

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Mecánica



TESIS

Mejora de la disponibilidad de las subestaciones eléctricas de una refinería basado en el diseño de un sistema de monitoreo y control

Para obtener el título profesional de Ingeniero Mecatrónico

Elaborado por

Ali Medina Guevara

 [0009-0000-3967-9477](https://orcid.org/0009-0000-3967-9477)

Asesor

Ing. Daniel Leonardo Barrera Esparta

 [0000-0003-3465-788](https://orcid.org/0000-0003-3465-788)

LIMA – PERÚ

2023

Citar/How to cite	Medina Guevara [1]
Referencia/Reference	[1] A. Medina Guevara, " <i>Mejora de la disponibilidad de las subestaciones eléctricas de una refinería basado en el diseño de un sistema de monitoreo y control</i> " [Tesis de pregrado]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2023.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

Citar/How to cite	(Medina, 2023)
Referencia/Reference	Medina, A. (2023). <i>Mejora de la disponibilidad de las subestaciones eléctricas de una refinería basado en el diseño de un sistema de monitoreo y control</i> . [Tesis de pregrado, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

Dedicatoria

Dedico este trabajo a mis padres, quienes me guiaron a través de su ejemplo, sus consejos y su paciencia, a buscar un crecimiento, no solo en el ámbito académico sino en los diferentes aspectos de la vida, para ser un mejor profesional y una mejor persona.

Agradecimientos

Siempre han sido la fuerza que impulsa mis sueños y aspiraciones, acompañándome incondicionalmente en los momentos más desafiantes durante mis horas de estudio. Han sido mis invaluable mentores en la vida. Al culminar mis estudios hoy, les dedico este logro, amados padres, como una meta adicional alcanzada. Me siento orgulloso de tenerlos a mi lado en este momento tan significativo.

Resumen

Las refinerías juegan un papel crucial en la transformación del crudo en productos refinados, producción de combustibles y la generación de energía. También, desempeñan un papel importante en la producción de productos petroquímicos, que se utilizan como materias primas en la fabricación de plásticos, fibras sintéticas, caucho, detergentes, fertilizantes, medicamentos y una amplia gama de derivados.

Las refinerías requieren una cantidad significativa de energía eléctrica para operar de manera eficiente y continua. Las subestaciones eléctricas aseguran un suministro de energía confiable a las diferentes unidades de proceso. Además, permiten gestionar la demanda eléctrica de la refinería, distribuyen la energía, equilibran la carga eléctrica y evitan sobrecargas o caídas de voltaje.

Las subestaciones eléctricas cuentan con equipos de protección, los cuales pueden desenergizar una unidad ante una falla o evento anómalo detectado, dichos disparos eléctricos generan indisponibilidad de la subestación y por ende paradas no programadas en los procesos de la refinería.

Es por ello, que contar con un sistema de monitoreo y control es de vital importancia, debido a que permite supervisar constantemente el estado de los equipos y variables eléctricas; facilita el diagnóstico ante un posible disparo eléctrico, permite la supervisión remota y reduce los costos asociados con las visitas físicas al sitio. Además, los datos recopilados pueden identificar patrones que indican la salud de los equipos. Todos estos beneficios ayudan a mejorar la disponibilidad de las subestaciones eléctricas, reduciendo los tiempos de parada, así como los tiempos de respuesta.

Palabras clave: refinería, SCADA, subestaciones eléctricas, automatización, IED

Abstract

Refineries play a crucial role in the transformation of crude oil into refined products, fuel production, and power generation. They also play an important role in the production of petrochemical products, which are used as raw materials in the manufacture of plastics, synthetic fibers, rubber, detergents, fertilizers, medicines, and a wide range of derivatives.

Refineries require a significant amount of electrical power to operate efficiently and continuously. The electrical substations ensure a reliable power supply to the different process units. In addition, they make it possible to manage the refinery's electrical demand, distribute power, balance the electrical load, and prevent overloads or voltage drops.

The electrical substations have protection equipment, which can de-energize a unit in the event of a fault or anomalous event detected, such electrical trips generate unavailability of the substation and therefore unscheduled stops in the refinery processes.

That is why having a monitoring and control system is of vital importance, because it allows you to constantly monitor the status of the equipment and electrical variables; facilitates diagnosis of a potential electrical trip, allows remote monitoring, and reduces costs associated with physical site visits. In addition, the data collected can identify patterns that indicate the health of the equipment. All these benefits help improve the availability of electrical substations, reducing downtime, as well as response times.

Keywords: refinery, SCADA, electrical substations, automation, IED

Tabla de Contenido

Resumen	v
Abstract	vi
Tabla de Contenido	vii
Lista de figuras	xi
Lista de tablas	xv
Capítulo I. Introducción	1
1.1 Generalidades	1
1.2 Descripción del Problema de Investigación	2
1.3 Objetivos de estudio	4
1.3.1 Objetivo general.....	4
1.3.2 Objetivos específicos	4
1.4 Antecedentes Investigativos	4
1.4.1 Antecedentes nacionales	5
1.4.2 Antecedentes internacionales	7
1.4.3 Antecedente local	10
Capítulo II. Marco teórico y conceptual	11
2.1 Marco teórico.....	11
2.1.1 Subestación eléctrica.....	11
2.1.2 Tipos de subestaciones eléctricas.....	11
2.1.3 Componentes de una subestación eléctrica	18
2.1.4 Automatización de subestaciones eléctricas	25
2.1.5 Sistema de control, protección y telecontrol	26
2.1.6 Niveles de automatización de una subestación eléctrica.....	26
2.1.7 Estándar IEC 61850.....	28
2.1.8 Red LAN	31
2.1.9 Sistemas SCADA	31

2.1.10	Funciones principales de un sistema SCADA	32
2.1.11	Componentes de un sistema SCADA	33
2.1.12	Alarmas y eventos SCADA	34
2.1.13	Históricos SCADA	35
2.1.14	Tendencias SCADA	35
2.1.15	Medios de comunicación SCADA	35
2.1.16	Protocolos de comunicación SCADA	35
2.1.17	ANSI/ISA-101	36
2.1.18	ISA 18.1	37
2.2	Marco conceptual	37
2.2.1	Disponibilidad	37
2.2.2	Índices de disponibilidad	37
2.2.3	Automatización	38
2.2.4	Automatización de subestaciones eléctricas	39
2.2.5	Refinería	40
2.2.6	Sistema de monitoreo y control	41
2.3	Hipótesis y operacionalización de variables	42
2.3.1	Hipótesis general	42
2.3.2	Hipótesis específicas	42
2.3.3	Definición de las variables	43
2.3.4	Variable independiente	43
2.3.5	Variable dependiente	43
2.3.6	Operacionalización de las variables	43
2.4	Metodología y tipo de investigación	43
2.4.1	Tipo y diseño de investigación	43
2.4.2	Unidad de análisis	44
2.4.3	Matriz de consistencia	47

Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación	48
3.1 Funcionalidad y alcance del ESS	51
3.2 Distribución de equipos por subestación eléctrica	53
3.2.1 Típicos de configuración de los IED.....	53
3.2.2 Sub estación eléctrica principal (SEP).....	55
3.2.3 Sub estación eléctrica 1 (SE1).....	56
3.2.4 Sub estación eléctrica 2 (SE2).....	57
3.2.5 Sub estación eléctrica 3 (SE3).....	59
3.2.6 Sub estación eléctrica 4 (SE4).....	60
3.2.7 Sub estación eléctrica externa 1 (SO1).....	61
3.2.8 Sub estación eléctrica externa 3 (SO3).....	62
3.2.9 Sub estación eléctrica externa 5 (SO5).....	63
3.2.10 Sub estación eléctrica externa 6 (SO6).....	64
3.2.11 Sub estación eléctrica externa 9 (SO9).....	64
3.2.12 Sub estación eléctrica CCB.....	65
3.3 Arquitectura de comunicaciones.....	65
3.3.1 Arquitectura de subestación	65
3.3.2 Arquitectura del SCADA.....	70
3.4 Selección de equipos de comunicación.....	71
3.4.1 Switch.....	71
3.4.2 Conversores.....	74
3.4.3 Unidad de terminal remota (RTU).....	75
3.5 Configuración de la RTU	76
3.5.1 Configuración del hardware.....	77
3.5.2 Configuración del software	84
3.6 Configuración de la IHM	98
3.6.1 Definición de estándares.....	98
3.6.2 Diseño	106

3.6.3 Implementación.....	119
3.6.4 Pruebas.....	129
Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados.....	147
4.1 Nivel de disponibilidad.....	147
4.1.1 Análisis de la disponibilidad inicial de las subestaciones.....	147
4.1.2 Análisis de la disponibilidad de las subestaciones posterior al SCADA..	151
4.2 Cantidad de variables integradas al SCADA	153
4.3 Porcentaje de reserva de capacidad del sistema.....	154
4.4 Satisfacción de los operadores.....	154
4.5 Contrastación de hipótesis general.....	155
4.6 Contrastación de hipótesis específicas.....	156
Conclusiones.....	158
Recomendaciones.....	160
Referencias bibliográficas.....	161
Anexos	167

Lista de figuras

Figura 1: Flujo de distribución de la energía eléctrica.....	11
Figura 2: Subestación de transmisión.....	12
Figura 3: Subestación de distribución primaria	13
Figura 4: Subestación de conmutación.....	14
Figura 5: Subestación de interior.....	15
Figura 6: Subestación de exterior.....	15
Figura 7: Subestación AIS.....	16
Figura 8: Subestación GIS	17
Figura 9: Transformador de potencia	18
Figura 10: Diagrama de un autotransformador	19
Figura 11: Juego de barras sencillo.....	20
Figura 12: Juego de barra doble.....	20
Figura 13: Juego de barra con transferencia	21
Figura 14: Juego de barra doble con disyuntor.....	21
Figura 15: Juego de barra triple.....	22
Figura 16: Juego de barra en anillo	22
Figura 17: Interruptor.....	23
Figura 18: Seccionadores.....	24
Figura 19: Aisladores eléctricos.....	24
Figura 20: Relé de protección	25
Figura 21: Niveles de automatización de una SE	27
Figura 22: Modelo orientado a objetos IEC61850.....	29
Figura 23: Configuración IED	30
Figura 24: Flujo de desarrollo del SCADA según norma ANSI/ISA 101	49
Figura 25: Flujograma de desarrollo del trabajo	50
Figura 26: Esquema de alimentación de las SE	51

Figura 27: Arquitectura de comunicación de SE	53
Figura 28: Arquitectura de comunicación SO3	68
Figura 29: Arquitectura de comunicación del SCADA.....	69
Figura 30: Selector de equipos Ruggedcom.....	73
Figura 31: Resumen equipo seleccionado Ruggedcom.....	74
Figura 32: Topología genérica del tablero de control.....	77
Figura 33: Partes del controlador AK3.....	78
Figura 34: Procesador y módulo de comunicación del AK3.....	79
Figura 35: Diagrama de puertos del AK3.....	80
Figura 36: Conexión de puertos y firmware AK3.....	80
Figura 37: Conexión puertos SE CCB	84
Figura 38: Definición del proyecto TOOLBOX	85
Figura 39: Designación del nombre del proyecto.....	86
Figura 40: Designación del nombre de planta	87
Figura 41: Designación rango de planta	88
Figura 42: Definición número de rango por SE.....	88
Figura 43: Estructura de configuración Process Technique.....	90
Figura 44: Estructura Process Technique SE1	91
Figura 45: Estructura System technique.....	92
Figura 46: Barra de herramientas TOOLBOX.....	92
Figura 47: Opciones Template Overview TOOLBOX.....	93
Figura 48: Declaración hardware AK3.....	94
Figura 49: Declaración tarjetas de comunicación AK3.....	94
Figura 50: Definición de equipos a conectar.....	95
Figura 51: Definición topología de equipos.....	96
Figura 52: Selección de SE para carga de parámetros	97
Figura 53: Carga de parámetros configurados	98
Figura 54: Estructura general del despliegue inicial.....	107

Figura 55: Botones del menú navegación	107
Figura 56: Botones para selección de subestación.....	108
Figura 57: Despliegue unifilar general	108
Figura 58: Celda sin conexión al SCADA	109
Figura 59: Celda con alarma de disparo.....	109
Figura 60: Indicadores de medidas	110
Figura 61: Navegador de diagrama unifilar.....	110
Figura 62: Botones de zoom	111
Figura 63: Grupo de celda por SE	111
Figura 64: Identificador de usuario	112
Figura 65: Estado de los servidores	113
Figura 66: Estado de los controladores	113
Figura 67: Despliegue de alarmas.....	114
Figura 68: Herramientas despliegue de alarmas	115
Figura 69: Pestaña de filtro de alarmas.....	116
Figura 70: Despliegue de eventos.....	117
Figura 71: Selección de curvas de tendencias	119
Figura 72: Creación de subestaciones	120
Figura 73: Parámetros de variable	121
Figura 74: Importación de variables	122
Figura 75: Creación de driver IEC61850	123
Figura 76: Configuración parámetros de comunicación.....	123
Figura 77: Importación de REMA	124
Figura 78: Configuración del REMA	125
Figura 79: Maquetado de objetos.....	126
Figura 80: Configuración de funciones.....	127
Figura 81: Configuración de variables a historizar.....	128
Figura 82: Carga de parámetros configurados SICAM 230	129

Figura 83: Diagrama general SE1	130
Figura 84: Diagrama general SO3.....	130
Figura 85: Diagrama general SEP.....	131
Figura 86: Diagrama general SE4	131
Figura 87: Diagrama general SO1	132
Figura 88: Incomer 4.16kV - SE2	133
Figura 89: Acoplamiento 33kV - SEP	134
Figura 90: Selección de tipo de comando.....	135
Figura 91: Confirmación del comando.....	135
Figura 92: Comando registrado en eventos.....	136
Figura 93: Salida de línea puesta a tierra	137
Figura 94: Motor con fusible en operación.....	138
Figura 95: Motor con fusible detenido	138
Figura 96: Motor sin fusible en operación.....	139
Figura 97: Motor sin fusible detenido.....	140
Figura 98: Incomer energizado 0.48 kV	141
Figura 99: Salida a condensador 0.48kV	142
Figura 100: Acometida energizada celda MCC	143
Figura 101: Generador SEP arrancado	144
Figura 102: Despliegue de servicios auxiliares.....	145
Figura 103: Tendencias Acometida 33kV-SEP	146
Figura 104: Tendencias motor 13.8kV - SE1	146
Figura 105: Paradas no programadas mensuales	148
Figura 106: Porcentaje de paradas activadas por protección	150
Figura 107: Paradas posterior al SCADA	152

Lista de tablas

Tabla 1	<i>Operacionalización de variables</i>	43
Tabla 2	<i>Matriz de consistencia</i>	47
Tabla 3	<i>Típicos de configuración</i>	54
Tabla 4	<i>Típicos de configuración MMS SEP</i>	55
Tabla 5	Típicos de configuración MODBUS SEP	56
Tabla 6	<i>Típicos de configuración MMS SE1</i>	56
Tabla 7	Típicos de configuración MODBUS SE1	57
Tabla 8	<i>Típicos de configuración MMS SE2</i>	57
Tabla 9	Típicos de configuración MODBUS SE2.....	58
Tabla 10	<i>Típicos de configuración MMS SE3</i>	59
Tabla 11	Típicos de configuración MODBUS SE3.....	60
Tabla 12	<i>Típicos de configuración MMS SE4</i>	60
Tabla 13	Típicos de configuración MODBUS SE4.....	61
Tabla 14	<i>Típicos de configuración MMS SO1</i>	61
Tabla 15	Típicos de configuración MODBUS SO1	62
Tabla 16	<i>Típicos de configuración MMS SO3</i>	62
Tabla 17	Típicos de configuración MODBUS SO3	63
Tabla 18	<i>Típicos de configuración MMS SO5</i>	63
Tabla 19	Típicos de configuración MODBUS SO5	63
Tabla 20	<i>Típicos de configuración MMS SO6</i>	64
Tabla 21	Típicos de configuración MODBUS SO6	64
Tabla 22	<i>Típicos de configuración MMS SO9</i>	64
Tabla 23	Típicos de configuración MODBUS SO9	65
Tabla 24	<i>Típicos de configuración MMS CCB</i>	65
Tabla 25	<i>Parámetros de comunicación MODBUS</i>	67
Tabla 26	<i>Asignación de puertos switch B100</i>	72

Tabla 27	<i>Cantidad relés por tarjeta SE1</i>	81
Tabla 28	<i>Cantidad relés por tarjeta SE2</i>	82
Tabla 29	<i>Cantidad relés por tarjeta SE3</i>	82
Tabla 30	<i>Cantidad relés por tarjeta SE4</i>	82
Tabla 31	<i>Cantidad relés por tarjeta SO1</i>	82
Tabla 32	<i>Cantidad relés por tarjeta SO3</i>	82
Tabla 33	<i>Cantidad relés por tarjeta SO5</i>	83
Tabla 34	<i>Cantidad relés por tarjeta SO6</i>	83
Tabla 35	<i>Cantidad relés por tarjeta SO9</i>	83
Tabla 36	<i>Usuarios y contraseñas TOOLBOX</i>	85
Tabla 37	<i>Guía de estilo IHM</i>	103
Tabla 38	Número total de señales a monitorear	106
Tabla 39	<i>Total de paradas por mes</i>	148
Tabla 40	<i>Total de paradas por protección</i>	149
Tabla 41	Total de paradas posterior al SCADA	151
Tabla 42	Total de paradas por protección posterior al SCADA	151
Tabla 43	Total equipos monitoreados por el SCADA	153
Tabla 44	Resultado de encuesta de satisfacción al cliente	155

Capítulo I. Introducción

En el sector industrial, la eficiencia operativa y la optimización de procesos son factores clave para el éxito y la rentabilidad de cualquier empresa. Especialmente en la industria de refinación, donde las operaciones son complejas y se deben mantener altos estándares de seguridad, es ahí donde la implementación de un sistema de control y monitoreo resulta fundamental. Con el rápido avance de la informática y las comunicaciones, los sistemas de monitoreo y control evolucionaron hacia lo que hoy conocemos como sistemas SCADA (Sistema de control y adquisición de datos). Estos sistemas permiten una supervisión más avanzada y en tiempo real, gracias a la interconexión de dispositivos, sensores, actuadores y la capacidad de recopilar y analizar datos en tiempo real.

En el Perú los sistemas SCADA están ampliamente difundidos en diferentes industrias como la minera, agua y saneamiento, transporte y sector de la energía. En el sector energético, por ejemplo, el COES tiene un sistema de monitoreo y control de las unidades de generación eléctrica y transmisión, el cual usa para operar el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y coordinar las acciones necesarias que permitan mantener los niveles de tensión y de frecuencia dentro de los rangos de calidad establecidos en las normas vigentes y de esa manera evitar contingencias, que puedan perjudicar a la población y la industria.

El sistema eléctrico de una refinería no es ajeno a sufrir las mismas contingencias, es por eso que cuentan con subestaciones eléctricas y equipos de protección, los cuales, al detectar una falla, interrumpen el suministro eléctrico hacia alguna unidad en específico con el fin de evitar posibles daños en los equipos de proceso y salvaguardar al personal de turno. La consecuencia directa es la interrupción del proceso productivo y la demora en la reposición del mismo debido a los tiempos de coordinación entre los operadores de las subestaciones eléctricas o tiempos de traslado del personal. Con base a la situación descrita anteriormente, se formula la siguiente

pregunta: ¿Como mejorar la disponibilidad de las subestaciones eléctricas de una refinería, a fin de evitar las paradas no programadas y reducir los tiempos de respuesta? La hipótesis central es que el diseño e implementación de un sistema de control mejorará la disponibilidad de las subestaciones eléctricas de la refinería. El objetivo del trabajo es determinar la disponibilidad de las subestaciones eléctricas, luego de implementar el sistema de monitoreo y control, con el fin de realizar la validación del mismo.

Para llevar a cabo el estudio, el trabajo se ha estructurado en cuatro capítulos. En el capítulo I, se describe la problemática de los sistemas eléctricos en las unidades de proceso de la refinería, así como los antecedentes investigativos relacionados a la solución de la problemática y cumplimiento del objetivo.

En el capítulo II, se presentan las bases teóricas de la automatización de subestaciones eléctricas basadas en la norma IEC61850 y la norma ISA, describiendo los niveles de automatización, arquitecturas, protocolos de comunicación y diseño de interfaces HMI. Además, se establece la hipótesis y la identificación de las variables de estudio.

En el capítulo III, se desarrolla el diseño del sistema SCADA eléctrico basado en las normas ISA 101 e ISA 18.1. Se muestran los dispositivos electrónicos inteligentes involucrados. Se propone una arquitectura de comunicación, se realiza la selección y configuración del software y hardware de control, se propone la filosofía de trabajo del SCADA, se diseña las pantallas y se realizan algunas pruebas de funcionamiento del sistema.

En el capítulo IV, se muestran los resultados del presente trabajo, se analiza la disponibilidad de las subestaciones eléctricas, las variables enviadas a los servidores, así como la respuesta de los operadores frente a la implementación del SCADA; con el fin de comprobar los beneficios de este sistema en la Refinería.

Finalmente se enuncian las conclusiones y recomendaciones del presente trabajo de tesis.

1.1 Generalidades

“El azufre es un contaminante presente en la mayoría de combustibles derivados del diésel. Actualmente, a nivel mundial, no se puede hablar de alguna estrategia de reducción de la contaminación del aire sin reducir las cantidades de azufre en los combustibles. Actualmente en nuestro país, son dos productos que se comercializan: diésel B5 S50 y diésel B5, ambos difieren por el nivel (partes por millón) de azufre” (RAISG, 2020).

Para poder hacer frente a este problema, diversos gobiernos vienen impulsando programas; para la modernización de sus refinerías el cual consiste en la instalación de nuevas unidades de procesos, servicios industriales y mejorar la eficiencia en su producción.

La modernización y ampliación de una refinería implica el diseño y construcción de nuevas unidades para la refinación de petróleo. Como parte de la implementación de estas nuevas unidades, es necesario construir una serie de sub estaciones eléctricas; donde cada sub estación alimenta diferentes procesos, acorde a su locación y capacidad.

Cada subestación eléctrica (SE) tiene la función de suministrar la energía eléctrica de forma continua; y en caso de fallas como cortes de energía, es requerida la reposición del suministro eléctrico en el menor tiempo posible.

Las SE realizan procesos de transformación y protección eléctrica, que vienen siendo controlados por equipos diseñados para cada una de las funciones necesarias para la subestación y que se vuelven imprescindibles frente a distintos eventos operacionales que exigen que los operadores encargados de estas subestaciones tomen una acción basándose en los datos disponibles en estos equipos o en la falta de los mismos. Algunas de las acciones consisten en verificar parámetros eléctricos en puntos específicos del sistema, comunicarse con operadores de otras SE de la unidad para consultas, ingresar cargas eléctricas en una secuencia específica, entre otros.

La integración de los equipos de una SE en un sistema robusto y confiable que suministre energía eléctrica de manera ininterrumpida, las 24 horas del día, es un reto para los profesionales del sector. Este es el proceso de automatización de SE, el cual tiene la finalidad de resguardar una correcta operación de todo el sistema, monitorear y almacenar la información importante ante la ocurrencia de cualquier evento o incidencia. En diferentes países viene siendo normado y requerido pues al contar con sistemas de control y adquisición de datos (SCADA), se obtiene la capacidad de intercambiar información entre los SCADA de diferentes SE. La automatización de SE facilitará la tarea de los operadores, brindándole mayor cantidad de información con la finalidad de realizar una adecuada toma de decisiones acorde a los eventos de falla.

1.2 Descripción del Problema de Investigación

En las fábricas o industrias que cuenten con subestaciones eléctricas desatendidas y no cuenten con un sistema de monitoreo, es imposible conocer con exactitud el estado de los sistemas involucrados o generar una respuesta rápida por parte del operador encargado en caso ocurra alguna falla de carácter eléctrico.

De acuerdo con (Ramirez,2020) indica que, en la industria minera, el consumo de energía requerido de estos procesos de producción es directamente proporcional a la potencia de procesamiento de cada unidad minera. Para suministrar esta energía a todos los equipos, subestaciones y centros de control instalados, los operadores deben responder a las reiteradas incidencias en las unidades mineras realizando diversas acciones para asegurar la continuidad del suministro eléctrico. Sin embargo, la respuesta por parte de los operadores puede tomar un tiempo, lo que ocasiona el paro no programado de algunas unidades.

Así mismo (Loayza,2018) indica que en el área de mantenimiento de algunas subestaciones eléctricas antiguas no tienen la posibilidad de saber el estado del equipamiento eléctrico, volviéndose las rondas de vigilancia mucho más continuas, siendo estas 04 veces al día, perdiendo horas hombre que se podrían utilizar en algún proyecto de mejora. Adicionalmente cuando sucede un evento no deseado el personal

de turno se entera a destiempo, teniendo como retardo de emisión de fallas hasta 02 horas en turnos de 08 horas, siendo este tiempo de suma importancia para poner en marcha el plan de contingencia ante estos eventos y finalmente al momento de realizar el diagnóstico de las causas del siniestro se les vuelve muy complicado teniendo que analizar tantas variables en las subestaciones de distribución eléctrica.

El sistema eléctrico de la refinería, no es ajeno a sufrir los mismos problemas mencionados anteriormente. En caso alguno de los sistemas de protección eléctrica genere una contingencia, la primera acción que realizan los operadores es verificar la causa de la interrupción del suministro eléctrico, para ello revisan los medidores de energía y relés de protección de manera local en la SE del proceso afectado. Luego se comunican vía radio con otros operadores en las demás SE hasta identificar el origen del evento y proceder con la energización e ingreso de cargas de las diferentes áreas de la refinería. Todas estas acciones realizadas toman un prolongado tiempo y, por ende, pérdidas económicas para la empresa.

Por otro lado, cuando se tiene múltiples disparos de protección de interruptores de potencia en SE distantes, cada operador revisa el estado de sus alarmas y relés de protección, pero algunos disparos son consecuencia de los disparos de otra SE distante y esto dificulta la identificación temprana de una falla.

Otra causa que interrumpe el suministro de energía eléctrica es la falta de control operativo por ausencia de un adecuado sistema de alarmas del sistema eléctrico. Previo a un posible disparo, existen arranques de algunas protecciones o alarmas generadas por los transformadores, las cuales pueden servir de alerta temprana, previo a un incidente mayor, sin embargo, al no existir un sistema centralizado de alarmas, estas son mucho más difíciles de identificar, debido a que podrían aparecer en cualquiera de los relés de protección y el operador no podría tomar las medidas adecuadas.

La consecuencia directa de todas las causas mencionadas comprende la interrupción del proceso productivo y la demora en la reposición del mismo debido a los tiempos de coordinación entre operadores de SE o tiempos de traslado del personal.

Con base en las situaciones descritas se formula la pregunta de investigación:

¿Como mejorar la disponibilidad de las subestaciones eléctricas de una refinería, a fin de evitar las paradas no programadas y reducir los tiempos de respuesta?

1.3 Objetivos de estudio

A continuación, se define el objetivo general y específico del presente trabajo.

1.3.1 Objetivo general

Mejorar la disponibilidad de las subestaciones eléctricas de una refinería a través del diseño e implementación de un sistema de monitoreo y control.

1.3.2 Objetivos específicos

- Recopilar información de la unidad de análisis que comprende: cantidad de equipos eléctricos de protección existentes, listado de señales a monitorear, variables eléctricas a historizar, diagramas unifilares y diagramas de circuitos eléctricos de las diferentes subestaciones.
- Definir el hardware y software necesario para la posterior implementación del sistema de monitoreo y control.
- Elaborar la arquitectura de control de integración para el monitoreo de datos y registro de las variables de carácter eléctrico.
- Diseñar la interfaz gráfica asociada al sistema de monitoreo y control basado en las recomendaciones del estándar ISA 101 e ISA 18.1.
- Determinar la disponibilidad de las subestaciones eléctricas, luego de implementar el sistema de monitoreo y control, con el fin de realizar la validación del mismo

1.4 Antecedentes Investigativos

Para obtener el levantamiento de la información se toman referencias de trabajos realizados en áreas similares al proyecto que se realizará, entre los que se presentan

1.4.1 Antecedentes nacionales

(Oré Bejarano, 2021) en su tesis “Automatización y control con RTU de 29 subestaciones de distribución de media tensión del centro histórico de Trujillo” tuvo como objetivo automatizar y controlar alrededor de 29 subestaciones de distribución, mediante el uso de equipos RTU y el estándar IEC 61850, ello con el fin de garantizar la correcta operación de cada una de ellas desde su centro de control (CCO) de HIDRANDINA S.A. En esta investigación se utilizaron técnicas de recolección de datos empíricas y documentadas, donde se consideraron datos a partir de la observación y estudios similares. El sistema de automatización diseñado en el trabajo cumple con las especificaciones técnicas y requerimientos establecidos por el COES en el documento PR-20. Con la implementación del sistema de automatización en las 29 subestaciones se garantiza la correcta operación y control en cada una de las mismas.

(Servan, 2019) en su tesis “Automatización de subestaciones de potencia de la empresa distribuidora ELECTRO UCAYALI S.A. mediante un sistema SCADA/ICCP para permitirle el monitoreo, control y envío de datos al centro de control del COES” tuvo como objetivo implementar un sistema SCADA/ICCP en la empresa distribuidora ELECTRO UCAYALI S.A, para ello se implementó una red de comunicación que permita centralizar todos los datos para luego ser enviados al centro de control, también se dimensionaron una serie de equipos, los cuales se encargarían del control, monitoreo y envío de datos al COES. Esta investigación es de carácter práctico, debido a que implementa los conocimientos adquiridos en su proceso, pero basándose en aspectos teóricos previamente definidos y demostrados. Para obtener los datos necesarios, se recolectaron los diferentes documentos técnicos de campo, así como los datos provenientes de proyectos similares.

(Ramos Díaz, 2021) en su trabajo denominado “Diseño e implementación de un sistema SCADA para gestión de energía en la empresa Danper Trujillo SAC – Trujillo - La Libertad” lo que corresponde a este trabajo es en el diseño e implementación de un sistema SCADA que permita gestionar la energía de la empresa Danper Trujillo SAC,

se realizó un estudio de campo, experimental y descriptivo, donde se reconoce a la empresa y el sistema con el que trabaja, con lo que el SCADA a utilizar permitirá obtener datos de forma remota u realizar una comparación con otros datos para poder plantear mejoras en la productividad de la empresa y mejorar los costos que beneficien a la empresa, a su vez se plantea utilizar una marca en específico que permita la integración con los equipos existentes, generando mayor confiabilidad en el sistema.

(Rubio R. Sosa J, 2022) en su trabajo “Diseño de un Sistema SCADA para mejorar la Gestión Operativa en el Área de Mantenimiento de un Terminal Portuario.” El propósito del trabajo es diseñar un sistema SCADA para mejorar la gestión operativa en el área de mantenimiento de un terminal portuario. La investigación fue del tipo aplicada, Así mismo el diseño pre experimental con su variable independiente y la dependiente gestión operativa. Las técnicas de recolección de datos fueron la observación directa, entrevista y análisis documental, los instrumentos el Check list, hoja de registro y la guía de entrevista correspondientemente. Finalmente, el autor concluye que el sistema SCADA ha mejorado el control de operación, se ha reducido el tiempo de respuesta ante desviaciones eléctricas de 1,5 horas a 0,5 horas, del mismo modo se mejoró la productividad de las subestaciones de 1.87 a 6.68, además, se cuenta con datos de parámetros eléctricos en tiempo real, módulos de control de equipos como interruptores, celdas de media tensión entre otros.

(Ganchala I. Pullupaxi, J. 2014). en su estudio “Diseño e implementación de un sistema SCADA utilizando factorytalk y ethernet industrial” tiene como objetivo implementar un sistema SCADA que permita el monitoreo y la generación de históricos de las variables de todos los procesos de planta, diseñando diagramas P&I de cada proceso y utilizando la plataforma FactoryTalk para la configuración, el interfaz gráfico para los operadores y la comunicación con los PLC. Para ello utilizó el software RSlogix 500 para la programación de los PLC, el software FactoryTalk Studio para la creación de los HMI, selección de tags, pantallas de visualización, trends, y el FactoryTalk Historian para la generación de históricos, además se utilizaron los siguientes servidores

de OPC: RSLinx y KEPServer cumpliendo de esta manera el objetivo propuesto conforme a los lineamientos planteados.

1.4.2 Antecedentes internacionales

(Andrade N. Segundo M. 2018). en su trabajo denominado “Integración de medidores de energía eléctrica de las bahías de las subestaciones del área de concesión de la provincia de Bolívar al sistema SCADA” presenta como objetivo general integrar los medidores de energía eléctrica de las bahías del área de concesión de la provincia de Bolívar a el sistema encargado de la supervisión, el control y obtención de datos (SCADA). Por otra parte se tienen los objetivos específicos: conocer el funcionamiento de las subestaciones en tiempo real, diseñar la arquitectura de comunicación, determinar cómo es el rendimiento de la red eléctrica luego de esta integración por parte del sistema, en este trabajo se usó como metodología la investigación documental y la experimental, con las que se generaron los criterios y desarrollo de la investigación como tal, demuestra que es experimental puesto que se aplica en la vida real en una empresa existente, permitiendo probar los diseños realizados, y mediante la observación y recolección de información se logra la resolución del problema planteado.

Finalmente concluye que con la integración del sistema SCADA a los medidores de energía eléctrica se optimiza el proceso de adquisición de datos lo que permitirá realizar las planificaciones correspondientes en lo que se refiere a expansión, mejoras, mantenimientos, permitiendo también saber si hay pérdidas en el sistema eléctrico y poder corregirlo a tiempo, de esta manera se evitan pérdidas económicas.

(Parra Hidalgo, 2018) en su trabajo denominado “Implementación de un Sistema SCADA para Monitoreo Inalámbrico de las Condiciones de Operación de un Transformador. Transelectric”, esta es una de las unidades de negocio de la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP) la cual requiere un sistema SCADA debido a que ha presentado fallas en el sistema eléctrico, y esto genera pérdidas económicas, en todos los sectores, se realizaron análisis de las afectaciones que

producen estas fallas y sus efectos socioeconómico de la subestación y la región afectada, a su vez presenta como objetivo general lograr la implementación de un sistema SCADA que permita monitorear de manera inalámbrica las condiciones de operación de un transformador. Por otro lado, se tiene que en lo metodológico es un diseño cuantitativo, descriptivo y experimental, se utilizó una encuesta que permite la obtención de datos necesarios para el análisis de las consecuencias que generan las fallas del sistema eléctrico, a su vez permite conocer las variables presentes en el diseño, y lograr la adaptación a los requerimientos solicitados

Luego de todo esto se concluyó que implementar el sistema SCADA permite la realización de pruebas correspondientes al funcionamiento de lo que corresponde a la protección y la interacción dentro del sistema eléctrico, también se obtuvo que la implementación del sistema SCADA permitió tener control para la realización de pruebas futuras, la interfaz del sistema SCADA permite la adquisición de datos de todos los componentes del sistema eléctrico y permite visualizar todo el proceso en tiempo real.

(Klinger & Cepeda, 2020) realizaron el proyecto de “Diseño e implementación del sistema SCADA en el módulo de comunicación IEC 61850 para monitoreo de los IED de los módulos de protección de sistemas de generación, líneas de transmisión y redes de distribución.” Tiene como objetivo general el diseño e implementación de un Sistema SCADA en el módulo de comunicación IEC 61850 que permite el monitoreo de los diferentes parámetros que se presenten en los IED pertenecientes a los módulos de protección, también, se plantea el estudio de los módulos de protección, como se protegen todos los sistemas tanto de generación como distribución, como se diseña el sistema SCADA y como se relacionan el sistema SCADA con los IED de los módulos de protección, hasta obtener la guía de procedimientos de la implementación del Sistema SCADA en base a la normativa IEC6850.

En el aspecto metodológico se enfocó en el método de análisis y síntesis, permitiendo la separación en varias partes el estudio y luego los resultados por separado se unen obteniendo un resultado, además se presentó un área práctica referente a los

módulos de protección con lo que se permite conocer más su funcionamiento y se concluyó que un sistema SCADA permite la aplicación de pruebas de entrenamiento de funciones de protección y la comunicación de elementos dentro de una subestación eléctrica, en los laboratorios se realizaron pruebas por separados permitiendo obtener resultados reales sobre el funcionamiento de cada elemento y luego integrarlos con el SCADA, esto permite tener mayor control al momento de realizar pruebas futuras, esta interfaz permite integrar todos los dispositivos inteligentes y mediante telemetría adquiere datos de los diferentes módulos de protecciones, de esta manera se pudo visualizar y adquirir datos desde un centro de control centralizado.

(Valenzuela J. 2022) realizó el trabajo “Automatización del sistema SCADA de una subestación eléctrica de 115 kV utilizando el protocolo IEC 61850 y DNP 3.0 para enviar los datos a un centro de control” El trabajo de esta tesis se enfoca en la automatización de una subestación de transmisión de 115 KV, con el objetivo de integrar todos los equipos eléctricos principales responsables de la operación de la subestación a un sistema SCADA. Estos dispositivos electrónicos cuentan con diferentes protocolos de comunicación, por lo que se requiere de un sistema SCADA que pueda interactuar con diferentes protocolos de comunicación, considerando que, una vez centralizada la información, el siguiente paso es enviar los datos a diferentes centros de control. La metodología que uso fue recolectar la información respecto a la comunicación de cada uno de los dispositivos, formando una red IEC 61850 dentro de la subestación, luego utilizando el software SCADA SMP COOPER, procedió con la configuración del SCADA, según los requerimientos del CFE LAPEM, que es el organismo regulador. Luego de todo esto se concluyó que, si es posible integrar todos los IED utilizando el software SCADA SMP COOPER, así como el éxito de las pruebas de comunicación hacia los centros de control ZOTH y GRCNO.

1.4.3 Antecedente local

(Ramírez, J. 2020) realizó el trabajo de suficiencia profesional “Análisis de la automatización de subestaciones eléctricas basado en un sistema de control y adquisición de datos (SCADA) para mejorar la operación de unidades mineras subterráneas”. El propósito del trabajo es diseñar un sistema de automatización para subestaciones eléctricas de la industria minera basándose en un sistema de control y adquisición de datos SCADA. Para ello, el autor identifica las subestaciones eléctricas mayores a 4.16kV de una unidad de mediana minería y recopila la información de campo relevante de los dispositivos electrónicos inteligentes de cada subestación. El diseño del sistema incluye el desarrollo de una arquitectura de comunicación con la capacidad de integrar los dispositivos de manera funcional, considerando aspectos técnicos y económicos; así como el desarrollo de la interfaz gráfica que permita al operador eléctrico visualizar los datos en tiempo real de todo el sistema eléctrico. Finalmente, el diseño logró integrar el 75.86% del total de los DEI con el sistema SCADA, así como la reducción del tiempo de respuesta por parte de los operadores en un 93.75%.

Capítulo II. Marco teórico y conceptual

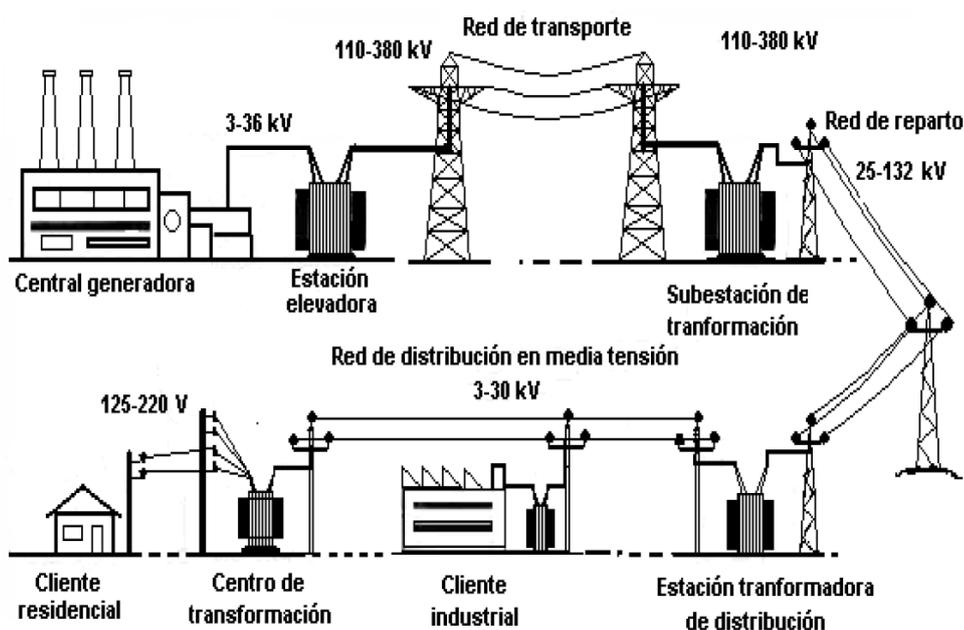
2.1 Marco teórico

2.1.1 Subestación eléctrica

“Una subestación eléctrica es parte de un sistema de generación, transmisión y distribución eléctrica, donde la tensión es transformada de baja a alta tensión y viceversa, en adición a otras importantes funciones. La potencia eléctrica habrá de fluir a través de varias subestaciones desde las centrales generadoras hasta los consumidores finales, sufriendo varios cambios en su nivel de tensión.” (Núñez, 2019, pág. 210).

Figura 1

Flujo de distribución de la energía eléctrica



Nota: <https://es.scribd.com/presentation/306609194/subestaciones-electricas>

2.1.2 Tipos de subestaciones eléctricas

Las subestaciones eléctricas pueden clasificarse de diversas maneras según sus características.

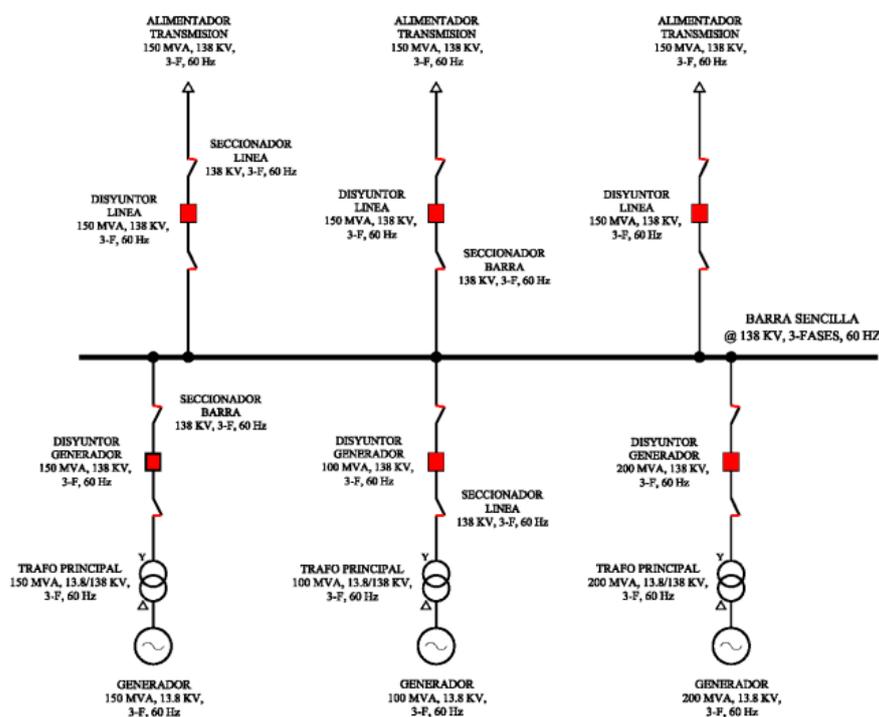
2.1.2.1 Función

Para Núñez (2019), dependiendo del uso o función que se le asigne a una subestación eléctrica estas pueden ser clasificadas como subestación de transmisión, subestación de distribución primaria y subestación de conmutación.

- Subestación de transmisión; esta subestación conecta dos o más líneas de transmisión, poseen interruptores que sirven para conectar o desconectar las líneas de transmisión en caso de falla o mantenimiento. También están equipadas con transformadores, correctores de factor de potencia y transformadores de desfase. Los niveles de tensión de transmisión más utilizados en Perú son 500kV, 220kV, 138kV y 60kV.

Figura 2

Subestación de transmisión



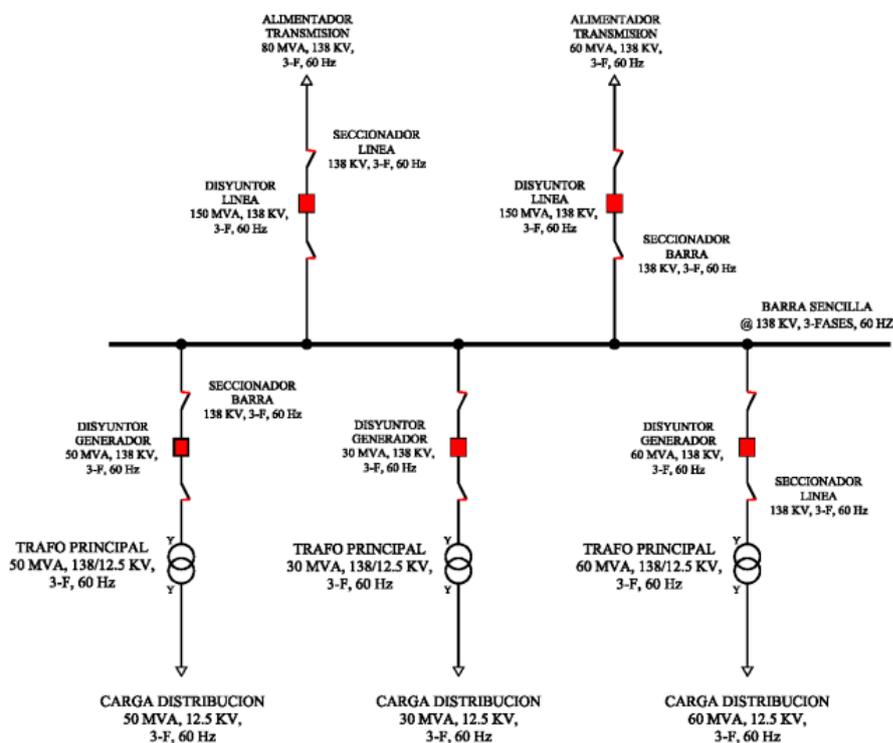
Nota: <https://core.ac.uk/download/225150793.pdf>

- Subestaciones de distribución primaria; “Conjunto de instalaciones para transformación y/o seccionamiento de energía eléctrica que la recibe de una red de distribución primaria y la entrega a un subsistema de distribución secundaria, a las instalaciones de alumbrado público, a otra red de distribución primaria, o a

usuarios alimentados a tensiones de distribución primaria o secundaria. Comprende generalmente el transformador de potencia y equipos de maniobra, protección y control, tanto en el lado primario como en el secundario y eventualmente edificaciones para albergarlos” (artículo 2° de la R.M N° 065-87-EM/DGE de 1987.04.16) (Norma DGE-024-T).

Figura 3

Subestación de distribución primaria

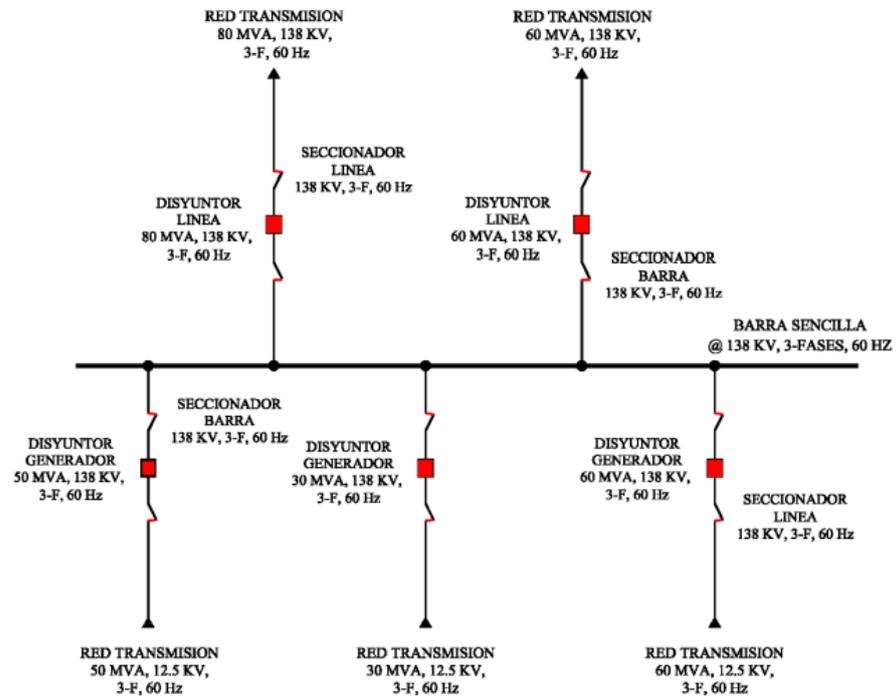


Nota: <https://core.ac.uk/download/225150793.pdf>

- Subestación de conmutación; Se caracteriza por no tener transformadores, opera por tanto a una sola tensión de transmisión, se utilizan como nodos de energía para recolección y distribución.

Figura 4

Subestación de conmutación



Nota: <https://core.ac.uk/download/225150793.pdf>

2.1.2.2 Ubicación

Según su ubicación se clasifican en subestaciones de interior o subestaciones de intemperie o exterior.

- Subestación interior; Están ubicadas en edificios o estructuras cerradas, protegidas de las condiciones climáticas. Suelen encontrarse en áreas urbanas y suburbanas.

Figura 5

Subestación de interior



Nota: <https://www.crtsgroup.com/en/projects/mv-indoor-substation-13-8-kv/>

- Subestación de intemperie o exterior; Están expuestas a las condiciones ambientales y suelen estar ubicadas en áreas rurales o industriales. Pueden estar protegidas por cercas o barreras.

Figura 6

Subestación de exterior



Nota: <https://www.grupocobra.com/proyecto/remodelacion-subestacion-electrica-66kv-base-naval-rota/>

2.1.2.3 Aislamiento

Según el tipo de aislamiento eléctrico utilizado en sus diferentes componentes, estas pueden ser subestaciones aisladas en aire y subestaciones aisladas en gas y subestaciones aisladas en aceite.

- Subestación aislada en aire (AIS), utilizan el aire como medio aislante para componentes como interruptores y transformadores.

Figura 7

Subestación AIS



Nota: <https://crushtymks.com/es/power-substation/1336-the-4-most-common-switchgear-based-substation-types.html>

- Subestación aislada en gas (GIS), emplean gases dieléctricos, como el SF₆ (hexafluoruro de azufre), para mejorar el aislamiento y la seguridad.

Figura 8

Subestación GIS



Nota: <http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com/2009/11/introduccion-las-subestaciones-aisladas.html>

2.1.2.4 Tensión

Según el nivel de tensión las subestaciones eléctricas se clasifican en subestaciones de baja, media, alta tensión y muy alta tensión. En el Perú según la publicación realizada en el diario “El Peruano” el jueves 22 de diciembre del 2011 las subestaciones de baja tensión (BT) son aquellas que operan a un nivel de tensión nominal menor a 1kV, las de media tensión (MT) operan entre 1kV y 35kV, las de alta tensión (AT) operan con una tensión nominal entre 35kV y 230kV y las de muy alta tensión (MAT) en valores superiores a los 230kV.

2.1.2.5 Automatización y control

Según su nivel de automatización y control, las subestaciones se clasifican en convencionales o automatizadas; las primeras operan con sistemas manuales controlados localmente, mientras que las automatizadas utilizan sistemas de monitoreo y control remoto para supervisar y operar los equipos de una manera más segura y eficiente.

2.1.3 Componentes de una subestación eléctrica

Para que las subestaciones puedan cumplir su objetivo es necesario una serie de equipos, dispositivos y sistemas:

2.1.3.1 Transformadores de potencia

Son equipos que tienen como función elevar o reducir el nivel de tensión, y son ampliamente utilizados en el proceso de transmisión de la energía eléctrica, desde la generación hasta el consumidor.

Figura 9

Transformador de potencia



Nota: <https://www.audax.com.pe/transformador-de-potencia/>

2.1.3.2 Autotransformadores de potencia

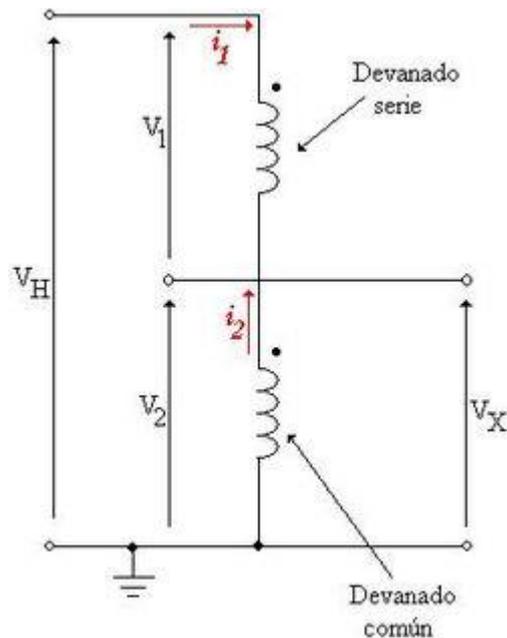
“Es un transformador especial que consiste de un único devanado enrollado en torno a un núcleo magnético. Para poder efectuar su función de transformación el autotransformador debe poseer tres puntos de derivación, para crear los terminales de alta y baja tensión” (Núñez, 2019, pág. 236).

Como se puede apreciar en la figura 10, el “devanado común”, hace las veces del lado de baja tensión del autotransformador. En cambio, el “devanado serie” se conjuga con el común para formar el lado de alta tensión del autotransformador. La corriente resultante que circula por el devanado común

resulta de la diferencia entre las corrientes i_1 e i_2 , de ahí que dicho devanado común requiera menor calibre de conductor que el de un transformador normal.

Figura 10

Diagrama de un autotransformador



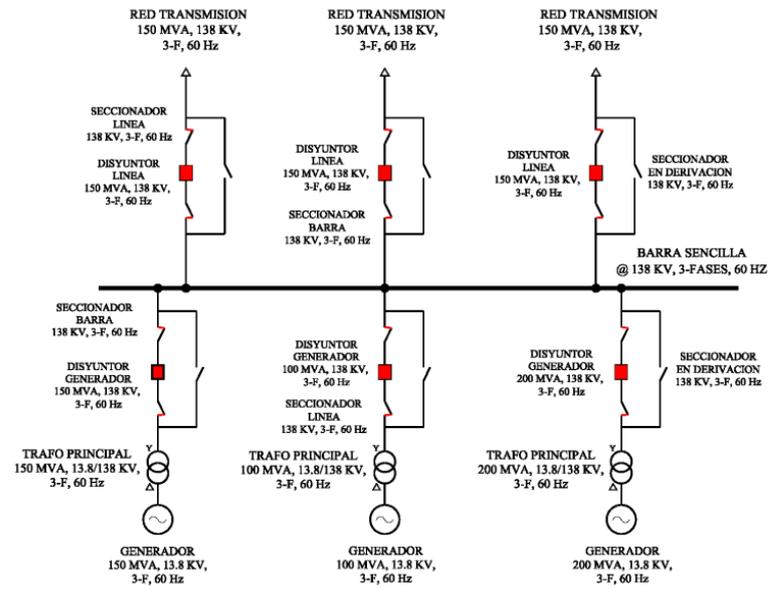
2.1.3.3 Sistema de juego de barras

Son arreglos de circuitos eléctricos que se encuentran en las subestaciones eléctricas, el cual permite maniobrar las diferentes líneas de transmisión de entrada y salida, así como permitir el mantenimiento de algunos equipos. Entre las conexiones más empleadas tenemos: Juego de barra sencillo, juego de barra doble, juego de barra principal con transferencia, juego de barra triple, juego de barra en anillo y juego de barra doble con arreglo de disyuntor y medio.

- Juego de barra sencillo; es el más simple y económico de los sistemas de conexión, cuenta con una sola barra simple, que sirve como nodo para el resto de conexiones.

Figura 11

Juego de barras sencillo

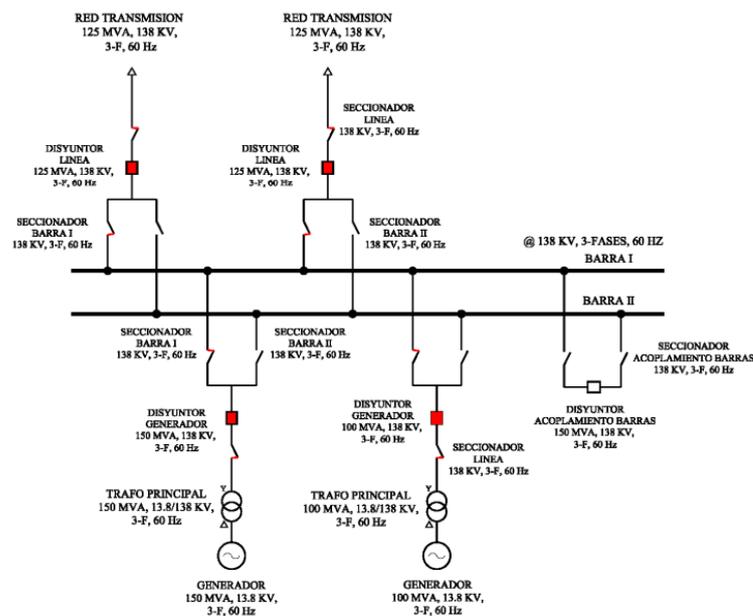


Nota: <https://core.ac.uk/download/225150793.pdf>

- Juego de barra doble; con este conexionado cada circuito puede alimentarse independientemente desde cada uno de los juegos de barras existentes.

Figura 12

Juego de barra doble

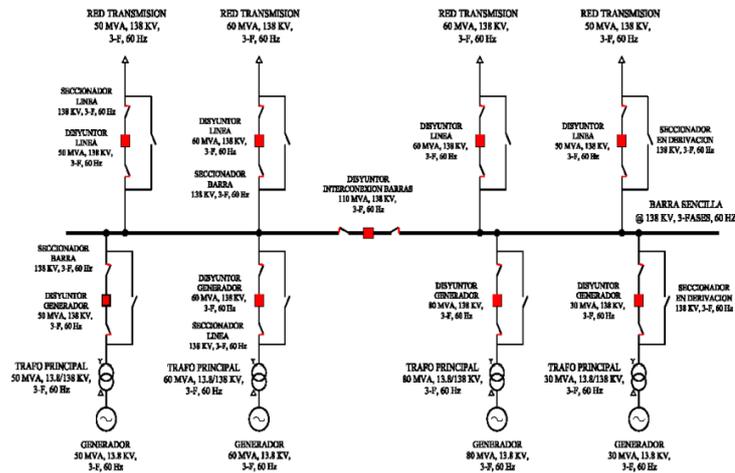


Nota: <https://core.ac.uk/download/225150793.pdf>

- Juego de barra principal con transferencia; es aquel en el que la barra principal se subdivide en dos secciones a través de un disyuntor.

Figura 13

Juego de barra con transferencia

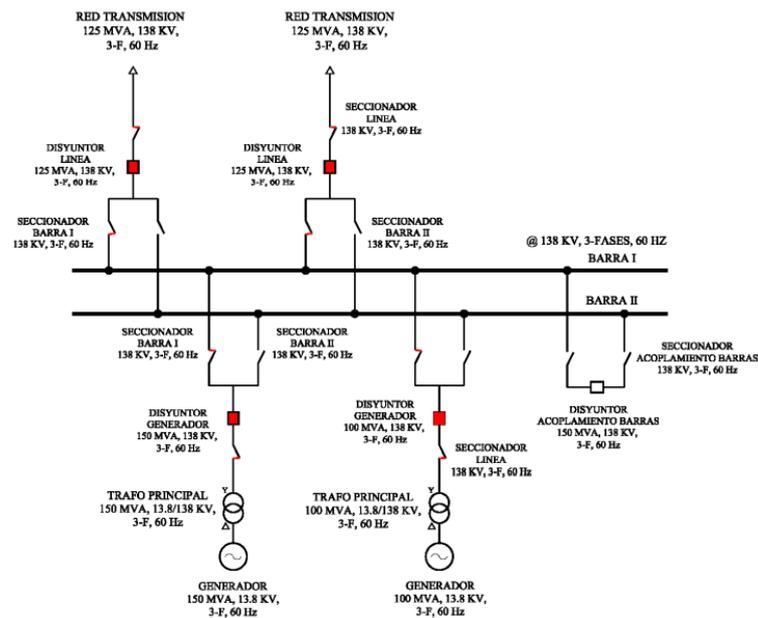


Nota: <https://core.ac.uk/download/225150793.pdf>

- Juego de barra doble con disyuntor; es el sistema combinado del juego de barra doble y el juego de barra principal con transferencia.

Figura 14

Juego de barra doble con disyuntor

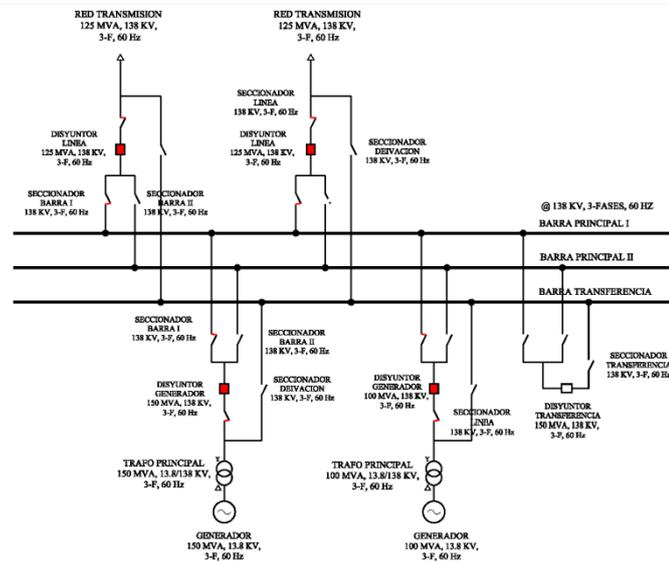


Nota: <https://core.ac.uk/download/225150793.pdf>

- Juego de barra triple; consta de dos juegos de barras principales y un juego de barra de transferencia.

Figura 15

Juego de barra triple

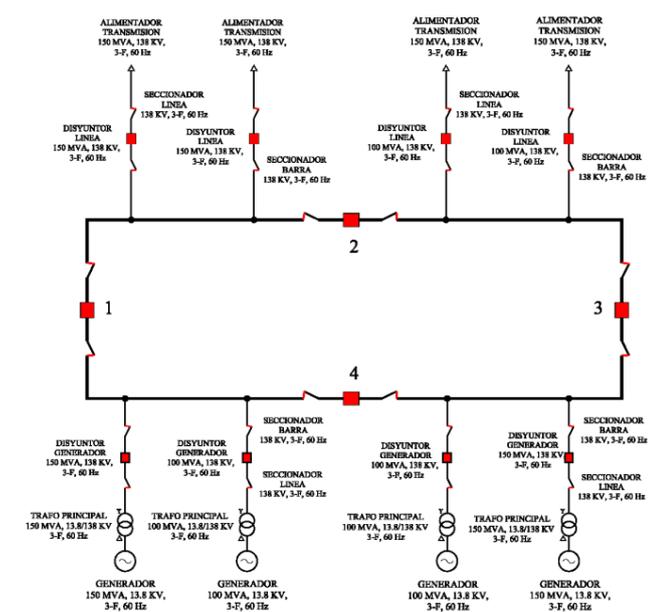


Nota: <https://core.ac.uk/download/225150793.pdf>

- Juego de barra en anillo; se considera un intermedio entre un juego de barra simple y uno doble.

Figura 16

Juego de barra en anillo



Nota: <https://core.ac.uk/download/225150793.pdf>

2.1.3.4 Interruptores

son dispositivos que son capaces de cortar el flujo eléctrico, con el fin de proteger algún equipo en específico.

Figura 17
Interruptor



Nota: <https://www.sectorelectricidad.com/29419/como-funciona-internamente-un-interruptor-de-potencia/>

2.1.3.5 Seccionadores

Un seccionador de alto voltaje es un componente eléctrico que permite separar mecánicamente un circuito de una fuente de alimentación, de tal manera que proporcione una distancia de aislamiento eléctrico satisfactoria para garantizar la seguridad del personal para que pueda dar servicio a la parte aislada del circuito, ya sea por mantenimiento o falla.

Figura 18

Seccionadores



Nota: <https://artist.blogspot.com/2020/02/que-es-y-para-que-sirve-un-seccionador.html>

2.1.3.6 Aisladores eléctricos

Son dispositivos que tienen como principal función aislar los cables de alta tensión de la estructura que los sostiene.

Figura 19

Aisladores eléctricos



Nota: <https://www.sectorelectricidad.com/11349/cuando-se-usa-una-cadena-simple-de-aisladores-izquierda-y-cuando-una-cadena-doble-derecha/>

2.1.3.7 Dispositivos de control y protección

Son dispositivos que pueden detectar con precisión una falla en un sistema eléctrico y ejecutar la orden de apertura de un interruptor, con el fin de aislar el elemento que se encuentra en condición de falla.

Figura 20

Relé de protección



Nota: <https://electricistas.cl/rele-de-proteccion-detectando-anormalidades-del-sistema/>

2.1.4 Automatización de subestaciones eléctricas

La importancia de la automatización de las subestaciones eléctricas radica en la necesidad de poseer una correcta operación y garantizar el funcionamiento de los equipos, actualmente se requiere con mayor interés la automatización debido a que de manera general los equipos se ponen obsoletos, de esta manera se busca la integración con un sistema SCADA, para esto se utilizan un conjunto de protocolos que varían de acuerdo a la necesidad y capacidad de cada subestación, para lograr las mejoras y las transformaciones necesarias y garantizar la protección eléctrica, propias de cada Subestación Eléctricas, se diseñan equipos específicos para cada área.

Por su parte la automatización de Subestaciones Eléctricas va variando y evolucionando constantemente a medida que avanza la tecnología, buscando lograr una integración total entre todos los equipos y que estos puedan funcionar con otros sin

importar marca o fabricante, y así las soluciones puedan ser realizadas en el menor tiempo posible y con la precisión necesaria.

2.1.5 Sistema de control, protección y telecontrol

Los sistemas de control, protección y telecontrol son sistemas que permiten el control local o remoto de una subestación eléctrica. Es el encargado de ejecutar comandos de apertura de interruptores o seccionadores, recolectar señales, enviar posibles alarmas y ver las mediciones en tiempo real. Además de controlar la subestación, también protege los equipos contra posibles daños o cortocircuitos en los elementos de la subestación y sus cables de conexión.

Dependiendo de las necesidades operativas de cada subestación, es posible dos niveles de control:

Control local, realizado a nivel de equipo

Control remoto, puede ser realizado desde el edificio de control, desde un gabinete de control en sitio, desde una unidad central en una subestación o desde el centro de control empresarial.

2.1.6 Niveles de automatización de una subestación eléctrica

En general, desde el punto de vista del control, las subestaciones se dividen en tres niveles según las necesidades operativas específicas:

Nivel 1, el primer nivel consta de equipos primarios o equipos de campo (interruptores, disyuntores y transformadores de corriente y tensión. El control a este nivel está bajo el control del propio interruptor automático o de la lógica de control implementada en el propio interruptor o en su gabinete de gestión. En esta capa también existen canales de comunicación que son los encargados de establecer el intercambio de datos y comandos entre el control digital y los equipos de alta tensión.

Nivel 2, el segundo nivel se denomina nivel de control. Es el formado por los tableros de control y protección, los cuales a su vez están compuestos por unidades de control digital, control convencional, selectores, pulsadores y relés auxiliares. Todos aquellos elementos encargados de las funciones de supervisión, enclavamientos,

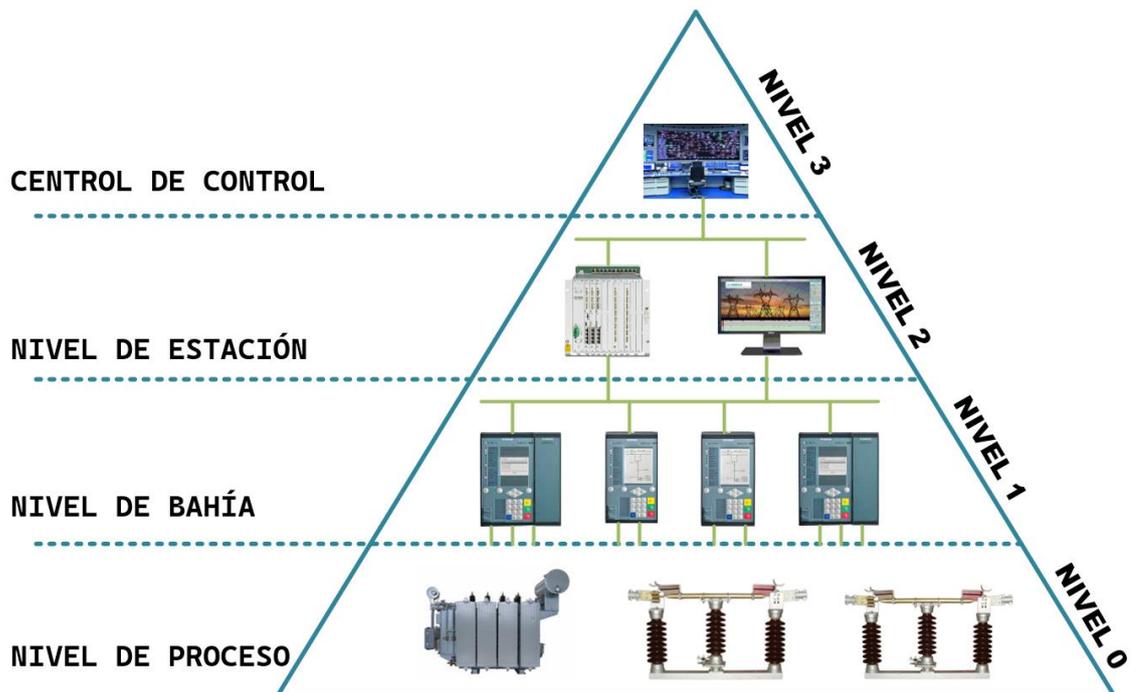
regulación de tensión, protección y medida. Este nivel es el encargado de interactuar directamente con la aparamenta, recopilando datos mediante entradas y salidas analógicas y digitales.

Nivel 3, este compuesto por la unidad de control de la subestación. Desde esta unidad se realizan las tareas de supervisión, maniobra y control de manera global de toda la subestación. Todo se realiza a través de equipos HMI, utilizando un software SCADA local.

Para realizar el control de la subestación desde centros remotos, tales como el COES, se utiliza una interfaz de comunicación hacia estos niveles superiores. Esto permite el intercambio de estados, mediciones, comandos y archivos históricos desde el SCADA local.

Figura 21

Niveles de automatización de una SE



2.1.7 Estándar IEC 61850

“El protocolo IEC 61850 es un estándar internacional que permite la automatización de equipos de Subestaciones Eléctricas de diferentes fabricantes” (SGRWIN, 2021).

Se considera el protocolo que ofrece una completa solución de comunicación para Subestaciones Eléctricas y la principal característica que ofrece es la interoperabilidad entre los equipos, incluyendo los dispositivos electrónicos inteligentes.

2.1.7.1 Principios del IEC 61850 (Objetivos, estructura, características)

“Entre los objetivos principales del protocolo se tiene que permite unificar las comunicaciones entre los equipos y evita el uso de los protocolos propietarios, además genera poder operar entre diferentes fabricantes y tecnologías, garantiza que se gaste menos dinero, mejorando todos los procesos de funcionamiento, permite que los sistemas instalados evolucionen en el tiempo (SGRWIN, 2021).

Su principal estructura se divide en:

- Nivel de proceso: aquí se encuentran dispositivos como los equipos eléctricos de maniobra, como los disyuntores, interruptores, transformadores de corriente y de tensión.
- Nivel de bahía: en este nivel podemos encontrar dispositivos electrónicos inteligentes denominados IEDs. IEC 61850 define el proceso bus para permitir las comunicaciones entre los IED y los dispositivos del nivel de proceso.
- Nivel de estación: presenta sistemas SCADA y HMI utilizados para el control y la monitorización de las subestaciones. El nivel de estación emplea el proceso bus para poder comunicarse con los IED's ubicados en el nivel de bahía” (SGRWIN, 2021).

Su principal característica unificar todos los protocolos (propietarios y estándar), “además, las redes de misión crítica no solo necesitan proporcionar una comunicación fluida, sino que también necesitan mantener sus infraestructuras

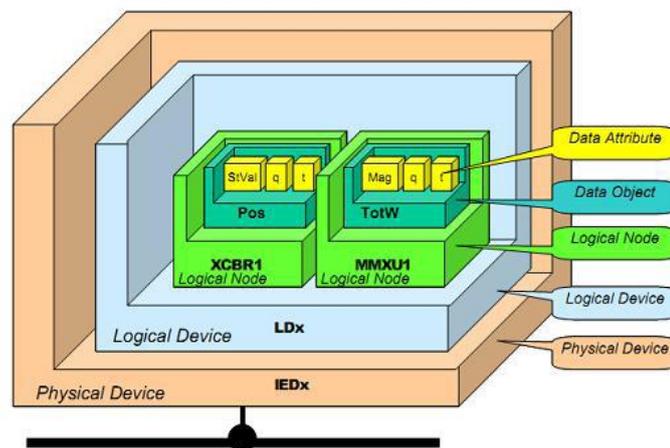
seguras. Otro aspecto clave de IEC 61850 es la interoperabilidad, que tiene por objetivo facilitar la comunicación y la integración de los sistemas de distintos fabricantes” (SGRWIN, 2021)

2.1.7.2 Modelado de datos

IEC 61850 es un estándar con una estructura orientado a objetos. Cada dispositivo físico consta de dispositivos lógicos (LD), nodos lógicos (LN), objetos de datos (DO) y atributos de datos (DA), como se ilustra en la figura 22. El nombre de cada objeto de IEC 61850 está estandarizado.

Figura 22

Modelo orientado a objetos IEC61850



Nota: https://www.typhoon-hil.com/documentation/typhoon-hil-software-manual/References/iec_61850_mms_protocol.html

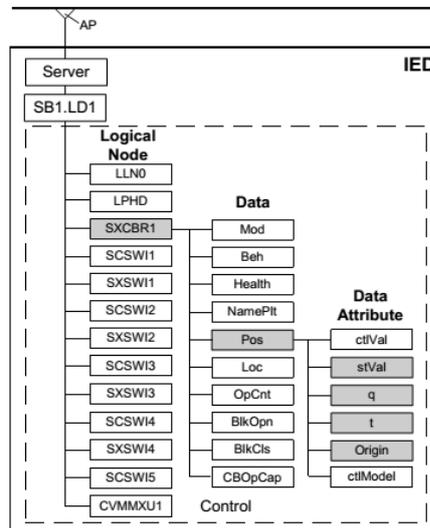
Cada dispositivo físico puede constar de uno o más dispositivos lógicos. El dispositivo lógico se compone de nodos lógicos, donde cada nodo lógico define una función del dispositivo IED. A su vez, cada nodo lógico consta de objetos de datos, y cada objeto tiene atributos de datos predefinidos. Los atributos de datos representan las hojas de esta estructura de árbol.

En la figura 23 se ilustra un ejemplo de configuración de IED, el cual tiene un dispositivo lógico (LD) llamado LD1. A su vez el IED posee varios nodos lógicos (LN). Por ejemplo, modelos de disyuntor XCBR, modelos CSWI, controlador de interruptor, interruptor de circuito modelos XSWI y medidas de modelos MMXU. El nodo XCBR tiene un objeto de datos

Pos que representa la información de la posición del interruptor. Pos tiene stVal (valor de estado), q (calidad), t (marca de tiempo) y otros atributos de datos.

Figura 23

Configuración IED



Nota: https://www.typhoon-hil.com/documentation/typhoon-hil-software-manual/References/iec_61850_mms_protocol.html

2.1.7.3 Modelos de comunicación (ASCII, GOOSE, MMS)

- ASCII: es el encargado de representar los caracteres en cualquier equipo electrónico, presentando una única codificación que se asigna de manera fija a caracteres imprimibles como letras, números y signos de puntuación y a caracteres de control no imprimibles un código concreto
- GOOSE se usa para transmitir en tiempo real los eventos críticos y trabaja de la misma manera que Sampled Measured Values, a través de mensajes multicast de Ethernet
- (Capa 2 OSI). El modelo de funcionamiento de GOOSE también sigue la estructura emisor – suscriptor.
- “MMS es la base de las comunicaciones de datos de aplicación en el estándar IEC 61850. El protocolo envía sus mensajes a través de conexiones TCP (Capa 4 OSI) y es utilizado para las comunicaciones cliente/servidor. Así, es utilizado

para el intercambio de datos de la aplicación, así como parámetros de configuración de los dispositivos o datos de monitorización” (INCIBE, 2019).

2.1.8 Red LAN

Para Larry L. Peterson y Bruce S. Davie (2021) definen una LAN como una red de computadoras que conecta dispositivos en un área geográfica limitada, como un edificio o un campus, utilizando medios de transmisión comunes y protocolos de comunicación compartidos.

En cuanto a la velocidad de comunicación ofrecen una alta transmisión de datos, lo que permite una rápida transferencia de información entre los dispositivos conectados.

- Propósito compartido: Las redes LAN se utilizan para compartir recursos y facilitar la colaboración entre los dispositivos conectados. Esto puede incluir compartir archivos, impresoras, conexiones a Internet y otros servicios.
- Topología: Las redes LAN pueden tener diferentes topologías físicas, como estrella, bus o anillo, dependiendo de cómo se conecten los dispositivos.
- Protocolos: Las redes LAN suelen operar utilizando protocolos de comunicación estándar, como Ethernet, Wi-Fi (para redes inalámbricas) o Token Ring.

2.1.9 Sistemas SCADA

El sistema SCADA corresponde a un equipo electrónico con aplicaciones de software que permite la adquisición, control y monitoreo de datos, utilizando para tal fin unidades terminales remotas (o RTU por sus siglas en inglés) y esta es transferida a un controlador central que la procesa y analiza para ser mostrada en una pantalla a un operador que pueda tomar acciones de control requeridas, o de manera automatizada ser tomada estas acciones.

Los sistemas SCADA funcionan sobre computadoras en el control de producción, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo permitiendo controlar el proceso de forma automática desde una computadora. También la información que es obtenida por el sistema es enviada a todos los usuarios que se

configuren, estos pueden ser los operadores del sistema o jefes de estos dentro de la empresa, es decir, que pueden obtener la información también otras áreas. (Sánchez Briceño, Custodio Ruiz, & Zerpa, 2010)

Los sistemas SCADA son fundamentales en los lugares donde hay un sistema de control. De esta manera se tiene que son muy utilizados en el control de procesos industriales tales como; industrias químicas, refinerías, manufactura, minería, generación y transporte de energía, entre otros. Estos generan o visualizan los datos en este caso de lo que corresponde a la energía eléctrica en tiempo real, por lo que es completamente necesario contar con este sistema permitiendo un control más eficiente, mejorar la seguridad de las plantas y reducir los costos de operación.

Los sistemas SCADA trabajan junto a otros dispositivos electrónicos, como lo son los “controladores lógicos programables” (o PLC por sus siglas en inglés). Actualmente son los dispositivos de control más utilizados en la industria. Al aumentar las necesidades de monitoreo y control de varios dispositivos en la planta, los PLC’s han modernizado su uso, mejorando su tamaño e incrementando sus capacidades, también trabajan junto a “dispositivos electrónicos inteligentes” (o IED por sus siglas en inglés). Estos son sensores que permiten indicar una variación en diferentes puntos del sistema y esto indicárselo de manera inmediata al sistema SCADA, también pueden adquirir datos, comunicarse con otros dispositivos y ejecutar pequeñas rutinas de programación. Los dispositivos IED presentan entradas y salidas con comportamiento analógicos, también tienen entradas y salidas digitales, poseen un procesador y su correspondiente memoria, y lo que corresponde al sistema de comunicación y control.

2.1.10 Funciones principales de un sistema SCADA

- Entre las funciones principales del sistema SCADA se pueden destacar:
- La función de supervisión: es el área que permite a ver a través de un monitor todo lo que ocurre en cada punto de medida que se determinó y así conocer los cambios que están ocurriendo y de esta manera poder tomar las acciones correspondientes.

- La función de control: Corresponde a la toma de acción como tal, puesto que es en este punto donde se ejecuta la corrección necesaria al equipo si existe una alteración.
- Proceso de adquisición de datos: En esta parte es donde se obtienen los datos arrojados por cada parte del sistema, y además de recoger datos también se procesa la información, y esta es almacenada y puede ser visualizada en cualquier momento.
- Proceso de generación de reportes: En el momento que se adquieran los datos se genera un historial que permite estimar los momentos en que se producen las fallas y las ubicaciones de estas.
- Sensor de Alamas: En el momento de ocurrir algún evento se generan señales que pueden ser visuales como sonoras indicando que existe una variación en algún punto del sistema.

2.1.11 Componentes de un sistema SCADA

En un sistema SCADA existen muchos componentes acá se mencionan los principales, estos son diferentes de acuerdo a la configuración que se le dé, variando con respecto a la estructura del sistema, debido a que estos se adecuan a las necesidades propias de cada necesidad.

Estos programas o de softwares del sistema SCADA se encuentran alojados en la MTU.

Sistema operativo, es el software principal que actúa de interfaz entre el hardware y los demás softwares de la MTU. Es el principal y encargado de gestionar y coordinar los recursos de hardware para que se ejecuten las aplicaciones. El sistema operativo debe ser estable y confiable que asegure el mejor desempeño y cumplimiento de los requerimientos funcionales de la plataforma. (Escalona & Ochoa, 2012, pág. 67)

Software control, también denominado “Core del SCADA”, corresponde a un paquete de software que es configurado para cada sistema particular, este software es desarrollado por los fabricantes para comunicarse con sus propios dispositivos de

control, y utilizan protocolos de comunicación propietarios que no son compatibles con los desarrollados por otras compañías. Actualmente existen “Core SCADA” de código abierto capaces de interoperar con dispositivos de distintos fabricantes. Estos dan la facilidad de unir sistemas privados con sistemas abiertos y por lo tanto de diferentes fabricantes. (Escalona & Ochoa, 2012, pág. 67)

Unidad terminal maestra (MTU), corresponde a la unidad central esta presenta los datos al operador a través del software, y es donde se guarda la información de las unidades remotas, y la envía desde el punto de control a los lugares en distintas ubicaciones. La transmisión de datos entre la MTU y las diferentes ubicaciones no es continua, y con poca velocidad y con ruido por lo que los sistemas de control son de lazo abierto.

Operador, es la persona que monitorea de forma remota la operación de una planta y ejecuta funciones de control supervisor.

Medios de transmisión, son el canal de comunicación entre la MTU y los dispositivos remotos. Los medios de transmisión pueden implementarse sobre redes cableadas, de fibra óptica, a través de comunicaciones inalámbricas, líneas cableadas, señales de radio y microondas, transmisiones satelitales e internet.

Unidad terminal remota (RTU), envía señales de control a los actuadores y recibe señales de los sensores. De igual manera, se reúne la información de cada dispositivo y envía la información a la MTU.

Sistema de control supervisorio, este se encarga de realizar una comparación de la información recibida y así poder ejecutar la acción conveniente.

2.1.12 Alarmas y eventos SCADA

Un sistema SCADA es el encargado de controlar controla y supervisar un sistema, esta muestra en tiempo real los eventos que se presentan en el sistema, tanto las variables como toda información que se considere importante, al ocurrir una acción o evento, se genera un aviso o alarma que indica que el sistema se encuentra fuera de

los parámetros establecidos como normales, esta información queda guardada y registrada en el sistema

2.1.13 Históricos SCADA

Los históricos corresponden a toda la información almacenada en el sistema SCADA, de todos los eventos que ocurrieron e incluso de las alarmas que se activaron, permitiendo que en un futuro se pueda revisar que ha ocurrido en el sistema y como evitar cualquier error, estos quedan guardados en su correspondiente registros o reportes, todo disponible para ser descargado en una hoja de cálculo.

2.1.14 Tendencias SCADA

Corresponde a la tendencia del nivel de controlador local como el incremento de la potencia de cálculo en este mismo permitiendo disponer de lenguajes de alto nivel como herramientas de programación.

2.1.15 Medios de comunicación SCADA

Los medios de comunicación son aquellos medios que nos permiten conectar y por los cuales se transmite la información entre un componente y otro, por lo que es de suma importancia conocer la necesidad del Sistema SCADA, conocer el ancho de banda necesario, las características de la zona en la cual está ubicada la Subestación, las tecnologías que se amoldan mejor a la integración, entre los medios de comunicación se encuentran Fibra Óptica (monomodo o multimodo, dependiendo de la distancia) - Enlaces de Radio UHF. - Enlaces UTP/STP - Internet ADSL - Tecnología GPRS - Onda Portadora

2.1.16 Protocolos de comunicación SCADA

El protocolo IEC 61850 presenta la funcionalidad de comunicación maestro esclavo, 61850 es considerado el estándar para la automatización de equipos de Subestaciones Eléctricas de diversos fabricantes “y permite lograr enviar los datos hacia el ente regulador, de tal forma que pueda obtener la información de las incidencias y eventos sucedidos en la Subestación Eléctrica, teniendo la mayor precisión de la incidencia y el menor tiempo de retardo de la data” (Toscano Palacios, 2010).

Protocolos propietarios:

Son aquellos diseñados exclusivamente para operar con determinadas marcas de equipos, por ejemplo, tenemos el caso de protocolos propietarios de las marcas: SIEMENS, ABB, GE, Allen Bradley, etc. La desventaja de los protocolos propietarios es que se obliga a los usuarios a utilizar una misma marca en los diferentes equipos eléctricos que se vayan a usar en el proyecto.

Protocolos abiertos:

Los protocolos: Modbus, DNP 3.0, OPC, ICCP, IEC61850, etc. Existen diversas variaciones de un mismo protocolo abierto que los fabricantes de equipos pueden realizar en cada uno de sus productos, a pesar de ello, estos protocolos son los de mayor uso en la actualidad, debido a que permite desarrollar proyectos multimarca.

2.1.17 ANSI/ISA-101

La interfaz hombre-máquina (HMI) es el enlace principal entre el operador y el sistema de control automatizado y es responsable de proporcionar información sobre los procesos a monitorear. Una HMI bien diseñada cuenta con una fácil navegación, opciones claramente accesibles, mayor productividad y confiabilidad de la parte operativa. El Comité ISA se estableció para desarrollar estándares, prácticas recomendadas e informes técnicos relacionados con HMI en aplicaciones de procesos industriales y de fabricación, por lo cual, en junio del 2010, el comité HMI ISA 101 publicó el primer borrador real del estándar ANSI/ISA-101.01-2015.

“El propósito de este estándar es abordar la filosofía, el diseño, la implementación, la operación y el mantenimiento de la interfaz hombre-máquina (HMI) para la automatización de procesos, sistemas, incluidos múltiples procesos de trabajo a lo largo del ciclo de vida de la HMI. También pretende ayudar a los usuarios a comprender los conceptos básicos como una forma de aceptar mejor y más fácilmente el estilo de HMI que recomiendan los estándares. (ANSI/ISA-101.01, 2015, Pág. 9).

2.1.18 ISA 18.1

Es un estándar desarrollado en 2003 por ISA, terminado de desarrollar en 2009, se publicó como el estándar para el manejo de Sistemas de alarmas en procesos industriales. Nos proporciona el 'que hacer' no el cómo hacerlo. Durante la implementación no existían pautas o guías consistentes para la creación de alarmas, y tanto en las plantas donde sustituían a los antiguos Sistemas de Control, como en las nuevas plantas que ya los incorporaban, el resultado era una masiva configuración de alarmas. Tiene una serie de requerimientos y recomendaciones para conseguir una gestión efectiva de las alarmas en industrias de procesos. Además, está reconocida y aceptada como una buena práctica por la mayoría de entidades reguladoras e industrias, complementando a menudo sus propios estándares o normas.

2.2 Marco conceptual

2.2.1 Disponibilidad

Para Riba (2002), deja claro el concepto de disponibilidad y menciona que va más allá de la confiabilidad y mantenibilidad, enfatizando que:

“La disponibilidad es la aptitud de un producto, máquina o sistema para cumplir su función, o estar en condiciones de hacerlo en un momento dado cualquiera” (p.199).

Según el Estándar ISO/DIS 14224 – 2004, la disponibilidad es la capacidad de un activo o componente para estar en un estado (arriba) para realizar una función requerida bajo condiciones dadas en un instante dado de tiempo o durante un determinado intervalo de tiempo, asumiendo que los recursos externos necesarios se han proporcionado.

2.2.2 Índices de disponibilidad

Para García (2003) los Índices de disponibilidad son: la disponibilidad total, disponibilidad por averías, tiempo medio entre fallos y tiempo medio entre reparación los cuales se detallan a continuación:

Disponibilidad total, es la relación que existe entre las horas que una máquina o equipo ha estado disponible para el trabajo y las horas totales en un periodo o turno de trabajo, su fórmula es:

$$Disponibilidad_{total} = \frac{H_{trabajo} - H_{mantenimiento}}{H_{trabajo}}$$

$H_{trabajo}$ = Horas totales de trabajo

$H_{mantenimiento}$ = Horas detenidas por mantenimiento

Disponibilidad por averías, en este caso el cálculo es similar a la disponibilidad total, la diferencia está en que las horas de parada por mantenimiento deben ser solo aquellas horas de parada, pero por fallas, su fórmula sería:

$$Disponibilidad_{averías} = \frac{H_{trabajo} - H_{averías}}{H_{trabajo}}$$

$H_{trabajo}$ = Horas totales de trabajo

$H_{averías}$ = Horas detenidas por averías o fallas

Tiempo medio entre fallas o MTBF en su sigla en inglés, nos indica el número de veces o con qué frecuencia ocurren las averías, su fórmula de cálculo es:

$$MTBF = \frac{\text{Número de horas totales del tiempo analizado}}{\text{Número de averías}}$$

Para el caso del presente trabajo, cuando se mencione la palabra disponibilidad de las subestaciones eléctricas, se hará uso de la definición disponibilidad por avería o falla. Debido a que se considera que una subestación a interrumpido el fluido eléctrico a causa de un disparo por protección eléctrica.

2.2.3 Automatización

Para Montero J. (2019) la automatización es un concepto vinculado a un flujo de trabajo, en el cual la información o la tarea (acción concreta) pasa de un punto al siguiente de acuerdo con el procedimiento establecido y controlado por un sistema de información.

Por otro lado, para Ogata, K. (2010) "La automatización es una tecnología en la cual un proceso o procedimiento se lleva a cabo sin la intervención directa de seres humanos para llevar a cabo ciertas tareas mediante el uso de sistemas automáticos, sistemas de control y equipos de medición y observación."

Esta definición de automatización se centra en la aplicación de sistemas de control automáticos para realizar tareas específicas en un proceso o sistema, reduciendo al mínimo la intervención humana. Ogata enfatiza la importancia de la tecnología de control en la automatización, ya que los sistemas de control son esenciales para garantizar que las tareas se realicen de manera precisa y eficiente.

En la industrialización, la automatización es un paso más allá de la mecanización. La mecanización proporciona a los operadores humanos equipos que les ayudan a satisfacer las demandas físicas del trabajo, mientras que la automatización reduce las demandas sobre los sentidos y la mente. Los procesos y sistemas también se pueden automatizar, tal es el caso de las subestaciones eléctricas.

2.2.4 Automatización de subestaciones eléctricas

La automatización en subestaciones eléctricas se ha convertido en un requisito básico para asegurar el buen funcionamiento del sistema eléctrico.

Zhiyu (2022) menciona que la automatización es ampliamente utilizada en la subestación eléctrica principalmente para llevar a cabo una serie de trabajos de gestión en el que los computadores reemplazan la operación manual en la subestación, bajo la aplicación común de tecnologías de la comunicación y soporte del computador.

Mejia Villegas (2003) lo define como un "conjunto formado por dispositivos o funciones de medida, indicación, registro, señalización, regulación, control manual y automático de los equipos y los relés de protección, los cuales verifican, protegen y ayudan a gobernar un sistema de potencia" (p. 405)

Para el presente proyecto se considera que la automatización de subestaciones eléctricas es un sistema completo formado por hardware y software encargado del control, protección, medición y comunicación con el SCADA. El cual tiene como fin

garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico, reducir los tiempos de operación y mantenimiento, detectar posibles errores y responder a ellos restableciendo el servicio en el menor tiempo posible, y dejar la información a personal calificado para su posterior análisis.

2.2.5 Refinería

Meyers, R. A. (2016). Define una refinería como una instalación de procesamiento de petróleo crudo que emplea una variedad de procesos físicos y químicos para convertir el petróleo crudo en productos refinados que son esenciales para la sociedad moderna.

Por otro lado, Fanchi, J. R., & Christiansen, R. L. (2016) menciona que es una planta industrial especializada en la separación, conversión y purificación del petróleo crudo en productos finales útiles y comercializables.

A continuación, se describen algunos de los procesos clave que generalmente se encuentran en una refinería:

La destilación es el proceso inicial en una refinería donde el petróleo crudo se calienta y se separa en diferentes fracciones según sus puntos de ebullición. Esto produce productos como gasolina, diésel, queroseno y gasóleo.

La desulfuración es un proceso que reduce el contenido de azufre en los productos refinados, ya que el azufre es perjudicial para el medio ambiente y puede afectar la calidad del combustible.

El Hidrotratamiento es un proceso que utiliza catalizadores y el hidrógeno para eliminar impurezas y mejorar la calidad de los productos refinados, como la eliminación de azufre y la saturación de hidrocarburos.

El cracking es la ruptura de moléculas de hidrocarburos más grandes en moléculas más pequeñas y valiosas, como la conversión de productos pesados en gasolina y diésel.

El reformado es un proceso para mejorar la calidad de la gasolina mediante la reorganización de las moléculas y la eliminación de impurezas.

La isomerización es la conversión de hidrocarburos lineales en formas ramificadas para mejorar las propiedades de los productos finales, como la gasolina.

Hidrosulfuración (HDS) de nafta es un proceso específico para reducir el contenido de azufre en la nafta (un componente de la gasolina).

Hidrotratamiento de diésel: Un proceso similar al HDS, pero aplicado al diésel para eliminar el azufre y otras impurezas.

Craqueo catalítico fluidizado (FCC): Un proceso de conversión en el que las fracciones más pesadas se convierten en productos más ligeros y valiosos, como la gasolina.

Tratamiento de efluentes es el proceso para gestionar los residuos y subproductos generados durante las operaciones de refinería, incluida la gestión de aguas residuales y la reducción de emisiones atmosféricas.

Estos son algunos de los procesos comunes en una refinería, los cuales no son indiferentes para la unidad de análisis, cada uno de estos procesos son alimentados desde una subestación eléctrica y administrados desde un sistema de control y monitoreo. El presente trabajo se centra en el diseño e implementación de dicho sistema.

2.2.6 Sistema de monitoreo y control

Montgomery, D. C., & García, R. P. (2004) define que un sistema de monitoreo y control se refiere al proceso de observar y regular un sistema o proceso para asegurarse de que cumple con los estándares de calidad o rendimiento establecidos.

Richard C. Dorf y Robert H. Bishop (2005) menciona que un sistema de monitoreo y control es un conjunto de dispositivos físicos relacionados entre sí de manera que el valor de una variable en particular, llamada variable controlada, pueda mantenerse ajustado o regulado a un valor predeterminado o seguir una trayectoria particular a lo largo del tiempo.

Según John N. Warfield (2006), un sistema de monitoreo y control es un conjunto de procedimientos, dispositivos y herramientas diseñados para supervisar el

rendimiento de un sistema y tomar medidas correctivas cuando sea necesario para mantenerlo en funcionamiento dentro de los límites deseados.

Para el presente trabajo, el sistema a supervisar para mantener un correcto funcionamiento es el sistema de energía eléctrica de la refinería. Por lo tanto, de ahora en adelante cuando se mencione el sistema de monitoreo y control, se refiere a todos los dispositivos que hacen posible monitorear y controlar las diferentes variables eléctricas de las subestaciones eléctricas de la refinería.

2.3 Hipótesis y operacionalización de variables

2.3.1 Hipótesis general

- El diseño e implementación de un sistema de control mejorará la disponibilidad de las subestaciones eléctricas de una refinería.

2.3.2 Hipótesis específicas

- La definición del hardware y software necesario, permitirá la implementación del sistema monitoreo y control de las subestaciones eléctricas.
- La elaboración de la arquitectura de control de integración, permitirá la adquisición de datos y monitoreo de las variables de carácter eléctrico.
- El diseño de la interfaz gráfica basado en los estándares internacionales ISA 101, ISA 18.1 permitirá monitorear en tiempo real las medidas, eventos y alarmas del sistema eléctrico; brindará comodidad y eficiencia al operador, dado que podrá navegar rápidamente entre las diferentes subestaciones eléctricas.
- El diseño e implementación del sistema de monitoreo y control en las subestaciones eléctricas de la refinería reducirá el número de paradas no programadas de la planta y mejorará el tiempo de respuesta, debido a que alertará al personal de mantenimiento de posibles problemas en los equipos eléctricos, antes de que se produzcan las fallas.

2.3.3 Definición de las variables

De acuerdo con las hipótesis planteadas en este trabajo, se determina la relación entre las variables de investigación, tanto dependiente como independiente.

2.3.4 Variable independiente

Variable X = Diseño de un sistema de monitoreo y control

Dimensiones

- X1 = Elección de hardware y software.
- X2= Rendimiento y escalabilidad
- X3 = Interfaz gráfica estandarizada.

2.3.5 Variable dependiente

Variable Y = Disponibilidad de las subestaciones eléctricas.

2.3.6 Operacionalización de las variables

Tabla 1
Operacionalización de variables

Variables	Dimensiones	Indicadores
Independiente: Diseño de un sistema de monitoreo y control.	Elección de hardware y software	Cantidad de variables a integrar al SCADA y porcentaje de automatización de las subestaciones eléctricas
	Rendimiento y escalabilidad	Porcentaje de reserva del sistema (%)
	Interfaz gráfica estandarizada	Satisfacción de los operadores ante el sistema (%)
Dependiente: Disponibilidad de las subestaciones eléctricas.	Nivel de disponibilidad	Tiempo de disponibilidad de las subestaciones eléctricas

2.4 Metodología y tipo de investigación

2.4.1 Tipo y diseño de investigación

Según Hernández R. (2014) La presente investigación fue de tipo cuantitativo debido a que sus datos fueron medidos de forma numérica y tuvo un análisis estadístico para el resultado esperado, método descriptivo debido a que se buscó identificar las propiedades importantes y eficientes del sistema de monitoreo y control, con el propósito de indagar la magnitud de beneficio en la unidad de análisis.

De nivel aplicativo ya que buscó perfeccionar recursos y conocimientos obtenidos a través del sistema de monitoreo y control previamente diseñado buscando su utilidad.

El diseño de la presente investigación fue no experimental, debido a que se buscó describir sin manipulación ni intervención del autor en las variables, observando las mejoras en la disponibilidad de las subestaciones eléctricas. Por el periodo y secuencia del estudio, debido a que la información se obtuvo en 2 oportunidades, previo y posterior a la implementación del sistema, en un tiempo de 3 meses cada uno; fue de corte longitudinal.

2.4.2 Unidad de análisis

La investigación centra su análisis en la modernización de las subestaciones eléctricas de una refinería. El sujeto de estudio es la refinería Talara, perteneciente a la empresa Petroperú. Esta refinería se ubica en Talara, región Piura y tiene como objetivo producir 95 000 barriles por día, a través de sus 16 unidades de proceso.

Las unidades de proceso son alimentadas por diferentes subestaciones eléctricas de distribución, son subestaciones que por su ubicación son de tipo interior; respecto al sistema de juego de barras cuenta con una barra principal con transferencia por cada nivel de tensión, excepto por las subestaciones más grandes, que cuentan con más de una barra principal en las celdas de baja tensión. A continuación se muestra las principales características de cada una de las subestaciones.

La SE1 es una subestación de 33kV/13.8kV/4.16kV/0.48kV, cuenta 4 líneas de alimentación, 2 transformadores de 33kV/4.16kV de 20MVA de potencia, 2 transformadores de 33kV/13.8kV de 15MVA, 4 transformadores de 4.16kV/0.48kV de 2500kVA y alimenta a las unidades de HTD (hidrotratamiento de diésel), NIS (Planta de nitrógeno), WSA (Planta de ácido sulfúrico), TKS (almacenamiento de crudo) y la SE SO5.

La SE2 es una subestación de 33kV/13.8kV/4.16kV/0.48kV, cuenta con 3 líneas de alimentación, 2 transformadores de 33kV/4.16kV de 20MVA, 1 transformador de

33kV/13.8kV de 12MVA, 10 transformadores de 4.16kV/0.48kV de 2500kVA y alimenta a las unidades FCK (Flexicoque), HTN (hidrotratamiento de nafta), RCA (reformación catalítica de nafta) y TGL (Tratamiento de LPG).

La SE3 es una subestación de 33kV/4.16kV/0.48kV, cuenta con 2 líneas de alimentación, 2 transformadores de 33kV/4.16kV de 20MVA, 6 transformadores de 4.16kV/0.48kV de 2500KVA y alimenta a las unidades DV3 (Destilación al vacío), FCC (Craqueo catalítico), HTF (Hidrotratamiento de nafta), TKS (Almacenamiento-bombas) y DP1 (Destilación primaria).

La SE4 es una subestación de 33kV/4.16kV/0.48kV, cuenta con 2 líneas de alimentación de 33kV, 2 transformadores de 33kV/4.16kV de 15MVA, 4 transformadores de 4.16kV/0.48kV de 2500 MVA y alimenta a las unidades CAF (Unidad de sosa caustica), DP1 (Destilación primaria), RCO (Sistema de recuperación de condensado), RG2 (Recuperación de Gases II) y la planta de Osmosis.

La SO1 es una subestación de 33kV/4.16kV/0.48kV, cuenta con 2 líneas de alimentación de 33kV, 2 transformadores de 33kV/4.16kV de 15MVA, 4 transformadores de 4.16kV/0.48kV de 2000kVA y alimenta a las unidades AM2(Sistema tratamiento con aminas), TKS (Almacenamiento/bombas), GLP (gas licuado), WS2 (Despojador de aguas amargas) y las SE SO4, SO6 y SO7.

La SO3 es una subestación de 4.16kV/0.48kV, cuenta con 2 líneas de alimentación de 4.16kV, 4 transformadores de 4.16kV/0.48kV y alimenta a las unidades FWS (sistema de agua contra incendios) y STA (Sistema de tratamiento de aguas).

La SO5 es una subestación de 4.16kV/0.48kV, cuenta con 2 líneas de alimentación de 4.16kV, 2 transformadores de 4.16kV/0.48kV de 500kVA y alimenta las unidades MU2 (Nuevo muelle hibrido) y SA2 (Bombeo de aguas sanitarias).

La SO6 es una subestación de 4.16kV/0.48kV, cuenta con 2 líneas de alimentación de 4.16kV, 2 transformadores 4.16kV/0.48kV de 1250kVA y alimenta a las unidades GLP (Gas licuado) y TKS (Almacenamiento/bombas).

La SO9 es una subestación de 4.16kV/0.48kV, cuenta con 2 líneas de alimentación de 4.16kV, 2 transformadores de 4.16kV/0.48kV de 500kVA y alimenta a las unidades MU1 (Muelle de carga líquida) y SA2 (bombeo de aguas sanitarias).

La SEP es una subestación de 66kV/33kV/13.8kV/4.16kV/0.48kV, cuenta con 4 líneas de alimentación; dos de ellas a 66kV, las cuales son alimentadas desde el SEIN, y las otras dos de 33kV, las cuales son alimentadas desde el sistema de cogeneración de la misma planta. Posee dos transformadores de 66kV/33kV de 50MVA, dos transformadores de 33kV/13.8kV de 30MVA, dos de 33kV/4.16kV de 20MVA, cuatro de 4.16kV/0.48kV de 2000kVA y es la encargada de distribuir la energía al resto de subestaciones eléctricas de la refinería.

2.4.3 Matriz de consistencia

Tabla 2
Matriz de consistencia

Problema	Objetivo	Hipótesis	Variable dependiente	Variable independiente	Indicadores	Instrumentos de recolección
¿Como mejorar la disponibilidad de las subestaciones eléctricas de una refinería, a fin de evitar las paradas no programadas y reducir los tiempos de respuesta frente a fallas ocurridas?	Mejorar la disponibilidad de las subestaciones eléctricas de una refinería a través del diseño e implementación de un sistema de monitoreo y control.	El diseño e implementación de un sistema de control mejorará la disponibilidad de las subestaciones eléctricas de una refinería.	- Disponibilidad de las subestaciones eléctricas	- Diseño de un sistema de monitoreo y control	- Nivel de disponibilidad (%) - Cantidad de variables a integrar al SCADA y porcentaje de automatización de las subestaciones eléctricas - Porcentaje de reserva del sistema (%) - Satisfacción de los operadores ante el sistema	- Registro de disparos por falla eléctrica. - Listado de señales y listado de IED. - Peso de los archivos historizados en los servidores. - Encuestas a los operadores, luego de los meses de prueba.

Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación

Para el desarrollo de la presente tesis, se ha utilizado estándares y las buenas prácticas de trabajos pasados, así como los requerimientos del cliente. El estándar ANSI/ISA-101 propone algunas pautas para guiarnos en el proceso de desarrollar un proyecto SCADA. En base a esto se ha dividido el trabajo en lo siguiente:

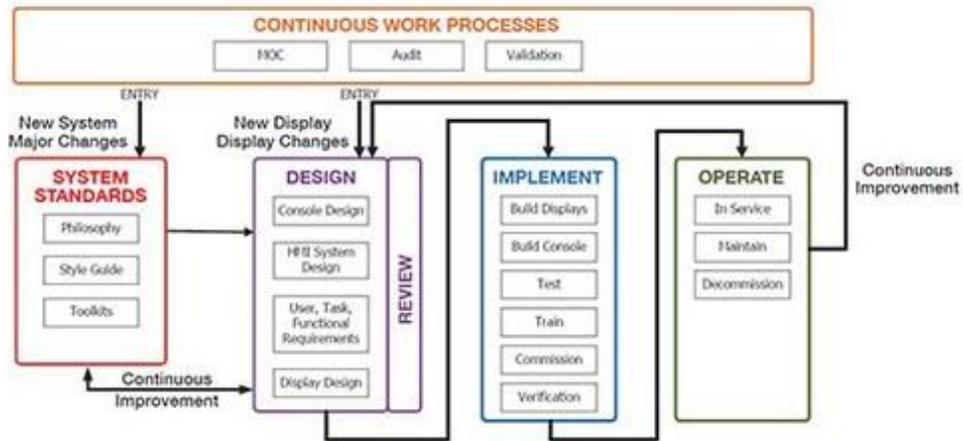
En la primera etapa se define la funcionalidad y alcance del sistema ESS, se recopila información respecto a los equipos de nivel de bahía, cantidad de señales en los relés, señales de los servicios auxiliares y los grupos de celdas existentes. Para alcanzar dicho fin, se hace uso de los diagramas unifilares y el estudio de protecciones previamente solicitados al cliente.

En la segunda etapa se detalla el proceso de funcionamiento del sistema, se especifica la funcionalidad y el flujo de datos dentro de los elementos del SCADA. Se realiza la selección de los equipos comunicación, así mismo, se procede con la configuración del concentrador de datos (RTU/PLC).

Por último, en la tercera etapa es donde la norma toma mayor relevancia, pues aquí se muestra el desarrollo propiamente del sistema SCADA. Para ello se hará uso de las cuatro fases del ciclo de vida que especifica la norma al momento de desarrollar e implementar la IHM.

Figura 24

Flujo de desarrollo del SCADA según norma ANSI/ISA 101



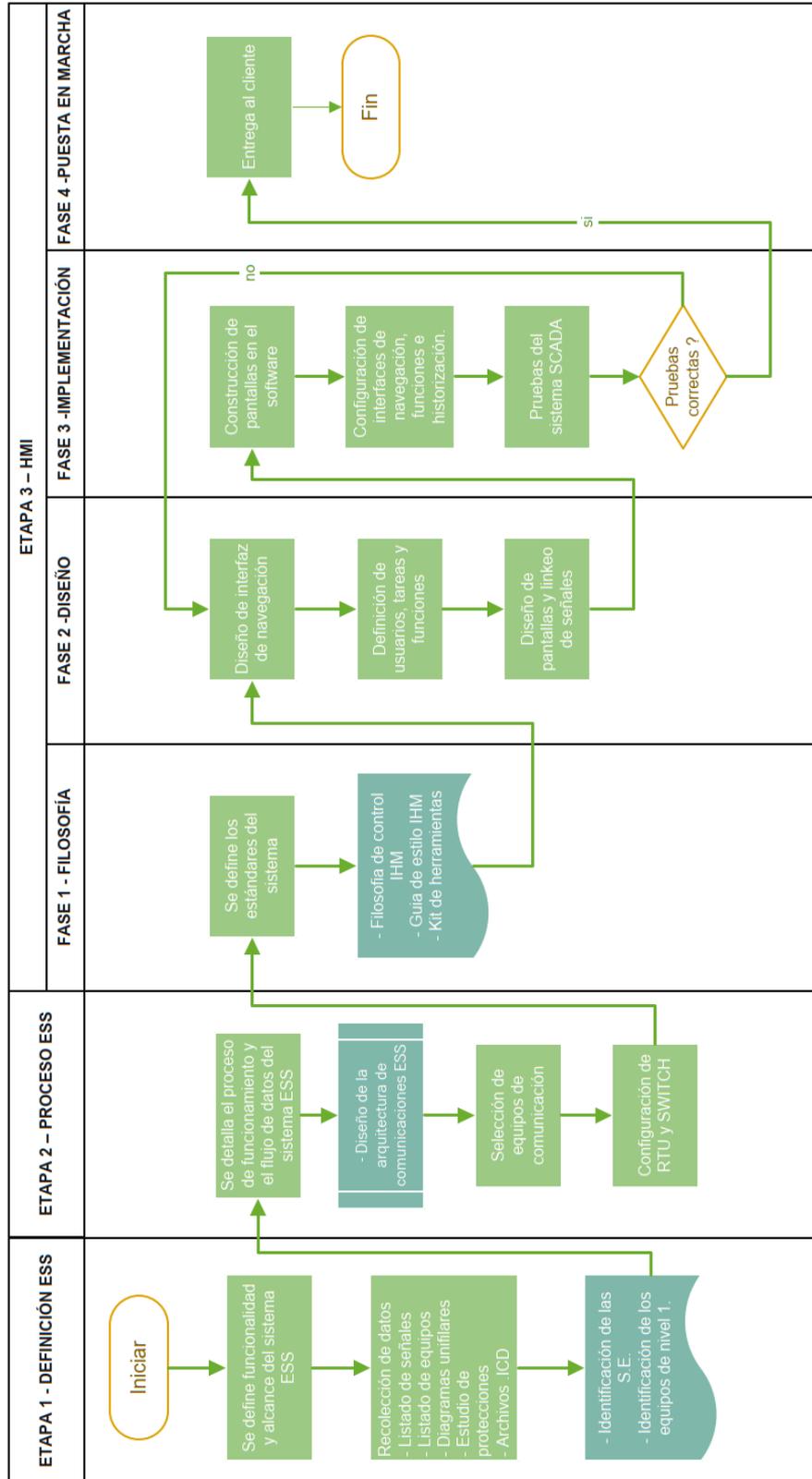
Nota: <https://www.isa.org/products/ansi-isa-101-01-2015-human-machine-interfaces-for> (ANSI/ISA-101.01-2015, Human Machine Interfaces for Process Automation Systems).

En la primera fase correspondiente a los estándares, se usa la información de las etapas previas para esquematizar la arquitectura de comunicaciones, filosofía de control de sistema, guía de estilo y kit herramientas. En la segunda fase se procede propiamente al diseño, se determina la cantidad de pestañas, los usuarios, las funciones, pantallas, tendencias y alarmas; para el caso de las alarmas se hará uso de la norma ISA 18.1. La tercera fase corresponde a la implementación propiamente en el software, en esta parte se analiza y se verifica que cumpla con los requerimientos previamente acordados. Por último, la etapa de operación es donde se realizará las pruebas SAT del sistema SCADA, para ser aprobado por el cliente y los operarios responsables.

Para la mejor interpretación de cada uno de los pasos a continuación se muestra el flujograma del desarrollo del presente trabajo, ver figura 25.

Figura 25

Flujograma de desarrollo del trabajo



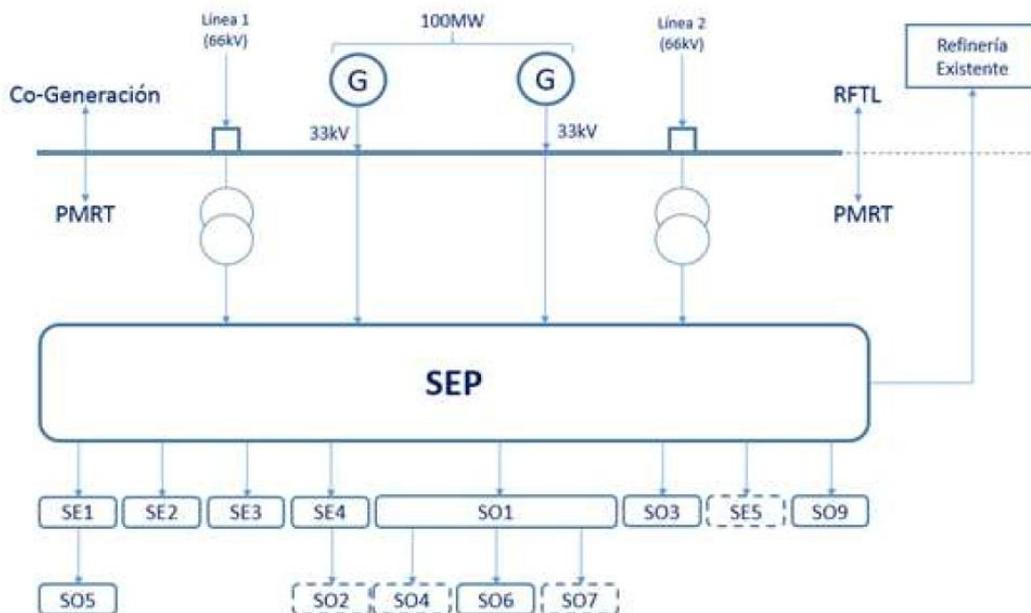
Nota: elaboración propia

3.1 Funcionalidad y alcance del ESS

Las subestaciones eléctricas están dispuestas de la siguiente manera: El punto de partida de alimentación es la Subestación Eléctrica Principal designada como SEP, la cual es alimentada desde el SEIN y una Planta de Cogeneración, por cuatro circuitos, dos con una tensión de 66kV y dos a 33 kV respectivamente. Desde esta subestación principal se alimenta ocho subestaciones eléctricas: SE1, SE2, SE3, SE4, SE5, SO1, SO3, SO9. Adicionalmente, otras cinco nuevas subestaciones designadas como SO2, SO4, SO6, SO7 y SO5, son subalimentadas desde las subestaciones SE4, SO1 y SE1, como se muestra a continuación en los esquemas.

Figura 26

Esquema de alimentación de las SE



Nota: adaptado del proyecto en desarrollo

El sistema SCADA eléctrico (ESS) tiene funciones de monitoreo, medición y control. El control solo se realiza sobre los disyuntores de entrada a los grupos de celdas y sobre los acoples de barras, los cuales pueden operar a 33, 13.8, 4.16 o 0.48 kV.

El ESS no realiza funciones de control sobre alimentadores de salida o cargas. Todas las funciones de control sobre las cargas del sistema de proceso (motores, calentadores, bombas) se realiza desde el DCS, ello con el objetivo de limitar al ESS solo al campo de monitoreo y control eléctrico.

Se considera que el sistema principal de procesamiento y almacenamiento de data se ubique en la subestación principal (SEP), debido a que es la más grande y desde donde parte la alimentación al resto de subestaciones. Por otro lado, cada una de las subestaciones de proceso serán configuradas para adquirir datos de IED's en cada grupo de celda designado y otros dispositivos en las subestaciones para monitorear los parámetros del sistema eléctrico en cada uno de ellos.

En cuanto al monitoreo y control de la red eléctrica, todos los datos requeridos serán recopilados por los Relés Multifuncionales y centralizados por las RTU (Controladores)

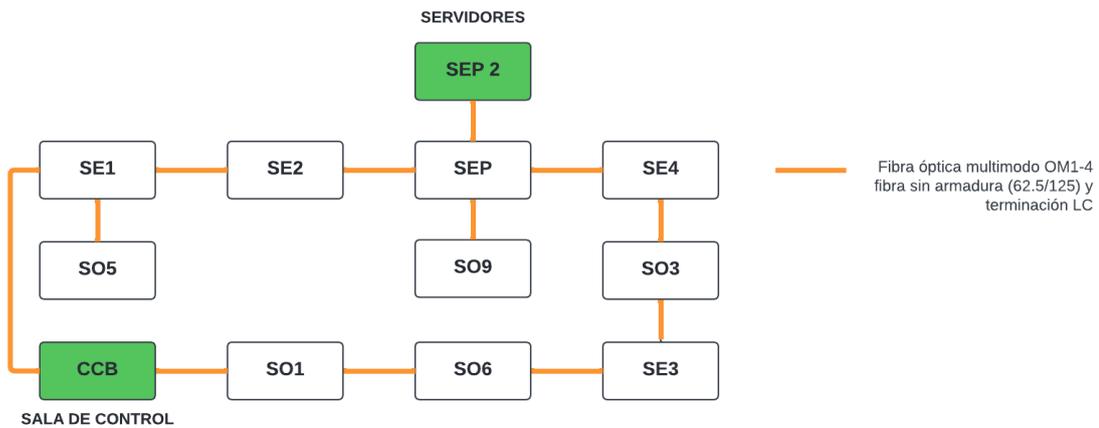
Cada subestación del PMRT contará con una HMI tipo PC táctil, a excepción de la SEP, que contará con una HMI de 65" y el edificio de control CCB que contará con dos estaciones de trabajo (Workstation). Ello debido a que dichas en dichas subestaciones también se monitoreará otros servicios y se encontraran la mayor cantidad de operadores de turno.

El software HMI estará diseñado para mostrar información como diagramas unifilares, estados, alarmas, tendencias y eventos en tiempo real. La subestación SEP y estaciones de trabajo del CCB, podrán acceder y leer toda la información completa de las diferentes subestaciones de la planta. A diferencia de las subestaciones de Proceso (SE1, SE2, SE3, SE4 SO1, SO3, SO4, SO5, SO6 y SO9, las cuales se limitarán a leer la información de sus propios equipos.

En el diagrama se indica en color verde la sala CCB, donde se encuentra la sala de control, y la sala SEP donde se encuentra los servidores, los discos históricos y los GPS.

Figura 27

Arquitectura de comunicación de SE



Nota: Elaboración propia.

3.2 Distribución de equipos por subestación eléctrica

3.2.1 Típicos de configuración de los IED.

Puesto que los tipos de carga y elementos eléctricos se repiten en las diferentes sub estaciones eléctricas, es necesario crear típicos de configuración para los relés (IED), con la finalidad de facilitar el diseño y configuración del sistema de control y protección. Cada uno de los típicos de configuración se determina en función de la carga a salvaguardar, las protecciones asignadas, la tensión, las señales a monitorear y el elemento eléctrico.

Cada configuración típica tiene tipos de señales que serán monitoreadas y controladas por los relés; entre ellas tenemos señales de comando; utilizada para la apertura y cierre de interruptores o contactores; señales de estado, para el correcto monitoreo del estado de los diversos elementos de corte (interruptores, seccionadores, carros); señales internas, recogen el estado de alarmas y eventos desde los periféricos del relé, normalmente son señales cableadas directamente al equipo o señales propias del relé para el monitoreo de su correcto funcionamiento; señales de protección, son aquellas que muestran el estado de las señales de protección eléctrica, por último, señales de medida, son aquellas que recogen información de los niveles de tensión, corriente, frecuencia, potencia, factor de potencia y energía consumida.

En la tabla 3 se muestra la cantidad de señales con la que cuenta cada típico de configuración y los tipos de señales que lo componen. Además, para mayor facilidad se asignó un nombre código a cada uno; para mayor detalle revisar ANEXO 1.

Tabla 3
Típicos de configuración

Tensión	Típico	Comandos	Estados	Protección	Internas	Medidas	Total
33 kV	52INC1_33kV	1	3	29	18	16	67
33kV	52INC2_33kV	1	3	30	19	16	69
33kV	S8	0	3	22	12	11	48
33kV	TIE	1	3	30	18	16	68
13.8 kV	52INC1_13.8kV	1	3	17	18	15	54
13.8 kV	52INC2_13.8kV	1	3	10	13	15	42
13.8 kV	M7	0	3	23	9	11	46
13.8 kV	S7	0	3	8	9	11	31
13.8 kV	S7.CON	0	3	22	9	10	44
13.8 kV	TIE	1	3	18	24	16	62
4.16 kV	52INC1_4.16kV	1	3	16	20	15	55
4.16 kV	M6	0	3	24	9	11	47
4.16 kV	M5_1	0	3	25	9	11	48
4.16 kV	M5_2	0	3	23	10	11	47
4.16 kV	M4	0	3	22	10	11	46
4.16 kV	S5.CON	0	3	22	9	10	44
4.16 kV	S5	0	2	12	10	10	34
4.16 kV	S5.T	0	2	12	11	10	35
4.16 kV	TIE	1	2	17	21	16	57
0.48 kV	52INC1_0.48kV	1	2	22	4	15	44
0.48 kV	52INC2_0.48kV	1	2	10	7	15	35
0.48 kV	TIE	1	2	12	9	16	40
0.48 kV	S3.CON	0	1	12	3	11	27
0.48 kV	M3	0	1	15	3	11	30
0.48 kV	S3	0	1	12	3	11	27
0.48 kV	52INC53_0.48kV	1	2	4	1	13	21

A continuación, se presente dos tablas por cada subestación, en la primera se detalla la cantidad de relés que existen, el tipo de relé, el típico de configuración asignado al mismo, el elemento eléctrico a monitorear y la cantidad de señales en protocolo IEC61850, según su grupo de celda y nivel de tensión.

Por otro lado, en la segunda tabla se detalla la cantidad de señales a monitorear que serán enviados desde los equipos auxiliares hacia la RTU/PLC (Controladores), a través de protocolo de comunicación MODBUS.

3.2.2 Sub estación eléctrica principal (SEP)

Tabla 4
Típicos de configuración MMS SEP

Grupo de celda	Elemento	Típico	Tipo De Relé	Cantidad Relés	N° Señales
SWG-4-SEP-01	Alimentación desde línea aérea	52-INC1	REF630	2	134
	Alimentación desde cogeneración	52-INC2	REF630	2	138
	Acople de barras	TIE	REF630	1	68
	Salida a subestaciones	S8	REF615	21	1008
SWG-3-SEP-01	Alimentación barra A y B	52-INC4_1	REF615	2	108
	Acople de barras	TIE	REF615	1	62
	Salida a motor	S7	REF615	4	124
	Salida a capacitor	S7.CON	REV615	2	88
SWG-2-SEP-01	Alimentación barra A y B	52-INC3	REF630	2	110
	Acople de barras	TIE	REF630	1	57
	Salida a trafo	S5.T	REF615	6	210
	Salida a capacitor	S5.CON	REV615	2	88
	Salida a motor tipo 1	M5_2	REM630	4	188
	Salida a motor tipo 2	M4	REM620	6	276
EDP-0-SEP-01	Salida a SO3	S5	REF615	2	68
	Alimentación barra A y B	52-INC5_1	GEF650	2	108
	Alimentación por generador	52-INC5_2	GEF650	1	35
	Acople de barras	TIE	GEF650	1	40
	Salida a UPS	S3	GE350	1	27
SWG-0-SEP-01	Salida a UPS	S3	GE350	1	27
	Alimentación barra A y B	52-INC5_1	GEF650	2	88
	Acople de barras	TIE	GEF650	1	40
	Salida a capacitor	S3.CON	GE350	2	54
	Salida a motor	M3	GE339	3	90
SWG-0-SEP-02	Salida a MCC	S3	GE350	7	189
	Alimentación barra A y B	52-INC5_1	GEF650	2	88
	Acople de barras	TIE	GEF650	1	40
	Salida a capacitor	S3.CON	GE350	2	54
	Salida a motor	M3	GE339	2	60
MCC-0-SEP-01	Salida a MCC	S3	GE350	6	162
	Cargas diversa baja potencia	52-INC5_3	WAGO	1	21
	Cargas diversa baja potencia	52-INC5_3	WAGO	1	21
	Cargas diversa baja potencia	52-INC5_3	WAGO	1	21
MCC-0-SEP-02	Cargas diversa baja potencia	52-INC5_3	WAGO	1	21
MCC-0-SEP-03	Cargas diversa baja potencia	52-INC5_3	WAGO	1	21
MCC-0-SEP-04	Cargas diversa baja potencia	52-INC5_3	WAGO	1	21

Tabla 5
Típicos de configuración MODBUS SEP

Celda	Identificación	Típico	Marca	Id	N° Señales
GEP-SEP-01	Generador	EDG	ELECTRAMOLIS	1	32
RCB-0-SEP-01-A	Dist. De Corriente Continua	DC-UPS	JEMA	2	23
RCB-0-SEP-01-B	Dist. De Corriente Continua	DC-UPS	JEMA	3	23
UPSP-0-SEP-01-A	Modulo Inversor	AC-UPS (I)	JEMA	4	16
UPSP-0-SEP-01-A	Modulo Rectificador	AC-UPS (R)	JEMA	5	15
UPSP-0-SEP-01-B	Modulo Inversor	AC-UPS (I)	JEMA	6	16
UPSP-0-SEP-01-B	Modulo Rectificador	AC-UPS (R)	JEMA	7	15

3.2.3 Sub estación eléctrica 1 (SE1)

Tabla 6
Típicos de configuración MMS SE1

Grupo de celda	Elemento	Típico	Modelo	Cantidad Relés	Cantidad Señales
SWG-3-SE1-01	Alimentación barra A y B	52INC2_13.8kV	REF615	2	84
	Salida a motor	M7	REF615	1	46
	Salida a capacitor	S7.CON	REV615	2	88
SWG-2-SE1-01	Alimentación barra A y B	52INC3_4.16kV	REF630	2	110
	Acople de barras	TIE_4.16kV	REF630	1	57
	Salida a trafo	S5.T	REF615	6	210
	Salida a capacitor	S5.CON	REV615	2	88
	Salida a motor tipo 1	M5_1	REM630	1	48
	Salida a motor tipo 2	M4	REM620	7	322
	Salida a motor tipo 3	M6	REM630	2	94
	Salida	S5	REF615	7	238
EDP-0-SE1-01	Alimentación barra A y B	52-INC1_0.48kV	GEF650	2	88
	Alimentación por generador	52_INC2_0.48kV	GEF650	1	35
	Acople de barras	TIE_0.48kV	GEF650	1	40
	Salida	S3	GE350	5	135
SWG-0-SE1-01	Alimentación barra A y B	52-INC1_0.48kV	GEF650	2	88
	Acople de barras	TIE_0.48kV	GEF650	1	40
	Salida a capacitor	S3.CON	GE350	2	54
	Salida a motor	M3	GE339	2	60
	Salida	S3	GE350	7	189
SWG-0-SE1-02	Alimentación barra A y B	52-INC1_0.48kV	GEF650	2	88
	Acople de barras	TIE_0.48kV	GEF650	1	40
	Salida a capacitor	S3.CON	GE350	2	54
	Salida a motor	M3	GE339	2	60
	Salida a MCC	S3	GE350	9	243
MCC-0-SE1-01	Cargas diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21
MCC-0-SE1-02	Cargas diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21

MCC-0-SE1-03	Cargas diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21
MCC-0-SE1-04	Cargas diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21

Tabla 7
Típicos de configuración MODBUS SE1

Celda	Identificación	Típico	Marca	Id	N° Señales
GEP-SE1-01	Generador	EDG	ELECTRAMOLIS	1	32
RCB-0-SE1-01-A	Dist. De Corriente Continua	DC-UPS	JEMA	2	23
RCB-0-SE1-01-B	Dist. De Corriente Continua	DC-UPS	JEMA	3	23
UPSP-0-SE1-01-A1	Modulo Inversor	AC-UPS (I)	JEMA	4	16
UPSP-0-SE1-01-A1	Modulo Rectificador	AC-UPS (R)	JEMA	5	15
UPSP-0-SE1-01-B1	Modulo Inversor	AC-UPS (I)	JEMA	6	16
UPSP-0-SE1-01-B1	Modulo Rectificador	AC-UPS (R)	JEMA	7	15
UPSP-0-SE1-01-A2	Modulo Inversor	AC-UPS (I)	JEMA	8	16
UPSP-0-SE1-01-A2	Modulo Rectificador	AC-UPS (R)	JEMA	9	15
UPSP-0-SE1-01-B2	Modulo Inversor	AC-UPS (I)	JEMA	10	16
UPSP-0-SE1-01-B2	Modulo Rectificador	AC-UPS (R)	JEMA	11	15

3.2.4 Sub estación eléctrica 2 (SE2)

Tabla 8
Típicos de configuración MMS SE2

Grupo De Celda	Elemento	Típico	Modelo	Cantidad relés	Cantidad señales
SWG-3-SE2-01	Alimentación barra A y B	52INC2_13.8kV	REF615	1	42
	Salida a motor	M7	REF615	1	46
	Salida a capacitor	S7.CON	REV615	1	44
SWG-2-SE2-01	Alimentación barra A y B	52INC3_4.16kV	REF630	2	110
	Acople de barras	TIE_4.16kV	REF630	1	57
	Salida a trafo	S5.T	REF615	10	350
	Salida a capacitor	S5.CON	REV615	2	88
	Salida a motor tipo 1	M5_1	REM630	4	192
	Salida a motor tipo 2	M4	REM620	23	1058
	EDP-0-SE2-01	Alimentación barra A y B	52-INC1_0.48kV	GEF650	2
EDP-0-SE2-01	Alimentación por generador	52_INC2_0.48kV	GEF650	1	35
	Acople de barras	TIE_0.48kV	GEF650	1	40
	Salida condensador	S3.CON	GE350	2	54
	Salida a motor	M3	GE339	1	30
	Salida	S3	GE350	3	81
	SWG-0-SE2-01	Alimentación barra A y B	52-INC1_0.48kV	GEF650	2
SWG-0-SE2-01	Acople de barras	TIE_0.48kV	GEF650	1	40
	Salida a capacitor	S3.CON	GE350	2	54
	Salida a motor	M3	GE339	6	180

	Salida a MCC	S3	GE350	6	162
SWG-0-SE2-02	Alimentación barra A y B	52-INC1_0.48kV	GEF650	2	88
	Acople de barras	TIE_0.48kV	GEF650	1	40
	Salida a capacitor	S3.CON	GE350	2	54
	Salida a motor	M3	GE339	8	240
	Salida a MCC	S3	GE350	4	108
SWG-0-SE2-03	Alimentación barra A y B	52-INC1_0.48kV	GEF650	2	88
	Acople de barras	TIE_0.48kV	GEF650	1	40
	Salida a capacitor	S3.CON	GE350	2	54
	Salida a motor	M3	GE339	8	240
	Salida a MCC	S3	GE350	5	135
SWG-0-SE2-04	Alimentación barra A y B	52-INC1_0.48kV	GEF650	2	88
	Acople de barras	TIE_0.48kV	GEF650	1	40
	Salida a capacitor	S3.CON	GE350	2	54
	Salida a motor	M3	GE339	9	270
	Salida a MCC	S3	GE350	4	108
MCC-0-SE2-01	Carga diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21
MCC-0-SE2-02	Carga diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21
MCC-0-SE2-03	Carga diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21
MCC-0-SE2-04	Carga diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21
MCC-0-SE2-05	Carga diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21
MCC-0-SE2-06	Carga diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21
MCC-0-SE2-07	Carga diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21
MCC-0-SE2-08	Carga diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21

Tabla 9
Típicos de configuración MODBUS SE2

Celda	Identificación	Típico	Marca	Id	Cantidad señales
GEP-SE2-01	Generador	EDG	ELECTRAMOLIS	1	32
RCB-0-SE2-01-A	Dist. de corriente continua	DC-UPS	JEMA	2	23
RCB-0-SE2-01-B	Dist. de corriente continua	DC-UPS	JEMA	3	23
UPSP-0-SE2-01-A	Modulo inversor	AC-UPS (I)	JEMA	4	16
UPSP-0-SE2-01-A	Modulo rectificador	AC-UPS (R)	JEMA	5	15
UPSP-0-SE2-01-B	Modulo inversor	AC-UPS (I)	JEMA	6	16
UPSP-0-SE2-01-B	Modulo rectificador	AC-UPS (R)	JEMA	7	15

3.2.5 Sub estación eléctrica 3 (SE3)

Tabla 10
Típicos de configuración MMS SE3

Grupo de celda	Elemento	Típico	Modelo	Cantidad Relés	Cantidad Señales
SWG-2-SE3-01	Alimentación barra A y B	52INC3_4.16kV	REF630	2	110
	Acople de barras	TIE_4.16kV	REF630	1	57
	Salida a trafo	S5.T	REF615	6	210
	Salida a capacitor	S5.CON	REV615	2	88
	Salida a motor tipo 1	M5_1	REM630	4	192
	Salida a motor tipo 2	M4	REM620	21	966
EDP-0-SE3-01	Alimentación barra A y B	52-INC1_0.48kV	GEF650	2	88
	Alimentación por generador	52_INC2_0.48kV	GEF650	1	35
	Acople de barras	TIE_0.48kV	GEF650	1	40
	Salida a motor	M3	GE339	1	30
	Salida	S3	GE350	3	81
SWG-0-SE3-01	Alimentación barra A y B	52-INC1_0.48kV	GEF650	2	88
	Acople de barras	TIE_0.48kV	GEF650	1	40
	Salida a capacitor	S3.CON	GE350	2	54
	Salida a motor	M3	GE339	18	540
	Salida	S3	GE350	5	135
SWG-0-SE3-02	Alimentación barra A y B	52-INC1_0.48kV	GEF650	2	88
	Acople de barras	TIE_0.48kV	GEF650	1	40
	Salida a capacitor	S3.CON	GE350	2	54
	Salida a motor	M3	GE339	15	450
	Salida	S3	GE350	6	162
SWG-0-SE3-03	Alimentación barra A y B	52-INC1_0.48kV	GEF650	2	88
	Acople de barras	TIE_0.48kV	GEF650	1	40
	Salida a capacitor	S3.CON	GE350	2	54
	Salida a motor	M3	GE339	12	360
	Salida	S3	GE350	6	162
MCC-0-SE3-01	Carga diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21
MCC-0-SE3-02	Carga diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21
MCC-0-SE3-03	Carga diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21
MCC-0-SE3-04	Carga diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21
MCC-0-SE3-05	Carga diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21
MCC-0-SE3-06	Carga diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21

Tabla 11
Típicos de configuración MODBUS SE3

Celda	Identificación	Típico	Marca	Id	Cantidad señales
GEP-SE3-01	Generador	EDG	ELECTRAMOLIS	1	32
RCB-0-SE3-01-A	Dist. de corriente continua	DC-UPS	JEMA	2	23
RCB-0-SE3-01-B	Dist. de corriente continua	DC-UPS	JEMA	3	23
UPSP-0-SE3-01-A	Modulo inversor	AC-UPS (I)	JEMA	4	16
UPSP-0-SE3-01-A	Modulo rectificador	AC-UPS (R)	JEMA	5	15
UPSP-0-SE3-01-B	Modulo inversor	AC-UPS (I)	JEMA	6	16
UPSP-0-SE3-01-B	Modulo rectificador	AC-UPS (R)	JEMA	7	15

3.2.6 Sub estación eléctrica 4 (SE4)

Tabla 12
Típicos de configuración MMS SE4

Grupo de celda	Elemento	Típico	Modelo	Cantidad Relés	Cantidad Señales
SWG-2-SE4-01	Alimentación barra A y B	52INC3_4.16kV	REF630	2	110
	Acople de barras	TIE_4.16kV	REF630	1	57
	Salida a trafo	S5.T	REF615	4	140
	Salida a capacitor	S5.CON	REV615	2	88
	Salida	S5	REF615	2	68
	Salida a motor tipo 1	M5_1	REM630	2	96
	Salida a motor tipo 2	M4	REM620	11	506
EDP-0-SE4-01	Alimentación barra A y B	52-INC1_0.48kV	GEF650	2	88
	Alimentación por generador	52_INC2_0.48kV	GEF650	1	35
	Acople de barras	TIE_0.48kV	GEF650	1	40
	Salida	S3	GE350	3	81
SWG-0-SE4-01	Alimentación barra A y B	52-INC1_0.48kV	GEF650	2	88
	Acople de barras	TIE_0.48kV	GEF650	1	40
	Salida a capacitor	S3.CON	GE350	2	54
	Salida a motor	M3	GE339	6	180
	Salida a MCC	S3	GE350	7	189
SWG-0-SE4-02	Alimentación barra A y B	52-INC1_0.48kV	GEF650	2	88
	Acople de barras	TIE_0.48kV	GEF650	1	40
	Salida a capacitor	S3.CON	GE350	2	54
	Salida a motor	M3	GE339	8	240
	Salida	S3	GE350	6	162
MCC-0-SE4-01	Carga diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21
MCC-0-SE4-02	Carga diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21
MCC-0-SE4-03	Carga diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21
MCC-0-SE4-04	Carga diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21

Tabla 13
Típicos de configuración MODBUS SE4

Celda	Identificación	Típico	Marca	Id	Cantidad señales
GEP-SE4-01	Generador	EDG	ELECTRAMOLIS	1	32
RCB-0-SE4-01-A	Dist. de corriente continua	DC-UPS	JEMA	2	23
RCB-0-SE4-01-B	Dist. de corriente continua	DC-UPS	JEMA	3	23
UPSP-0-SE4-01-A	Modulo inversor	AC-UPS (I)	JEMA	4	16
UPSP-0-SE4-01-A	Modulo rectificador	AC-UPS (R)	JEMA	5	15
UPSP-0-SE4-01-B	Modulo inversor	AC-UPS (I)	JEMA	6	16
UPSP-0-SE4-01-B	Modulo rectificador	AC-UPS (R)	JEMA	7	15

3.2.7 Sub estación eléctrica externa 1 (SO1)

Tabla 14
Típicos de configuración MMS SO1

Grupo de celda	Elemento	Típico	Modelo	Cantidad Relés	Cantidad Señales
SWG-2-SO1-01	Alimentación barra A y B	52INC3_4.16kV	REF630	2	110
	Acople de barras	TIE_4.16kV	REF630	1	57
	Salida a trafo	S5.T	REF615	9	315
	Salida a capacitor	S5.CON	REV615	2	88
	Salida a motor tipo 2	M4	REM620	14	644
EDP-0-SO1-01	Alimentación barra A y B	52-INC1_0.48kV	GEF650	2	88
	Alimentación por generador	52_INC2_0.48kV	GEF650	1	35
	Acople de barras	TIE_0.48kV	GEF650	1	40
	Salida a motor	M3	GE339	2	60
	Salida	S3	GE350	2	54
SWG-0-SO1-01	Alimentación barra A y B	52-INC1_0.48kV	GEF650	2	88
	Acople de barras	TIE_0.48kV	GEF650	1	40
	Salida a capacitor	S3.CON	GE350	2	54
	Salida a motor	M3	GE339	6	180
	Salida	S3	GE350	7	189
SWG-0-SO1-02	Alimentación barra A y B	52-INC1_0.48kV	GEF650	2	88
	Acople de barras	TIE_0.48kV	GEF650	1	40
	Salida a capacitor	S3.CON	GE350	2	54
	Salida a motor	M3	GE339	14	420
	Salida	S3	GE350	2	54
MCC-0-SO1-01	Carga diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21
MCC-0-SO1-02	Carga diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21

Tabla 15
Típicos de configuración MODBUS SO1

Celda	Identificación	Típico	Marca	Id	Cantidad señales
GEP-SO1-01	Generador	EDG	ELECTRAMOLIS	1	32
RCB-0-SO1-01-A	Dist. de corriente continua	DC-UPS	JEMA	2	23
RCB-0-SO1-01-B	Dist. de corriente continua	DC-UPS	JEMA	3	23
UPSP-0-SO1-01-A	Modulo inversor	AC-UPS (I)	JEMA	4	16
UPSP-0-SO1-01-A	Modulo rectificador	AC-UPS (R)	JEMA	5	15
UPSP-0-SO1-01-B	Modulo inversor	AC-UPS (I)	JEMA	6	16
UPSP-0-SO1-01-B	Modulo rectificador	AC-UPS (R)	JEMA	7	15

3.2.8 Sub estación eléctrica externa 3 (SO3)

Tabla 16
Típicos de configuración MMS SO3

Grupo de celda	Elemento	Típico	Modelo	Cantidad Relés	Cantidad Señales
SWG-2-SO3-01	Alimentación barra A y B	52INC3_4.16kV	REF630	2	110
	Acople de barras	TIE_4.16kV	REF630	1	57
	Salida a trafo	S5.T	REF615	4	140
	Salida a capacitor	S5.CON	REV615	2	88
	Salida a motor tipo 2	M4	REM620	2	92
EDP-0-SO3-01	Alimentación barra A y B	52-INC1_0.48kV	GEF650	2	88
	Alimentación por generador	52_INC2_0.48kV	GEF650	1	35
	Acople de barras	TIE_0.48kV	GEF650	1	40
	Salida	S3	GE350	2	54
SWG-0-SO3-01	Alimentación barra A y B	52-INC1_0.48kV	GEF650	2	88
	Acople de barras	TIE_0.48kV	GEF650	1	40
	Salida a capacitor	S3.CON	GE350	2	54
	Salida a motor	M3	GE339	3	90
	Salida	S3	GE350	5	135
SWG-0-SO3-02	Alimentación barra A y B	52-INC1_0.48kV	GEF650	2	88
	Acople de barras	TIE_0.48kV	GEF650	1	40
	Salida a capacitor	S3.CON	GE350	2	54
	Salida a motor	M3	GE339	3	90
	Salida	S3	GE350	5	135
MCC-0-SO3-01	Carga diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21
MCC-0-SO3-02	Carga diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21

Tabla 17
Típicos de configuración MODBUS SO3

Celda	Identificación	Típico	Marca	Id	Cantidad señales
GEP-SO3-01	Generador	EDG	ELECTRAMOLIS	1	32
RCB-0-SO3-01-A	Dist. de corriente continua	DC-UPS	JEMA	2	23
RCB-0-SO3-01-B	Dist. de corriente continua	DC-UPS	JEMA	3	23
UPSP-0-SO3-01-A	Modulo inversor	AC-UPS (I)	JEMA	4	16
UPSP-0-SO3-01-A	Modulo rectificador	AC-UPS (R)	JEMA	5	15
UPSP-0-SO3-01-B	Modulo inversor	AC-UPS (I)	JEMA	6	16
UPSP-0-SO3-01-B	Modulo rectificador	AC-UPS (R)	JEMA	7	15

3.2.9 Sub estación eléctrica externa 5 (SO5)

Tabla 18
Típicos de configuración MMS SO5

Grupo de celda	Elemento	Típico	Modelo	Cantidad Relés	Cantidad Señales
EDP-0-SO5-01	Alimentación barra A y B	52-INC1_0.48kV	GEF650	2	88
	Alimentación por generador	52_INC2_0.48kV	GEF650	1	35
	Acople de barras	TIE_0.48kV	GEF650	1	40
SWG-0-SO5-01	Alimentación barra A y B	52-INC1_0.48kV	GEF650	2	88
	Acople de barras	TIE_0.48kV	GEF650	1	40
	Salida a motor	M3	GE339	2	60
	Salida	S3	GE350	4	108

Tabla 19
Típicos de configuración MODBUS SO5

Celda	Identificación	Típico	Marca	Id	Cantidad señales
GEP-SO5-01	Generador	EDG	ELECTRAMOLIS	1	32
RCB-0-SO5-01-A	Dist. de corriente continua	DC-UPS	JEMA	2	23
RCB-0-SO5-01-B	Dist. de corriente continua	DC-UPS	JEMA	3	23
UPSP-0-SO5-01-A	Modulo inversor	AC-UPS (I)	JEMA	4	16
UPSP-0-SO5-01-A	Modulo rectificador	AC-UPS (R)	JEMA	5	15
UPSP-0-SO5-01-B	Modulo inversor	AC-UPS (I)	JEMA	6	16
UPSP-0-SO5-01-B	MODULO RECTIFICADOR	AC-UPS (R)	JEMA	7	15

3.2.10 Sub estación eléctrica externa 6 (SO6)

Tabla 20
Típicos de configuración MMS SO6

Grupo de celda	Elemento	Típico	Modelo	Cantidad Relés	Cantidad Señales
EDP-0-SO6-01	Alimentación barra A y B	52-INC1_0.48kV	GEF650	2	88
	Alimentación por generador	52_INC2_0.48kV	GEF650	1	35
	Acople de barras	TIE_0.48kV	GEF650	1	40
SWG-0-SO6-01	Alimentación barra A y B	52-INC1_0.48kV	GEF650	2	88
	Acople de barras	TIE_0.48kV	GEF650	1	40
	Salida a capacitor	S3.CON	GE350	2	54
	Salida a motor	M3	GE339	3	90
	Salida	S3	GE350	6	162
MCC-0-SO6-01	Carga diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21
MCC-0-SO6-02	Carga diversa baja potencia	52-INC3_0.48kV	WAGO	1	21

Tabla 21
Típicos de configuración MODBUS SO6

Celda	Identificación	Típico	Marca	Id	Cantidad señales
GEP-SO6-01	Generador	EDG	ELECTRAMOLIS	1	32
RCB-0-SO6-01-A	Dist. de corriente continua	DC-UPS	JEMA	2	23
RCB-0-SO6-01-B	Dist. de corriente continua	DC-UPS	JEMA	3	23
UPSP-0-SO6-01-A	Modulo inversor	AC-UPS (I)	JEMA	4	16
UPSP-0-SO6-01-A	Modulo rectificador	AC-UPS (R)	JEMA	5	15
UPSP-0-SO6-01-B	Modulo inversor	AC-UPS (I)	JEMA	6	16
UPSP-0-SO6-01-B	Modulo rectificador	AC-UPS (R)	JEMA	7	15

3.2.11 Sub estación eléctrica externa 9 (SO9)

Tabla 22
Típicos de configuración MMS SO9

Grupo de celda	Elemento	Típico	Modelo	Cantidad Relés	Cantidad Señales
EDP-0-SO9-01	Alimentación barra A y B	52-INC1_0.48kV	GEF650	2	88
	Alimentación por generador	52_INC2_0.48kV	GEF650	1	35
	Acople de barras	TIE_0.48kV	GEF650	1	40
SWG-0-SO9-01	Alimentación barra A y B	52-INC1_0.48kV	GEF650	2	88
	Acople de barras	TIE_0.48kV	GEF650	1	40
	Salida a motor	M3	GE339	2	60
	Salida	S3	GE350	4	108

Tabla 23
Típicos de configuración MODBUS SO9

Celda	Identificación	Típico	Marca	Id	Cantidad señales
GEP-SO9-01	Generador	EDG	ELECTRAMOLIS	1	32
RCB-0-SO9-01-A	Dist. de corriente continua	DC-UPS	JEMA	2	23
RCB-0-SO9-01-B	Dist. de corriente continua	DC-UPS	JEMA	3	23
UPSP-0-SO9-01-A	Modulo inversor	AC-UPS (I)	JEMA	4	16
UPSP-0-SO9-01-A	Modulo rectificador	AC-UPS (R)	JEMA	5	15
UPSP-0-SO9-01-B	Modulo inversor	AC-UPS (I)	JEMA	6	16
UPSP-0-SO9-01-B	Modulo rectificador	AC-UPS (R)	JEMA	7	15

3.2.12 Sub estación eléctrica CCB

Tabla 24
Típicos de configuración MMS CCB

Celda	Identificación	Típico	Marca	Id	Cantidad señales
RCB-0-CCB-01-A	Dist. de corriente continua	DC-UPS	JEMA	2	23
RCB-0-CCB-01-B	Dist. de corriente continua	DC-UPS	JEMA	3	23
UPSP-0-CCB-01-A	Modulo inversor	AC-UPS (I)	JEMA	4	16
UPSP-0-CCB-01-A	Modulo rectificador	AC-UPS (R)	JEMA	5	15
UPSP-0-CCB-01-B	Modulo inversor	AC-UPS (I)	JEMA	6	16
UPSP-0-CCB-01-B	Modulo rectificador	AC-UPS (R)	JEMA	7	15

3.3 Arquitectura de comunicaciones

Cada una de las subestaciones eléctricas cuentan con una arquitectura similar, por lo tanto, para poder explicar a mayor detalle, se tomará una de ellas como modelo.

3.3.1 Arquitectura de subestación

La arquitectura de subestación considera todos los equipos aguas abajo de los controladores, los cuales se encuentran en la parte superior de jerarquía dentro de una subestación, para el presente caso la subestación modelo a exponer es la SO3 debido a que es una de las más completas en cuanto a los típicos de comunicación y número de equipos.

El diseño de la arquitectura de comunicaciones para la SO3 está basado en la norma para el diseño de subestaciones digitales IEC 61850 (Ver figura 28). En el nivel de bahía se encuentran los diferentes grupos de celda: SWG-2-SO3-01, SWG-0-SO3-

01, SWG-0-SO3-02 y EDP-0-SO3-0, los que a su vez se encuentran conformados por diferentes relés multifuncionales. El bus de estación esta dado por los diferentes SWITCH y medios físicos de comunicación, el nivel de estación conformado por los controladores e IHM local y por último, el centro de control SCADA conformado por los servidores y Workstation ubicados en las salas de control.

Para la comunicación entre los relés y los controladores se hace uso del protocolo IEC 61850 Ed2, según estándares, el cual trabaja sobre TCP/IP, lo que facilita la comunicación entre equipos multimarca.

Se considera una topología de diseño tipo estrella dentro de los grupos de celda, debido a que los modelos de los relés de general electric, cuentan con un solo puerto ethernet, lo que hace imposible implantar un tipo de topología redundante.

Debido a que la velocidad de transmisión de los relés es 100 Mbps y la longitud máxima de cableado entre un relé y su SWITCH de celda no supera los 30m, se opta por un cable ethernet CAT 5 con terminales RJ 45. Por otro lado, se considera un cableado en fibra óptica entre los SWITCH de celda y los SWITCH -B100 y -B200 ubicados en la celda ESSP-SO3-01, debido a que la celda de los controladores se encuentra en otra sala, pudiendo originar perdida de paquetes de información debido a la distancia.

A diferencia de los relés que se comunican sobre TCP/IP, los equipos de servicios auxiliares, solo cuentan con la capacidad de enviar información a través del protocolo de comunicación MODBUS serial.

En caso de la comunicación MODBUS serial se tiene que tener ciertos aspectos en cuenta, tales como la velocidad de transmisión, el ID del equipo y la distancia de entre los mismos. A diferencia del resto de equipos auxiliares, el equipo EDG-GEP-SO3-01 solo se puede configurar a una velocidad de transmisión de 19200 baudios/s, por lo tanto, es la velocidad elegida para la transmisión entre todos los equipos. Los parámetros de comunicación quedarían de la siguiente manera.

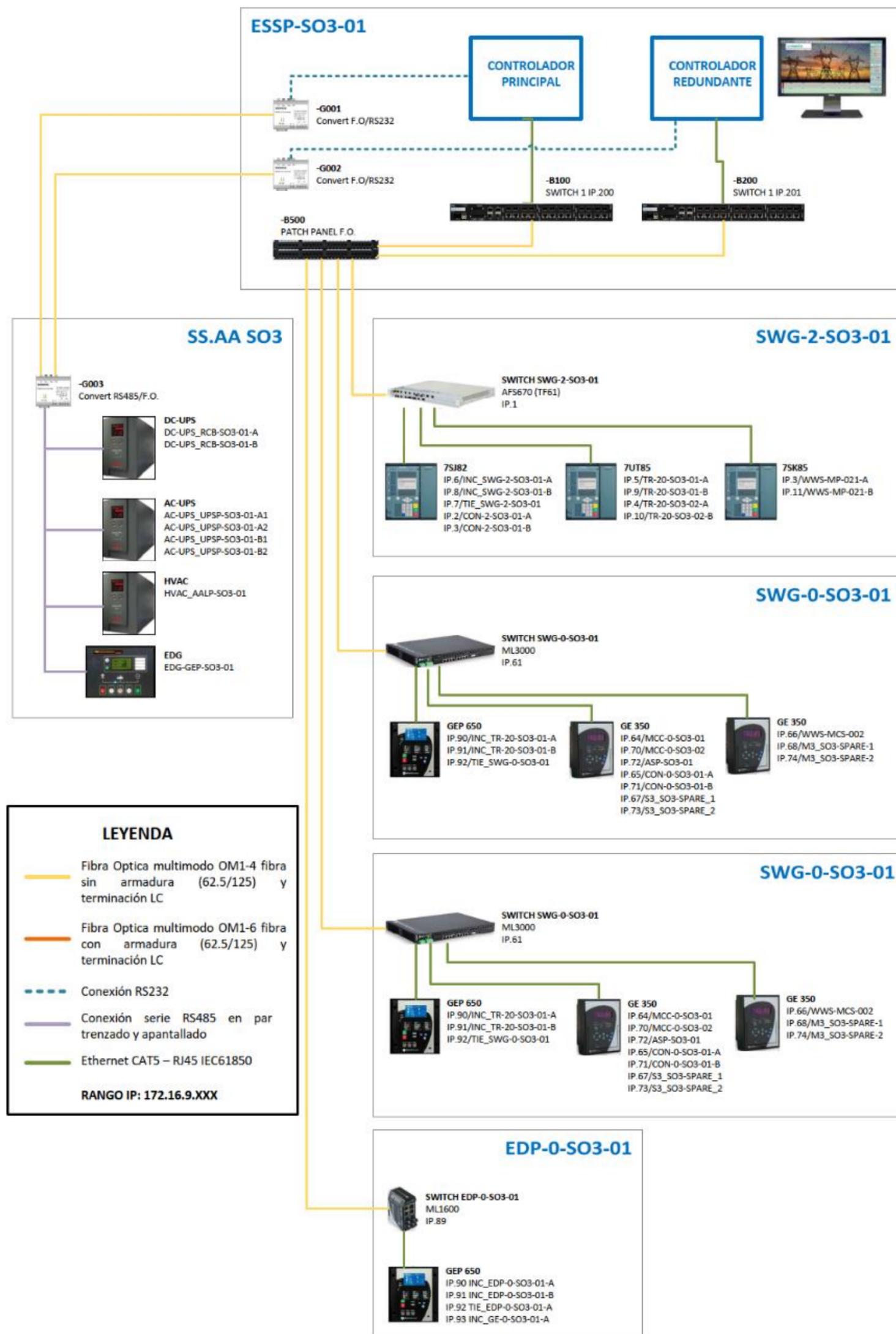
Tabla 25
Parámetros de comunicación MODBUS

Nombre	Detalle	ID	Velocidad (baudios/s)
EDG-GEP-SO3-01	Generador de respaldo	1	19200
DC-UPS-RCB-SO3-01-A	Generador DC A	2	19200
DC-UPS-RCB-SO3-01-B	Generador DC B	3	19200
AC-UPS-UPSP-SO3-01-A1	Rectificador para baterías A	4	19200
AC-UPS-UPSP-SO3-01-A2	Inversor A	5	19200
AC-UPS-UPSP-SO3-01-B1	Rectificador para baterías B	6	19200
AC-UPS-UPSP-SO3-01-B2	Inversor B	7	19200

Se considera una topología de red tipo bus para los equipos auxiliares, para ello utiliza un cocido de 3 cables basado en una interfaz de comunicación RS485, sin embargo, para comunicar los equipos con los controladores, es necesario cambiar de medio físico a fibra óptica debido a la distancia, por ende, se requiere el uso de conversores de medio; el primero de RS485/FO (-G003); de este último se extienden dos fibras ópticas, uno para cada controlador. Previo a cada controlador es necesario un nuevo conversor de FO/RS232(-G001,-G002), para la correcta lectura de señales por parte de la RTU.

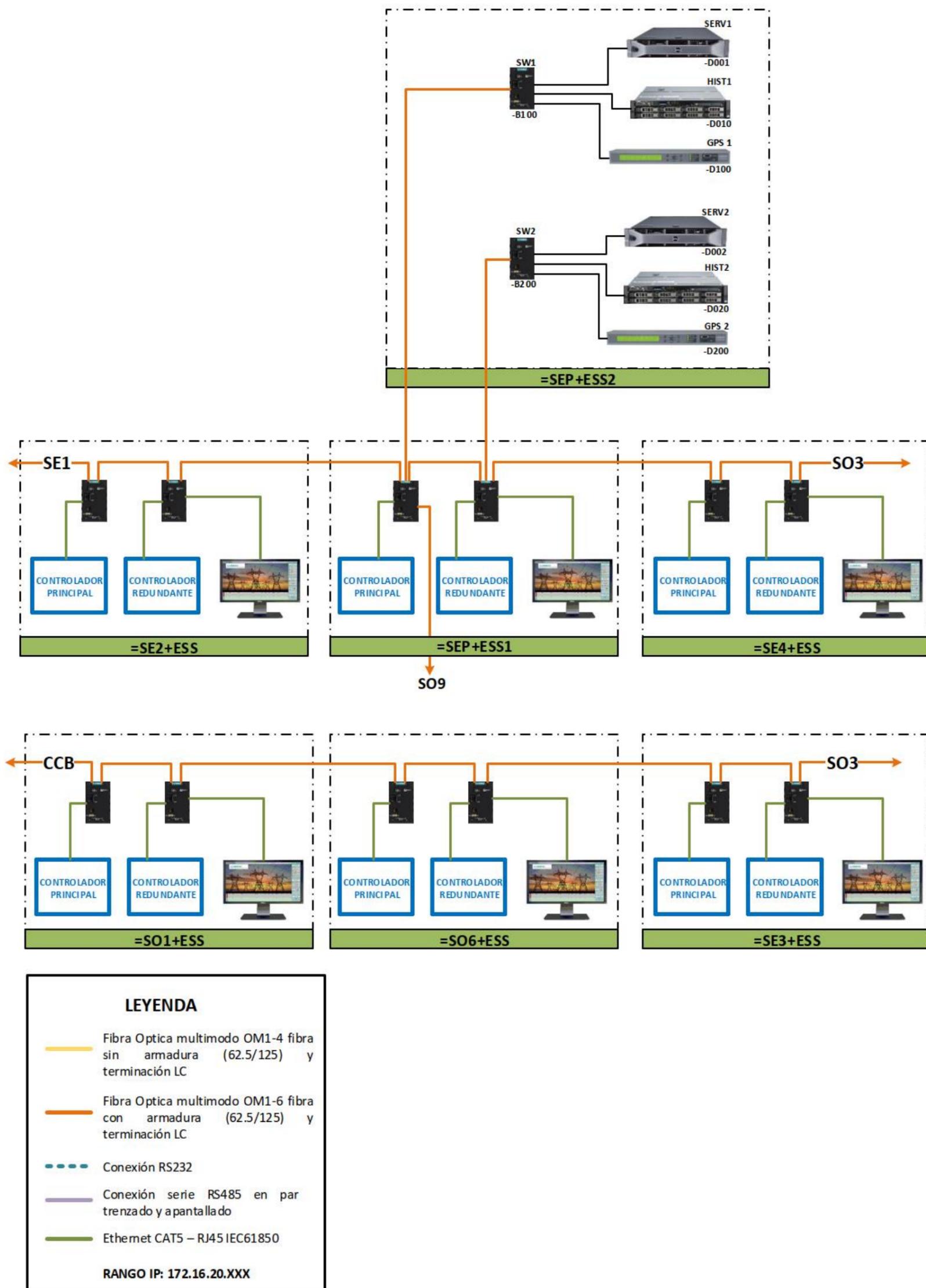
Figura 28

Arquitectura de comunicación SO3



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo

Figura 29
 Arquitectura de comunicación del SCADA



Nota: adaptado del proyecto en desarrollo

3.3.2 Arquitectura del SCADA

La arquitectura del sistema SCADA involucra los equipos y medios de comunicaciones que permiten el control y monitoreo de las diferentes subestaciones eléctricas del proyecto, para ello se considera la siguiente arquitectura, ver figura 29.

3.3.2.1 Red Ethernet

Para la arquitectura de comunicación del sistema SCADA, se considera un anillo de fibra óptica que interconecta a cada una de las subestaciones. En caso de falla de comunicación entre dos convertidores ópticos en el anillo, el flujo de datos se dirigirá automáticamente al otro lado para continuar con la comunicación. Los dispositivos interconectados en la misma red, se encuentran bajo la misma dirección de dominio.

3.3.2.2 Transmisión horaria

En cuanto a la sincronización se considera que todos los equipos SCADA (HMI's, Servidores, RTU's y relojes) compartan la misma referencia horaria. Esta referencia proviene desde el GPS maestro (=SEP+ESS2) ubicado en la subestación principal. Además, el diseño contempla un GPS redundante definido como una fuente de referencia de tiempo secundaria, el cual proporcionará la sincronización en caso se lleve a cabo una falla o ausencia de la fuente primaria. Los GPS logran establecer la fecha y la hora en los equipos SCADA a través del anillo óptico de Ethernet.

3.3.2.3 Redundancia del servidor

Se considera dos servidores, los cuales trabajaran en modo Hot/Stand-by. El servidor que trabaja en modo hot (-D001) adquirirá información digital y analógica desde los controladores de cada subestación. En cambio, el Servidor Stand-by (-D002) se considera como un cliente y solo consumirá los datos producidos por el Servidor en modo hot, el servidor stand by ingresará automáticamente en modo hot, si solo si, el servidor principal sufra una falla o apagado.

3.3.2.4 Redundancia del servidor histórico

Se contempla dos servidores históricos ubicados en la SEP (=SEP+ESS2). Uno para cada servidor de proceso. Todos los servidores históricos (-D010,-D020)

recuperarán información de los servidores de procesos (-D001,-D002) y la registran en su base de datos de forma independiente. La evacuación de datos desde los servidores de procesos se realizará mensualmente, para no saturar al sistema con la cantidad de datos.

3.3.2.5 Redundancia de los controladores

Se considera un sistema Hot Stand-by con la finalidad de tener una alta disponibilidad de funcionamiento del sistema de control, para ello se hace uso de dos controladores con hardware y software idénticos. Uno de ellos actuará como controlador principal. El cual continuamente está leyendo sus IO o IO remotas, ejecutando la lógica y la configuración del programa. Por otro lado, el otro controlador actuará en modo Stand-by, el cual estará listo para asumir el control del primario en caso de alguna falla; sin la necesidad de perturbar el proceso de funcionamiento.

3.4 Selección de equipos de comunicación

A continuación, se realizará una selección de equipos para la SO3, la cual se ha tomado como referencia; para el resto de subestaciones se aplicará la misma metodología de selección.

Debido a temas de garantía y contratos internos de empresa, la marca a suministrar los equipos de comunicación es la empresa SIEMENS, luego, de la figura 28 se requiere 2 switches (-B100, -B200) para la comunicación entre los controladores y los relés de protección, 3 equipos converter FO/RS485 (-G001,-G002,-G003). Por último, de la figura 29 se requiere 2 switches (-B300,-B400) para la comunicación de la subestación con los servidores de la SEP.

3.4.1 Switch

SIEMENS trabaja con los switches de marca RUGGEDCOM, la misma que se usará para el proyecto, en cuanto a la selección del modelo, se hace uso de su herramienta web RUGGEDCOM SELECTOR, en donde se requiere ingresar ciertas características previo a obtener el modelo específico.

Para los equipos -B100 y -B200, debido a que solo van a proporcionar una transferencia directa de datos entre los dispositivos de nivel 1 y el controlador bajo una misma red LAN, se opta por un SWITCH de capa 2, dentro del catálogo de RUGGEDCOM el modelo RST2228 se adecua más a lo requerido. A continuación, se muestra otras características por definir:

- Opción de montaje, el switch ira montado sobre el panel rack del tablero SCADA (ESSP+SO3-01) de 19”.
- La alimentación es de una fuente AC de 120 V.
- Posición de los LED en la parte frontal del equipo
- Cantidad de puertos:

Tabla 26
Asignación de puertos switch B100

N°	Origen	Equipo	Slot/Puerto	Tipo
01	SWG-2-SO3-01	AFS670	LM3/1	F.O.
02	SWG-0-SO3-01	ML3000	LM3/2	F.O.
03	SWG-0-SO3-02	ML3000	LM3/3	F.O.
04	EDP-0-SO3-01	ML1600	LM3/4	F.O.
05	MCC-0-SO3-01	ML800	LM4/1	F.O.
06	MCC-0-SO3-02	ML800	LM4/2	F.O.
07	ESSP-SO3-01	-D001	LM1/1	RJ45
08	ESSP-SO3-01	-D001	LM1/2	RJ45
09	ESSP-SO3-01	-D002	LM1/3	RJ45
10	ESSP-SO3-01	-D002	LM1/4	RJ45
11	ESSP-SO3-01	-B200	LM2/1	RJ45

De la tabla 26 se requiere 2 slot con conectores RJ45 y 2 slot con conectores en fibra óptica, cada slot contiene 4 puertos. Para el caso del B200 es la misma cantidad de puertos debido a que son redundantes.

Por lo tanto, en la herramienta de RUGGEDCOM quedaría de la siguiente manera:

Figura 30

Selector de equipos Ruggedcom

RUGGEDCOM RST2228

(0) watch list

Basic Data MLFB Configuration MLFB Overview Downloads / Documents

Status: Please define the product properties

Basic types Options

Configuration: [Reset](#) | [Print](#) | [Download](#)

Change Quantity

Description

[EUR]

✓ Mounting Options

5 19" Rack / Panel mount kit

✓ Power Supply1 + Terminal block

C HI Voltage (88-300 VDC/85-264 VAC) with screw terminal

? Power Supply 2

✓ Manufacturing Modification

0 None

✓ Service Panel

A00 LED Panel mounted on the front (connector side)

✓ Slot 1

B01 RUGGEDCOM RMM2973-4RJ45 (4 x RJ45, 10/100/1000 BASE-TX)

✓ Slot 2

C01 RUGGEDCOM RMM2973-4RJ45 (4 x RJ45, 10/100/1000 BASE-TX)

✓ Slot 3

D05 RUGGEDCOM RMM2942-4LC2 (4 x 100MBit/s LC-interface, Optical: 100BASE-FX, Multi Mode fiber optic up to 2 kilometer, 1310nm)

✓ Slot 4

<input type="radio"/>	E00	RUGGEDCOM RMM2931-4 (Blank Module)	
<input type="radio"/>	E01	RUGGEDCOM RMM2973-4RJ45 (4 x RJ45, 10/100/1000 BASE-TX)	
<input type="radio"/>	E02	RUGGEDCOM RMM2973-4FC (4 x FastConnect (RJ45), 10/100/1000 BASE-TX)	
<input checked="" type="radio"/>	E05	RUGGEDCOM RMM2942-4LC2 (4 x 100MBit/s LC-interface, Optical: 100BASE-FX, Multi Mode fiber optic up to 2 kilometer, 1310nm)	
<input type="radio"/>	E06	RUGGEDCOM RMM2972-4SFP (4 x SFP-slot, Supporting 100BASE-FX, 1000BASE-X SFPs, SFPs are not included)	

? Slot 5

? Slot 6

Product number (MLFB) 6GK62226AB

B-row + + + +

Copy & Paste

Nota: adaptado del proyecto en desarrollo.

Figura 31

Resumen equipo seleccionado Ruggedcom

RUGGEDCOM RST2228

(0) watch list 

Ident. in Property	Description	Quantity/Unit	EUR
6GK62226AB.....	RUGGEDCOM RST2228 is a field modular, fully managed Layer 2 Ethernet switch with 4 x 1/10 GBit/s and 24 x 100/1000 MBit/s non-blocking ethernet ports. Support for up to six 4-port media modules with RJ45, SFP or LC interfaces; -40...+85°C operating temperature (fanless); 128-bit encryption.	1 PC	
0	fix value	1 PC	
0	fix value	1 PC	
5	Mounting Options	19" Rack / Panel mount kit	1 PC
C	Power Supply1 + Terminal block	HI Voltage (88-300 VDC/85-264 VAC) with screw terminal	1 PC
0	Manufacturing Modification	None	1 PC
A00	Service Panel	LED Panel mounted on the front (connector side)	1 PC
B01	Slot 1	RUGGEDCOM RMM2973-4RJ45 (4 x RJ45, 10/100/1000 BASE-TX)	1 PC
C01	Slot 2	RUGGEDCOM RMM2973-4RJ45 (4 x RJ45, 10/100/1000 BASE-TX)	1 PC
D05	Slot 3	RUGGEDCOM RMM2942-4LC2 (4 x 100MBit/s LC-interface, Optical: 100BASE-FX, Multi Mode fiber optic up to 2 kilometer, 1310nm)	1 PC
E05	Slot 4	RUGGEDCOM RMM2942-4LC2 (4 x 100MBit/s LC-interface, Optical: 100BASE-FX, Multi Mode fiber optic up to 2 kilometer, 1310nm)	1 PC

Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

Donde el código del equipo para la respectiva solicitud de compra es el siguiente:

6GK6222-6AB00-5C.0-Z A00+B01+C01+D05+E05

3.4.2 Conversores

Para el caso del módulo -G003 se requiere un módulo de conversión RS485/F.O. con capacidad hasta 20 equipos (para las subestaciones más grades), con una velocidad de comunicación de 19200 baudios y fuente de alimentación de 120 VAC.

Dentro de la gama de convertidores de medio de la marca SIEMENS; encontramos al equipo 7XV5650-0xA00, el cual se ajusta a lo requerido, dentro de sus características tenemos:

- Comunicación hasta con 32 equipos (incluido el equipo maestro)
- Baudrate: 9600 - 115200 bauds
- Interfaz óptica: 2 conectores tx-rx de tipo BOFC (ST) (1 conector para cada controlador)

- Interfaz RS485: 9-pol. SUB-D macho
- Alimentación: 24 V - 230 V AC \pm 20 % / 45-65 Hz

Para el caso de los módulos -G001 y -G002 se requiere dos módulos de conversión F.O./RS232, con velocidad de transmisión de 19200 baudios y fuente de alimentación de 120 VAC.

Dentro de la gama de convertidores de medio de la marca SIEMENS; encontramos al equipo 7XV5652-0xA00, el cual se ajusta a lo requerido, dentro de sus características tenemos:

- Baudrate: 9600 - 115200 bauds
- Interfaz óptica: 1 conector tx-rx de tipo BOFC (ST)
- Alimentación: 24 V - 230 V AC \pm 20 % / 45-65 Hz
- Interfaz RS232: Conector sub-D macho RS232 especial con 9 pines

3.4.3 Unidad de terminal remota (RTU)

Dentro de las soluciones que ofrece SIEMENS, tenemos las siguientes: SICAM AK3 SERIES, SICAM A8000, SICAM PAS.

SICAM AK3, cuenta con funciones de automatización, telecontrol y comunicación en total conformidad a la normal IEC 61850. Además, posee un diseño mecánico resistente, tarjetas modulares, lo que ayuda al fácil mantenimiento, una fuente de alimentación y procesador de configuración redundante. Esto último esencial debido a que el sistema SCADA contempla controladores redundantes (-D001,-D002)

SICAM A8000, la cual es una versión mejorada del SICAM AK3, debido a que cuenta con mayores interfaces de comunicación y módulo GPRS, Chip criptográfico integrado y encriptación IPSec para cumplir con los altos requisitos de seguridad cibernética y herramienta de parametrización web integrada para una ingeniería sencilla.

SICAM PAS, a diferencia de las soluciones anteriores, este es un software, el cual es instalado y configurado sobre una Workstation, posee características muy parecidas si hablamos de protocolos de comunicación, sin embargo, tiene algunas

limitaciones físicas en cuanto a la cantidad y tipos de puertos de comunicación, debido a que depende de las características de la computadora.

El proyecto en desarrollo contempla diferentes tipos e interfaces de comunicación, a través de diferentes medios (ópticos, TCP/IP, serial), así pues, la solución del SICAM PAS queda descartada.

El sistema SCADA funcionará dentro de una misma red LAN, de modo que, la ciberseguridad, no es un punto crítico, a diferencia de otros sistemas que se encuentran conectados a la nube o reportan a sistemas terceros. Tampoco se hará uso de comunicaciones inalámbricas, en consecuencia, se descarta el uso de módulos GPRS.

Por lo tanto, y debido también al menor precio de la solución se opta por los controladores SICAM AK3.

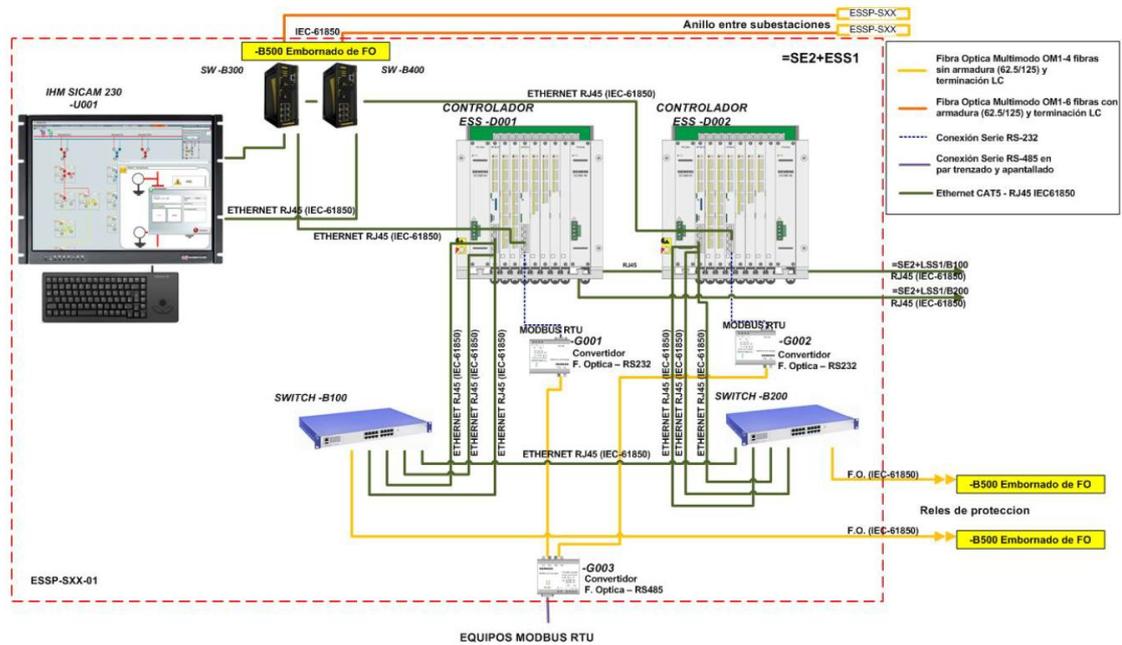
3.5 Configuración de la RTU

Se tiene contemplado un armario de control por cada subestación, al mismo tiempo, cada armario de control estará compuesto por una unidad de HMI, dos AK3 redundantes (-D001, -D002), 4 SWITCH (-B100, -B200, -B300, -B400) y 3 convertidores de medio MODBUS (-G001,-G002, -G003).

A grandes rasgos todas las subestaciones son similares, no obstante, la cantidad de cargas que maneja, hace que varíe la configuración de los controladores, así como la cantidad de puertos de comunicación, por lo tanto, para un mejor entendimiento, se realizará la explicación en base a una configuración genérica (Ver figura 32), para luego, explicar de manera particular cada subestación. Dicha explicación será dividida en dos partes, en la primera parte se analiza el hardware, seguido del software.

Figura 32

Topología genérica del tablero de control



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

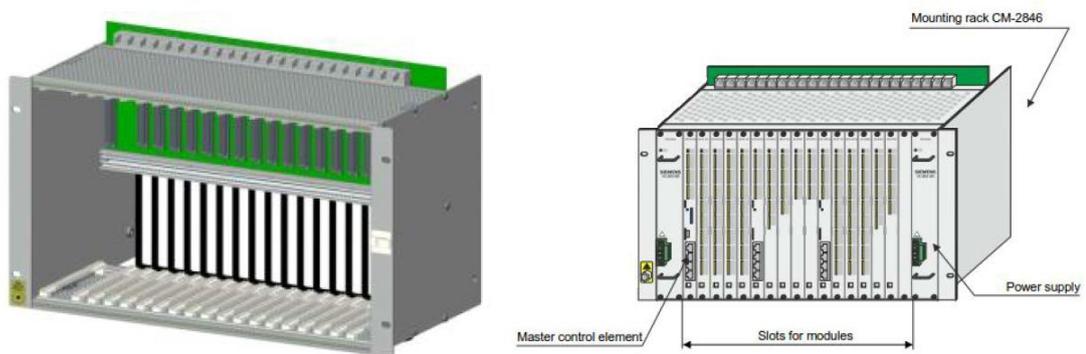
3.5.1 Configuración del hardware

Cada tablero de control dispone de dos AK3 redundantes por subestación, estos elementos están encargados de recoger las señales de los “equipos de campo” (Relés mediante IEC-61850 y equipos Modbus) y enviarlos a los sistemas de visualización mediante IEC-61850.

Por otro lado, El SICAM AK3 consiste en un rack con espacios para asentar los módulos y las fuentes de alimentación. En él se instalarán los módulos necesarios para nuestro sistema.

Figura 33

Partes del controlador AK3



Nota: https://support.industry.siemens.com/cs/attachments/109757722/BHB_SICAM_AK_3_ENG.pdf
(Manual de usuario SICAM AK3)

Cada AK3 está conformada por algunos de los siguientes elementos:

- BSE (Basic System Element): corresponde a todos los elementos conectados al bus principal de comunicación y alimentación interno de la AK, por ejemplo, CP2016 y CP2019
- SSE (Supplementary System Element): Todos los componentes conectados a los BSE como son PRE y PE.
- PRE (Protocol Element): Corresponde a las interfaces de comunicación serial o ETH.
- PE (Peripheral Element): Son los módulos de entradas o salidas de la AK.

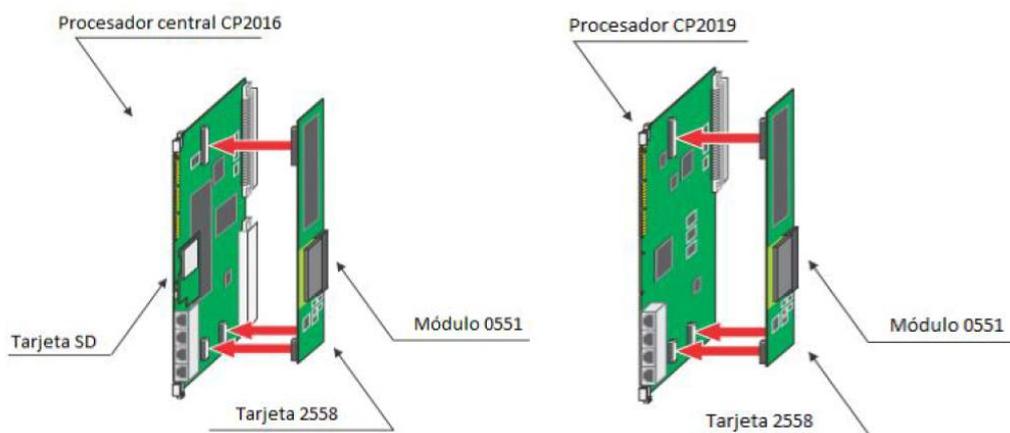
Para el controlador se considera los siguientes módulos:

- Módulo CP2016 (BSE), es la unidad de procesamiento principal, se encarga de gestionar el resto de módulos, de la redundancia y de recibir datos de los relés, sobre ella va montada una tarjeta 2558 (SSE) para gestionar el envío de datos al sistema de visualización y un módulo 0551 (SSE), para la redundancia.
- Módulo CP2019 (BSE), es una unidad de procesamiento secundaria, se encarga de recibir datos de los relés y gestionar las tarjetas instaladas en ella, sobre este módulo van instaladas una tarjeta 2558 (SSE), encargada del envío de datos al

sistema de visualización y un módulo 0551 (SSE), para la comunicación modbus con los equipos de campo.

Figura 34

Procesador y módulo de comunicación del AK3



Nota: https://support.industry.siemens.com/cs/attachments/109757722/BHB_SICAM_AK_3_ENG.pdf
(Manual de usuario SICAM AK3)

Toda la información necesaria para el funcionamiento del sistema se almacena en una tarjeta SD FLASH, de donde cada vez que el sistema es inicializado lee el firmware y los parámetros.

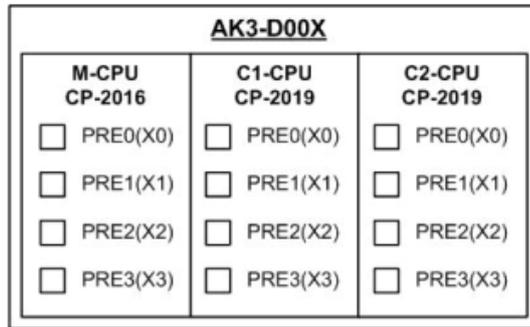
Para hacer posible la topología mostrada en la figura 32 es necesario seleccionar adecuadamente los elementos de hardware. A continuación, se explicará en base a dicha configuración, siendo el resto de subestaciones una variación de esta, modificando o quitando algún elemento.

Cada unidad de procesamiento, ya sea la principal (CP-2016) o la secundaria (CP-2019), consta de cuatro puertos, los cuales pueden ser configurados para comunicar en distintos protocolos. Según el firmware y el hardware que se configuran en la tarjeta.

Al disponer de tres tarjetas la posibilidad de conexión se amplía a doce puertos, dichos puertos están denominados según la figura 35. A cada puerto, se le asignará una interface de comunicación, PRE0, PRE1... asignada a un firmware que nos permitirá comunicar por el protocolo elegido.

Figura 35

Diagrama de puertos del AK3

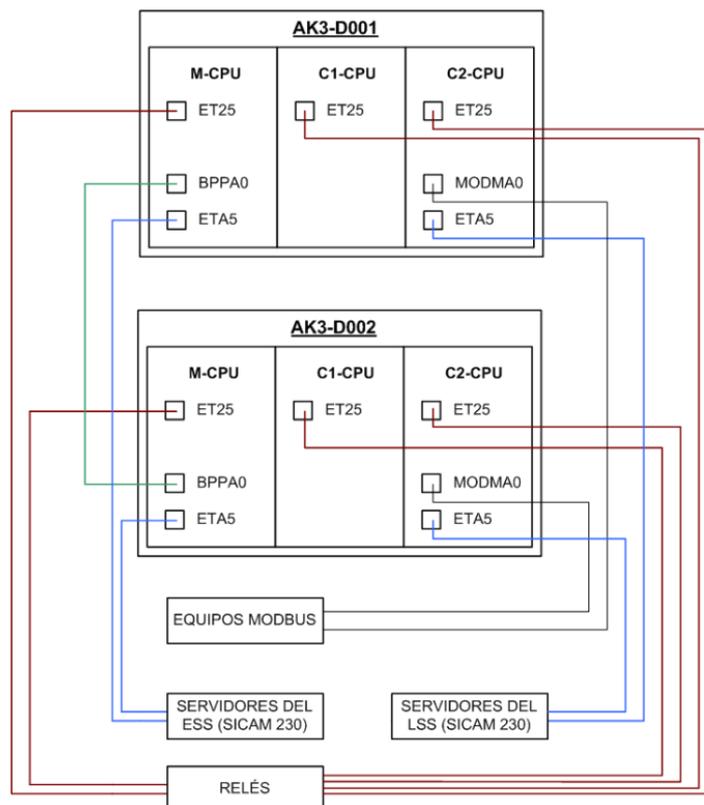


Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

A continuación, se puede ver un esquema de dichas conexiones y el firmware asignado (ET25, ETA5, BPPA0...)

Figura 36

Conexión de puertos y firmware AK3



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

Los puertos que no aparecen, no se están empleando. Los nombres a la derecha de cada boca son el firmware asignado a cada puerto y sus funciones son las siguientes:

- ET25: Es el firmware encargado de la comunicación tipo cliente (AK) servidor (relés) por medio de IEC-61850. Cada tarjeta soporta un máximo de 50 equipos, sin embargo, la recomendación del fabricante para mantener un sistema estable es de 40 relés por tarjeta. Por lo tanto, basados en el ejemplo, el cual cuenta con 3 tarjetas (M-CPU, C1-CPU, C2-CPU), sería un total de 120 equipos.
- BPPA0: Corresponde con el estándar de comunicación IEC 60870-5-101, esta conexión es la encargada de gestionar la redundancia entre las AK, se encuentra en el PRE2 de la M-CPU
- MODMA0: Es el firmware encargado de la comunicación MODBUS con los equipos que se comunican por este protocolo, se encuentra en el PRE2 de la C2-CPU. La tarjeta soporta un máximo de 32 equipos.
- ETA5: Este firmware es necesario para la creación de una conexión cliente (SICAM 230). La RTU es un servidor hacia el sistema de visualización y control. Dicha RTU dispone de dos conexiones una el sistema del ESS alojada en el PRE3 del M-CPU y la otra para el sistema LSS alojada en el PRE3 del C2-CPU.

Cada subestación tiene sus particularidades, dependiendo de la cantidad y tipos de equipos a conectar. A partir de las tablas expuestas en el capítulo de distribución de equipos por subestación, podemos definir la cantidad y tipos de protocolos por subestación que serán necesarios agregar o eliminar, a partir de la configuración generalizada mostrada anteriormente.

SE1: Debido al número de relés a controlar, se mantiene configuración general

Tabla 27
Cantidad relés por tarjeta SE1

Item	Tarjeta	Cant. Relés
1	M-CPU	4
2	C1-CPU	34
3	C2-CPU	39

SE2: Debido al número de relés a controlar, se agrega dos tarjetas C3 y C4.

Tabla 28***Cantidad relés por tarjeta SE2***

Item	Tarjeta	Cant. Relés
1	M-CPU	25
2	C1-CPU	25
3	C2-CPU	33
4	C3-CPU	27
5	C4-CPU	18

SE3: Debido al número de relés a controlar, se agrega una tarjeta C3.

Tabla 29***Cantidad relés por tarjeta SE3***

Item	Tarjeta	Cant. Relés
1	M-CPU	38
2	C1-CPU	36
3	C2-CPU	26
4	C3-CPU	29

SE4: Debido al número de relés a controlar, se elimina la tarjeta C1.

Tabla 30***Cantidad relés por tarjeta SE4***

Item	Tarjeta	Cant. Relés
1	M-CPU	40
2	C2-CPU	33

SO1: Debido al número de relés a controlar, se elimina la tarjeta C1.

Tabla 31***Cantidad relés por tarjeta SO1***

Item	Tarjeta	Cant. Relés
1	M-CPU	40
2	C2-CPU	33

SO3: Debido al número de relés a controlar y a los equipos adicionales

MODBUS, se agrega la tarjeta C1-CPU/MODMA0

Tabla 32***Cantidad relés por tarjeta SO3***

Item	Tarjeta	Cant. Relés
1	M-CPU	20
2	C1-CPU/MODMA0	0
3	C2-CPU	25

SO5: Debido al número de relés a controlar, se elimina la tarjeta C1 y C3

Tabla 33

Cantidad relés por tarjeta SO5

Item	Tarjeta	Cant. Reles
1	M-CPU	14
2	C2-CPU	0

SO6: Debido al número de relés a controlar, se elimina la tarjeta C1 y C3

Tabla 34

Cantidad relés por tarjeta SO6

Item	Tarjeta	Cant. Reles
1	M-CPU	20
2	C2-CPU	0

SO9: Debido al número de relés a controlar, se elimina la tarjeta C1 y C3

Tabla 35

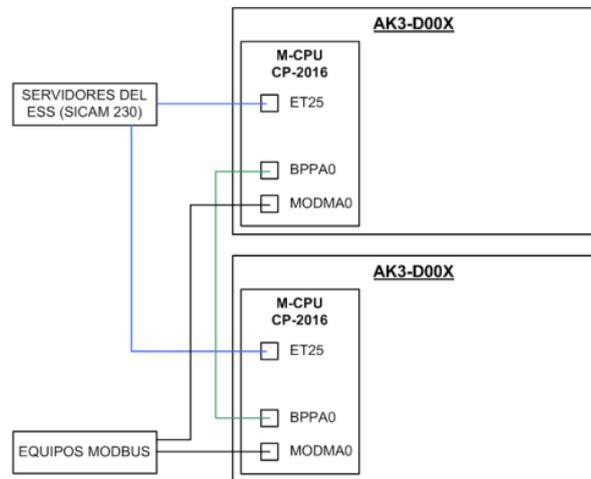
Cantidad relés por tarjeta SO9

Item	Tarjeta	Cant. Reles
1	M-CPU	14
2	C2-CPU	0

CCB: La configuración del cuarto de control central de la refinería es diferente al resto, debido a que no hay relés a controlar y solo se comunica con el sistema de visualización y control del ESS. Al ser distinto a las subestaciones, no son necesarias las dos CP-2019 (C1 y C2) y por ello este edificio sólo cuenta con una CP-2016, cuya configuración es la siguiente:

Figura 37

Conexionado puertos SE CCB



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

3.5.2 Configuración del software

SICAM TOOLBOX 6 es la herramienta para configurar los controladores AK3; dicho software permite realizar las siguientes tareas:

- Configuración de señales.
- Configuración del hardware.
- Actualización del firmware.
- Diagnóstico del equipo.
- Seguimiento de la información.
- Simulación de señales.

Además, el software cuenta con aplicaciones para facilitar la configuración. Una de ellas es el OPM, la aplicación se encarga de la programación y configuración de los elementos del sistema, tanto hardware como software.

Para ingresar a la aplicación se sigue la siguiente ruta a través del menú Inicio de Windows: Inicio → Todos los programas → Siemens Energy → Toolbox II → OPM

Al iniciar el programa aparece una imagen de bienvenida y luego la ventana para registro del usuario que va a trabajar con la aplicación.

Los usuarios válidos para ingresar a la aplicación son los siguientes:

Tabla 36
Usuarios y contraseñas TOOLBOX

Usuario	Contraseña	Rol	Descripción
sat_root	sat_root	Administrador	Puede utilizar todas las herramientas de la aplicación
admin	admin	Administrador	Puede utilizar todas las herramientas de la aplicación

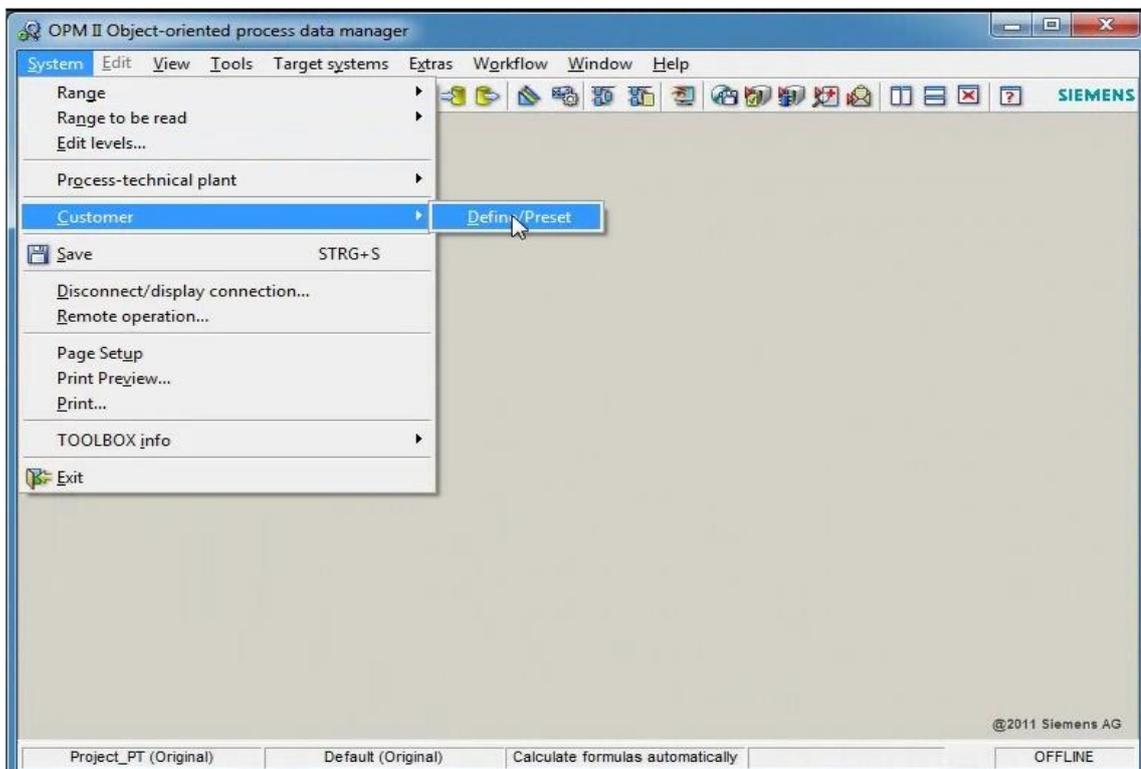
Con la herramienta OPM II se puede realizar la configuración de las señales del sistema en la ventana *Images* que corresponde al *Process Technique* y del hardware en la ventana *System Technique*. La modificación incorrecta de parámetros con esta herramienta puede causar mal funcionamiento del sistema.

3.5.2.1 Creación de proyecto

Se trabajará bajo una configuración centralizada, es decir se manejará un solo archivo de configuración, en el cual estarán declarados todos los controladores del proyecto. A continuación, se define el nombre del proyecto.

Figura 38

Definición del proyecto TOOLBOX

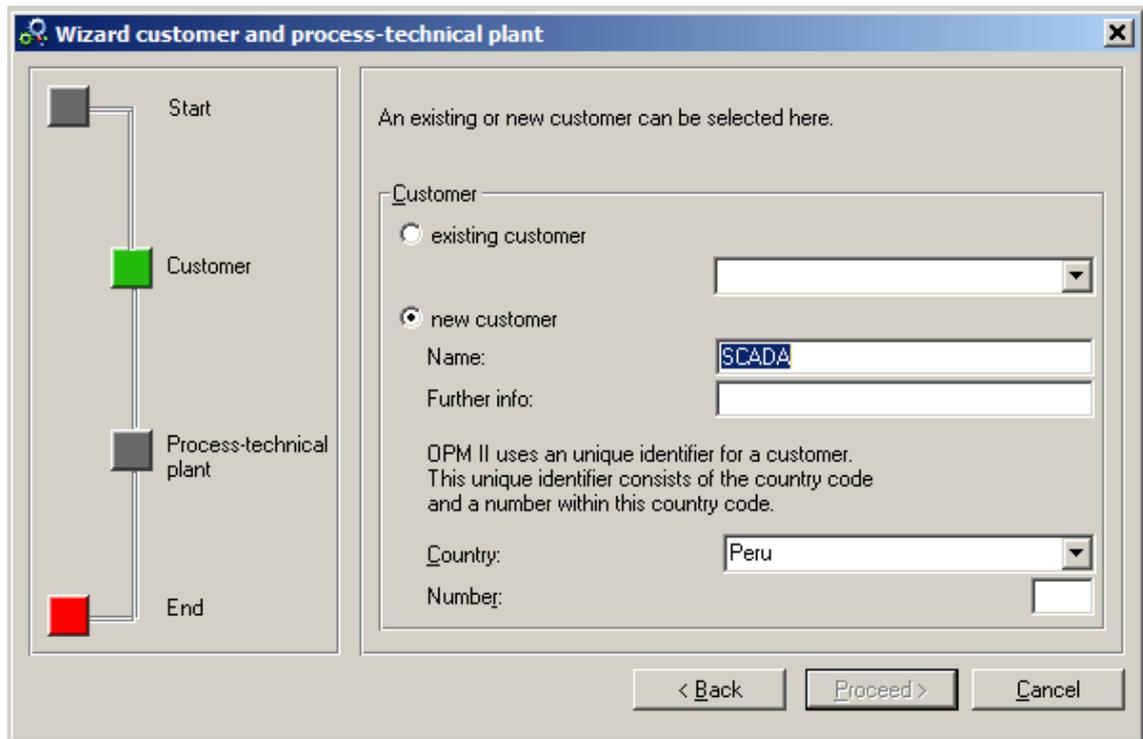


Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

Se define el país donde se llevara a cabo el proyecto, así como un número para diferenciar, en caso se maneje más de un proyecto.

Figura 39

Designación del nombre del proyecto

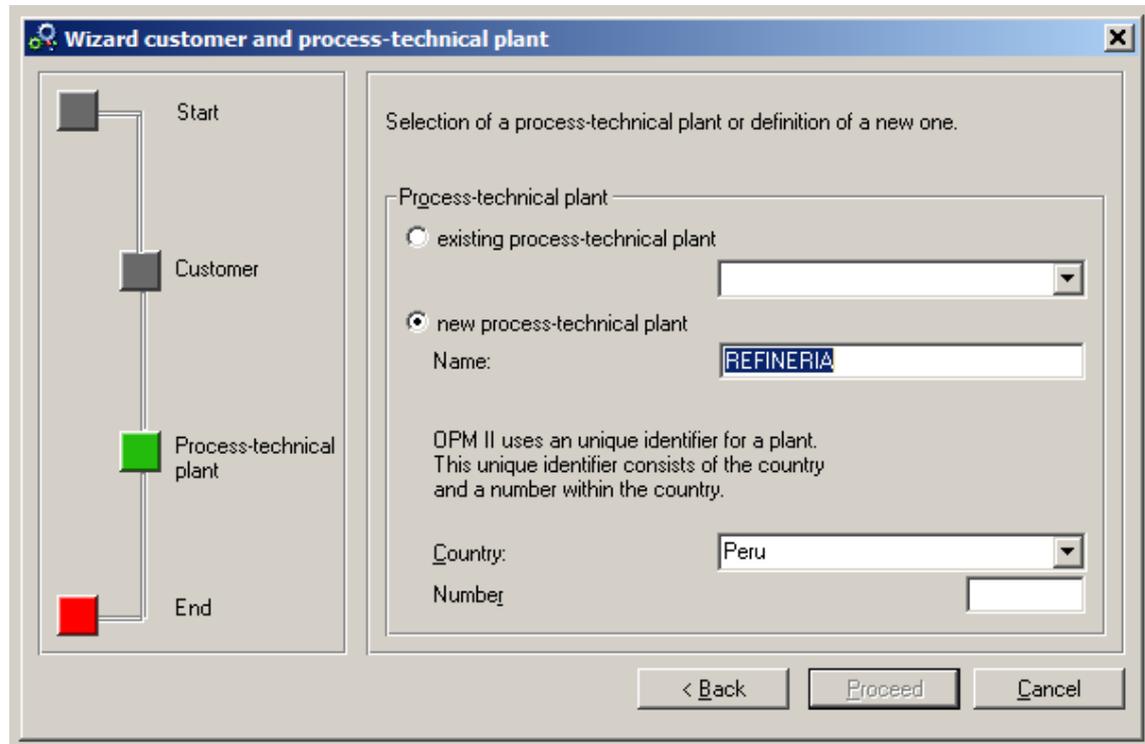


Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

Se define el nombre de la planta, para nuestro caso consideramos "REFINERIA"

Figura 40

Designación del nombre de planta

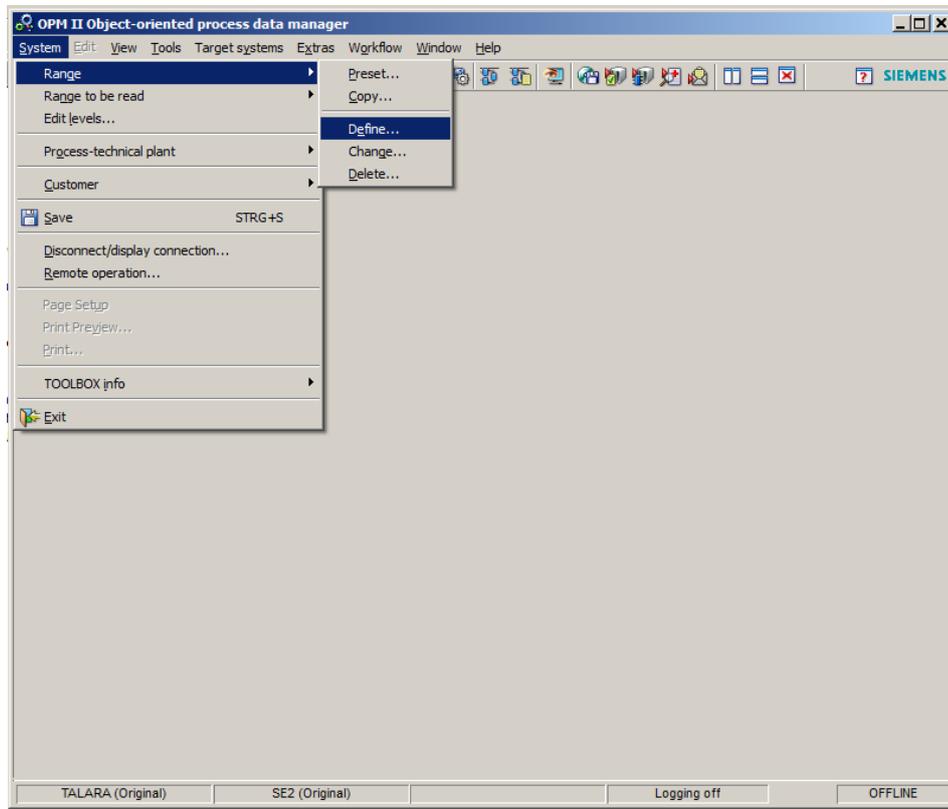


Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

Se define las regiones de la planta, para el presente caso, sería cada una de las subestaciones, se procede a crear cada una de ellas.

Figura 41

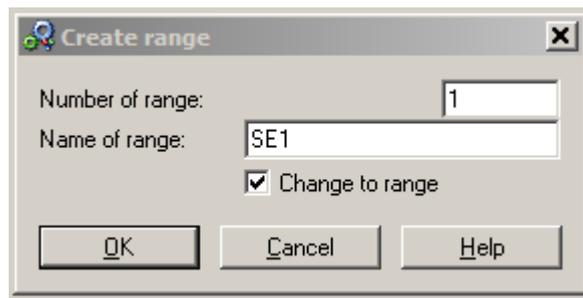
Designación rango de planta



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

Figura 42

Definición número de rango por SE



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

3.5.2.2 Configuración process technique

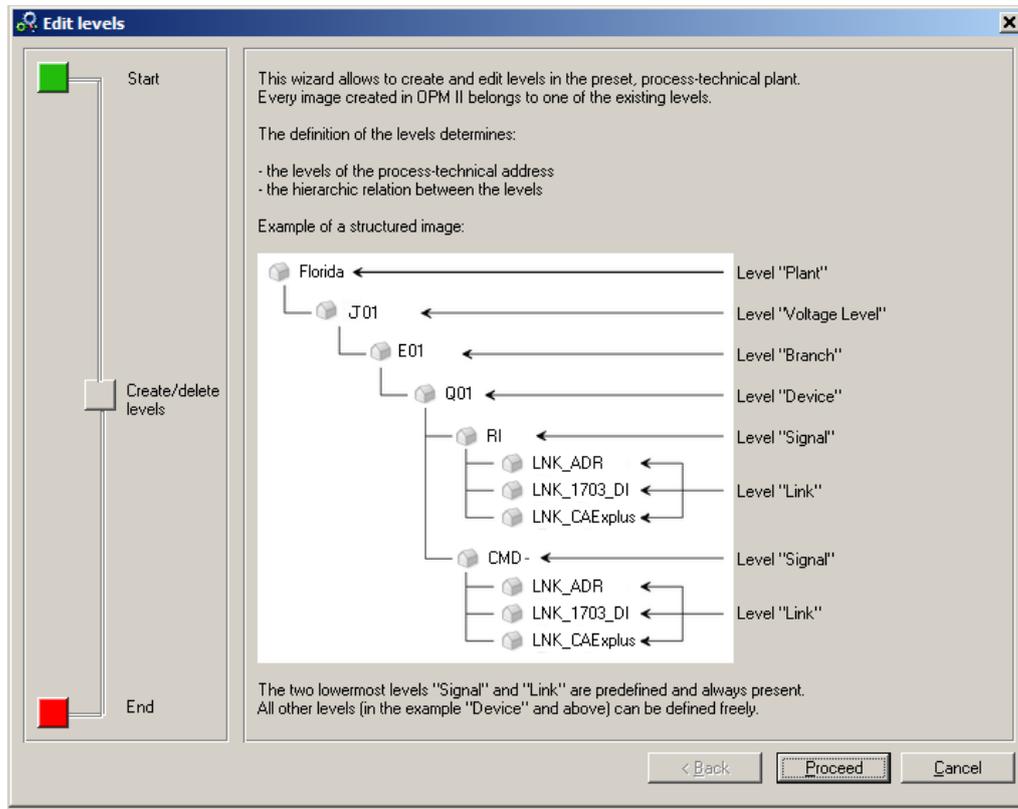
Luego de la creación del proyecto y las respectivas subestaciones, se procede con configuración de cada subestación de manera individual. Todas las señales se encuentran declaradas en este apartado, sus tipos, direcciones, protocolos.

El sistema está estructurado en forma de árbol, del que se parte de una cabecera y se va ramificando hacia abajo.

- Level Plant. Nombre de la planta, para el caso del presente proyecto, hace referencia a la subestación.
- Level Voltage Level. Corresponde a los niveles de voltaje de la subestación, revisar capítulo 3.1
- Level Branch. Corresponde a los nombres asignados a cada grupo de celda, revisar capítulo 3.1
- Level Device. Corresponde al nombre de la celda, donde se encuentra cada relé
- Level Signal. Corresponde a las señales del relé, las cuales se encuentran declaradas en el listado de señales del proyecto y deben respetar la norma IEC 61850.
- Level Link. Corresponde a las características de la señal. Donde se pueden diferenciar varios elementos de configuración (LNK_ADR, LNK_230_ANA...), dependiendo del tipo de señal, a donde se envíe y de donde se reciba se establecerá una configuración u otra.

Figura 43

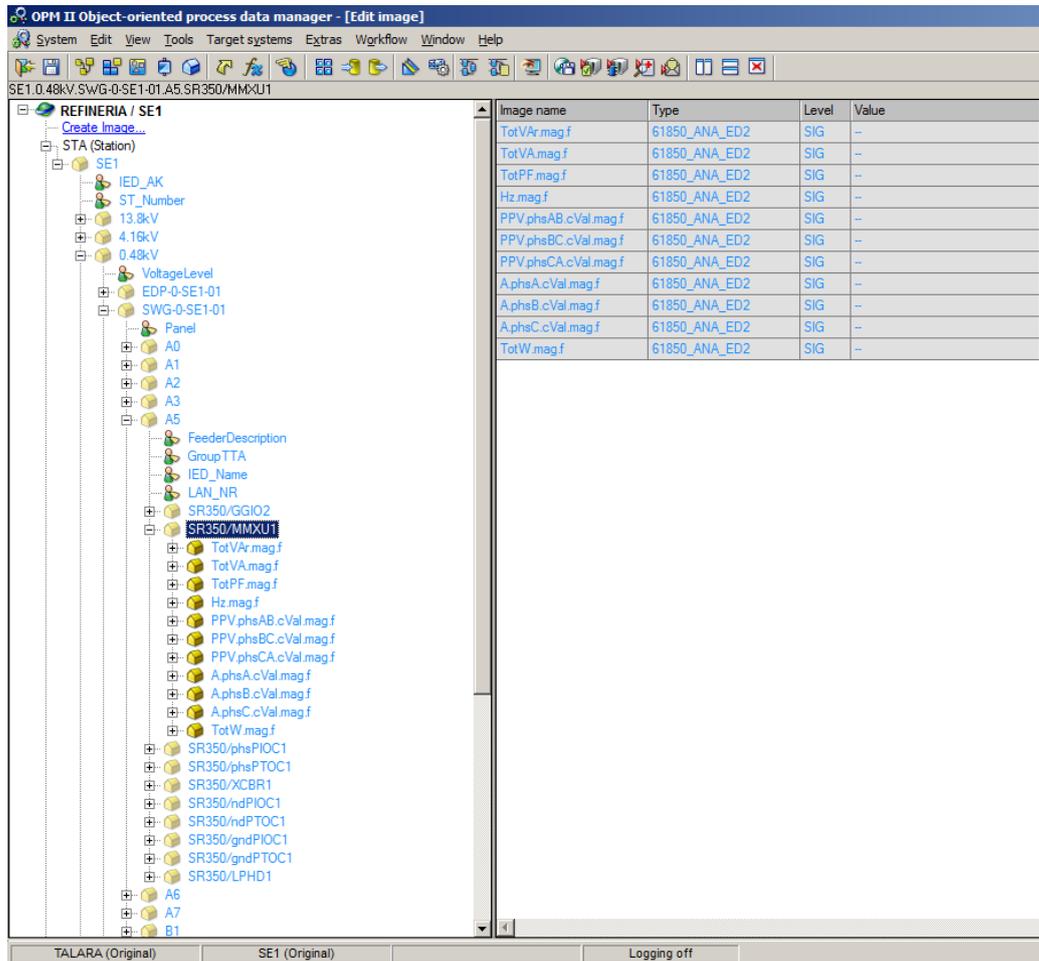
Estructura de configuración Process Technique



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

Figura 44

Estructura Process Technique SE1



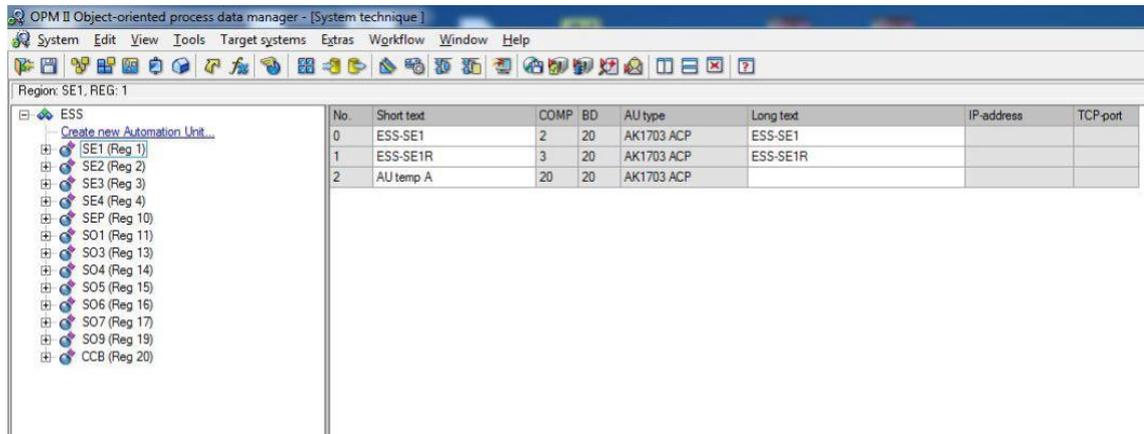
Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

3.5.2.3 Configuración system technique

En este apartado se configura todo el hardware instalado y todas las conexiones existentes con el sistema, a diferencia del process technique, aquí todas las configuraciones del sistema nos aparecen juntas.

Figura 45

Estructura System technique



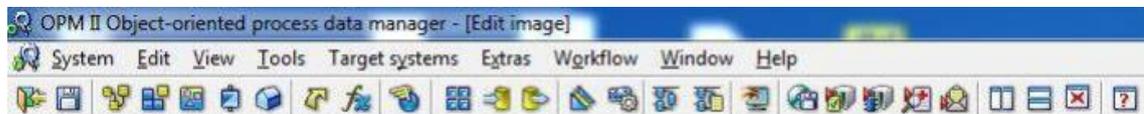
Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

Es necesario definir todos los elementos instalados en el hardware, revisar capítulo 3.5.1 Configuración de Hardware, para ello se siguen los siguientes pasos.

- Se selecciona el template overview en la barra de tareas del OPM

Figura 46

Barra de herramientas TOOLBOX

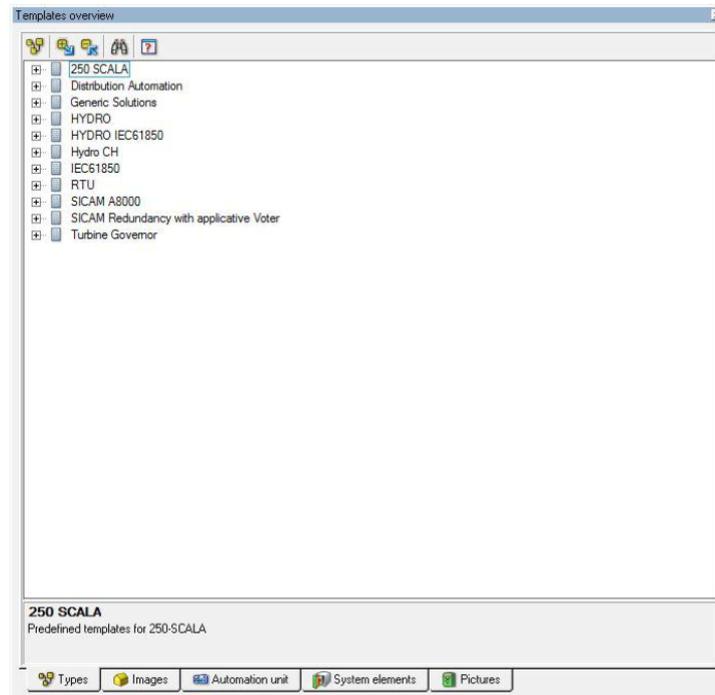


Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

- Indicación de despliegue de la siguiente ventana

Figura 47

Opciones Template Overview TOOLBOX

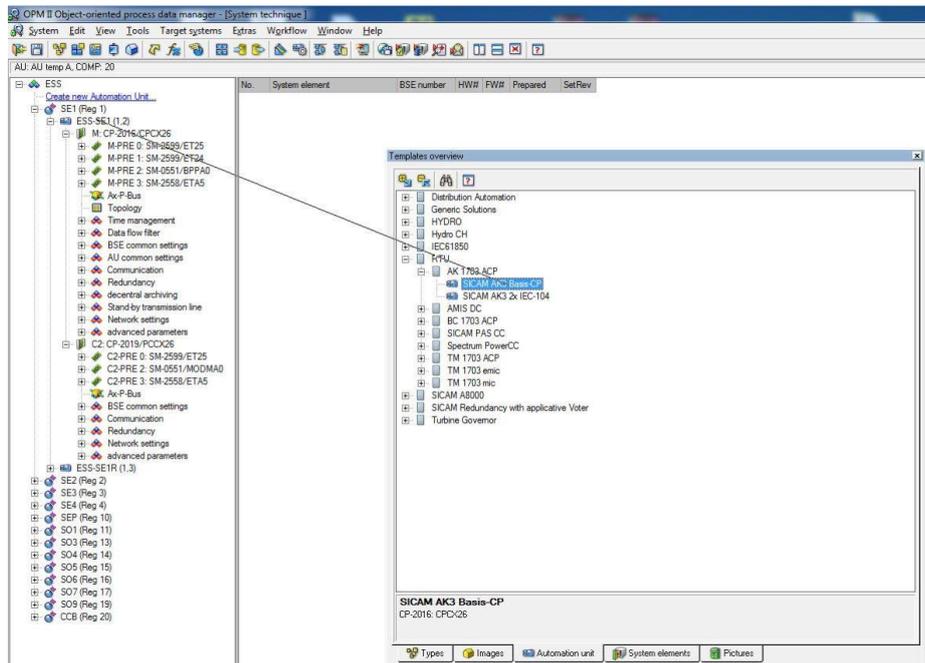


Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

- En la ventana mostrada arriba se seleccionan las librerías con los elementos básicos de los que dispone el sistema. Es necesario buscar el elemento a añadir a la composición de hardware del proyecto, seleccionarlo y arrastrarlo.
- A partir de la configuración del hardware definido en el capítulo 3.5.1, se procede con la creación de cada tarjeta de control de acuerdo a cada subestación, para ello solo se hace uso de la herramienta drag&drop desde las respectivas librerías del software.

Figura 48

Declaración hardware AK3

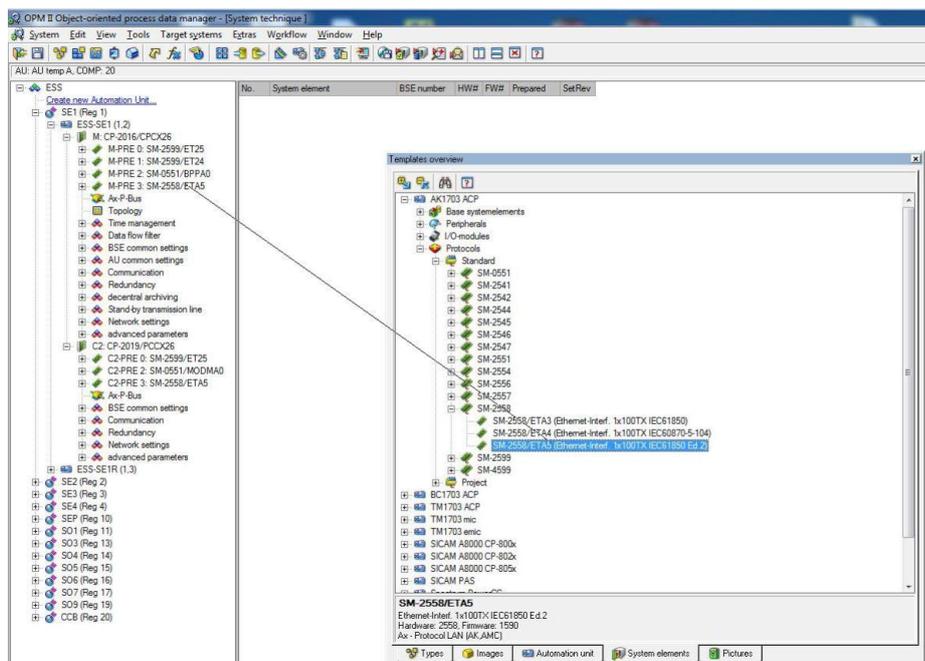


Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

- Para definir una tarjeta en la AK3 por ejemplo la SM-2558/ETA5, se arrastra la tarjeta.

Figura 49

Declaración tarjetas de comunicación AK3



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

- Una vez declarados todos los elementos y sus firmwares se configuran todas las conexiones de cada uno. Se definen los equipos a los que están conectados junto con su IP, esto se implementa en el apartado **connection definition** de cada tarjeta. Revisar el capítulo 3.5.1 Configuración del hardware, donde se definió la cantidad de relés por tarjeta.

Figura 50

Definición de equipos a conectar

	DB	Station num	Enable	Station failure	IP-addr	own mode	Convert commands EXE to	Timeout SEL -> EXE (s)	Timeout ACT -> CON (s)	Timeout CON -> TERM (s)	intermediate position	suppn	fauly position	suppression	Filtertransfer
0		1	YES	YES	172.16.2.2	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
1		2	YES	YES	172.16.2.3	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
2		3	YES	YES	172.16.2.4	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
3		4	YES	YES	172.16.2.5	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
4		5	YES	YES	172.16.2.7	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
5		6	YES	YES	172.16.2.8	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
6		7	YES	YES	172.16.2.9	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
7		8	YES	YES	172.16.2.10	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
8		9	YES	YES	172.16.2.13	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
9		10	YES	YES	172.16.2.14	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
10		11	YES	YES	172.16.2.15	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
11		12	YES	YES	172.16.2.16	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
12		13	YES	YES	172.16.2.17	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
13		14	YES	YES	172.16.2.18	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
14		15	YES	YES	172.16.2.19	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
15		16	YES	YES	172.16.2.20	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
16		17	YES	YES	172.16.2.21	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
17		18	YES	YES	172.16.2.22	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
18		19	YES	YES	172.16.2.23	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
19		20	YES	YES	172.16.2.24	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
20		21	YES	YES	172.16.2.25	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
21		22	YES	YES	172.16.2.26	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
22		23	YES	YES	172.16.2.27	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
23		24	YES	YES	172.16.2.28	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
24		25	YES	YES	172.16.2.29	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
25		26	YES	YES	172.16.2.30	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
26		27	YES	YES	172.16.2.31	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
27		28	YES	YES	172.16.2.32	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
28		29	YES	YES	172.16.2.33	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
29		30	YES	YES	172.16.2.34	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
30		31	YES	YES	172.16.2.35	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
31		32	YES	YES	172.16.2.36	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
32		33	YES	YES	172.16.2.37	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
33		34	YES	YES	172.16.2.38	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
34		35	YES	YES	172.16.2.39	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
35		36	YES	YES	172.16.2.40	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
36		37	YES	YES	172.16.2.41	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
37		38	YES	YES	172.16.2.42	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
38		39	YES	YES	172.16.2.94	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	
39		40	YES	YES	172.16.2.95	Client	YES	20	20	20	0	0	0	YES	

Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

- Todas las conexiones de cada AK, independientemente del elemento al que pertenezcan han de ser declaradas en el apartado topology. De esta manera se habilita la comunicación entre el Relé y la tarjeta de control asignada del AK3.

Figura 51

Definición topología de equipos

ID	DB	REG	COMP	SID-BSE	SID-SSE	SID-ST	Clock-Sync	Data flow direction	Data flow routing	Originator	Service function messages	Reset process command
0	U	1	2	M-CPU	PRE0	1	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
1	U	1	2	M-CPU	PRE0	2	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
2	U	1	2	M-CPU	PRE0	3	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
3	U	1	2	M-CPU	PRE0	4	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
4	U	1	2	M-CPU	PRE0	5	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
5	U	1	2	M-CPU	PRE0	6	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
6	U	1	2	M-CPU	PRE0	7	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
7	U	1	2	M-CPU	PRE0	8	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
8	U	1	2	M-CPU	PRE0	9	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
9	U	1	2	M-CPU	PRE0	10	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
10	U	1	2	M-CPU	PRE0	11	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
11	U	1	2	M-CPU	PRE0	12	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
12	U	1	2	M-CPU	PRE0	13	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
13	U	1	2	M-CPU	PRE0	14	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
14	U	1	2	M-CPU	PRE0	15	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
15	U	1	2	M-CPU	PRE0	16	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
16	U	1	2	M-CPU	PRE0	17	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
17	U	1	2	M-CPU	PRE0	18	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
18	U	1	2	M-CPU	PRE0	19	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
19	U	1	2	M-CPU	PRE0	20	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
20	U	1	2	M-CPU	PRE0	21	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
21	U	1	2	M-CPU	PRE0	22	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
22	U	1	2	M-CPU	PRE0	23	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
23	U	1	2	M-CPU	PRE0	24	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
24	U	1	2	M-CPU	PRE0	25	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
25	U	1	2	M-CPU	PRE0	26	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
26	U	1	2	M-CPU	PRE0	27	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
27	U	1	2	M-CPU	PRE0	28	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
28	U	1	2	M-CPU	PRE0	29	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
29	U	1	2	M-CPU	PRE0	30	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
30	U	1	2	M-CPU	PRE0	31	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
31	U	1	2	M-CPU	PRE0	32	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
32	U	1	2	M-CPU	PRE0	33	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
33	U	1	2	M-CPU	PRE0	34	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
34	U	1	2	M-CPU	PRE0	35	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
35	U	1	2	M-CPU	PRE0	36	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
36	U	1	2	M-CPU	PRE0	37	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
37	U	1	2	M-CPU	PRE0	38	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
38	U	1	2	M-CPU	PRE0	39	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
39	U	1	2	M-CPU	PRE0	40	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
40	U	1	2	C2-CPU	PRE0	1	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
41	U	1	2	C2-CPU	PRE0	2	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled
42	U	1	2	C2-CPU	PRE0	3	Transmit only	Control direction	Automatically and selective	0	Disabled	Enabled

Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

3.5.2.4 Compilación y carga

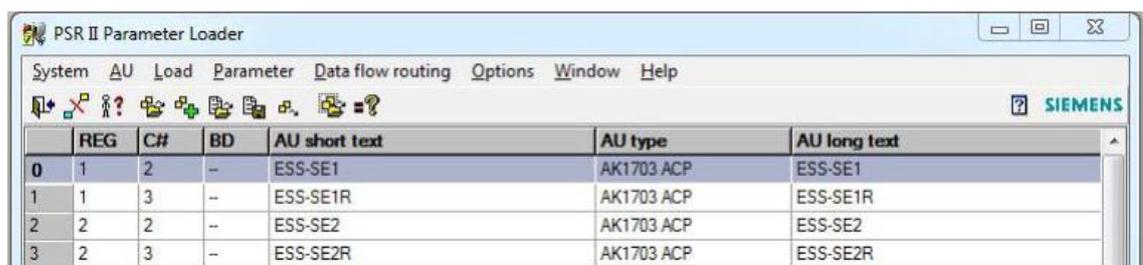
Luego de la configuración del process technique y el system technique se procede con la carga a los equipos, dicha operación se puede realizar a través de la red ethernet en la cual se encuentra inmerso los controladores, o directamente entre un computador y el controlador AK3, a través de cable serial.

Desde el software se debe seguir los siguientes pasos:

- Ingresar a la aplicación, Inicio → Todos los programas → Siemens Energy → ToolBox II → Service Programs → Load Parameter
- Ingresar al sistema con un usuario valido
- Seleccionar el controlador AK3 en el cual se actualizará los parámetros

Figura 52

Selección de SE para carga de parámetros



The screenshot shows the 'PSR II Parameter Loader' application window. It features a menu bar with 'System', 'AU', 'Load', 'Parameter', 'Data flow routing', 'Options', 'Window', and 'Help'. Below the menu is a toolbar with various icons. The main area contains a table with the following data:

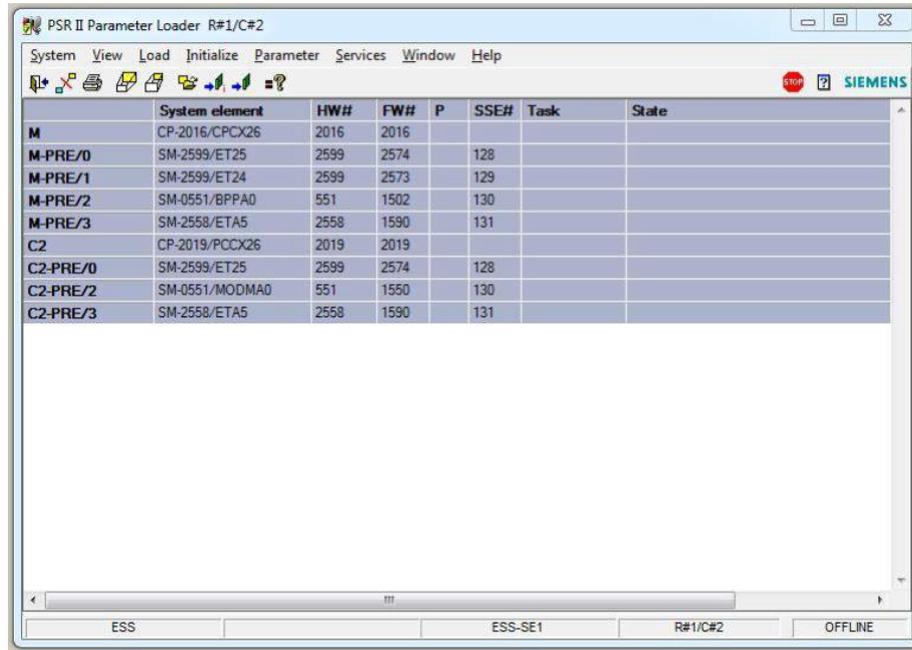
	REG	C#	BD	AU short text	AU type	AU long text
0	1	2	--	ESS-SE1	AK1703 ACP	ESS-SE1
1	1	3	--	ESS-SE1R	AK1703 ACP	ESS-SE1R
2	2	2	--	ESS-SE2	AK1703 ACP	ESS-SE2
3	2	3	--	ESS-SE2R	AK1703 ACP	ESS-SE2R

Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

- Hacer click en el componente del hardware, donde se tiene disponible M-CPU, C1-CPU, C2-CPU, etc

Figura 53

Carga de parámetros configurados



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

- Por último, elegir la opción de *Load*, seguido de *Total AU*.

3.6 Configuración de la IHM

3.6.1 Definición de estándares

3.6.1.1 Filosofía de control de la IHM

La función eventos registrará los cambios significativos que afecten a los equipos eléctricos incluidos en el sistema SCADA:

- Cambio de estado de interruptor o seccionador (Abierto/Cerrado).
- Cambio de estado de alarma.
- Inicio de sesión y cierre de sesión del operador.
- Acciones del operador: reconocimiento de alarmas.

El sistema debe ser capaz de construir una secuencia de eventos a partir de la fecha capturada. La estampa de tiempo debe ser capaz de discriminar entre eventos transitorios de alta velocidad. Los mensajes de alarma y eventos deben poder clasificarse instantáneamente por secuencia de eventos/alarmas, tipo de fuente, nombre

de fuente, fecha, estampa de tiempo en microsegundos, tipo de dispositivo o tipo de alarma.

Los Relés Multifuncionales generarán cambios de estado que ocurren en el sitio (aparición, desaparición, umbral de disparo, cambio de estado del equipo, etc.). Un evento corresponde a un cambio de estado digital asociado al momento de ocurrencia.

Los servidores SCADA registrarán los eventos para actualizar la base de datos; la HMI mostrará cada uno de los cambios a través de los respectivos despliegues. Antes de que se registren y muestren, los eventos se clasificarán en orden cronológico.

Los eventos deben ser capaces de filtrarse en el registro de eventos por:

- Fecha y hora.
- Nombre de la subestación eléctrica o área.
- Nombre del Relé Multifuncional.

La función alarma se activa cuando un parámetro excede los límites predeterminados configurados en el SCADA. Además, se imprimirá un mensaje que indica la fecha, la hora y la ubicación de la alarma y se registrará en un registro de alarmas del sistema. El registro del sistema debe proporcionar un historial de todos los eventos de alarma y perturbación. Todos los eventos se marcarán con fecha y hora en el dispositivo de envío y se propagarán al sistema SCADA.

Cuando un evento se define como una "Alarma", se activará tanto en el despliegue de eventos como en el de alarmas. Luego el operador tiene la opción de reconocer la alarma, este nuevo estado de la alarma genera un evento (alarma reconocida). Sin embargo, la alarma permanecerá activa hasta que desaparezca su causa.

Proporcionar a demanda del operador y/o periódicamente una visualización en pantalla, punto por punto, de las alarmas del sistema. Los puntos de alarma se identificarán mediante un número de identificación. El valor de la condición de alarma, el valor en tiempo real y una descripción del punto de alarma también se mostrarán en la pantalla. El SCADA deberá proporcionar a pedido del operador y/o periódicamente,

un registro en papel de las ocurrencias anormales del circuito eléctrico y las condiciones de alarma.

La designación de la secuencia de alarma debe ser F3A según ISA 18.1 y debe estar equipada con funciones de primera activación y reinicio.

SCADA propondrá una serie de imitaciones de listas de alarmas al operador:

- Alarmas actuales (ya sean reconocidas o no).
- Alarmas no reconocidas (actuales o desaparecidas en el proceso).
- Todas las alarmas.

Cuando la alarma haya sido reconocida y su causa desaparezca en el proceso, el mensaje de alarma se eliminará de la lista de alarmas sinóptica.

Para realizar una diferenciación entre alarmas, se gestionarán dos (2) niveles:

- Nivel Bajo: alarmas que no provocan corte en el suministro eléctrico de la red eléctrica.
- Nivel Alto: alarmas que indican un fallo grave. Por ejemplo, cuando un disyuntor salta provocando una interrupción del suministro de energía a un dispositivo o una parte de la red eléctrica.

La función tendencias se genera luego de que los relés multifuncionales muestrean los cambios en los valores analógicos, el servidor principal leerá estos valores de los dispositivos para actualizar su base de datos, las cuales se actualizará posteriormente en los despliegues de la HMI.

Los valores analógicos serán fechados por el Servidor Principal que los adquiere y guardados en el Servidor de Datos Históricos.

Todas las medidas analógicas enumeradas en el listado de señales se registrarán, sin embargo, solo las medidas correspondientes a las cargas principales como motores o incoming de grupos de celdas estarán disponibles en formato de tendencia.

Los datos mostrados no se podrán modificar y estarán vinculados a los valores enviados por los relés en tiempo real.

El sistema ofrecerá una vista de tendencia personalizable que le permite al operador elegir hasta ocho datos diferentes que podrían mostrarse en la misma vista. Esta función se utilizará para comparar cambios en los niveles de corriente, voltaje y potencia (I, V, P, FP y Q) en diferentes dispositivos.

La función gestión de archivos recopila el registro de eventos y a la curva de tendencias serán almacenados en un servidor con el Sistema de Datos Históricos (HDS). Este servicio será el enlace entre la aplicación SCADA y el Servidor Histórico.

El HDS gestionará todas las solicitudes correspondientes a diferentes acciones realizadas en la base de datos del Servidor como lectura de datos, escritura de datos y borrado de datos. Debido a los diferentes tipos y usos de los datos, se utilizarán tres (3) bases de datos:

- La “base corta”. Se utilizará para registrar datos de tendencia con la mayor precisión, se considera un minuto de muestreo. Todos los cambios de valores analógicos se almacenarán en la “Base corta”. El plazo de la base de datos será de 3 meses.
- La “base larga”. Se utilizará para registrar tendencias con menos precisión, pero en un período de tiempo más prolongado, se considera 1 hora de muestreo. El plazo de la base de datos será de 6 meses.
- La “base de registro”. Se utilizará para registrar todos los eventos y alarmas que aparezcan en el sistema. El período de tiempo de registro no será fijo y dependerá del flujo del evento. Por ejemplo, si hubiera 25.000 cambios de estado por día (que es enorme), podría almacenar un (1) año de eventos.

La base de datos debe tener una rutina de mantenimiento. El objetivo del mantenimiento será evitar que la base de datos crezca sin límite. La capacidad de registro de almacenamiento estará limitada por el tamaño del Disco Duro y el valor teórico que garantizan desempeños eficientes de lectura, escritura y borrado de datos en la base de datos.

Según un flujo de entrada de datos resultante de la configuración del sistema (número de variables a archivar, número de relés multifuncionales, período de tiempo de registro, etc.), el tamaño de la base de datos estará directamente relacionado con el tiempo de muestreo de datos que el usuario quiere mantener en la base de datos.

Los archivos de tendencias se administrarán como una lista de "primero en entrar, primero en salir" (FIFO) con una purga automática programada predefinida.

Cada hora se enviará una acción de borrado de datos al Sistema de Datos Históricos (HDS) para eliminar los datos más antiguos de la base de datos del Servidor. Los archivos de registro también se administrarán como FIFO, pero los datos más antiguos se eliminarán cuando se alcance el 80 % del tamaño máximo de los datos.

La función usuarios limita el acceso a los comandos (parámetros) y ventanas que serán accesibles a los operadores en función a sus derechos

Todos los usuarios podrán tener acceso a las vistas de una sola línea y detalles del dispositivo, una lista de alarmas y eventos, así como la vista del sistema. Se considera acceso a la visualización incluso si ningún usuario ha iniciado sesión en el sistema (nivel 0).

Los perfiles de usuario típicos se definen en tres (3) niveles jerárquicos. Un nivel superior, el cual hereda los derechos de acceso del nivel inferior.

Los perfiles en orden jerárquico son:

- Operador electricista: obtendrá acceso a los mensajes del operador de primer nivel y acceso a las funciones de registro de perturbaciones, solo para visualización (nivel 1).
- Ingeniero eléctrico: podría reconocer alarmas, registrar informes, cambiar curvas de tendencia configurables. Podría ver y modificar la configuración de protección del equipo, recuperar y usar las funciones de registro de perturbaciones (nivel 2).
- Administrador del sistema: podría crear un nuevo operador y asignar derechos de acceso (nivel 0 a 3) a los operadores. Inicie las aplicaciones de Windows,

cambie la configuración de algunos parámetros del sistema y salga del sistema (nivel 3).

- Cada operador con permiso para utilizar el sistema tendrá su propia contraseña y uno de los niveles de usuario (perfil) definidos por el administrador del Sitio. Al conectarse al sistema, el operador debe ingresar su nombre de usuario y contraseña.

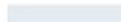
3.6.1.2 Guía de estilo de la IHM

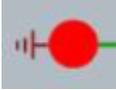
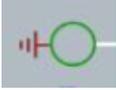
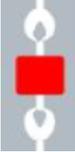
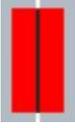
La pantalla del panel HMI estará compuesta principalmente por el diagrama unifilar eléctrico y el listado de eventos y alarmas.

El mímico es un diagrama eléctrico basado en una gráfica tipo mosaico, la cual se muestra en la pantalla inicial, donde se aprecia el estado en tiempo real de las barras de tensión, alimentadores, salidas y cargas principales.

En la tabla 37 se aprecia los gráficos y colores que se usaran para su representación.

Tabla 37
Guía de estilo IHM

Símbolo	Descripción
	Incomer energizado a 66 kV.
	Línea, feeder, incomer o bahía de 33 kV energizados.
	Línea, feeder, incomer o bahía de 13.8 kV energizados.
	Línea, feeder, incomer o bahía de 4.16 kV energizados.
	Línea, feeder, incomer o bahía de 0.48 kV energizados.
	Línea, feeder, incomer o bahía puestos a tierra.
	Topología no se puede evaluar.
	Línea, feeder, incomer o barra sin energizar se visualizan bajo color blanco.
	Motor consumiendo, en plena operación de proceso.
	Motor sin carga, o parado
	Interruptor abierto.
	Interruptor cerrado.

	Fusible fundido.
	Tierra cerrada.
	Tierra abierta.
	Carro insertado, interruptor cerrado, celda sin energizar.
	Carro insertado, interruptor cerrado, celda energizada.
	Carro extraído, interruptor cerrado.
	Fusible en servicio.
	Fusible sin posición, indeterminada o fuera de rastreo.
	Fusible en posición de Test o abierto.
	Interruptor sin posición, indeterminada o fuera de rastreo.
	Seccionador sin posición, indeterminada o fuera de rastreo.
	Botón de llamada a pantallas de tendencias.
	Botón de llamada al Listado General de Eventos en pantalla principal. En cada bahía de detalle, llama al listado filtrado para esa posición.
	Botón de llamada al Listado General de Alarmas. En los detalles de cada bahía, este únicamente muestra las alarmas de dicha bahía.
	Logueo del usuario.
	Deslogueo de cada usuario.

	Gestión de usuarios, permisos y contraseñas.
	Activar o silenciar alarma sonora.
	Leyenda de símbolos.
	Herramienta de simulación. Empleada para simular el valor de las variables y posiciones de los elementos. No afecta al proceso, es solo para pantalla.

En cuanto a las alarmas y eventos

Los paneles de alarma, divididos por Switchgear, se incluirán en la sección de alarma. También se incluirá la alarma sonora. Además, las alarmas se agruparán por subsistemas (es decir, sistema de control de alimentadores, generadores, aparamenta de MT/BT, etc.)

3.6.1.3 Kit de herramientas

En cuanto a las soluciones de visualización para la HMI, se tiene como opciones al software SICAM 230 Y SICAM SCC, ambos softwares de la marca SIEMENS, debido a contratos internos del proyecto. Además, las bases del proyecto indican que el software seleccionado debe tener una capacidad de reserva de señales no menor al 25%.

El sistema de proceso y visualización SICAM SCC es un elemento central de las soluciones de automatización energética. El sistema es independiente de la tecnología de la subestación instalada. SICAM SCC es compatible con cualquier controlador de subestación que soporte la norma de comunicación IEC 61850. Como resultado, puede utilizarse como un sistema HMI global para dispositivos. El sistema SICAM SCC, trabaja sobre el software industrial SIMATIC WinCC, por tanto, se encuentra limitado a la cantidad de tags que el software WinCC tenga licenciado. El fabricante ofrece diferentes tipos de licencia, entre ellas tenemos las de 2048, 8192 y 65536 tags

Por otro lado, el SICAM230 es un SCADA multi jerárquico, pues permite diferentes niveles de control anidados, así como el uso de diferentes protocolos, y la

posibilidad de tener un maestro concentrador. En el presente proyecto la jerarquía es sencilla, y está basada en una solución IEC61850. Al igual que el SICAM SCC la cantidad de tags está limitado a la licencia adquirida, siendo la licencia de 70 000 tags la más extensa.

Antes de decidir el software de visualización a escoger, se procede con el cálculo de tags, ver tabla 38.

Tabla 38
Número total de señales a monitorear

Item	S.E.	Señales relé	Señales SSAA	Señales internas	Total
1	SEP	3886	140	106	4132
2	SE1	2683	202	91	2976
3	SE2	4654	140	144	4938
4	SE3	4378	140	138	4656
5	SE4	2528	140	83	2751
6	SO1	2740	140	88	2968
7	SO3	1560	140	56	1756
8	SO5	459	140	24	623
9	SO6	639	140	31	810
10	SO9	459	140	24	623
11	CCB	0	108	10	118
Total					26351

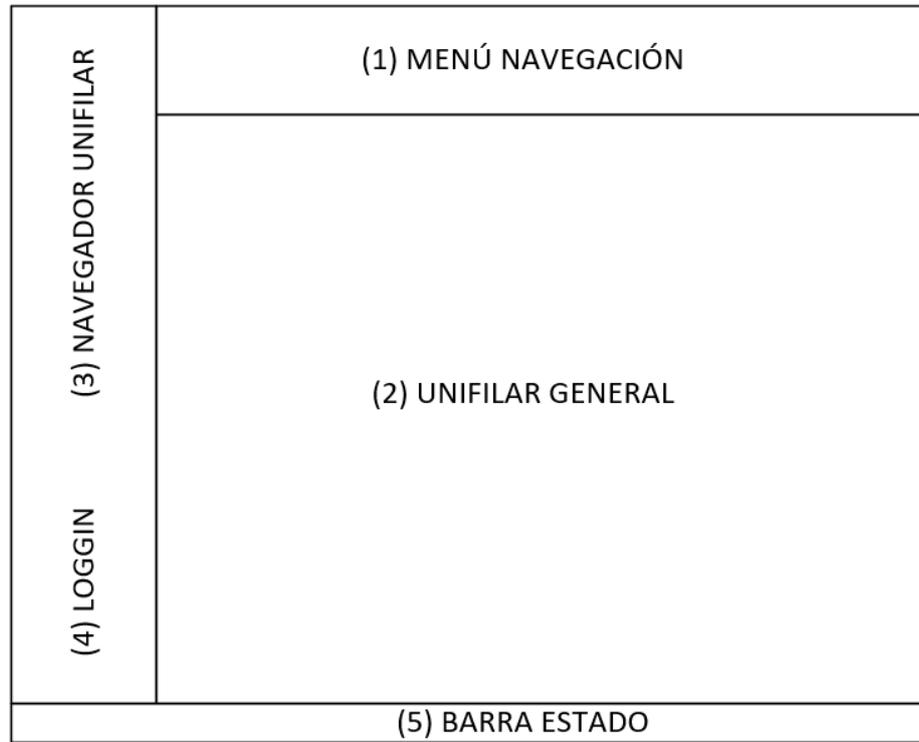
A futuro el cliente planea interconectar nuevas subestaciones y equipos al SCADA eléctrico, se estima que el total de tags podría llegar hasta los 50000. Por lo tanto, para evitar cualquier inconveniente se opta por escoger la herramienta de visualización SICAM 230 debido a su mayor capacidad. Además, el precio de ambas tecnologías no difiere mucho en su versión full.

3.6.2 Diseño

El sistema arrancará mostrando el menú de navegación en la parte superior (1), el unifilar general en la parte central (2), el navegar para el propio unifilar en la parte izquierda (3), la opción de login en la parte inferior izquierda (4), barra de estado de los servidores en la parte inferior (5), ver figura 54

Figura 54

Estructura general del despliegue inicial



Nota: elaboración propia.

3.6.2.1 Menú navegación

A continuación, se muestra el diseño para el menú de navegación, todas las subestaciones contarán con el mismo menú (Ver figura 55), a excepción de la sala de control (CCB). La cual tendrá habilitado una opción adicional para poder cambiar de visualización de una subestación a otra (botón verde), y de esta manera mantener un control total del sistema eléctrico de la refinería, ver figura 56

Figura 55

Botones del menú navegación



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

Figura 56

Botones para selección de subestación



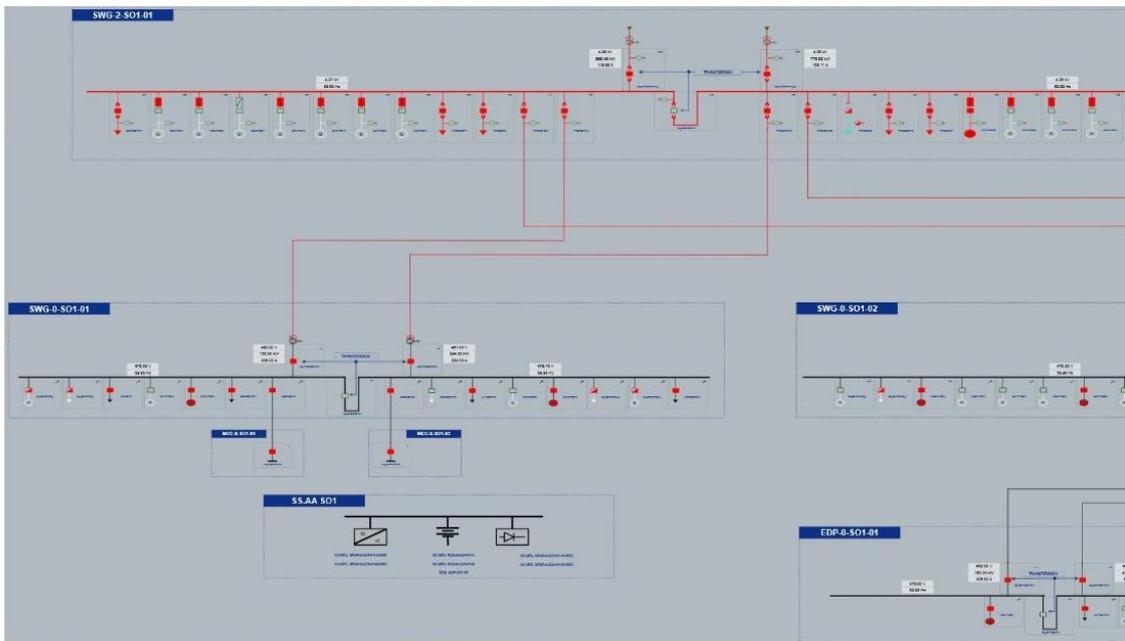
Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

3.6.2.2 Unifilar general

Es la representación del diagrama unifilar eléctrico correspondiente a la subestación elegida (figura 57), en dicho diagrama se muestran los diferentes grupos de celdas con sus respectivas cargas. Al seleccionar una celda esta genera un nuevo despliegue donde se puede apreciar los parámetros de manera específica asociados a dicha carga (eventos, alarmas, medidas, estados)

Figura 57

Despliegue unifilar general

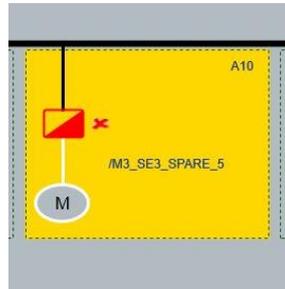


Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

Además, las celdas cuentan con ciertas características visuales, para el caso en que un relé deje de reportar información hacia el SCADA, la celda comenzará a iluminarse de color amarillo de manera intermitente, alertando de la situación.

Figura 58

Celda sin conexión al SCADA

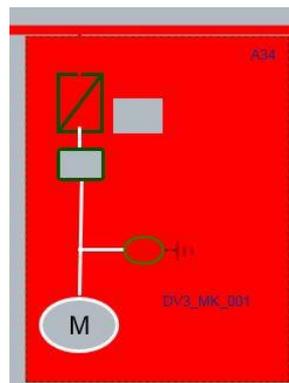


Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

Para el caso en que una carga dispare por alguna protección, la celda comenzará a iluminarse de color rojo de manera intermitente, alertando al operador, además de la señal sonora que se activará.

Figura 59

Celda con alarma de disparo

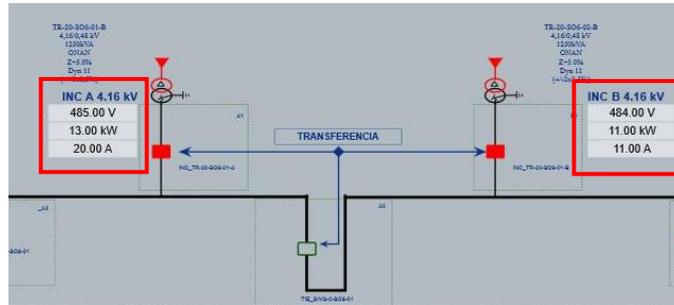


Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

Por último, el diagrama unifilar cuenta con algunas etiquetas en las celdas principales (incoming y barras) donde se puede apreciar rápidamente algunas medidas analógicas, tales como potencia, corriente y frecuencia.

Figura 60

Indicadores de medidas



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

3.6.2.3 Navegación unifilar

La navegación unifilar se compone de 3 partes

WorldNavigator, en el que de forma minimizada se muestra el unifilar de la subestación, con un encuadre que el usuario puede variar de tamaño. Acorde al tamaño de dicho encuadre, el Zoom será el mínimo o el máximo (también mostrado en la barra de zoom), y pudiendo enfocar en la zona del unifilar deseado.

Figura 61

Navegador de diagrama unifilar



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

Menú Zoom. Este se compone de una barra, que se puede desplazar con el ratón, además de los botones que acompañan a la misma. Los “+” y “-” permiten incrementar y decrementar el nivel de ZOOM. Adicionalmente existen dos botones a mayores, llamados Zoom max. y Zoom min. que permiten de un solo click, llevar a la máxima o mínima resolución la pantalla del unifilar.

Figura 62

Botones de zoom

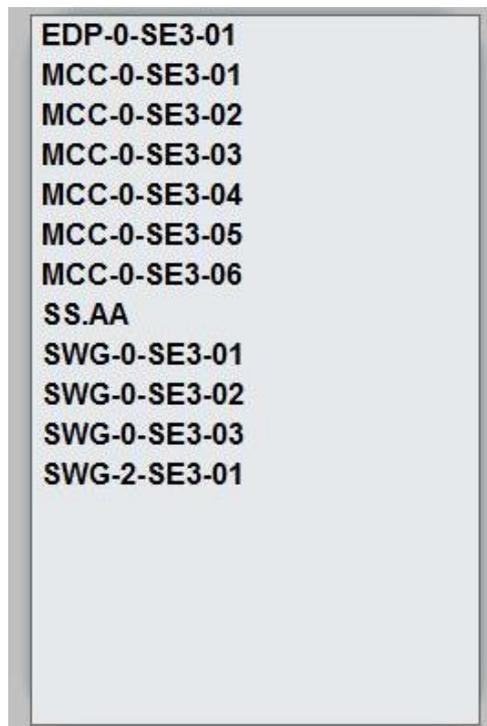


Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

WORLD OVERVIEW, es la parte del navegador en la que aparecen los distintos conjuntos de celdas contemplados por cada subestación del proyecto. Si se pulsa sobre cualquiera de las SWG, EDP, MCC y UPS, la ventana de zoom, se posiciona directamente sobre esa parte del unifilar. En el interior del world overview no se despliega ningún tipo de submenú.

Figura 63

Grupo de celda por SE



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

3.6.2.4 Login y usuarios

Es el apartado, que permite identificarse, para poder tener acceso a las herramientas de la IHM según el tipo de usuario. Todas las subestaciones cuentan con las mismas opciones de *login*, *logout* y *user manager*. Sin embargo, solo se puede acceder a la última opción desde la sala de control con el usuario de administrador.

Figura 64

Identificador de usuario



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

En cuanto a los permisos de los usuarios, todos podrán tener acceso a las vistas generales del diagrama unifilar, lista de alarmas y eventos, así como la vista general de tendencias.

Los perfiles de usuario se definen en tres (3) niveles jerárquicos. Un nivel superior, el cual hereda los derechos de acceso del nivel inferior.

Los perfiles en orden jerárquico son:

- Operador electricista: obtendrá acceso a los mensajes del operador de primer nivel y acceso a las funciones de registro de perturbaciones, solo para visualización (nivel 1).
- Ingeniero eléctrico: podría reconocer alarmas, registrar informes, cambiar curvas de tendencia configurables. Podría ver y modificar la configuración de protección del equipo, recuperar y usar las funciones de registro de perturbaciones (nivel 2).
- Administrador del sistema: podría crear un nuevo operador y asignar derechos de acceso (nivel 1 a 3) a los operadores. Inicie las aplicaciones de Windows, cambie la configuración de algunos parámetros del sistema y salga del sistema (nivel 3).

Cada operador con permiso para utilizar el sistema tendrá su propia contraseña y uno de los niveles de usuario (perfil) definidos por el administrador del Sitio. Al conectarse al sistema, el operador debe ingresar su nombre de usuario y contraseña.

3.6.2.5 Barra de estado

En la parte inferior de todas las pantallas aparece la BARRA DE ESTADO, en la que se presenta un breve diagnóstico del ordenador, indicando el estado de conexión con los servidores, si estos están conectados aparece el nombre de dicho servidor, si los servidores están encendidos o no, si ambos servidores están con el RUNTIME operando, tanto en “Server hot” como “Server Standb.” Se muestran los nombres de las máquinas, con una distinción de color, en verde para el “Sever hot” y amarillo para el “Server Standb”. En caso de que un único servidor se encuentre con el RUNTIME operativo, únicamente se muestra en “Server” el equipo con el Runtime operando.

Figura 65

Estado de los servidores



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

Adicional al estado de los servidores, se encuentra en la parte izquierda de la pantalla un indicador de estado para los controladores AK3 (color verde para el equipo en modo activo, color amarillo para el equipo en modo espera).

Figura 66

Estado de los controladores



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

3.6.2.6 Despliegue de alarmas

Además de una pantalla resumen particularizada a cada elemento, el sistema posee pantallas generales, en las que el operador puede visualizar alarmas, exportarlas, filtrarlas, reconocerlas. Una serie de botones permiten hacer esta labor. Adicionalmente, en la pantalla de Alarmas general, se puede filtrar por bahía, nivel de tensión, etc.

Figura 67

Despliegue de alarmas

Recibido	Normalizado	Reconocido	Equipo	Identificación
>>09/02/2023 17:07:48.086	<<09/02/2023 17:07:52.730		SE14.16kV/SWIG-2-SE1-01A19/TR-20-SE1-02-B	Alarma resorte descargado
>>09/02/2023 18:20:20.540	<<09/02/2023 18:20:27.688		SE113.8kV/SWIG-3-SE1-02/A07/HTD-MK-002-B	Alarma resorte descargado
>>09/02/2023 18:20:20.655	<<09/02/2023 18:20:24.125		SE113.8kV/SWIG-3-SE1-02/A07/FINC_TR-43-SE1-02_F	51P Alarma etapa 1 - Sobrecorriente de fase
>>09/02/2023 18:20:45.020	<<09/02/2023 18:50:45.157		SE113.8kV/SWIG-3-SE1-02/A04/HTD-MK-002-B	48/66/14/51LR Alarma - Arranques Consecutivos Motor
>>10/02/2023 08:09:32.740	<<10/02/2023 09:52:37.785		SE10.48kV/SWIG-0-SE1-02/B/HINC_TR-20-SE1-02-B	Disparo aguas arriba MV trip
>>10/02/2023 09:53:51.170	<<10/02/2023 17:50:35.581		SE10.48kV/SWIG-0-SE1-02/B/HINC_TR-20-SE1-02-B	Disparo aguas arriba MV trip
>>10/02/2023 09:53:52.224	<<10/02/2023 16:19:08		SE113.8kV/SWIG-3-SE1-02/A04/HTD-MK-002-B	Alarma MCB Voltmetric abierta
>>10/02/2023 09:53:56.421	<<10/02/2023 16:19:12		SE114.16kV/SWIG-2-SE1-01A05/WGA4E-001	Alarma resorte descargado
>>10/02/2023 09:53:56.750	<<10/02/2023 09:58:05.070		SE1SSAAAC/UPS_LPSP-0-SE1-02-A2-INV	Disparo Subtension Salida CA - Unidad A
>>10/02/2023 09:53:56.750	<<10/02/2023 09:58:05.070		SE1SSAAAC/UPS_LPSP-0-SE1-02-A2-INV	Disparo Subtension Salida CA - Unidad A
>>10/02/2023 09:53:56.790	<<10/02/2023 09:58:05.070		SE1SSAAAC/UPS_LPSP-0-SE1-02-A2-INV	Disparo Subtension Salida CA - Unidad A
>>10/02/2023 09:54:03.743	<<10/02/2023 09:55:27.991		SE114.16kV/SWIG-2-SE1-01A13/FINC_TR-42-SE1-01-A_F	Alarma 1h limiters en falla
>>10/02/2023 09:54:03.743	<<10/02/2023 09:55:28.151		SE114.16kV/SWIG-2-SE1-01A13/FINC_TR-42-SE1-01-A_F	Alarma suspension MCB Voltmetric en falla
>>10/02/2023 09:54:03.743	<<10/02/2023 09:55:28.151		SE114.16kV/SWIG-2-SE1-01A13/FINC_TR-42-SE1-01-A_F	Alarma 1h limiters en falla
>>10/02/2023 09:54:03.743	<<10/02/2023 09:55:28.151		SE114.16kV/SWIG-2-SE1-01A13/FINC_TR-42-SE1-01-A_F	Alarma suspension MCB Voltmetric en falla
>>10/02/2023 09:54:06.291	<<10/02/2023 09:54:06.291		SE114.16kV/SWIG-2-SE1-01A17/FINC_TR-43-SE1-01-B_F	Alarma 1h limiters en falla
>>10/02/2023 09:54:06.291	<<10/02/2023 09:54:06.291		SE114.16kV/SWIG-2-SE1-01A17/FINC_TR-43-SE1-01-B_F	Alarma suspension MCB Voltmetric en falla
>>10/02/2023 09:54:09.701	<<10/02/2023 09:55:28.256		SE114.16kV/SWIG-2-SE1-01A21/HTD-MP-005-B	Alarma MCB Voltmetric abierta
>>10/02/2023 09:54:09.701	<<10/02/2023 09:55:28.256		SE114.16kV/SWIG-2-SE1-01A21/HTD-MP-005-B	Alarma MCB Voltmetric abierta
>>10/02/2023 10:53:55.878	<<10/02/2023 10:53:55.910		SE10.48kV/EDP-0-SE1-01B1/HINC_EDP-0-SE1-01-B	51P Arranque - Sobrecorriente temporizado de fase
>>10/02/2023 10:53:55.888	<<10/02/2023 10:53:55.988		SE10.48kV/EDP-0-SE1-01B3/UPS-0-CCB-01-A	51P Arranque - Sobrecorriente de fase temporizado
>>10/02/2023 10:53:55.900	<<10/02/2023 10:53:55.969		SE10.48kV/SWIG-0-SE1-01B2/EDP-0-SE1-01-B	51P Arranque - Sobrecorriente de fase temporizado
>>10/02/2023 10:53:55.922	<<10/02/2023 10:53:56.043		SE10.48kV/EDP-0-SE1-01B3/UPS-0-CCB-01-A	51N Arranque - Sobrecorriente temporizado en neutro
>>10/02/2023 10:53:55.939	<<10/02/2023 10:53:56.039		SE10.48kV/EDP-0-SE1-01B3/UPS-0-CCB-01-A	50N Arranque - Sobrecorriente en neutro
>>10/02/2023 10:53:55.951	<<10/02/2023 10:53:56.039		SE10.48kV/EDP-0-SE1-01B3/UPS-0-CCB-01-A	50N Disparo - Sobrecorriente en neutro
>>10/02/2023 11:03:06.684	<<10/02/2023 11:03:06.747		SE10.48kV/EDP-0-SE1-01B3/UPS-0-CCB-01-A	51P Arranque - Sobrecorriente de fase temporizado
>>10/02/2023 11:12:50.125	<<10/02/2023 11:12:50.161		SE10.48kV/EDP-0-SE1-01B1/HINC_EDP-0-SE1-01-B	27 Arranque - Subtension
>>10/02/2023 17:50:39.428	<<10/02/2023 17:50:43.063		SE114.16kV/SWIG-2-SE1-01A19/TR-20-SE1-02-B	Alarma resorte descargado
>>10/02/2023 19:47:00.161	<<10/02/2023 19:47:00.223		SE114.16kV/SWIG-2-SE1-01A07/HTD-MP-008-A	48M Arranque - Sobrecorriente de secuencia inversa
>>10/02/2023 19:47:00.165	<<10/02/2023 19:47:02.369		SE114.16kV/SWIG-2-SE1-01A07/HTD-MP-008-A	51P Arranque etapa 1 - Sobrecorriente de fase
>>10/02/2023 19:47:00.165	<<10/02/2023 19:47:01.652		SE114.16kV/SWIG-2-SE1-01A07/HTD-MP-008-A	49/66/48/51LR Alarma - Arranques Consecutivos Motor
>>10/02/2023 19:47:00.165	<<10/02/2023 20:17:01.662		SE114.16kV/SWIG-2-SE1-01A07/HTD-MP-008-A	49/66/48/51LR Alarma - Arranques Consecutivos Motor
>>10/02/2023 19:49:48.279	<<10/02/2023 19:49:49.912		SE114.16kV/SWIG-2-SE1-01A07/HTD-MP-008-A	48M Arranque - Sobrecorriente de secuencia inversa
>>11/02/2023 07:55:34.404	<<11/02/2023 07:55:34.547		SE113.8kV/SWIG-3-SE1-01A01/IC03-SE1-01	51P Arranque etapa 1 - Sobrecorriente de fase

Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

La estructura de la ventana de Alarmas está basada en la norma ISA 18.1. La parte superior de la ventana contiene todos los botones que facilitan las Operaciones para visualización de las alarmas, y en la parte inferior se disponen las alarmas ordenadas por su estampa de tiempo.

Comenzando por la parte inferior, se distinguen varias columnas:

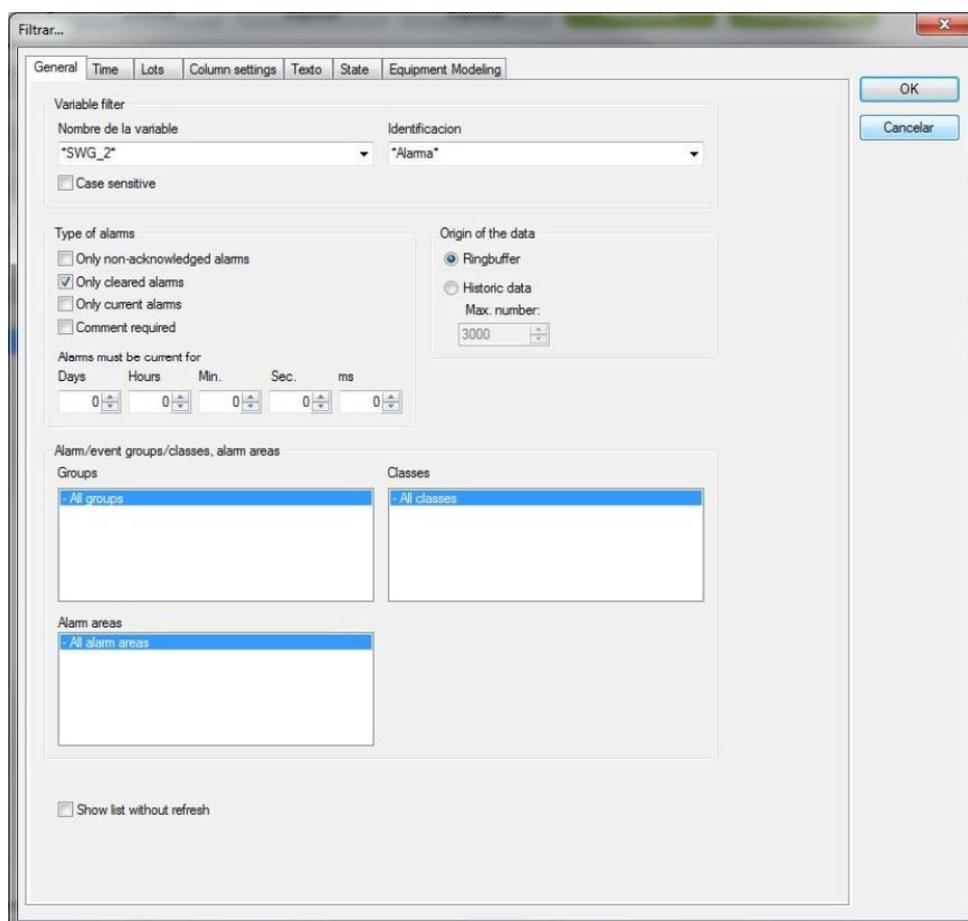
- Estado: En la misma se disponen botones de tres colores distintos. El botón verde indica que la alarma ha desaparecido (acompañada de la estampa de tiempo en la columna Normalizado). Si el botón es rojo, indica que la alarma sigue activa. Un botón azul indica que la alarma ha sido reconocida (en la

Column settings son las otras que el operador podrá usar de forma sencilla. Lots, Texto, State y Equipment modeling no tienen aplicación en este proyecto.

Si se aplica algún filtro, este aparece en la ventanita que hay a la izquierda del botón FILTRAR. El filtro aplicado se muestra entre asteriscos. Otro filtro de los empleados se muestra en la pestaña TIME. Este es un filtro que permite aislar sucesos en el tiempo, acorde a las necesidades de filtrado del operador.

Figura 69

Pestaña de filtro de alarmas



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

La opción guardar permite al usuario poner un nombre, nombre que, al pulsar guardado permanece en la ventana de Perfiles para filtros.

En cuanto a la opción importar-exportar, el software SICAM230 permite guardar todo en formato XML, y los filtros, de igual forma que las funciones, pantallas, listados

empleados en el editor, son exportados en XML. Así como se exporta un filtro, es posible importarlo a posteriori.

La función reconocer, permite al operador ir alarma por alarma y reconocer la misma de forma individual. Al pulsar reconocer, la alarma no cambia de estado, pues sigue activa/reconocida, y en la primera columna el status pasa a azul. Asimismo, en la ventana Reconocido del despliegue de alarmas, se anota la estampa de tiempo del instante en que el operador dio por válida la alarma.

La función reconocer todo permite al operador de un solo click reconocer todas las alarmas del listado de alarmas. Si el listado tiene 3000 alarmas, estas son reconocidas de una sola pulsación sobre este botón.

3.6.2.7 Despliegue eventos

En el mismo despliegue se observan tanto las alarmas como lo que no es alarma, que simplemente es un evento dentro de cada subestación. Los eventos no poseen la opción reconocer, y forman parte del conjunto de archivamiento de históricos.

Figura 70

Despliegue de eventos

Recibido	Evento	Identificación	Texto
11/02/2023 09:17:36.547	SE10.48kV/SWG-0-SE1-01/B7ALASP-SE1-01	Posición del interruptor	Cerrado
11/02/2023 09:23:35.760	SE1YSAAEDG_GEP-SE1-01	86 - Operación Relé de Bloqueo	Disparo
11/02/2023 09:23:35.760	SE1YSAAEDG_GEP-SE1-01	Alarma General	Alarma
11/02/2023 09:27:31.860	SE1YSAAEDG_GEP-SE1-01	86 - Operación Relé de Bloqueo	Normal
11/02/2023 09:27:31.860	SE1YSAAEDG_GEP-SE1-01	Alarma General	Normal
11/02/2023 09:36:45.567	SE113.8kV/SWG-3-SE1-01/A04HTD-MK-002-A	48/66/14/51LR Alarma - Arranques Consecutivos Motor	Normal
11/02/2023 09:40:27.472	SE110.48kV/EDP-0-SE1-01/B2INC_GE-0-SE1-01	27 Arranque - Subtensión	Alarma
11/02/2023 09:40:27.472	SE110.48kV/EDP-0-SE1-01/B2INC_GE-0-SE1-01	27 Arranque - Subtensión	Normal
11/02/2023 09:40:55.105	SE114.16kV/SWG-2-SE1-01/A01CON-2-SE1-01-A	51P Arranque etapa 1 - Sobrecorriente de fase	Alarma
11/02/2023 09:40:55.146	SE114.16kV/SWG-2-SE1-01/A01CON-2-SE1-01-A	51P Arranque etapa 1 - Sobrecorriente de fase	Normal
11/02/2023 09:42:40.745	SE114.16kV/SWG-2-SE1-01/A01CON-2-SE1-01-A	51P Arranque etapa 1 - Sobrecorriente de fase	Alarma
11/02/2023 09:42:40.787	SE114.16kV/SWG-2-SE1-01/A01CON-2-SE1-01-A	51P Arranque etapa 1 - Sobrecorriente de fase	Normal
11/02/2023 09:45:54.316	SE114.16kV/SWG-2-SE1-01/A09HTD-MP-005-A	Condición del interruptor	Disponible
11/02/2023 09:46:27.501	SE114.16kV/SWG-2-SE1-01/A09HTD-MP-005-A	Alarma resorte descargado	Alarma
11/02/2023 09:46:27.598	SE114.16kV/SWG-2-SE1-01/A09HTD-MP-005-A	Posición del interruptor	Indeterminado
11/02/2023 09:46:27.515	SE114.16kV/SWG-2-SE1-01/A09HTD-MP-005-A	Posición del interruptor	Cerrado
11/02/2023 09:46:27.520	SE114.16kV/SWG-2-SE1-01/A09HTD-MP-005-A	48/66/14/51LR Alarma - Arranques Consecutivos Motor	Alarma
11/02/2023 09:46:27.527	SE114.16kV/SWG-2-SE1-01/A09HTD-MP-005-A	51P Arranque etapa 1 - Sobrecorriente de fase	Alarma
11/02/2023 09:46:27.527	SE114.16kV/SWG-2-SE1-01/A09HTD-MP-005-A	46M Arranque - Sobrecorriente de secuencia inversa	Alarma
11/02/2023 09:46:27.597	SE114.16kV/SWG-2-SE1-01/A09HTD-MP-005-A	46M Arranque - Sobrecorriente de secuencia inversa	Normal
11/02/2023 09:46:31.150	SE114.16kV/SWG-2-SE1-01/A09HTD-MP-005-A	Alarma resorte descargado	Normal
11/02/2023 09:46:31.367	SE114.16kV/SWG-2-SE1-01/A09HTD-MP-005-A	51P Arranque etapa 1 - Sobrecorriente de fase	Normal
11/02/2023 09:46:31.440	SE114.16kV/SWG-2-SE1-01/A09HTD-MP-005-A	48/66/14/51LR Alarma - Arranques Consecutivos Motor	Normal
11/02/2023 09:46:45.777	SE114.16kV/SWG-2-SE1-01/A09HTD-MP-005-A	48/66/14/51LR Alarma - Arranques Consecutivos Motor	Alarma
11/02/2023 10:03:41.783	SE114.16kV/SWG-2-SE1-01/A30CON-2-SE1-01-B	51P Arranque etapa 1 - Sobrecorriente de fase	Alarma
11/02/2023 10:03:41.833	SE114.16kV/SWG-2-SE1-01/A30CON-2-SE1-01-B	51P Arranque etapa 1 - Sobrecorriente de fase	Normal
11/02/2023 10:22:45.789	SE114.16kV/SWG-2-SE1-01/A09HTD-MP-005-A	48/66/14/51LR Alarma - Arranques Consecutivos Motor	Normal
11/02/2023 10:51:36.401	SE114.16kV/SWG-2-SE1-01/A07HTD-MP-008-A	Posición del contactor - Fusible principal	Cerrado
11/02/2023 10:51:36.408	SE114.16kV/SWG-2-SE1-01/A07HTD-MP-008-A	46M Arranque - Sobrecorriente de secuencia inversa	Alarma
11/02/2023 10:51:36.412	SE114.16kV/SWG-2-SE1-01/A07HTD-MP-008-A	51P Arranque etapa 1 - Sobrecorriente de fase	Alarma
11/02/2023 10:51:36.412	SE114.16kV/SWG-2-SE1-01/A07HTD-MP-008-A	49/66/48/51LR Alarma - Arranques Consecutivos Motor	Alarma
11/02/2023 10:51:36.412	SE114.16kV/SWG-2-SE1-01/A07HTD-MP-008-A	49/66/48/51LR Alarma - Arranques Consecutivos Motor	Alarma
11/02/2023 10:51:36.412	SE114.16kV/SWG-2-SE1-01/A07HTD-MP-008-A	49/66/48/51LR Alarma - Arranques Consecutivos Motor	Alarma

Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

El menú de eventos sigue una distribución similar al de alarmas, con la salvedad de que los eventos no son reconocibles. Al igual que su homólogo de alarmas, tiene opciones de filtrado selectivo, que se comporta de igual forma que el filtrado de alarmas.

Para ello solo se debe ingresar en la opción filtrar y editar los parámetros según lo requerido, otra opción también es escribir entre “**” en el menú de la columna que habilita esos filtros, tales como, bahía, texto, posición, celda, etc.

3.6.2.8 Despliegue de tendencias

Las pantallas de Tendencias o de despliegues gráficos, serán configurados por el usuario, mostrando la curva deseada por el operador. En estas pantallas se permitirá seleccionar desde el color de la curva, hasta la fecha de muestreo (dentro de lo permitido hasta que pasa al registro histórico), y la resolución de la misma.

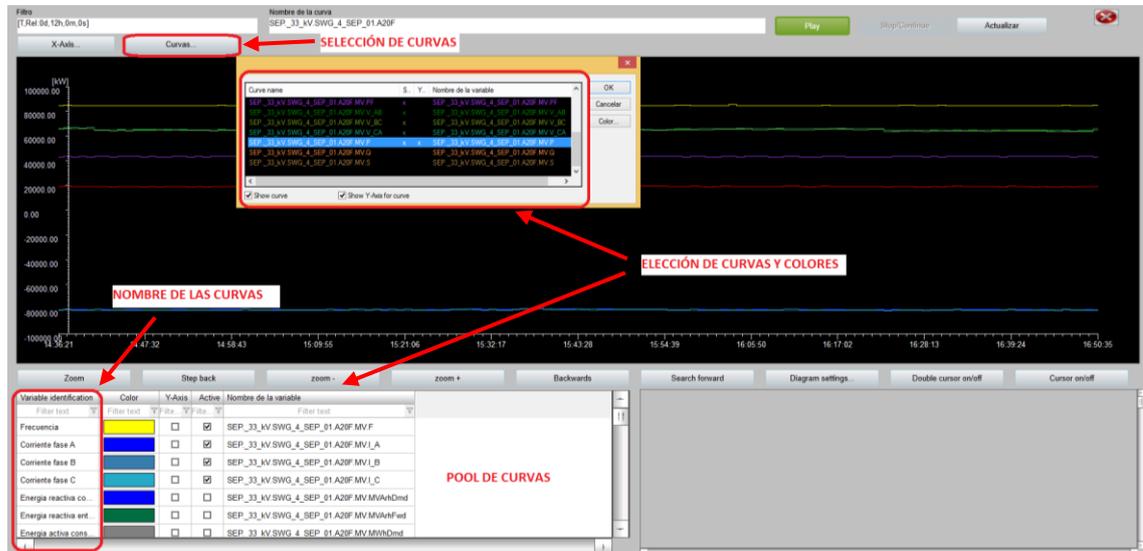
En la figura 71 se muestra una pantalla básica con los menús para navegación por tendencias. En la parte inferior de la misma figura se encuentra el pool de curvas, en las que el operador decide cuales desea desplegar. No se pueden disponer más de 6 curvas al mismo tiempo.

Si al usuario u operador no le gusta ver las curvas con el nombre del TAG de la cual proceden, o la celda, puede nombrarlas a su gusto. Los comandos Curvas permiten hacer dicha función de renombre, además de seleccionar el color de la curva, la línea, o si la quiere rellenar.

Cuando el operador pulsa sobre el botón CURVAS de la pantalla de tendencias, se despliega una pequeña ventana en la cual aparecen todas las curvas de la subestación. Ya en la ventana del nombre de las curvas, si se pulsa sobre cualquiera de ellas, se puede cambiar el nombre de la curva, la forma de representación (punteada, discontinua), el color, etc.

Figura 71

Selección de curvas de tendencias



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

3.6.3 Implementación

Previo a los trabajos configuración, el software SICAM 230 fue instalado en modo cliente en cada una de las subestaciones, a excepción de la sala de control, donde se instaló el modo server como adicional; debido a que en dicha sala se encuentra la Workstation de ingeniería para la administración del sistema SCADA.

El SICAM 230 en modo cliente no permite realizar trabajos de configuración de manera local, solo permite el modo *runtime* para la visualización y navegación por parte del operador. Por otro lado, el modo server, permite realizar trabajos de configuración, creación de despliegues, creación de funciones, archivos históricos, funciones de control, etc.

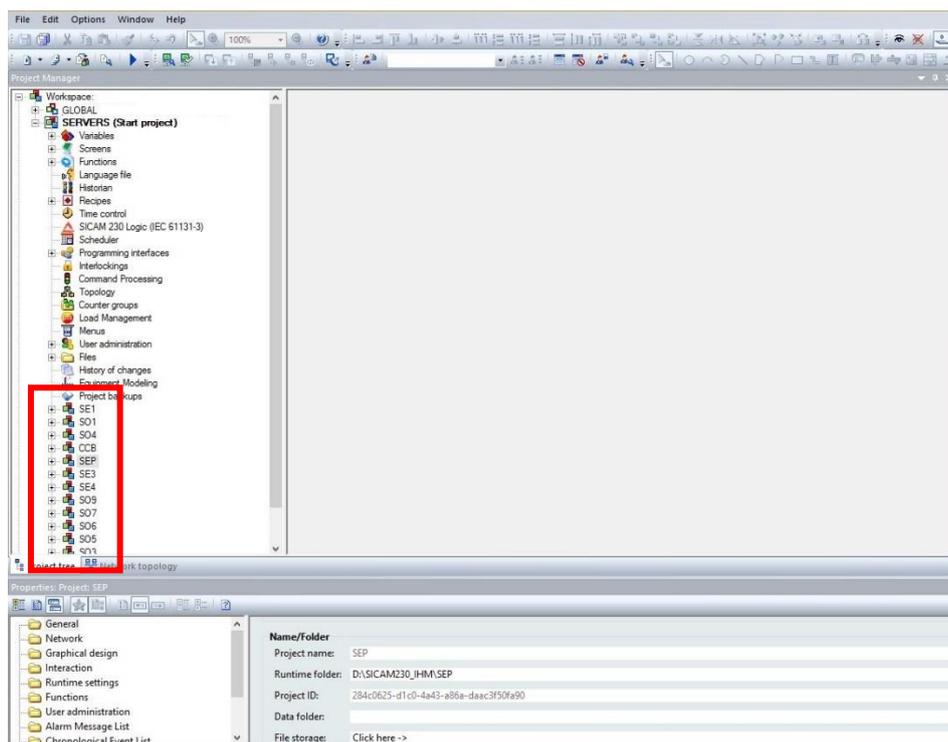
Por lo tanto, la configuración se realizará en sala de control (CCB), donde se encuentra la Workstation de ingeniería con el software SICAM 230 en modo cliente – servidor.

3.6.3.1 Creación del proyecto

Al igual que en la configuración de la RTU, todo el proyecto será configurado en un solo archivo de trabajo, por tanto, se procede con la creación de cada una de las subestaciones

Figura 72

Creación de subestaciones



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

3.6.3.2 Importación de variables

Para que la información enviada por los controladores desde cada subestación, pueda ser mostrada en las pantallas de sus respectivas IHM, se requiere importar un archivo desde el software de los controladores (TOOLBOX) a la configuración del SICAM 230. Además de declarar ciertos parámetros en ambos sistemas.

- En el software TOOLBOX se exporta un archivo .XML, el cual lleva consigo toda la información respecto a las variables que serán enviadas a los servidores del SCADA; cada variable contempla información de diversos parámetros tales

como la subestación, TAG Name, Tipo de variables (SPS, DPS, SPC, MV), dirección IEC61850, Name of Rema y tipo de rema.

Figura 73

Parámetros de variable

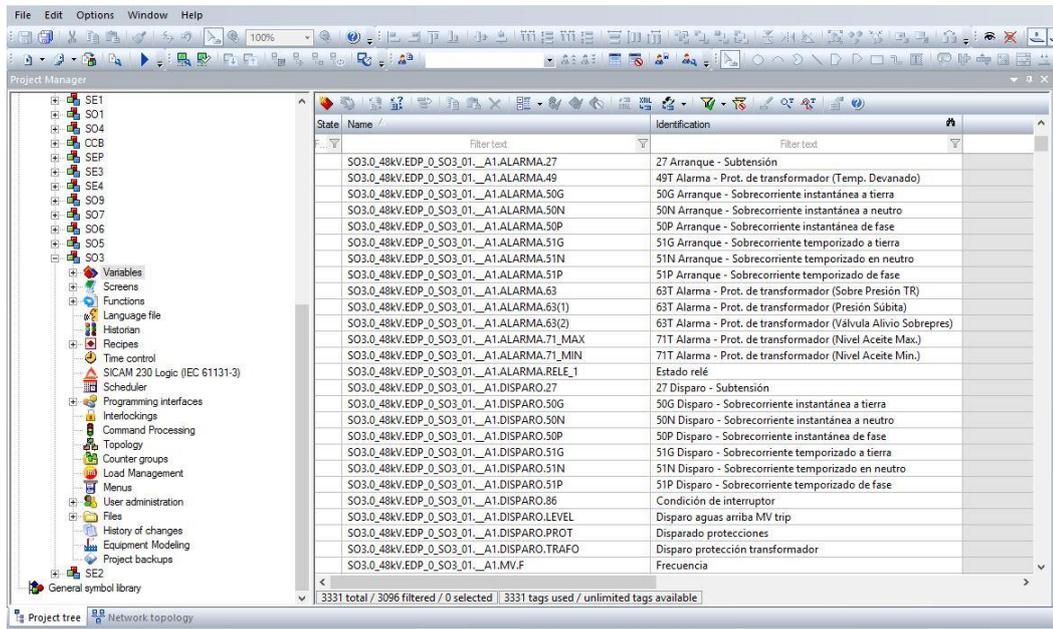
Parameter	Value
Lk_WLSID	SE1
Lk_TTA	SE1.4.18kV.SWG.2.SE1.01.A06.FUSE.MELT
Lk_DS	SICAM 230/Ax Mode
Lk_Cat	Single-point information
Lk_Prep	Activated
Ax_Message_type	1 SI (TI 30)
Address type	process technical
IEC61850_address	SE1M01Q06A1/XBGGIO115.lnd3.stVal
IEC61850_station	1
IEC61850_CDC	SPS
IEC61850_value	1
Equipment_ident_nr	SE1/4.18kV/SWG-2-SE1-01/A06/TKS-MP-007-A
Longtext	Fusible Fundido
Rema_type	Binary
Name_of_rema	ALARM
Commandenable	Reception direction
Signal_res_min	0
Signal_res_max	1
Range_min	0
Range_max	1
Locking	
Save_state	FALSE
Save_value	FALSE
Satnet_dest_type	Station
Satnet_dest_nr	0
AV_treatment	No
Substitute value	0
AV_initial	FALSE

Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

- Luego el archivo .XML es importado en el software SICAM 230, con lo cual se crea automáticamente un listado de señales con sus respectivos tags, los cuales serán utilizados posteriormente para el linkeo y animación de los objetos gráficos.

Figura 74

Importación de variables



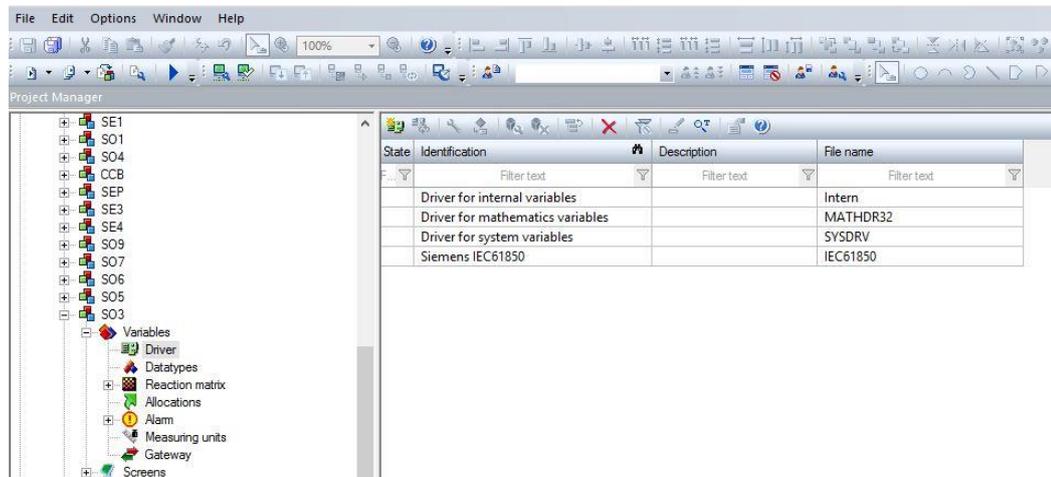
Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

3.6.3.3 Creación de driver

Además de importar las variables de cada subestación, se requiere configurar los parámetros de conexión física, para la comunicación entre los servidores del SICAM 230 y las tarjetas de comunicación de los controladores RTU AK3. Para ello es necesario crear un nuevo driver de tipo IEC 61850 (ver figura 75) y declarar dentro del mismo, la dirección IP, el número de subestación, y otros parámetros de comunicación, ver figura 76.

Figura 75

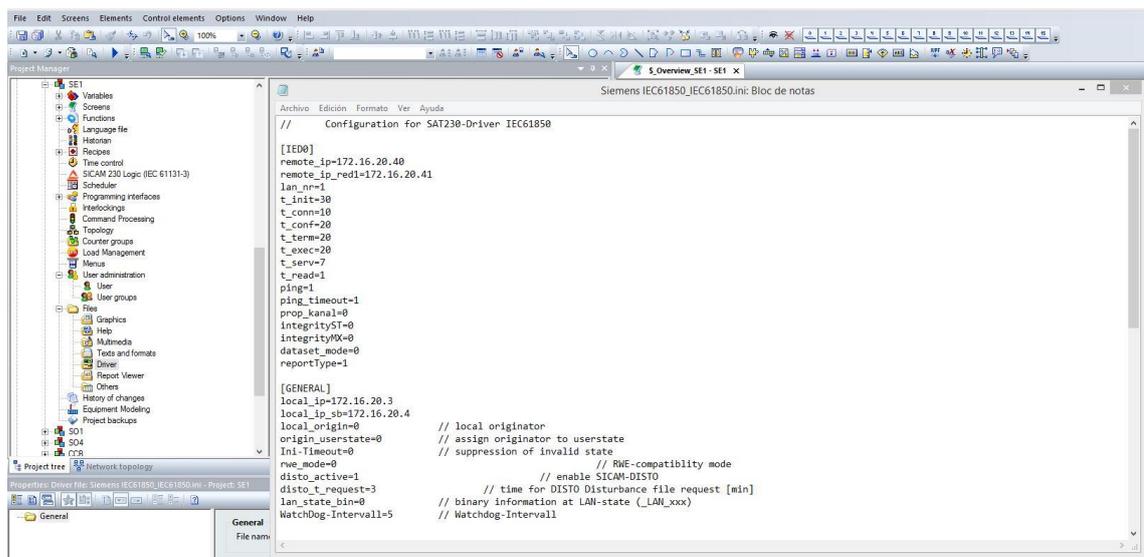
Creación de driver IEC61850



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

Figura 76

Configuración parámetros de comunicación



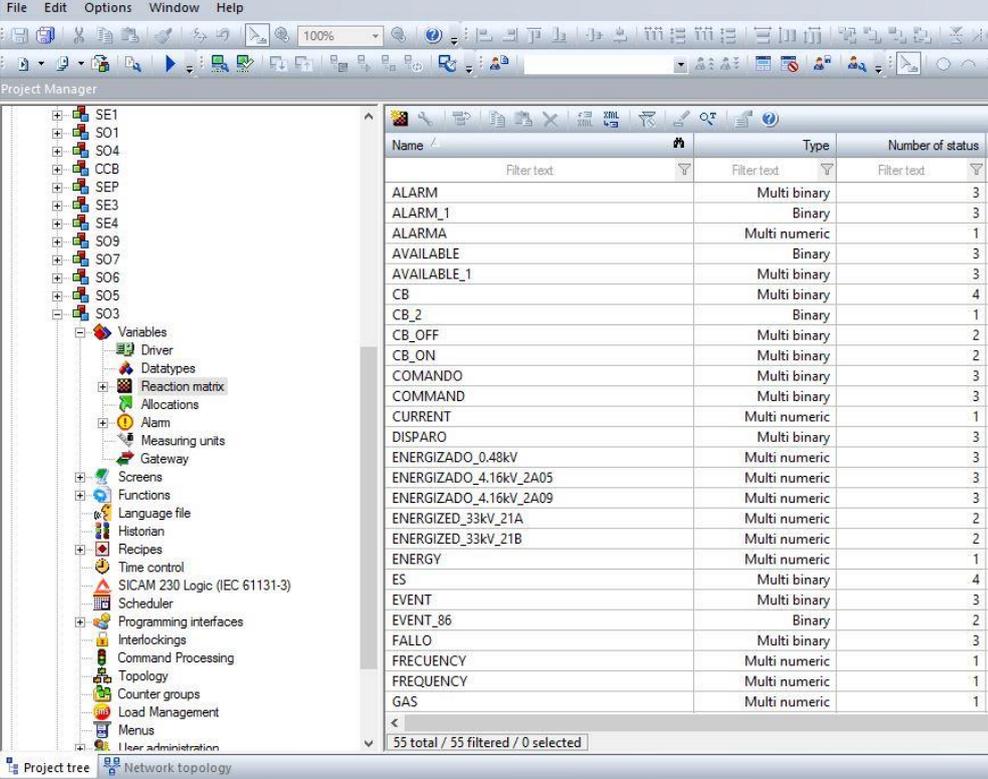
Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

3.6.3.4 Configuración del REMA

Tal como se mencionó anteriormente, uno de los parámetros que contenías las variables importadas, es el REMA, el cual sirve como un identificador para agrupar variables que tienen cierta característica en común, ejemplos de REMA pueden ser: eventos, alarmas, fallas de comunicación, disparos, medidas de tensión, medidas de corriente, etc.

Figura 77

Importación de REMA

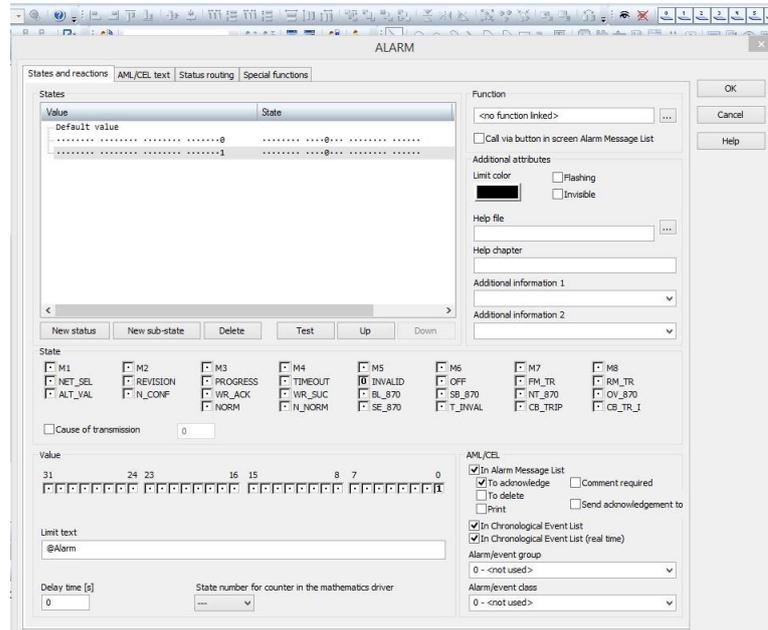


Name	Type	Number of status
ALARM	Multi binary	3
ALARM_1	Binary	3
ALARMA	Multi numeric	1
AVAILABLE	Binary	3
AVAILABLE_1	Multi binary	3
CB	Multi binary	4
CB_2	Binary	1
CB_OFF	Multi binary	2
CB_ON	Multi binary	2
COMANDO	Multi binary	3
COMMAND	Multi binary	3
CURRENT	Multi numeric	1
DISPARO	Multi binary	3
ENERGIZADO_0.48kV	Multi numeric	3
ENERGIZADO_4.16kV_2A05	Multi numeric	3
ENERGIZADO_4.16kV_2A09	Multi numeric	3
ENERGIZED_33kV_21A	Multi numeric	2
ENERGIZED_33kV_21B	Multi numeric	2
ENERGY	Multi numeric	1
ES	Multi binary	4
EVENT	Multi binary	3
EVENT_86	Binary	2
FALLO	Multi binary	3
FREQUENCY	Multi numeric	1
FREQUENCY	Multi numeric	1
GAS	Multi numeric	1

Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

La importancia del REMA es que se puede asignar a este grupo de variables ciertas características, como por ejemplo que solo puedan verse en el listado de eventos, o solo en el listado de alarmas, condicionarlos a una alarma sonora, a un mensaje, o como trigger para dar inicio a alguna función o tarea en específico. Para se requiere configurar algunos parámetros dentro de cada REMA.

Figura 78
Configuración del REMA



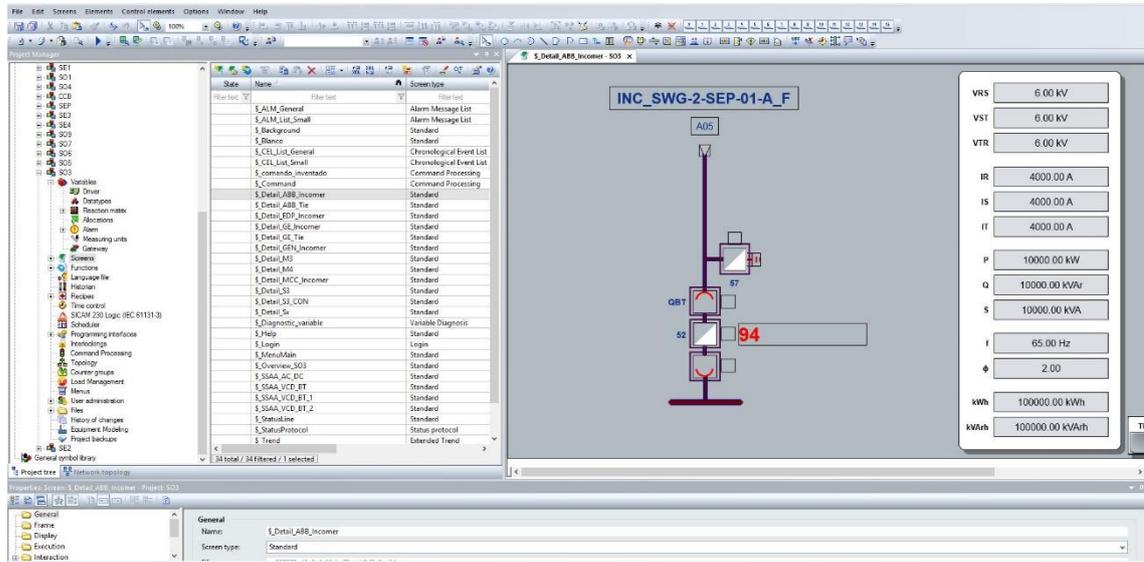
Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

3.6.3.5 Despliegues

La parte implementación de despliegues se procede con el dibujado y maquetado de cada uno de los objetos, así como el linkeo entre las variables importadas con sus respectivos gráficos, de esta manera se logra animar los objetos, acorde a las bases mencionadas en el capítulo de definición de estándares.

Figura 79

Maquetado de objetos



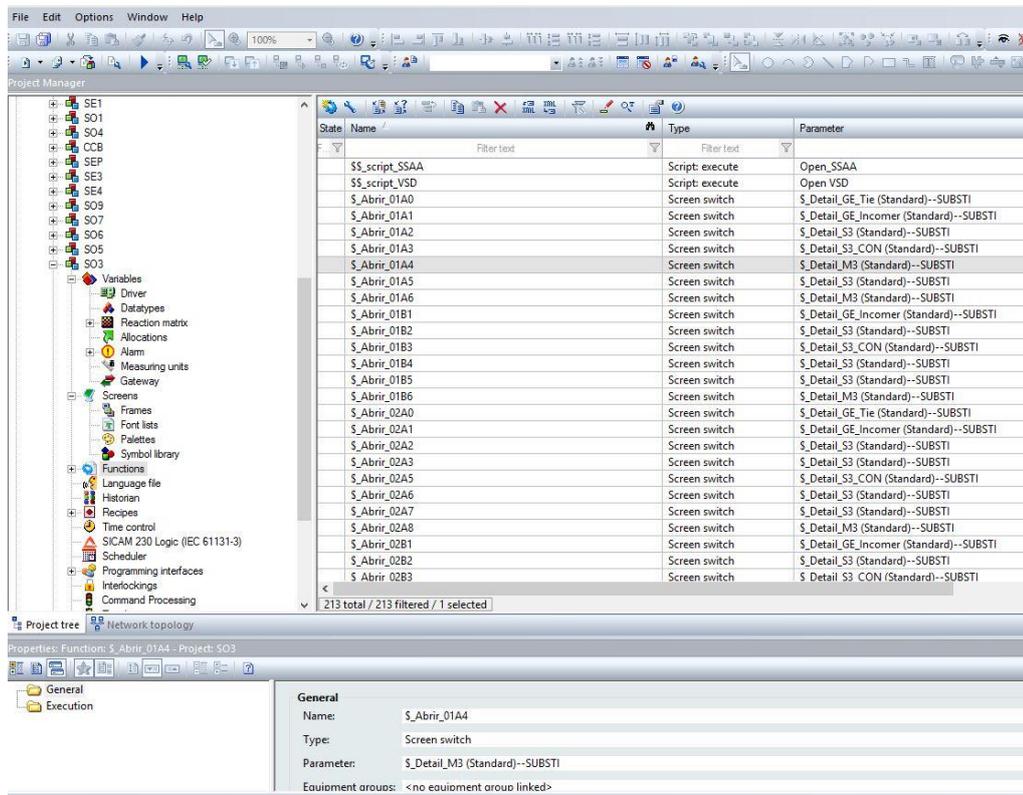
Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

3.6.3.6 Configuración de funciones

Al igual que el diseño e implementación de los despliegues, la creación de funciones es de vital importancia, debido a que estos permiten la dinamización entre despliegues, configurar alguna tarea, o permitir al operador interactuar directamente con el sistema a través de objetos como botones, checkbox, barras de estado, etc.

En el presente proyecto la mayoría de funciones creadas son para cambiar de un despliegue a otro o para generar avisos emergentes.

Figura 80
Configuración de funciones



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

3.6.3.7 Configuración de históricos

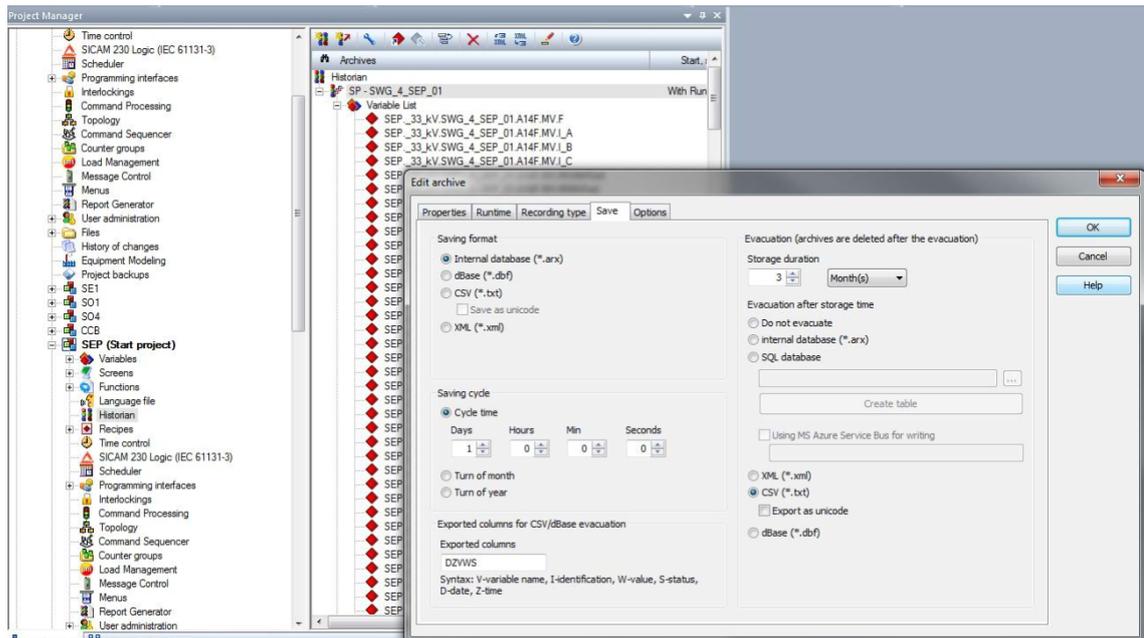
Para componer los históricos de medidas es necesario crear un pool con las variables de medida susceptibles de ser cargadas.

Existe la posibilidad de emplear un almacenamiento interno en formato ARX, con un almacenamiento a corto plazo, y uno a largo plazo, evacuado al servidor de históricos, que vuelca los datos en formato *.CSV/TXT. El sistema está configurado para almacenamiento directo a *.CSV/TXT.

El tipo de almacenamiento se selecciona al crear el archivo histórico, en caso de querer un volcado directo en *.CSV, es necesario incorporarlo en el momento de crear el conjunto de históricos. En el presente proyecto, los históricos se almacenan siguiendo la Topología eléctrica, <subestación><conjunto de celdas>\<posición>. De cada variable se guarda su valor máximo, mínimo y medio por minuto.

Figura 81

Configuración de variables a historizar



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

El almacenaje de los datos de medida se ha programado de forma cíclica, con un ciclo de una hora. Una vez evaluado el tiempo de refresco de las medidas con la totalidad del sistema operando, se puede evaluar la reducción de este tiempo, o, en caso contrario, la ampliación del mismo.

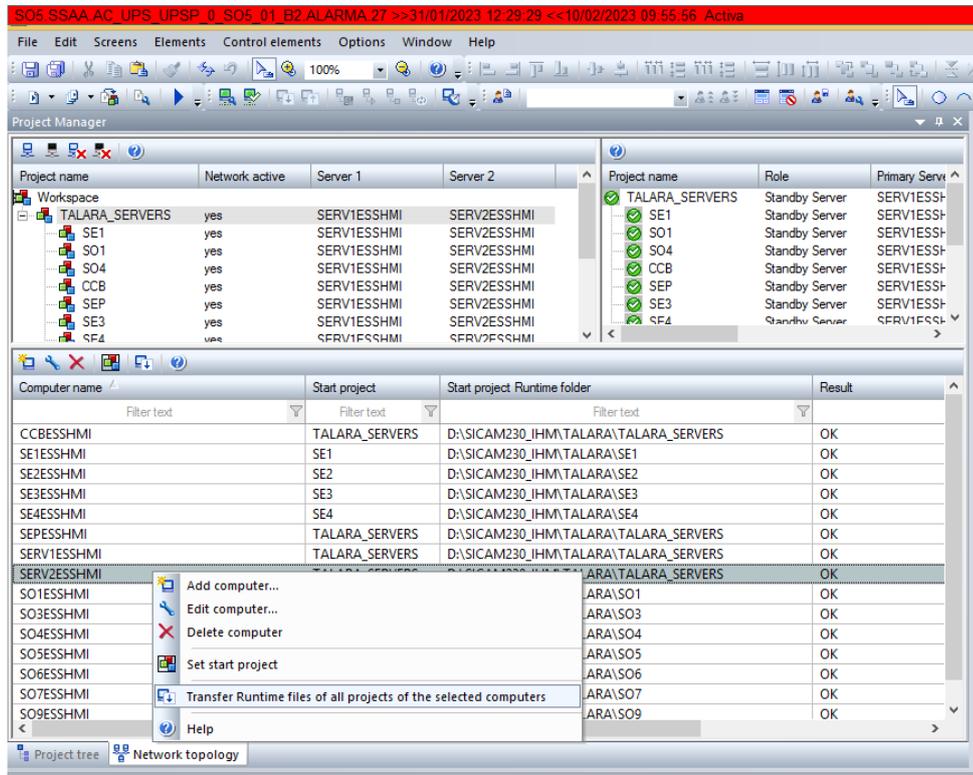
3.6.3.8 Compilación y carga

Luego de la configuración se requiere trasladar los cambios desde la estación de ingeniería (CBB) al servidor, para ello es necesario ubicarse en el apartado *Network Topology* del Editor del SICAM230.

Luego se lanza los cambios a las ubicaciones del *runtime* de cada uno de los clientes (y los SERVERS siempre), para ello se seleccionan las subestaciones afectadas y los servers, y con el botón derecho del ratón se indica *Transfer Runtime files of all projects of the selected computers*.

Figura 82

Carga de parámetros configurados SICAM 230



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

3.6.4 Pruebas

Antes de que el proyecto sea entregado al cliente, para la puesta en servicio de manera oficial, es necesario realizar las pruebas correspondientes, para afinar cualquier detalle o error en el funcionamiento, para eso se realiza el protocolo de pruebas SAT, en el cual se realiza el testeo de las diferentes señales. Para el presente trabajo a continuación se muestra diferentes despliegues del funcionamiento del SCADA, a fin de corroborar que el sistema trabaja de manera satisfactoria.

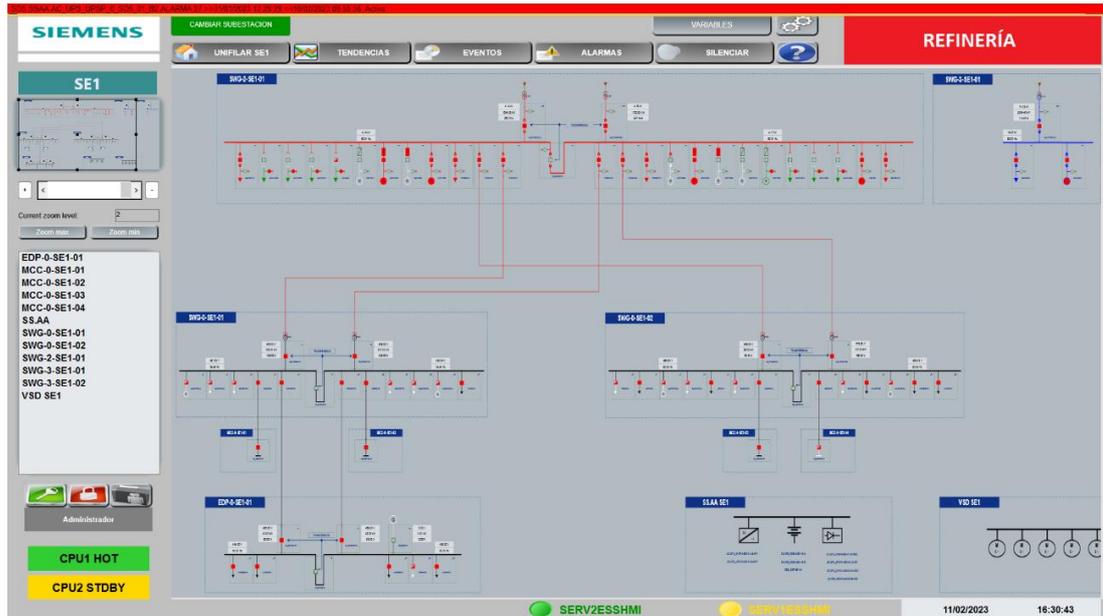
3.6.4.1 Detalles del unifilar general

Las pantallas generales no permiten hacer operación, pero si una visualización básica del sistema. En las mismas se ve de forma general si el sistema está energizado o no, o si está puesto a tierra. En cada una de las posiciones/bahías, hay una inscripción que coincide con la posición de la celda, y el nombre de la misma. Para acceder a cada bahía de forma particularizada se pulsa sobre esa posición, y de forma inmediata se

abre la pantalla de esa posición particular, como la mostrada en la figura 83, para ver sus medidas, sus alarmas y/o eventos particulares o realizar alguna operación sobre el interruptor (solo en INCOMER o TIE). A continuación, se muestra los diagramas generales de algunas subestaciones del proyecto.

Figura 83

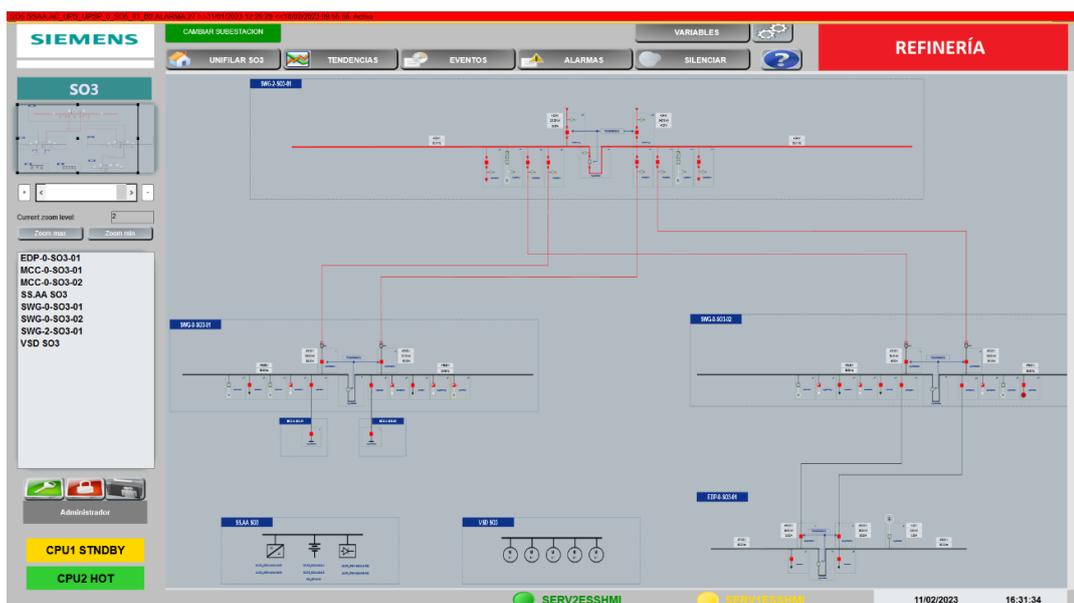
Diagrama general SE1



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

Figura 84

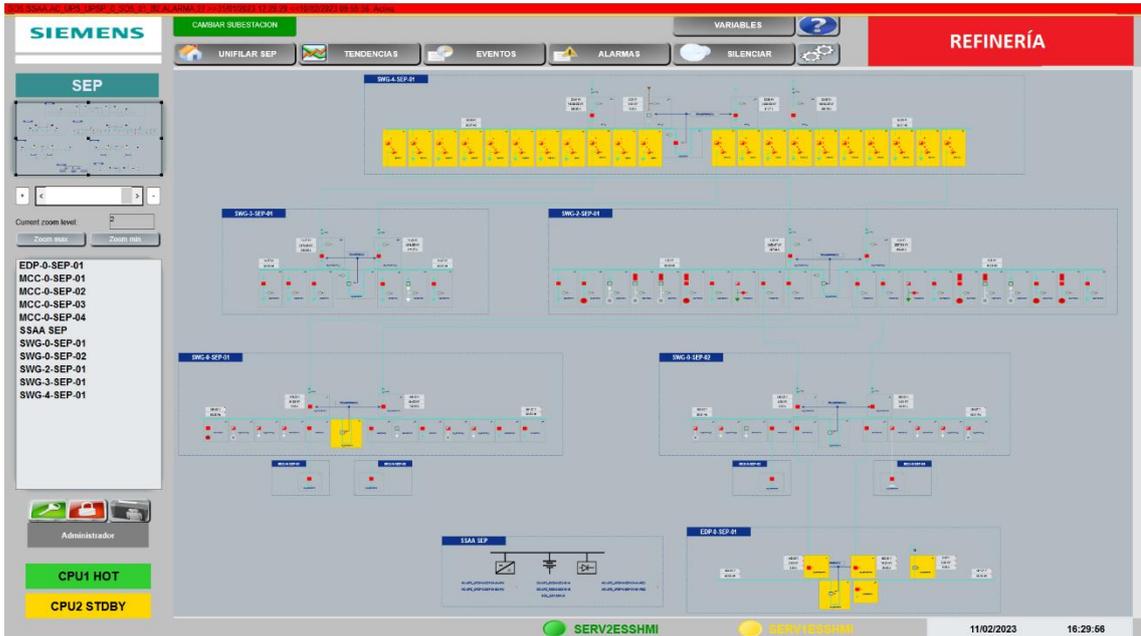
Diagrama general SO3



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

Figura 85

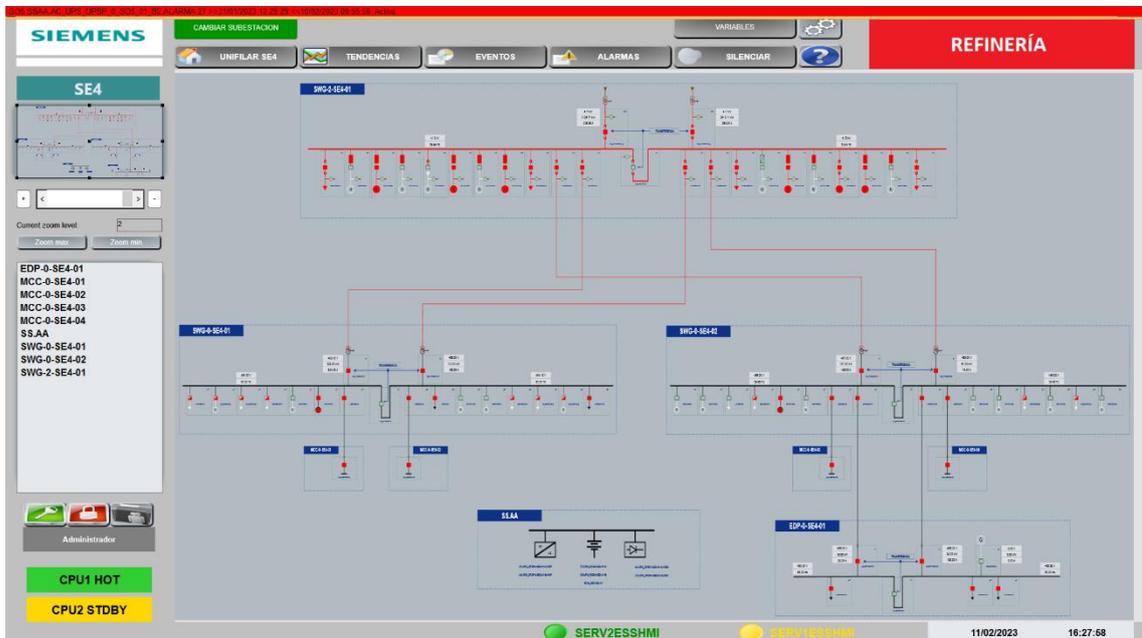
Diagrama general SEP



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

Figura 86

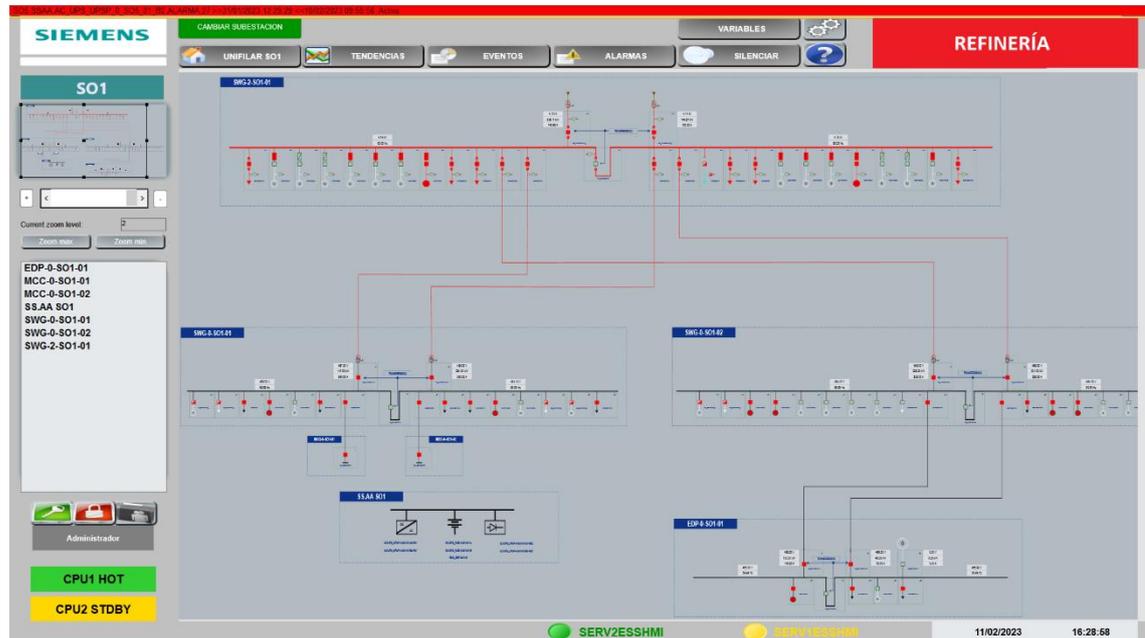
Diagrama general SE4



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

Figura 87

Diagrama general SO1



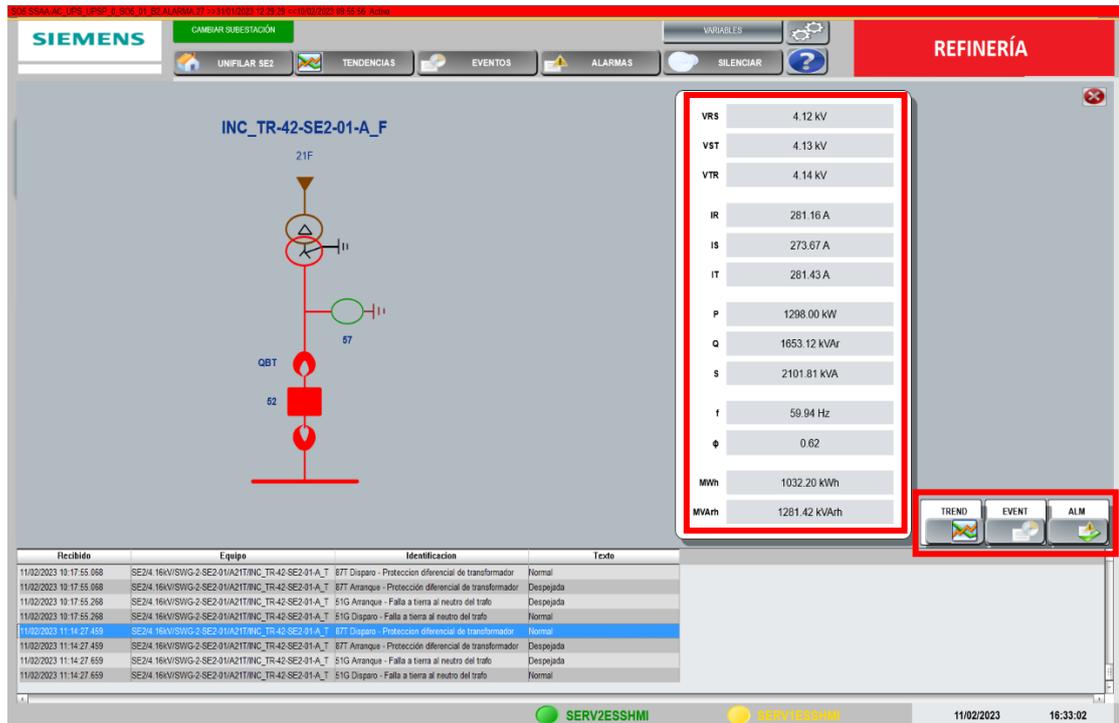
Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

3.6.4.2 Detalles incomer con transformador

Este apartado aplica a los incomer de 33kV, 13,8kV y 4.16kV. Como ejemplo, En la figura 88, se muestra un incomer de 4,16 kV de la SE2

Figura 88

Incomer 4.16kV - SE2



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

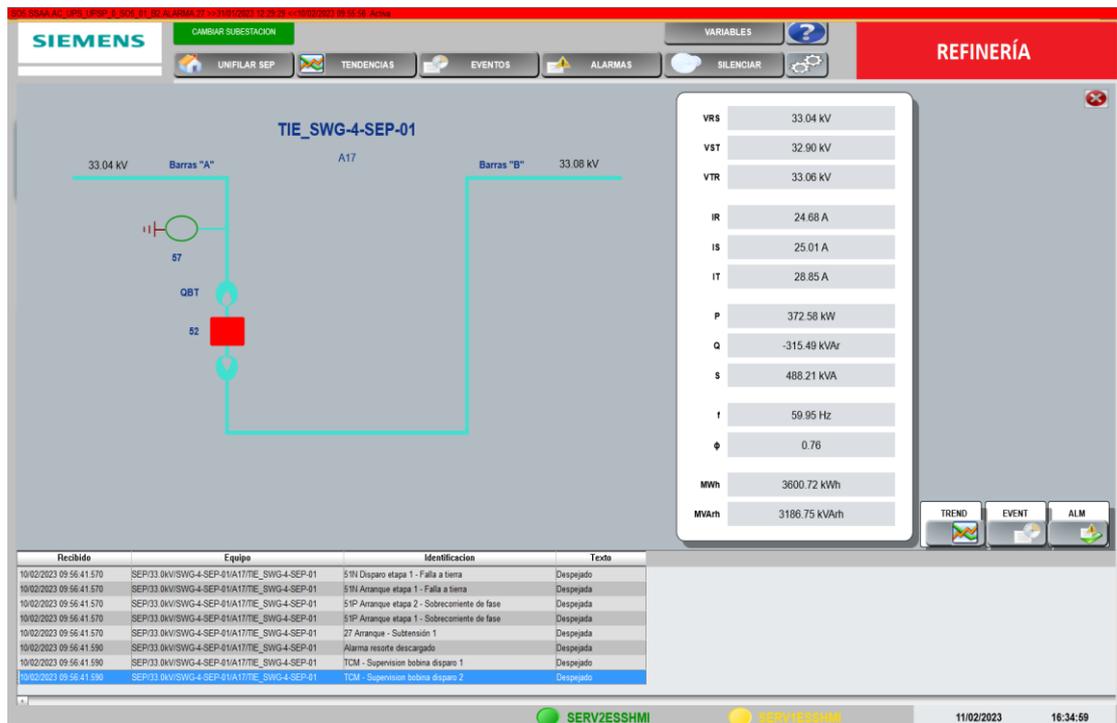
En esta pantalla se distingue claramente la coloración topológica, que en la parte de 33kV muestra el color marrón, y en la parte de 4,16kV el rojo. En el ejemplo concreto se ve que el interruptor está cerrado, el carro está en posición de servicio y la tierra está abierta. En el apartado de medidas, se registran los valores en tiempo real. Adicionalmente, en la parte inferior se cuenta con 3 opciones (tendencias, eventos, alarmas) a elegir, siendo la ventana de eventos la que se muestra por default.

3.6.4.3 Detalle de acoplamiento TIE

Los acoplamientos de 33kV y 4, 16kV se representan como muestra la figura 89, en este caso, el acoplamiento de la posición A17 en la SEP.

Figura 89

Acoplamiento 33kV - SEP



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

En la pantalla de arriba, se visualiza el acoplamiento con tensión por ambos lados, por ello se muestra la tensión de ambos lados de la barra. El carro está insertado, el interruptor cerrado y la puesta a tierra abierta. El acoplamiento (TIE) es uno de los elementos sobre los que se realiza maniobra. Más abajo se muestran un ejemplo de visualización de la secuencia de un comando. Todos los comandos, solicitarán la confirmación por parte del usuario.

3.6.4.4 Secuencia de comandos

Cada maniobra, de apertura o cierre se compone de una secuencia a ejecutar en 2 pasos. Un primer paso, de selección de mando, y cuya apariencia es la mostrada:

Figura 90

Selección de tipo de comando

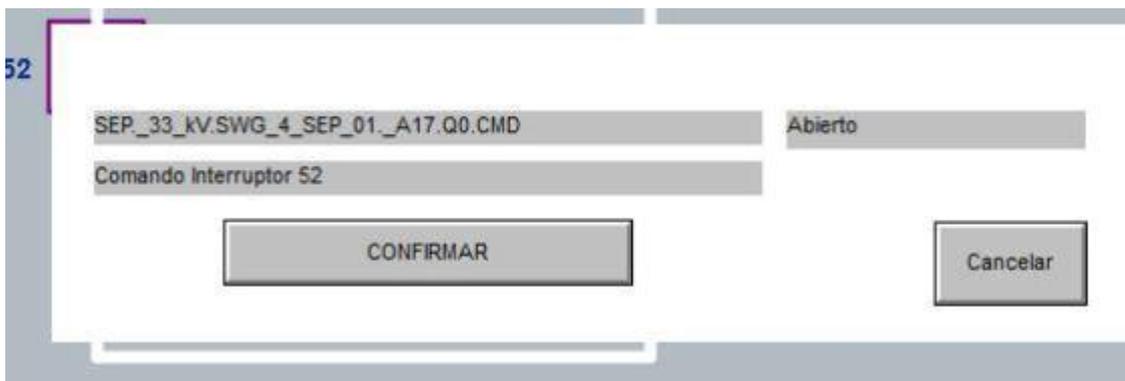


Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

La figura 90 no ejecuta el mando directamente, sino que lleva al operador a una segunda pantalla de confirmación, como la que sigue

Figura 91

Confirmación del comando



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

En todo momento el comando se puede cancelar presionando sobre el botón que lo indica, o continuar su ejecución.

Además de esta información, en la ventana de eventos se muestra la secuencia de ejecución, tal y como se ve abajo.

Figura 92

Comando registrado en eventos

Recibido	Equipo	Identificacion	Texto
10/02/2017 13:30:25.525	SEP/33 kV/SWG-4-SEP-01/TIE_SWG-4-SEP-01	Estado Interruptor Cerrado (ESS)	Abierto
10/02/2017 13:32:07.019	SEP/33 kV/SWG-4-SEP-01/TIE_SWG-4-SEP-01	Estado Interruptor Cerrado (ESS)	Cerrado
10/02/2017 13:32:13.696	SEP/33 kV/SWG-4-SEP-01/TIE_SWG-4-SEP-01	Posicion Carro	Cerrado
10/02/2017 13:32:13.696	SEP/33 kV/SWG-4-SEP-01/TIE_SWG-4-SEP-01	Posicion Carro	Cerrado
10/02/2017 13:32:20.560	SEP/33 kV/SWG-4-SEP-01/TIE_SWG-4-SEP-01	Seccionador Puesta Tierra Abierto (Estado)	Cerrado
10/02/2017 13:37:30.571	SEP/33 kV/SWG-4-SEP-01/TIE_SWG-4-SEP-01	Estado Interruptor Cerrado (ESS)	Abierto
10/02/2017 13:40:36.541	SEP/33 kV/SWG-4-SEP-01/TIE_SWG-4-SEP-01	Comando Interruptor 52	Comando: CERRAR
10/02/2017 13:40:36.541	SEP/33 kV/SWG-4-SEP-01/TIE_SWG-4-SEP-01	Comando Interruptor 52	CERRAR

Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

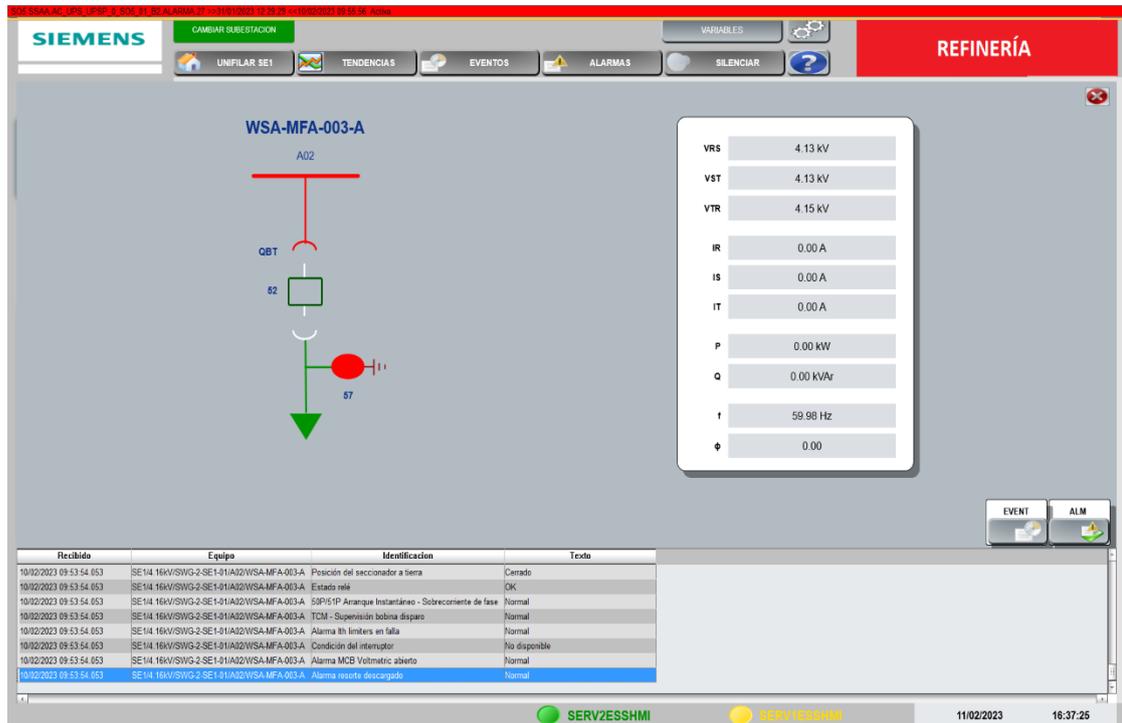
3.6.4.5 Detalle de salida de línea

La Figura 93 muestra una de las salidas a transformador de la subestación SE1. Como se puede ver, esta Puesta a Tierra (P.A.T.), por ello toda la parte de la salida se colorea en color verde. El interruptor por estar con posición abierta, no transmite esa puesta a tierra hacia la barra, lo que implica que la barra pueda mostrar tensión.

En el caso de acometidas, y TIE, el operador ha de ser consciente de la maniobra que implementa, pues al tener poder de mando sobre los Interruptores de dichas posiciones, cualquier decisión de maniobra mal tomada, acarrea una consecuencia de la mala operación, como, por ejemplo, una Puesta a Tierra no deseada.

Figura 93

Salida de línea puesta a tierra



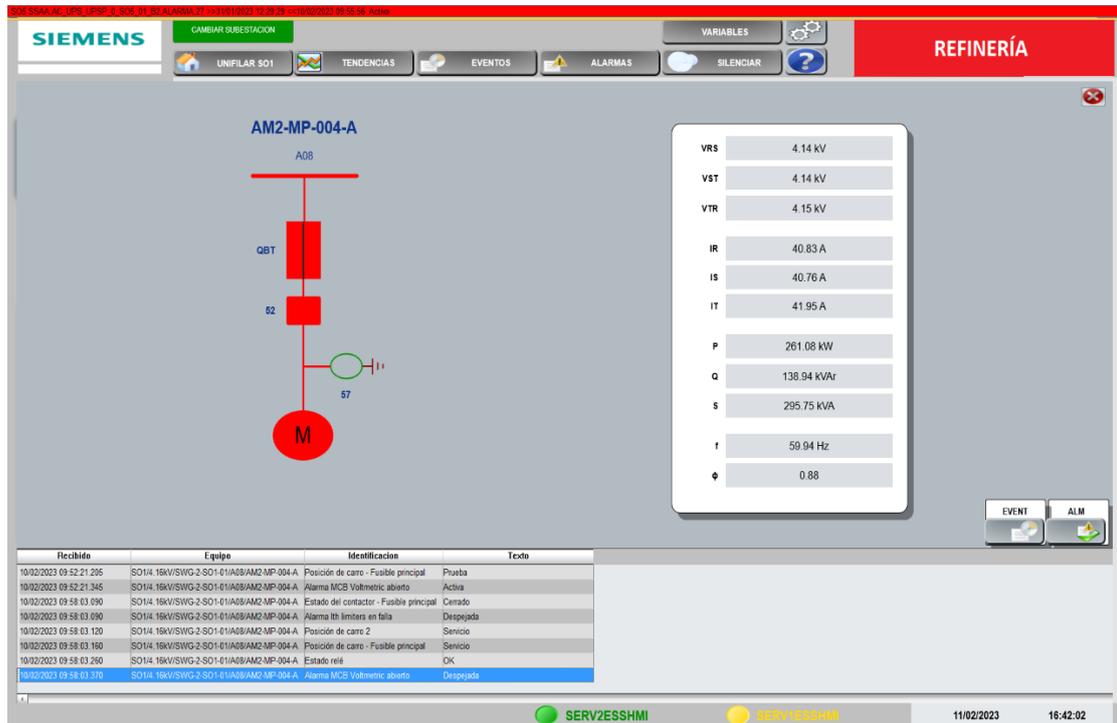
Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

3.6.4.6 Detalle de motor con fusible

Para los típicos que representan esta posición, se contempla acorde a petición del cliente, que cuando el interruptor está cerrado y hay consumo de potencia, el icono que representa el motor se rellena en color rojo. Si, por el contrario, el interruptor está abierto y no hay consumo de potencia, el icono se muestra sin relleno. Las dos próximas figuras representan como se ve.

Figura 94

Motor con fusible en operación



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

Figura 95

Motor con fusible detenido



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

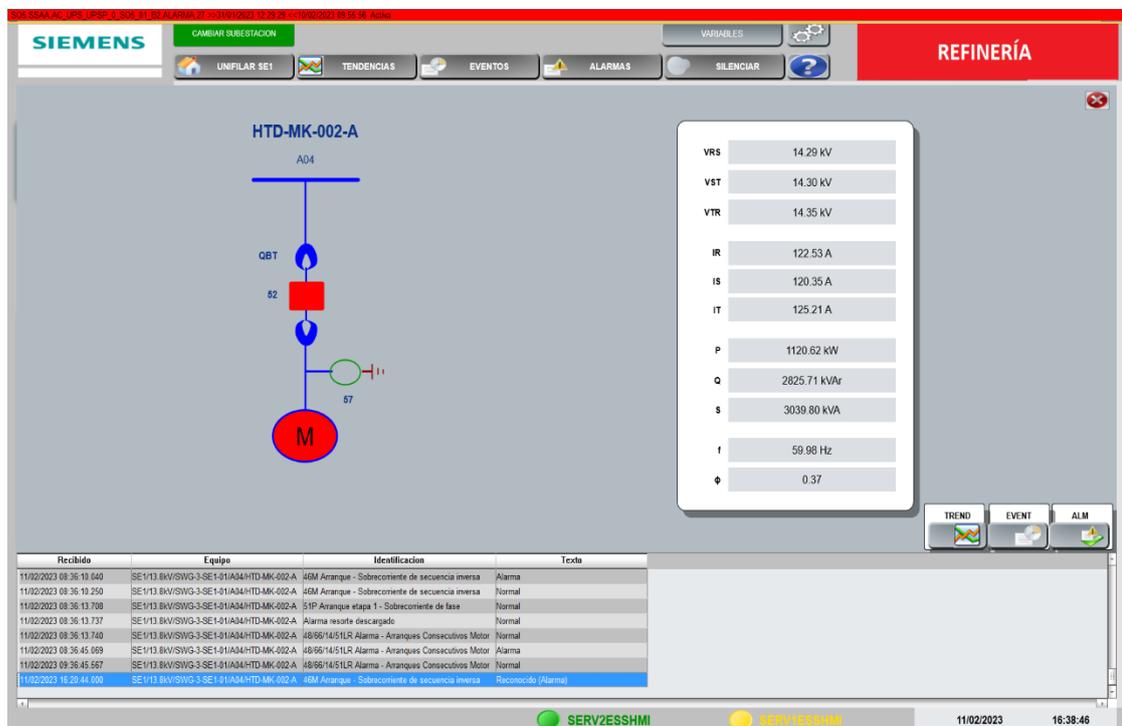
Las representaciones de todos los motores, así como del EDG (Emergency Diesel Generator) son puramente visuales. Ninguna se toma directamente del motor o del generador. Por petición del cliente, únicamente se toma en cuenta que el interruptor esté cerrado y el flujo de potencia sea positivo con valor mayor que 0 (motor en operación) o interruptor abierto con potencia igual a 0 (motor apagado). Para representar el estado real del motor se requeriría conexión directa con el mismo, pero esto no es del alcance del sistema eléctrico, pertenece al DCS de planta.

3.2.1.1. Detalle de motor sin fusible

Para las posiciones de motor que no llevan fusible, el comportamiento es el mismo que el descrito para las que tienen el dispositivo térmico de protección. Con el interruptor cerrado y el sistema entregando potencia, se caracteriza al motor de color rojo. Si por contrario, el interruptor está abierto y el equipo de protección digital está enviando un flujo nulo de potencia, el motor se caracteriza sin color.

Figura 96

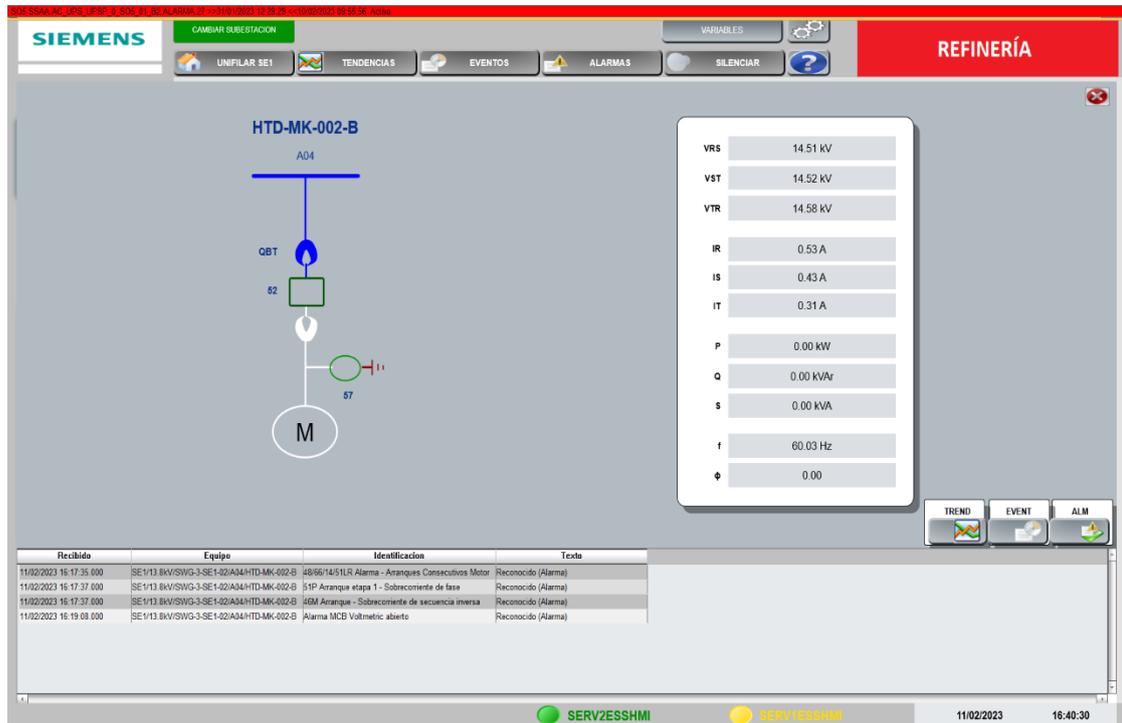
Motor sin fusible en operación



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

Figura 97

Motor sin fusible detenido



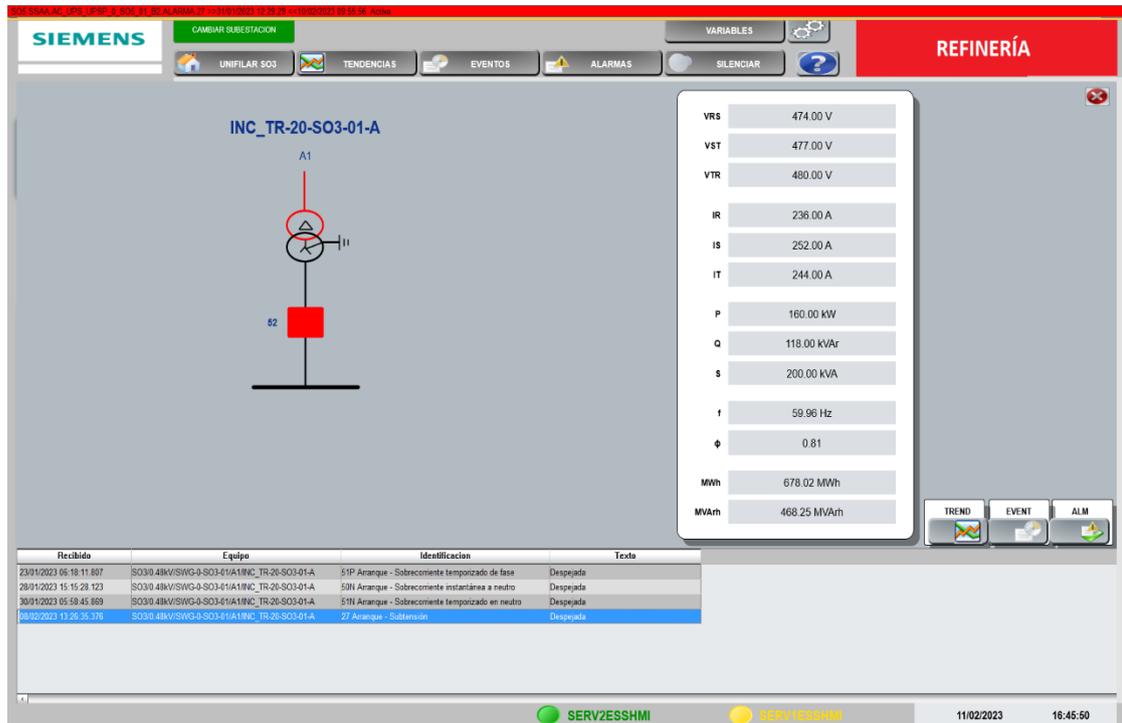
Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

3.6.4.7 Detalle incomer de 0.48kv

Estos contemplan todos los equipos de 480 V que hacen la función de acometida. No todos los equipos llevan transformador, lo cual los hace más simples que el representado en la Figura 98: Incomer 0,48kv. Al igual que en los detalles de los equipos de Media Tensión, muestran los valores medidos que aporta el equipo de protección digital y los Eventos y Alarmas de la posición concreta.

Figura 98

Incomer energizado 0.48 kV



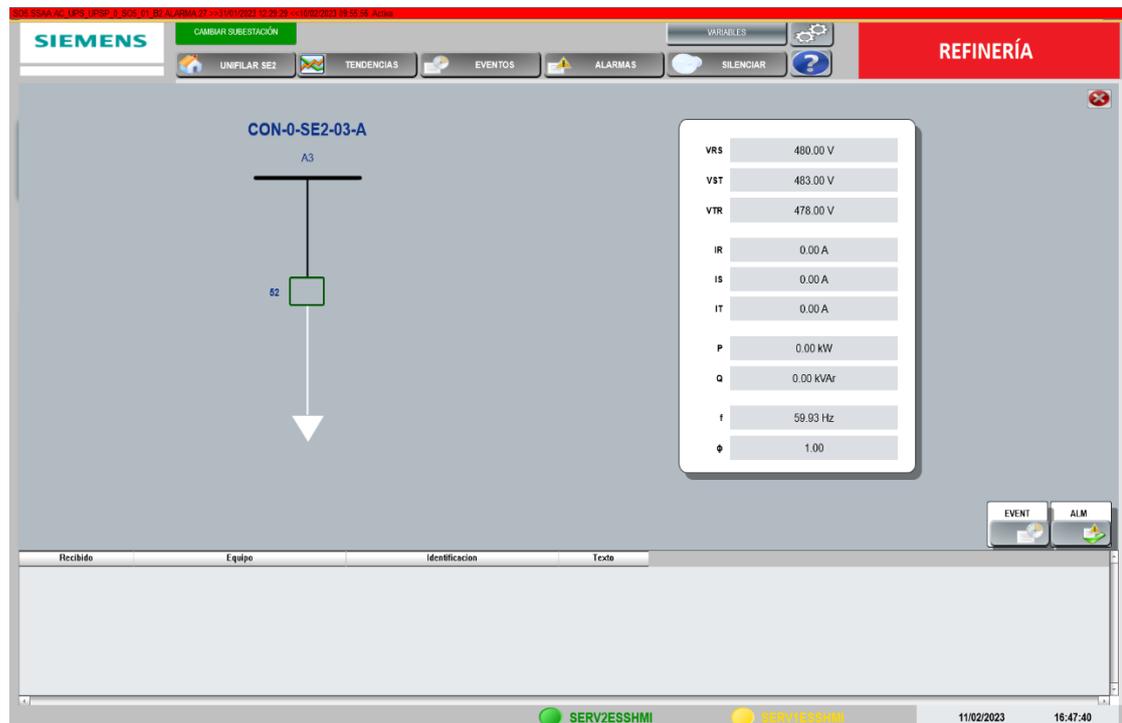
Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

3.6.4.8 Detalle salida línea 0.48kv

La representación a la que se ajustan estos equipos es bastante simple, pues no tienen elementos adicionales como puestas a tierra o seccionadores/carros.

Figura 99

Salida a condensador 0.48kV



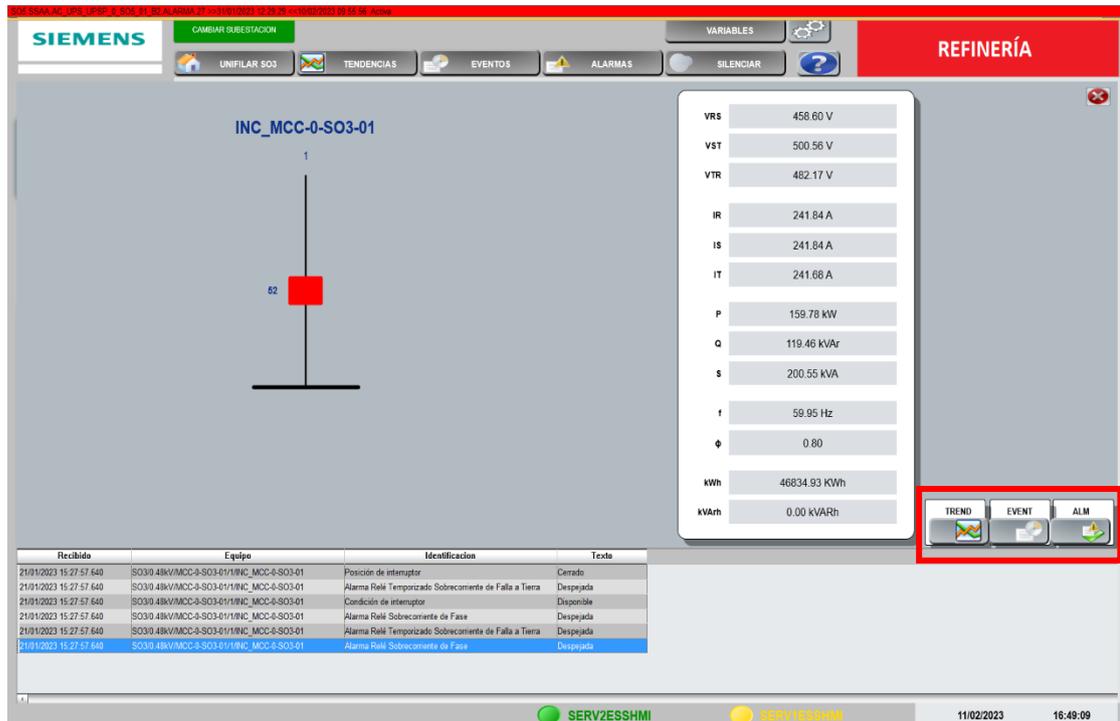
Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

3.6.4.9 Detalle incomer MCC

Esta es una celda exclusiva de 0,48 kV; puesto que es posible realizar maniobras sobre el interruptor, al igual que en los Incoming de media tensión. También goza de información adicional como son las tendencias.

Figura 100

Acometida energizada celda MCC



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

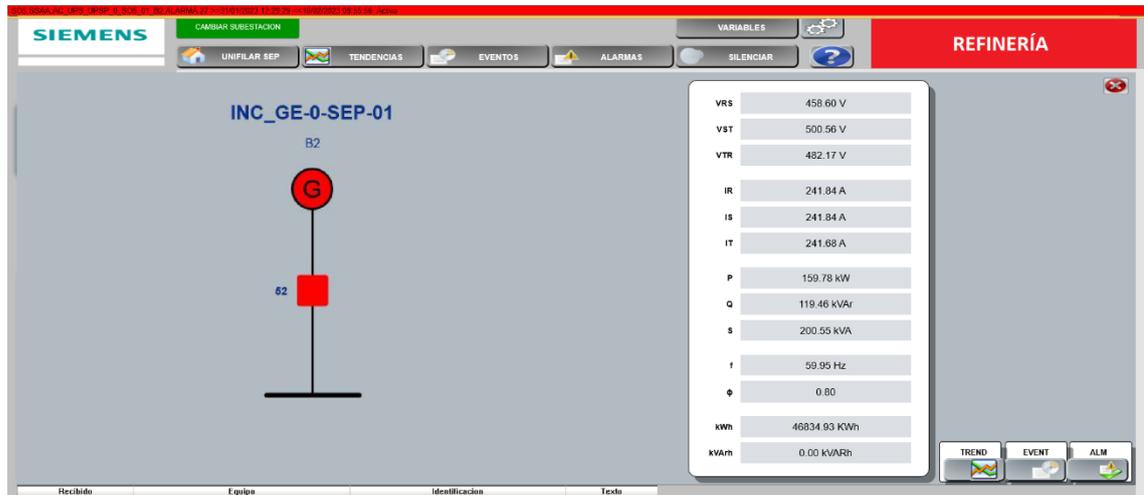
3.6.4.10 Detalle del generador

Esta acometida existe en todas las subestaciones excepto el CCB. Está situada en el grupo de celda EDP, y el equipo al que controla es el EDG (Emergency Diesel Generator).

Cuando el equipo se encuentra encendido, generando potencia, el icono que representa el EDG (G) se rellena de color rojo. Si, por el contrario, la potencia baja a 0, el icono G no muestra ningún tipo de coloración. Esto se colorea independientemente de cómo esté el interruptor, diferenciando su comportamiento topológico con el de un motor.

Figura 101

Generador SEP arrancado



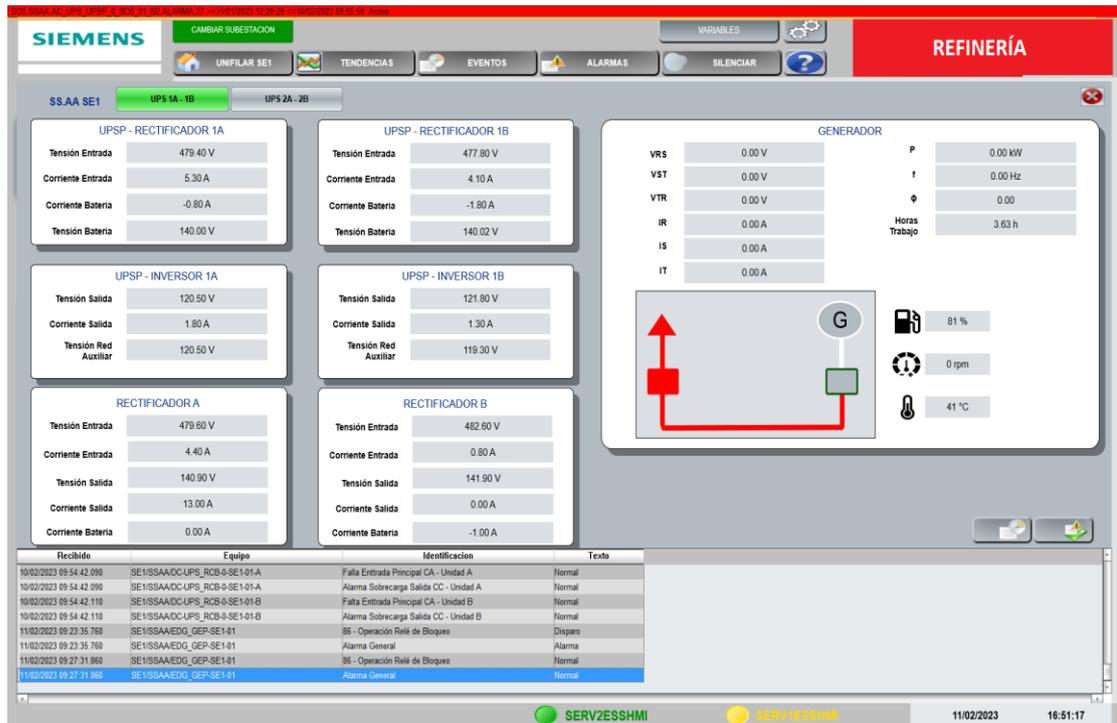
Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

3.6.4.11 Detalle de los servicios auxiliares

En el caso de SSAA, los VSD's (variadores de frecuencia/velocidad) y UPS también disponen de su espacio dentro de las pantallas del unifilar general, y en los casos donde hay varias unidades, se disponen en una pantalla adicional. En subestaciones SE1 y SEP, se requieren varias pantallas para poder presentar al usuario todos los datos requeridos. A continuación, se presenta el despliegue correspondiente a la SE1.

Figura 102

Despliegue de servicios auxiliares



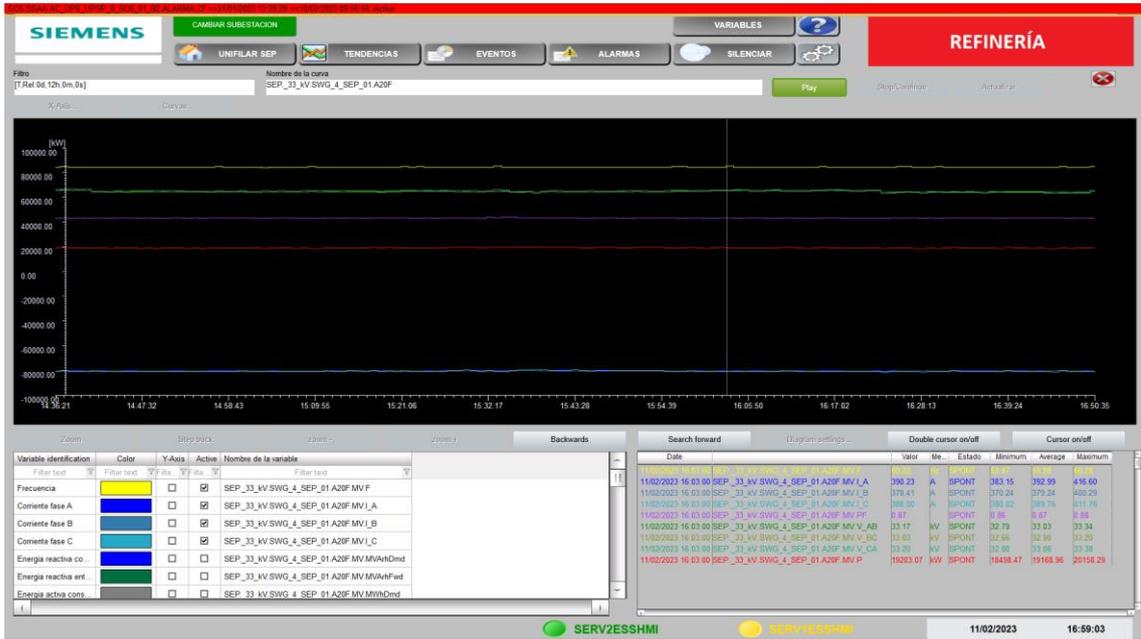
Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

3.2.1.2. Detalle de las tendencias

En la figura 103 y 104 se puede apreciar las tendencias correspondientes al Incoming de 33 kV (SEP) y un motor de 13.8 kV (SE1), por default se muestran 5 curvas, sin embargo, el operador puede elegir desactivar algunas curvas en caso requiera hacer un análisis más específico. Solo las cargas mas importantes cuentan con la opción de tendencias, entre ellos tenemos a los Incoming, TIE, generadores (33kV, 13.8kV, 4.16kV, 0.48kV) y los motores de 13.8kV y 4.16kV.

Figura 103

Tendencias Acometida 33kV-SEP



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

Figura 104

Tendencias motor 13.8kV - SE1



Nota: Adaptado del proyecto en desarrollo.

Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados

El presente capítulo tiene como objetivo la presentación y discusión de los resultados obtenidos, luego de la implementación del sistema SCADA eléctrico. Para ello se analizará cada uno de los indicadores mencionados en el capítulo 2, para luego contrastar con la hipótesis planteada.

4.1 Nivel de disponibilidad

Para calcular la disponibilidad de las subestaciones eléctricas, se utilizará la Ecuación 1, que se define como:

$$\text{Disponibilidad (\%)} = \frac{\text{tiempo}_{total} - \text{tiempo}_{parada}}{\text{tiempo}_{total}} \times 100\% \quad (1)$$

Donde:

- Tiempo de parada: Es el tiempo durante el cual la subestación está con energía interrumpida, debido a algún problema.
- Tiempo total: Es el tiempo total considerado en el cálculo, generalmente se expresa en horas o días.

4.1.1 Análisis de la disponibilidad inicial de las subestaciones

La base de datos para capturar la información de las paradas no programadas en las subestaciones eléctricas, fue extraída de los reportes mensuales de operación y mantenimiento del área eléctrica. El cual muestra los registros de las paradas no programadas a causa de disparos eléctricos en los interruptores que alimentan los procesos de la refinería

Acorde a los registros históricos, correspondiente a los disparos por protección eléctrica, se realizó el análisis de las paradas no programadas del mes de enero a marzo del 2022, y se clasificaron las paradas según las siguientes causas: fallas externas, falla humana o falla de equipo (instrumentación).

- Fallas externas, vienen dadas por descargas atmosféricas, perturbaciones en la red eléctrica nacional o en el sistema de cogeneración de la refinería.

- Falla humana, viene dadas por fallas de los operadores al momento de realizar maniobras de elementos eléctricos (interruptores, disyuntores) para alimentar o desenergizar cargas de gran potencia o por procesos de mantenimiento de equipos.
- Falla de equipos, viene dadas por las fallas que puedan suceder en las cargas que están siendo alimentadas, tales como motores, bombas, condensadores, servicios auxiliares, alumbrado, etc.

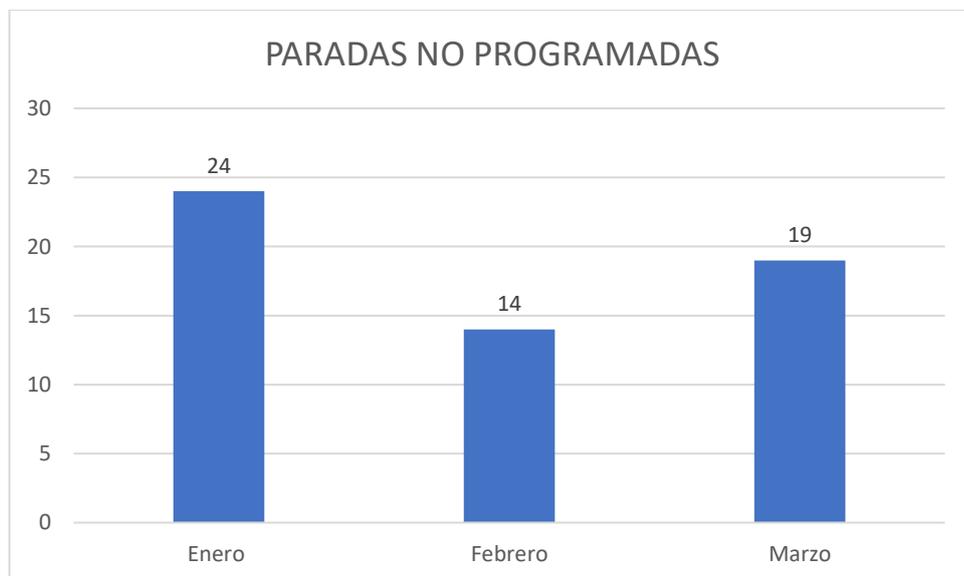
Tabla 39
Total de paradas por mes

	Por falla externa	Por falla humana	Por falla de equipo	Total, de paradas por mes
Enero – 2022	9	3	12	24
Febrero – 2022	4	1	9	14
Marzo – 2022	6	2	11	19
TOTAL	19	6	32	57

De la tabla 39, el número de paradas en un trimestre previo a la implementación del sistema SCADA es el siguiente, ver figura 105.

Figura 105

Paradas no programadas mensuales



Nota: Elaboración propia.

Según el reporte de mantenimiento, se puede identificar los tipos de fallas más comunes, según los tipos de cargas que protege. Ver tabla 40.

Tabla 40
Total de paradas por protección

PROT ANSI	52INC_X	M_X	S_X	Total de paradas
27	2	8	9	19
59	1	3	2	6
50N/51N	2	0	2	4
50P/51P	1	1	4	6
49	-	12	-	12
48	-	10	-	10
TOTAL	6	34	17	57

Los INCOMING son las líneas de entrada de las subestaciones eléctricas, las cuales vienen representadas por el código 52INC_X, luego están los motores, los cuales son representados con el código M_X y por ultimo los feeder, involucra capacitores, alumbrado eléctrico, o salidas hacia otras subestaciones, los cuales vienen representados por el código S_X.

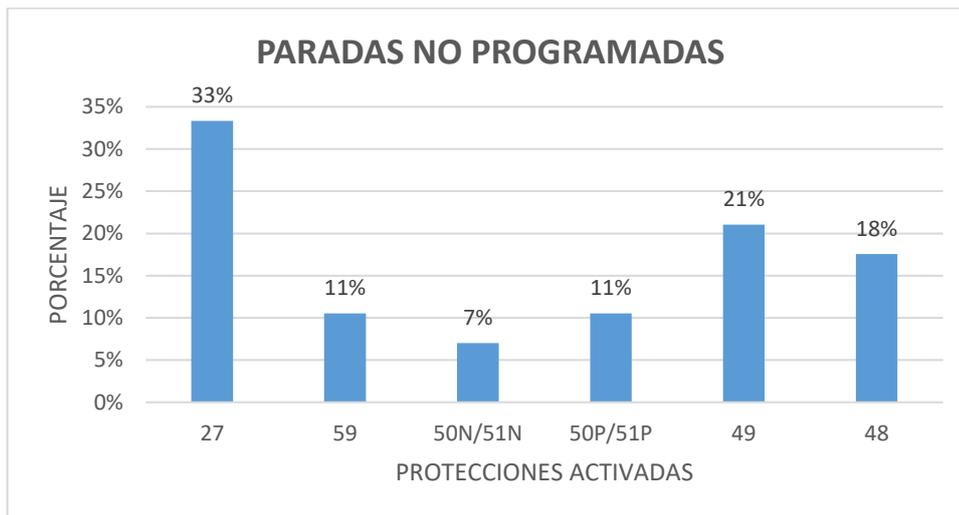
De la figura 106, se observa que la mayoría de paradas vienen dadas por la activación de la protección ANSI 27 por subtensión, debido a que la refinería cuenta con un sistema en paralelo de cogeneración, la cual se encuentra en procesos de comisionado. Dicho sistema puede ocasionalmente disminuir levemente su nivel de tensión debajo de los 33kV por un tiempo relativamente prologando, ello puede generar que alguno de los motores, sobre todo los de mayor potencia, puedan disparar si el nivel de tensión no se regulariza.

Otras protecciones que se ven activadas en mayoría son la ANSI 49 y ANSI 48, correspondiente a la protección contra sobrecarga y protección de arranque en los motores eléctricos. El arranque de estos motores se viene realizando de manera directa desde los tableros eléctricos, sin embargo, antes de realizar el encendido es necesario, estar pendiente de los indicadores eléctricos, para que el pico inicial de consumo pueda ser absorbido sin ningún problema, o realizar maniobras para trasladar la potencia a ciertas barras de tensión, ello puede generar que algunas veces se activen estas protecciones, si es que no se realiza de manera correcta.

A continuación, se muestra a manera de resumen, el porcentaje del número de paradas, respecto a las protecciones activadas, durante el periodo enero – marzo del año 2022.

Figura 106

Porcentaje de paradas activadas por protección



Nota: Elaboración propia.

Cada disparo de protección, genera una parada no programada del proceso que se encuentra alimentándose desde esa bahía, por tanto, para poder reestablecer la alimentación de la carga, identificar el controlador en falla, realizar maniobras, antes de volver a cerrar el interruptor, y el proceso se reestablezca; este tiempo en promedio puede tomar 20 minutos.

Además, debido a que el personal solo se encuentra en salda de control y en la subestación principal; existirá un tiempo de demora extra debido a la movilización del recurso hacia la subestación eléctrica donde ocurrió el problema; este tiempo en promedio es de 15 minutos

Por otro lado, el tiempo total en promedio que toma resolver cada disparo es de 35 minutos. Según la figura 105 ocurrió 57 disparos en un total de 90 días. Es decir, el tiempo total de paradas no programadas en el tiempo mencionado fue de 1995 minutos o 1.385 días.

Por lo tanto, de la Ecuación 1, la disponibilidad sería la siguiente:

$$\text{Disponibilidad (\%)} = \frac{90 \text{ días} - 1.385 \text{ días}}{90 \text{ días}} \times 100\% \quad (2)$$

$$\text{Disponibilidad (\%)} = 98.46 \%$$

4.1.2 Análisis de la disponibilidad de las subestaciones posterior al SCADA

A diferencia del diagnóstico previo a la implementación del sistema; el SCADA eléctrico recopila en sus servidores históricos todos aquellos eventos y alarmas que hayan podido generar paradas no programadas en las subestaciones eléctricas de la refinería.

El análisis contempla la cantidad de paradas producidas en los 3 meses siguientes a la implementación del sistema SCADA eléctrico. Los registros históricos arrojaron que el total de paradas no programadas es de 23, lo que significa que con respecto a los meses enero, febrero y marzo del 2022 reduce significativamente; a continuación, se muestra a mayor detalle el número total de fallas.

Tabla 41
Total de paradas posterior al SCADA

	Por falla externa	Por falla humana	Por falla de equipo	Total, de paradas por mes
Noviembre – 2022	0	2	7	9
Diciembre – 2022	1	1	4	6
Enero – 2023	1	2	5	8
Total	2	5	16	23

Según los registros históricos del SCADA en el periodo noviembre – 2022 a enero -2023, luego de la implementación del sistema SCADA eléctrico, se identifica las siguientes fallas, ver tabla 42.

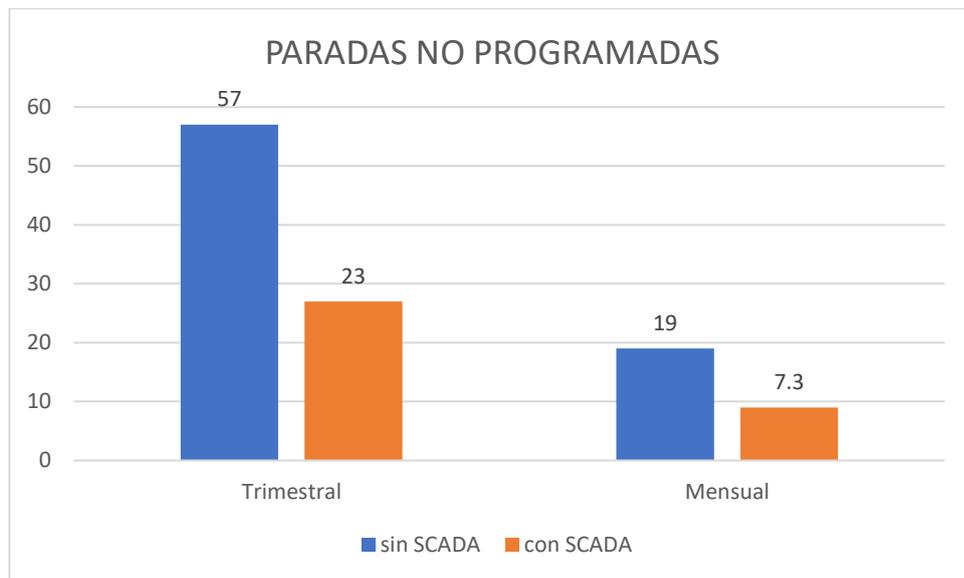
Tabla 42
Total de paradas por protección posterior al SCADA

Prot. ANSI	52INC_X	M_X	S_X	Total, de paradas
27	0	2	0	2
59	0	3	1	4
50N/51N	1	3	2	6
50P/51P	1	1	3	5
49	-	2	-	2
48	-	4	-	4
TOTAL	2	15	6	23

Los datos de paradas no programadas, se lleva a un análisis de promedio mensual. El resultado indica, que en el primer trimestre que se implementó el sistema SCADA eléctrico, se reduce de 57 paradas a 23 por trimestre. Llevándolo esto a promedios mensuales, resulta que se redujo de 19 paradas mensuales a 7.3 paradas mensuales, como se puede observar en la figura 107.

Figura 107

Paradas posterior al SCADA



Nota: Elaboración propia.

De la figura anterior se observa que con la implementación del sistema SCADA eléctrico, el porcentaje de paradas no programadas se reduce en un 66.6%. Por otro lado, debido a que ya no es necesario tener que enviar personal a las subestaciones, se pueden identificar fácilmente los controladores en falla, debido a la lista de alarmas y eventos; el tiempo de respuesta promedio por parte del personal ante una falla disminuyó a 10 minutos.

Considerando los 23 disparos ocurridos en el tiempo de prueba del sistema, el tiempo en promedio que las subestaciones se encontraron en paro fue de 230 minutos o 0.159 días.

Por lo tanto, la disponibilidad de las subestaciones posterior a la implementación del sistema SCADA sería:

$$Disponibilidad (\%) = \frac{90 \text{ días} - 0.159 \text{ días}}{90 \text{ días}} \times 100\% \quad (3)$$

$$Disponibilidad (\%) = 99.82 \%$$

4.2 Cantidad de variables integradas al SCADA

A partir de las tablas expuestas en el capítulo 3.2 del presente trabajo, se recopila información de la cantidad de variables y equipos monitoreados que envía información al sistema SCADA. Sin embargo, existen otros equipos de baja tensión que no están siendo monitoreados, estos equipos son relés bastante básicos, que no cuentan con un protocolo de comunicación IEC 61850, dado que protegen cargas que no son críticas en el proceso de refinamiento de la planta. Sin embargo, no queda descartado cambiar dichos relés por unos digitales en un futuro.

Tabla 43
Total equipos monitoreados por el SCADA

Item	S.E.	Variables	Equipos Monitoreados	Equipos no Monitoreados
1	SEP	4132	102	53
2	SE1	2976	87	26
3	SE2	4938	140	91
4	SE3	4656	134	46
5	SE4	2751	79	55
6	SO1	2968	84	35
7	SO3	1756	52	38
8	SO5	623	20	46
9	SO6	810	27	26
10	SO9	623	20	31
11	CCB	118	6	0
Total		26 351	751	447

De la tabla 43 se puede notar que el total de variables enviadas al sistema SCADA es de 26 351 señales. También, el número total de equipos monitoreados es de 751 de un total de 1198 equipos.

Por lo tanto, el porcentaje de automatización de las subestaciones eléctricas de la refinería es de un 62.7%.

4.3 Porcentaje de reserva de capacidad del sistema

De la tabla 43 la cantidad de variables que se envía hacia el SCADA es de 26 351 señales, el SCADA está configurado con el software SICAM 230, dicho software tiene una licencia de funcionamiento de 70 000 señales. Por lo tanto, el porcentaje de reserva que tiene el sistema para ser escalado es de 62.4%.

En un futuro se tiene contemplado duplicar la cantidad de cargas a monitorear, debido a que se agregará nuevas unidades, alcanzando un máximo de 50000 señales aproximadamente. Por lo tanto, el porcentaje de reservas en un futuro podría ser de 28.5 %. Aun así, el porcentaje de reservas seguiría respetando el 25%, estipulado en la definición de estándares del sistema SCADA.

4.4 Satisfacción de los operadores

Para poder evaluar la satisfacción de los operadores respecto a la interfaz del sistema SCADA, se preparó una encuesta en la cual, se pregunta por diversos tópicos tales como adquisición de datos, supervisión, control, comunicación, alarmas, históricos, seguridad, flexibilidad y generación de informes.

La encuesta fue dirigida a los operadores (Ver anexo 2), que estuvieron haciendo uso del sistema en los meses de prueba. En total son 6 operadores los responsables, quienes trabajan en forma rotativa monitoreando el sistema eléctrico de la refinería desde sala de control.

La encuesta fue de 10 preguntas, cada pregunta tuvo un puntaje entre 0 y 5 puntos, dependiendo de qué tanto, cada tópico alcanzo sus expectativas. Por lo tanto, un puntaje total de 50 puntos equivale a un 100% de satisfacción por parte de los operadores.

A continuación, se muestra el resultado de las encuestas

Tabla 44
Resultado de encuesta de satisfacción al cliente

	A	B	C	D	E	F	Total
Adquisición	4	5	5	4	5	4	27
Supervisión	4	5	5	5	4	5	28
Control	5	5	5	5	4	5	29
Comunicación	5	5	5	4	5	5	29
Alarmas	5	5	5	5	4	5	29
Históricos	4	4	3	4	4	5	24
Seguridad	3	4	3	4	4	3	21
Integración	5	5	5	4	5	4	28
Flexibilidad	5	4	4	5	4	5	27
Análisis	4	4	3	4	4	4	23
Total, Pts	44	46	43	44	43	45	44.12
Satisfacción %	88%	92%	86%	88%	86%	90%	88%

Por lo tanto, el porcentaje de satisfacción en cuanto a la experiencia de la interfaz del sistema monitoreo es del 88%.

4.5 Contrastación de hipótesis general

- **H0.** El diseño e implementación de un sistema de control y monitoreo no mejorará la disponibilidad de las subestaciones eléctricas de una refinería.
- **Hg.** El diseño e implementación de un sistema de control mejorará la disponibilidad de las subestaciones eléctricas de una refinería.

Durante el análisis de la disponibilidad de las subestaciones eléctricas, se pudo comprobar claramente dos escenarios. El primero anterior a la implementación del sistema de control y monitoreo. En dicho periodo hubo un total de 1.385 días de paradas no programadas por disparos eléctricos, en cuanto a la disponibilidad de las subestaciones, estas habrían tenido una disponibilidad de 98.46%.

El segundo escenario corresponde al tiempo de prueba posterior a la implementación del sistema, en dicho periodo el tiempo total de paradas no programadas por disparos eléctricos fue de 0.159 días, es decir hubo una disminución del tiempo de parada de más del 88%. Lo que representaría que la disponibilidad de las

subestaciones eléctricas aumento a 99.82%. Por lo tanto, se verifica que la hipótesis H_g es positiva y se descarta la hipótesis nula H_0 .

4.6 Contrastación de hipótesis específicas

- **H1.** La definición del hardware y software necesario no permitirá la implementación del sistema monitoreo y control de las subestaciones eléctricas.
- **H2.** La definición del hardware y software necesario permitirá la implementación del sistema monitoreo y control de las subestaciones eléctricas.

Para poder implementar el sistema de monitoreo y control fue necesario conocer la cantidad de equipos existentes a nivel de bahía, sus protocolos de comunicación y características de funcionamiento, estos resultados influyeron en la selección del software para el SCADA de manera directa, debido a que estos equipos son los que recopilan los datos eléctricos y ejecutan los comandos. Para el presente proyecto se alcanzó una automatización de las subestaciones eléctricas del 62.7%, con un total de 26 351 señales monitoreadas en tiempo real. Sin embargo, el SCADA aún tiene una mayor capacidad para seguir agregando más equipo de control. Actualmente el sistema cuenta con una reserva de tags del 62.4%, reserva suficiente en caso se decida monitorear al 100% todos los equipos de control del sistema eléctrico. Por lo tanto, se verifica que la hipótesis H_2 es positiva y se descarta la hipótesis H_1 .

- **H3.** La elaboración de la arquitectura de control de integración no permitirá la adquisición de datos y monitoreo de las variables de carácter eléctrico.
- **H4.** La elaboración de la arquitectura de control de integración, permitirá la adquisición de datos y monitoreo de las variables de carácter eléctrico.

Para poder enviar los datos recopilados y variables de carácter eléctrico hacia el sistema SCADA, desde los equipos de bahía, es necesario un medio físico de comunicación. La arquitectura de control de integración define a detalle los equipos involucrados, conversores y tipo de conexionado de comunicación para poder llevarlo a cabo, dicha arquitectura fue diseñada e implementada siguiendo los lineamientos recomendados por el estándar IEC 61850 para la automatización de subestaciones

eléctricas. Por lo tanto, se verifica que la hipótesis H4 es positiva y se descarta la hipótesis H3.

- **H5.** El diseño de la interfaz gráfica basado en los estándares internacionales ISA 101, ISA 18.1 no permitirá monitorear en tiempo real las medidas, eventos y alarmas del sistema eléctrico, ni brindará comodidad y eficiencia al operador
- **H6.** El diseño de la interfaz gráfica basado en los estándares internacionales ISA 101, ISA 18.1 permitirá monitorear en tiempo real las medidas, eventos y alarmas del sistema eléctrico, brindará comodidad y eficiencia al operador

Posterior a la implementación del sistema de monitoreo y control, el sistema se puso a prueba, para ello se invitó a los operadores que hagan uso del mismo y puedan posteriormente compartir su apreciación. En cuanto a la experiencia de usuario de la interfaz. Este reflejo una aceptación del 88% por parte del personal. Los tópicos donde hubo una menor aceptación podrán ser mejorados en el futuro cercano, debido a la escalabilidad con el que cuenta el software. Por lo tanto, se verifica que la hipótesis H6 es positiva y se descarta la hipótesis H5.

Conclusiones

- La implementación del sistema de monitoreo y control permite que los operadores de la refinería puedan anticipar posibles fallas de los equipos en las subestaciones eléctricas, realizar maniobras y reponer el sistema en caso de disparos eléctricos; desde la sala de control.
- La implementación del SCADA permite una reducción del número de paradas no programadas; para un periodo de prueba de 3 meses se redujo de 57 a solo 23. Por lo tanto, la reducción de las paradas no programadas, así como la del tiempo de reposición, se traduce en la mejora de la disponibilidad de las subestaciones.
- El tiempo de reposición ante fallas previo a la implementación del sistema de monitoreo y control era de 35', reduciéndose posteriormente a 10' en promedio, esto se debe a que el sistema permite encontrar rápidamente el equipo en falla y corregir la contingencia.
- La disponibilidad de las SE en el periodo de un mes se incrementa de un 98.46% a 99.82%. Una mayor disponibilidad de las subestaciones eléctricas implica un mayor tiempo de funcionamiento continuo de los equipos involucrados en el proceso, por ende, mayores ganancias para la empresa.
- La recolección de datos e información de la unidad de análisis, tales como: cantidad de equipos eléctricos, cantidad de señales a monitorear, diagramas unifilares y eléctricos sirvió como punto de partida para poder identificar los equipos necesarios a ser usados en el sistema SCADA; así como para elaborar la arquitectura de control de integración para el monitoreo de datos y registro de variables de carácter eléctrico.
- El diseño permitió lograr la integración de 751 equipos entre relés, controladores y equipos de servicios auxiliares; lo que representa un 62.7% de automatización de las subestaciones eléctricas.

- El diseño e implementación de las interfaces gráficas del sistema SCADA se da en base a estándares, en cuanto al diseño, implementación y funcionalidad, se hace uso de lo recomendado por el estándar ISA-101. En cuanto a los despliegues de eventos y alarmas, se tuvo en consideración lo recomendado por el estándar ISA 18.1.
- Los despliegues del SCADA cuentan con una experiencia de navegación amigable y se alcanzó los requerimientos de control esperados; los cuales pudieron ser confirmados al obtener un 88% de aceptación por parte de los operadores del sistema.
- La hipótesis planteada de mejorar la disponibilidad de las subestaciones eléctricas, luego de la implementación del sistema de monitoreo y control, se confirma a través de los resultados positivos obtenidos de los indicadores del presente trabajo.

Recomendaciones

- Se recomienda desarrollar un plan de capacitación para el personal a cargo de la operación del sistema SCADA, para que puedan conocer todas sus funcionalidades y utilizarlo de la mejor manera.
- Implementar características de ciberseguridad en los servidores, para evitar que puedan ser manipulados por personal no autorizado, de esta manera mantener datos confiables y garantizar un buen funcionamiento del sistema SCADA.
- Es necesario el uso de medidoras para el monitoreo de las variables eléctricas en las principales cargas, debido a que estos elementos son más sensibles y especializados, a diferencia de los relés, que tienen como principal función la protección eléctrica. De esa manera el SCADA eléctrico podrá mostrar datos de medición más precisos, los cuales servirán para un mejor análisis por parte de los operadores de planta.
- Implementar un sistema de gestión de energía eléctrica (EPMS), el cual junto al SCADA eléctrico, podrían tomar decisiones de deslastre de cargas, para evitar un “blackout” de la planta, a causa de perturbaciones de la red eléctrica por frecuencia o potencia de consumo.

Referencias bibliográficas

- Aguirre, D. (2013). Desarrollo de un sistema SCADA para uso en pequeñas y medianas empresas. Tesis de pregrado en Ingeniería Industrial y de Sistemas. Universidad de Piura. Facultad de Ingeniería. Programa Académico de Ingeniería Industrial y de Sistemas. Piura, Perú.
- Andrade Baño, N. O., & Miranda Gavilánez, S. A. (2018). Doc Player. Obtenido de <http://docplayer.es/132962089-Escuela-superior-politecnica-de-chimborazo.html>
- Andrade N. Segundo M. (2018). Integración de medidores de energía eléctrica de las bahías de las subestaciones del área de concesión de la provincia de Bolívar al sistema SCADA. (Trabajo de titulación) Obtenido de <http://dspace.esPOCH.edu.ec/handle/123456789/9205>
- Bandera J (2020), Diseño de la subestación digital Placido Rosas 150/63/31,5 kV, conforme a la norma IEC 61850. Obtenido de <https://hdl.handle.net/10895/1441>
- BHB SICAM AK3 User Manual. Obtenido de https://support.industry.siemens.com/cs/attachments/109757722/BHB_SICAM_AK_3_ENG.pdf
- Bravo, W. (2021) Automatización de una subestación eléctrica de potencia con el estándar IEC-61850. Obtenido de <http://hdl.handle.net/20.500.12918/6859>
- Configuration manual Rugged Multi Service Platforms RUGGEDCOM ROX II v2.15 Web Interface. Obtenido de: https://cache.industry.siemens.com/dl/files/832/109807832/att_1112592/v1/C79000-G8976-1532_ROX-II_v2.15_RX1500_ConfigurationManual_WebUI.pdf
- Dorf, R. C., Bishop, R. H., Canto, S. D., Canto, R. D., & Dormido, S. (2005). Sistemas de control moderno (pp. 37-310). Pearson Educación.
- Escalona, a., & Ochoa, A. Redes eléctricas inteligentes como alternativa para el uso eficiente de la energía eléctrica. (Trabajo Especial de Grado). Universidad de

- Carabobo, Bárbula. INCIBE. (24 de enero de 2019). Obtenido de <https://www.incibecert.es/blog/estandar-iec-61850-todos-uno-y-uno-todos>
- Escalona, a., & Ochoa, A. Redes eléctricas inteligentes como alternativa para el uso eficiente de la energía eléctrica. (Trabajo Especial de Grado). Universidad de Carabobo, Bárbula.
- Espin, Danny (2018) Desarrollo de una herramienta computacional que contenga comunicación MODBUS RTU y MODBUS TCP para la implementación de sistemas de control supervisorio y adquisición de datos a bajo costo. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19850>
- Fanchi, J. R., & Christiansen, R. L. (2016). Introduction to petroleum engineering. John Wiley & Sons.
- Francisco H. Núñez R, MSEE (2019). Centrales de generación y subestaciones eléctricas. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/472574310/Centrales-de-Generacion-y-Subestaciones-Electricas-2da-Edicion-Francisco-H-Nunez-Ramirez>
- Ganchala I. Pullupaxi, J. (2014). Diseño e implementación de un sistema SCADA utilizando Factorytalk y Ethernet Industrial con tecnología Allen Bradley para el monitoreo y control de las estaciones de flujo, nivel y presión en el Laboratorio de Redes Industriales y Control de Procesos de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE Extensión Latacunga. Obtenido de <http://repositorio.espe.edu.ec/handle/21000/7817>
- Installation manual Rugged Multi Service Platforms RUGGEDCOM RX1500. Obtenido de: https://cache.industry.siemens.com/dl/files/529/82166529/att_1104878/v1/C79000-G8976-1053_RX1500_InstallationManual.pdf
- ISA. (2019). ISA-TR101.02-2019. HMI Usability and Performance.
- Klinger, A., & Cepeda, R. (2020). Universidad Politécnica Salesiana. Obtenido de <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/19097>

- Larry L. Peterson y Bruce S. Davie (2021). Computer Networks: A Systems Approach. Morgan Kaufmann 6th Edition
- Loayza J. (2018), Diseño e implementación de la instrumentación y protección para el monitoreo y seguridad en subestaciones de distribución eléctrica. (Trabajo de suficiencia profesional para obtener el título de ingeniero mecatrónico)
- Meyers, R. A. (2016). Handbook of petroleum refining processes.
- Montgomery, D. C., & García, R. P. (2004). Control estadístico de la calidad (No. 658.562 M66 2004.). Limusa Wiley.
- Montero-Vilela, J., Arias-Oliva, M., & Pelegrín-Borondo, J. (2019). Automatización, Digitalización y Robotización: Definición y protagonismo en la RSC del IBEX 35. In Conference Paper. XXXIII AEDEM Annual Meeting, Sevilla.
- Neira C. (2020), Implementación de un sistema SCADA y de comunicaciones para una línea de transmisión 220 kV y subestaciones asociadas. Obtenido de <http://hdl.handle.net/20.500.14076/22110>
- Núñez F. (2019), Centrales de generación y subestaciones eléctricas. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/472574310/Centrales-de-Generacion-y-Subestaciones-Electricas-2da-Edicion-Francisco-H-Nunez-Ramirez#>
- Ogata, K. (2010). Modern control engineering fifth edition.
- Ore Bejarano, F.J. (2021). Automatización y control con RTU de 29 subestaciones de distribución de media tensión del centro histórico de Trujillo. Tesis de grado para optar el título profesional de Ingeniero Eléctrico. Obtenido de <http://hdl.handle.net/20.500.12894/6480>
- Otavo, D. (2020) Implementación de un plan de automatización, control y supervisión para los niveles de tensión de 34.5 kV y 13.8 kV de la S.E. Arenal del grupo EBSA. Obtenido de <http://hdl.handle.net/11349/28334>

- Parra Hidalgo, C. (2018). Repositorio Universidad de Israel. Obtenido de <https://repositorio.uisrael.edu.ec/bitstream/47000/1812/1/UISRAEL-EC-MASTER%20-%20TELEM-378.242-2018-001.pdf>
- Petroperú. (2022). Petroperú. Obtenido de <https://socioambiental.petroperu.com.pe/principal/gestionambiental/proyecto-modernizacion-refineria-talara/>
- RAISG. (7 de septiembre de 2020). Obtenido de <https://www.amazoniasocioambiental.org/es/radar/inauguraran-planta-para-combustible-bajo-en-azufre-en-la-amazonia/>
- Ramírez H. (2020), Diseño e implementación de una plataforma de pruebas para sistemas de automatización de subestaciones eléctricas basado en la norma IEC 61850. (Tesis para optar el título de ingeniero Eléctrico). Universidad Nacional del Este, Ciudad del este
- Ramírez J. (2020) Análisis de la automatización de subestaciones eléctricas basado en un sistema de control y adquisición de datos (SCADA) para mejorar la operación de unidades mineras subterráneas. (Trabajo de suficiencia profesional para obtener el título de ingeniero mecatrónico). Obtenido de <http://hdl.handle.net/20.500.14076/21659>
- Ramos Díaz, R. (2021). Universidad Nacional de Trujillo. Obtenido de <https://dspace.unitru.edu.pe/bitstream/handle/UNITRU/16518/Ramos%20Diaz.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Rodriguez, R (2021) Desarrollo e implementación de un sistema IoT para la monitorización de magnitudes eléctricas mediante comunicación Modbus sobre RS485. Obtenido de <http://hdl.handle.net/10251/171377>
- Romero Avecillas, C. J. Diseño de un sistema SCADA para el proeso de producción de los pozos de petróleo de Petroecuador. (Proyecto Previo a la obtención del título de ingeniero en electrónica y control). Escuela Politécnica Nacional, Quito.

- Romo C. (2017). Estudio de factibilidad protocolos de comunicación en subestaciones eléctricas (Informe final para obtener el título de ingeniero civil eléctrico) Obtenido de http://opac.pucv.cl/pucv_txt/txt-2500/UCC2800_01.pdf
- Rubio R. Sosa J, (2022). Diseño de un Sistema SCADA para mejorar la Gestión Operativa en el Área de Mantenimiento de un Terminal Portuario. (Tesis para obtener el título profesional de Ingeniero Industrial). Obtenido de <https://hdl.handle.net/20.500.12692/114225>
- RUGGEDCOM RS900 ROS v5.7 Configuration Manual. Obtenido de: https://support.industry.siemens.com/cs/attachments/109737197/C79000-G8976-1544_ROS_v5.7_RS900_ConfigurationManual.pdf
- Sánchez Briceño, G., Custodio Ruiz, Á., & Zerpa, H. (2010). Servidor para un sistema de supervisión y control de procesos industriales bajo software libre. Universidad, Ciencia y Tecnología, 14(54).
- Servan, M. (2019). Automatización de subestaciones de potencia de la empresa distribuidora Electro Ucayali S.A. mediante un sistema SCADA/ICCP para permitirle el monitoreo, control y envío de datos al centro de control del COES. Obtenido de <http://hdl.handle.net/20.500.12952/3914>
- SGRWIN. (30 de abril de 2021). Obtenido de <https://www.sgrwin.com/es/iec-61850-explicado-de-manera-facil/> SIEMENS. (2017). Documentación didáctica SCE.
- SICAM 230 V7.20 Manual. Obtenido de <https://support.industry.siemens.com/cs/document/109744288/sicam-230-and-sicam-230-tools?dti=0&lc=en-KW>
- SIEMENS. (2018). Obtenido de <https://www.automation.siemens.com/sce-static/learning-training-documents/tia-portal/advanced-programming-s7-1200/sce-051-201-scl-s7-1200-r1709-es.pdf>
- Silos, A. (4 de octubre de 2016). Schneider Electric. Obtenido de <https://blogspanol.se.com/redes-inteligentes/2016/10/04/arquitecturas-de-comunicación/>

SYB SICAM AK 3 System Description. Obtenido de https://cache.industry.siemens.com/dl/files/291/109762291/att_1081982/v1/SYB_SICAM_AK_3_ENG.pdf

Toscano Palacios, M. A. Automatización de una Subestación Eléctrica utilizando el Protocolo IEC 61850 y el ICCP para el envío de Datos. (Tesis para optar por el título de Ingeniería electrónica). Universidad Ricardo Palma, Lima.

Valenzuela J (2022), Automatización del sistema SCADA de una subestación eléctrica de 115 kV utilizando el protocolo IEC 61850 y DNP 3.0 para enviar los datos al centro de control. Tesis para obtener el grado de maestría en ingeniería electrónica. Obtenido de <https://rinacional.tecnm.mx/jspui/handle/TecNM/5134>

Yepes, J (2020) Analisis tecnico económico de la aplicación de un sistema de control y protecciones para subestaciones eléctricas bajo el estandar IEC 61850. Obtenido de <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/79391>

Anexos

Anexo 1. Listado de señales.....	1
Anexo 2. Modelo de encuesta	37

Anexo 1. Listado de señales

Listado de señales 52INC1_33kV

N°	Dirección	Equipo	Señal
1	LD0/DAXCBR1.Pos.stVal	REF630	Posición del Interruptor
2	LD0/DPGGIO2.DPCSO.stVal	REF630	Posición del seccionador a tierra
3	LD0/DPGGIO1.DPCSO.stVal	REF630	Estado del Carro
4	LD0/SPGGIO1.Ind.stVal	REF630	Alarma resorte descargado
5	LD0/SPGGIO8.Ind.stVal	REF630	Apertura Remota
6	LD0/SPGGIO9.Ind.stVal	REF630	Cierre Remoto
7	LD0/SPGGIO10.Ind.stVal	REF630	Disparo Externo
8	LD0/SPGGIO11.Ind.stVal	REF630	A14 - CB Abierto o en modo Test
9	LD0/SPGGIO12.Ind.stVal	REF630	A15 - CB Abierto o en modo Test
10	LD0/SPGGIO13.Ind.stVal	REF630	A17 - CB Abierto o en modo Test
11	LD0/SPGGIO14.Ind.stVal	REF630	A20 - CB Abierto o en modo Test
12	LD0/SPGGIO15.Ind.stVal	REF630	Alarma B.B VT MCB Abierto
13	LD0/SPGGIO16.Ind.stVal	REF630	Alarma VT MCB Abierto
14	LD0/SPGGIO17.Ind.stVal	REF630	Falla Reset
15	LD0/SPGGIO18.Ind.stVal	REF630	Estado B.B. seccionador a tierra
16	LD0/SPGGIO20.Ind.stVal	REF630	Apertura Local
17	LD0/SPGGIO21.Ind.stVal	REF630	Cierre Local
18	DQ_1/DQPTUV1.Str.general	REF630	32Q/27 Alarma - Subtensión
19	DQ_1/DQPTUV1.Op.general	REF630	32Q/27 Disparo - Potencia Reactiva Direccional Subtensión
20	LD0/EFHPTOC1.Op.general	REF630	51N Disparo Etapa 2 - Falla a Tierra
21	LD0/EFHPTOC1.Str.general	REF630	51N Arranque Etapa 2 - Falla a Tierra
22	LD0/EFIPTOC1.Op.general	REF630	50N/51N Disparo Instantaneo - Falla a Tierra
23	LD0/EFIPTOC1.Str.general	REF630	50N/51N Arranque Instantaneo - Falla a Tierra
24	LD0/EFLPTOC1.Op.general	REF630	51N Disparo Etapa 1 - Falla a Tierra
25	LD0/EFLPTOC1.Str.general	REF630	51N Arranque Etapa 1 - Falla a Tierra
26	LD0/PHHPTOC1.Op.general	REF630	51P Disparo Etapa 2 - Sobrecorriente de Fase
27	LD0/PHHPTOC1.Str.general	REF630	51P Arranque Etapa 2 - Sobrecorriente de Fase
28	LD0/PHIPTOC1.Op.general	REF630	50P/51P Disparo Instantaneo - Sobrecorriente de Fase
29	LD0/PHIPTOC1.Str.general	REF630	50P/51P Arran Inst - Sobrecorriente de Fase
30	LD0/PHLPTOC1.Op.general	REF630	51P Disparo - Sobrecorriente de Fase
31	LD0/PHLPTOC1.Str.general	REF630	51P Arranque - Sobrecorriente de Fase
32	LD0/PHPTUV1.Op.general	REF630	27 Disparo 1
33	LD0/PHPTUV1.Str.general	REF630	27 Arranque 1

34	LD0/PHPTUV2.Op.general	REF630	27 Disparo 2
35	LD0/PHPTUV2.Str.general	REF630	27 Arranque 2
36	LD0/PHPTUV3.Op.general	REF630	27 Disparo 3
37	LD0/PHPTUV3.Str.general	REF630	27 Arranque 3
38	LD0/SPGGIO26.Ind.stVal	REF630	59 Disparo 1
39	LD0/SPGGIO27.Ind.stVal	REF630	59 Arranque 1
40	LD0/ROVPTOV1.Op.general	REF630	59G Disparo 1
41	LD0/ROVPTOV1.Str.general	REF630	59G Arranque 1
42	LD0/ROVPTOV2.Op.general	REF630	59G Disparo 2
43	LD0/ROVPTOV2.Str.general	REF630	59G Arranque 2
44	LD0/ROVPTOV3.Op.general	REF630	59G Disparo 3
45	LD0/ROVPTOV3.Str.general	REF630	59G Arranque 3
46	LD0/TCSSCBR1.TrCctAlm.stVal	REF630	TCM - Supervision Bobina Disparo 1
47	LD0/TCSSCBR2.TrCctAlm.stVal	REF630	TCM - Supervision Bobina Disparo 2
48	LD0/TRPPTRC1.Tr.general	REF630	Disparo Maestro
49	LD0/SPGGIO23.Ind.stVal	REF630	25 - Falla condición de sincronismo
50	LD0/SPGGIO24.Ind.stVal	REF630	Estado relé (falla)
51	LD0/SPGGIO25.Ind.stVal	REF630	Estado relé (alarma)
52	LD0/PWRMMXU1.Hz.mag.f	REF630	Frecuencia
53	LD0/PWRMMXU1.TotPF.mag.f	REF630	Factor de Potencia
54	LD0/PWRMMXU1.TotVA.mag.f	REF630	Potencia Aparente
55	LD0/PWRMMXU1.TotVAr.mag.f	REF630	Potencia Reactiva
56	LD0/PWRMMXU1.TotW.mag.f	REF630	Potencia Activa
57	LD0/CPHMMXU1.A.phsA.cVal.mag.f	REF630	Corriente Fase A
58	LD0/CPHMMXU1.A.phsB.cVal.mag.f	REF630	Corriente Fase B
59	LD0/CPHMMXU1.A.phsC.cVal.mag.f	REF630	Corriente Fase C
60	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsAB.cVal.mag.f	REF630	Voltaje AB
61	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsBC.cVal.mag.f	REF630	Voltaje BC
62	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsCA.cVal.mag.f	REF630	Voltaje CA
63	LD0/VPPMMXU2.PPV.phsAB.cVal.mag.f	REF630	Voltaje AB, Barra B
64	LD0/MVGGIO6.VArhFwd.mag.f	REF630	Energia Activa Entregada
65	LD0/MVGGIO6.VArhRv.mag.f	REF630	Energia Activa Consumida
66	LD0/MVGGIO6.WhFwd.mag.f	REF630	Energia Reactiva Entregada
67	LD0/MVGGIO6.WhRv.mag.f	REF630	Energia Reactiva Consumida

Listado de señales 52INC2_33kV

N°	Dirección	Equipo	Señal
1	LD0/DAXCBR1.Pos.stVal	REF630	Posición del interruptor
2	LD0/DPGGIO2.DPCSO.stVal	REF630	Posición del seccionador a tierra
3	LD0/DPGGIO1.DPCSO.stVal	REF630	Estado del Carro
4	LD0/SPGGIO1.Ind.stVal	REF630	Alarma resorte descargado
5	LD0/SPGGIO8.Ind.stVal	REF630	Apertura Remota
6	LD0/SPGGIO9.Ind.stVal	REF630	Cierre Remoto
7	LD0/SPGGIO10.Ind.stVal	REF630	Disparo Externo

8	LD0/SPGGIO11.Ind.stVal	REF630	A14 - CB Abierto o en modo Test
9	LD0/SPGGIO12.Ind.stVal	REF630	A17 - CB Abierto o en modo Test
10	LD0/SPGGIO13.Ind.stVal	REF630	A19 - CB Abierto o en modo Test
11	LD0/SPGGIO14.Ind.stVal	REF630	A20 - CB Abierto o en modo Test
12	LD0/SPGGIO15.Ind.stVal	REF630	Alarma B.B VT MCB Abierto
13	LD0/SPGGIO16.Ind.stVal	REF630	Alarma VT MCB Abierto
14	LD0/SPGGIO17.Ind.stVal	REF630	Falla Reset
15	LD0/SPGGIO18.Ind.stVal	REF630	Disparo desde RET615
16	LD0/SPGGIO19.Ind.stVal	REF630	Estado B.B. seccionador a tierra
17	LD0/SPGGIO20.Ind.stVal	REF630	Apertura Local
18	LD0/SPGGIO21.Ind.stVal	REF630	Cierre Local
19	LD0/SPGGIO22.Ind.stVal	REF630	Disparo Transformador
20	DOP_1/DPPDOP1.Str.general	REF630	32R/32O Arranque - Protección Potencia Inversa
21	DOP_1/DPPDOP1.Op.general	REF630	32R/32O Disparo - Protección Potencia Inversa
22	DQ_1/DQPTUV1.Str.general	REF630	32Q/27 Alarma - Potencia Reactiva Direccional Subtensión
23	DQ_1/DQPTUV1.Op.general	REF630	32Q/27 Disparo - Potencia Reactiva Direccional Subtensión
24	LD0/EFHPTOC1.Op.general	REF630	51N Disparo Etapa 2 - Falla a Tierra
25	LD0/EFHPTOC1.Str.general	REF630	51N Arranque Etapa 2 - Falla a Tierra
26	LD0/EFIPTOC1.Op.general	REF630	50N/51N Disparo Instantaneo - Falla a Tierra
27	LD0/EFIPTOC1.Str.general	REF630	50N/51N Arranque Instantaneo - Falla a Tierra
28	LD0/EFLPTOC1.Op.general	REF630	51N Disparo Etapa 1 - Falla a Tierra
29	LD0/EFLPTOC1.Str.general	REF630	51N Arranque Etapa 1 - Falla a Tierra
30	LD0/PHHPTOC1.Op.general	REF630	51P Disparo Etapa 2 - Sobrecorriente de Fase
31	LD0/PHHPTOC1.Str.general	REF630	51P Arranque Etapa 2 - Sobrecorriente de Fase
32	LD0/PHIPTOC1.Op.general	REF630	50P/51P Disparo Instantaneo - Sobrecorriente de Fase
33	LD0/PHIPTOC1.Str.general	REF630	50P/51P Arranque Instantaneo - Sobrecorriente de Fase
34	LD0/PHLPTOC1.Op.general	REF630	51P Disparo Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase
35	LD0/PHLPTOC1.Str.general	REF630	51P Arranque Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase
36	LD0/PHPTUV1.Op.general	REF630	27 Disparo 1
37	LD0/PHPTUV1.Str.general	REF630	27 Arranque 1
38	LD0/PHPTUV3.Op.general	REF630	27 Disparo 3
39	LD0/PHPTUV3.Str.general	REF630	27 Arranque 3
40	LD0/SPGGIO26.Ind.stVal	REF630	59 Disparo 1

41	LD0/SPGGIO27.Ind.stVal	REF630	59 Arranque 1
42	LD0/ROVPTOV1.Op.general	REF630	59G Disparo 1
43	LD0/ROVPTOV1.Str.general	REF630	59G Arranque 1
44	LD0/ROVPTOV2.Op.general	REF630	59G Disparo 2
45	LD0/ROVPTOV2.Str.general	REF630	59G Arranque 2
46	LD0/ROVPTOV3.Op.general	REF630	59G Disparo 3
47	LD0/ROVPTOV3.Str.general	REF630	59G Arranque 3
48	LD0/TCSSCBR1.TrCctAlm.stVal	REF630	TCM - Supervision Bobina Disparo 1
49	LD0/TCSSCBR2.TrCctAlm.stVal	REF630	TCM - Supervision Bobina Disparo 2
50	LD0/SPGGIO23.Ind.stVal	REF630	25 - Falla condición de sincronismo
51	LD0/SPGGIO24.Ind.stVal	REF630	Estado relé (falla)
52	LD0/SPGGIO25.Ind.stVal	REF630	Estado relé (alarma)
53	LD0/TRPPTRC1.Tr.general	REF630	Disparo Maestro
54	LD0/PWRMMXU1.Hz.mag.f	REF630	Frecuencia
55	LD0/PWRMMXU1.TotPF.mag.f	REF630	Factor de Potencia
56	LD0/PWRMMXU1.TotVA.mag.f	REF630	Potencia Aparente
57	LD0/PWRMMXU1.TotVAr.mag.f	REF630	Potencia Reactiva
58	LD0/PWRMMXU1.TotW.mag.f	REF630	Potencia Activa
59	LD0/CPHMMXU1.A.phsA.cVal.mag.f	REF630	Corriente Fase A
60	LD0/CPHMMXU1.A.phsB.cVal.mag.f	REF630	Corriente Fase B
61	LD0/CPHMMXU1.A.phsC.cVal.mag.f	REF630	Corriente Fase C
62	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsAB.cVal.mag.f	REF630	Voltaje AB
63	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsBC.cVal.mag.f	REF630	Voltaje BC
64	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsCA.cVal.mag.f	REF630	Voltaje CA
65	LD0/VPPMMXU2.PPV.phsAB.cVal.mag.f	REF630	Voltaje AB, Barra B
66	LD0/MVGGIO6.VArhFwd.mag.f	REF630	Energia Activa Entregada
67	LD0/MVGGIO6.VArhRv.mag.f	REF630	Energia Activa Consumida
68	LD0/MVGGIO6.WhFwd.mag.f	REF630	Energia Reactiva Entregada
69	LD0/MVGGIO6.WhRv.mag.f	REF630	Energia Reactiva Consumida

Listado de señales S8_33kV

N°	Dirección	Equipo	Señal
1	CTRL/DCSXSWI1.Pos.stVal	REF615	Estado de Carro
2	CTRL/CBXCBR1.Pos.stVal	REF615	Posición del interruptor
3	CTRL/ESSXSWI1.Pos.stVal	REF615	Posición seccionador a Tierra
4	LD0/XGGIO110.Ind1.stVal	REF615	Alarma resorte descargado
5	LD0/XGGIO120.Ind1.stVal	REF615	Apertura Remota
6	LD0/XGGIO120.Ind2.stVal	REF615	Cierre Remoto
7	LD0/XGGIO120.Ind3.stVal	REF615	Disparo Externo
8	LD0/XGGIO120.Ind4.stVal	REF615	Alarma B.B VT MCB Abierto ó Carro en prueba
9	LD0/XAGGIO130.Ind1.stVal	REF615	Estado B.B Seccionador a Tierra
10	LD0/XAGGIO130.Ind3.stVal	REF615	Apertura Local

11	LD0/XAGGIO130.Ind4.stVal	REF615	Cierre Local
12	LD0/PHPTUV1.Str.general	REF615	27 Disparo 1
13	LD0/PHPTUV1.Op.general	REF615	27 Arranque 1
14	LD0/PHPTUV2.Str.general	REF615	27 Disparo 2
15	LD0/PHPTUV2.Op.general	REF615	27 Arranque 2
16	LD0/PHPTUV3.Str.general	REF615	27 Disparo 3
17	LD0/PHPTUV3.Op.general	REF615	27 Arranque 3
18	LD0/PHIPTOC1.Str.general	REF615	50P/51P Disparo Instantaneo – Sobrecorriente de Fase
19	LD0/PHIPTOC1.Op.general	REF615	50P/51P Arranque Instantaneo – Sobrecorriente de Fase
20	LD0/DEFLPTOC1.Str.general	REF615	51N Arranque Etapa 1 - Falla a Tierra 1
21	LD0/DEFLPTOC1.Op.general	REF615	51N Disparo Etapa 1 - Falla a Tierra 1
22	LD0/DEFLPTOC2.Str.general	REF615	51N Arranque Etapa 1 - Falla a Tierra 2
23	LD0/DEFLPTOC2.Op.general	REF615	51N Disparo Etapa 1 - Falla a Tierra 2
24	LD0/DEFHPTOC1.Str.general	REF615	50N/51N Disparo Instantaneo - Falla a Tierra 2
25	LD0/DEFHPTOC1.Op.general	REF615	50N/51N Arranque Instantaneo - Falla a Tierra 2
26	LD0/EFHPTOC1.Str.general	REF615	50N/51N Disparo Instantaneo - Falla a Tierra 1
27	LD0/EFHPTOC1.Op.general	REF615	50N/51N Arranque Instantaneo - Falla a Tierra 1
28	LD0/DPHLPTOC1.Str.general	REF615	51P Alarma Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase 1
29	LD0/DPHLPTOC1.Op.general	REF615	51P Disparo Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase 1
30	LD0/DPHLPTOC2.Str.general	REF615	51P Alarma Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase 2
31	LD0/DPHLPTOC2.Op.general	REF615	51P Disparo Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase 2
32	LD0/DPHHPTOC1.Str.general	REF615	51P Alarma Etapa 2 - Sobrecorriente de Fase
33	LD0/DPHHPTOC1.Op.general	REF615	51P Disparo Etapa 2 - Sobrecorriente de Fase
34	LD0/TRPPTRC1.Op.general	REF615	Disparo Maestro
35	LD0/TCSSCBR1.CirAlm.stVal	REF615	TCM Supervisión Bobina Disparo 1
36	LD0/TCSSCBR2.CirAlm.stVal	REF615	TCM Supervisión Bobina Disparo 2
37	LD0/LPHD1.PhyHealth.stVal	REF615	Estado relé
38	LD0/PEMMXU1.TotPF.mag.f	REF615	Factor de Potencia
39	LD0/FMMXU1.Hz.mag.f	REF615	Frecuencia
40	LD0/PEMMXU1.TotW.mag.f	REF615	Potencia Activa
41	LD0/PEMMXU1.TotVA.mag.f	REF615	Potencia Aparente
42	LD0/PEMMXU1.TotVAr.mag.f	REF615	Potencia Reactiva
43	LD0/CMMXU1.A.phsA.cVal.mag.f	REF615	Corriente Fase A

44	LD0/CMMXU1.A.phsB.cVal.mag.f	REF615	Corriente Fase B
45	LD0/CMMXU1.A.phsC.cVal.mag.f	REF615	Corriente Fase C
46	LD0/VMMXU1.PPV.phsAB.cVal.mag.f	REF615	Voltaje AB
47	LD0/VMMXU1.PPV.phsBC.cVal.mag.f	REF615	Voltaje BC
48	LD0/VMMXU1.PPV.phsCA.cVal.mag.f	REF615	Voltaje CA

Listado de señales TIE_33kV

N°	Dirección	Equipo	Señal
1	LD0/DAXCBR1.Pos.stVal	REF630	Posición del interruptor
2	LD0/DPGGIO2.DPCSO.stVal	REF630	Posición seccionador a tierra
3	LD0/DPGGIO3.DPCSO.stVal	REF630	Estado del Carro
4	LD0/SPGGIO1.Ind.stVal	REF630	Alarma resorte descargado
5	LD0/SPGGIO8.Ind.stVal	REF630	Apertura Remota
6	LD0/SPGGIO9.Ind.stVal	REF630	Cierre Remoto
7	LD0/SPGGIO10.Ind.stVal	REF630	Disparo Externo
8	LD0/SPGGIO11.Ind.stVal	REF630	A14 - CB Abierto o en modo Test
9	LD0/SPGGIO12.Ind.stVal	REF630	A15 - CB Abierto o en modo Test
10	LD0/SPGGIO13.Ind.stVal	REF630	A19 - CB Abierto o en modo Test
11	LD0/SPGGIO14.Ind.stVal	REF630	A20 - CB Abierto o en modo Test
12	LD0/SPGGIO15.Ind.stVal	REF630	Alarma Busbar B VT(A18) MCB Abierto
13	LD0/SPGGIO16.Ind.stVal	REF630	Alarma Busbar B VT(A16) MCB Abierto
14	LD0/DPGGIO1.DPCSO.stVal	REF630	Estado Busbar Seccionador a Tierra
15	LD0/SPGGIO18.Ind.stVal	REF630	Apertura Local
16	LD0/SPGGIO19.Ind.stVal	REF630	Cierre Local
17	DOP_1/DPPDOP1.Str.general	REF630	32R/32O Arranque - Protección Potencia Inversa
18	DOP_1/DPPDOP1.Op.general	REF630	32R/32O Disparo - Protección Potencia Inversa
19	DQ_1/DQPTUV1.Str.general	REF630	32Q/27 Alarma - Potencia Reactiva Direccional Subtensión
20	DQ_1/DQPTUV1.Op.general	REF630	32Q/27 Disparo - Potencia Reactiva Direccional Subtensión
21	LD0/EFHPTOC1.Op.general	REF630	51N Disparo Etapa 2 - Falla a Tierra
22	LD0/EFHPTOC1.Str.general	REF630	51N Arranque Etapa 2 - Falla a Tierra
23	LD0/EFIPTOC1.Op.general	REF630	50N/51N Disparo Instantaneo - Falla a Tierra
24	LD0/EFIPTOC1.Str.general	REF630	50N/51N Arranque Instantaneo - Falla a Tierra
25	LD0/EFLPTOC1.Op.general	REF630	51N Disparo Etapa 1 - Falla a Tierra
26	LD0/EFLPTOC1.Str.general	REF630	51N Arranque Etapa 1 - Falla a Tierra
27	LD0/PHHPTOC1.Op.general	REF630	51P Disparo Etapa 2 - Sobrecorriente de Fase

28	LD0/PHHPTOC1.Str.general	REF630	51P Arranque Etapa 2 - Sobrecorriente de Fase
29	LD0/PHIPTOC1.Op.general	REF630	50P/51P Disparo Instantaneo - Sobrecorriente de Fase
30	LD0/PHIPTOC1.Str.general	REF630	50P/51P Arranque Instantaneo - Sobrecorriente de Fase
31	LD0/PHLPTOC1.Op.general	REF630	51P Disparo Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase
32	LD0/PHLPTOC1.Str.general	REF630	51P Arranque Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase
33	LD0/PHPTUV1.Op.general	REF630	27 Disparo 1
34	LD0/PHPTUV1.Str.general	REF630	27 Arranque 1
35	LD0/PHPTUV2.Op.general	REF630	27 Disparo 2
36	LD0/PHPTUV2.Str.general	REF630	27 Arranque 2
37	LD0/PHPTUV3.Op.general	REF630	27 Disparo 3
38	LD0/PHPTUV3.Str.general	REF630	27 Arranque 3
39	LD0/SPGGIO26.Ind.stVal	REF630	59 Disparo 1
40	LD0/SPGGIO27.Ind.stVal	REF630	59 Arranque 1
41	LD0/SPGGIO28.Ind.stVal	REF630	59 Disparo 2
42	LD0/SPGGIO29.Ind.stVal	REF630	59 Arranque 2
43	LD0/ROVPTOV1.Op.general	REF630	59G Disparo 1
44	LD0/ROVPTOV1.Str.general	REF630	59G Arranque 1
45	LD0/ROVPTOV2.Op.general	REF630	59G Disparo 2
46	LD0/ROVPTOV2.Str.general	REF630	59G Arranque 2
47	LD0/TCSSCBR1.TrCctAlm.stVal	REF630	TCM - Supervision Bobina Disparo 1
48	LD0/TCSSCBR2.TrCctAlm.stVal	REF630	TCM - Supervision Bobina Disparo 2
49	LD0/TRPPTRC1.Tr.general	REF630	Disparo Maestro
50	LD0/SPGGIO23.Ind.stVal	REF630	25 - Falla condición de sincronismo
51	LD0/SPGGIO24.Ind.stVal	REF630	Estado relé (falla)
52	LD0/SPGGIO25.Ind.stVal	REF630	Estado relé (alarma)
53	LD0/PWRMMXU1.Hz.mag.f	REF630	Frecuencia
54	LD0/PWRMMXU1.TotPF.mag.f	REF630	Factor de Potencia
55	LD0/PWRMMXU1.TotVA.mag.f	REF630	Potencia Aparente
56	LD0/PWRMMXU1.TotVAr.mag.f	REF630	Potencia Reactiva
57	LD0/PWRMMXU1.TotW.mag.f	REF630	Potencia Activa
58	LD0/CPHMMXU1.A.phsA.cVal.mag.f	REF630	Corriente Fase A
59	LD0/CPHMMXU1.A.phsB.cVal.mag.f	REF630	Corriente Fase B
60	LD0/CPHMMXU1.A.phsC.cVal.mag.f	REF630	Corriente Fase C
61	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsAB.cVal.mag.f	REF630	Voltaje AB
62	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsBC.cVal.mag.f	REF630	Voltaje BC
63	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsCA.cVal.mag.f	REF630	Voltaje CA
64	LD0/VPPMMXU2.PPV.phsAB.cVal.mag.f	REF630	Voltaje AB, Barra B
65	LD0/MVGGIO6.VArhFwd.mag.f	REF630	Energia Activa Entregada
66	LD0/MVGGIO6.VArhRv.mag.f	REF630	Energia Activa Consumida
67	LD0/MVGGIO6.WhFwd.mag.f	REF630	Energia Reactiva Entregada

68	LD0/MVGGIO6.WhRv.mag.f	REF630	Energia Reactiva Consumida
----	------------------------	--------	----------------------------

Listado de señales 52INC1_13.8kV

N°	Dirección	Equipo	Señal
1	LD0/DAXCBR1.Pos.stVal	REF630	Posición del Interruptor
2	LD0/DPGGIO6.DPCSO.stVal	REF630	Posición del seccionador a tierra
3	LD0/DPGGIO7.DPCSO.stVal	REF630	Estado del Carro
4	LD0/SPGGIO18.Ind.stVal	REF630	Disparo lth Limiter asociado a interruptores de barra
5	LD0/SPGGIO19.Ind.stVal	REF630	Selector SW en Disparo
6	LD0/SPGGIO20.Ind.stVal	REF630	Selector SW en Prueba
7	LD0/SPGGIO21.Ind.stVal	REF630	Selector SW en Servicio
8	LD0/SPGGIO5.Ind.stVal	REF630	Alarma resorte descargado
9	LD0/SPGGIO6.Ind.stVal	REF630	Estado del interruptor (aislado/conectado)
10	LD0/SPGGIO9.Ind.stVal	REF630	Alarma lth Limiters en falla
11	LD0/SPGGIO10.Ind.stVal	REF630	Alarma Busbar V.T en falla
12	LD0/SPGGIO11.Ind.stVal	REF630	Alarma MCB Voltmetric abierto
13	LD0/SPGGIO12.Ind.stVal	REF630	Alarma supervisión MCB Voltmetric en falla
14	LD0/SPGGIO13.Ind.stVal	REF630	CB Permiso de Cierre desde 33kV
15	LD0/SPGGIO14.Ind.stVal	REF630	Mando apertura desde 33kV
16	LD0/SPGGIO15.Ind.stVal	REF630	86T - Disparo Relé de bloqueo Trafo
17	LD0/SPGGIO16.Ind.stVal	REF630	Alarma bobina relé 86 en falla
18	LD0/EFHPTOC1.Op.general	REF630	51N Disparo Etapa 2 - Falla a Tierra
19	LD0/EFHPTOC1.Str.general	REF630	51N Arranque Etapa 2 - Falla a Tierra
20	LD0/EFIPTOC1.Op.general	REF630	50N/51N Disparo Instantaneo - Falla a Tierra
21	LD0/EFIPTOC1.Str.general	REF630	50N/51N Arranque Instantaneo - Falla a Tierra
22	LD0/EFLPTOC1.Op.general	REF630	51N Disparo Etapa 1 - Falla a Tierra
23	LD0/EFLPTOC1.Str.general	REF630	51N Arranque Etapa 1 - Falla a Tierra
24	LD0/PHHPTOC1.Op.general	REF630	51P Disparo Etapa 2 - Sobrecorriente de Fase
25	LD0/PHHPTOC1.Str.general	REF630	51P Arranque Etapa 2 - Sobrecorriente de Fase
26	LD0/PHIPTOC1.Op.general	REF630	50P/51P Disparo Instantaneo - Sobrecorriente de Fase
27	LD0/PHIPTOC1.Str.general	REF630	50P/51P Arranque Instantaneo - Sobrecorriente de Fase
28	LD0/PHLPTOC1.Op.general	REF630	51P Disparo Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase
29	LD0/PHLPTOC1.Str.general	REF630	51P Arranque Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase
30	LD0/PHPTUV1.Op.general	REF630	27 Disparo 1
31	LD0/PHPTUV1.Str.general	REF630	27 Arranque 1

32	LD0/PHPTUV2.Op.general	REF630	27 Disparo 2
33	LD0/PHPTUV2.Str.general	REF630	27 Arranque 2
34	LD0/TCSSCBR1.TrCctAlm.stVal	REF630	TCM - Supervision Bobina Disparo 1
35	LD0/TCSSCBR2.TrCctAlm.stVal	REF630	TCM - Supervision Bobina Disparo 2
36	LD0/TRPPTRC1.Tr.general	REF630	Disparo Maestro
37	LD0/SPGGIO22.Ind.stVal	REF630	25 - Falla condición de sincronismo
38	LD0/SPGGIO23.Ind.stVal	REF630	Estado relé (falla)
39	LD0/SPGGIO24.Ind.stVal	REF630	Estado relé (alarma)
40	LD0/PWRMMXU1.Hz.mag.f	REF630	Frecuencia
41	LD0/PWRMMXU1.TotPF.mag.f	REF630	Factor de Potencia
42	LD0/PWRMMXU1.TotVA.mag.f	REF630	Potencia Aparente
43	LD0/PWRMMXU1.TotVAr.mag.f	REF630	Potencia Reactiva
44	LD0/PWRMMXU1.TotW.mag.f	REF630	Potencia Activa
45	LD0/CPHMMXU1.A.phsA.cVal.mag.f	REF630	Corriente Fase A
46	LD0/CPHMMXU1.A.phsB.cVal.mag.f	REF630	Corriente Fase B
47	LD0/CPHMMXU1.A.phsC.cVal.mag.f	REF630	Corriente Fase C
48	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsAB.cVal.mag.f	REF630	Voltaje AB
49	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsBC.cVal.mag.f	REF630	Voltaje BC
50	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsCA.cVal.mag.f	REF630	Voltaje CA
51	LD0/MVGGIO6.VArhFwd.mag.f	REF630	Energia Activa Entregada
52	LD0/MVGGIO6.VArhRv.mag.f	REF630	Energia Activa Consumida
53	LD0/MVGGIO6.WhFwd.mag.f	REF630	Energia Reactiva Entregada
54	LD0/MVGGIO6.WhRv.mag.f	REF630	Energia Reactiva Consumida

Listado de señales 52INC2_13.8kV

N°	Dirección	Equipo	Señal
1	CTRL/DCXSWI1.Pos.stVal	REF615	Estado de Carro
2	CTRL/CBXCBR1.Pos.stVal	REF615	Posición del Interruptor
3	CTRL/ESSXSWI1.Pos.stVal	REF615	Posición del seccionador a Tierra
4	LD0/XGGIO120.Ind3.stVal	REF615	86 - Disparo Rele de Bloqueo
5	LD0/XAGGIO130.Ind2.stVal	REF615	Condición del interruptor
6	LD0/XGGIO120.Ind2.stVal	REF615	Alarma bobina relé 86 en falla
7	LD0/XGGIO120.Ind1.stVal	REF615	Alarma Busbar V.T en falla
8	LD0/XGGIO120.Ind4.stVal	REF615	Disparo lth Limiter asociado a interruptores de barra
9	LD0/XGGIO110.Ind4.stVal	REF615	Estado del interruptor
10	LD0/XGGIO110.Ind3.stVal	REF615	Alarma resorte descargado
11	LD0/XAGGIO130.Ind1.stVal	REF615	Alarma lth Limiters en falla
12	LD0/XAGGIO130.Ind4.stVal	REF615	Alarma MCB Voltmetric abierto ó Fuses en falla
13	LD0/XAGGIO130.Ind3.stVal	REF615	Selector SW en prueba
14	LD0/PHPTUV1.Str.general	REF615	27 Disparo 1
15	LD0/PHPTUV1.Op.general	REF615	27 Arranque 1
16	LD0/PHIPTOC1.Str.general	REF615	50P/51P Arranque Instantaneo - Sobrecorriente de Fase

17	LD0/PHIPTOC1.Op.general	REF615	50P/51P Disparo Instantaneo - Sobrecorriente de Fase
18	LD0/DPHLPTOC1.Str.general	REF615	51P Alarma Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase
19	LD0/DPHLPTOC1.Op.general	REF615	51P Disparo Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase
20	LD0/LPHD1.PhyHealth.stVal	REF615	Estado relé
21	LD0/DEFLPTOC1.Str.general	REF615	51N Arranque Etapa 1 - Falla a Tierra
22	LD0/DEFLPTOC1.Op.general	REF615	51N Disparo Etapa 1 - Falla a Tierra
23	LD0/EFHPTOC1.Str.general	REF615	50N/51N Arranque Instantaneo - Falla a Tierra
24	LD0/EFHPTOC1.Op.general	REF615	50N/51N Disparo Instantaneo - Falla a Tierra
25	LD0/TRPPTRC1.Op.general	REF615	Disparo Maestro
26	LD0/TCSSCBR1.CirAlm.stVal	REF615	TCM Supervisión Bobina Disparo 1
27	LD0/TCSSCBR2.CirAlm.stVal	REF615	TCM Supervisión Bobina Disparo 2
28	LD0/PEMMXU1.TotPF.mag.f	REF615	Factor de Potencia
29	LD0/FMMXU1.Hz.mag.f	REF615	Frecuencia
30	LD0/PEMMXU1.TotW.mag.f	REF615	Potencia Activa
31	LD0/PEMMXU1.TotVA.mag.f	REF615	Potencia Aparente
32	LD0/PEMMXU1.TotVAr.mag.f	REF615	Potencia Reactiva
33	LD0/CMMXU1.A.phsA.cVal.mag.f	REF615	Corriente Fase A
34	LD0/CMMXU1.A.phsB.cVal.mag.f	REF615	Corriente Fase B
35	LD0/CMMXU1.A.phsC.cVal.mag.f	REF615	Corriente Fase C
36	LD0/VMMXU1.PPV.phsAB.cVal.mag.f	REF615	Voltaje AB
37	LD0/VMMXU1.PPV.phsBC.cVal.mag.f	REF615	Voltaje BC
38	LD0/VMMXU1.PPV.phsCA.cVal.mag.f	REF615	Voltaje CA
39	LD0/PEMMTR1.VArhFwd.actVal	REF615	Energía Activa Entregada
40	LD0/PEMMTR1.VArhRv.actVal	REF615	Energía Activa Consumida
41	LD0/PEMMTR1.WhFwd.actVal	REF615	Energía Reactiva Consumida
42	LD0/PEMMTR1.WhRv.actVal	REF615	Energía Reactiva Entregada

Listado de señales M7_13.8kV

N°	Dirección	Equipo	Señal
1	LD0/DAXCBR1.Pos.stVal	REM630	Posición del interruptor
2	LD0/DPGGIO6.DPCSO.stVal	REM630	Estado de Carro
3	LD0/DPGGIO7.DPCSO.stVal	REM630	Posición del seccionador a tierra
4	LD0/SPGGIO1.Ind.stVal	REM630	Alarma resorte descargado
5	LD0/SPGGIO2.Ind.stVal	REM630	Estado del interruptor
6	LD0/SPGGIO12.Ind.stVal	REM630	Alarma MCB Voltmetric abierto
7	LD0/SPGGIO10.Ind.stVal	REM630	Condición del interruptor
8	LD0/EFHPTOC1.Op.general	REM630	51N Disparo Etapa 2 - Falla a Tierra
9	LD0/EFHPTOC1.Str.general	REM630	51N Arranque Etapa 2 - Falla a Tierra
10	LD0/EFIPTOC1.Op.general	REM630	50N/51N Disparo Instantaneo - Falla a Tierra
11	LD0/EFIPTOC1.Str.general	REM630	50N/51N Arranque Instantaneo - Falla a Tierra

12	LD0/EFLPTOC1.Op.general	REM630	51N Disparo Etapa 1 - Falla a Tierra
13	LD0/EFLPTOC1.Str.general	REM630	51N Arranque Etapa 1 - Falla a Tierra
14	LD0/JAMPTOC1.Op.general	REM630	51LR Disparo - Rotor Bloqueado
15	LD0/JAMPTOC1.Str.general	REM630	51LR Arranque - Rotor Bloqueado
16	LD0/MNSPTOC1.Op.general	REM630	46M Disparo - Sobrecorriente de Secuencia Inversa
17	LD0/MNSPTOC1.Str.general	REM630	46M Arranque - Sobrecorriente de Secuencia Inversa
18	LD0/SPGGIO20.Ind.stVal	REM630	87M Disparo - Corriente Diferencial
19	LD0/MPTR1.Op.general	REM630	49M Disparo - Sobrecarga Térmica del Motor
20	LD0/MPTR1.StrInh.stVal	REM630	49M Alarma - Sobrecarga térmica del motor
21	LD0/PHIPTOC1.Op.general	REM630	50P/51P Disparo Instantaneo – Sobrecorriente de Fase
22	LD0/PHIPTOC1.Str.general	REM630	50P/51P Arranque Instantaneo – Sobrecorriente de Fase
23	LD0/PHLPTOC1.Op.general	REM630	51P Disparo Etapa 1 – Sobrecorriente de Fase
24	LD0/PHLPTOC1.Str.general	REM630	51P Arranque Etapa 1 – Sobrecorriente de Fase
25	LD0/PHPTUV1.Op.general	REM630	27 Disparo 1
26	LD0/PHPTUV1.Str.general	REM630	27 Arranque 1
27	LD0/PHPTUV2.Op.general	REM630	27 Disparo 2
28	LD0/PHPTUV2.Str.general	REM630	27 Arranque 2
29	LD0/TCSSCBR1.TrCctAlm.stVal	REM630	TCM - Supervision Bobina Disparo 1
30	LD0/TCSSCBR2.TrCctAlm.stVal	REM630	TCM - Supervision Bobina Disparo 2
31	LD0/TRPPTRC1.Tr.general	REM630	Disparo Maestro
32	STTM_1/STTPMRI1.Op.general	REM630	48/66/14/51LR Disparo – Arranques Consecutivos Motor
33	STTM_1/STTPMRI1.StrInh.stVal	REM630	48/66/14/51LR Alarma - Arranques Consecutivos Motor
34	LD0/SPGGIO25.Ind.stVal	REM630	Estado relé (falla)
35	LD0/SPGGIO26.Ind.stVal	REM630	Estado relé (warning)
36	LD0/PWRMMXU1.Hz.mag.f	REM630	Frecuencia
37	LD0/PWRMMXU1.TotPF.mag.f	REM630	Factor de Potencia
38	LD0/PWRMMXU1.TotVA.mag.f	REM630	Potencia Aparente
39	LD0/PWRMMXU1.TotVAr.mag.f	REM630	Potencia Reactiva
40	LD0/PWRMMXU1.TotW.mag.f	REM630	Potencia Activa
41	LD0/CPHMMXU1.A.phsA.cVal.mag.f	REM630	Corriente Fase A
42	LD0/CPHMMXU1.A.phsB.cVal.mag.f	REM630	Corriente Fase B
43	LD0/CPHMMXU1.A.phsC.cVal.mag.f	REM630	Corriente Fase C
44	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsAB.cVal.mag.f	REM630	Voltaje AB
45	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsBC.cVal.mag.f	REM630	Voltaje BC
46	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsCA.cVal.mag.f	REM630	Voltaje CA

Listado de señales S7_13.8kV

N°	Dirección	Equipo	Señal
1	CTRL/DCSXSWI1.Pos.stVal	REF615	Estado de Carro
2	CTRL/CBXCBR1.Pos.stVal	REF615	Posición del interruptor
3	CTRL/ESSXSWI1.Pos.stVal	REF615	Posición del seccionador a Tierra
4	LD0/XAGGIO130.Ind2.stVal	REF615	Condición del interruptor
5	LD0/XGGIO110.Ind4.stVal	REF615	Estado del interruptor
6	LD0/XGGIO110.Ind3.stVal	REF615	Alarma resorte descargado
7	LD0/XAGGIO130.Ind1.stVal	REF615	Alarma lth Limiters en falla
8	LD0/XAGGIO130.Ind4.stVal	REF615	Alarma MCB Voltmetric abierto
9	LD0/XAGGIO130.Ind3.stVal	REF615	Selector SW en prueba
10	LD0/PHIPTOC1.Str.general	REF615	50P/51P Disparo Instantaneo – Sobrecorriente de Fase
11	LD0/PHIPTOC1.Op.general	REF615	50P/51P Arranque Instantaneo – Sobrecorriente de Fase
12	LD0/DEFLPTOC1.Str.general	REF615	51N Arranque Etapa 1 - Falla a Tierra
13	LD0/DEFLPTOC1.Op.general	REF615	51N Disparo Etapa 1 - Falla a Tierra
14	LD0/EFHPTOC1.Str.general	REF615	50N/51N Disparo Instantaneo - Falla a Tierra
15	LD0/EFHPTOC1.Op.general	REF615	50N/51N Arranque Instantaneo – Falla a Tierra
16	LD0/DPHLPTOC1.Str.general	REF615	51P Alarma Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase
17	LD0/DPHLPTOC1.Op.general	REF615	51P Disparo Etapa 1 – Sobrecorriente de Fase
18	LD0/TRPPTRC1.Op.general	REF615	Disparo Maestro
19	LD0/TCSSCBR1.CirAlm.stVal	REF615	TCM Supervisión Bobina Disparo
20	LD0/LPHD1.PhyHealth.stVal	REF615	Estado relé
21	LD0/PEMMXU1.TotPF.mag.f	REF615	Factor de Potencia
22	LD0/FMMXU1.Hz.mag.f	REF615	Frecuencia
23	LD0/PEMMXU1.TotW.mag.f	REF615	Potencia Activa
24	LD0/PEMMXU1.TotVA.mag.f	REF615	Potencia Aparente
25	LD0/PEMMXU1.TotVAr.mag.f	REF615	Potencia Reactiva
26	LD0/CMMXU1.A.phsA.cVal.mag.f	REF615	Corriente Fase A
27	LD0/CMMXU1.A.phsB.cVal.mag.f	REF615	Corriente Fase B
28	LD0/CMMXU1.A.phsC.cVal.mag.f	REF615	Corriente Fase C
29	LD0/VMMXU1.PPV.phsAB.cVal.mag.f	REF615	Voltaje AB
30	LD0/VMMXU1.PPV.phsBC.cVal.mag.f	REF615	Voltaje BC
31	LD0/VMMXU1.PPV.phsCA.cVal.mag.f	REF615	Voltaje CA

Listado de señales S7_CON_13.8kV

N°	Dirección	Equipo	Señal
1	CTRL/CBXCBR1.Pos.stVal	REV615	Posición del interruptor
2	CTRL/DCSXS11.Pos.stVal	REV615	Estado de Carro
3	CTRL/ESSXS11.Pos.stVal	REV615	Posición del seccionador a Tierra
4	LD0/XGGIO110.Ind3.stVal	REV615	Alarma resorte descargado
5	LD0/XGGIO110.Ind4.stVal	REV615	Estado del interruptor
6	LD0/XAGGIO130.Ind1.stVal	REV615	Alarma lth Limiters en falla
7	LD0/XAGGIO130.Ind2.stVal	REV615	Condición del interruptor
8	LD0/XAGGIO130.Ind3.stVal	REV615	Selector SW en prueba
9	LD0/XAGGIO130.Ind4.stVal	REV615	Alarma MCB Voltmetric abierto
10	LD0/PHPTUV1.Op.general	REV615	27 Disparo 1
11	LD0/PHPTUV1.Str.general	REV615	27 Arranque 1
12	LD0/PHPTUV2.Op.general	REV615	27 Disparo 2
13	LD0/PHPTUV2.Str.general	REV615	27 Arranque 2
14	LD0/DEFHPTOC1.Str.general	REV615	50N/51N Disparo Instantaneo - Falla a Tierra 2
15	LD0/DEFHPTOC1.Op.general	REV615	50N/51N Arranque Instantaneo – Falla a Tierra 2
16	LD0/DEFLPTOC1.Str.general	REV615	51N Arranque Etapa 1 - Falla a Tierra 1
17	LD0/DEFLPTOC1.Op.general	REV615	51N Disparo Etapa 1 - Falla a Tierra 1
18	LD0/DEFLPTOC2.Str.general	REV615	51N Arranque Etapa 1 - Falla a Tierra 2
19	LD0/DEFLPTOC2.Op.general	REV615	51N Disparo Etapa 1 - Falla a Tierra 2
20	LD0/EFHPTOC1.Op.general	REV615	50N/51N Disparo Instantaneo – Falla a Tierra 1
21	LD0/EFHPTOC1.Str.general	REV615	50N/51N Arranque Instantaneo - Falla a Tierra 1
22	LD0/PHIPTOC1.Op.general	REV615	50P/51P Disparo Instantaneo – Sobrecorriente de Fase
23	LD0/PHIPTOC1.Str.general	REV615	50P/51P Arranque Instantaneo – Sobrecorriente de Fase
24	LD0/PHLPTOC1.Op.general	REV615	51P Disparo Etapa 1 – Sobrecorriente de Fase
25	LD0/PHLPTOC1.Str.general	REV615	51P Arranque Etapa 1 – Sobrecorriente de Fase
26	LD0/PHHPTOC1.Op.general	REV615	51P Disparo Etapa 2 – Sobrecorriente de Fase
27	LD0/PHHPTOC1.Str.general	REV615	51P Arranque Etapa 2 – Sobrecorriente de Fase

28	LD0/CUB1PTOC1.Op.general	REV615	51NC Disparo - Desbalance de Corriente Capacitores 1
29	LD0/CUB1PTOC1.Str.general	REV615	51NC Arranque - Desbalance de Corriente Capacitores 1
30	LD0/CUB2PTOC1.Op.general	REV615	51NC Disparo - Desbalance de Corriente Capacitores 2
31	LD0/CUB2PTOC1.Str.general	REV615	51NC Arranque - Desbalance de Corriente Capacitores 2
32	LD0/TCSSCBR1.CirAlm.stVal	REV615	TCM Supervisión Bobina Disparo
33	LD0/TRPPTRC1.Op.general	REV615	Disparo Maestro
34	LD0/LPHD1.PhyHealth.stVal	REV615	Estado relé
35	LD0/CMMXU1.A.phsA.cVal.mag.f	REV615	Corriente Fase A
36	LD0/CMMXU1.A.phsB.cVal.mag.f	REV615	Corriente Fase B
37	LD0/CMMXU1.A.phsC.cVal.mag.f	REV615	Corriente Fase C
38	LD0/FMMXU1.Hz.mag.f	REV615	Frecuencia
39	LD0/PEMMXU1.TotPF.mag.f	REV615	Factor de Potencia
40	LD0/PEMMXU1.TotVAr.mag.f	REV615	Potencia Reactiva
41	LD0/PEMMXU1.TotW.mag.f	REV615	Potencia Activa
42	LD0/VMMXU1.PPV.phsAB.cVal.mag.f	REV615	Voltaje AB
43	LD0/VMMXU1.PPV.phsBC.cVal.mag.f	REV615	Voltaje BC
44	LD0/VMMXU1.PPV.phsCA.cVal.mag.f	REV615	Voltaje CA

Listado de señales TIE_ 13.8kV

N°	Dirección	Equipo	Señal
1	LD0/DAXCBR1.Pos.stVal	REF630	Posición del interruptor
2	LD0/DPGGIO1.DPCSO.stVal	REF630	Estado del Carro
3	LD0/DPGGIO2.DPCSO.stVal	REF630	Posición del seccionador a tierra
4	LD0/SPGGIO10.Ind.stVal	REF630	Alarma bobina relé 86 en falla
5	LD0/SPGGIO11.Ind.stVal	REF630	86 - Disparo Relé de Bloqueo
6	LD0/SPGGIO12.Ind.stVal	REF630	Disparo Ith Limiter asociado a interruptores de barra
7	LD0/SPGGIO13.Ind.stVal	REF630	Selector SW en Disparo
8	LD0/SPGGIO14.Ind.stVal	REF630	Selector SW en Prueba
9	LD0/SPGGIO15.Ind.stVal	REF630	Selector SW en Servicio
10	LD0/SPGGIO16.Ind.stVal	REF630	Transferencia en Modo Automático
11	LD0/SPGGIO17.Ind.stVal	REF630	Transferencia en Modo Manual
12	LD0/SPGGIO18.Ind.stVal	REF630	C.B Apertura INC A (MTS)
13	LD0/SPGGIO19.Ind.stVal	REF630	C.B Apertura BUS COUPLER (MTS)
14	LD0/SPGGIO20.Ind.stVal	REF630	C.B Apertura INC B (MTS)
15	LD0/SPGGIO21.Ind.stVal	REF630	Arranque MTS
16	LD0/SPGGIO22.Ind.stVal	REF630	C.B. Consentimiento de cierre
17	LD0/SPGGIO1.Ind.stVal	REF630	Alarma resorte descargado
18	LD0/SPGGIO2.Ind.stVal	REF630	Estado del interruptor

19	LD0/SPGGIO3.Ind.stVal	REF630	25 - Falla condición de sincronismo
20	LD0/SPGGIO5.Ind.stVal	REF630	Alarma lth Limiters en falla
21	LD0/SPGGIO6.Ind.stVal	REF630	Alarma Busbar "A" V.T en falla
22	LD0/SPGGIO7.Ind.stVal	REF630	Alarma MCB Voltmetric Abierto
23	LD0/SPGGIO8.Ind.stVal	REF630	Alarma Busbar "B" V.T en falla
24	LD0/SPGGIO9.Ind.stVal	REF630	Alarma supervisión MCB Voltmetric en falla
25	LD0/EFHPTOC1.Op.general	REF630	51N Disparo Etapa 2 - Falla a Tierra
26	LD0/EFHPTOC1.Str.general	REF630	51N Arranque Etapa 2 – Falla a Tierra
27	LD0/EFIPTOC1.Op.general	REF630	50N/51N Disparo Instantaneo – Falla a Tierra
28	LD0/EFIPTOC1.Str.general	REF630	50N/51N Arranque Instantaneo - Falla a Tierra
29	LD0/EFLPTOC1.Op.general	REF630	51N Disparo Etapa 1 - Falla a Tierra
30	LD0/EFLPTOC1.Str.general	REF630	51N Arranque Etapa 1 - Falla a Tierra
31	LD0/PHHPTOC1.Op.general	REF630	51P Disparo Etapa 2 - Sobrecorriente de Fase
32	LD0/PHHPTOC1.Str.general	REF630	51P Arranque Etapa 2 – Sobrecorriente de Fase
33	LD0/PHIPTOC1.Op.general	REF630	50P/51P Disparo Instantaneo – Sobrecorriente de Fase
34	LD0/PHIPTOC1.Str.general	REF630	50P/51P Arranque Instantaneo – Sobrecorriente de Fase
35	LD0/PHLPTOC1.Op.general	REF630	51P Disparo Etapa 1 – Sobrecorriente de Fase
36	LD0/PHLPTOC1.Str.general	REF630	51P Arranque Etapa 1 – Sobrecorriente de Fase
37	LD0/PHPTUV1.Op.general	REF630	27 Disparo 1
38	LD0/PHPTUV1.Str.general	REF630	27 Arranque 1
39	LD0/PHPTUV2.Op.general	REF630	27 Disparo 2
40	LD0/PHPTUV2.Str.general	REF630	27 Arranque 2
41	LD0/PHPTUV3.Str.general	REF630	27 Arranque 3
42	LD0/TCSSCBR1.TrCctAlm.stVal	REF630	TCM - Supervision Bobina Disparo 1
43	LD0/TCSSCBR2.TrCctAlm.stVal	REF630	TCM - Supervision Bobina Disparo 2
44	LD0/TRPPTRC1.Tr.general	REF630	Disparo Maestro
45	LD0/SPGGIO26.Ind.stVal	REF630	Estado relé (falla)
46	LD0/SPGGIO27.Ind.stVal	REF630	Estado relé (alarma)
47	LD0/PWRMMXU1.Hz.mag.f	REF630	Frecuencia
48	LD0/PWRMMXU1.TotPF.mag.f	REF630	Factor de Potencia
49	LD0/PWRMMXU1.TotVA.mag.f	REF630	Potencia Aparente
50	LD0/PWRMMXU1.TotVAr.mag.f	REF630	Potencia Reactiva
51	LD0/PWRMMXU1.TotW.mag.f	REF630	Potencia Activa
52	LD0/CPHMMXU1.A.phsA.cVal.mag.f	REF630	Corriente Fase A

53	LD0/CPHMMXU1.A.phsB.cVal.mag.f	REF630	Corriente Fase B
54	LD0/CPHMMXU1.A.phsC.cVal.mag.f	REF630	Corriente Fase C
55	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsAB.cVal.mag.f	REF630	Voltaje AB
56	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsBC.cVal.mag.f	REF630	Voltaje BC
57	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsCA.cVal.mag.f	REF630	Voltaje CA
58	LD0/VPPMMXU2.PPV.phsAB.cVal.mag.f	REF630	Voltaje AB, Barra B
59	LD0/MVGGIO6.AnIn.mag.f	REF630	Energía Activa Entregada
60	LD0/MVGGIO7.AnIn.mag.f	REF630	Energía Activa Consumida
61	LD0/MVGGIO8.AnIn.mag.f	REF630	Energía Reactiva Entregada
62	LD0/MVGGIO9.AnIn.mag.f	REF630	Energía Reactiva Consumida

Listado de señales 52INC1_4.16kV

N°	Dirección	Equipo	Señal
1	LD0/DAXCBR1.Pos.stVal	REF630	Posición del interruptor
2	LD0/DPGGIO6.DPCSO.stVal	REF630	Posición del seccionador a Tierra
3	LD0/DPGGIO7.DPCSO.stVal	REF630	Estado del Carro
4	LD0/SPGGIO18.Ind.stVal	REF630	Alarma relé de bloqueo 86 en falla
5	LD0/SPGGIO19.Ind.stVal	REF630	86 - Disparo Relé de bloqueo
6	LD0/SPGGIO22.Ind.stVal	REF630	Disparo lth Limiter asociado a interruptores de barra
7	LD0/SPGGIO12.Ind.stVal	REF630	Selector SW en Disparo
8	LD0/SPGGIO13.Ind.stVal	REF630	Selector SW en Prueba
9	LD0/SPGGIO14.Ind.stVal	REF630	Selector SW en Servicio
10	LD0/SPGGIO15.Ind.stVal	REF630	Alarma resorte descargado
11	LD0/SPGGIO16.Ind.stVal	REF630	25 - Falla condición de sincronismo
12	LD0/SPGGIO5.Ind.stVal	REF630	Estado del interruptor
13	LD0/SPGGIO1.Ind.stVal	REF630	Alarma lth Limiters en falla
14	LD0/SPGGIO2.Ind.stVal	REF630	Alarma B.B V.T en falla
15	LD0/SPGGIO7.Ind.stVal	REF630	Alarma MCB Voltmetric Abierto
16	LD0/SPGGIO8.Ind.stVal	REF630	Alarma supervisión MCB Voltmetric en falla
17	LD0/SPGGIO9.Ind.stVal	REF630	CB Permiso de Cierre desde 33kV
18	LD0/SPGGIO17.Ind.stVal	REF630	Mando apertura desde 33kV
19	LD0/SPGGIO10.Ind.stVal	REF630	86T - Disparo Relé de bloqueo Trafo
20	LD0/EFHPTOC1.Op.general	REF630	51N Disparo Etapa 2 - Falla a Tierra
21	LD0/EFHPTOC1.Str.general	REF630	51N Arranque Etapa 2 - Falla a Tierra
22	LD0/EFIPTOC1.Op.general	REF630	50N/51N Disparo Instantáneo - Falla a Tierra
23	LD0/EFIPTOC1.Str.general	REF630	50N/51N Arranque Instantáneo - Falla a Tierra
24	LD0/EFLPTOC1.Op.general	REF630	51N Disparo Etapa 1 - Falla a Tierra
25	LD0/EFLPTOC1.Str.general	REF630	51N Arranque Etapa 1 - Falla a Tierra
26	LD0/PHHPTOC1.Op.general	REF630	51P Disparo Etapa 2 - Sobrecorriente

			de Fase
27	LD0/PHHPTOC1.Str.general	REF630	51P Arranque Etapa 2 – Sobrecorriente de Fase
28	LD0/PHIPTOC1.Op.general	REF630	50P/51P Disparo instantáneo – Sobrecorriente de Fase
29	LD0/PHIPTOC1.Str.general	REF630	50P/51P Arranque instantáneo – Sobrecorriente de Fase
30	LD0/PHLPTOC1.Op.general	REF630	51P Disparo Etapa 1 – Sobrecorriente de Fase
31	LD0/PHLPTOC1.Str.general	REF630	51P Arranque Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase
32	LD0/PHPTUV1.Op.general	REF630	27 Disparo 1
33	LD0/PHPTUV1.Str.general	REF630	27 Arranque 1
34	LD0/PHPTUV2.Op.general	REF630	27 Disparo 2
35	LD0/PHPTUV2.Str.general	REF630	27 Arranque 2
36	LD0/TCSSCBR1.TrCctAlm.stVal	REF630	TCM - Supervision Bobina Disparo 1
37	LD0/TCSSCBR2.TrCctAlm.stVal	REF630	TCM - Supervision Bobina Disparo 2
38	LD0/SPGGIO23.Ind.stVal	REF630	Estado relé (falla)
39	LD0/SPGGIO24.Ind.stVal	REF630	Estado relé (alarma)
40	LD0/TRPPTRC1.Tr.general	REF630	Disparo Maestro
41	LD0/PWRMMXU1.Hz.mag.f	REF630	Frecuencia
42	LD0/PWRMMXU1.TotPF.mag.f	REF630	Factor de Potencia
43	LD0/PWRMMXU1.TotVA.mag.f	REF630	Potencia Aparente
44	LD0/PWRMMXU1.TotVAr.mag.f	REF630	Potencia Reactiva
45	LD0/PWRMMXU1.TotW.mag.f	REF630	Potencia Activa
46	LD0/CPHMMXU1.A.phsA.cVal.mag.f	REF630	Corriente Fase A
47	LD0/CPHMMXU1.A.phsB.cVal.mag.f	REF630	Corriente Fase B
48	LD0/CPHMMXU1.A.phsC.cVal.mag.f	REF630	Corriente Fase C
49	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsAB.cVal.mag.f	REF630	Voltaje AB
50	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsBC.cVal.mag.f	REF630	Voltaje BC
51	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsCA.cVal.mag.f	REF630	Voltaje CA
52	LD0/MVGGIO21.VArhFwd.mag.f	REF630	Energia Activa Entregada
53	LD0/MVGGIO21.VArhRv.mag.f	REF630	Energia Activa Consumida
54	LD0/MVGGIO21.WhFwd.mag.f	REF630	Energia Reactiva Entregada
55	LD0/MVGGIO21.WhRv.mag.f	REF630	Energia Reactiva Consumida

Listado de señales M6_4.16kV

N°	Dirección	Equipo	Señal
1	LD0/DAXCBR1.Pos.stVal	REM630	Posición del interruptor
2	LD0/DPGGIO6.DPCSO.stVal	REM630	Estado de Carro
3	LD0/DPGGIO7.DPCSO.stVal	REM630	Posición del seccionador a Tierra
4	LD0/SPGGIO1.Ind.stVal	REM630	Alarma resorte descargado
5	LD0/SPGGIO2.Ind.stVal	REM630	Estado del interruptor

6	LD0/SPGGIO12.Ind.stVal	REM630	Alarma MCB Voltmetric abierto
7	LD0/SPGGIO3.Ind.stVal	REM630	Alarma lth Limiters en falla
8	LD0/SPGGIO10.Ind.stVal	REM630	Condición del interruptor
9	LD0/EFHPTOC1.Op.general	REM630	51N Disparo Etapa 2 - Falla a Tierra
10	LD0/EFHPTOC1.Str.general	REM630	51N Arranque Etapa 2 - Falla a Tierra
11	LD0/EFIPTOC1.Op.general	REM630	50N/51N Disparo Instantaneo – Falla a Tierra
12	LD0/EFIPTOC1.Str.general	REM630	50N/51N Arranque Instantaneo - Falla a Tierra
13	LD0/EFLPTOC1.Op.general	REM630	51N Disparo Etapa 1 - Falla a Tierra
14	LD0/EFLPTOC1.Str.general	REM630	51N Arranque Etapa 1 - Falla a Tierra
15	LD0/JAMPTOC1.Op.general	REM630	51LR Disparo - Rotor Bloqueado
16	LD0/JAMPTOC1.Str.general	REM630	51LR Arranque - Rotor Bloqueado
17	LD0/SPGGIO25.Ind.stVal	REM630	Estado relé (falla)
18	LD0/SPGGIO26.Ind.stVal	REM630	Estado relé (alarma)
19	LD0/MNSPTOC1.Op.general	REM630	46M Disparo - Sobrecorriente de Secuencia Inversa
20	LD0/MNSPTOC1.Str.general	REM630	46M Arranque - Sobrecorriente de Secuencia Inversa
21	LD0/SPGGIO20.Ind.stVal	REM630	87M Disparo - Corriente Diferencial
22	LD0/MPTTR1.Op.general	REM630	49M Disparo - Sobrecarga Térmica del Motor
23	LD0/MPTTR1.StrInh.stVal	REM630	49M Alarma - Sobrecarga térmica del motor
24	LD0/PHIPTOC1.Op.general	REM630	50P/51P Disparo Instantaneo – Sobrecorriente de Fase
25	LD0/PHIPTOC1.Str.general	REM630	50P/51P Arranque Instantaneo – Sobrecorriente de Fase
26	LD0/PHLPTOC1.Op.general	REM630	51P Disparo Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase
27	LD0/PHLPTOC1.Str.general	REM630	51P Arranque Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase
28	LD0/PHPTUV1.Op.general	REM630	27 Disparo 1
29	LD0/PHPTUV1.Str.general	REM630	27 Arranque 1
30	LD0/TCSSCBR1.TrCctAlm.stVal	REM630	TCM - Supervision Bobina Disparo 1
31	LD0/TCSSCBR2.TrCctAlm.stVal	REM630	TCM - Supervision Bobina Disparo 2
32	LD0/TRPPTRC1.Tr.general	REM630	Disparo Maestro
33	STTM_1/STTPMRI1.Op.general	REM630	48/66/14/51LR Disparo - Arranques Consecutivos Motor
34	STTM_1/STTPMRI1.StrInh.stVal	REM630	48/66/14/51LR Alarma - Arranques Consecutivos Motor
35	LD0/STTPMRI1.Op.general	REM630	49/66/48/51LR Disparo - Arranques Consecutivos Motor 2
36	LD0/STTPMRI1.StrInh.stVal	REM630	49/66/48/51LR Alarma - Arranques Consecutivos Motor 2

37	LD0/PWRMMXU1.Hz.mag.f	REM630	Frecuencia
38	LD0/PWRMMXU1.TotPF.mag.f	REM630	Factor de Potencia
39	LD0/PWRMMXU1.TotVA.mag.f	REM630	Potencia Aparente
40	LD0/PWRMMXU1.TotVAr.mag.f	REM630	Potencia Reactiva
41	LD0/PWRMMXU1.TotW.mag.f	REM630	Potencia Activa
42	LD0/CPHMMXU1.A.phsA.cVal.mag.f	REM630	Corriente Fase A
43	LD0/CPHMMXU1.A.phsB.cVal.mag.f	REM630	Corriente Fase B
44	LD0/CPHMMXU1.A.phsC.cVal.mag.f	REM630	Corriente Fase C
45	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsAB.cVal.mag.f	REM630	Voltaje AB
46	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsBC.cVal.mag.f	REM630	Voltaje BC
47	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsCA.cVal.mag.f	REM630	Voltaje CA

Listado de señales M5_1_4.16kV

N°	Dirección	Equipo	Señal
1	CTRL/CBXCBR1.Pos.stVal	REM620	Posición del interruptor
2	CTRL/DCSXSUI1.Pos.stVal	REM620	Estado de Carro
3	CTRL/ESSXSUI1.Pos.stVal	REM620	Posición del seccionador a tierra
4	LD0/XAGGIO130.Ind1.stVal	REM620	Alarma lth Limiters en falla
5	LD0/XAGGIO130.Ind2.stVal	REM620	Condición del interruptor
6	LD0/XAGGIO130.Ind3.stVal	REM620	Selector SW en prueba
7	LD0/XAGGIO130.Ind4.stVal	REM620	Alarma MCB Voltmetric abierto
8	LD0/XBGGIO115.Ind3.stVal	REM620	Alarma resorte descargado
9	LD0/XBGGIO115.Ind4.stVal	REM620	Estado del interruptor
10	LD0/LPHD1.PhyHealth.stVal	REM620	Estado relé
11	LD0/EFHPTOC1.Op.general	REM620	51N Disparo Etapa 2 - Falla a Tierra
12	LD0/EFHPTOC1.Str.general	REM620	51N Arranque Etapa 2 - Falla a Tierra
13	LD0/EFIPTOC1.Op.general	REM620	50N/51N Disparo Instantaneo - Falla a Tierra
14	LD0/EFIPTOC1.Str.general	REM620	50N/51N Arranque Instantaneo - Falla a Tierra
15	LD0/EFLPTOC1.Op.general	REM620	51N Disparo Etapa 1 - Falla a Tierra
16	LD0/EFLPTOC1.Str.general	REM620	51N Arranque Etapa 1 - Falla a Tierra
17	LD0/JAMPTOC1.Op.general	REM620	51LR Disparo - Rotor Bloqueado
18	LD0/JAMPTOC1.Str.general	REM620	51LR Arranque Rotor Bloqueado
19	LD0/MNSPTOC1.Op.general	REM620	46M Disparo - Sobrecorriente de Secuencia Inversa
20	LD0/MNSPTOC1.Str.general	REM620	46M Arranque - Sobrecorriente de Secuencia Inversa
21	LD0/MPTTR1.Op.general	REM620	49M Disparo - Sobretemperatura Motor
22	LD0/MPTTR1.StrInh.stVal	REM620	49M Alarma - Sobretemperatura Motor
23	LD0/MVGAPC2.Q1.stVal	REM620	Disparo - Temperatura Devanados RTD
24	LD0/MVGAPC2.Q8.stVal	REM620	Arranque - Temperatura Devanados RTD
25	LD0/PHIPTOC1.Op.general	REM620	50P/51P Disparo Instantaneo – Sobrecorriente de Fase

26	LD0/PHIPTOC1.Str.general	REM620	50P/51P Arranque Instantaneo – Sobrecorriente de Fase
27	LD0/PHLPTOC1.Op.general	REM620	51P Disparo Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase
28	LD0/PHLPTOC1.Str.general	REM620	51P Arranque Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase
29	LD0/PHPTUV1.Op.general	REM620	27 Disparo 1
30	LD0/PHPTUV1.Str.general	REM620	27 Arranque 1
31	LD0/STTPMSS1.Op.general	REM620	49/66/48/51LR Disparo - Arranques Consecutivos Motor
32	LD0/STTPMSS1.Str.general	REM620	49/66/48/51LR Alarma – Arranques Consecutivos Motor
33	LD0/STTPMRI1.Op.general	REM620	49/66/48/51LR Disparo - Arranques Consecutivos Motor 2
34	LD0/STTPMRI1.StrInh.stVal	REM620	49/66/48/51LR Alarma - Arranques Consecutivos Motor 2
35	LD0/TCSSCBR1.CirAlm.stVal	REM620	TCM - Supervision Bobina Disparo 1
36	LD0/TCSSCBR2.CirAlm.stVal	REM620	TCM - Supervision Bobina Disparo 2
37	LD0/TRPPTRC1.Op.general	REM620	Disparo Maestro
38	LD0/FMMXU1.Hz.mag.f	REM620	Frecuencia
39	LD0/PEMMXU1.TotPF.mag.f	REM620	Factor de Potencia
40	LD0/PEMMXU1.TotVA.mag.f	REM620	Potencia Aparente
41	LD0/PEMMXU1.TotVAr.mag.f	REM620	Potencia Reactiva
42	LD0/PEMMXU1.TotW.mag.f	REM620	Potencia Activa
43	LD0/CMMXU1.A.phsA.cVal.mag.f	REM620	Corriente Fase A
44	LD0/CMMXU1.A.phsB.cVal.mag.f	REM620	Corriente Fase B
45	LD0/CMMXU1.A.phsC.cVal.mag.f	REM620	Corriente Fase C
46	LD0/VMMXU1.PPV.phsAB.cVal.mag.f	REM620	Voltaje AB
47	LD0/VMMXU1.PPV.phsBC.cVal.mag.f	REM620	Voltaje BC
48	LD0/VMMXU1.PPV.phsCA.cVal.mag.f	REM620	Voltaje CA

Listado de señales M5_2_4.16kV

N°	Dirección	Equipo	Señal
1	LD0/DAXCBR1.Pos.stVal	REM630	Posición del Interruptor
2	LD0/DPGGIO6.DPCSO.stVal	REM630	Estado de Carro
3	LD0/DPGGIO7.DPCSO.stVal	REM630	Posición del seccionador a Tierra
4	LD0/SPGGIO1.Ind.stVal	REM630	Alarma resorte descargado
5	LD0/SPGGIO2.Ind.stVal	REM630	Estado del interruptor
6	LD0/SPGGIO11.Ind.stVal	REM630	Selector SW en prueba
7	LD0/SPGGIO12.Ind.stVal	REM630	Alarma MCB Voltmetric abierto
8	LD0/SPGGIO3.Ind.stVal	REM630	Alarma lth Limiters en falla
9	LD0/SPGGIO10.Ind.stVal	REM630	Condición del interruptor
10	LD0/EFHPTOC1.Op.general	REM630	51N Disparo Etapa 2 - Falla a Tierra
11	LD0/EFHPTOC1.Str.general	REM630	51N Arranque Etapa 2 - Falla a Tierra

12	LD0/EFIPTOC1.Op.general	REM630	50N/51N Disparo Instantaneo - Falla a Tierra
13	LD0/EFIPTOC1.Str.general	REM630	50N/51N Arranque Instantaneo – Falla a Tierra
14	LD0/EFLPTOC1.Op.general	REM630	51N Disparo Etapa 1 - Falla a Tierra
15	LD0/EFLPTOC1.Str.general	REM630	51N Arranque Etapa 1 - Falla a Tierra
16	LD0/JAMPTOC1.Op.general	REM630	51LR Disparo - Rotor Bloqueado
17	LD0/JAMPTOC1.Str.general	REM630	51LR Arranque - Rotor Bloqueado
18	LD0/MNSPTOC1.Op.general	REM630	46M Disparo - Sobrecorriente de Secuencia Inversa
19	LD0/MNSPTOC1.Str.general	REM630	46M Arranque - Sobrecorriente de Secuencia Inversa
20	LD0/SPGGIO20.Ind.stVal	REM630	87M Disparo - Corriente Diferencial
21	LD0/MPTTR1.Op.general	REM630	49M Disparo - Sobrecarga Térmica del Motor
22	LD0/MPTTR1.StrInh.stVal	REM630	49M Alarma - Sobrecarga térmica del motor
23	LD0/PHIPTOC1.Op.general	REM630	50P/51P Disparo Instantaneo - Sobrecorriente de Fase
24	LD0/PHIPTOC1.Str.general	REM630	50P/51P Arranque Instantaneo – Sobrecorriente de Fase
25	LD0/PHLPTOC1.Op.general	REM630	51P Disparo Etapa 1 – Sobrecorriente de Fase
26	LD0/PHLPTOC1.Str.general	REM630	51P Arranque Etapa 1 – Sobrecorriente de Fase
27	LD0/PHPTUV1.Op.general	REM630	27 Disparo 1
28	LD0/PHPTUV1.Str.general	REM630	27 Arranque 1
29	LD0/TCSSCBR1.TrCctAlm.stVal	REM630	TCM - Supervision Bobina Disparo 1
30	LD0/TCSSCBR2.TrCctAlm.stVal	REM630	TCM - Supervision Bobina Disparo 2
31	LD0/TRPPTRC1.Tr.general	REM630	Disparo Maestro
32	STTM_1/STTPMRI1.Op.general	REM630	48/66/14/51LR Disparo – Arranques Consecutivos Motor
33	STTM_1/STTPMRI1.StrInh.stVal	REM630	48/66/14/51LR Alarma – Arranques Consecutivos Motor
34	STTM_1/STTPMSS1.Op.general	REM630	48/66/14/51LR Disparo – Arranques Consecutivos Motor 2
35	STTM_1/STTPMSS1.Str.general	REM630	48/66/14/51LR Alarma – Arranques Consecutivos Motor 2
36	LD0/SPGGIO25.Ind.stVal	REM630	Estado relé (falla)
37	LD0/PWRMMXU1.Hz.mag.f	REM630	Frecuencia
38	LD0/PWRMMXU1.TotPF.mag.f	REM630	Factor de Potencia
39	LD0/PWRMMXU1.TotVA.mag.f	REM630	Potencia Aparente
40	LD0/PWRMMXU1.TotVAr.mag.f	REM630	Potencia Reactiva
41	LD0/PWRMMXU1.TotW.mag.f	REM630	Potencia Activa
42	LD0/CPHMMXU1.A.phsA.cVal.mag.f	REM630	Corriente Fase A

43	LD0/CPHMMXU1.A.phsB.cVal.mag.f	REM630	Corriente Fase B
44	LD0/CPHMMXU1.A.phsC.cVal.mag.f	REM630	Corriente Fase C
45	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsAB.cVal.mag.f	REM630	Voltaje AB
46	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsBC.cVal.mag.f	REM630	Voltaje BC
47	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsCA.cVal.mag.f	REM630	Voltaje CA

Listado de señales M4_4.16kV

N°	Dirección	Equipo	Señal
1	CTRL/CBXCBR1.Pos.stVal	REM620	Posición del contactor - Fusible Principal
2	CTRL/DCSXSUI1.Pos.stVal	REM620	Estado del Carro - Fusible Principal
3	CTRL/ESSXSUI1.Pos.stVal	REM620	Posición del seccionador a Tierra
4	LD0/XAGGIO130.Ind1.stVal	REM620	Alarma lth Limiters en falla
5	LD0/XAGGIO130.Ind2.stVal	REM620	Condición del contactor
6	LD0/XAGGIO130.Ind3.stVal	REM620	Selector SW en prueba
7	LD0/XAGGIO130.Ind4.stVal	REM620	Alarma MCB Voltmetric abierto
8	LD0/XBGGIO115.Ind3.stVal	REM620	Alarma Fusible Fundido
9	LD0/XBGGIO115.Ind4.stVal	REM620	Estado del contactor-fusible
10	LD0/PHIPTOC1.Op.general	REM620	50P/51P Disparo Instantaneo – Sobrecorriente de Fase
11	LD0/PHIPTOC1.Str.general	REM620	50P/51P Arranque Instantaneo – Sobrecorriente de Fase
12	LD0/EFHPTOC1.Op.general	REM620	51N Disparo Etapa 2 - Falla a Tierra
13	LD0/EFHPTOC1.Str.general	REM620	51N Arranque Etapa 2 - Falla a Tierra
14	LD0/EFIPTOC1.Op.general	REM620	50N/51N Disparo Instantaneo - Falla a Tierra
15	LD0/EFIPTOC1.Str.general	REM620	50N/51N Arranque Instantaneo – Falla a Tierra
16	LD0/EFLPTOC1.Op.general	REM620	51N Disparo Etapa 1 - Falla a Tierra
17	LD0/EFLPTOC1.Str.general	REM620	51N Arranque Etapa 1 - Falla a Tierra
18	LD0/JAMPTOC1.Str.general	REM620	51LR Arranque Rotor Bloqueado
19	LD0/JAMPTOC1.Op.general	REM620	51LR Disparo - Rotor Bloqueado
20	LD0/MNSPTOC1.Op.general	REM620	46M Disparo - Sobrecorriente de Secuencia Inversa
21	LD0/MNSPTOC1.Str.general	REM620	46M Arranque - Sobrecorriente de Secuencia Inversa
22	LD0/MPTR1.Op.general	REM620	49M Disparo - Sobretemperatura Motor
23	LD0/MPTR1.AlmThm.general	REM620	49M Alarma - Sobretemperatura Motor
24	LD0/MVGAPC2.Q6.stVal	REM620	Disparo - Temperatura Devanados RTD
25	LD0/MVGAPC2.Q5.stVal	REM620	Alarma - Temperatura Devanados RTD
26	LD0/PHLPTOC1.Op.general	REM620	51P Disparo Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase
27	LD0/PHLPTOC1.Str.general	REM620	51P Arranque Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase

28	LD0/PHPTUV1.Op.general	REM620	27 Disparo 1
29	LD0/PHPTUV1.Str.general	REM620	27 Arranque 1
30	LD0/STTPMSS1.Op.general	REM620	49/66/48/51LR Disparo - Arranques Consecutivos Motor
31	LD0/STTPMSS1.Str.general	REM620	49/66/48/51LR Alarma - Arranques Consecutivos Motor
32	LD0/STTPMRI1.Op.general	REM620	49/66/48/51LR Disparo - Arranques Consecutivos Motor 2
33	LD0/STTPMRI1.StrInh.stVal	REM620	49/66/48/51LR Alarma - Arranques Consecutivos Motor 2
34	LD0/TRPPTRC1.Op.general	REM620	Disparo Maestro
35	LD0/LPHD1.PhyHealth.stVal	REM620	Estado relé
36	LD0/FMMXU1.Hz.mag.f	REM620	Frecuencia
37	LD0/PEMMXU1.TotPF.mag.f	REM620	Factor de Potencia
38	LD0/PEMMXU1.TotVA.mag.f	REM620	Potencia Aparente
39	LD0/PEMMXU1.TotVAr.mag.f	REM620	Potencia Reactiva
40	LD0/PEMMXU1.TotW.mag.f	REM620	Potencia Activa
41	LD0/CMMXU1.A.phsA.cVal.mag.f	REM620	Corriente Fase A
42	LD0/CMMXU1.A.phsB.cVal.mag.f	REM620	Corriente Fase B
43	LD0/CMMXU1.A.phsC.cVal.mag.f	REM620	Corriente Fase C
44	LD0/VMMXU1.PPV.phsAB.cVal.mag.f	REM620	Voltaje AB
45	LD0/VMMXU1.PPV.phsBC.cVal.mag.f	REM620	Voltaje BC
46	LD0/VMMXU1.PPV.phsCA.cVal.mag.f	REM620	Voltaje CA

Listado de señales S5_CON_4.16kV

N°	Dirección	Equipo	Señal
1	CTRL/CBXCBR1.Pos.stVal	REV615	Posición del Interruptor
2	CTRL/DCSXSUI1.Pos.stVal	REV615	Estado de Carro
3	CTRL/ESSXSUI1.Pos.stVal	REV615	Posición del seccionador a Tierra
4	LD0/XGGIO110.Ind3.stVal	REV615	Alarma resorte descargado
5	LD0/XGGIO110.Ind4.stVal	REV615	Estado del interruptor
6	LD0/XAGGIO130.Ind1.stVal	REV615	Alarma lth Limiters en falla
7	LD0/XAGGIO130.Ind2.stVal	REV615	Condición del interruptor
8	LD0/XAGGIO130.Ind3.stVal	REV615	Selector SW en Prueba
9	LD0/XAGGIO130.Ind4.stVal	REV615	Alarma MCB Voltmetric abierto
10	LD0/PHPTUV1.Op.general	REV615	27 Disparo 1
11	LD0/PHPTUV1.Str.general	REV615	27 Arranque 1
12	LD0/PHPTUV2.Op.general	REV615	27 Disparo 2
13	LD0/PHPTUV2.Str.general	REV615	27 Arranque 2
14	LD0/DEFHPTOC1.Str.general	REV615	50N/51N Arranque Instantaneo - Falla a Tierra 2
15	LD0/DEFHPTOC1.Op.general	REV615	50N/51N Disparo Instantaneo - Falla a Tierra 2
16	LD0/DEFLPTOC1.Str.general	REV615	51N Arranque Etapa 1 - Falla a Tierra 1

17	LD0/DEFLPTOC1.Op.general	REV615	51N Disparo Etapa 1 - Falla a Tierra 1
18	LD0/DEFLPTOC2.Str.general	REV615	51N Arranque Etapa 1 - Falla a Tierra 2
19	LD0/DEFLPTOC2.Op.general	REV615	51N Disparo Etapa 1 - Falla a Tierra 2
20	LD0/EFHPTOC1.Op.general	REV615	50N/51N Disparo Instantaneo - Falla a Tierra 1
21	LD0/EFHPTOC1.Str.general	REV615	50N/51N Arranque Instantaneo - Falla a Tierra 1
22	LD0/PHIPTOC1.Op.general	REV615	50P/51P Disparo Instantaneo – Sobrecorriente de Fase
23	LD0/PHIPTOC1.Str.general	REV615	50P/51P Arranque Instantaneo – Sobrecorriente de Fase
24	LD0/PHLPTOC1.Op.general	REV615	51P Disparo Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase
25	LD0/PHLPTOC1.Str.general	REV615	51P Arranque Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase
26	LD0/PHHPTOC1.Op.general	REV615	51P Disparo Etapa 2 - Sobrecorriente de Fase
27	LD0/PHHPTOC1.Str.general	REV615	51P Arranque Etapa 2 - Sobrecorriente de Fase
28	LD0/CUB1PTOC1.Op.general	REV615	51NC Disparo - Desbalance de Corriente Capacitores 1
29	LD0/CUB1PTOC1.Str.general	REV615	51NC Arranque - Desbalance de Corriente Capacitores 1
30	LD0/CUB2PTOC1.Op.general	REV615	51NC Disparo - Desbalance de Corriente Capacitores 2
31	LD0/CUB2PTOC1.Str.general	REV615	51NC Arranque - Desbalance de Corriente Capacitores 2
32	LD0/TCSSCBR1.CirAlm.stVal	REV615	TCM Supervisión Bobina Disparo
33	LD0/TRPPTRC1.Op.general	REV615	Disparo Maestro
34	LD0/LPHD1.PhyHealth.stVal	REV615	Estado relé
35	LD0/CMMXU1.A.phsA.cVal.mag.f	REV615	Corriente Fase A
36	LD0/CMMXU1.A.phsB.cVal.mag.f	REV615	Corriente Fase B
37	LD0/CMMXU1.A.phsC.cVal.mag.f	REV615	Corriente Fase C
38	LD0/FMMXU1.Hz.mag.f	REV615	Frecuencia
39	LD0/PEMMXU1.TotPF.mag.f	REV615	Factor de Potencia
40	LD0/PEMMXU1.TotVAr.mag.f	REV615	Potencia Reactiva
41	LD0/PEMMXU1.TotW.mag.f	REV615	Potencia Activa
42	LD0/VMMXU1.PPV.phsAB.cVal.mag.f	REV615	Voltaje AB
43	LD0/VMMXU1.PPV.phsBC.cVal.mag.f	REV615	Voltaje BC
44	LD0/VMMXU1.PPV.phsCA.cVal.mag.f	REV615	Voltaje CA

Listado de señales S5_4.16kV

N°	Dirección	Equipo	Señal
1	CTRL/CBXCBR1.Pos.stVal	REF615	Posición del interruptor
2	CTRL/DCSXSUI1.Pos.stVal	REF615	Estado del Carro
3	CTRL/ESSXSUI1.Pos.stVal	REF615	Posición del seccionador a Tierra
4	LD0/XAGGIO130.Ind1.stVal	REF615	Alarma lth Limiters en falla
5	LD0/XAGGIO130.Ind2.stVal	REF615	Condición del interruptor
6	LD0/XAGGIO130.Ind3.stVal	REF615	Selector SW en Prueba
7	LD0/XAGGIO130.Ind4.stVal	REF615	Alarma MCB Voltmetric abierto
8	LD0/XGGIO110.Ind3.stVal	REF615	Alarma resorte descargado
9	LD0/XGGIO110.Ind4.stVal	REF615	Estado de interruptor
10	LD0/DEFHPTOC1.Op.general	REF615	50N/51N Disparo Instantaneo - Falla a Tierra
11	LD0/DEFHPTOC1.Str.general	REF615	50N/51N Arranque Instantaneo - Falla a Tierra
12	LD0/DEFLPTOC1.Op.general	REF615	51N Disparo Etapa 1 - Falla a Tierra 1
13	LD0/DEFLPTOC1.Str.general	REF615	51N Arranque Etapa 1 - Falla a Tierra 1
14	LD0/DEFLPTOC2.Op.general	REF615	51N Disparo Etapa 1 - Falla a Tierra 2
15	LD0/DEFLPTOC2.Str.general	REF615	51N Arranque Etapa 1 - Falla a Tierra 2
16	LD0/DPHLPTOC1.Op.general	REF615	51P Disparo Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase
17	LD0/DPHLPTOC1.Str.general	REF615	51P Arranque Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase
18	LD0/EFHPTOC1.Op.general	REF615	50N Disparo Etapa 2 - Falla a Tierra 1
19	LD0/EFHPTOC1.Str.general	REF615	50N Arranque Etapa 2 - Falla a Tierra 1
20	LD0/PHIPTOC1.Op.general	REF615	50P/51P Disparo Instantaneo – Sobrecorriente de Fase
21	LD0/PHIPTOC1.Str.general	REF615	50P/51P Arranque Instantaneo – Sobrecorriente de Fase
22	LD0/TCSSCBR1.CirAlm.stVal	REF615	TCM - Supervision Bobina Disparo
23	LD0/TRPPTRC1.Op.general	REF615	Disparo Maestro
24	LD0/LPHD1.PhyHealth.stVal	REF615	Estado relé
25	LD0/FMMXU1.Hz.mag.f	REF615	Frecuencia
26	LD0/PEMMXU1.TotPF.mag.f	REF615	Factor de Potencia
27	LD0/PEMMXU1.TotVAr.mag.f	REF615	Potencia Reactiva
28	LD0/PEMMXU1.TotW.mag.f	REF615	Potencia Activa
29	LD0/CMMXU1.A.phsA.cVal.mag.f	REF615	Corriente Fase A
30	LD0/CMMXU1.A.phsB.cVal.mag.f	REF615	Corriente Fase B
31	LD0/CMMXU1.A.phsC.cVal.mag.f	REF615	Corriente Fase C
32	LD0/VMMXU1.PPV.phsAB.cVal.mag.f	REF615	Voltaje AB

33	LD0/VMMXU1.PPV.phsBC.cVal.mag.f	REF615	Voltaje BC
34	LD0/VMMXU1.PPV.phsCA.cVal.mag.f	REF615	Voltaje CA

Listado de señales S5_T_4.16kV

N°	Dirección	Equipo	Señal
1	CTRL/CBXCBR1.Pos.stVal	REF615	Posición del Interruptor
2	CTRL/DCSXSWI1.Pos.stVal	REF615	Estado del Carro
3	CTRL/ESSXSWI1.Pos.stVal	REF615	Posición del seccionador a Tierra
4	LD0/XAGGIO130.Ind1.stVal	REF615	Alarma lth Limiters en falla
5	LD0/XAGGIO130.Ind2.stVal	REF615	Condición del interruptor
6	LD0/XAGGIO130.Ind3.stVal	REF615	Selector SW en Prueba
7	LD0/XAGGIO130.Ind4.stVal	REF615	Alarma MCB Voltmetric abierto
8	LD0/XGGIO110.Ind2.stVal	REF615	Alarma rele 86
9	LD0/XGGIO110.Ind3.stVal	REF615	Alarma resorte descargado
10	LD0/XGGIO110.Ind4.stVal	REF615	Estado del interruptor
11	LD0/DEFHPTOC1.Op.general	REF615	50N/51N Disparo Instantaneo – Falla a Tierra
12	LD0/DEFHPTOC1.Str.general	REF615	50N/51N Arranque Instantaneo – Falla a Tierra
13	LD0/DEFLPTOC1.Op.general	REF615	51N Disparo Etapa 1 - Falla a Tierra 1
14	LD0/DEFLPTOC1.Str.general	REF615	51N Arranque Etapa 1 - Falla a Tierra 1
15	LD0/DEFLPTOC2.Op.general	REF615	51N Disparo Etapa 1 - Falla a Tierra 2
16	LD0/DEFLPTOC2.Str.general	REF615	51N Arranque Etapa 1 - Falla a Tierra 2
17	LD0/DPHLPTOC1.Op.general	REF615	51P Disparo Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase
18	LD0/DPHLPTOC1.Str.general	REF615	51P Arranque Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase
19	LD0/EFHPTOC1.Op.general	REF615	50N Disparo Etapa 2 - Falla a Tierra 1
20	LD0/EFHPTOC1.Str.general	REF615	50N Arranque Etapa 2 - Falla a Tierra 1
21	LD0/PHIPTOC1.Op.general	REF615	50P/51P Disparo Instantaneo – Sobrecorriente de Fase
22	LD0/PHIPTOC1.Str.general	REF615	50P/51P Arranque Instantaneo – Sobrecorriente de Fase
23	LD0/TCSSCBR1.CirAlm.stVal	REF615	TCM - Supervision Bobina Disparo
24	LD0/TRPPTRC1.Op.general	REF615	Disparo Maestro
25	LD0/LPHD1.PhyHealth.stVal	REF615	Estado relé
26	LD0/FMMXU1.Hz.mag.f	REF615	Frecuencia
27	LD0/PEMMXU1.TotPF.mag.f	REF615	Factor de Potencia
28	LD0/PEMMXU1.TotVAr.mag.f	REF615	Potencia Reactiva
29	LD0/PEMMXU1.TotW.mag.f	REF615	Potencia Activa
30	LD0/CMMXU1.A.phsA.cVal.mag.f	REF615	Corriente Fase A
31	LD0/CMMXU1.A.phsB.cVal.mag.f	REF615	Corriente Fase B
32	LD0/CMMXU1.A.phsC.cVal.mag.f	REF615	Corriente Fase C

33	LD0/VMMXU1.PPV.phsAB.cVal.mag.f	REF615	Voltaje AB
34	LD0/VMMXU1.PPV.phsBC.cVal.mag.f	REF615	Voltaje BC
35	LD0/VMMXU1.PPV.phsCA.cVal.mag.f	REF615	Voltaje CA

Listado de señales TIE_4.16kV

N°	Dirección	Equipo	Señal
1	LD0/DAXCBR1.Pos.stVal	REF630	Posición del interruptor
2	LD0/DPGGIO1.DPCSO.stVal	REF630	Estado del Carro
3	LD0/DPGGIO2.DPCSO.stVal	REF630	Posición del seccionador a Tierra
4	LD0/SPGGIO10.Ind.stVal	REF630	Alarma bobina relé 86 en falla
5	LD0/SPGGIO11.Ind.stVal	REF630	86 - Disparo Relé de Bloqueo
6	LD0/SPGGIO12.Ind.stVal	REF630	Disparo lth Limiter asociado a interruptores de barra
7	LD0/SPGGIO13.Ind.stVal	REF630	Selector SW en Disparo
8	LD0/SPGGIO14.Ind.stVal	REF630	Selector SW en Prueba
9	LD0/SPGGIO15.Ind.stVal	REF630	Selector SW en Servicio
10	LD0/SPGGIO16.Ind.stVal	REF630	Transferencia en Modo Automático
11	LD0/SPGGIO17.Ind.stVal	REF630	Transferencia en Modo Manual
12	LD0/SPGGIO18.Ind.stVal	REF630	25 - Falla condición de sincronismo
13	LD0/SPGGIO3.Ind.stVal	REF630	Alarma resorte descargado
14	LD0/SPGGIO4.Ind.stVal	REF630	Estado del interruptor
15	LD0/SPGGIO5.Ind.stVal	REF630	Alarma lth Limiters en falla
16	LD0/SPGGIO6.Ind.stVal	REF630	Alarma Busbar "A" V.T en falla
17	LD0/SPGGIO7.Ind.stVal	REF630	Alarma MCB Voltmetric Abierto
18	LD0/SPGGIO8.Ind.stVal	REF630	Alarma Busbar "B" V.T en falla
19	LD0/SPGGIO9.Ind.stVal	REF630	Alarma supervisión MCB Voltmetric en falla
20	LD0/EFHPTOC1.Op.general	REF630	51N Disparo Etapa 2 - Falla a Tierra
21	LD0/EFHPTOC1.Str.general	REF630	51N Arranque Etapa 2 - Falla a Tierra
22	LD0/EFIPTOC1.Op.general	REF630	50N/51N Disparo Instantaneo – Falla a Tierra
23	LD0/EFIPTOC1.Str.general	REF630	50N/51N Arranque Instantaneo – Falla a Tierra
24	LD0/EFLPTOC1.Op.general	REF630	51N Disparo Etapa 1 - Falla a Tierra
25	LD0/EFLPTOC1.Str.general	REF630	51N Arranque Etapa 1 - Falla a Tierra
26	LD0/PHHPTOC1.Op.general	REF630	51P Disparo Etapa 2 - Sobrecorriente de Fase
27	LD0/PHHPTOC1.Str.general	REF630	51P Arranque Etapa 2 – Sobrecorriente de Fase
28	LD0/PHIPTOC1.Op.general	REF630	50P/51P Disparo Instantaneo – Sobrecorriente de Fase
29	LD0/PHIPTOC1.Str.general	REF630	50P/51P Arranque Instantaneo – Sobrecorriente de Fase

30	LD0/PHLPTOC1.Op.general	REF630	51P Disparo Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase
31	LD0/PHLPTOC1.Str.general	REF630	51P Arranque Etapa 1 - Sobrecorriente de Fase
32	LD0/PHPTUV1.Op.general	REF630	27 Disparo 1
33	LD0/PHPTUV1.Str.general	REF630	27 Arranque 1
34	LD0/PHPTUV2.Op.general	REF630	27 Disparo 2
35	LD0/PHPTUV2.Str.general	REF630	27 Arranque 2
36	LD0/PHPTUV2.Str.general	REF630	27 Arranque 3
37	LD0/TCSSCBR1.TrCctAlm.stVal	REF630	TCM - Supervision Bobina Disparo 1
38	LD0/TCSSCBR2.TrCctAlm.stVal	REF630	TCM - Supervision Bobina Disparo 2
39	LD0/TRPPTRC1.Tr.general	REF630	Disparo Maestro
40	LD0/SPGGIO21.Ind.stVal	REF630	Estado relé (falla)
41	LD0/SPGGIO22.Ind.stVal	REF630	Estado relé (alarma)
42	LD0/PWRMMXU1.Hz.mag.f	REF630	Frecuencia
43	LD0/PWRMMXU1.TotPF.mag.f	REF630	Factor de Potencia
44	LD0/PWRMMXU1.TotVA.mag.f	REF630	Potencia Aparente
45	LD0/PWRMMXU1.TotVAr.mag.f	REF630	Potencia Reactiva
46	LD0/PWRMMXU1.TotW.mag.f	REF630	Potencia Activa
47	LD0/CPHMMXU1.A.phsA.cVal.mag.f	REF630	Corriente Fase A
48	LD0/CPHMMXU1.A.phsB.cVal.mag.f	REF630	Corriente Fase B
49	LD0/CPHMMXU1.A.phsC.cVal.mag.f	REF630	Corriente Fase C
50	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsAB.cVal.mag.f	REF630	Voltaje AB
51	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsBC.cVal.mag.f	REF630	Voltaje BC
52	LD0/VPPMMXU1.PPV.phsCA.cVal.mag.f	REF630	Voltaje CA
53	LD0/VPPMMXU2.PPV.phsAB.cVal.mag.f	REF630	Voltaje AB
54	LD0/MVGGIO6.VArhFwd.mag.f	REF630	Energia Activa Entregada
55	LD0/MVGGIO6.VArhRv.mag.f	REF630	Energia Activa Consumida
56	LD0/MVGGIO6.WhFwd.mag.f	REF630	Energia Reactiva Entregada
57	LD0/MVGGIO6.WhRv.mag.f	REF630	Energia Reactiva Consumida

Listado de señales 52INC1_0.48kV

N°	Dirección	Equipo	Señal
1	INC1F650/GGIO1.Ind3.stVal	F650	Estado del Carro
2	INC1F650/XCBR1.Pos.stVal	F650	Posición del Interruptor
3	INC1F650/GGIO1.Ind4.stVal	F650	Disparado Protecciones
4	INC1F650/GGIO1.Ind5.stVal	F650	Condición del interruptor
5	INC1F650/GGIO1.Ind6.stVal	F650	Disparo Aguas Arriba MV Trip
6	INC1F650/GGIO2.Ind1.stVal	F650	26T Alarma - Prot. de Transformador (Temp. Aceite)
7	INC1F650/GGIO2.Ind2.stVal	F650	71T Alarma - Prot. de Transformador (Nivel Aceite Min.)
8	INC1F650/GGIO2.Ind3.stVal	F650	71T Alarma - Prot. de Transformador (Nivel Aceite Max.)

9	INC1F650/GGIO2.Ind4.stVal	F650	63T Alarma - Prot. de Transformador (Válvula Alivio Sobrepresión)
10	INC1F650/GGIO2.Ind5.stVal	F650	63T Alarma - Prot. de Transformador (Sobre Presión TR)
11	INC1F650/GGIO2.Ind6.stVal	F650	63T Alarma - Prot. de Transformador (Presión Súbita)
12	INC1F650/GGIO2.Ind7.stVal	F650	49T Alarma - Prot. de Transformador (Temp. Devanado)
13	INC1F650/GGIO2.Ind8.stVal	F650	Disparo Protección Transformador
14	INC1F650/gndPIOC1.Op.general	F650	50G Disparo – Sobrecorriente Instantanea a Tierra
15	INC1F650/gndPIOC1.Str.general	F650	50G Arranque – Sobrecorriente Instantanea a Tierra
16	INC1F650/gndPTOC1.Op.general	F650	51G Disparo - Sobrecorriente Temporizado a Tierra
17	INC1F650/gndPTOC1.Str.general	F650	51G Arranque - Sobrecorriente Temporizado a Tierra
18	INC1F650/ndPIOC1.Op.general	F650	50N Disparo - Sobrecorriente Instantanea Neutro
19	INC1F650/ndPIOC1.Str.general	F650	50N Arranque – Sobrecorriente Instantanea Neutro
20	INC1F650/ndPTOC1.Op.general	F650	51N Disparo - Sobrecorriente Temporizado en Neutro
21	INC1F650/ndPTOC1.Str.general	F650	51N Arranque - Sobrecorriente Temporizado en Neutro
22	INC1F650/phsPIOC1.Op.general	F650	50P Disparo - Sobrecorriente Instantanea de Fase
23	INC1F650/phsPIOC1.Str.general	F650	50P Arranque - Sobrecorriente Instantanea de Fase
24	INC1F650/phsPTOC1.Op.general	F650	51P Disparo - Sobrecorriente Temporizado de Fase
25	INC1F650/phsPTOC1.Str.general	F650	51P Arranque - Sobrecorriente Temporizado de Fase
26	INC1F650/phsPTUV1.Op.general	F650	27 Disparo - Subtensión
27	INC1F650/phsPTUV1.Str.general	F650	27 Arranque - Subtensión
28	INC1F650/phsPTUV2.Str.general	F650	27 Arranque - Subtensión 2
29	INC1F650/LPHD1.PhyHealth.stVal	F650	Estado relé
30	INC1F650/MMTR1.CntPsVArh.Mag.f	F650	Energía Reactiva Positiva (MVARH)
31	INC1F650/MMTR1.CntPsWh.Mag.f	F650	Energía Activa Positiva (MWH)
32	INC1F650/MMTR1.CntNgVArh.Mag.f	F650	Energía Reactiva Negativa (MVARH)
33	INC1F650/MMTR1.CntNgWh.Mag.f	F650	Energía Activa Negativa (MWH)
34	INC1F650/MMXU1.Hz.mag.f	F650	Frecuencia
35	INC1F650/MMXU1.TotPF.mag.f	F650	Factor de Potencia
36	INC1F650/MMXU1.TotVA.Mag.f	F650	Potencia Aparente (KVA)
37	INC1F650/MMXU1.TotVAr.Mag.f	F650	Potencia Reactiva (KVAR)

38	INC1F650/MMXU1.TotW.Mag.f	F650	Potencia Activa (KW)
39	INC1F650/MMXU1.A.phsA.cVal.mag.f	F650	Corriente Fase A
40	INC1F650/MMXU1.A.phsB.cVal.mag.f	F650	Corriente Fase B
41	INC1F650/MMXU1.A.phsC.cVal.mag.f	F650	Corriente Fase C
42	INC1F650/MMXU1.PPV.phsAB.cVal.mag.f	F650	Voltaje AB
43	INC1F650/MMXU1.PPV.phsBC.cVal.mag.f	F650	Voltaje BC
44	INC1F650/MMXU1.PPV.phsCA.cVal.mag.f	F650	Voltaje CA

Listado de señales 52INC2_0.48kV

N°	Dirección	Equipo	Señal
1	GROUPF650/GGIO1.Ind3.stVal	F650	Estado del Carro
2	GROUPF650/XCBR1.Pos.stVal	F650	Posición del interruptor
3	GROUPF650/GGIO1.Ind4.stVal	F650	Disparado Protecciones
4	GROUPF650/GGIO1.Ind5.stVal	F650	Condición del interruptor
5	GROUPF650/GGIO1.Ind6.stVal	F650	Orden Apertura desde Grupo
6	GROUPF650/GGIO1.Ind7.stVal	F650	Grupo no Disponible
7	GROUPF650/GGIO1.Ind8.stVal	F650	List. Transf. Grupo de Red
8	GROUPF650/GGIO2.Ind1.stVal	F650	Cierre Int. Red
9	GROUPF650/gndPIOC1.Op.general	F650	50G Disparo - Sobrecorriente Instantanea a Tierra
10	GROUPF650/gndPIOC1.Str.general	F650	50G Arranque – Sobrecorriente Instantanea a Tierra
11	GROUPF650/gndPTOC1.Op.general	F650	51G Disparo - Sobrecorriente Temporizado a Tierra
12	GROUPF650/gndPTOC1.Str.general	F650	51G Arranque - Sobrecorriente Temporizado a Tierra
13	GROUPF650/phsPIOC1.Op.general	F650	50P Disparo - Sobrecorriente Instantanea de Fase
14	GROUPF650/phsPIOC1.Str.general	F650	50P Arranque - Sobrecorriente Instantanea de Fase
15	GROUPF650/phsPTOC1.Op.general	F650	51P Disparo - Sobrecorriente Temporizado de Fase
16	GROUPF650/phsPTOC1.Str.general	F650	51P Arranque - Sobrecorriente Temporizado de Fase
17	GROUPF650/phsPTUV1.Op.general	F650	27 Disparo - Subtensión
18	GROUPF650/phsPTUV1.Str.general	F650	27 Arranque - Subtensión
19	GROUPF650/phsPTUV2.Str.general	F650	27 Arranque - Subtensión 2
20	GROUPF650/LPHD1.PhyHealth.stVal	F650	Estado relé
21	INC1F650/MMTR1.CntPsVArh.Mag.f	F650	Energía Reactiva Positiva (MVARH)
22	INC1F650/MMTR1.CntPsWh.Mag.f	F650	Energía Activa Positiva (MWH)
23	INC1F650/MMTR1.CntNgVArh.Mag.f	F650	Energía Reactiva Negativa (MVARH)
24	INC1F650/MMTR1.CntNgWh.Mag.f	F650	Energía Activa Negativa (MWH)
25	INC1F650/MMXU1.Hz.mag.f	F650	Frecuencia

26	INC1F650/MMXU1.TotPF.mag.f	F650	Factor de Potencia
27	INC1F650/MMXU1.TotVA.Mag.f	F650	Potencia Aparente (KVA)
28	INC1F650/MMXU1.TotVAr.Mag.f	F650	Potencia Reactiva (KVAR)
29	INC1F650/MMXU1.TotW.Mag.f	F650	Potencia Activa (KW)
30	INC1F650/MMXU1.A.phsA.cVal.mag.f	F650	Corriente Fase A
31	INC1F650/MMXU1.A.phsB.cVal.mag.f	F650	Corriente Fase B
32	INC1F650/MMXU1.A.phsC.cVal.mag.f	F650	Corriente Fase C
33	INC1F650/MMXU1.PPV.phsAB.cVal.mag.f	F650	Voltaje AB
34	INC1F650/MMXU1.PPV.phsBC.cVal.mag.f	F650	Voltaje BC
35	INC1F650/MMXU1.PPV.phsCA.cVal.mag.f	F650	Voltaje CA

Listado de señales TIE_0.48kV

N°	Dirección	Equipo	Señal
1	BUS_COUPLERF650/GGIO1.Ind3.stVal	F650	Estado Carro
2	BUS_COUPLERF650/XCBR1.Pos.stVal	F650	Posición del interruptor
3	BUS_COUPLERF650/GGIO1.Ind4.stVal	F650	Disparado Protecciones
4	BUS_COUPLERF650/GGIO1.Ind5.stVal	F650	Condición del interruptor
5	BUS_COUPLERF650/GGIO1.Ind6.stVal	F650	Modo Automático
6	BUS_COUPLERF650/GGIO1.Ind7.stVal	F650	Reset Transferencia
7	BUS_COUPLERF650/GGIO1.Ind8.stVal	F650	Reset 86
8	BUS_COUPLERF650/GGIO1.Ind9.stVal	F650	Transferencia Manual
9	BUS_COUPLERF650/GGIO2.Ind1.stVal	F650	Disparo Acometida A
10	BUS_COUPLERF650/GGIO2.Ind2.stVal	F650	Disparo Acoplamiento
11	BUS_COUPLERF650/GGIO2.Ind3.stVal	F650	Disparo Acometida B
12	BUS_COUPLERF650/auxPTUV3.Op.general	F650	27 Disparo - Subtensión Barra B
13	BUS_COUPLERF650/auxPTUV3.Str.general	F650	27 Arranque - Subtensión Barra B
14	BUS_COUPLERF650/ndPIOC1.Op.general	F650	50N Disparo - Sobrecorriente Instantaneo en Neutro
15	BUS_COUPLERF650/ndPIOC1.Str.general	F650	50N Arranque – Sobrecorriente Instantaneo en Neutro
16	BUS_COUPLERF650/ndPTOC1.Op.general	F650	51N Disparo - Sobrecorriente Temporizado en Neutro
17	BUS_COUPLERF650/ndPTOC1.Str.general	F650	51N Arranque – Sobrecorriente Temporizado en Neutro
18	BUS_COUPLERF650/phsPIOC1.Op.general	F650	50P Disparo - Sobrecorriente Instantanea de Fase
19	BUS_COUPLERF650/phsPIOC1.Str.general	F650	50P Arranque – Sobrecorriente Instantanea de Fase
20	BUS_COUPLERF650/phsPTOC1.Op.general	F650	51P Disparo - Sobrecorriente

			Temporizado de Fase
21	BUS_COUPLERF650/phsPTOC1.Str.general	F650	51P Arranque - Sobrecorriente
			Temporizado de Fase
22	BUS_COUPLERF650/phsPTUV3.Op.general	F650	27 Disparo - Subtensión Barra A
23	BUS_COUPLERF650/phsPTUV3.Str.general	F650	27 Arranque - Subtensión Barra A
24	BUS_COUPLERF650/LPHD1.PhyHealth.stVal	F650	Estado relé
25	BUS_COUPLERF650/MMTR1.CntPsVArh.Mag.f	F650	Energía Reactiva Positiva
26	BUS_COUPLERF650/MMTR1.CntPsWh.Mag.f	F650	Energía Activa Positiva
27	BUS_COUPLERF650/MMTR1.CntNgVArh.Mag.f	F650	Energía Reactiva Negativa
28	BUS_COUPLERF650/MMTR1.CntNgWh.Mag.f	F650	Energía Activa Negativa
29	BUS_COUPLERF650/MMXU1.Hz.mag.f	F650	Frecuencia
30	BUS_COUPLERF650/MMXU1.TotPF.mag.f	F650	Factor de Potencia
31	BUS_COUPLERF650/MMXU1.TotVA.Mag.f	F650	Potencia Aparente (KVA)
32	BUS_COUPLERF650/MMXU1.TotVAr.Mag.f	F650	Potencia Reactiva (KVAR)
33	BUS_COUPLERF650/MMXU1.TotW.Mag.f	F650	Potencia Activa (KW)
34	BUS_COUPLERF650/MMXU1.A.phsA.cVal.mag.f	F650	Corriente Fase A
35	BUS_COUPLERF650/MMXU1.A.phsB.cVal.mag.f	F650	Corriente Fase B
36	BUS_COUPLERF650/MMXU1.A.phsC.cVal.mag.f	F650	Corriente Fase C
37	BUS_COUPLERF650/MMXU1.PPV.phsAB.cVal.mag. f	F650	Voltaje AB
38	BUS_COUPLERF650/MMXU1.PPV.phsBC.cVal.mag. f	F650	Voltaje BC
39	BUS_COUPLERF650/MMXU1.PPV.phsCA.cVal.mag. f	F650	Voltaje CA
40	BUS_COUPLERF650/MMXU1.AuxV.cVal.mag.f	F650	Voltaje AB, Barra B

Listado de señales S3_CON_0.48kV

N°	Dirección	Equipo	Señal
1	SR350/XCBR1.Pos.stVal	SR350	Posición del Interruptor
2	SR350/GGIO2.Ind4.stVal	SR350	86 - Operación Relé de Bloqueo
3	SR350/GGIO2.Ind5.stVal	SR350	Disparo Magnético
4	SR350/gndPIOC1.Op.general	SR350	50G Disparo - Sobrecorriente Instantanea a Tierra
5	SR350/gndPIOC1.Str.general	SR350	50G Arranque – Sobrecorriente Instantanea a Tierra
6	SR350/gndPTOC1.Op.general	SR350	51G Disparo - Sobrecorriente Temporizado a Tierra
7	SR350/gndPTOC1.Str.general	SR350	51G Arranque - Sobrecorriente Temporizado a Tierra
8	SR350/ndPIOC1.Op.general	SR350	50N Disparo - Sobrecorriente Instantanea a Neutro

9	SR350/ndPIOC1.Str.general	SR350	50N Arranque - Sobrecorriente Instantanea a Neutro
10	SR350/ndPTOC1.Op.general	SR350	51N Disparo - Sobrecorriente Temporizado en Neutro
11	SR350/ndPTOC1.Str.general	SR350	51N Arranque - Sobrecorriente Temporizado en Neutro
12	SR350/phsPIOC1.Op.general	SR350	50P Disparo - Sobrecorriente Instantanea
13	SR350/phsPIOC1.Str.general	SR350	50P Arranque - Sobrecorriente Instantanea
14	SR350/phsPTOC1.Op.general	SR350	51P Disparo - Sobrecorriente de Fase Temporizado
15	SR350/phsPTOC1.Str.general	SR350	51P Arranque - Sobrecorriente de Fase Temporizado
16	SR350/LPHD1.PhyHealth.stVal	SR350	Estado relé
17	SR350/MMXU1.Hz.mag.f	SR350	Frecuencia
18	SR350/MMXU1.TotPF.mag.f	SR350	Factor de Potencia
19	SR350/MMXU1.TotVA.Mag.f	SR350	Potencia Aparente (KVA)
20	SR350/MMXU1.TotVAr.Mag.f	SR350	Potencia Reactiva (KVAR)
21	SR350/MMXU1.TotW.Mag.f	SR350	Potencia Activa (KW)
22	SR350/MMXU1.A.phsA.cVal.mag.f	SR350	Corriente Fase A
23	SR350/MMXU1.A.phsB.cVal.mag.f	SR350	Corriente Fase B
24	SR350/MMXU1.A.phsC.cVal.mag.f	SR350	Corriente Fase C
25	SR350/MMXU1.PPV.phsAB.cVal.mag.f	SR350	Voltaje AB
26	SR350/MMXU1.PPV.phsBC.cVal.mag.f	SR350	Voltaje BC
27	SR350/MMXU1.PPV.phsCA.cVal.mag.f	SR350	Voltaje CA

Listado de señales M3_0.48kV

N°	Dirección	Equipo	Señal
1	SR339/XCBR1.Pos.stVal	SR339	Posición del Interruptor
2	SR339/gndPIOC1.Op.general	SR339	50G Disparo – Sobrecorriente Instantanea a Tierra
3	SR339/gndPIOC1.Str.general	SR339	50G Arranque - Sobrecorriente Instantanea a Tierra
4	SR339/ndPIOC1.Op.general	SR339	50N Disparo - Sobrecorriente en neutro
5	SR339/ndPIOC1.Str.general	SR339	50N Arranque - Sobrecorriente en neutro
6	SR339/jamPIOC1.Op.general	SR339	51R Disparo - Rotor Bloqueado
7	SR339/ldincPTOC1.Str.general	SR339	50L Arranque - Aumento de carga
8	SR339/ldincPTOC1.Op.general	SR339	50L Disparo - Aumento de carga
9	SR339/phsPTOV1.Op.general	SR339	59 Disparo - Sobretensión
10	SR339/phsPTOV1.Str.general	SR339	59 Arranque - Sobretensión

11	SR339/phsPTUV1.Op.general	SR339	27 Disparo - Relé Subtensión
12	SR339/phsPTUV1.Str.general	SR339	27 Arranque - Relé Subtensión
13	SR339/PTTR1.Op.general	SR339	49M Disparo - Sobretemperatura Motor
14	SR339/PTTR1.Str.general	SR339	49M Alarma - Sobretemperatura Motor
15	SR339/unbalPTOC1.Op.general	SR339	46M Disparo - Corriente desbalanceada
16	SR339/unbalPTOC1.Str.general	SR339	46M Arranque - Corriente desbalanceada
17	SR339/scPIOC1.Op.general	SR339	50P Disparo - Sobrecorriente Instantanea de Fase
18	SR339/scPIOC1.Str.general	SR339	50P Arranque - Sobrecorriente Instantanea de Fase
19	SR339/LPHD1.PhyHealth.stVal	SR339	Estado relé
20	SR339/MMXU1.Hz.mag.f	SR339	Frecuencia
21	SR339/MMXU1.TotPF.mag.f	SR339	Factor de Potencia
22	SR339/MMXU1.TotVA.Mag.f	SR339	Potencia Aparente (KVA)
23	SR339/MMXU1.TotVAr.Mag.f	SR339	Potencia Reactiva (KVAR)
24	SR339/MMXU1.TotW.Mag.f	SR339	Potencia Activa (KW)
25	SR339/MMXU1.A.phsA.cVal.mag.f	SR339	Corriente Fase A
26	SR339/MMXU1.A.phsB.cVal.mag.f	SR339	Corriente Fase B
27	SR339/MMXU1.A.phsC.cVal.mag.f	SR339	Corriente Fase C
28	SR339/MMXU1.PPV.phsAB.cVal.mag.f	SR339	Voltaje AB
29	SR339/MMXU1.PPV.phsBC.cVal.mag.f	SR339	Voltaje BC
30	SR339/MMXU1.PPV.phsCA.cVal.mag.f	SR339	Voltaje CA

Listado de señales S3_0.48kV

N°	Dirección	Equipo	Señal
1	SR350/XCBR1.Pos.stVal	SR350	Posición del Interruptor
2	SR350/GGIO2.Ind4.stVal	SR350	86 - Operación Relé de Bloqueo
3	SR350/GGIO2.Ind5.stVal	SR350	Disparo magnético
4	SR350/gndPIOC1.Op.general	SR350	50G Disparo - Sobrecorriente Instantanea a Tierra
5	SR350/gndPTOC1.Op.general	SR350	51G Disparo - Sobrecorriente Temporizado a Tierra
6	SR350/ndPIOC1.Op.general	SR350	50N Disparo - Sobrecorriente en Neutro
7	SR350/ndPTOC1.Op.general	SR350	51N Disparo - Sobrecorriente Temporizado en Neutro
8	SR350/phsPIOC1.Op.general	SR350	50P Disparo - Sobrecorriente de Fase Instantanea
9	SR350/phsPTOC1.Op.general	SR350	51P Disparo - Sobrecorriente de

			Fase Temporizado
10	SR350/gndPIOC1.Str.general	SR350	50G Arranque – Sobrecorriente Instantanea a Tierra
11	SR350/gndPTOC1.Str.general	SR350	51G Arranque - Sobrecorriente Temporizado a Tierra
12	SR350/ndPIOC1.Str.general	SR350	50N Arranque - Sobrecorriente en Neutro
13	SR350/ndPTOC1.Str.general	SR350	51N Arranque - Sobrecorriente Temporizado en Neutro
14	SR350/phsPIOC1.Str.general	SR350	50P Arranque - Sobrecorriente de Fase Instantanea
15	SR350/phsPTOC1.Str.general	SR350	51P Arranque - Sobrecorriente de Fase Temporizado
16	SR350/LPHD1.PhyHealth.stVal	SR350	Estado relé
17	SR350/MMXU1.Hz.mag.f	SR350	Frecuencia
18	SR350/MMXU1.TotPF.mag.f	SR350	Factor de Potencia
19	SR350/MMXU1.TotVA.Mag.f	SR350	Potencia Aparente (KVA)
20	SR350/MMXU1.TotVAr.Mag.f	SR350	Potencia Reactiva (KVAR)
21	SR350/MMXU1.TotW.Mag.f	SR350	Potencia Activa (KW)
22	SR350/MMXU1.A.phsA.cVal.mag.f	SR350	Corriente Fase A
23	SR350/MMXU1.A.phsB.cVal.mag.f	SR350	Corriente Fase B
24	SR350/MMXU1.A.phsC.cVal.mag.f	SR350	Corriente Fase C
25	SR350/MMXU1.PPV.phsAB.cVal.mag.f	SR350	Voltaje AB
26	SR350/MMXU1.PPV.phsBC.cVal.mag.f	SR350	Voltaje BC
27	SR350/MMXU1.PPV.phsCA.cVal.mag.f	SR350	Voltaje CA

Listado de señales 52INC3_0.48kV

N°	Dirección	Equipo	Señal
1	LogicalDevice/GGIO1.AnIn1.mag.f	750-880/025-002	Corriente Fase R (A)
2	LogicalDevice/GGIO1.AnIn10.mag.f	750-880/025-002	Energía Activa (KWH)
3	LogicalDevice/GGIO1.AnIn11.mag.f	750-880/025-002	Energía Reactiva (KVARH)
4	LogicalDevice/GGIO1.AnIn12.mag.f	750-880/025-002	Rele 86
5	LogicalDevice/GGIO1.AnIn2.mag.f	750-880/025-002	Corriente Fase S (A)
6	LogicalDevice/GGIO1.AnIn3.mag.f	750-880/025-002	Corriente Fase T (A)
7	LogicalDevice/GGIO1.AnIn7.mag.f	750-880/025-002	Tensión R-S (V)
8	LogicalDevice/GGIO1.AnIn8.mag.f	750-880/025-002	Tensión S-T (V)
9	LogicalDevice/GGIO1.AnIn9.mag.f	750-880/025-002	Tensión T-R (V)
10	LogicalDevice/GGIO1.Ind1.stVal	750-880/025-002	Posición del interruptor (ON)
11	LogicalDevice/GGIO1.Ind2.stVal	750-880/025-002	Alarma Relé Temporizado Sobrecorriente de Falla a Tierra
12	LogicalDevice/GGIO1.Ind3.stVal	750-880/025-002	Posición del interruptor (OFF)
13	LogicalDevice/GGIO1.Ind4.stVal	750-880/025-002	Condición del interruptor
14	LogicalDevice/GGIO1.Ind5.stVal	750-880/025-002	Disparo Relé Sobrecorriente de Fase

15	LogicalDevice/GGIO1.Ind7.stVal	750-880/025-002	Alarma Relé Sobrecorriente de Fase
16	LogicalDevice/LPHD1.PhyHealth.stVal	750-880/025-002	Estado relé
17	LogicalDevice/MMXU1.Hz.mag.f	750-880/025-002	Frecuencia (HZ)
18	LogicalDevice/MMXU1.TotPF.mag.f	750-880/025-002	Factor de Potencia
19	LogicalDevice/MMXU1.TotVA.mag.f	750-880/025-002	Potencia Aparente (KVA)
20	LogicalDevice/MMXU1.TotVAr.mag.f	750-880/025-002	Potencia Reactiva (KVAR)
21	LogicalDevice/MMXU1.TotW.mag.f	750-880/025-002	Potencia Activa (KW)

Anexo 2. Modelo de encuesta

ENCUESTA DE SATISFACCIÓN

Tu opinión es muy importante para nosotros. Por favor, toma unos minutos para responder a las siguientes preguntas sobre tu experiencia con nuestro sistema SCADA eléctrico.

Responde cada pregunta, acorde a la experiencia vivida con el uso del sistema de monitoreo.

1. ADQUISICIÓN DE DATOS

En cuanto a la gestión del sistema eléctrico de la refinería. ¿Estás de acuerdo con la cantidad de señales en tiempo real que tienes a tu disposición desde la sala de control?

Donde "0" es Completamente en desacuerdo y "5" es Completamente de acuerdo

0	1	2	3	4	5
---	---	---	---	---	---

2. SUPERVISIÓN Y VISUALIZACIÓN

En cuanto a los despliegues, colores, opciones y herramientas ¿Qué tan fácil te pareció la experiencia de manejo de la interfaz del sistema?

Donde "0" es muy complicado y "5" es muy fácil

0	1	2	3	4	5
---	---	---	---	---	---

3. CONTROL Y AUTOMATIZACIÓN

En cuanto a las órdenes de apertura o cierre de interruptores ¿Qué tan confiable resultó el sistema al momento de realizar comandos y maniobras?

Donde "0" nada confiable y "5" es muy confiable

0	1	2	3	4	5
---	---	---	---	---	---

4. COMUNICACIÓN

En cuanto a la comunicación entre el SCADA y los relés de control y protecciones ¿Hubo pérdidas de comunicación?

Donde "0" muchas veces y "5" es nunca

0	1	2	3	4	5
---	---	---	---	---	---

5. ALARMAS Y NOTIFICACIONES

En cuanto al despliegue de alarmas y notificaciones que muestra el sistema ¿Qué te parecieron las herramientas habilitadas, para poder organizar los eventos y alarmas?

Donde "0" muy malo y "5" Excelente

0	1	2	3	4	5
---	---	---	---	---	---

6. HISTORIAL Y REGISTRO DE DATOS

En cuanto a la herramienta de registro de datos históricos, para generar tendencias a lo largo del tiempo ¿Cuál es tu apreciación respecto a la interfaz de usuario, las curvas, colores y opciones de identificación de las variables análogas?

Donde "0" muy mala y "5" Excelente

0	1	2	3	4	5
---	---	---	---	---	---

7. SEGURIDAD

Referente a los permisos de usuario y credenciales de uso ¿Qué opinas de la seguridad del sistema SCADA?

Donde "0" muy mala y "5" Excelente

0	1	2	3	4	5
---	---	---	---	---	---

8. INTEGRACIÓN Y COMPATIBILIDAD

En cuanto al intercambio de información que existe entre el SCADA eléctrico y el DCS de control ¿Identificaste problemas de comunicación durante el tiempo que llevas usando el sistema?

Donde "0" muchas veces y "5" Nunca

0	1	2	3	4	5
---	---	---	---	---	---

9. FLEXIBILIDAD

En cuanto a las herramientas de personalización y filtros para realizar un mejor análisis ¿Te resultaron útiles las opciones de filtro y personalización de la interfaz?

Donde "0" nada útil y "5" muy útil

0	1	2	3	4	5
---	---	---	---	---	---

10. ANÁLISIS Y GENERACIÓN DE INFORMES.

Referente a los resúmenes generados por el sistema ¿Qué tan útiles te resultan los informes de eventos y alarmas generados por el SCADA?

Donde "0" Nada útil y "5" Muy útil

0	1	2	3	4	5
---	---	---	---	---	---

Las respuestas serán tratadas de manera confidencial y nos ayudarán a mejorar nuestros servicios.

¡Muchas gracias por tu tiempo y por compartir tu opinión! Tus respuestas nos ayudarán a seguir mejorando nuestro sistema y brindarte un mejor servicio en el futuro.