Para poder conocer la máxima demanda de una subestación eléctrica en una minera y con esto nos referimos al máximo nivel de carga eléctrica el cual la subestación debe dar en un tiempo específico. Dicha fórmula para calcular la máxima demanda también conocido como “MD”, se expresa generalmente como:

$$MD = \frac{\text{Energía Maxima Consumida}}{\text{Tiempo de Medición}}$$

En dónde.

- MD esta definida como la máxima demanda en kilovatios (kW) o megavatios (MW).
- La energía máxima consumida es como su nombre lo dice la cantidad total de energía consumida por los usuarios finales durante un tiempo de medida, expresada también en kilovatios-hora (kWh) o en megavatios-hora (MWh).
- Tiempo de medición es el intervalo de tiempo durante el cual es medida la máxima demanda, expresada en horas comúnmente.

Tener presente que la formula puede ser distinta en cuenta la unidad de tiempo utilizada en la parte del numerador sea una demanda máxima diaria, mensual o anual.

Según el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) el cual es el encargado de normalizar los niveles de tensión en el Perú, según este organismo

los niveles de tensión existentes y las tensiones en el cual se encuentra las subestaciones eléctricas son las siguientes:

Tabla 2

Niveles de tensión de una subestación

Nivel de Tensión	Voltajes
Baja Tensión	380 V / 220 V
	440 / 220 V
Media Tensión	22,9 / 13,2 kV
	33 kV
Alta Tensión	60 Kv
	138 Kv
	220 kV
Muy Alta Tensión	500 kV

Nota. Adecuada de *Normas legales de Electricidad*, por OSINERGMIN, 2011, El Peruano (<https://lc.cx/bfdxdT>)

Es importante enfatizar que los requerimientos energéticos de las operaciones mineras pueden ser excepcionalmente altos debido a la maquinaria pesada, equipos de perforación, sistemas de ventilación y otras instalaciones críticas que requieren energía eléctrica para funcionar. Por lo tanto, las centrales eléctricas deben espaciarse cuidadosamente para soportar estas cargas pesadas y garantizar un suministro de energía continuo y confiable. En consecuencia, las empresas mineras pueden en determinados casos depender de diferentes fuentes de energía, como la producción propia o la conexión a una red eléctrica externa, lo que complica el diseño y la gestión de las subestaciones.

Existen muchos criterios de ingeniería en considerar cuando se diseña una subestación eléctrica para una minera:

A. Carga eléctrica de la mina. Teniendo conocimiento de la demanda actual eléctrica y además de la futura que pueda requerir según los diferentes estudios o proyectos que se tengan en la mina, podremos considerar quipos y maquinarias usados en las operaciones generales de la minera.

B. Voltaje y frecuencia. Conocer el nivel de voltaje y frecuencia de la parte eléctrica de la subestación de acuerdo con los estándares nacionales y las necesidades que implican en la mina.

C. Respaldo y redundancia. Un punto importante en a considerar es tener sistemas de respaldo, garantizando la continua operación de la mina en caso de una falla, como generadores de emergencia o otras fuentes de energía de respaldo.

D. Protección de dispositivos. Implementando dispositivos de protección garantizamos la operación como son los interruptores automáticos, relés de protección de sobre corriente o sobrevoltaje, de esta manera la seguridad no se ve comprometida.

E. Sistemas de puesta a tierras. Al diseñar una subestación eléctrica adecuamos un sistema de tierras, para minimizar riesgos de descargas eléctricas para salvaguardar las instalaciones y el personal involucrado en hacer operaciones en la mina.

F. Automatización y control. Integrando sistemas como el SCADA garantizamos el monitoreo a tiempo real de las operaciones de la mina, así supervisamos y gestionamos los equipos de manera eficiente y la operación de todos los sistemas a integrar.

2.2.3 Elementos de una subestación

El diseño e implementación de una subestación de una minera implica tener conocimiento de los elementos que la conforman para garantizar un suministro confiable y seguro, dichos elementos para tener en cuenta son:

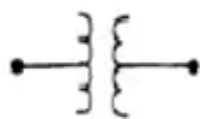
2.2.3.1 Transformadores de potencia. Los transformadores de potencia son dispositivos estáticos, es decir, sin partes móviles, con dos devanados de corriente alterna, teniendo como enlace común entre ambos devanados un flujo magnético, el cual varían las magnitudes de tensión y amperaje de un sistema. El devanado en donde ingresa la energía del transformador se denomina primario y el devanado en donde sale la energía es el secundario.

Los transformadores de potencia son equipos importantes en los sistemas de energía actual, son diseñados para variar el nivel de voltaje de la red eléctrica y así facilitar la transmisión eficiente en la red de distribución. Estos dispositivos están fabricados en su gran mayoría de acero, aumentando o disminuyendo la tensión eléctrica, esto depende de la relación de vueltas entre las bobinas. (Pérez Londoño, 2018)

Este dispositivo tiene símbolos convencionales usados en los diagramas de subestaciones eléctricas conocidos como topologías:

Figura 9

Transformador de potencia dos devanados



Nota. Extraída de *Símbolos gráficos de electricidad*, por la Norma DGE, 2002, Ministerio de Energía y Minas del Perú (<https://lc.cx/ToyEkF>)

La topología del transformador es usada a manera de estándar en los unifilares para poder graficarlo y entender como los equipos de una subestación están conectados bajo una misma red, siguiendo una lógica determinada. Estos equipos son vendidos por fabricantes

reconocidas e importantes que cumplen con los estándares establecidos por organizaciones nacionales e internacionales como lo son Siemens AG, Hitachi Ltd, Schneider Electric SA, Eaton Coportacion PLC, etc.

Algunos de los estándares principales que garantizan el funcionamiento seguro y eficiente son:

2.2.3.2 IEC 60076. La serie IEC 60076 de la Comisión Electrotecnia Internacional (IEC) entabla las principales especificaciones para los transformadores de potencia. Principalmente estos estándares abordan temas de construcción, métodos de prueba, clasificación de potencia y los aspectos de rendimiento.

2.2.3.3 ISO 9001. Este estándar internacional aborda los requisitos para la gestión de calidad para sistemas como los transformadores, no es específicamente para transformadores, pero los fabricantes de transformadores previamente listados buscan esta certificación para garantizar que las actividades de fabricación se encuentren realizadas con la calidad descritas en este estándar.

2.2.3.4 IEC 62271. Esta serie aborda normativas para los equipos de alta tensión, incluidos los transformadores de potencia. Consta de requisitos para la construcción y rendimiento de los transformadores utilizados para sistema de alta tensión.

El propósito fundamental de un transformador de potencia es cambiar los niveles de tensión de la energía eléctrica. Cambiar los niveles de tensión a niveles seguros y utilizables para la distribución de la red. Facilitan la interconexión entre los sistemas eléctricos que operan a distintos niveles de voltaje, estos equipos son comunes en áreas donde la generación de energía y el consumo son separados por distancias considerables.

Los transformadores permiten adaptar impedancias entre los sistemas de transmisión y el sistema de distribución. Teniendo como resultado maximizar la transferencia de potencia y reduciendo las perdidas en el sistema eléctrico. Además, proporcionan aislamiento entre

sistemas de alta tensión y sistemas de baja tensión. Fundamental para garantizar seguridad del personal y los equipos integrados en ambos lados del transformador.

Algunas de las magnitudes que obtenemos de los transformadores de potencia se pueden calcular según las diferentes variables que podemos obtener:

A. Relación de Transformación (a):

$$a = \frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

Donde:

- V_1 y V_2 son los voltajes en lados primario y secundario, respectivamente.
- N_1 y N_2 son el número de espiras en lados primario y secundario, respectivamente.

B. Potencia Aparente (S):

$$S = V \cdot I$$

Donde:

- S es la potencia aparente.
- V es el voltaje
- I es la corriente.

C. Potencia Activa (P):

$$P = S \cdot \cos(\phi)$$

Donde:

- P es la potencia activa.
- S. es la potencia aparente.
- $\cos(\phi)$ es el factor de potencia.

D. Potencia Reactiva (R):

$$R = S \cdot \text{Sen}(\phi)$$

Donde:

- R es la potencia reactiva.
- S es la potencia aparente.
- $\text{Sen}(\phi)$ es el componente imaginario del factor de potencia.

Los tipos de transformadores de potencia que tenemos en las subestaciones eléctricas son los de elevación de tensión, los cuales aumentan el voltaje para hacer eficiente la transmisión a larga distancia en las líneas de transmisión de alta tensión. Por el contrario, los transformadores de reducción disminuyen la tensión para la distribución a las cargas finales.

Figura 10

Transformador de potencia



Nota. Adecuada de *Transformador de potencia*, por GEDELSA, 2018, GEDELSA (<https://onx.la/5e4c6>)

Un aspecto importante para el diseño de los transformadores de potencia es la eficiencia, debido a que se tiene que minimizar las pérdidas que se puedan ocasionar en forma de calor en la conversión y transmisión de la electricidad. Para garantizar una vida útil prolongada y un óptimo rendimiento, es importante poder realizar un mantenimiento preventivo de manera periódica.

Los transformadores también deben cumplir ciertos estándares establecidos por agencias reguladoras y estándares internacionales para garantizar la seguridad y el cumplimiento de los requisitos del sistema eléctrico.

En definitiva, los transformadores de potencia cumplen un rol significativo en la transmisión y distribución de energía eléctrica, estableciendo la confiabilidad y eficiencia en el suministro eléctrico a lo largo de toda la red.

2.2.3.5 Disyuntores. Los disyuntores forman parte integral de una subestación eléctrica y tiene como objetivo principal interrumpir o cortar el flujo de corriente eléctrica en un caso de sobrecarga del sistema o también la falla de este. Dicho equipo en una subestación como una mina u otro entorno industrial desempeña un papel crucial en proteger los equipos que conforman el circuito de la subestación, esto garantiza la seguridad de una operación y evita daños mayores en costos y tiempos sin monitoreo en la subestación. (Escobar, 2014)

Se utilizan diferentes tipos de interruptores o disyuntores en una subestación y elegir el correcto representa varios factores como el amperaje, tipo de carga y el uso específico de este. Los tipos de interruptores de Alta tensión comúnmente son:

A. Interruptores de aceite. El diseño del interruptor de aceite tiene como función cuando los contactos se separan y se forma el arco eléctrico genera el gas hidrogeno que es la descomposición del aceite mineral aislante.

B. Interruptores de gas SF6. Este interruptor es el tipo más amigable con el medio ambiente que las diferentes opciones, el uso del gas SF6 para enfriar el arco utiliza la presión para alargar el arco a través de una ruptura de arco, la rigidez dieléctrica y el rendimiento del disyuntor reduce de manera significativa a presiones más bajas.

C. Interruptores al vacío. Emplean un vacío conocido como un pequeño cilindro para extinguir el arco eléctrico generado por la apertura de contactos, el arco se ve obligado inmediatamente a asentarse en la protección metálica que rodea los contactos. Sin el voltaje necesario para mantener el arco, se extingue de manera controlada.

Este dispositivo tiene símbolos convencionales usados en los diagramas de subestaciones eléctricas conocidos como topologías:

Figura 11

Simbología de un interruptor



Fuente: Extraída de *Símbolos gráficos de electricidad*, por la Norma DGE, 2002,

Ministerio de Energía y Minas del Perú (<https://lc.cx/ToyEkF>)

Algunas de las fórmulas que necesitaremos tener presente en los disyuntores o interruptores son las siguientes:

- **Corriente de cortocircuito (I_{cc})**

$$I_{cc} = \frac{V}{Z}$$

Donde:

- I_{cc} es la corriente de cortocircuito.
- V es la tensión nominal del sistema
- Z es la impedancia del sistema o la resistencia.

- **Tiempo de operación del disyuntor (t)**

$$t = TMS \cdot \frac{I_{cc}}{I_p}$$

Donde:

- T es el tiempo de operación del disyuntor.
- TMS es la multiplicidad de tiempo de retardo.
- I_{cc} es la corriente de cortocircuito.
- I_p es la corriente de disparo.

- **Potencia consumida por el disyuntor (P)**

$$P = I^2 \cdot R$$

Donde:

- P es la potencia consumida por el disyuntor.
- I es la corriente a través del disyuntor.
- R es la resistencia del disyuntor.

- **Corriente nominal ajustada del disyuntor (Inom)**

$$I_{nom} = \frac{IC}{\sqrt{3} \cdot V}$$

Donde:

- Inom es la corriente nominal del disyuntor.
- IC es la capacidad de interrupción.
- V es la tensión nominal del sistema.
- I_p es la corriente de disparo.

El principio de funcionamiento del interruptor de potencia es activar y desactivar la conducción de energía, los criterios que logran que sea un mecanismo en donde se permita el flujo de la energía de un punto a otro punto es la presión, el cual mantiene dos estados. El estado abierto, permitiendo el correcto aislamiento entre ambos contactos para energías

nominales o cortocircuitos, según sea el caso. Y el estado cerrado el cual implica la conexión de los contactos bajo la energía nominal de operación regular de la subestación. Como parte fundamental de su funcionamiento es necesario conocer que la corriente nominal del disyuntor deber ser igual o mayor que la corriente de cortocircuito.

$$I_n \geq I_{cc}$$

En donde:

- I_n es la corriente nominal.
- I_{cc} es la corriente de cortocircuito.

Gran parte de los interruptores están diseñados para interrumpir corrientes de cortocircuito; sin embargo, otros disyuntores tienen como objetivo la protección contra sobretensiones o sobrecargas.

En general, los interruptores en las subestaciones son capaces de poder apagar ciertas partes de la red eléctrica en caso de una emergencia, de manera que aísla y minimiza el impacto de una falla en la red eléctrica y permite que la energía se pueda reestablecer de una manera más oportuna luego de un corte eléctrico. Asimismo, dichos dispositivos suelen ser parte estratégica de una red integral de una subestación, diseñada estratégicamente para su seguridad y protección.

Los disyuntores requieren de un mantenimiento de manera regular para así poder garantizar el funcionamiento óptimo. Incluyendo pruebas de funcionamiento, inspecciones y lubricación en las partes móviles. Igualmente, deben cumplir con la normativa de seguridad y estándares para garantizar una correcta protección de los equipos que conforman la red eléctrica y la seguridad para el personal que interviene.

En el Perú, las normas para los interruptores y otros componentes eléctricos se rigen por el Código Nacional de Equipos Eléctricos (RENOIE), también conocido como Código Eléctrico Peruano. Esta ley establece las normas y requisitos técnicos que deben cumplir los

equipos eléctricos para garantizar la seguridad y eficiencia del suministro eléctrico. Estas regulaciones pueden incluir reglas relacionadas con la selección, instalación, operación y mantenimiento de disyuntores, así como las normas de seguridad y pruebas que deben cumplir los disyuntores. Las marcas reconocidas en el territorio peruano por tener reconocimiento son Siemens, Tonna, Hager, ABB.

Figura 12

Disyuntor de alta potencia



Nota. Adecuada de *Disyuntor compacto 3API DTC*, por Direct Industry, 2024, Virtual Group (<https://onx.la/d340f>)

2.2.3.6 Transformador de corriente. El transformador de corriente, también conocido como transformador de instrumento, su función principal es la medición de amperaje de alta magnitud para poder convertirlo en niveles estables y seguros para ser manejados en los equipos que conforman la red eléctrica, ya sea un el aumento o la disminución de la corriente alterna. La relación de transformación (a) se define como:

$$a = \frac{I_p}{I_s}$$

Donde:

- I_p es la corriente primaria.
- I_s es la corriente secundaria.

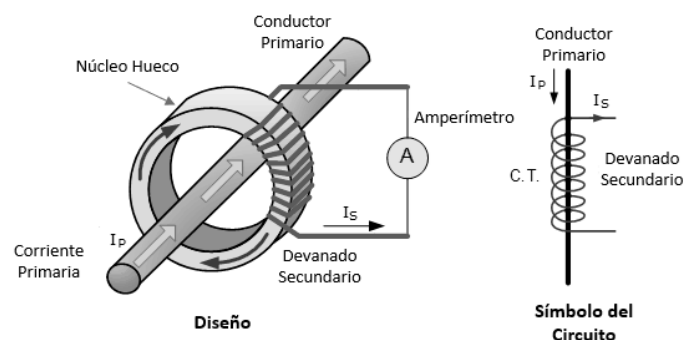
En donde la condición de los transformadores de corriente de manera general se cumple que $I_p > I_s$. El criterio el cual se basa el transformador de corriente es reducir la corriente en el circuito primario, el cual fluye la corriente de mayor magnitud a un nivel proporcionalmente menor en el circuito secundario, el cual sería la magnitud correcta para los equipos de medición e instrumentación. A diferencia de otros transformadores, abarca solo una o reducidas vueltas en su devanado primario, y se maneja con una bobina de alambre de una resistencia muy alta que esta enrollada en el núcleo o una barra de bus entre el orificio central.

Los transformadores de corriente están conformados por un núcleo toroidal a base de acero de silicio, con N cantidad de vueltas de alambre de cobre. En base a ello los transformadores de corriente se denominan por la relación de corriente entre el devanado primario y el secundario. Así como, si denominamos un transformador de corriente con una relación 3000:5 A, debido a que la intensidad secundaria se encuentra normalizada en 5 A, tiene como resultado una corriente de salida de 5 amperios cuando 3000 A pasan por la bobina del primario. Dicha relación será importante para poder calcular la impedancia en un lado del transformador de corriente. Se tomará en cuenta que para tener la impedancia del secundario (Z_s) se multiplicará el valor de la impedancia inicial (Z_p) por la relación de la corriente (N):

$$Z_s = N.Z_p$$

El cual en nuestro ejemplo propuesto seria: $Z_s = 600Z_p$, con este ejemplo podríamos determinar las impedancias de los devanados.

Figura 13
Transformador de corriente



Nota. Extraída de lógica del transformador de corriente, por Carlos Julian, 2019, GIntelecto (<https://onx.la/1189f>)

La norma IEC 61869-1 define los tipos de precisión en la cadena de medida que estos transformadores deben de ser según sea 0.1, 0.2s, 0.5, 0.5s, 1 y 3, esto dependerá de la carga y la medida requerida. Por ejemplo, el error de la relación entre la corriente del devanado primario y secundaria de un transformador con clase 0.5 es de 0.5% con la corriente nominal, este error conocido como desfase es importante para las mediciones de potencia.

Este dispositivo tiene símbolos convencionales usados en los diagramas de subestaciones eléctricas conocidos como topologías.

Figura 14

Símbolo del transformador de corriente



Nota. Extraída de topología transformador de corriente, por Anju Thangam, 2022, TAMESON (<https://onx.la/c70ea>)

Según la función que el transformador de corriente realiza pueden clasificarse en:

A. Transformador de corriente medidores. Estos dispositivos son utilizados junto con los instrumentos para la medición de amperaje, energía y potencia como lo son el amperímetro, vatímetro, etc.

B. Transformador de corriente protectores. Estos dispositivos se utilizan junto con los equipos de protección como son los relés o bobinas de disparo. La corriente que sale del devanado secundario se utiliza para las entradas a los relés de protección, el cual aíslan el circuito mediante lógicas, permitiendo el conocimiento en caso de una condición de alarma. Esta función es importante para un sistema SCADA, el cual transmitirá la información hasta el nivel de monitoreo en tiempo real.

2.2.3.7 Relés. Son dispositivos que gracias al avance tecnológico y el gran desarrollo de software en las últimas décadas han transformado la supervisión de la red eléctrica, estos dispositivos inteligentes son la forma más segura de protección continua y activa para evitar cualquier daño en los equipos de campo, ellos adquieren las señales de los diferentes equipos como los transformadores de corriente, disyuntores y lo transforman en señales digitales y analógicas para poder visualizar los valores de medidas y protección en los sistemas SCADA para su monitoreo, siendo relevantes en las subestaciones eléctricas actuales, ya que cumplen distintas funciones para los sistemas eléctricos de potencia.

Los relés de protección están hechos para cumplir las siguientes propiedades operativas:

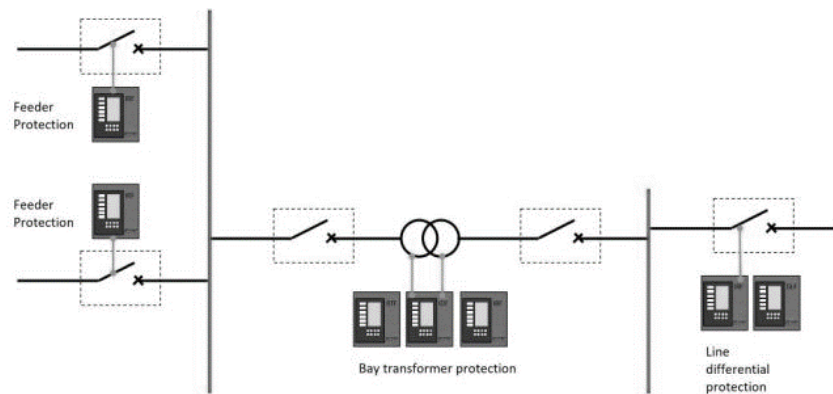
A. *Fiabilidad.* La característica principal de un relé de protección es tener una respuesta segura y confiable ante un evento que se produzca, vigilando permanentemente los distintos acontecimientos del sistema en cuanto se produzcan. Por tal razón, la respuesta en seguridad tiene como significado que debe actuar en las situaciones necesarias. Es necesario enfatizar, que la protección debe actuar en las diferentes etapas que componen el proceso de la red eléctrica, y que esta falla sea extinguida con efectividad.

B. *Selectividad.* Capacidad del relé para poder detectar la presencia de una falla a nivel general, diferenciando si la falla ha sido ocasionada dentro o fuera del área el cual está vigilando, por consiguiente, informar y dar el orden de disparar los disyuntores el cual se encuentran bajo su vigilancia, si es necesario para extinguir la falla. Dicha propiedad es inherente del propio funcionamiento del relé de protección, actuando y no actuando en los casos que sean necesarios en cuanto se ha programado en su lógica, por ejemplo, dejar fuera de servicio ciertos circuitos de la red para que no afecten la red eléctrica general, aislando la falla para no causar un problema general.

C. *Velocidad.* Luego de haber detectado una falla debe de aislar esta anomalía del sistema lo más rápido posible, extinguendo la falla en menos tiempo implica que sus efectos no serán consecuentes en los diferentes equipos que conforman la red de la subestación eléctrica. Por ello, se realizan pruebas de rangos de tiempos en cuanto se presenta una falla dándole el tiempo máximo para restablecer las condiciones normales de operación del sistema, lo cual logra que haya un menor riesgo en los equipos que se dañen, poniendo en indisponibilidad equipos para que no afecte la red completa.

Algunas de las marcas reconocidas en el Perú son Siemens, ABB, Schneider Electric, Legrand, etc.

Figura 15
Relés de Protección en un circuito



Nota. Extraída de sistemas de relés de protección, por T&D Electric, 2023, Subestaciones eléctricas (<https://onx.la/edc76>)

Los relés de protección de la subestación son activos importantes en los sistemas de distribución de energía. Hay distintos relés según la protección como son los de protección de transformador, diferencial de corriente y sobre corriente, diferencial de barras, falla del interruptor, etc. Conocer la función que queremos monitorear en un sistema eléctrico es vital para garantizar una coordinación adecuada con la red de la subestación.

Conociendo los diferentes relés de protección, hay una variedad de tipos de relé el cual desempeñan funciones en particular. Se clasifican en:

A. Relés de protección. El cual se mencionó los diferentes tipos de protección, detectando fallas y situaciones que no son normales en la red eléctrica, iniciando la desconexión o aislamiento del equipo de potencia en donde está produciendo la falla.

B. Relés auxiliares. Desempeñándose en dos estados los cuales son el estado energizado o des energizado, asistiendo a otros relés y equipos en alguna función lógica que se le asigne.

C. Relés de regulación. Trabajan con magnitudes supervisadas, cuando los márgenes configurados de una señal analógica salen del patrón, dando instrucciones a través de otros equipos para restaurar esa magnitud a sus límites operativos.

D. Relés de verificación. Operan mediante una condición en particular, relacionado a iniciar acciones diferentes al aislamiento de dispositivos de la red en un cierto limite configurado.

2.2.3.8 Gabinetes. Los gabinetes desempeñan una función crucial en la subestación eléctrica almacenando los dispositivos que monitorean los equipos de campo, ofreciendo seguridad no solo en la protección y control a los sistemas, sino al personal que manipula los equipos. Los gabinetes de control albergan los dispositivos de control y monitoreo, suelen estar equipadas con paneles de control y pantallas para supervisar y operar los dispositivos de la subestación como los relés de protección, dispositivos de medición y sistemas de control.

Los gabinetes de protección contienen equipos que protegen y detectan condiciones anormales en la red eléctrica, como sobre corrientes, sobretensiones, perdidas de sincronización en los GPS que albergan los sistemas SCADA. Al igual de los gabinetes de control presentan indicadores visuales.

Los gabinetes de medición contienen equipos de supervisión de las medidas y tienen dispositivos de comunicación para enviar los datos en tiempo real al sistema SCADA para monitorear el flujo de la energía y recopila los datos para el análisis respectivo de los equipos como los transformadores de corriente.

2.2.3.9 Filtros. Son dispositivos inteligentes que se emplean para mejorar la calidad de la energía en la red, reduciendo las perturbaciones en el sistema como las interferencias y fluctuaciones que podrían dañar los equipos electrónicos o reducir su eficacia. El no tener la presencia de estos equipos en la red generan una operación inestable de la subestación ya que genera errores en los equipos de medición y disparos inoportunos en los interruptores de potencia, además de otros dispositivos de protección lo que ocasiona un exceso de corriente en componentes y el sobrecalentamiento de transformadores, y componentes de la red en general.

Los filtros armónicos reducen o eliminan armónicos que se encuentran presentes en la red eléctrica, los armónicos son perturbaciones en la señal real eléctrica generados por cargas no lineales, el cual se originan dentro de los equipos eléctricos, generando caídas en la tensión que pueden ocasionar problemas a corto y largo plazo. Este filtro puede ser activo o pasivo, atenuando armónicos específicos en la red y mejoran la calidad de la onda sinusoidal de la corriente eléctrica. La impedancia (Z_f) de un filtro armónico pasivo puede calcularse:

$$Z_f = \frac{V_h}{I_h}$$

Donde:

- V_h es la tensión del armónico que se quiere atenuar.
- I_h es la corriente del armónico.

Los dispositivos de filtrado permiten compensar la potencia reactiva a la frecuencia para obtener un factor de potencia objetivo y reducen las pérdidas activas en la red eléctrica y dispositivos electromagnéticos, por la reducción de la distorsión armónica total (THD). El valor THD es importante para elegir el equipamiento de filtro adecuado, teniendo dicho valor, sabemos que este número no debe ser superado obteniendo un análisis simulado de las mediciones efectuadas por estas cargas en la red para generar la compensación de factor de potencia.

2.2.4 Operación de una subestación

La operación incluye el monitoreo continuo de parámetros eléctricos como tensión, amperaje y frecuencia. Los operadores utilizan sistemas de control para monitorear y ajustar los procedimientos operativos según sea necesario, teniendo la operación precisa de los dispositivos cruciales en el control del flujo eléctrico de la subestación como lo son los interruptores y seccionadores, componentes fundamentales en la red. Los interruptores permiten la apertura o cierre de los circuitos, en tanto que los seccionadores permiten aislar los equipos para el mantenimiento programado. (Osorio Patiño y Culma Ramírez, 2017)

Conocer el proceso general de la generación de energía en la cual forma parte una subestación eléctrica es importante, ya que permite conocer de qué manera es efectiva la transmisión eléctrica, se puede representar a manera de resumen en:

2.2.4.1 Generación y transformación de energía. La generación eléctrica generalmente empieza en una central eléctrica, el cual utiliza formas de energía como la hidroeléctrica, eólica, solar o térmica para poder producir la electricidad. La energía eléctrica generada en la central tiene una tensión muy elevada con la finalidad de transmitir dicho voltaje a largas distancias de manera eficaz. En las subestaciones de generación, los transformadores elevadores incrementan la tensión antes que la energía se pueda enviar a las líneas de transmisión.

A. Transmisión. La energía eléctrica es transportada a distancias largas a través de las líneas de transmisión de alta tensión. Existen líneas de transmisión de alta tensión de diferentes tipos como lo son cables subterráneos o las líneas aéreas en su mayoría.

B. Subestación de transformación. En cuanto la energía eléctrica se aproxima al destino, se direcciona en distintas subestaciones de transformaciones intermedias, el cual estas subestaciones disminuyen la tensión a niveles manejables para la distribución del área local.

C. Distribución. La energía se transfiere a las subestaciones de distribución, el cual reducen el voltaje a una medida mucho menor para poder ser adaptada a las urgencias locales.

D. Transformación y entrega para el consumidor final. En la subestación de distribución local especificada en el anterior punto, utiliza los transformadores para ajustar la tensión según las necesidades determinadas por los consumidores finales. El proceso final de la electricidad es poder ser entregada de manera local como lo son las casas, empresas y instalaciones como fabricas a través de las líneas de distribución, pero en baja tensión.

E. Monitoreo y control. En todo el proceso descrito, las subestaciones se encuentran equipadas con equipos que monitorean y controlan la estabilidad del sistema eléctrico, garantizando que se cumplan estos protocolos. Estos equipos son los interruptores, disyuntores, transformadores de corriente, filtros y equipos de protección.

Tabla 3
Señales analógicas de monitoreo en una subestación

Medidas analógicas de monitoreo	Abreviatura
Voltaje fase R	VR
Voltaje fase S	VS
Voltaje fase T	VT
Corriente fase R	IR
Corriente fase S	IS
Corriente fase T	IT
Frecuencia	F
Potencia Activa	P
Potencia Reactiva	Q
Potencia Aparente	S
Factor de potencia	FP

Nota. Las abreviaturas forman parte del proceso del listado de señales de ingeniería básica del proyecto.

La operación en el proceso de generación implica garantizar la seguridad del sistema, gestionar los dispositivos de protección, como los fusibles y relés, el cual se encargan de activarse en caso de fallas para proteger los dispositivos.

Un programa de mantenimiento preventivo regular es fundamental para la operación de una subestación eléctrica, incluyendo la revisión de hardware y software del sistema interconectado a la subestación eléctrica. Asegurando la comunicación remota, que logre que los operadores puedan controlar y monitorear la subestación desde un centro de control, mejorando la capacidad de respuesta y operatividad en la gestión de alarmas y eventos de la subestación.

La corriente máxima y mínima de cortocircuito de una subestación son parámetros relevantes que son consideradas en la operación básica de una subestación, además de su diseño. Estos valores son las magnitudes de amperaje que pueden fluir en la red eléctrica en caso de un cortocircuito, es decir, una conexión inoportuna o intencionada entre dos puntos distintos de potenciales eléctricos.

La corriente máxima de cortocircuito es el amperaje máximo que puede fluir en el sistema eléctrica en caso de un cortocircuito. Este valor varío de acuerdo con el diseño

adecuado de los equipos de protección, como los relés. La magnitud de esta corriente dependerá de distintos factores, como la capacidad de generación, la impedancia de la línea y la topología del sistema eléctrico.

La corriente mínima de cortocircuito se refiere a el amperaje mínimo que fluye en el sistema durante un cortocircuito. Esta corriente es significativa en casos concretos, como los sistemas de distribución BT. Al igual que la corriente máxima, la corriente mínima es importante tener en cuenta esta corriente al seleccionar y calibrar los dispositivos de protección, debido a que algunos equipos están diseñados para poder detectar estas corrientes que son relativamente bajas.

Los sistemas de automatización son utilizados en las subestaciones eléctricas para mejorar la eficiencia operativa, de manera que se pueda supervisar y controlar diferentes funciones, tener una respuesta automática en eventos irregulares y favorecer la integración con los sistemas de gestión energética.

2.2.5 Automatización de subestaciones eléctricas

2.2.5.1 Tipos de automatización.

A. Automatización de Monitoreo. El sistema SCADA permite la supervisión en tiempo real en la recopilación de datos de las distintas bahías que conforman la subestación para el control y tomar decisiones correctas y a tiempo de acuerdo con lo que se tenga planteado, utilizando sensores y dispositivos que forman parte de los elementos de la subestación para medir parámetros eléctricos y emitir esta información al sistema SCADA.

B. Automatización de Protección y Control. Es el componente de control automático que establece los parámetros de operación para mantener la estabilidad del sistema, detectando y respondiendo a condiciones anómalas o fallas en el sistema eléctrico, enviando los datos obtenidos al sistema SCADA, para poder modelar y condicionar lógicas de acuerdo con la configuración a nivel de relés de protección.

C. Automatización de Conmutación. Los sistemas de gestión de interruptores permiten controlar y coordinar la apertura y cierre de los circuitos de manera automática y remota, de esta manera se supervisa la red eléctrica en la operación de los interruptores.

D. Automatización de Comunicaciones. Las redes de comunicación nos facilitan la transmisión de datos entre los diferentes equipos de la subestación en la red de control y los centros de control. Mediante los protocolos de comunicación estándar existentes garantizan la interoperabilidad de los equipos para que puedan comunicarse entre diferentes marcas y sistemas.

E. Automatización de Gestión Energética. Los Sistemas de Gestión de Energía (EMS) son los encargados de coordinar la generación y distribución energética para optimizar la eficacia y la calidad en el suministro eléctrico. También, forman parte de la optimización de cargas el cual ajustan automáticamente la distribución de cargas mejorando la eficiencia energética.

2.2.5.2 Equipos de automatización. Los relés de protección detectan y responden a condiciones anormales o fallas en el sistema eléctrico, protegiendo equipos y líneas de transmisión. Su principal función es dirigir el interruptor de alta potencia para poder operar de manera segura. Son dispositivos basados en microprocesadores que suelen ser equipos en versión trifásicos, ofreciendo la capacidad de interactuar en protocolos de comunicaciones comunes en la automatización de subestaciones como el IEC-61850. (Wright, 2003) En general, los relés de protección no están conectados de manera directa en el sistema de energía, por tal motivo los transformadores de corriente son utilizados para reducir las tensiones y corrientes, a las magnitudes diseñados para los relés. Como se indicó los relés de protección se clasifican según la función para el cual se representa, cada función fue diseñada y asignada a un protocolo IEEE Std. C37.2 asignadas en la Tabla 4.

Tabla 4
Número de función del relé de protección

Numero de función del dispositivo (código ANSI)	Función de protección
21	Distancia
25	Sincronizando
27	Bajo voltaje
32	Poder direccional
47	Voltaje de secuencia de fase
50	Sobre corriente instantánea
51	Sobre corriente de tiempo
59	Sobretensión
81	Frecuencia
87	Diferencial

Nota. Extraída de Standars for Electrical Power System Device Function Numbers, por IEEE, 2022, IEEE SA (<https://onx.la/05de4>)

Controladores lógicos programables (PLC) son dispositivos programables utilizados para controlar y supervisar procesos en tiempo real. Se emplean para la automatización de tareas específicas en la subestación. Actualmente los PLCs cuentan con la capacidad de actuar como una RTU siendo configurado como uno, debido a que se puede integrar bahías a mayor

escala con gran potencia de cálculo de las señales que provienen de campo, además de representar un menor costo en las subestaciones, esta solución actualmente está sustituyendo en muchas subestaciones a las RTUs.

Unidades terminales remotas (RTU) conectan dispositivos de campo con el sistema de control central, permitiendo la monitorización y control remotos. Reciben las señales de los dispositivos de campo como son los sensores y equipos de alta potencia, enviando comandos a los equipos finales como el SCADA ejecutando los cambios administrados en los softwares de la aplicación. Se encuentran en el nivel intermedio de la pirámide de la automatización, a un inferior se encuentra los equipos de campo que obtienen los datos propios de control y las medidas del sistema.

Las alarmas corresponden como una característica principal de la implementación de un sistema SCADA. Una alarma es un estado digital que puede definir dos valores como lo son el estado normal o el estado alarma. La alarma se crea desde el nivel de campo, un ejemplo de una alarma en la subestación es la del disparo general de un dispositivo que la conforma. Esta alarma es leída por la RTU según sea el dato y envía comandos digitales de salida.

Los sistemas SCADA son sistemas que integran todo el sistema de la subestación permitiendo la supervisión en tiempo real, la adquisición de datos y el control de la subestación. Proporcionan interfaces gráficas para operadores y facilitan la toma de decisiones a través de estaciones de operación, que reflejan a través de despliegues la red eléctrica, los eventos y alarmas del sistema según el diseño que se configure. Refleja los históricos en aplicaciones del propio software, pudiendo hacer consultas en el tiempo que necesitemos saber un valor de una magnitud del sistema o alguna alarma que se halla presentado de algún equipo de la propia red eléctrica, llegando desde el nivel de automatización de campo, con los elementos que conforman el patio de la subestación a través de los protocolos de comunicación que se integran en los niveles de automatización.

Según Gómez et al. (2008), la función que cumple en la red de control un sistema SCADA es una característica de la automatización que no cualquier dispositivo ofrece como solución la cual es el de la supervisión. En el rubro de automatización existen sistemas de control que ofrecen soluciones convenientes para entornos industriales. Lo que diferencia el sistema SCADA de las demás soluciones es que es una herramienta de control supervisado, por lo que gran parte del control que define el proceso de controlar el hardware a través de los instrumentos de control como los controladores lógicos programables o los algoritmos lógicos de control que existen en niveles inferiores del nivel del SCADA.

2.2.5.3 Protocolos de comunicación. Los protocolos de comunicación son fundamentales para garantizar la interoperabilidad entre los dispositivos que conforman una subestación eléctrica automatizada. Permiten el intercambio estructurado de información entre los equipos de campo, las RTUs y el sistema SCADA, asegurando la integridad, velocidad y confiabilidad de los datos transmitidos.

A. IEC 61850. El estándar IEC 61850, publicado por la Comisión Electrotécnica Internacional, define el modelo de comunicación para la automatización de subestaciones eléctricas. Su principal objetivo es lograr la interoperabilidad entre dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) de distintos fabricantes dentro de una misma subestación, eliminando la dependencia de protocolos propietarios.

Este estándar utiliza dos servicios de comunicación principales los cuales son GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event): Permite la transmisión de eventos críticos entre IEDs con tiempos de respuesta menores a 4 ms, siendo fundamental para funciones de protección y enclavamiento entre dispositivos y el MMS (Manufacturing Message Specification): Utilizado para la comunicación entre los IEDs y el servidor SCADA, permitiendo la lectura de medidas, estados y el envío de comandos de control.

Sus principales características e indicadores son:

Tabla 5
Protocolo 61850

Indicador	Valor / Característica
Tiempo de respuesta GOOSE	< 4 ms
Modelo de datos	Orientado a objetos
Capa de red	Ethernet (LAN)
Aplicación principal	Comunicación interna de subestación
Interoperabilidad	Entre IEDs de distintos fabricantes

B. IEC 60870-5-104. El protocolo IEC 60870-5-104 es un estándar de comunicación definido por la IEC para la transmisión de información entre subestaciones eléctricas y centros de control remotos a través de redes TCP/IP. Es ampliamente utilizado en sistemas SCADA para la supervisión y control de infraestructura eléctrica a larga distancia (International Electrotechnical Commission, 2006)

Este protocolo permite la transmisión de:

- Telemedidas: Valores analógicos como tensión, corriente y potencia.
- Señales: Estados digitales de interruptores, seccionadores y alarmas.
- Comandos: Órdenes de apertura y cierre de dispositivos desde el centro de control.
- Estampas de tiempo: Registro preciso del momento en que ocurre cada evento.

Sus principales características e indicadores son:

Tabla 6
Protocolo 60870-5-104

Indicador	Valor / Característica
Capa de transporte	Capa de transporte
TCP/IP	TCP/IP
Puerto estándar	Puerto estándar
2404	2404
Aplicación principal	Aplicación principal

Tipo de datos	Tipo de datos
• DNP3	

El protocolo DNP3 (Distributed Network Protocol 3) fue desarrollado originalmente por Westronic en 1990 y posteriormente adoptado como estándar abierto por el IEEE Std 1815. Es ampliamente utilizado en América del Norte y en algunos entornos latinoamericanos como protocolo de comunicación entre RTUs, IEDs y sistemas SCADA, especialmente en los sectores eléctrico, de agua y gas (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2012)

Una de sus características más destacadas es el reporte por excepción, mediante el cual el dispositivo de campo solo transmite información cuando detecta un cambio de estado o cuando el valor de una variable supera un umbral definido, optimizando significativamente el uso del ancho de banda disponible.

Sus principales características e indicadores son:

Tabla 7
Protocolo DNP3

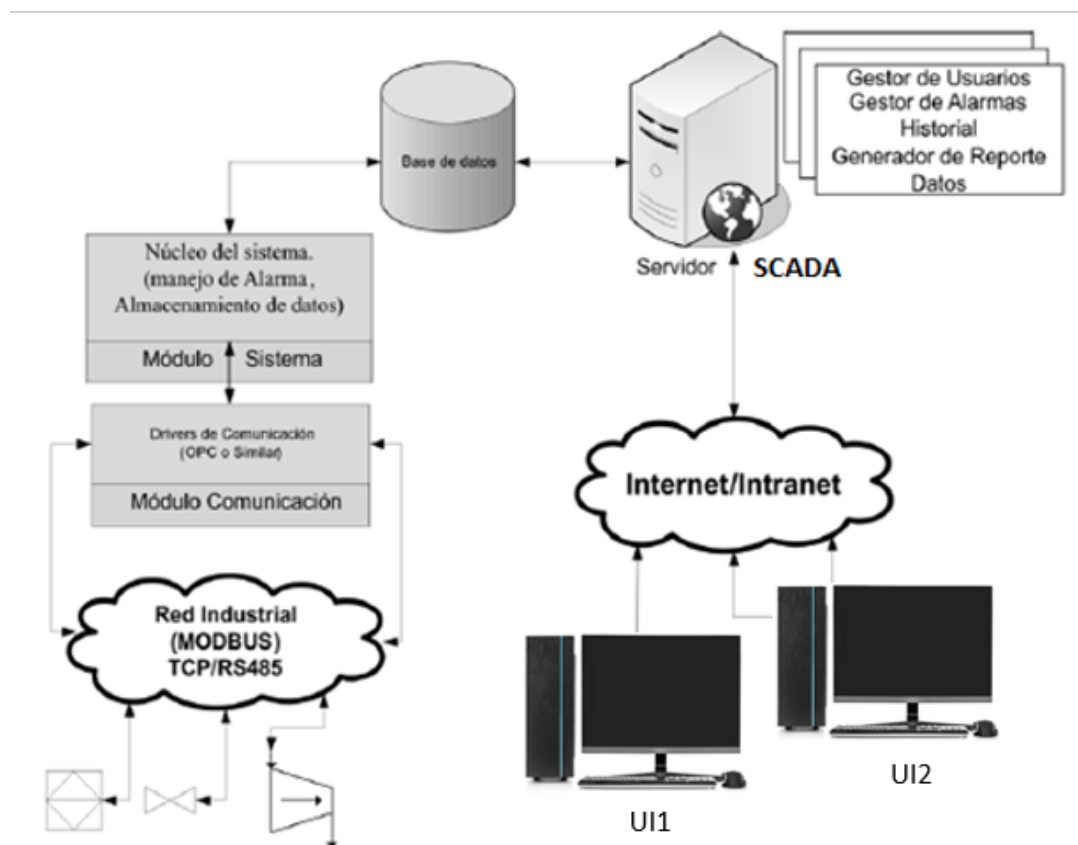
Indicador	Valor / Característica
Estándar	Estándar
IEEE Std 1815	IEEE Std 1815
Capa de transporte	Capa de transporte
Serial / TCP/IP	Serial / TCP/IP
Aplicación principal	Aplicación principal
RTU ↔ SCADA en redes WAN	RTU ↔ SCADA en redes WAN

2.2.6 Sistemas SCADA

2.2.6.1 Funcionamiento de un sistema SCADA. Para comprender el funcionamiento del sistema SCADA, es necesario comprender la arquitectura básica el cual está compuesta por las RTUs la cual recopilan las señales de los equipos de campo como los transformadores de corriente. Posterior a ello, dirigen la información obtenida de campo a los equipos con software SCADA donde se procesa, reparte y muestra los datos, distribuyendo los datos obtenidos a los operarios para el análisis y la toma de decisiones importantes. El software SCADA genera un centro de visualización para los operadores mediante estaciones de trabajo (Rodríguez, 2013).

Figura 16

Funcionamiento de un sistema SCADA



Nota. Esquema del flujo de información y control en un sistema SCADA.

2.2.6.2 Tipos de sistemas SCADA. Un tipo de sistema SCADA es el SCADA distribuido el cual implica la distribución de diferentes estaciones de trabajo o nodos que se encuentran distribuidos geográficamente en sitios distintos que se comunican entre sí. Favoreciendo la confiabilidad del sistema mediante la redundancia que se aplica en tener dos nodos que se encuentran sincronizados. A diferencia de un SCADA centralizado, donde un solo controlador se sitúa en una sola ubicación central Actualmente, los sistemas distribuidos están presentes no solo en las subestaciones eléctricas, también en las industrias de gas y petróleo, centrales nucleares, plantas químicas, etc. (Wiebe, 1999)

La redundancia en los sistemas SCADA es un criterio de diseño fundamental para garantizar la continuidad operativa. Un sistema redundante contempla la duplicación de servidores, enlaces de comunicación y fuentes de alimentación, de manera que, ante la falla de un componente, el sistema secundario asuma automáticamente las funciones sin interrumpir la supervisión. Este concepto se cuantifica mediante el indicador de disponibilidad del sistema, el cual se define como:

$$Disponibilidad = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \times 100\%$$

Donde MTBF (Mean Time Between Failures) es el tiempo medio entre fallas y MTTR (Mean Time To Repair) es el tiempo medio de reparación. Un sistema con redundancia adecuada puede alcanzar disponibilidades superiores al 99.9%, valor considerado estándar en entornos industriales críticos como la minería (IEEE, 2020).

Este tipo de sistema esta interconectado por una red de comunicación de alta velocidad, esto permite que la fiabilidad del sistema se encuentre supervisada con baja latencia en los procesos individuales.

En cambio, el SCADA basado en componentes es el tipo de sistema convencional el cual utiliza componentes modulares que pueden ser adaptados según la necesidad de la industria. Los componentes se pueden personalizar según sea el proceso y entorno, lo que

brinda flexibilidad de incorporar un sistema según las bahías y dispositivos que se integran en las subestaciones.

Existe también el SCADA basado en web el cual permiten el acceso de las aplicaciones de procesamiento de datos y la interfaz gráfica a través de interfaces web, lo que facilita la supervisión y control desde cualquier ubicación con un punto de conexión a la red de internet. Generando utilidad en la gestión remota de los procesos que albergan a la industria, y reduce el requisito de tener instalado algún software adicional con aplicaciones de interfaz gráfica y operación del sistema SCADA. Además, permite utilizar sistemas móviles como los celulares para visualizar los datos en tiempo real en cualquier punto geográfico con acceso a internet.

2.2.6.3 Elementos de un sistema SCADA

A. Unidad terminal remota. Elemento indirecto del sistema SCADA ya que recopila dato de los sensores o equipos de la subestación en tiempo real. Se encarga de la adquisición de datos de campo y la ejecución de maniobras según las instrucciones que se envíe por comandos del SCADA.

B. Sensores y actuadores. Los sensores recopilan los datos de campo, como la presión, temperatura, nivel de aceite, etc. Los actuadores, en cambio, realizan maniobras físicas en respuesta a los comandos enviados del sistema SCADA. Ambos elementos son vitales en la recopilación de datos y en el control de los procesos de la subestación.

C. Unidad central de procesamiento (CPU) del SCADA. La unidad principal del SCADA, donde se procesa la información recopilada y se toma las decisiones lógicas. La CPU del SCADA contiene y ejecuta los algoritmos necesarios para controlar la lógica de la operación, además gestiona la interfaz visual con los operadores.

D. Software SCADA. Según Gómez et al. (2008), contiene las aplicaciones y programas que hacen realidad la función de supervisar y controlar los procesos del entorno de la subestación. Estas aplicaciones forman parte del interfaz gráfico de usuario conocido como HMI o Interfaz Humano-Maquina, para visualizar información, alarmas, eventos y estados del sistema integrado.

E. Comunicaciones y redes. El SCADA requiere una infraestructura de red para la comunicación entre los diferentes niveles que lo conforman sus elementos integrados enviando instrucciones y recibiendo información de estas, por lo tanto, desempeña un papel fundamental. Algunos de los protocolos que se utilizan son IEC 61850, IEC 60870-5-104, Ethernet, Modbus, entre otras, para la transmisión de información.

F. Almacenamiento de datos. Las bases de datos componen la capacidad del sistema para almacenar la información para registrar y archivar los datos recopilados para poder consultarlas cuando el operador lo requiera, mediante este almacenamiento podemos obtener graficas de la información recopilada mediante un interfaz gráfico que suelen tener las aplicaciones SCADA. Estas características son útiles para los análisis retrospectivos, informes y especialmente en auditorías que los coordinadores eléctricos nacionales suelen realizar.

G. Históricos. Almacenar datos históricos a largo plazo es un elemento del SCADA que permite analizar de manera retrospectiva y facilita la toma de decisiones basada en datos históricos, para poder analizar según algoritmos el futuro comportamiento de variables. (Pérez López, 2015)

H. Historian. Es el componente del sistema SCADA encargado del almacenamiento estructurado de datos históricos a largo plazo. A diferencia de una base de datos convencional, el Historian utiliza algoritmos de compresión especializados que permiten almacenar grandes volúmenes de datos de proceso con alta resolución temporal, optimizando el uso del espacio en disco sin sacrificar la fidelidad de la información. Esta herramienta es fundamental para el análisis de tendencias, la generación de reportes operativos y el cumplimiento de auditorías regulatorias exigidas por organismos como OSINERGMIN en el sector eléctrico peruano.

I. Sistema de alarmas. Se generan alarmas de manera automática en respuesta a condiciones que no son normales o eventos críticos según sea la ingeniería integrada en el SCADA. Las alarmas son parte de la configuración del sistema siendo diferenciadas en prioridades según sea la necesidad del entorno, de esta manera los operadores pueden diferenciar ya sea por colores, si una alarma tiene una mayor prioridad que otra, para proceder a la toma de decisiones según sea alertado sobre un posible problema en el proceso común del entorno.

J. Sistemas de seguridad. Según Johansson et al. (2009), la ciberseguridad es un tema fundamental en los sistemas inteligentes actualmente, debido a que se debe proteger contra posibles amenazas como ataques cibernéticos, asegurando la integridad de los datos y la operación del sistema. En el contexto de la ciberseguridad aplicada a subestaciones eléctricas, el estándar IEC 62351 establece los mecanismos de seguridad específicos para los protocolos de comunicación utilizados en sistemas de automatización, incluyendo IEC 61850 e IEC 60870-5-104. Este estándar define medidas como la autenticación de mensajes, el cifrado de datos y el control de acceso, con el objetivo de proteger la integridad y confidencialidad de la información transmitida entre los dispositivos de campo y el sistema SCADA (IEC, 2007).

K. Interfaces de usuario (UI). De acuerdo con Solí& Brito (2016), permiten a los operadores poder interactuar con el SCADA de manera directa, según sea las prioridades que tenga el que accede al sistema.

L. La interfaz humano-máquina (HMI). constituye el punto de interacción principal entre el operador y el sistema SCADA. Una HMI bien diseñada presenta de forma gráfica el estado de la red eléctrica mediante diagramas unifilares dinámicos, indicadores de medidas en tiempo real, gestión de alarmas y registros de eventos. Diseñarla bien no es un detalle menor. La norma ISA-101 establece que una HMI efectiva debe ser visualmente clara, reducir la carga cognitiva del operador y permitir detectar anomalías con rapidez. Cuando se cumple eso, la interfaz deja de ser solo una pantalla y se convierte en una herramienta real de seguridad operativa para la subestación (ISA, 2015).

2.3 Propuesta de solución

2.3.1 Descripción de la propuesta

Esta propuesta tiene un objetivo concreto: equipar la subestación eléctrica de una empresa minera con un sistema SCADA moderno y actualizado que permita automatizar la supervisión y el control de sus operaciones. La necesidad es real. El entorno minero exige niveles altos de confiabilidad y disponibilidad, y la gestión actual de las instalaciones eléctricas tiene margen de mejora en términos de seguridad y aprovechamiento de los recursos tecnológicos disponibles para poder ser un sistema compacto.

El alcance del proyecto es completo. Va desde el levantamiento inicial de información hasta la puesta en marcha del sistema, pasando por la ingeniería básica, donde se identifican las señales críticas de la subestación, se define la arquitectura de red y se establece el esquema de comunicaciones que garantizará una conexión robusta y segura entre los equipos de campo como lo son los interruptores y el centro de control.

En las fases intermedias del desarrollo se realizarán simulaciones y configuraciones en laboratorio conocido como ingeniería offline que se encuentra plasmado en el informe, para validar la integración de señales digitales y analógicas, así como los comandos operativos del sistema, ya sean comandos dobles o simples. Luego se construirán los despliegues gráficos, incluyendo el unifilar general de la subestación, que permitirán visualizar de forma dinámica y amigable el estado de interruptores, seccionadores y otros componentes que puedan ser críticos para el operador.

Una vez que el cliente apruebe la ingeniería, se pasará a la implementación en campo. Ahí se instalará el software Siemens Spectrum Power 5 y se ejecutarán las pruebas FAT y SAT. Estas pruebas no son un trámite. Son la forma de verificar que la solución cumple con todos los requisitos técnicos, operativos y de seguridad antes de entrar en operación real.

Con el SCADA funcionando, la subestación ganará capacidades que no tenía como lo son el monitoreo remoto, gestión de alarmas y detección temprana de irregularidades. Todo eso se traduce en decisiones más rápidas y mejor informadas. El mantenimiento también se verá beneficiado, tanto el preventivo como el correctivo, con tiempos de intervención con menor periodicidad y una operación eléctrica más eficiente en general.

2.3.2 *Proceso de implementación*

La implementación del sistema SCADA se divide en etapas bien definidas. No es un proceso que se improvisa, sino que cada fase tiene su propósito y su momento, y esa estructura es precisamente lo que permite pasar de la idea al funcionamiento real sin tropiezos, ni reprocesos.

Todo arranca con la ingeniería básica. Ahí se genera la documentación que establece las bases técnicas y organizativas del proyecto. Sin eso bien resuelto, lo que viene después no tiene sobre qué apoyarse. Luego viene el desarrollo y configuración del sistema en un entorno controlado, es decir, en modo offline. En esta etapa se prueba y valida el funcionamiento de cada componente antes de que cualquier cosa llegue a campo. Es el momento de encontrar problemas y corregirlos, no después.

Por último, antes de la ejecución en sitio, se gestionan los permisos de ingreso y se completan las capacitaciones en seguridad que exige la empresa minera. Esto no es un trámite menor. Es parte del compromiso con el cumplimiento normativo y con la seguridad de todos los involucrados durante los trabajos en terreno.

2.3.2.1 Diagnostico. La subestación eléctrica de la empresa minera lleva más de diez años funcionando con el mismo sistema de supervisión y control. En todo ese tiempo no hubo actualizaciones relevantes que permitan tener tecnología de vanguardia. El sistema sigue siendo convencional y, lo más limitante, no cuenta con una plataforma centralizada que permita ver en tiempo real qué está pasando con los equipos.

Ante esa carencia, el personal de operación trabaja como puede inspecciones periódicas en campo y herramientas de monitoreo que, en el mejor de los casos, cubren solo una parte de lo que se necesita saber. Muchas de esas herramientas ya están tecnológicamente superadas. Cuando ocurre un evento crítico, la capacidad de respuesta es limitada. Identificar una falla toma más tiempo del que debería. Y mientras más tarda ese proceso, mayor es el riesgo para la operación.

Las condiciones propias de la actividad minera hacen que esta problemática adquiera mayor relevancia, debido a que la disponibilidad y continuidad del suministro eléctrico son elementos fundamentales para garantizar tanto la productividad como la seguridad de las operaciones. Por ello, resulta necesario contar con una infraestructura de supervisión moderna, confiable y capaz de proporcionar información oportuna sobre el estado de los principales componentes de la subestación.

En este contexto, se determinó la necesidad de actualizar y modernizar la infraestructura de supervisión mediante la implementación de un sistema SCADA, orientado a centralizar e integrar las señales provenientes de los diferentes equipos de la subestación, tales como interruptores, seccionadores, IED y RTU. La incorporación de esta solución permitirá disponer de una plataforma unificada para la supervisión, adquisición de datos, gestión de alarmas y registro de eventos operativos.

Más de diez años sin renovación tecnológica dejan marca y es notorio. Las brechas que se han acumulado en la operación actual son concretas y difíciles de ignorar como la

trazabilidad de eventos es limitada, las alarmas se gestionan de forma manual, las comunicaciones no cuentan con mecanismos de redundancia adecuados y conseguir soporte técnico, mantenimiento o repuestos para los equipos existentes es cada vez más complicado.

Cada una de esas carencias tiene un costo. La eficiencia operativa se resiente y la confiabilidad del sistema también. Y en un entorno como la minería, donde los estándares de seguridad y disponibilidad son exigentes, operar con estas limitaciones significa asumir una exposición al riesgo que simplemente no debería estar ahí.

2.3.2.2 Ingeniería básica. La fase inicial del proyecto se centró en desarrollar los documentos base del sistema SCADA. No fue un trabajo hecho en solitario, debido que cada documento se elaboró en coordinación directa con el cliente a lo largo de diferentes etapas, lo que permitió definir especificaciones y parámetros concretos desde el principio.

Trabajar así tiene una ventaja clara. Cuando la documentación técnica se construye con el cliente y no solo para el cliente, el resultado es más preciso y hay menos margen para malentendidos. Eso se traduce directamente en menos reprocesos en las etapas siguientes.

Preparar y revisar bien estos documentos no es un paso burocrático. Es lo que le da solidez al proyecto y lo que permite tomar decisiones con criterio durante la implementación.

A. Listado de Señales. El primer documento desarrollado fue el listado de señales. En él se identificaron, registraron y clasificaron todas las señales provenientes de los distintos equipos de la subestación, incluyendo señales digitales, analógicas y comandos. Este listado no es un documento menor. Es la base sobre la cual se programa y configura el sistema SCADA, por lo que su precisión es determinante para todo lo que viene después. Se presenta un extracto del listado elaborado para el proyecto.

Figura 17
Extracto de señales de Edificio 1

Path	Nombre	Tipo	Estados	Estado Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Interrupotor INT-5426 Posición	DP	Abierto Cerrado	Abierto
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm_Tensión_Entr baja_FalloRed	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm_Tensión_Sal alta	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm_fallo_aislamientoPos	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm_fallo_aislamientoNeg	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Falla MCB Q1 Alim_Entr AC	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Falla MCB Q3 batería DC	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Falla MCB Q2 Sal DC	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm1_Batería en descarga	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm1_Batería baja	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm1_Final_autonomia	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm1_Sobrecarga sistema	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm1_SobreTmpBat	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm1_Sobrecarga seguridad	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm1_Sobrecarga_utilización	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Paro remoto	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm1_Tensión Bat alta	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm1_Tensión_Entr baja_FalloRed	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm1_Alrm urgente_módulos	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm1_Alrm no urgente_módulos	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm1_Corriente carga Bat alta	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm2_Tensión_Entr alta	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm2_Tensión_Sal baja	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm2_Tensión_Sal alta	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm2_Cargas no prior Disconnect	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm2_Fallo_aislamiento Pos	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm2_Fallo_Comm con módulo DCS	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm2_Nivel_electrolito bajo	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm2_Fallo_aislamiento Neg	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm2_Password incorrecto	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm3_Tensión_Sal alta N1	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm3_Tensión_Sal alta N2	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm3_Tensión_Sal baja N1	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm3_Tensión_Sal baja N2	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm_sobrecarga módulo 1	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm_sobrecarga módulo 2	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm_sobrecarga módulo 3	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm_sobrecarga módulo 4	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm_sobrecarga módulo 5	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm_sobrecarga módulo 6	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm_sobrecarga módulo 7	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm_sobrecarga módulo 8	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm_sobrecarga módulo 9	SP	Normal Alarma	Normal
/Net-E/Minera C/Subestacion I/500kV/Edificio Remoto/ATX 1/Alarmas	Alrm_sobrecarga módulo 10	SP	Normal Alarma	Normal

En la figura 15 se pueden ver los parámetros necesarios para integrar cada señal al sistema. Entre ellos figuran la ruta dentro de la estructura SCADA, el nombre descriptivo, el tipo de señal como la digital, analógica o comando, los estados posibles y las direcciones asociadas a los protocolos de comunicación IEC 61850 e IEC-104. Este nivel de detalle permite asegurar la correcta correspondencia entre los dispositivos de campo y la plataforma SCADA, minimizando el riesgo de errores y facilitando futuras tareas de mantenimiento o expansión.

Adicionalmente, la organización y administración de las señales dentro del sistema SCADA se realiza mediante una topología estructurada en Spectrum Power 5, la cual está basada en el modelo CIM (Common Information Model). Esta arquitectura en forma de árbol facilita la clasificación lógica de los datos de ingeniería, representando de manera jerárquica los diferentes recursos físicos de campo, como equipos y mediciones. El proceso de ingreso y manejo de la ingeniería se lleva a cabo utilizando la herramienta IMM (Information Model Management), que permite gestionar eficientemente los objetos del sistema, asegurando la correcta correlación entre la información registrada y los dispositivos de la subestación. Los principales tipos de objetos definidos en la topología incluyen equipos, medidas, estados y comandos, configurados conforme a las necesidades del proyecto y las mejores prácticas establecidas por Spectrum Power 5.

Tabla 8
Ejemplo de topología de señales

Imagen Objeto	Objeto	Nombre (ejemplo)	Uso
	<i>sysNetSubstations</i>	Minera C	Objeto que organizará las subestaciones
	<i>Substation</i>	SE S	Objeto usado para almacenar los datos de ingeniería correspondientes a una subestación. En este caso GE2.
	<i>VoltageLevel</i>	220 kV	Objeto usado para representar el nivel de tensión en el que se encuentran los objetos de menor jerarquía
	<i>Bay</i>	LINEA1	Objeto usado para organizar los datos pertenecientes a un mismo circuito o línea.
	<i>EventAlarmCondition</i>	7SJ	Objeto que usualmente representa a un contenedor de señales tipo alarma.
	<i>Breaker</i>	52J1	Objeto que usualmente representa a un interruptor.
	<i>Disconnect</i>	89J1-1	Objeto que representa los desconectores
	<i>GroundDisconnect</i>	89J1-1T	Objeto que representa los desconectores a tierra
	<i>Analog</i>	Frecuencia	Objeto que representa señales análogas
	<i>Discrete</i>	Alarma Grave	Objeto que representa señales digitales

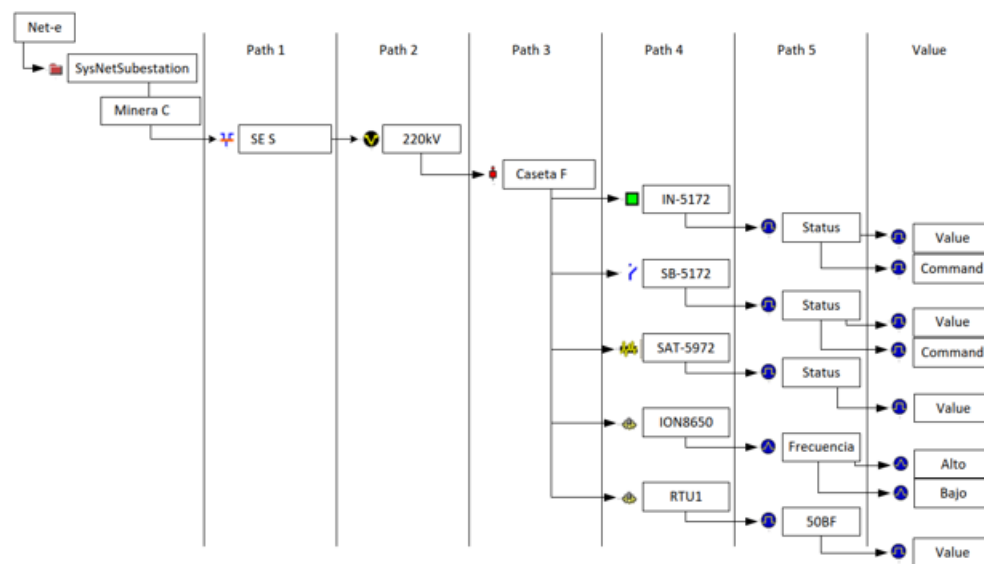
Nota. Se toma como ejemplo un circuito de la subestación.

La estructura principal de la topología en la herramienta IMM se encuentra bajo la instancia denominada Net-E. Desde esta instancia, todos los objetos se organizan siguiendo el esquema jerárquico previamente definido.

Las alarmas y los resúmenes se muestran organizados en columnas: Path1, Path2, Path3, Path4 y Path5. Cada una representa un nivel dentro de la topología del sistema. La lógica es simple. Cada objeto aparece en la columna que le corresponde según su lugar en la jerarquía. El objeto "Substation", por ejemplo, siempre se ubica en Path1. El mismo criterio se aplica al resto de los objetos, lo que mantiene la presentación ordenada y fácil de interpretar.

A continuación, se muestra un ejemplo de cómo se distribuyen las señales dentro de la topología para el sistema de distribución de referencia.

Figura 18
Representación topológica



El sistema IMM organiza las señales en una estructura jerárquica en forma de árbol. Esto hace que cada señal tenga una ruta (Path) única en la cual puede ser identificada. Esta ruta se compone de los distintos niveles del árbol, separados por el carácter “/”, por lo que está restringido su uso en los nombres de las señales para evitar confusiones.

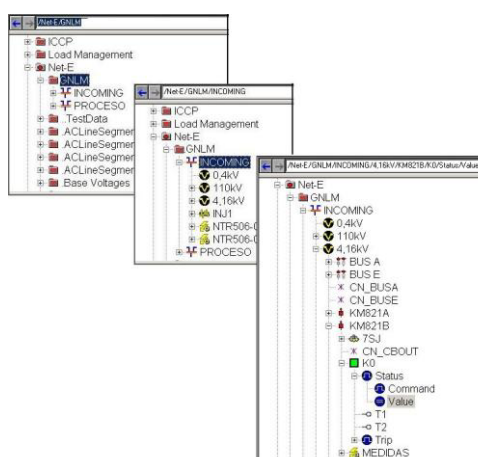
“Net-E/MINERAC/SUBESTACIONES/220kV/LINEA1/5687/Status”

Corresponde a la variable de estado (“Status”) del interruptor “5687”, ubicado en la línea 1 de la subestación S, dentro del área MINERA C y en el nivel de 220 kV.

Este tipo de nomenclatura permite identificar inmediatamente la función y localización de la señal dentro del sistema, facilitando tanto la gestión como la operación y el mantenimiento. De la misma forma, el resto de las señales del proyecto siguen este patrón, asegurando uniformidad y trazabilidad de la información en cada instancia del sistema. Esta es la manera en que la estructura de la topología se visualiza en el IMM, como se muestra en la figura siguiente.

Figura 19

Representación de las señales en el IMM



Todas las señales digitales y analógicas llevan asociada una instancia adicional específica, denominada AnalogValue o DiscreteValue, que debe estar identificada siempre con el nombre “Value”. En el caso de las señales digitales que permiten comandos, se utiliza la instancia Command, la cual debe denominarse “Command”. Para las señales analógicas que requieren parametrización de Setpoints, la instancia correspondiente es Setpoint y debe nombrarse exactamente “Setpoint”. El uso correcto de estos nombres es fundamental para asegurar el funcionamiento adecuado del sistema. Cabe destacar que estas instancias no aparecen reflejadas en las visualizaciones de alarmas o resúmenes.

B. Arquitectura de red. Definición del esquema de comunicaciones entre los distintos dispositivos de campo (IEDs, RTUs) y el centro de control. Se determinan los protocolos, equipos de red, direccionamiento IP y niveles de redundancia necesarios para asegurar la confiabilidad y seguridad de la transmisión de datos.

La arquitectura de comunicaciones desarrollada para el sistema asegura la integridad y confiabilidad de la transmisión de datos entre los dispositivos de campo y el centro de control. Para lograr este objetivo se ha implementado una infraestructura de red segmentada, donde existen redes dedicadas para procesos, control y acceso remoto. Toda la información que generan los IEDs y RTUs llega al sistema a través de switches principales. Estos establecen rutas separadas para cada LAN, lo que reduce bastante la posibilidad de que un fallo puntual afecte al conjunto.

Uno de los aspectos más importantes de esta arquitectura es la redundancia en los servidores. El diseño contempla al menos dos servidores físicos que pueden operar en modo activo-activo o activo-pasivo. Si uno falla, el otro toma el control sin interrupciones. Para un sistema donde la disponibilidad no puede comprometerse, esto no es un lujo sino una necesidad.

El sistema cuenta también con estaciones dedicadas a la operación y a la ingeniería, con acceso prioritario a la red de procesos. Desde ahí se gestiona el monitoreo en tiempo real, la configuración y el diagnóstico de eventos. Tener roles separados entre operación y mantenimiento evita interferencias y hace el trabajo más ordenado. El acceso remoto, por su parte, se maneja a través de una red específica, lo que permite administrar los servidores y realizar tareas de recuperación sin tocar la red principal.

La arquitectura incluye dos switches principales, LAN A y LAN B. Cada servidor y cada estación tiene caminos redundantes hacia ambas redes. Así, si un switch o un enlace falla, la conectividad se mantiene. Es un diseño que sigue las buenas prácticas internacionales para

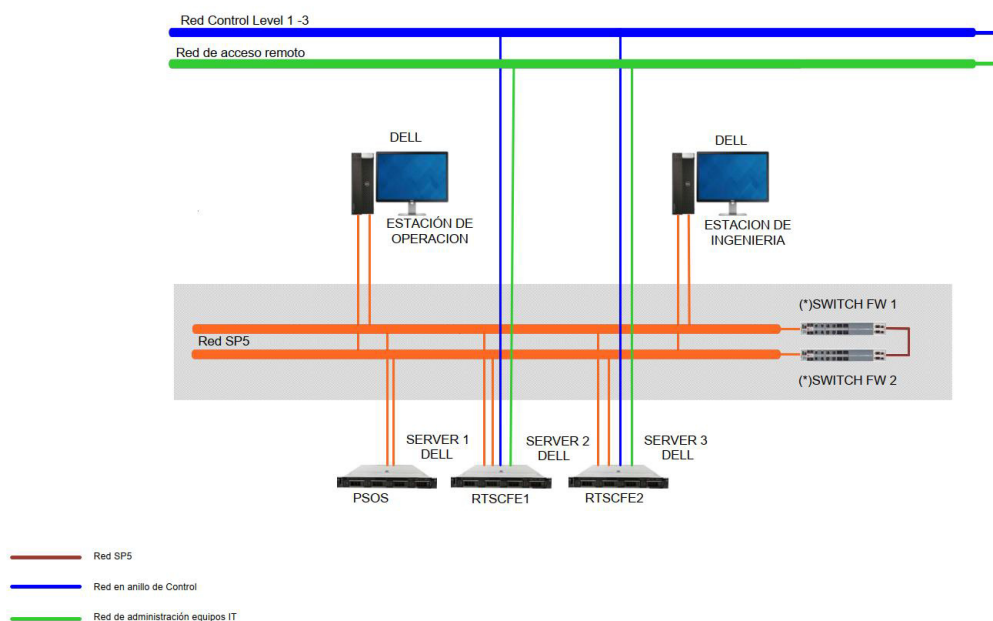
sistemas de automatización y control industrial donde se exigen altos niveles de disponibilidad y seguridad.

Una de las decisiones de diseño más relevantes fue segmentar las redes según su función: proceso, control, ingeniería y acceso remoto. Esta separación, que se conoce como "defensa en profundidad", reduce la superficie expuesta a posibles ataques y refuerza la ciberseguridad del sistema. El tráfico queda restringido a los dispositivos y usuarios que corresponden a cada segmento, de manera restrictiva.

La redundancia en servidores y switches no es un capricho de diseño. Es una recomendación consolidada para sistemas críticos. Contar con equipos duplicados significa que si algo falla a nivel de hardware o de red, el impacto en la operación es mínimo o directamente imperceptible para quienes trabajan con el sistema como lo son operadores o administradores de estos equipos.

El gráfico a continuación muestra cómo se distribuyen los equipos, servidores, estaciones y redes.

Figura 20
Arquitectura de la subestación



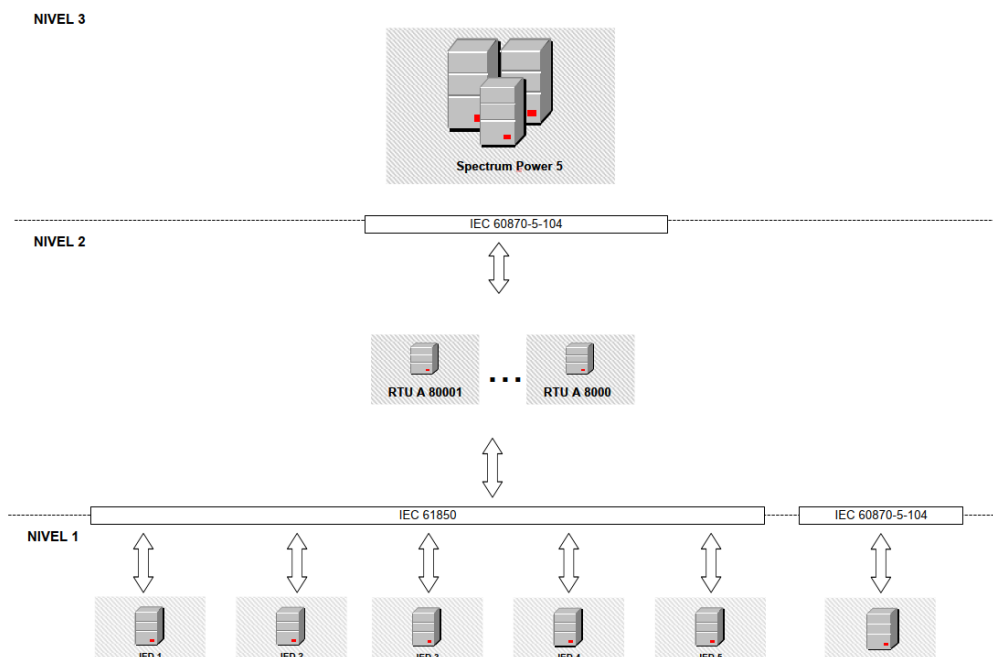
Nota. El diagrama representa la organización y redundancia de la infraestructura de red y servidores implementada para asegurar la operación continua y segura.

C. Dispositivos de campo: RTUs e IEDs Siemens. El sistema se estructura en tres niveles jerárquicos bien definidos. Esta organización sigue los estándares internacionales para la automatización de subestaciones eléctricas, tal como se muestra en la figura 21.

En el Nivel 1 se encuentran los dispositivos de protección y adquisición de campo, compuestos por cinco IEDs Siemens Syncro Tech Plus Vizimax (IED 1 al IED 5), dispositivos electrónicos inteligentes que cumplen funciones de protección, automatización y adquisición de señales eléctricas de la subestación, comunicándose con el nivel superior mediante el protocolo IEC 61850. Adicionalmente, se integra una RTU 560 que se comunica mediante el protocolo IEC 60870-5-104, cubriendo los puntos de campo que no disponen de conectividad IEC 61850.

En el Nivel 2 se ubican las RTUs A 80001 hasta RTU A 8000, que actúan como concentradores y gateways de comunicaciones, recibiendo la información de los dispositivos de Nivel 1 y transmitiéndola hacia el sistema central mediante el protocolo IEC 60870-5-104. Este nivel intermedio permite consolidar las señales de múltiples dispositivos de campo en un flujo de datos estructurado y estandarizado hacia el SCADA.

En el Nivel 3 se encuentra el sistema Spectrum Power 5, que constituye el núcleo central de supervisión y control del proyecto. Desde esta plataforma se centraliza la visualización en tiempo real del estado de la subestación, la gestión de alarmas y eventos, el control de maniobras y el almacenamiento histórico de datos operativos, representando la capa más alta de la jerarquía de automatización implementada.

Figura 21*Arquitectura jerárquica de comunicaciones*

Nota. El diagrama representa los tres niveles de la arquitectura: los IEDs y RTU 560 en Nivel 1, las RTUs concentradoras en Nivel 2, y el Spectrum Power 5 como sistema SCADA central en Nivel 3.

Con el fin de comprender cómo la información recorre cada nivel de la arquitectura implementada, se presenta a continuación el flujo de señales del sistema. Este flujo describe el recorrido que realiza cada dato operativo desde los equipos físicos de la subestación hasta la visualización en las estaciones de trabajo del operador.

El proceso inicia en los equipos de campo, donde transformadores, medidores e interruptores generan señales eléctricas analógicas y digitales que reflejan el estado real de la subestación. Estas señales son capturadas por los IEDs Siemens Syncro Tech Plus Vizimax, que las digitalizan, procesan y transmiten mediante el protocolo IEC 61850 hacia el nivel superior. Las RTUs actúan como concentradoras, recibiendo esta información y retransmitiéndola al sistema central a través del protocolo IEC 60870-5-104 por la Red SCADA redundante LAN A / LAN B. Los servidores RTSCSx reciben, procesan y gestionan los datos

en tiempo real, mientras que el servidor PSOS se encarga del almacenamiento histórico en las bases de datos DOR e HIS. Finalmente, las estaciones UIx presentan toda esta información al operador mediante la interfaz gráfica del Spectrum Power 5, permitiendo la supervisión, control y gestión de alarmas de la subestación.

Figura 22

Flujo de señales SCADA



Nota. El diagrama ilustra el recorrido de las señales operativas desde los equipos de campo hasta las estaciones de visualización del operador.

2.3.2.3 Ingeniería de detalle

A. Versión de Spectrum Power 5, protocolos y sistemas operativos. El sistema SCADA implementado se basa en la plataforma Siemens Spectrum Power 5 v5.75, desplegada sobre tres tipos de nodos con roles diferenciados dentro de la arquitectura, cada uno con su propio conjunto de paquetes de software, protocolos de comunicación y sistema operativo, según las funciones que desempeña dentro de la solución.

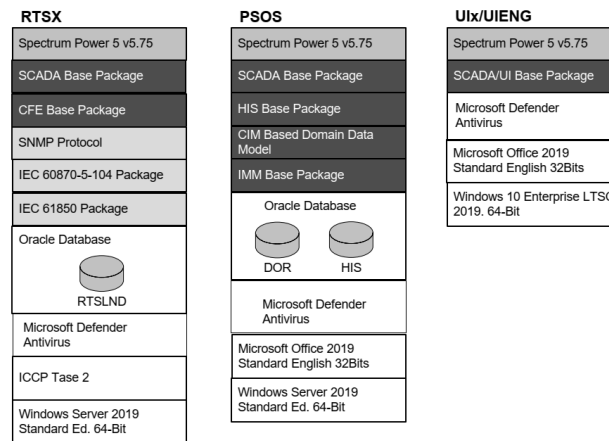
El nodo RTSX actúa como servidor de tiempo real y frontal de comunicaciones, incorporando los paquetes SCADA Base Package y CFE Base Package, junto con los protocolos SNMP, IEC 60870-5-104 e IEC 61850, que permiten la integración con los dispositivos de campo. Su base de datos Oracle (RTSLND) gestiona la información operativa en tiempo real, y opera sobre Windows Server 2019 Standard Edition 64-Bit. Adicionalmente, incluye el protocolo ICCP Tase 2 para la interoperabilidad con otros centros de control.

El nodo PSOS cumple la función de servidor principal del sistema, alojando los paquetes SCADA Base Package, HIS Base Package, CIM Based Domain Data Model e IMM Base Package, esenciales para la gestión del modelo de información y el historial de eventos. Cuenta con dos bases de datos Oracle diferenciadas: DOR (datos operativos en tiempo real) e HIS (histórico de eventos y alarmas), y opera sobre Windows Server 2019 Standard Edition 64-Bit.

Finalmente, los nodos UIx/UIENG corresponden a las estaciones de operación e ingeniería, equipadas con el paquete SCADA/UI Base Package y Microsoft Office 2019, operando sobre Windows 10 Enterprise LTSC 2019 64-Bit. Estas estaciones proporcionan la interfaz gráfica para la supervisión, operación y configuración del sistema. En todos los nodos se implementa Microsoft Defender Antivirus como solución de ciberseguridad, alineándose con las buenas prácticas de protección para sistemas de control industrial.

En la figura siguiente se presenta el diagrama general que resume la distribución de software, protocolos y sistemas operativos para cada nodo del sistema.

Figura 23
Ingeniería de detalle SP5



Nota. El diagrama ilustra la distribución de paquetes de software, protocolos de comunicación y sistemas operativos asignados a cada tipo de servidor y estación de trabajo del sistema SCADA.

B. Hardware utilizado. Los servidores y estaciones de trabajo que conforman la plataforma Spectrum Power 5 fueron seleccionados en función de los requerimientos de procesamiento, almacenamiento y disponibilidad del sistema SCADA. A continuación, se detalla la especificación técnica de cada nodo:

- El servidor PSOS (Server 1), basado en el modelo Dell PowerEdge R450, cuenta con un procesador Intel® Xeon® Silver 4314 de 16 núcleos, 32 GB de memoria RAM DDR4, fuente de poder redundante y 7 discos SAS 15K configurados en arreglos RAID para garantizar la integridad de los datos. Sus cuatro puertos de red le permiten conectarse simultáneamente a la red de administración y a las redes redundantes LAN A y LAN B del proceso SCADA.
- Los servidores RTSx (Server 2 y Server 3), también modelo Dell PowerEdge R450, comparten las mismas especificaciones de procesador y memoria que el

PSOS, diferenciándose en su configuración de almacenamiento (3 discos SAS 15K) y en sus puertos de comunicaciones, que incluyen adicionalmente conexión a la Red de Control, habilitando la integración con el nivel superior de supervisión.

- Las estaciones de trabajo UIx, basadas en el modelo Dell Precision T5820, están equipadas con un procesador Intel® Xeon® W-223 a 3.6 GHz, 32 GB de RAM y 1 TB SSD, conectadas a ambas redes SP5 (LAN A y LAN B) mediante interfaces RJ45 independientes.

Las especificaciones completas de cada nodo se presentan en las figuras siguientes.

Figura 24

Especificación técnica — PSOS

Rol: PSOSx (SERVER 1)		
Dell Power Edge R450		
Procesador	CPU1	Intel® Xeon® Silver 4314 2.4G, 16C/32T, 10.4GTs, 24M Cache, Turbo, HT (135W) DDR4-2666
Memoria	CPU1	2 x 16 GB 3200MT/s
Fuente	PS1	110/230V redundant power supply
	PS2	110/230V redundant power supply
Comunicaciones	Puerto 1	Broadcom 5720 Dual Port 1 GbE Network LOM Mezz Card o similar
	Puerto 2	Broadcom 5720 Dual Port 1 GbE Network LOM Mezz Card o similar
Comunicaciones	Puerto 3	Broadcom 5720 Dual Port 1 GbE Network LOM Mezz Card o similar
	Puerto 4	Broadcom 5720 Dual Port 1 GbE Network LOM Mezz Card o similar
Discos	Disco 1	900GB SAS 15K HD
	Disco 2	900GB SAS 15K HD
	Disco 3	900GB SAS 15K HD
	Disco 4	900GB SAS 15K HD
	Disco 5	600GB SAS 15K HD
	Disco 6	600GB SAS 15K HD
	Disco 7	600GB SAS 15K HD

Figura 25*Especificación técnica — RTSx*

Rol: RTSx (SERVER 2 y 3)		
Dell Power Edge R450		
Procesador	CPU1	Intel® Xeon® Silver 4314 2.4G, 16C/32T, 10.4GTs, 24M Cache, Turbo, HT (135W) DDR4-2666
Memoria	CPU1	2 x 16 GB 3200MT/s
Fuente	PS1	110/230V redundant power supply
	PS2	110/230V redundant power supply
Comunicaciones	Puerto 1	Broadcom 5720 Dual Port 1 GbE Network LOM Mezz Card o similar
	Puerto 2	Broadcom 5720 Dual Port 1 GbE Network LOM Mezz Card o similar
Comunicaciones	Puerto 3	Broadcom 5720 Dual Port 1 GbE Network LOM Mezz Card o similar
	Puerto 4	Broadcom 5720 Dual Port 1 GbE Network LOM Mezz Card o similar
Discos	Disco 1	600GB SAS 15K HD
	Disco 2	600GB SAS 15K HD
	Disco 3	600GB SAS 15K HD

Figura 26*Especificación técnica — UIx*

Rol: UIx / UIENG		
DELL PRECISION T5820		
Procesador	CPU1	Intel® Xeon® W-223 @3.6Ghz
Memoria	CPU1	32Gb
Comunicaciones	RJ45	Intel L219-LM
	RJ45	Intel L219-LM
Discos	Disco 1	1 TB SSD

C. Base de datos del sistema SCADA. El sistema Spectrum Power 5 implementado gestiona la información operativa a través de una arquitectura de base de datos Oracle Database, alojada en el servidor PSOS. Esta se organiza en dos instancias diferenciadas según la naturaleza de los datos.

- La base de datos DOR (Data of Record) almacena los datos operativos en tiempo real, incluyendo el estado actual de los equipos, mediciones y señales activas de la subestación.
- La base de datos HIS (Historian) gestiona el registro histórico de eventos, alarmas y mediciones, permitiendo el análisis retrospectivo de la operación y el cumplimiento de requisitos de trazabilidad.

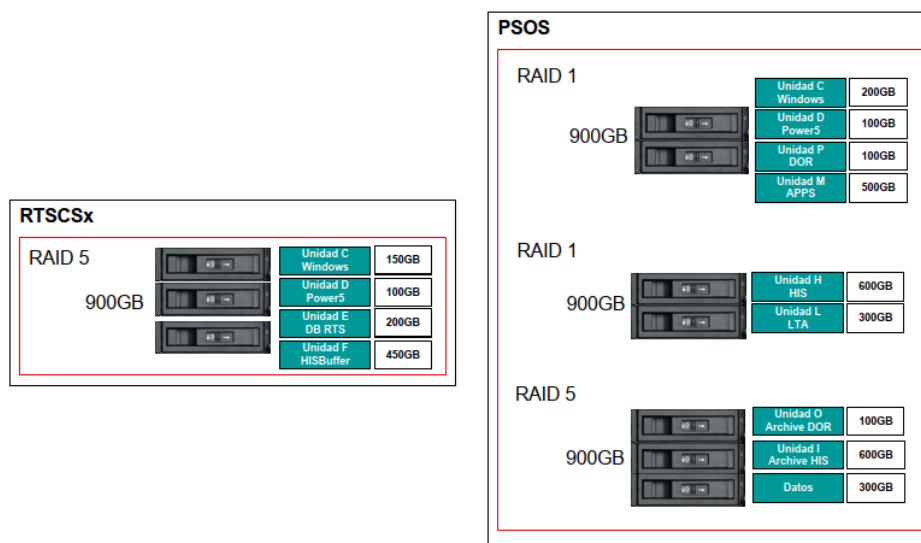
Esta separación garantiza que las consultas históricas no interfieran con el rendimiento del sistema en tiempo real, asegurando la disponibilidad y velocidad de respuesta durante la operación normal de la subestación.

La gestión del almacenamiento en el sistema Spectrum Power 5 se implementa mediante arreglos RAID diferenciados según el rol de cada servidor y la criticidad de los datos gestionados.

En el servidor RTSCSx, el almacenamiento se organiza en un arreglo RAID 5 sobre discos de 900 GB, particionado en cuatro unidades lógicas: Unidad C (Windows, 150 GB), Unidad D (Power5, 100 GB), Unidad E (DB RTS, 200 GB) y Unidad F (HISBuffer, 450 GB), esta última destinada al almacenamiento temporal del buffer histórico antes de su consolidación en el servidor PSOS.

En el servidor PSOS, la arquitectura de almacenamiento es más compleja, organizándose en tres grupos RAID independientes: un primer RAID 1 de 900 GB que aloja el sistema operativo Windows (200 GB), la aplicación Power5 (100 GB), la base de datos operativa DOR (100 GB) y la unidad de aplicaciones APPS (500 GB); un segundo RAID 1 de 900 GB destinado a la base de datos histórica HIS (600 GB) y el archivo LTA (300 GB); y un RAID 5 de 900 GB para los archivos de largo plazo, incluyendo Archive DOR (100 GB), Archive HIS (600 GB) y datos generales (300 GB).

Figura 27
Arquitectura de almacenamiento RAID



El módulo Historian forma parte de la arquitectura de almacenamiento y esta es la que se encarga de registrar de forma regular las series temporales de datos que genera la subestación. Su funcionamiento se divide en dos etapas. Primero, los datos llegan a la Unidad F (HISBuffer) del servidor RTSCSx, que actúa como buffer de escritura de alta frecuencia. Desde ahí, se transfieren al servidor PSOS, donde quedan repartidos entre la Unidad H (HIS, 600 GB de almacenamiento activo) y la Unidad I (Archive HIS, 600 GB de archivo a largo plazo). Esto garantiza que toda la trazabilidad histórica de la operación del sistema SCADA quede preservada de manera completa de manera efectiva.

D. Diagrama general de comunicaciones. El direccionamiento IP es uno de esos aspectos que, si no se planifica bien desde el principio, termina generando problemas difíciles de resolver después. En este caso se definió un esquema donde cada red tiene una función clara y un rango de direcciones propio. Eso permite aislar el tráfico de forma lógica, ordenar la gestión de datos y facilitar tanto la detección de incidencias como el control de accesos.

La red SCADA SP5 está reservada para la transmisión de datos de proceso entre los servidores principales y las estaciones de trabajo. Los equipos críticos, como los servidores de automatización y las estaciones de operación, tienen asignadas direcciones IP fijas dentro del

segmento 192.168.254.16/28. Trabajar con direcciones fijas en este segmento permite supervisar el tráfico con precisión y responder rápido ante cualquier falla o incidente de seguridad.

La red de Comunicaciones (LAN CFE) y la red de Gestión iDrac (ADMION) cubren las necesidades de administración de hardware e integración con sistemas o usuarios externos al SCADA. Cada una tiene su propio rango IP y, al estar separadas de la operación principal, se reducen los riesgos de interferencia entre funciones. La red PCN (GESTIÓN CV), representada por el segmento 15.114.218.0/24, cumple un rol parecido: facilita tareas de gestión centralizada y permite la conectividad con otros entornos.

La imagen siguiente detalla la asignación de direcciones IP para los principales equipos del sistema, incluyendo el hostname dentro del dominio, el tipo de hardware utilizado y las direcciones asignadas en cada red.

Figura 28
Redes de comunicación

Descripción del Equipo	Hostname DOMINIO: Minera.S	Tipo Hardware	Red: SCADA	Red: Control	Red: Remoto
Descripción			LAN SCADA SP5	LAN CFE	RDP
Red			192.64.20.16/28		
Máscara			255.255.255.240		255.255.255.240
Rango Hosts			192.64.20.17 - 192.64.20.30		
Broadcast			192.64.20.31		
Cantidad Hosts			14		
Gateway			192.64.20.17		20.140.211.1
VLAN ID			1		

RTSCFE1	MINSRST1	DELL POWER EDGE R450	192.64.20.18	192.64.22.210	20.140.211.76
RTSCFE2	MINSRST2	DELL POWER EDGE R450	192.64.20.19	192.64.22.212	20.140.211.77
PSOS	MINSPSOS1	DELL POWER EDGE R450	192.64.20.20		20.140.211.75
UI	MINSSJ03	DELL PRECISION T5820	192.64.20.21	192.64.22.224	20.140.211.192
UIENG	MINSSJ04	DELL PRECISION T5820	192.64.20.22	192.64.22.228	20.140.211.193
Disponible 1			192.64.20.23		
Disponible 2			192.64.20.24		
Disponible 3			192.64.20.25		
Disponible 4			192.64.20.26		
Disponible 5			192.64.20.27		
Disponible 6			192.64.20.28		
Disponible 7			192.64.20.29		
Disponible 8			192.64.20.30		

Nota. Esta es una tabla representativa, una herramienta práctica y centralizada para el equipo de proyecto y de operación, ya que permite visualizar de un vistazo la topología lógica de comunicaciones, la relación de dispositivos y sus parámetros críticos de red.

E. Redundancia de red. En entornos mineros, una interrupción en la supervisión eléctrica no es un problema menor. Puede tener consecuencias serias tanto en la operación como en la seguridad. Por eso, la arquitectura implementada incorpora redundancia en los componentes críticos como una medida concreta para mantener la continuidad del sistema SCADA ante fallas de hardware o de red.

En cuanto a los servidores, el sistema cuenta con tres equipos físicos modelo Dell PowerEdge R450. El primero es el servidor PSOS, según el gráfico es el Server 1, que se encarga de la gestión del modelo de información y el historial. Los otros dos, RTSCFE1 según el gráfico es el Server 2 y RTSCFE2 el Server 3, están configurados de forma redundante para las funciones de tiempo real y las comunicaciones con los dispositivos de campo. Si uno de ellos falla, el otro toma el relevo de manera automática y la adquisición y el procesamiento de datos continúan sin interrupciones.

A nivel de red, se implementaron dos redes de proceso Red SP5 independientes, conectadas a través de dos switches redundantes: SWITCH FW1 (LAN A) y SWITCH FW2 (LAN B). Cada servidor y estación de trabajo dispone de conexión simultánea a ambas LANs, de modo que si uno de los switches o uno de los enlaces de red falla, la comunicación se mantiene de forma transparente a través del camino alternativo. Complementariamente, se dispone de una Red de acceso remoto y una Red Control para la gestión remota y la integración con sistemas superiores, manteniendo el tráfico administrativo separado del tráfico de proceso.

Las estaciones de trabajo, compuestas por dos equipos Dell T5820. una Estación de Operación y una Estación de Ingeniería, también se encuentran conectadas a ambas redes SP5, asegurando la disponibilidad de la interfaz de supervisión y configuración en todo momento.

2.3.2.4 Configuración. En esta etapa se trabaja en el entorno de laboratorio antes de cualquier intervención en campo, para asegurar la operatividad y funcionalidad del sistema.

A. Carga de señales digitales, analógicas y comandos. Cargar las señales es una de las etapas que más tiempo y atención exige durante la implementación de un sistema SCADA. En este proyecto se programaron y configuraron aproximadamente mil señales digitales, entre comandos, estados y alarmas. Cada punto fue trabajado de forma individual para asegurarse de que estuviera correctamente asociado al equipo de campo correspondiente y bien direccionado dentro de la base de datos del sistema.

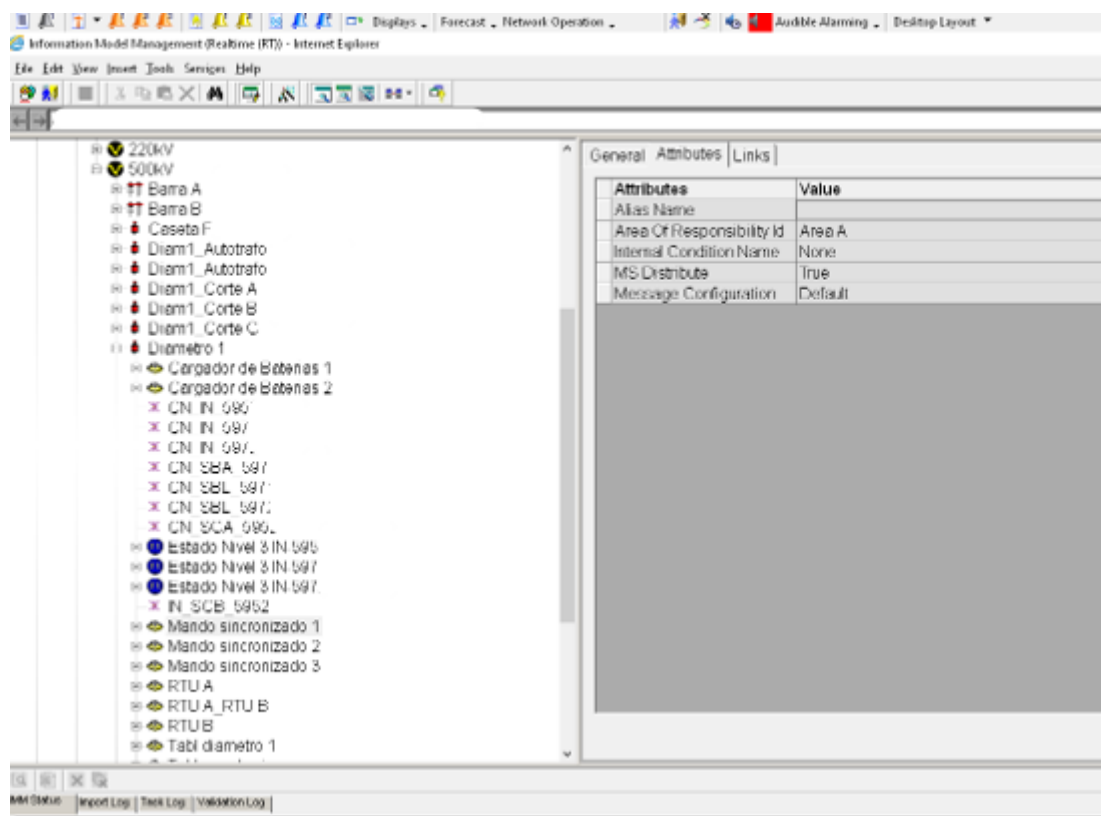
Las señales analógicas, que incluyen variables de medición, tensiones, corrientes y valores de proceso, requirieron una parametrización cuidadosa y analizarlos de manera exhaustiva. Sin eso, el SCADA no puede interpretar ni mostrar los datos de manera correcta. Los comandos y estados, por su parte, se organizaron de forma que permitieran el control remoto de los dispositivos y el monitoreo en tiempo real de su condición operativa. Mantener coherencia en los parámetros de cada señal no es un detalle menor: de eso depende tanto la integridad de la operación como la facilidad para supervisarla.

Todas las señales se configuraron siguiendo la estructura del estándar IEC 61850. Este estándar define cómo se nombran y direccionan las señales, lo que facilita la interoperabilidad entre equipos de distintos fabricantes y hace más ordenada la gestión de la información debido a que cada señal recibió un identificador único, una etiqueta descriptiva y el mapeo correspondiente hacia los elementos gráficos y tabulares del sistema.

Una vez cargada la totalidad de las señales, se realizó una verificación punto a punto para confirmar que los datos fueran recibidos, procesados y visualizados correctamente por los operadores. Se ejecutaron pruebas de consistencia, de alarmas y de respuesta ante comandos. El objetivo era comprobar que el sistema reportara cada cambio de estado a tiempo y que la información disponible fuera suficiente para tomar decisiones en tiempo real. La configuración

y verificación de estas más de mil señales digitales y analógicas es lo que sostiene una operación confiable y alineadas a los estándares que la empresa exige.

Figura 29
Implementación de señales



Nota. La carga de las señales aprobadas previamente en el listado forma parte de la configuración offline, la cual debe respetar exactamente los mismos parámetros definidos en dicho listado.

B. Desarrollos gráficos y despliegues en el SCADA. El diseño de los despliegues gráficos fue una de las fases que más trabajo concentró durante el proyecto. No se trataba solo de hacer algo visualmente presentable, sino de construir una interfaz que los operadores pudieran usar de forma cómoda y sin margen para confusiones. Con ese objetivo, se elaboraron desde cero los diagramas unifilares generales, representando la totalidad del sistema eléctrico y los segmentos más relevantes de la infraestructura. La posición de cada elemento fue pensada para que cualquier operador pudiera identificar rápidamente las conexiones, los equipos y los puntos críticos.

Junto al unifilar general, se desarrollaron pantallas específicas para los rectificadores. Cada panel muestra las variables eléctricas, el estado operativo, las alarmas y los parámetros propios de cada equipo. Eso le da al operador una visión detallada del funcionamiento en tiempo real, tanto a nivel individual como agregado, lo que hace que el diagnóstico y la toma de decisiones tanto en condiciones normales como ante cualquier incidencia puedan actuar de manera efectiva.

El proceso no solo fue representar los equipos visualmente sino también agregar integraciones específicas como paneles de alarmas, pantallas de monitorización de variables y paneles de arquitectura de red. En cada pantalla se trabajó la ergonomía: los colores, la disposición de los elementos y la tipografía se definieron con criterio.

Se invirtieron muchas horas en ajustar estos despliegues. El trabajo se hizo en conjunto con el equipo de operadores y administradores futuros del sistema, revisando los diagramas en varias reuniones e incorporando la retroalimentación recibida en cada etapa. El resultado fue una interfaz adaptada a las necesidades reales de quienes la usan a diario ya sean operadores o administradores, con funciones como el reconocimiento rápido de alarmas, una navegación fluida entre pantallas y la tan importante visualización en tiempo real del estado de la arquitectura.

La pantalla de arquitectura de comunicaciones merece mención aparte como en la figura 30. Muestra de forma clara la interconexión entre servidores, estaciones, switches y redes, y permite al operador verificar la integridad del sistema desde un punto centralizado.

Figura 30
Implementación de despliegues

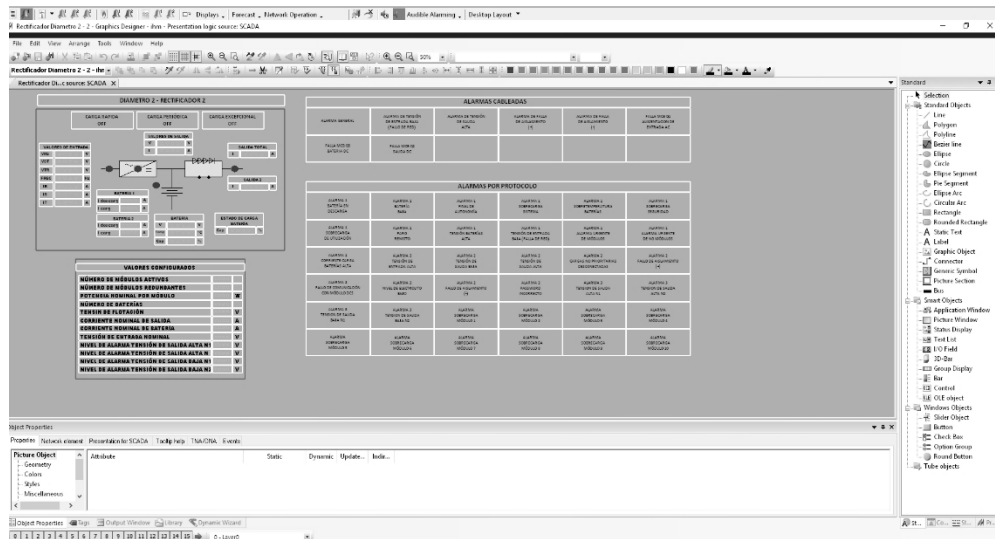


Figura 31
Despliegue unifilar general

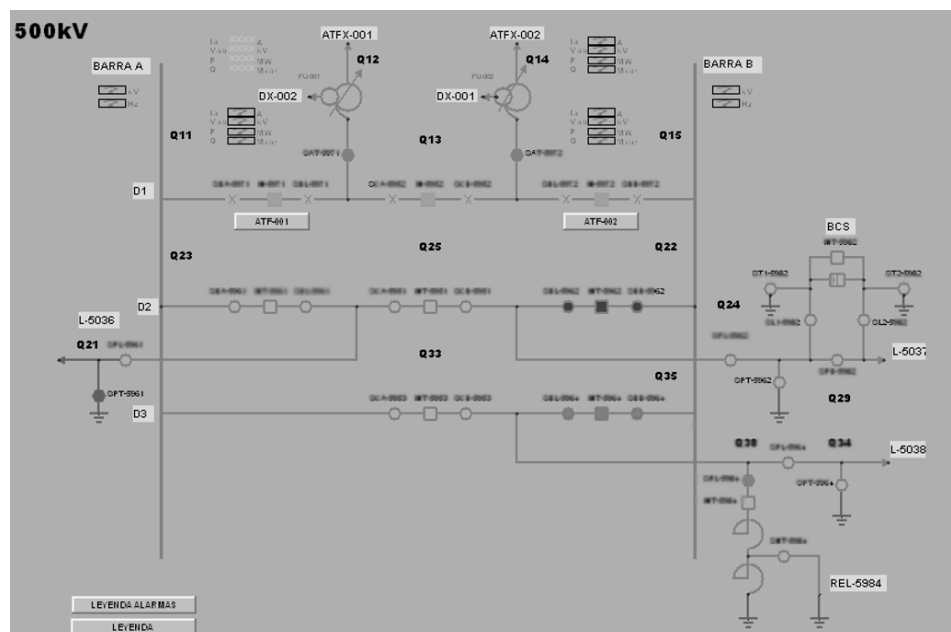


Figura 32
Despliegue unifilar específico Diámetro 1

MEDIDAS					
V RS		kV	IR		A
V ST		kV	IS		A
V TR		kV	IT		A
P		MW	Freq		Hz
Q		MVAr	Fdp		

MANDO SINCRONIZADO 1- IN-5971					
FUERA DE SERVICIO RELE-1	FALLA DE SERVICIOS RELE-1	ALARMA EN INTERRUPCIÓN IN-5971	MODULO LOCAL RELE-1	FALLA CONTROL DE CIERRE RELE-1	FALLA CONTROL DE APERTURA RELE-1
ALARMA LIMITE DE OPERACION IN-5971	FALLA DE HARDWARE RELE-1	ALARMAS 570	COMUNICACION DE OPERACION DE BYPASS -1	ALARMA LIMITE DE DESGASTE MECANICO	ALARMA IN-5971
SORRECORRIENTE EN RELE-1	CORRIENTE ENTRADA EXCUSA RELE-1	RELE K88 OPERADO	RELE K508F OPERADO	DESINCLAVAMIENTO MANTENIMIENTO MANUAL ACTIVADO	DESINCLAVAMIENTO POR PROTECCIONES 508F ACTIVADO

MANDO SINCRONIZADO 2- IN-5952					
FUERA DE SERVICIO	SENSOR DE ALARMA	CB INTERFAZ EN ALARMA	MODULO LOCAL	PROBLEMAS EN CONTROL DE CIERRE	PROBLEMAS EN CONTROL DE APERTURA
ALARMA DE OPERACION AL LIMITE DE SERVICIO DE INTERRUPTOR	ALARMA DE OPERACION AL LIMITE DE SERVICIO DE INTERRUPTOR	ALARMAS	FALLA INTERNA DE BYPASS	OPERACION DE BYPASS OK	FALLA INTERNA DE OPERACION DE BYPASS
SEÑALIZACION DE OPERACION DE BYPASS 1	SEÑALIZACION DE BYPASS BLOQUEADO 1	RELE K98 OPERADO	RELE K508F OPERADO	DESINCLAVAMIENTO MANTENIMIENTO MANUAL ACTIVADO	DESINCLAVAMIENTO POR PROTECCIONES 508F ACTIVADO

MANDO SINCRONIZADO 3- IN-5972					
FUERA DE SERVICIO	SENSOR DE ALARMA	CB INTERFAZ EN ALARMA	MODULO LOCAL	PROBLEMAS EN CONTROL DE CIERRE	PROBLEMAS EN CONTROL DE APERTURA
ALARMA DE OPERACION AL LIMITE DE SERVICIO DE INTERRUPTOR	ALARMA DE OPERACION AL LIMITE DE SERVICIO DE INTERRUPTOR	ALARMAS	FALLA INTERNA DE BYPASS	OPERACION DE BYPASS OK	FALLA INTERNA DE OPERACION DE BYPASS
SEÑALIZACION DE OPERACION DE BYPASS 1	SEÑALIZACION DE BYPASS BLOQUEADO 1	RELE K98 OPERADO	RELE K508F OPERADO	DESINCLAVAMIENTO MANTENIMIENTO MANUAL ACTIVADO	DESINCLAVAMIENTO POR PROTECCIONES 508F ACTIVADO

Figura 33
Despliegue alarmas de rectificador

RECTIFICADOR 1	
CARGA RÁPIDA OFF	CARGA PERIÓDICA OFF
CARGA EXCEPCIONAL OFF	
VALORES DE ENTRADA VRS V VST V VTR V FREQ Hz IR A IS A IT A	
VALORES DE SALIDA V V I A SALIDA TOTAL A SALIDA 2 A	
BATERIA 1 frec A fcar A	
BATERIA 2 frec A fcar A	
BATERIA V V Temp °C Cap %	
ESTADO DE CARGA BATERIA Cau %	

VALORES CONFIGURADOS					
NÚMERO DE MÓDULOS ACTIVOS					
NÚMERO DE MÓDULOS REDUNDANTES					
POTENCIA NOMINAL POR MÓDULO	W				
NÚMERO DE BATERÍAS					
TENSIN DE FLUTACIÓN	V				
CORRIENTE NOMINAL DE SALIDA	A				
CORRIENTE NOMINAL DE BATERÍA	A				
TENSIÓN DE ENTRADA NOMINAL	V				
NIVEL DE ALARMA TENSIÓN DE SALIDA ALTA N1	V				
NIVEL DE ALARMA TENSIÓN DE SALIDA BAJA N1	V				
NIVEL DE ALARMA TENSIÓN DE SALIDA ALTA N2	V				
NIVEL DE ALARMA TENSIÓN DE SALIDA BAJA N2	V				

ALARMAS CABLEADAS					
ALARMA DE PELE BUCHHOZ <30H	ALARMA DE PELE DETECTOR DE GAS <30	ALARMA DE TEMPERATURA DE DEHAYADO (C) <40H	ALARMA DE TEMPERATURA DE DEHAYADO (C) <40H	ALARMA DE TEMPERATURA DE ACETE <30	ALARMA DE TEMPERATURA DE ACETE <30
ALARMA DE PELE BUCHHOZ <30H	ALARMA DE PELE DETECTOR DE GAS <30	ALARMA DE TEMPERATURA DE DEHAYADO (C) <40H	ALARMA DE TEMPERATURA DE DEHAYADO (C) <40H	ALARMA DE TEMPERATURA DE ACETE <30	ALARMA DE TEMPERATURA DE ACETE <30
ALARMA DE PELE BUCHHOZ <30H	ALARMA DE PELE DETECTOR DE GAS <30	ALARMA DE TEMPERATURA DE DEHAYADO (C) <40H	ALARMA DE TEMPERATURA DE DEHAYADO (C) <40H	ALARMA DE TEMPERATURA DE ACETE <30	ALARMA DE TEMPERATURA DE ACETE <30

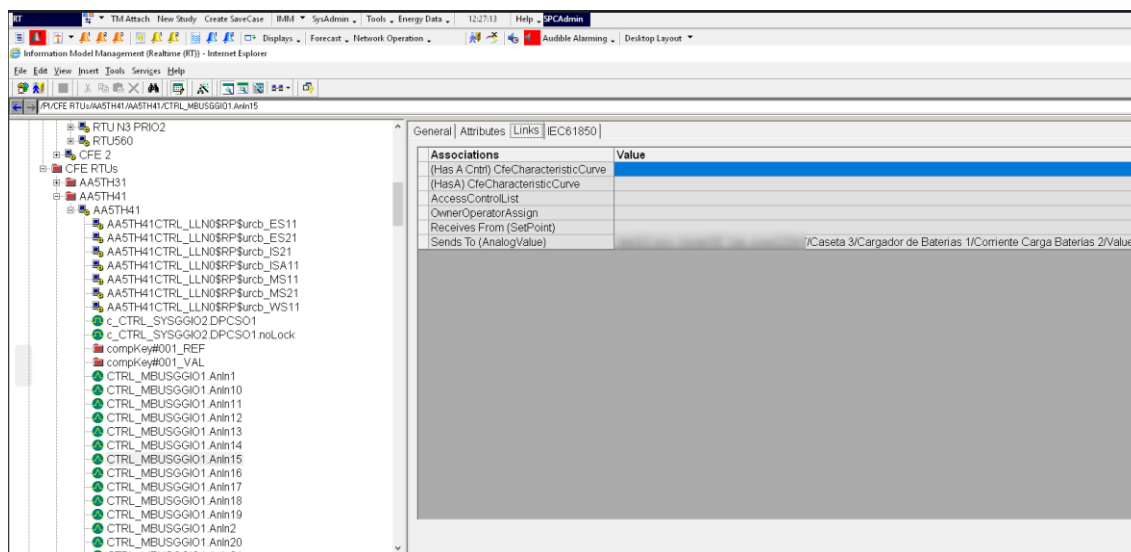
ALARMAS POR PROTOCOLO					
ALARMA DE PELE BUCHHOZ <30H	ALARMA DE PELE DETECTOR DE GAS <30	ALARMA DE TEMPERATURA DE DEHAYADO (C) <40H	ALARMA DE TEMPERATURA DE DEHAYADO (C) <40H	ALARMA DE TEMPERATURA DE ACETE <30	ALARMA DE TEMPERATURA DE ACETE <30
ALARMA DE PELE BUCHHOZ <30H	ALARMA DE PELE DETECTOR DE GAS <30	ALARMA DE TEMPERATURA DE DEHAYADO (C) <40H	ALARMA DE TEMPERATURA DE DEHAYADO (C) <40H	ALARMA DE TEMPERATURA DE ACETE <30	ALARMA DE TEMPERATURA DE ACETE <30
ALARMA DE PELE BUCHHOZ <30H	ALARMA DE PELE DETECTOR DE GAS <30	ALARMA DE TEMPERATURA DE DEHAYADO (C) <40H	ALARMA DE TEMPERATURA DE DEHAYADO (C) <40H	ALARMA DE TEMPERATURA DE ACETE <30	ALARMA DE TEMPERATURA DE ACETE <30
ALARMA DE PELE BUCHHOZ <30H	ALARMA DE PELE DETECTOR DE GAS <30	ALARMA DE TEMPERATURA DE DEHAYADO (C) <40H	ALARMA DE TEMPERATURA DE DEHAYADO (C) <40H	ALARMA DE TEMPERATURA DE ACETE <30	ALARMA DE TEMPERATURA DE ACETE <30
ALARMA DE PELE BUCHHOZ <30H	ALARMA DE PELE DETECTOR DE GAS <30	ALARMA DE TEMPERATURA DE DEHAYADO (C) <40H	ALARMA DE TEMPERATURA DE DEHAYADO (C) <40H	ALARMA DE TEMPERATURA DE ACETE <30	ALARMA DE TEMPERATURA DE ACETE <30

C. Simulación y validación de funcionalidades. Antes de poner en marcha cualquier sistema SCADA en un entorno real, hay una etapa que no se puede saltarse: la simulación y validación de funcionalidades. En este proyecto se utilizaron herramientas de simulación para reproducir el comportamiento real de los equipos y la red, lo que permitió comprobar cómo respondía el sistema ante distintos escenarios, tanto en condiciones normales como ante posibles fallos, se hicieron pruebas también en el entorno offline. Hacer esto antes de la operación definitiva reduce riesgos y da una confianza real en que la solución va a funcionar como se espera, para reducir tiempos de procesos que puedan implementarse en las diferentes etapas.

Durante las simulaciones se revisaron los comandos de control y también la recepción y presentación de los diferentes tipos de señales: digitales, analógicas, alarmas y demás. Se prestó especial atención a verificar que los distintos dispositivos involucrados se comunicaran correctamente entre sí, siguiendo la configuración definida y los estándares adoptados, en particular el IEC 61850 que se describe en el informe.

También se comprobó que las visualizaciones gráficas del sistema se desplegaran de forma correcta. Cada evento o condición de campo tenía que verse reflejado con precisión y sin demora en las pantallas. Eso fue parte esencial de la validación. Así, se realizaron pruebas de emisión de comandos, visualización de estados y alarmas, así como el seguimiento de secuencias lógicas necesarias para una toma de decisiones segura y eficiente.

Figura 34
Pruebas de direccionamiento



Como parte fundamental de este proceso, se llevaron a cabo pruebas específicas de linkeo entre la dirección (direccionamiento lógico/físico de cada señal o equipo) y la topología presentada en la interfaz gráfica. Estas pruebas confirmaron que cada punto en la red estuviera correctamente vinculado a su correspondiente representación visual, lo cual resulta indispensable para el correcto entendimiento y operación por parte de los usuarios finales.

2.3.2.5 Permisos y capacitación para ingreso a la mina

A. Cursos de seguridad y capacitación. Como parte de la preparación previa al ingreso a las instalaciones, se gestionaron todos los permisos y acreditaciones requeridos, asegurando que el autor estuviera debidamente autorizado. Además, el equipo participó en cursos de seguridad y capacitación impartidos por la empresa minera, orientados a la prevención de riesgos, cumplimiento de normativas internas y procedimientos de emergencia.

La asistencia y aprobación de dichos cursos quedó registrada en los respectivos certificados, demostrando el compromiso con la integridad y la seguridad durante las actividades en campo.

2.3.3 Desarrollo de la solución

2.3.3.1 Pruebas FAT. Como parte inicial de las pruebas de aceptación en fábrica (FAT), el autor se trasladó a las instalaciones de la empresa minera con el software necesario para la implementación del sistema SCADA. Cabe destacar que el equipo, específicamente los servidores, ya se encontraba disponible en el sitio, siendo propiedad del cliente.

La instalación del software SCADA no fue solamente ejecutar un instalador. Antes de arrancar con el proceso, se revisaron y configuraron los recursos de almacenamiento en cada servidor para confirmar que se cumplieran los requisitos mínimos y que el rendimiento de la plataforma no iba a verse comprometido. Se asignaron direcciones IP estáticas y nombres de host definidos, lo que es básico para que los componentes del sistema se comuniquen sin problemas y no haya conflictos de red, esto es fundamental debido a que estos parámetros forman parte de los servicios y bases de datos, cambiarlo en el futuro puede comprometer la robustez del sistema.

También se organizaron los nombres de las librerías y carpetas de trabajo siguiendo los estándares establecidos en el diseño del proyecto. Las contraseñas de acceso se definieron con criterios de seguridad estrictos. Cada uno de estos pasos, aunque pueda parecer rutinario, fue necesario para que la solución quedara bien instalada, funcional y segura desde el inicio.

Figura 35
Proceso de instalación

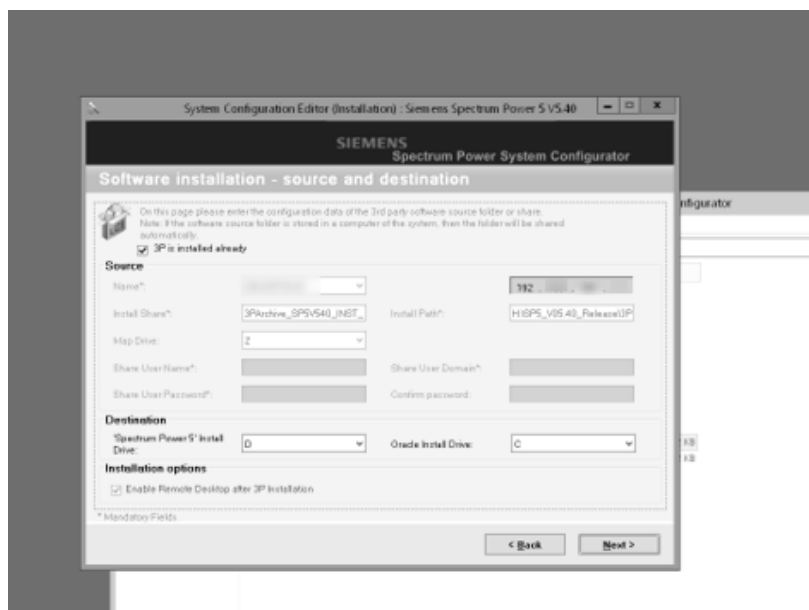
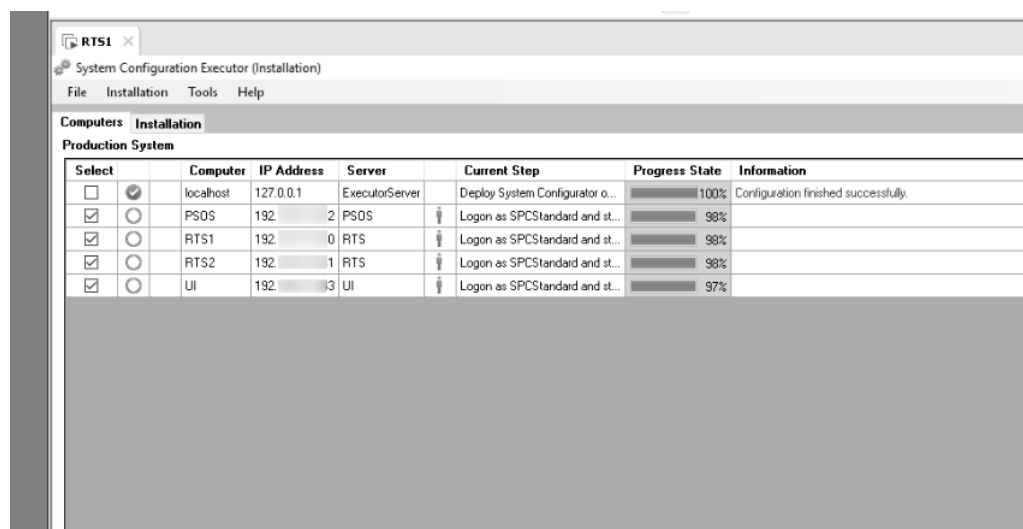


Figura 36
Finalización proceso de instalación



Con la instalación base lista, el siguiente paso fue cargar los archivos de ingeniería desarrollados durante la etapa offline del proyecto. Estos archivos concentran toda la configuración específica y los esquemas funcionales definidos en la fase de diseño. Cargarlos al sistema garantizó que lo que se iba a probar reflejara exactamente la ingeniería prevista para la operación real, con toda la información actualizada y disponible para las comprobaciones siguientes.

Después se hizo una revisión detallada del sistema SCADA instalado, repasando cada componente y funcionalidad integrada en las diferentes etapas del proyecto. En esa etapa se ejecutaron las pruebas FAT funcionales, donde se evaluó el desempeño de las herramientas, la comunicación entre dispositivos y cómo respondía el sistema ante distintas situaciones simuladas. Los resultados fueron satisfactorios. Con eso, el sistema quedó listo para la siguiente fase: las pruebas SAT en sitio, donde se verificará la integración final con el entorno operativo real.

Figura 37
Protocolo de Pruebas FAT

ID	Acción realizada	Resultado esperado	Información específica	Aprobado	No Aprobado	Número de error
1	Revisar en los servidores y estaciones el correcto formateo.	Los equipos muestran tienen el SO correctos y con licencia de Windows activa.	Acción exitosa			
2	Revisar los puertos habilitados de los servidores y estaciones.	Los puertos habilitados son 'SCADA_1' y 'SCADA_2'.	Acción exitosa			
3	Validar el correcto funcionamiento del Nic Teaming en los servidores.	El Nec Teaming 'SCADA_Team' se encuentra en 'enabled' y en gb.	Acción exitosa			
4	Revisar si los equipos se encuentran en una sola red con el comando 'ipcdump -dh'.	Se muestra todos los equipos levantados en status Ok.	Acción exitosa			
5	Revisar los IPs de los servidores y estaciones.	Se muestra las IPs correctamente como el documento de Listado de equipos.	Acción exitosa			
6	En RTS1, presionar el botón 'System Managment' en el 'SysAdmin'.	Se visualiza los equipos parte del sistema SCADA, según su prioridad.	Acción exitosa			
7	En RTS1, presionar el botón 'Switch to Standby' en el 'System Management' sobre el servidor Master.	El servidor Master se vuelve Standby.	Acción exitosa			
		El servidor Standby se vuelve Master.	Acción exitosa			
		El cambio de estado es visible en el RTS1	Acción exitosa			
		El tiempo de cambio para el proceso es < 30 segundos	Acción exitosa			
8	En el RTS1, presionar el botón 'IMM', para visualizar la ingeniería cargada en el sistema productivo.	Se visualiza la carga de ingeniería en el Net-e.	Acción exitosa			
9	En la UI, presionar en el PAT y abrir el menú desplegable "Despliegues"	Se abre una lista de Worldmaps.	Acción exitosa			
10	Revisar el formato del despliegue.	El despliegue cumple con el formato general establecido en el sistema Spectrum Power5	Acción exitosa			

Nota. El cuadro de pruebas FAT presenta un resumen detallado de las actividades ejecutadas para verificar el funcionamiento inicial del sistema SCADA, asegurando su óptimo desempeño y facilitando un desarrollo eficiente de las pruebas SAT posteriores.

Figura 38
Visualización de servidores

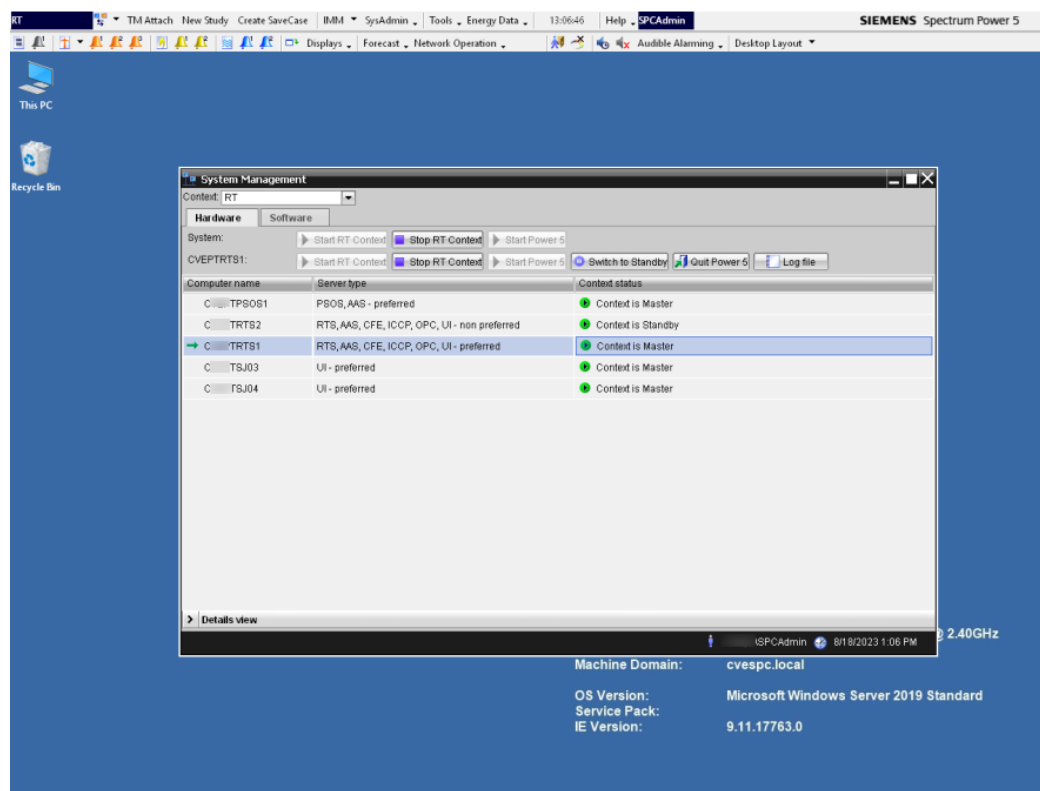
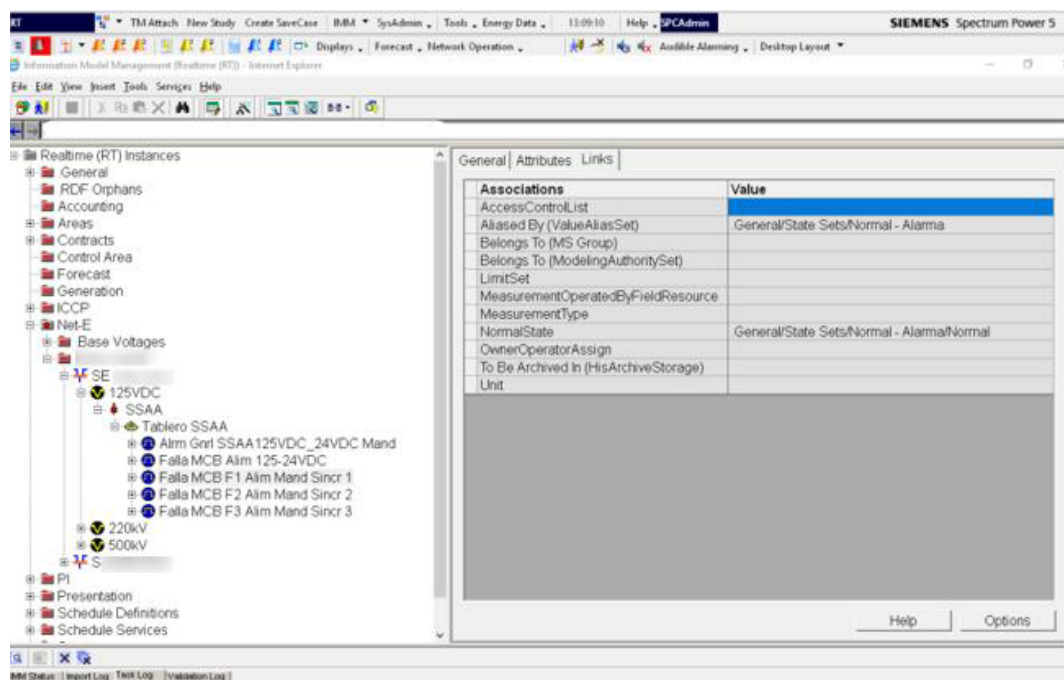


Figura 39
Visualización de carga de ingeniería



2.3.3.2 Pruebas SAT. Las pruebas SAT fueron el momento de comprobar que todo lo desarrollado funcionaba de verdad, ya no en un entorno simulado sino directamente en la subestación eléctrica, bajo condiciones reales de trabajo. Se realizaron en campo y contaron con la participación activa de los operadores de la empresa minera, quienes estuvieron presentes en todas las etapas del proceso.

Las primeras pruebas apuntaron a verificar las funcionalidades principales del SCADA: que sus herramientas respondieran correctamente y que la interacción con el resto de los equipos del sistema fuera la esperada. Una de las actividades clave fue la validación del sistema de alarmas, se puede visualizar en la Figura 30. Para eso se introdujeron cambios en los estados de las señales de entrada y se comprobó que las alertas se generaran en tiempo real, con su correspondiente estampa de tiempo registrada en el sistema.

Otra prueba importante fue el envío de comandos de cambio de estado para interruptores y seccionadores del unifilar general del diámetro 1 (Figura 31). Se comprobó que las órdenes emitidas desde la plataforma SCADA llegaran correctamente a los equipos físicos y que los cambios de estado quedaran reflejados con precisión en las estaciones que visualizaban los operadores. Esto es crítico desde el punto de vista de la seguridad operativa. También se verificaron los enclavamientos asociados a estos dispositivos (Figura 32), confirmando que las medidas de seguridad lógica estaban implementadas de forma correcta y que los equipos solo respondían bajo condiciones controladas.

La validación incluyó pruebas de apertura de despliegue de elementos en pantalla (Figura 33), donde se verificó que la visualización dinámica de los componentes eléctricos correspondiera fielmente a lo que ocurría en el sistema en cada momento. Se evaluó también el control de accesos y la gestión de usuarios dentro del SCADA (Figura 34), revisando que cada perfil tuviera los permisos que le correspondían y que los accesos quedaran registrados correctamente para fines de trazabilidad y auditoría.

Concluidas las pruebas SAT, se coordino con el cliente las capacitaciones que se tendrán a nivel de operación, administración y configuración. Esto con la finalidad que tengan el mayor conocimiento del sistema.

Figura 40
Prueba de alarmas

ID	Acción realizada	Resultado esperado	Información específica	Aprobado	No Aprobado	Número de error
1	Cambiar el valor de la indicación a un valor diferente del estado normal	- La alarma es almacenada en la Lista de Eventos. - La lista de Alarmas Muestra una alarma nueva. - Se activa la alarma sonora. - correctamente. - El botón de la subestación parpadea, cambiando de color.	Prueba exitosa	X		
2	Reconocer la alarma	- El reconocimiento es almacenado en la Lista de Eventos. - En la lista de Alarmas. - La alarma cambia de color. - La indicación para el reconocimiento desaparece. - Se desactiva la alarma sonora. - La estampa de tiempo se registra correctamente.	Prueba exitosa	X		
3	Cambiar el valor de la indicación al estado normal	- La alarma es almacenada en la Lista de Eventos. - En la lista de Alarmas se muestra la alarma desaparecida. - Se activa la alarma Sonora	Prueba exitosa	X		
4	Reconocer la alarma	- El reconocimiento es almacenado en la Lista de Eventos. - La alarma desaparece de la Lista de Alarmas. - Se desactiva la alarma sonora. - La estampa de tiempo se registra correctamente	Prueba exitosa	X		

Figura 41
Pruebas de cambio de estado de interruptor

ID	Acción realizada	Resultado esperado	Información específica	Aprobado	No Aprobado	Número de error
1	Dar clic derecho al mouse en la indicación para abrir el "menú de contexto"	- El "Menú de contexto" aparece - El ítem <i>Actualización Manual</i> está habilitado	Prueba exitosa	X		
2	Abrir el diálogo	- El diálogo "Actualización Manual" abre con: <i>Path</i> de la indicación seleccionada - Campo de actualización (contrario al estado preseleccionado) - Campo para modificar el tiempo de actualización - Botones <i>Actualizar</i>, <i>Cancelar</i> habilitados - Línea de <i>status</i> indicando "Disponible"	Prueba exitosa	X		
3	En el campo actualizar, verificar los posibles estados para seleccionar	Dos estados disponibles	Prueba exitosa	X		
4	Seleccione el estado y decídido y Dar clic en el botón <i>Actualizar</i>	- La indicación es actualizada, fuente = "Manual" - El símbolo en el Wordmark cambia correspondientemente - La actualización es almacenada en la Lista de Eventos. - El diálogo se cierra automáticamente.	Prueba exitosa	X		

Figura 42
Pruebas de enclavamientos

ID	Acción realizada	Resultado esperado	Información específica	Aprobado	No Aprobado	Número de error
1	Intentar realizar un comando sobre un interruptor	- El dialogo de control reporta el enclavamiento que no se está cumpliendo. - La casilla para "Unlock" el enclavamiento está habilitada. - Ningún comando es enviado hacia el proceso.	Prueba exitosa	X		
2	Seleccionar la opción de omitir el enclavamiento. Presionar el botón <i>Unlock</i> para desbloquear el comando	El botón <i>Operate</i> está habilitado.	Prueba exitosa	X		
3	Ejecutar el comando nuevamente	- El comando es enviado hacia el proceso. - La operación del comando es almacenado en la Lista de Eventos (se registra un mensaje adicionado la marca "Overridden")	Prueba exitosa	X		

Figura 43*Pruebas de apertura de despliegue*

ID	Acción realizada	Resultado esperado	Información específica	Aprobado	No Aprobado	Número de error
1	En el PAT abrir el menú desplegable "Despliegues"	Se abre una lista de Worldmaps	Prueba exitosa	X		
2	En el menú Despliegues buscar y seleccionar un Worldmap.	- El worldmap se abre en una nueva ventana en el desktop de Power5. - En la ventana de Windows se muestra el nombre del worldmap y el contexto. - Los objetos gráficos son mostrados según el estado de las comunicaciones.	Prueba exitosa	X		
3	Minimizar la ventana del desktop de Power 5.	La ventana se minimiza y aparece en la barra de tareas de Windows.	Prueba exitosa	X		
4	- En el PAT abrir el menú desplegable "Despliegues" - Dar nuevamente click en otro worldmap.	El Worldmap se abre en una nueva ventana en el desktop de Power 5.	Prueba exitosa	X		

Figura 44*Pruebas de acceso de usuarios*

ID	Acción realizada	Resultado esperado	Información específica	Aprobado	No Aprobado	Número de error
1	En el PAT presionar el botón Logon/Logoff.	- Se abre el diálogo Logon/Logoff. - El diálogo muestra el tipo de usuario actual y la fecha y hora de Login del usuario.	Prueba exitosa	X		
2	- Se abre el diálogo Logon/Logoff. - El diálogo muestra el tipo de usuario actual y la fecha y hora de Login del usuario.	- El usuario sale del Power 5. - Una ventana por defecto del PAT 'Logon Logoff' es cargada, y no hay ningún otro botón presente. - El diálogo muestras los siguientes campos: SPCuser name, password and domain	Prueba exitosa	X		
3	Ingresar el SPC user name, password y domain. . Presionar el botón Logon.	Los botones del PAT se activan.	Prueba exitosa	X		
4	Tratar de ingresar con un SPC user name invalido.	En el área de Status sale un mensaje de error 'Error Setting Power 5 user'.	Prueba exitosa	X		
5	No ingresar usuario ni clave.	Se abre un mensaje 'No password entered'	Prueba exitosa	X		

2.3.3.3 Puesta en servicio. Con las pruebas SAT completadas, posterior a todo el envío de documentación y el sistema funcionando correctamente en su entorno real, se dio paso a la puesta en servicio oficial del SCADA Spectrum Power 5 en la subestación de la empresa minera. Esto marcó el cierre de la etapa de validación y el inicio de la operación definitiva.

Se habilitaron todos los componentes del sistema: los servidores RTSCSx, el servidor PSOS, las estaciones de trabajo UIx y los enlaces de comunicación con los dispositivos de campo. Se verificó la estabilidad del enlace en las comunicaciones bajo los protocolos IEC 61850 (International Electrotechnical Commission, 2003) e IEC 60870-5-104 (IEC, 2016). Confirmando que el flujo de datos entre los IEDs, RTUs y el sistema central se mantuviera sin interrupciones, según nuestra arquitectura inicial presentada.

Después de todas las etapas del proyecto, el sistema fue entregado formalmente al equipo operativo de la minera. El personal de operación ya contaba con la capacitación necesaria para operarlo de forma segura y eficiente. Con eso, el proyecto quedó en operación cumpliendo todos los requerimientos técnicos y operativos definidos por ambas partes del proyecto.

2.3.3.4 Validación. La validación del sistema SCADA implementado se realizó mediante la evaluación cuantitativa de los resultados obtenidos durante las pruebas FAT y SAT, contrastando el desempeño real del sistema frente a los criterios de aceptación definidos en el diseño del proyecto. Esta etapa permitió confirmar objetivamente que la solución implementada cumple con los estándares de confiabilidad, disponibilidad y funcionalidad requeridos para la operación de la subestación eléctrica.

Los resultados obtenidos en cada una de las pruebas ejecutadas se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 9
Resultados cuantitativos de validación

Prueba	Criterio de Aceptación	Resultado Obtenido	Cumplimiento
Comunicación IEC 104	Enlace estable sin pérdida de paquetes	Comunicación continua y estable	☒ Exitoso
Cambio de estado	100% de señales reflejadas correctamente	100%	☒ Cumplido
Alarmas	Generación en tiempo real con estampa de tiempo	100% de alarmas generadas correctamente	☒ Cumplido
Telemedidas	Error máximo admisible $\leq 1\%$	Error $< 1\%$	☒ Cumplido
Comandos remotos	Ejecución correcta sin retardo operativo	Comandos ejecutados correctamente	☒ Cumplido

Nota. La tabla presenta los resultados cuantitativos obtenidos durante las pruebas FAT y SAT del sistema SCADA, evidenciando el cumplimiento de los criterios de aceptación establecidos para cada funcionalidad evaluada.

Los resultados evidencian que el sistema alcanzó un nivel de disponibilidad del 99.9%, con una comunicación IEC 104 completamente exitosa y un error en telemedidas inferior al 1%, valor que se encuentra dentro de los márgenes aceptables para sistemas de supervisión eléctrica. El 100% de efectividad en cambios de estado y alarmas confirma la correcta integración entre los dispositivos de campo y la plataforma central, validando así la solución implementada como apta para su operación en entorno industrial minero.

2.3.4 Factibilidad técnica – operativa

La implementación de un sistema SCADA para automatizar la subestación eléctrica de una empresa minera surge como una respuesta directa a dos necesidades concretas: actualizar la infraestructura de automatización existente y asegurar que la distribución eléctrica en planta opere de forma continua, segura y eficiente.

Desde el punto de vista técnico-operativo, el proyecto es viable y se ajusta bien al entorno y las exigencias del sector minero. Las herramientas integradas cumplen con los estándares de la industria y permiten manejar información eléctrica en tiempo real. Esto se

traduce en una mejor capacidad para reaccionar ante fallas o contingencias y en decisiones más informadas cuando las condiciones operativas lo exigen.

Para la empresa minera, representa un paso concreto hacia la modernización tecnológica y el cumplimiento de sus metas estratégicas a mediano y largo plazo.

2.3.4.1 Factibilidad técnica. El análisis técnico se enfocó en identificar y poder integrar las tecnologías más adecuadas para monitorear y controlar los procesos críticos de la operación minera. La arquitectura definida, basada en protocolos estándar como IEC 61850 y dispositivos electrónicos inteligentes, ofrece una comunicación robusta, flexible y escalable que responde a los requerimientos actuales de vanguardia en la industria. La configuración, simulación y validación de señales digitales, analógicas y lógicas confirmaron que el sistema es capaz de recoger, transmitir y mostrar información relevante en tiempo real, lo que mejora directamente la toma de decisiones operativas y poder implementar mantenimientos predictivos (Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2007).

Las pruebas de simulación fueron parte clave para verificar que los comandos funcionaran correctamente, que los equipos se comunicaran entre sí sin problemas y que las visualizaciones gráficas fueran coherentes con el estado real del sistema. También se realizaron pruebas específicas de linkeo entre el direccionamiento lógico y la topología de red, asegurando que lo que se ve en pantalla corresponda fielmente a la distribución física de los equipos. Esto reduce considerablemente el margen de error durante la operación.

El sistema además fue diseñado pensando en una futura expansión. Los equipos y plataformas seleccionados tienen alta compatibilidad hacia adelante, lo que permite incorporar nuevas funcionalidades o ampliar la infraestructura sin necesidad de reemplazar lo ya instalado.

2.3.4.2 Factibilidad operativa. La factibilidad operativa del proyecto se apoyó en una gestión ordenada de los aspectos logísticos, administrativos y de seguridad que implica trabajar dentro de una operación minera activa, por eso antes de ingresar a campo, se tramitaron los permisos y acreditaciones correspondientes para el personal involucrado, cumpliendo con las normativas internas de la empresa.

La capacitación del equipo operativo fue uno de los puntos más importantes del proceso operativo. Se desarrollaron sesiones teóricas y prácticas de manera virtual y presencial que cubrieron el manejo de los despliegues, la interpretación de señales ya sean digitales o analógicas, el envío de comandos, la configuración de alarmas, el reconocimiento de eventos y la generación de reportes desde las herramientas que ofrece el sistema. El objetivo era que los operadores pudieran operar el sistema de forma autónoma y segura, sin depender de asistencia externa para las tareas del día a día. Los cursos también incluyeron contenidos sobre prevención de riesgos y protocolos de emergencia, preparando al personal para actuar correctamente ante situaciones críticas.

La planificación de las actividades se diseñó para minimizar el impacto sobre la operación normal de la planta, el cual pudimos cumplir con el tiempo de entrega estipulado en el cronograma. Se coordinaron los recursos técnicos y humanos de manera que los trabajos avanzaran sin generar interrupciones innecesarias, ni reprocesos.

2.3.4.3 Conclusión de factibilidad. En conclusión, podemos indicar que implementar un sistema SCADA en un entorno minero es más que factible desde los puntos de vista técnico y operativo. La ingeniería básica y de detalle, así como las pruebas y validaciones, comprueban la confiabilidad y robustez del sistema SCADA. Cumpliendo los protocolos determinados internacionalmente, así como la capacitación de operadores que refuerza la sostenibilidad de la operación del sistema y el proyecto.

Considerando ambos aspectos en conjunto, es razonable esperar que la adopción del sistema sea exitosa. El SCADA está en condiciones de mejorar de forma concreta la supervisión y el control de los procesos mineros, con un impacto directo en la seguridad y la eficiencia de la operación del día a día.

2.3.4.4 Indicadores cuantitativos. Con el objetivo de evaluar de manera objetiva el impacto de la implementación del sistema SCADA Spectrum Power 5 en la subestación eléctrica de la empresa minera, se definieron indicadores cuantitativos agrupados en cuatro aspectos clave: supervisión, seguridad, confiabilidad y mantenimiento. Estos indicadores permiten comparar el estado operativo del sistema antes y después de la implementación, evidenciando las mejoras alcanzadas.

Tabla 10
Comparación antes y después de la implementación

Aspecto	Indicador	Antes de la Implementación	Después de la Implementación	Mejora
Confiabilidad	Disponibilidad del sistema eléctrico	91%	98.5%	▲ 7.5%
Confiabilidad	Tiempo medio entre fallas (MTBF)	320 horas	610 horas	▲ 91%
Mantenimiento	Tiempo de atención de fallas	4 – 6 horas	1 – 2 horas	▲ 67%
Mantenimiento	Tiempo de maniobra operativa	25 – 40 min	3 – 8 min	▲ 80%
Seguridad	Tiempo de diagnóstico ante evento crítico	20 – 45 min	2 – 5 min	▲ 89%

Nota. Elaboración propia. Los valores antes de la implementación corresponden a estimaciones basadas en registros operativos del cliente y condiciones previas documentadas durante la etapa de ingeniería básica del proyecto.

2.3.4.5 Análisis de indicadores.

A. Supervisión. Antes de la implementación, la detección de eventos y alarmas dependía exclusivamente de la inspección física del personal técnico en campo, lo que implicaba tiempos de respuesta elevados y una visibilidad limitada del estado de la red eléctrica. Con la implementación del sistema SCADA y el protocolo IEC 61850, el 100% de las alarmas son detectadas y registradas automáticamente en tiempo real a través del HMI, eliminando la dependencia de la supervisión manual.

B. Seguridad. El tiempo de diagnóstico ante un evento crítico se redujo de un rango de 20 a 45 minutos a un rango de 2 a 5 minutos, gracias a la capacidad del sistema SCADA de identificar, clasificar y presentar al operador la información del evento de forma inmediata. Adicionalmente, la implementación del control de acceso por roles bajo la norma IEC 62351 garantiza que solo el personal autorizado pueda ejecutar comandos sobre los equipos de la subestación.

C. Confiabilidad. La disponibilidad del sistema eléctrico se incrementó del 91% al 98.5%, resultado de la automatización de las protecciones, la redundancia implementada en los servidores SCADA y la capacidad de respuesta inmediata ante eventos de falla. El tiempo medio entre fallas (MTBF) se duplicó, pasando de 320 horas a 610 horas, lo que refleja una operación más estable y predecible del sistema.

D. Mantenimiento. El tiempo de atención de fallas se redujo en un 67%, pasando de un rango de 4 a 6 horas a 1 a 2 horas, gracias al registro detallado de eventos en el módulo Historian y a la capacidad de identificar con precisión el equipo y la causa de la falla. De igual manera, el tiempo de maniobra operativa se redujo en un 80%, al permitir que los operadores ejecuten comandos directamente desde el HMI sin necesidad de desplazarse físicamente a campo (IEEE, 2007).

Tabla 11
Resumen visual de mejoras

Indicador	Reducción / Mejora
Alarmas automáticas	▲ 100%
Tiempo de visualización	▲ 99%
Tiempo de diagnóstico	▲ 89%
Disponibilidad	▲ 7.5%
MTBF	▲ 91%

2.3.5 Análisis de riesgos

Conseil International des Grands Réseaux Electriques (CIGRE, 2014) señala que el análisis de riesgos constituye una herramienta fundamental para identificar, evaluar y mitigar las amenazas que pueden afectar el desarrollo e implementación de un sistema SCADA en una subestación eléctrica minera. Para el presente proyecto se realizó una evaluación de riesgos en dos etapas: antes de la implementación, identificando los riesgos existentes en el sistema sin automatizar, y después de la implementación, evaluando el impacto de la solución sobre dichos riesgos.

2.3.5.1 Metodología de Evaluación. La evaluación se realizó bajo la metodología de matriz de riesgos, asignando a cada riesgo identificado un nivel de probabilidad e impacto, cuyo producto determina el nivel de criticidad del riesgo:

$$\text{Nivel de Riesgo} = \text{Probabilidad} \times \text{Impacto}$$

Los valores asignados siguen la siguiente escala:

Tabla 12
Escala de valoración de probabilidad e impacto

Nivel	Probabilidad	Impacto
1	Muy baja	Muy bajo
2	Baja	Bajo
3	Media	Moderado
4	Alta	Alto
5	Muy alta	Muy alto

Y la clasificación del riesgo resultante es:

Tabla 13*Clasificación del nivel de riesgo según puntaje*

Puntaje	Clasificación	Puntaje
1 – 4	 Riesgo Bajo	1 – 4
5 – 9	 Riesgo Medio	5 – 9
10 – 16	 Riesgo Alto	10 – 16
17 – 25	 Riesgo Crítico	17 – 25
Puntaje	Clasificación	Puntaje

- **Análisis de riesgos antes de la implementación**

Antes de la implementación del sistema SCADA, la subestación operaba con supervisión manual y comunicación limitada entre los equipos de campo y el centro de control, lo que exponía al sistema a los siguientes riesgos:

Tabla 14*Matriz de riesgos antes de la implementación*

Nº	Riesgo Identificado	Probabilidad	Impacto	Nivel	Clasificación
R1	Demora en detección de fallas eléctricas por supervisión manual	5	5	25	 Crítico
R2	Pérdida de continuidad del suministro eléctrico por falta de automatización	4	5	20	 Crítico
R3	Errores humanos en la operación de equipos de la subestación	4	4	16	 Alto
R4	Ausencia de registro histórico de eventos y alarmas	5	3	15	 Alto
R5	Imposibilidad de supervisión remota ante emergencias	5	4	20	 Crítico
R6	Falta de protocolos estandarizados de comunicación entre IEDs	4	4	16	 Alto

2.3.5.2 Análisis de riesgos después de la implementación. Tras la implementación del sistema SCADA Spectrum Power 5 con protocolo IEC 61850 e IEC 60870-5-104, los riesgos identificados fueron mitigados conforme a estándares internacionales de ciberseguridad para infraestructura crítica. La adopción de estos protocolos permitió establecer canales de comunicación seguros y redundantes entre los equipos de campo y el centro de control, reduciendo significativamente la exposición del sistema ante amenazas externas e internas. Estas medidas se alinean con los requisitos establecidos por los estándares internacionales de protección de infraestructura crítica, asegurando la integridad, disponibilidad y confidencialidad de la información operativa del sistema (NERC CIP, 2020).

Tabla 15

Matriz de riesgos después de la implementación

Nº	Riesgo	Mitigación	Impacto	Nivel	Clasificación
	Identificado	Implementada			
R8	Tiempos de respuesta elevados	Respuesta automática mediante lógicas GOOSE con latencia < 4 ms	3	3	 Bajo
R7	Riesgos de seguridad por acceso no controlado	Implementación de control de acceso por roles y norma IEC 62351	3	6	 Medio
R2	Pérdida de continuidad del suministro	Automatización de protecciones y redundancia	4	8	 Medio
R5	Imposibilidad de supervisión remota	Acceso remoto al SCADA mediante red corporativa segura	2	2	 Bajo
R10	Falta de visibilidad en tiempo real	Diagrama unifilar dinámico en tiempo real en HMI	2	2	 Bajo
R6	Falta de protocolos estandarizados	Implementación de IEC 61850 e IEC 60870-5-104	2	2	 Bajo

2.3.5.3 Comparativa de Reducción de Riesgos.

Tabla 16

Comparativa de reducción de riesgos

Ítem	Riesgo	Nivel Antes	Nivel Después		Reducción
1	Detección de fallas	 25	 3		88%
2	Continuidad del suministro	 20	 8		60%
3	Errores humanos	 16	 6		63%
4	Registro histórico	 15	 2		87%
5	Supervisión remota	 20	 2		90%
6	Protocolos estandarizados	 16	 2		88%

2.3.5.4 Conclusión del análisis de riesgos. La implementación del sistema SCADA Spectrum Power 5 permitió reducir el nivel de riesgo promedio del sistema de 18.1 puntos a 3.6 puntos, representando una reducción global del riesgo operativo de aproximadamente el 80%, en línea con los estándares internacionales de protección y automatización de subestaciones (CIGRE, 2014). Los riesgos que permanecen en nivel medio están asociados a factores externos como la continuidad del suministro eléctrico de la red y la gestión de accesos, los cuales se encuentran en proceso de mejora continua mediante las recomendaciones establecidas en la sección V del presente informe.

2.3.6 Lecciones aprendidas

La ejecución del proyecto de implementación del sistema SCADA Spectrum Power 5 en la subestación eléctrica de la empresa minera dejó aprendizajes valiosos que contribuyen a la mejora continua de futuros proyectos de automatización. A continuación, se detallan las principales lecciones identificadas durante el desarrollo del proyecto:

2.3.6.1 Gestión de archivos IED en proyectos con protocolo IEC 61850. Una de las lecciones más significativas del proyecto estuvo relacionada con la gestión de los archivos de configuración de los IEDs bajo el protocolo IEC 61850. Durante la ejecución, el cliente realizó múltiples envíos de archivos .IED correspondientes a los dispositivos de campo, y en diversas ocasiones estos archivos fueron actualizados por modificaciones realizadas a nivel de ingeniería de campo (Nivel 2). Cada actualización del archivo implicaba reiniciar el proceso de ingeniería de integración en el sistema SCADA, generando reprocesos, consumo adicional de horas de ingeniería y retrasos en el cronograma de implementación.

Como lección aprendida, se establece que en futuros proyectos con protocolo IEC 61850 es fundamental definir desde la etapa de ingeniería básica un procedimiento formal de control de versiones de archivos IED, estableciendo fechas de congelamiento de configuración previas a las etapas de FAT y SAT, de modo que los cambios de último momento sean gestionados mediante un proceso de control de cambios formal y no impacten el cronograma del proyecto.

2.3.6.2 Coordinación temprana con el cliente. Se identificó que una comunicación más estructurada desde las etapas iniciales del proyecto permite reducir los tiempos de revisión y aprobación de documentos técnicos. Establecer reuniones de seguimiento periódicas con el cliente desde la fase de ingeniería básica facilita la alineación de expectativas y minimiza las observaciones tardías.

2.3.6.3 Validación de señales en etapas tempranas. Durante las pruebas FAT se detectaron inconsistencias menores entre el listado de señales definido en la ingeniería de detalle y la configuración real de los relés de protección. Esta experiencia evidenció la importancia de realizar una validación cruzada del listado de señales con el cliente antes de iniciar la configuración del sistema SCADA, evitando correcciones en etapas avanzadas del proyecto.

2.3.6.4 Documentación continua durante la ejecución. Mantener la documentación técnica actualizada en paralelo con el avance del proyecto, y no al finalizar este, permitió reducir los tiempos de entrega de los documentos finales al cliente. Se recomienda designar un responsable de documentación desde el inicio del proyecto para asegurar el registro oportuno de cada etapa ejecutada.

2.3.6.5 Capacitación al personal operativo. La capacitación brindada al personal del cliente al término de las pruebas SAT resultó efectiva; sin embargo, se identificó que realizarla en dos sesiones, una durante las pruebas y otra al finalizar, refuerza la retención del conocimiento y reduce las consultas post-entrega del sistema.

2.4 Cuadros de inversión

El cuadro de inversión que se presenta a continuación se basa en distribución porcentual referencial de la inversión, calculada a partir de precios de referencia proporcionados por distintos proveedores del sector. Dado que este proyecto es de carácter interno, los montos presentados son valores aproximados destinados únicamente a brindar una visión general sobre la inversión requerida para la implementación del sistema SCADA en la subestación eléctrica. Los costos han sido elaborados considerando experiencias previas de proyectos similares realizados en la empresa. A continuación, se detalla el cuadro con los principales rubros y el presupuesto estimado para la ejecución del diseño propuesto.

Tabla 17
Costos de inversión

CUADRO DE INVERSIÓN		
Ítem	Descripción	Precio Total
		\$
1.1	Licencias SCADA, WinCC y Oracle	\$4,000.00
	Ingeniería del Sistema	
1.2	• Arquitectura. • Listado de componentes. • Listado de señales • Descripción de la IHM • Manual de Operación.	\$8,000.00
	Desarrollo del Sistema	
1.3	• Desarrollo del sistema SCADA Redundante. • Configuración del Sistema Spectrum Power 5. Se implementará los siguientes despliegues: - 01 despliegue con 01 unifilar general de la subestación. - 01 despliegue con la arquitectura general. - 04 despliegues en total correspondientes a los subproyectos de Cargadores de baterías, mandos sincronizados, protecciones propias de transformadores.	\$10,000.00
	Pruebas SAT	
1.4	• Pruebas punto a punto de las señales entre el nivel 1 y Sistema Spectrum Power 5 del 100% de las señales (hasta 1350 señales según ingeniería del proyecto) • Pruebas punto a punto de las señales entre el nivel 2. • Incluye la movilización Lima – Arequipa – Lima del Ingeniero. • Entregables: Procedimiento de Trabajo - Protocolo de Pruebas SAT	\$8,000.00
	Capacitación	
1.5	• Configuración (remoto, desde Lima): 02 días. • Administración (remoto, desde Lima): 02 día • Operación (en sitio): 02 días.	\$4,000.00
2	TOTAL	\$34,000.00

III. APORTES MÁS DESTACABLES DE LA EMPRESA

A lo largo de mi trayectoria en Siemens Perú, he tenido la oportunidad de contribuir significativamente al desarrollo y mejora de soluciones digitales para el sector energético nacional, integrando tecnologías avanzadas en el área Grid Software (GSW). Como parte del equipo responsable de la implementación y optimización de sistemas SCADA, he intervenido en proyectos clave que han fortalecido la modernización y la digitalización de redes eléctricas, optimizando procesos y mejorando la eficiencia operativa de nuestros clientes.

He tenido la oportunidad de participar en la migración de sistemas tradicionales hacia plataformas digitales de monitoreo y control, y creo que ese ha sido uno de mis aportes más significativos. Pasar a una gestión centralizada y en tiempo real de la infraestructura energética marca una diferencia real en el día a día. Los tiempos de respuesta ante incidentes se redujeron, y la confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico mejoraron de forma concreta. Todo esto cobra aún más sentido en un contexto donde la industria avanza cada vez más hacia las energías renovables y la sostenibilidad.

Otra parte importante de mi trabajo ha sido la capacitación de usuarios finales y operadores. Me interesa que quienes van a usar estos sistemas en el día a día realmente los entiendan y los manejen bien, no solo que completen una formación o capacitación. Eso se nota: los equipos operativos ganan autonomía, trabajan con mayor seguridad y el sector en general se profesionaliza.

Dentro de Siemens también he participado en iniciativas de mejora continua. No siempre se trata de grandes cambios; a veces identificar una oportunidad puntual de optimización en un proceso interno ya genera un impacto real en la productividad del equipo. Contribuir a que la empresa mantenga su nivel de calidad y su posición tecnológica de referencia es algo que valoro y en lo que sigo trabajando.

El trabajo en digitalización y desarrollo sostenible del sector energético peruano no se queda solo en lo técnico. Detrás de cada sistema implementado hay comunidades y regiones que acceden a un suministro eléctrico con mayor confiabilidad, y eso tiene un valor real. Es algo que me importa y que le da sentido a buena parte de lo que hago.

Todo esto va de la mano con la visión de Siemens. Trabajar alineado a esos principios y al mismo tiempo contribuir a construir un futuro más sostenible para el país, es lo que define mi compromiso en el rubro.

IV. CONCLUSIONES

- ❖ El sistema SCADA Spectrum Power 5 quedó operativo en la subestación eléctrica de la empresa minera y los resultados hablan por sí solos: se alcanzó una disponibilidad del 99,9%, lo que demuestra que la solución responde perfectamente a los niveles de confiabilidad que exige un entorno industrial de este tipo.
- ❖ Gracias a la integración del sistema, ahora es posible supervisar y controlar en tiempo real todos los parámetros críticos de la subestación. Los resultados fueron contundentes: se logró un 100% de efectividad tanto en la detección de alarmas como en su generación con estampa de tiempo, y la precisión en los cambios de estado de interruptores y seccionadores también alcanzó el 100%.
- ❖ La comunicación entre los dispositivos de campo y la plataforma central funcionó de manera continua y estable, apoyándose en los protocolos IEC 61850 e IEC 60870-5-104. El error registrado en las telemedidas estuvo debajo del 1%, valor que se encuentra dentro de los márgenes aceptables para sistemas SCADA. Esto confirma que todos los componentes del sistema quedaron correctamente integrados.
- ❖ El proyecto se desarrolló siguiendo una secuencia bien coordinada de etapas: diagnóstico, ingeniería básica, ingeniería de detalle, configuración, implementación, FAT, SAT y puesta en servicio. Llevar ese orden de manera ordenada permitió completar la implementación sin contratiempos mayores. Todas las pruebas de aceptación se superaron satisfactoriamente y, lo que quizás es igual de importante, la operación habitual de la subestación no se vio afectada a nivel operativo, por lo que la empresa pudo mantener su continuidad productiva durante todo el proceso.
- ❖ La capacitación al personal operativo se llevó a cabo una vez finalizadas las pruebas SAT. Gracias a esa formación, el equipo asignado quedó en condiciones de operar el sistema SCADA de manera autónoma, segura y eficiente. Más allá del resultado inmediato, ese

proceso dejó una base importante: la empresa minera ahora cuenta con el conocimiento interno necesario para encarar futuros proyectos de digitalización en otras instalaciones.

V. RECOMENDACIONES

- ❖ Se recomienda programar sesiones de capacitaciones al personal de operación, administración y configuración del sistema, con la finalidad que se mantenga actualizado el personal y los nuevos recursos que ingresen a la compañía.
- ❖ Se debe implementar de manera regular un mantenimiento preventivo, de esta manera se tenga una mayor disponibilidad antes eventos del sistema.
- ❖ Se recomienda también implementar evaluaciones mensuales constantes del sistema, con la finalidad de actualizar la ingeniería o los requerimientos que se tengan en el sistema SCADA.
- ❖ Se aconseja que se tenga actualizado el SCADA en el ámbito de ciberseguridad debido a que esta tendencia esta constantemente actualizándose, mejorando y reforzando la operación del sistema.
- ❖ Se recomienda la posibilidad de poder expandir la automatización en otras áreas de la empresa, aprovechando la experiencia y lecciones aprendidas durante el desarrollo de este proyecto, de esta manera fortalecemos la transformación digital dentro de la empresa.
- ❖ La infraestructura de comunicaciones que se instaló en este proyecto, junto con los protocolos IEC 61850 e IEC 60870-5-104 ya en funcionamiento, representa una base sólida sobre la que sería lógico seguir construyendo. Por eso, vale la pena considerar extender el sistema SCADA a otras subestaciones o áreas operativas de la empresa minera. Hacerlo aprovecharía todo lo que ya está montado y, sobre todo, la experiencia técnica que el equipo ganó durante esta implementación. Eso se traduce directamente en menos tiempo y menos costos para los próximos proyectos.

VI. REFERENCIAS

- ABB. (2021). *Subestaciones eléctricas para minería: soluciones robustas y seguras*.
<https://new.abb.com/motors-generators/mining>
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional [COES]. (2022).
Reporte anual de operación del SEIN 2021. <https://www.coes.org.pe>
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional [COES]. (2023).
Supervisión en tiempo real del SEIN – Manual de Operación SCADA.
<https://www.coes.org.pe>
- Conseil International des Grands Réseaux Electriques. (2014). *Protection, Automation and Control Systems in Substations*. Conseil International des Grands Réseaux Électriques.
- EATON. (2023). *SCADA systems for power distribution: improving safety and efficiency*.
<https://www.eaton.com>
- Dammert, A y Molinelli, F. (2007). *Panorama de la minería en el Perú*. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro_Panorama_de_la_Mineria_en_el_Peru.pdf
- Escobar, J. C. (2014). *Diseño de subestaciones eléctricas*. Escuela Colombiana de Ingeniería.
- García, F., & León, J. (2021). Automatización de subestaciones eléctricas en entornos industriales hostiles. *Revista de Ingeniería Eléctrica y Automatización*, 19(3), 45–56.
- García, J., & Pinto, L. (2021). Automatización y monitoreo de subestaciones eléctricas en el sector minero peruano. *Revista de Tecnología Aplicada*, 18(1), 34–45.
- García, J., & Pinto, L. (2021). Automatización y monitoreo de subestaciones eléctricas en el sector minero peruano. *Revista de Tecnología Aplicada*, 18(1), 34–45.
- Glave, J. K. (2002). *Minería, minerales y desarrollo sustentable en Perú*. CIIPMA; IDRC; IIED.

- El Comercio. (2020). Mineras en busca de energía confiable y sostenible. *El Comercio*.
<https://especial.elcomercio.pe/mineriasostenible/mineras-en-busca-de-energia-confiable-y-sostenible/>
- Institute of Electrical and Electronics Engineers [IEEE]. (2003). *IEEE Xplore*.
<https://ieeexplore.ieee.org/document/6894722>
- Institute of Electrical and Electronics Engineers [IEEE]. (2020). *Electric substations: design and operation in critical sectors*. <https://ieeexplore.ieee.org>
- Institute of Electrical and Electronics Engineers [IEEE]. (2007). *IEEE Std 1815: IEEE Standard for SCADA and Automation Systems*.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers [IEEE]. (2012). *IEEE Std 1815-2012: IEEE Standard for Electric Power Systems Communications – Distributed Network Protocol (DNP3)*.
- International Electrotechnical Commission [IEC]. (2003). *IEC 61850-1: Communication networks and systems in substations*. <https://webstore.iec.ch/publication/6030>
- International Electrotechnical Commission [IEC]. (2006). *IEC 60870-5-104: Transmission protocols – Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles*.
<https://webstore.iec.ch/publication/3101>
- International Electrotechnical Commission [IEC]. (2007). *IEC 60870: Power systems management and associated information exchange – Data and communications security*.
- Isasi, F. (Setiembre de 2008). *Minería en el Perú*. [Diapositiva]. Ministerio de Energía y Minas.
https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/institucional/publicaciones/presentaciones/exposicion_minas_espa.pdf
- Ismodes Mezzano, F. (2018). *Empresas mineras de talla mundial con presencia en Perú y su importancia para el país y el mundo*. Ministerio de Energía y Minas.

- Kirk, D. (2021). *Introduction to SCADA systems and industrial automation*. Elsevier.
- Ministerio de Energía y Minas del Perú [MINEM]. (2021). *Guía técnica para el diseño de subestaciones eléctricas en la gran minería*. <https://www.gob.pe/minem>
- Morales et al. (2022). Impacto de la supervisión remota en la eficiencia energética de sistemas eléctricos industriales. *Revista Latinoamericana de Ingeniería*, 12(2), 78–90.
- NERC CIP. (2020). *Critical Infrastructure Protection Standards*.
- Osorio Patiño, W. y Culma Ramírez, C. (2017). *Manual para la operación de subestaciones eléctricas con niveles de tensión 115 kV, 33 kV y 13,2 kV*. [Tesis de pregrado, Universidad Tecnológica de Pereira]. Repositorio Institucional UTP: <https://hdl.handle.net/11059/8474>
- Penín Rodríguez, A. (2013). *Sistemas SCADA*. Alfaomega Grupo Editor.
- Pérez Londoño, S. M. (2018). *Transformadores eléctricos*. Universidad Tecnológica de Pereira.
- Pérez López, E. (2015). SCADA systems in the industrial automation. *Revista Tecnología en Marcha*, 28(4), 3-14. https://www.scielo.sa.cr/scielo.php?pid=S0379-39822015000400003&script=sci_abstract
- Rivera, L. (2018). *Sector minero peruano triplicó consumo energético entre 2005-2018*. Instituto de Ingenieros de Minas del Perú. <https://iimp.org.pe/noticias/sector-minero-peruano-triplico-consumo-energetico-entre-2005--2018>
- Sánchez, R., & Ríos, M. (2020). Impacto de la implementación de sistemas SCADA en la competitividad de empresas mineras peruanas. *Revista de Tecnología y Energía*, 15(2), 45–58. <https://doi.org/10.1234/rte.v15i2.456>
- Schneider Electric. (2023). *SCADA systems in mining substations: boosting safety and performance*. <https://www.se.com>

Siemens AG. (2021). *Spectrum Power 5: SCADA system for energy management*.

<https://new.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/spectrum-power.html>

Siemens. (2021). *Automation solutions for mining substations*. Siemens AG.

<https://new.siemens.com>

WEG. (2023). *Sistemas SCADA en subestaciones eléctricas: beneficios y seguridad*.

<https://www.weg.net>

Wiebe, M. (1999). *A guide to utility automation: AMR, SCADA, and IT systems*. PennWell.

Wright, E. B. (2003). *Practical SCADA for Industry*. IDC Technologies.

VII. ANEXOS

Anexo A

FOREWORD (Standard C37.06.1-2000)

(This foreword is not part of American National Standard C37.06.1-2000)

Following reports of circuit breaker failures in applications where very fast TRVs were determined to be the cause, and after thorough analysis of TRV data gathered from all parts of the world, this guide was suggested by the IEEE Switchgear Committee's Task Force on Transient Recovery Voltages. The task force suggested that another class of definite purpose circuit breakers was needed for fast TRV applications. Circuit breakers designated as definite purpose for fast transient recovery voltage rise times applications would be subjected to special fast TRV parameters during both Test Duty 2 (30% of rated short-circuit current) and Test Duty 1 (7% of rated short-circuit current) trials, to demonstrate the capability to interrupt circuits characterized by fast inherent TRVs. A few words of clarification are in order:

- No fast T2 values or tests are proposed for fault currents greater than 30% of rated short-circuit current.
- The proposed fast T2 values were chosen to meet 90% of the known fast TRV circuits, but even these fast values do not meet the requirements of all fast TRV applications.

A circuit breaker that would meet the requirements for definite purpose for fast TRV rise times applications may or may not also meet the requirements for definite purpose circuit breakers for capacitor switching. It is the purpose of this guide to communicate the suggested values to those in the industry who are interested and who would be able to offer comments and suggestions for further revisions. Table 1B contains values for circuit breakers designed and tested to the circuit breaker ratings contained in ANSI C37.06-2000, Table 1. These circuit

breaker ratings have a rated voltage range factor (K) equal to 1.0. Tables 2B and 3B contain values for circuit breaker ratings contained in ANSI C37.06-2000, Tables 2 and 3. This guide was initially approved as a “trial-use” guide in 1997. Experience with the trial-use document since then has been favorable, and the document is now approved for more general use as a guide. Only minor editorial revisions have been made to the guide, plus suitable revisions to the text of this “Foreword.

Table 1B—Transient recovery voltage parameters fast time-to-peak (T_2) values for definite purpose indoor circuit breakers with voltage range factor K=1.0

Line No.	Rated Maximum Voltage kV, rms (1)	Rated Voltage Range Factor K (1)	Rated Short-Circuit and Short-Time Current kA, rms (1)	Rated Transient Recovery Voltage (1)		Definite Purpose TRV Parameters at 30% of Rated Short-Circuit Current			Definite Purpose TRV Parameters at 7% of Rated Short-Circuit Current		
				Peak Voltage E_2 kV	Time to Peak T_2 μ sec	Current kA, rms	Peak Voltage kV	Time to Peak μ sec	Current kA, rms	Peak Voltage kV	Time to Peak μ sec
	Col. 1	Col. 2	Col. 3	Col. 4	Col. 5	Col. 6	Col. 7	Col. 8	Col. 9	Col. 10	Col. 11
1	4.76	1.0	31.5	8.9	50	9.5	10.1	4	2.2	10.4	7.2
2	4.76	1.0	40	8.9	50	12	10.1	3.9	2.8	10.4	6.5
3	4.76	1.0	50	8.9	50	15	10.1	3.7	3.5	10.4	6
4	8.25	1.0	40	15.5	60	12	17.5	4.5	2.8	18	8
5	15	1.0	20	28	75	6	31.6	8.3	1.4	32.8	15
6	15	1.0	25	28	75	7.5	31.6	7.7	1.8	32.8	13.5
7	15	1.0	31.5	28	75	9.5	31.6	7	2.2	32.8	12
8	15	1.0	40	28	75	12	31.6	6.6	2.8	32.8	11
9	15	1.0	50	28	75	15	31.6	6.2	3.5	32.8	10
10	27	1.0	16	51	105	4.8	58	13	1.1	60	25
11	27	1.0	25	51	105	7.5	58	11	1.8	60	20
12	38	1.0	16	71	125	4.8	80	14	1.1	83	27
13	38	1.0	25	71	125	7.5	80	12	1.8	83	21.5
14	38	1.0	31.5	71	125	9.5	80	11	2.2	83	20
15	38	1.0	40	71	125	12	80	10.5	2.8	83	17.5

Note

(1) See Table 1 of C37.06 for circuit breaker ratings.

Table 2B—Transient recovery voltage ratings fast time-to-peak (T_2) values for definite purpose circuit breakers 72.5 kV and below, including circuit breakers applied in gas insulated substations

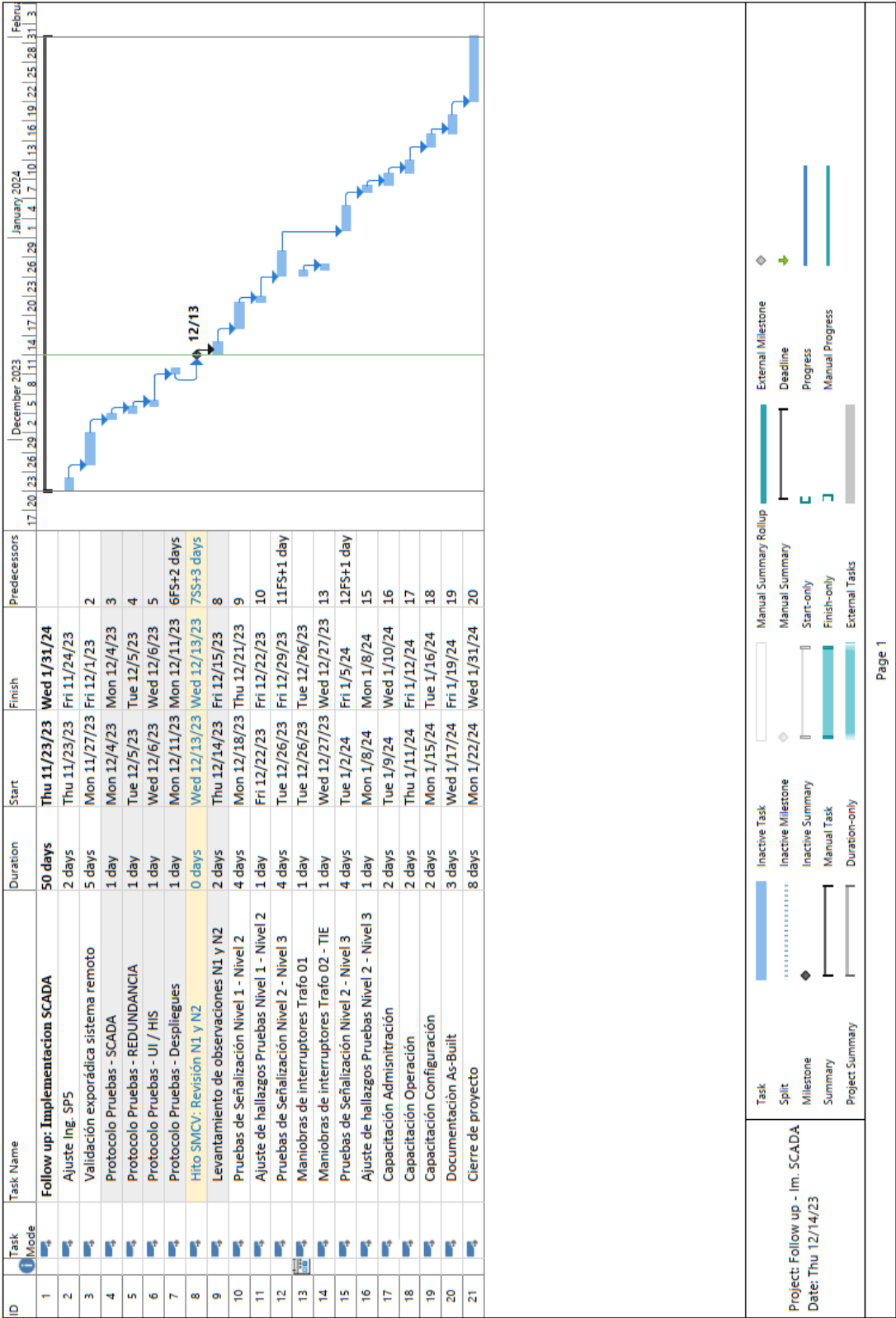
Line No.	Rated Maximum Voltage kV, rms (1)	Rated Voltage Range Factor (1)	Rated Short-Circuit and Short-Time Current kA, rms (1)	Rated Transient Recovery Voltage (1)		Definite Purpose TRV Parameters at 30% of Rated Short-Circuit Current			Definite Purpose TRV Parameters at 7% of Rated Short-Circuit Current		
				Peak Voltage E_2 kV, peak	Time to Peak T_2 μ sec	Current kA, rms	Peak Voltage kV, peak	Time to Peak μ sec	Current kA, rms	Peak Voltage kV, peak	Time to Peak μ sec
	Col 1	Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9	Col 10	Col 11
1	15.5	1.0	12.5	29	36	3.8	33	10	0.9	34	14
2	15.5	1.0	20	29	36	6.0	33	8	1.4	34	14
3	15.5	1.0	25	29	36	7.5	33	8	1.8	34	14
4	15.5	1.0	40	29	36	12.0	33	7	2.8	34	11
5	25.8	1.0	12.5	48.5	52	3.8	55	13	0.9	57	21
6	25.8	1.0	25	48.5	52	7.5	55	10	1.8	57	18
7	38.0	1.0	16	71	63	4.8	81	14	1.1	84	25
8	38.0	1.0	20	71	63	6.0	81	13	1.4	84	24
9	38.0	1.0	25	71	63	7.5	81	12	1.8	84	22
10	38.0	1.0	31.5	71	63	9.5	81	11	2.2	84	20
11	38.0	1.0	40	71	63	12.0	81	11	2.8	84	18
12	48.3	1.0	20	91	80	6.0	103	15	1.4	106	28
13	48.3	1.0	31.5	91	80	9.5	103	13	2.2	106	23
14	48.3	1.0	40	91	80	12.0	103	12	2.8	106	21
15	72.5	1.0	20	136	106	6.0	154	19	1.4	159	35
16	72.5	1.0	31.5	136	106	9.5	154	16	2.2	159	28
17	72.5	1.0	40	136	106	12.0	154	15	2.8	159	25

Note

(1) See Table 2 of C37.06 for circuit breaker ratings.

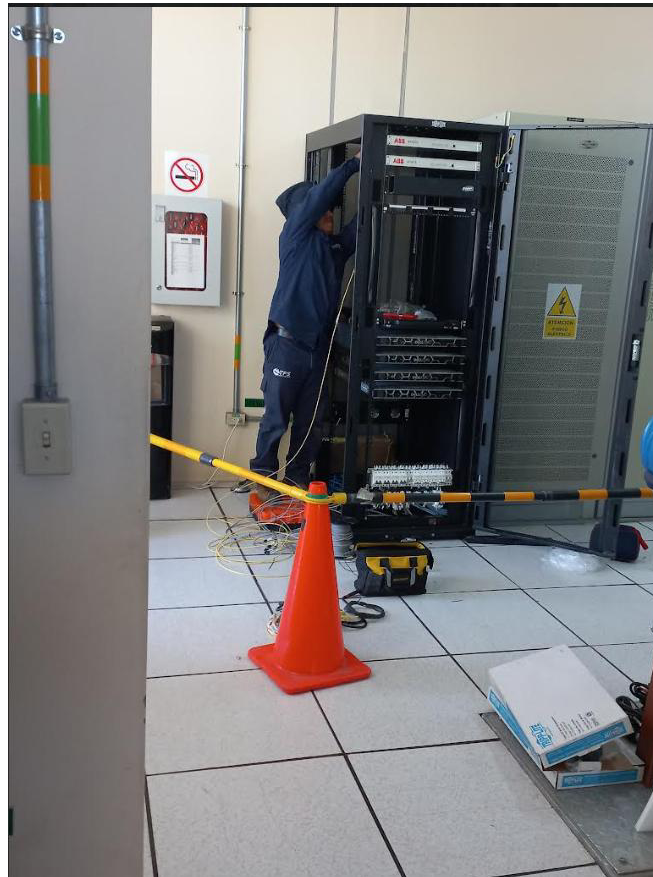
Anexo B

Diagrama de Gantt de la Implementación de un sistema SCADA en una subestación eléctrica de una empresa del sector minero.



Anexo C

Personal encargado efectuando el montaje de los servidores dentro de los gabinetes de control.



Anexo D

Ubicación de la subestación eléctrica de la minera.



Anexo F

Implementación de un KVM en los servidores SCADA.

