

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

**MODERNIZACIÓN DE OPERACIÓN Y GESTIÓN DE LAS
REDES ELÉCTRICAS MEDIANTE LA AUTOMATIZACIÓN
DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**

PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRÓNICO

ELABORADO POR:

MIGUEL ENRIQUE TEJADA BECERRA

ASESOR

M.Sc. Ing. JUAN FRANCISCO TISZA CONTRERAS

LIMA – PERÚ

2021

**MODERNIZACIÓN DE OPERACIÓN Y GESTIÓN DE LAS REDES
ELÉCTRICAS MEDIANTE LA AUTOMATIZACIÓN DE
SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**

A mis padres, a mi hermana Ana y a mi hermano Christian,
quienes son un apoyo constante en cada paso de mi vida.

SUMARIO

Un grupo de empresas nacionales de distribución y comercialización de energía eléctrica tenía bajo su administración subestaciones eléctricas con tecnología desfasada cronológicamente, de casi diez años de antigüedad, por esta razón no se adquirían todos los datos de monitoreo y control en el sistema SCADA; incluso, algunas subestaciones eléctricas no estaban automatizadas. Por este motivo, no se operaban ni gestionaban las redes eléctricas de forma eficiente.

La modernización en la operación y gestión de las redes eléctricas se ha logrado mediante la implementación de sistemas de automatización en las subestaciones no automatizadas y con la modernización de subestaciones que ya disponían sistemas automatizados. La automatización se realizó mediante el suministro de concentradores de subestaciones (CDS o RTU), transporte, montaje, instalación, prueba y puesta en servicio. La metodología se aplica a una sola subestación eléctrica de tipo de Alta Disponibilidad, esto es, con capacidad de redundancia.

Con el proyecto de automatización de subestaciones eléctricas se mejoró la adquisición de datos de control y monitoreo, siendo un factor fundamental en el funcionamiento del nuevo sistema SCADA implementado (el diseño del sistema SCADA fue parte de otro proyecto). Asimismo, se incrementó el número de subestaciones automatizadas en las empresas, con lo que se contribuyó a mejorar el servicio al cliente y los resultados del grupo de empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica.

SUMMARY

A group of electricity distribution and commercialization companies had electrical substations under their management with outdated technology, which is why it was not possible to acquire all the monitoring and control data in the SCADA system. Some electrical substations were not even automated. For this reason, the electricity networks could not be operated and managed efficiently.

The modernization of the operation and management of the electricity networks has been achieved through the implementation of automation systems in non-automated substations and with the modernization of substations that already had automated systems. The automation was carried out through the supply of substation concentrators (CDS or RTU), transport, assembly, installation, testing and commissioning. The methodology is applied to a single High Availability type electrical substation, that is, with redundancy capacity.

With the electrical substation automation project, control and monitoring data acquisition was improved, being a fundamental factor in the operation of the new implemented SCADA system (the design of the SCADA system was part of another project). The number of automated substations in the companies was also increased, thus contributing to improving customer service and the results of the electricity distribution and marketing group.

ÍNDICE

SUMARIO	v
SUMMARY	vi
PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	
INTRODUCCIÓN	3
1.1 Descripción del problema	3
1.2 Formulación del problema	3
1.3 Evaluación del problema	3
1.4 Objetivos del proyecto	4
1.5 Alcance del trabajo	4
CAPÍTULO II	
MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL	5
2.1 Aspectos básicos de la automatización de una subestación eléctrica	5
2.1.1 Principales elementos electromecánicos de las subestaciones eléctricas	5
2.1.2 Niveles de automatización de subestaciones eléctricas	6
2.1.3 Protocolos de comunicación	7
2.2 Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED)	9
2.2.1 Relevadores de protección	9
2.3.2 Medidores	11
2.3.3 Panel de alarmas	11
2.3.4 Regulador de Tensión Automático	12
2.4 Concentrador de Subestación (CDS)	13
2.4.1 Concentrador de Subestación Saitel DP	13
2.5 <i>Software</i> de Configuración	25
2.5.1 Modo <i>Workspace</i>	26
2.5.2 Modo Configuración	29
CAPÍTULO III	
METODOLOGÍA DE LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA	31
3.1 Configuración de comunicaciones en los IED	32
3.1.1 Relevador de Protección Multifunción GE F650	32
3.1.2 Relevador de Protección L90	38
3.1.3 Medidor de Energía ION 7650	40
3.1.4 Medidor de Energía ION 6200	41
3.2 Declaración de señales I/O	42

3.3 Equipamiento suministrado y configuración de CDS	58
3.3.1 Equipos y materiales suministrados	58
3.3.2 Características del gabinete montado	62
3.3.3 Configuración de CDS	64
3.3.4 Configuración de los dispositivos en <i>Easergy Builder</i>	70
3.4 Protocolos de pruebas FAT	83
3.4.1 Pruebas de Aceptación en Fábrica (<i>Factory Acceptance Test</i>)	84
CAPÍTULO IV	
PRUEBAS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	93
4.1 Pruebas de Aceptación en Sitio (<i>Site Acceptance Test</i>)	93
4.2 Cronograma de trabajos	95
4.3 Actualización de planos	96
CONCLUSIONES	97
RECOMENDACIONES	98
BIBLIOGRAFÍA	99

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1	Lista mínima de señales para la subestación de referencia	43
Tabla 3.2	Lista de señales de estados en subestación de referencia	49
Tabla 3.3	Lista de señales de comandos en subestación de referencia	54
Tabla 3.4	Lista de señales analógicas en subestación de referencia	55
Tabla 3.5	Lista de materiales para CDS de la subestación de referencia	59
Tabla 3.6	Metrado de la subestación de referencia	61
Tabla 3.7	Características de tablero instalado en la subestación de referencia	62
Tabla 3.8	Pruebas por niveles	84
Tabla 3.9	Inspección Visual	84
Tabla 3.10	Cableado y verificación de alimentación	85
Tabla 3.11	Prueba de estado y configuración de RTU	86
Tabla 3.12	Supervisión del sistema	86
Tabla 3.13	Punto a punto de entradas digitales	87
Tabla 3.14	Punto a punto de salidas digitales	87
Tabla 3.15	Pruebas de recuperación	87
Tabla 3.16	Pruebas de comunicaciones	88
Tabla 3.17	Expansión de <i>backplane</i>	89
Tabla 3.18	Pruebas de dispositivos de red local	89
Tabla 4.1	Verificación de señales Línea de Transmisión de referencia 60kV	92
Tabla 4.2	Verificación de señales Transformador 60kV/10kV	93
Tabla 4.3	Verificación de señales Celda de referencia de 10kV	93
Tabla 4.4	Verificación de señales Celda Salida 4 10kV	93
Tabla 4.5	Verificación de señales Celda Salida 5 10kV	93
Tabla 4.6	Verificación de señales Celda Salida 6 10kV	94
Tabla 4.7	Verificación de señales Servicios Auxiliares (Cargador – Rectificador)	94
Tabla 4.8	Verificación de la Redundancia del Sistema	94

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1	Patio de llaves referencial de una subestación	6
Figura 2.2	Niveles de automatización en subestaciones	7
Figura 2.3	Arquitectura de comunicaciones para el grupo empresarial	8
Figura 2.4	Tablero de Protección de Línea 60 KV de la subestación de referencia	10
Figura 2.5	Tablero analógico de medición de la subestación de referencia	11
Figura 2.6	Tablero digital de medición de otra subestación de referencia	11
Figura 2.7	Panel Anunciador de una subestación de referencia	12
Figura 2.8	Tablero de Regulación de Voltaje de una subestación de referencia	13
Figura 2.9	CDS Saitel DP de Schneider Electric	14
Figura 2.10	Aplicaciones incluidas en el Saitel DP	15
Figura 2.11	Base de datos en tiempo real	16
Figura 2.12	Vista del SM_CPU866e	19
Figura 2.13	Vista interior del SM_CPU866e mostrando los puertos de comunicación	20
Figura 2.14	Bornero para DI32	21
Figura 2.15	Bornero de 16 salidas digitales	22
Figura 2.16	Vista frontal de <i>backplane</i> de 9 slots	22
Figura 2.17	Módulos montados en un <i>backplane</i> de 9 slots	23
Figura 2.18	<i>Backplane</i> con dos módulos de alimentación	23
Figura 2.19	Dos CPU en el mismo <i>backplane</i>	24
Figura 2.20	Dos CPU en distintos <i>backplanes</i>	24
Figura 2.21	Arquitectura de la plataforma de <i>software BaseLine</i>	25
Figura 2.22	Interacción entre <i>coreDb</i> y otras aplicaciones	26
Figura 2.23	Modo <i>Workspace</i> de <i>Easergy Builder</i>	27
Figura 2.24	Modo Configuración de <i>Easergy Builder</i>	28
Figura 2.25	Ventana de configuración de nueva RTU	29
Figura 2.26	Ventana de parámetros de configuración de la SE de referencia	30
Figura 3.1	Diagrama unifilar de la subestación de referencia	31
Figura 3.2	Relevador de protección F650	32
Figura 3.3	Pantalla principal del software EnerVista F650 <i>Setup</i>	33
Figura 3.4	Proceso de comunicación relé Multilin F650 – computadora (1)	33
Figura 3.5	Proceso de comunicación relevador Multilin F650 – computadora (2)	34
Figura 3.6	Proceso de comunicación relevador Multilin F650 – computadora (3)	34
Figura 3.7	Proceso de comunicación relevador Multilin F650 – computadora (4)	35

Figura 3.8	Configuración de comunicaciones DNP3	35
Figura 3.9	Configuración de direcciones IP Cliente	36
Figura 3.10	Eventos de Control	37
Figura 3.11	Configuración de Eventos de Control	37
Figura 3.12	Elementos de protección para corriente de fase	38
Figura 3.13	Relevador de protección L90	38
Figura 3.14	Configuración de direcciones IP	39
Figura 3.15	Configuración de protecciones en el <i>software</i>	39
Figura 3.16	Medidor ION 7650	40
Figura 3.17	<i>Software</i> de configuración <i>PowerLogic ION Setup</i>	41
Figura 3.18	Servidor <i>web PowerLogic ION Setup</i>	41
Figura 3.19	Medidor ION 6200	42
Figura 3.20	Pantalla de nueva configuración de RTU en <i>Easergy Builder</i>	44
Figura 3.21	Pestaña Dispositivos en <i>Easergy Builder</i>	44
Figura 3.22	Ventana de Adquisición local Saitel DP en <i>Easergy Builder</i>	45
Figura 3.23	Ventana de Selección de supervisión en <i>Easergy Builder</i>	45
Figura 3.24	Pantalla principal de Base de Datos en <i>Easergy Builder</i>	47
Figura 3.25	Base de Datos de la subestación de referencia	48
Figura 3.26	Lista de señales de entradas digitales en <i>Easergy Builder</i>	49
Figura 3.27	Lista de señales de mandos en <i>Easergy Builder</i>	54
Figura 3.28	Lista de señales analógicas en <i>Easergy Builder</i>	55
Figura 3.29	Vistas sudoeste y noroeste de tablero de alta disponibilidad	63
Figura 3.30	Vistas frontal y posterior de tablero de alta disponibilidad	64
Figura 3.31	Pantalla de inicialización de <i>software Easergy Builder</i>	65
Figura 3.32	Creación de nueva RTU en <i>software Easergy Builder</i>	65
Figura 3.33	Ventana RTU <i>Hardware redefinition</i> de <i>software Easergy Builder</i>	66
Figura 3.34	Ventana de resumen en modo <i>Workspace</i>	66
Figura 3.35	Ventana de configuración de usuarios	67
Figura 3.36	Direcciones IP para Red – CPU A	67
Figura 3.37	Direcciones IP para Red – CPU B	68
Figura 3.38	Configuraciones FAT y SAT en <i>Easergy Builder</i>	68
Figura 3.39	Pestaña Dispositivos de <i>Easergy Builder</i>	69
Figura 3.40	Agregando un dispositivo Modbus a la configuración	69
Figura 3.41	Diagrama de operación de un Esclavo DNP en el entorno <i>Baseline</i>	71
Figura 3.42	Diagrama de operación de un Maestro DNP en el entorno <i>Baseline</i>	71
Figura 3.43	Configuración del canal para un IED en DNP	72
Figura 3.44	Configuración de la sesión DNP <i>Master</i>	73
Figura 3.45	Configuración de las peticiones DNP	73
Figura 3.46	Relación entre <i>coreDb</i> y un maestro MODBUS	74

Figura 3.47	Relación entre <i>coreDb</i> y un esclavo MODBUS	75
Figura 3.48	Ventana de configuración MODBUS en <i>Easergy Builder</i>	75
Figura 3.49	Configuración del perfil del maestro MODBUS	76
Figura 3.50	Mapa de registros para corriente y tensión en el ION 7650	76
Figura 3.51	Mapa de registros para potencia y consumo en el ION 7650	77
Figura 3.52	Configuración del canal para un IED en MODBUS	77
Figura 3.53	Diagrama del manejo de la información en un esclavo IEC104	78
Figura 3.54	Diagrama del manejo de la información en un maestro IEC104	79
Figura 3.55	Configuración del canal para comunicación con un SCADA	79
Figura 3.56	Ventana de configuración de Canales en <i>Easergy Builder</i>	80
Figura 3.57	Ventana de Sincronización en <i>Easergy Builder</i>	81
Figura 3.58	Ventana de <i>Login</i> en <i>Saitel Webtool</i>	82
Figura 3.59	Configuración de red en <i>Saitel Webtool</i>	82
Figura 3.60	Señales de Estados en <i>Saitel Webtool</i>	83
Figura 3.61	Señales Analógicas en <i>Saitel Webtool</i>	83
Figura 3.62	Subestación de referencia	90
Figura 3.63	Tablero de protección de transformador	90
Figura 3.64	Celdas de llegada de la subestación de referencia	91
Figura 3.65	CPU y módulos E/S del tablero CDS de la subestación de referencia	91
Figura 4.1	Cronograma de trabajos del proyecto	95

GLOSARIO DE TÉRMINOS

ASDU	<i>Application Service Data Unit</i>
CAA	<i>Common Address of ASDU</i>
CDS	Concentrador de Subestaciones
FAT	Pruebas de Aceptación en Fábrica
IED	Dispositivo Electrónico Inteligente
IOA	<i>Information Object Address</i>
PRP	<i>Parallel Redundancy Protocol</i>
SAT	Pruebas de Aceptación en sitio
SOE	Secuencia de Eventos
TDH	Distorsión Armónica Total

PRÓLOGO

El trabajo que se presenta en este informe, la automatización de subestaciones eléctricas, fue desarrollado por la necesidad de modernizar la operación y gestión de las redes eléctricas de un grupo de empresas (de distribución y comercialización de energía eléctrica en el Perú), con la incorporación e integración de un sistema SCADA, lo que priorizaba a automatizar las subestaciones eléctricas sin concentradores de subestación y modernizar las subestaciones ya automatizadas.

Debido a que la última modernización de las subestaciones eléctricas se realizó hace algunos años, muchas de estas subestaciones no reportaban la información necesaria para el monitoreo en el sistema SCADA, sin contar con que otras no tenían implementados sistemas automatizados en lo absoluto. Incluso, se disponía de poca información respecto a planos eléctricos y configuraciones cargadas en los IED de cada subestación de potencia.

Para comprender mejor el alcance del proyecto es necesario mencionar que los principales elementos electromecánicos de las subestaciones eléctricas son:

- Los interruptores de potencia.
- Los seccionadores.
- Los transformadores de potencia.
- Los pararrayos.

La clasificación por niveles de automatización para subestaciones eléctricas es la siguiente:

- Nivel 0: Nivel de proceso o de campo
- Nivel 1: Nivel de bahía
- Nivel 2: Nivel de subestación
- Nivel 3: Centro de control

Estos aspectos se explican en los capítulos correspondientes, según la estructura mostrada:

- Capítulo I “Introducción”.- Es un capítulo en el que se describe y se formula el problema, se definen los objetivos, se realiza la evaluación de la problemática y se establecen los alcances.
- Capítulo II “Marco Teórico Conceptual”.- En el cual se describen los aspectos relacionados al caso de estudio, los aspectos básicos de la automatización de una subestación, los dispositivos electrónicos inteligentes (IED), los concentradores de

- subestaciones (CDS) y el *software* de configuración empleado en el proyecto.
- Capítulo III “Metodología para la Solución del Problema”.- En el cual se explica el desarrollo de la solución: configuración de comunicaciones en los IED, declaración de señales de entrada y salida en el CDS, equipamiento suministrado, configuración y pruebas FAT.
 - Capítulo IV “Pruebas y presentación de resultados”.- En este capítulo se presentan los resultados obtenidos mediante el uso de los protocolos de pruebas en sitio, evaluando la etapa de montaje y la puesta en marcha de los CDS instalados en las subestaciones eléctricas del grupo de empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica.

CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

En este capítulo se describe el problema de ingeniería y se formulan los objetivos del informe final del trabajo de suficiencia profesional. También, se evalúa la problemática y se establecen los alcances del proyecto desarrollado.

1.1 Descripción del problema

Los sistemas de automatización de las subestaciones eléctricas eran obsoletos y en algunos casos las subestaciones no estaban automatizadas en ningún nivel, lo que se traducía como falta de información necesaria para el monitoreo en el centro de control.

1.2 Formulación del problema

Problema principal

¿En qué medida es posible modernizar la operación y la gestión de las redes eléctricas mediante la automatización de subestaciones eléctricas?

Problemas específicos

- ¿De qué forma se puede averiguar si el estado en que se encuentra la subestación eléctrica es el adecuado para establecer la comunicación con el centro de control?
- ¿De qué manera se puede implementar una arquitectura de comunicación industrial que involucre a la subestación y al sistema SCADA?
- ¿Qué posibilidad existe de que los dispositivos electrónicos inteligentes existentes en la subestación se puedan adaptar al nuevo concentrador de subestaciones y al sistema SCADA?
- ¿En qué medida es posible asegurar que el nuevo tablero CDS implementado funcione en la arquitectura de comunicación industrial?

1.3 Evaluación del problema

El proyecto de automatización se enmarca en el ámbito de la adquisición y envío de datos de monitoreo y control de las subestaciones eléctricas de potencia que se integrarán a un nuevo sistema SCADA con el propósito de mejorar la recepción de datos de control y monitoreo, analizar la información obtenida para planificar los mantenimientos preventivos y correctivos e incrementar el número de subestaciones automatizadas en las empresas; con lo que se contribuye a mejorar el servicio al cliente y los resultados del grupo empresarial. Asimismo, se estima contribuir como factor crítico de éxito al proyecto de

implementación del nuevo SCADA.

1.4 Objetivos del proyecto

Objetivo principal:

Modernizar la operación y la gestión de las redes eléctricas mediante la automatización de subestaciones eléctricas.

Objetivos específicos:

- Diagnosticar el estado en que se encuentra la subestación eléctrica a automatizar, tanto a nivel de equipos como a nivel de comunicaciones.
- Implementar una arquitectura de comunicación industrial que involucre a la subestación eléctrica y al centro de control.
- Adaptar los dispositivos electrónicos inteligentes al nuevo concentrador de subestaciones implementado y al sistema SCADA.
- Evaluar el funcionamiento del concentrador de subestaciones en la arquitectura de comunicación industriales.

1.5 Alcance del trabajo

El proyecto desarrollado incluye el suministro, traslado, montaje (incluyendo el cableado), pruebas y puesta en servicio de un total de 57 CDS más uno (01) de reserva; además de los equipos de comunicaciones necesarios para la conectividad por cada subestación. También incluye la determinación de señales en los dispositivos electrónicos inteligentes (IED), los concentradores de subestaciones (CDS), la configuración de comunicaciones en los IED, capacitación en la instalación, configuración y mantenimiento básico de los CDS suministrados.

En el informe final del trabajo de suficiencia se elige como ejemplo de la metodología a una sola subestación eléctrica, de tipo alta disponibilidad. La metodología se replica al resto de subestaciones eléctricas.

El trabajo de competencia no abarca el diseño del SCADA, pero sí se realizaron pruebas mediante el protocolo IEC 60870-5-104.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

En este capítulo se explican los aspectos resaltantes relacionados a la solución del problema: aspectos básicos de los componentes y de la automatización de una subestación eléctrica, los dispositivos electrónicos inteligentes (IED), los concentradores de subestaciones (CDS) y el *software* de configuración.

2.1 Aspectos básicos de la automatización de una subestación eléctrica

Como parte del sistema eléctrico, mediante las subestaciones se modifican los parámetros de la energía para facilitar la transmisión y la posterior distribución.

2.1.1 Principales elementos electromecánicos de las subestaciones eléctricas

Los principales elementos electromecánicos de las subestaciones eléctricas son los siguientes: [1]

- Interruptores de potencia: son equipos electromecánicos de maniobra que interrumpen y cierran los circuitos eléctricos, de forma manual o automática. Estos dispositivos funcionan bajo carga.
- Seccionadores: Son aparatos mecánicos que se usan para aislar un elemento de una red eléctrica del resto de la red, con el fin de ponerlos fuera de servicio. Estos dispositivos operan sin carga. Siempre debe abrirse primero el interruptor correspondiente.
- Transformadores de potencia: Son máquinas eléctricas estáticas que transfieren energía eléctrica de un circuito a otro. La función principal es elevar o reducir la magnitud de la tensión eléctrica. Existen, también, los transformadores de instrumentos, que reducen a escala las magnitudes de tensión y corriente que se utilizan para la protección y medición de los circuitos de una subestación. Estos pueden ser transformadores de corriente y transformadores de tensión.
- Pararrayos: Estos dispositivos limitan la magnitud de las sobretensiones causadas por descargas atmosféricas u otros factores y conducen a tierra las corrientes producidas por estas sobretensiones. Se encuentran conectados al sistema en todo momento y su operación dependerá del instante en que se presente una sobretensión.
- Capacitores de alta tensión: La aplicación más importante del capacitor es la de

corregir el factor de potencia en líneas de distribución. En instalaciones de potencia, los capacitores se instalan en grupos llamados bancos.

2.1.2 Niveles de automatización de subestaciones eléctricas

Para la automatización de subestaciones eléctricas, generalmente, se definen cuatro niveles, desde el nivel cero hasta el nivel tres.

a. Nivel 0 – Nivel de Proceso

Llamado, también, nivel de patio o de campo, en el cual se incluyen los equipos de maniobra y corte, como interruptores, seccionadores, transformadores, etc., como se muestra en la figura 2.1.

El control para el nivel de campo se encuentra en el propio tablero de mando de cada elemento y la lógica de control implementada en los gabinetes de mando. La forma de comunicación es mediante cableado duro, usualmente, por canales y tuberías debajo del terreno. [2].



Figura 2.1 Patio de llaves referencial de una subestación.

Fuente: elaboración propia.

b. Nivel 1 – Nivel de Bahía

Conocido, además, como nivel de IED. Está conformado por equipos electrónicos que permiten controlar y proteger los elementos de campo. En este nivel se realizan las funciones de protección, adquisición de datos, medidas y control.

La adquisición de señales se realiza mediante el cableado directo a las entradas disponibles en los equipos electrónicos, el número de entradas (o salidas) depende del fabricante y función del equipo. Los gabinetes que contienen estos equipos de protección

suelen incorporar medidores de energía y paneles de alarma de forma independiente.

Actualmente, los equipos electrónicos disponen múltiples posibilidades de integración a un sistema de comunicación, aplicando protocolos propietarios, así como protocolos abiertos. Los protocolos de comunicación más usados son MODBUS (serial y Ethernet), DNP3 e IEC 61850. [2]

c. Nivel 2 – Nivel de Subestación

Este nivel está compuesto por el concentrador de subestaciones (o RTU). Este equipo adquiere todas las señales provenientes de los IED, las procesa y las envía hacia el centro de control mediante la instalación de conmutadores y pasarelas (puertas de enlace) en la red de comunicación de la subestación.

La característica principal de las RTU es que utiliza módulos con gran cantidad de entradas y salidas, además de operar con diversos protocolos de comunicación. [2]

d. Nivel 3 – Centro de Control

En este nivel se concentra toda la información de los sistemas SCADA. Estos datos provienen de las RTU de las distintas subestaciones que monitorea el sistema. En la figura 2.2 se muestra una pirámide con los niveles de automatización.

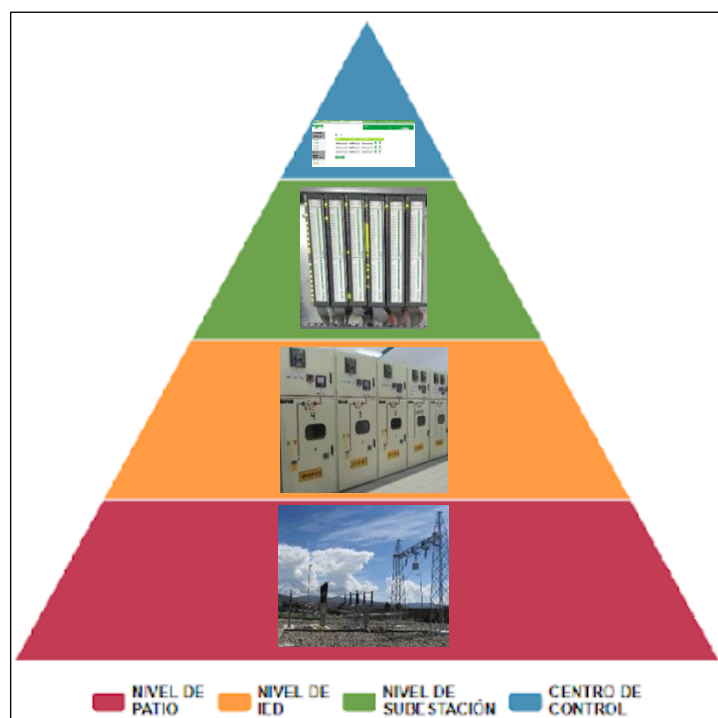


Figura 2.2 Niveles de automatización en subestaciones. [2]

Fuente: elaboración propia.

2.1.3 Protocolos de comunicación

Se definen dos: protocolos de comunicación propietarios y protocolos de comunicación abiertos. En la figura 2.3 se muestra la arquitectura de comunicaciones para el grupo empresarial.

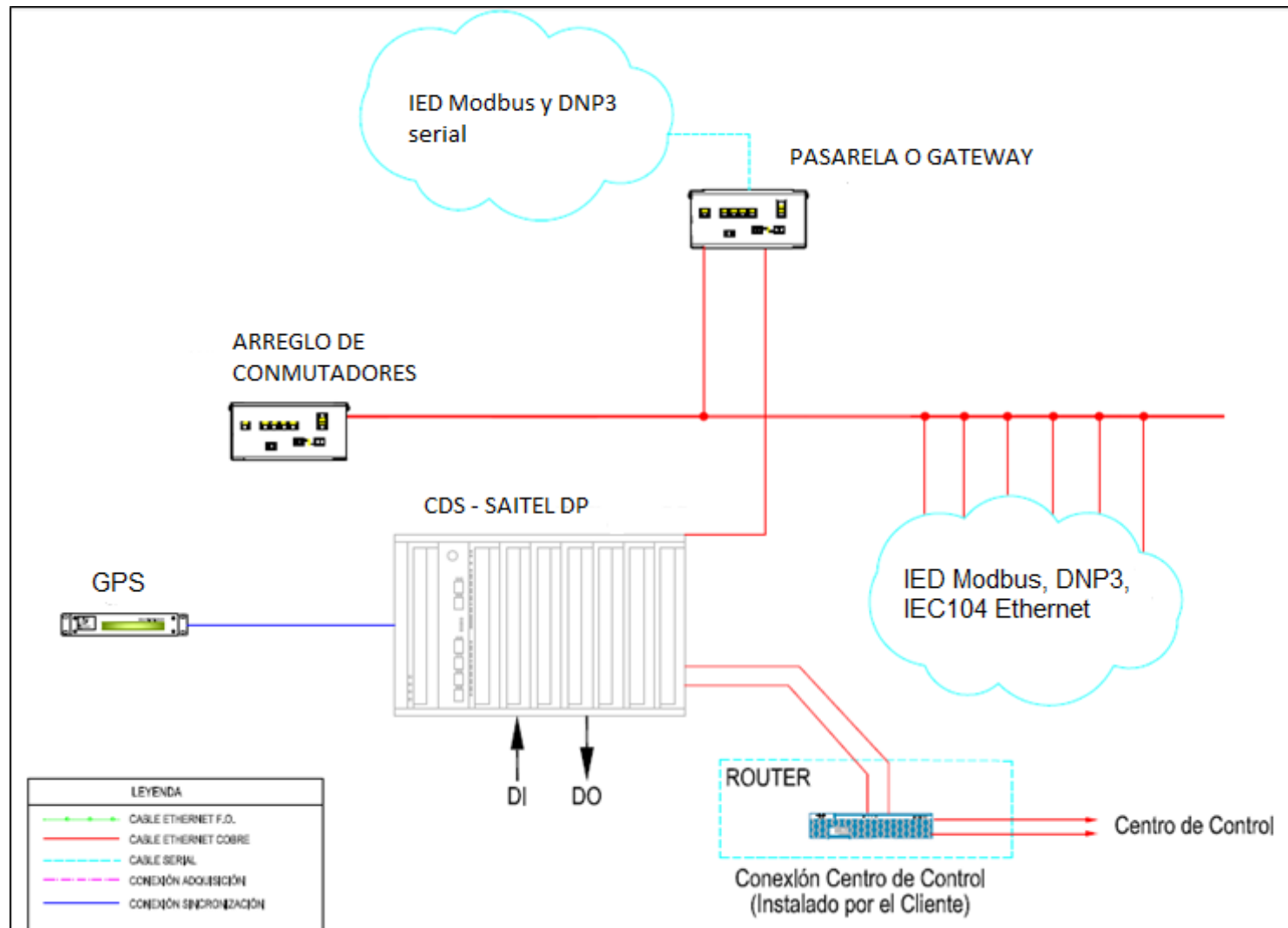


Figura 2.3 Arquitectura de comunicaciones para el grupo empresarial.

Fuente: elaboración propia.

a. Protocolos de comunicación propietarios

Estos protocolos de comunicación son exclusivos de cada fabricante; por ejemplo, protocolos de marcas como Siemens, Schneider Electric, ABB, etc. La desventaja consiste en orientar al usuario a utilizar equipos de una sola marca en los distintos niveles de la pirámide de automatización. [3]

b. Protocolos de comunicación abiertos

Estos protocolos pueden operar sin importar la marca del equipo utilizado. Entre los más comunes están los protocolos MODBUS, DNP e IEC. [3]

- MODBUS: Es el protocolo de mayor disponibilidad para la conexión de dispositivos electrónicos. Existe protocolo MODBUS para puerto serial y Ethernet.
- Protocolo DNP3: Este protocolo está diseñado para transmitir datos entre dispositivos inteligentes (IED) y estaciones controladoras (RTU), orientado a la comunicación de aplicaciones SCADA.
- Protocolo IEC 60870-5-101: Básicamente, dispone de salidas de conexión serial RS-232 o RS-485. Este protocolo se usa para la interacción con los equipos de campo. Funciona bajo un esquema Maestro-Esclavo.
- Protocolo IEC 60870-5-104: Es una extensión del protocolo IEC 101, con cambios en los servicios de la capa de transporte, de la capa de red, de la capa de enlace y de la capa física del modelo OSI. La interfaz de red usada por este estándar es TCP/IP para conectarse a la red LAN mediante conmutadores. La capa de aplicación IEC 104 se conserva igual a la del IEC 101. Este protocolo se usa para el centro de control.
- Protocolo IEC 61850: Abarca todo el campo de diseño de la arquitectura de control de una subestación, siendo el principal beneficio de este protocolo permitir la interoperabilidad entre equipos.

2.2 Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED)

Se le llama IED (*Intelligent Electronic Device*) a los equipos electrónicos capaces de recibir datos mediante sus tarjetas de entrada, procesarlas y actuar ante las eventualidades que puedan presentarse.

Entre los dispositivos electrónicos más comunes que se encuentran en las subestaciones eléctricas están los reguladores de carga, reconectores, reguladores de voltaje, relevadores de protección, entre otros.

2.2.1 Relevadores de protección

Estos equipos realizan la función de protección, control y medida. Detectan fallas o condiciones anormales y disparan interruptores, activan alarmas, indican la localización del problema y proporcionan información del tipo de falla.

Además, estos equipos realizan las funciones de supervisión, parametrización, adquisición de eventos y oscilografía, de forma local o remota. Se accede, mediante la interfaz del equipo o mediante una laptop, a la información del registro de fallas, eventos, operaciones, configuración del relevador y ajuste de maniobras. En el caso de la oscilografía, esta se almacena en la memoria RAM de los relevadores y puede transmitir los eventos al concentrador de datos de la subestación. [4]

Estos relevadores de protección forman parte de un sistema que conforman las protecciones necesarias en la subestación.

Entre las principales protecciones están: [18]

- Protección de línea: En este tablero se instalan, principalmente, relevadores con funciones de distancia con zonas parametrizables, sobrecorriente direccional a tierra en comparación diferencial, localizador de fallas, sobretensión, baja tensión, verificación de sincronismo y falla de interruptor. También, se instalan relevadores sincronizadores, relevadores de recierre y de supervisión de bobina de disparo.
- Protecciones de transformadores: Para este tablero se consideran relevadores multifuncionales de protección diferencial, relevadores de sobrecorriente para ambos lados, de alta y de baja, relevadores de disparo y bloqueo.
- Protección de barras: Para esta bahía, el tablero debe contener relevadores multifuncionales de protección diferencial, sobrecorriente y sobretensión. Del mismo modo, relevadores de sincronismo y de protección del circuito de disparo.

En la figura 2.4 se muestra un tablero de Protección de Línea 60 KV.



Figura 2.4 Tablero de Protección de Línea 60 KV de la subestación de referencia.

Fuente: Elaboración propia.

2.3.2 Medidores

Como parte del sistema de medición de una subestación eléctrica se usan equipos digitales o analógicos que muestran los parámetros eléctricos de acuerdo con las señales de corriente o de tensión que provienen de transformadores de barras, midiendo los parámetros más importantes como: V, A, MW, MVAR, MWh, Hz, Cos ϕ .

En la figura 2.5 se muestra el tablero analógico de medición de la subestación de referencia, mientras que en la figura 2.6 se presenta el tablero digital de medición de otra subestación de referencia.



Figura 2.5 Tablero analógico de medición de la subestación de referencia.

Fuente: elaboración propia.



Figura 2.6 Tablero digital de medición de otra subestación de referencia

Fuente: elaboración propia.

2.3.3 Panel de alarmas

Otros de los equipos electrónicos necesarios en una subestación eléctrica son los

paneles de alarmas o paneles anunciadores. Estos paneles de alarmas funcionan en base a cuadros luminosos y pulsadores, necesarios para realizar las funciones de silenciar, reconocer, reponer y prueba.

Al producirse una falla asociada a las alarmas, el cuadro correspondiente a la alarma se ilumina, acompañado de una señal acústica.

En la figura 2.7 se muestra el panel anunciador de una estación de referencia.



Figura 2.7 Panel Anunciador de una estación de referencia.

Fuente: elaboración propia.

2.3.4 Regulador de Tensión Automático

Estos equipos se usan en la mayoría de subestaciones eléctricas, ya que los transformadores cuentan con niveles para la regulación de tensión en carga, por lo que su función es mantener el nivel de tensión de suministro constante a pesar de las fluctuaciones que tenga la carga. El conmutador de elección sube o baja de acuerdo con la necesidad de mantener la tensión de suministro lo más constante posible. En la figura 2.7 se presenta un tablero de este tipo.



Figura 2.8 Tablero de Regulación de Voltaje de una subestación de referencia

Fuente: elaboración propia.

2.4 Concentrador de Subestación (CDS)

Este equipo electrónico, llamado también RTU, es uno de los más importantes ya que permite la adquisición de datos y control en campo, siendo la interfaz entre los equipos de instrumentación y el sistema SCADA.

El CDS consta de diversos módulos o tarjetas; por ejemplo, módulos de entrada, módulos de salida, módulo de control, módulos de comunicación y módulos de sincronización GPS. Monitorea las entradas y salidas, ejecuta comandos de control y se comunica con la central maestra o con otros CDS.

Para comunicarse con el nivel de campo y niveles superiores, el CDS cuenta con diversos protocolos de comunicación, como Ethernet TCP/IP, MODBUS, IEC 60870-5-101/103/104, DNP3 e IEC 61850, además de medios de transmisión como GSM y radio. Mediante estos protocolos y medios, el CDS puede transmitir datos desde una RTU a otra, desde una RTU al sistema SCADA, desde una RTU a un operador de mantenimiento, etc.

Una característica importante del CDS es que cuenta con la función SOE (*Sequence of Events*), es decir, almacena un gran número de eventos con estampa de tiempo. Para esta función se debe conectar GPS en la subestación. [8]

2.4.1 Concentrador de Subestación Saitel DP

Para el proyecto de automatización se usaron equipos modelo Saitel DP de Schneider Electric, anteriormente Telvent. Esta plataforma de equipos ha sido desarrollada por Schneider Electric para aplicaciones de control y automatización de tiempo real. En la figura 2.9 se muestra el modelo Saitel DP.



Figura 2.9 CDS Saitel DP de Schneider Electric.

Fuente: Schneider Electric.

El diseño de este CDS ha sido optimizado para satisfacer los requerimientos más exigentes del sector eléctrico:

- Requisitos de seguridad y confiabilidad para la administración en redes de distribución de electricidad.
- Requisitos de eficiencia económica, tiempo de caída reducido y respeto a las normativas de seguridad eléctrica, compatibilidad electromagnética y medio ambiente.
- Supervisión y control centralizado de equipos distribuidos geográficamente con posibilidad de definición de redes de adquisición jerarquizada.
- Supervisión y control local con compartición de datos de equipos distribuidos en la planta.
- Respuesta rápida ante incidencias del proceso con posibilidad de ejecución de automatismos programables.

El diseño consta de módulos de E/S, CPU y de comunicaciones que tienen idéntico formato, compartiendo la misma caja. Los módulos de E/S se pueden reemplazar en caliente (*hot-swapping*) lo que permite sustituirlos de forma rápida, disminuyendo el tiempo de indisponibilidad ante una falla. [8]

a. Arquitectura General

El CDS Saitel se basa en una arquitectura abierta. Sus características son: [8]

- Escalabilidad. Los CDS constan de módulos que se instalan en un *backplane*. Cuando un *backplane* alcanza su máxima capacidad, se puede extender a otro por

medio de un bus redundante, de este modo, cada CPU puede controlar hasta 96 tarjetas de E/S (equivale a 3072 digitales de entrada).

- Interoperabilidad: La Saitel acepta todos los protocolos normalizados del sector eléctrico y algunos propietarios. MODBUS RTU/TCP/ASCII, DNP serial/Ethernet, IEC 101, IEC 104, IEC 103 e IEC 61850.
- Seguridad: El microcontrolador P1021 integra un motor de seguridad (SEC 3.3.2).
- Modularidad: El CDS es totalmente modular en el cual los *slots* del *backplane* pueden acceder a cualquier tipo de módulo.
- Mantenibilidad: Los trabajos de cambio de componentes se hacen en caliente lo cual incrementa la disponibilidad.
- Accesibilidad: La plataforma de configuración y programación de lógicas es totalmente abierta.

Saitel DP está constituido (mínimo) por un *backplane* que acepta los módulos de alimentación (SM_PS), módulos de control (SM_CPU) y un conjunto de diversos módulos de E/S. La unidad de control centraliza las actividades de la siguiente manera:

- A niveles superiores: mediante protocolos con centros de control (LAN/Serie).
- A niveles de proceso: adquisición por protocolos (LAN/Serie), adquisición directa por PROFIBUS-DP, compartición de datos en control distribuido, a nivel local con terminal PC para configuración, carga de secuencias lógicas.

b. Arquitectura de Software

El *software* Saitel está conformado por el sistema operativo VxWorks, una serie de aplicaciones en tiempo real y sus respectivos archivos de configuración. Además, existen herramientas de supervisión y monitorización que permiten al usuario acceder en tiempo real a la información disponible en el CDS. En la figura 2.10 se muestran las diferentes aplicaciones incluidas en el DP: [8]

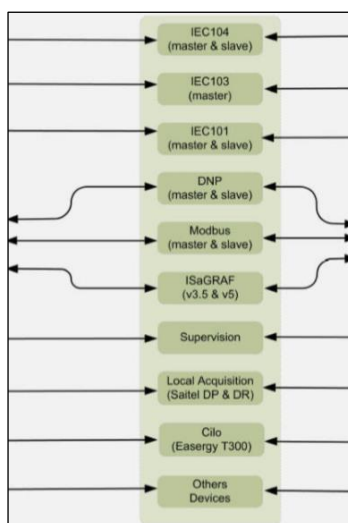


Figura 2.10 Aplicaciones incluidas en el Saitel DP. [8]

Fuente: manual de Schneider Electric.

El sistema operativo aísla del *hardware* a las aplicaciones *software* y realiza la gestión de las aplicaciones en tiempo real. Incluye los protocolos básicos para el acceso al CDS y la gestión de múltiples usuarios. Además, ofrece una interfaz de comandos que permite la visualización en tiempo real del estado del sistema y la ejecución manual de comandos.

La base de datos en tiempo real *coreDb* es el elemento más importante, por lo que el resto de aplicaciones están desarrolladas alrededor de ésta [8], como se muestra en la figura 2.11.

CoreDb realiza la gestión de las señales de Saitel. Desde el punto de vista *software*, los *Bin Controllers* son las distintas aplicaciones de adquisición y procesamiento de datos que acceden a *coreDb*. A continuación, se revisan dos conceptos:

- *Bin*: Se trata de un conjunto de señales de E/S con una procedencia común. Por ejemplo, un *Bin* podría ser la representación de un IED que se comunica con Saitel, o la representación de un sistema SCADA al que se le sirve información adquirida o generada en la plataforma.
- Interfaz de *Bin Controller*: Se refiere al conjunto de funciones utilizadas por los módulos *Bin Controller* para la comunicación con *coreDb*. Esta interfaz es la misma para todos los *Bin Controllers*.

Cualquier señal en *coreDb* tiene una fuente (en un *Bin*) y uno o varios destinos (en uno o varios *Bins*).

Para facilitar el desarrollo de los *Bin Controllers* se ha asumido la simplificación de que una misma señal de un *Bin* sólo puede ser fuente de un único elemento de *coreDb*.

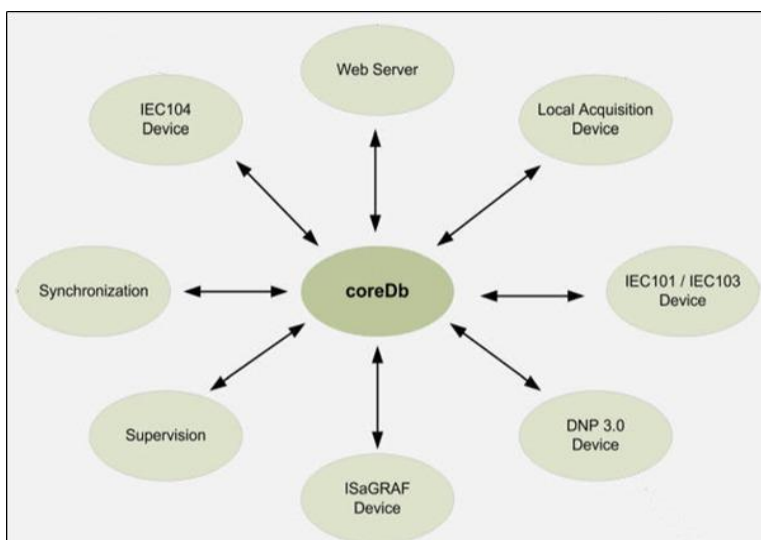


Figura 2.11 Base de datos en tiempo real. [8]

Fuente: manual de Schneider Electric.

c. Estructura Funcional

Saitel está constituido por módulos de la más alta tecnología, por lo que completa y optimiza sensiblemente las prestaciones de capacidad, seguridad y adaptación al medio industrial. Funcionalmente, ha sido desarrollado como un sistema abierto, capaz de evolucionar, incorporar nuevas tecnologías e integrarse a otros sistemas, mediante la utilización de normas vigentes.

La implementación de protocolos normalizados y de terceros como PROFIBUS DP/PA, INTERBUS-S, *DeviceNet*, ARCNET AS-I, *Foundation Fieldbus H1*, *Foundation Fieldbus High Speed*, *Ethernet* (HSE), IEC/ISA SP50, *Fieldbus Seriplex*, *WorldFIP*, *LonWorks SDS*, ControlNet, CANopen, Ethernet, Modbus Plus, Modbus UTR/ASCII, *Remote I/O*, *Data Highway Plus* (DH+), toda la gama de IEC60870-5, DNP3.0, etc. garantizan la posibilidad de comunicación de este equipo con un amplio número de IED, PLC o dispositivos multifuncionales. [8]

Las características fundamentales de Saitel DP son las siguientes:

- Procesador central de altas prestaciones, con buena relación velocidad/consumo y escalabilidad futura.
- Subsistema de adquisición de datos por bus de campo serie basado en el PROFIBUS DP para flexibilizar las configuraciones y permitir al mismo tiempo la incorporación de cualquier tipo de módulo disponible comercialmente que utilicen dicho bus.
- Módulos de adquisición de entradas/salidas con capacidad de acondicionamiento de señales y procesamiento incorporado: sincronización horaria, resolución de hasta 1 milisegundo y registro cronológico autónomo.
- Redundancia de elementos críticos del sistema, lo que permite disponer de configuraciones de alta disponibilidad.
- Utilización de un sistema operativo potente y económico, como es VxWorks, con gran capacidad para las comunicaciones y para integrar *software* de terceros, lo que permite incorporar cualquier evolución tecnológica en el futuro.
- Diseño equilibrado *Hardware – Software*, que brinda soluciones ajustadas a las necesidades de las aplicaciones actuales y adaptándose a los sistemas futuros.
- Funcionalmente, con capacidad de ser utilizado como equipo de control y adquisición o como sistema de control distribuido.
- Acabado mecánico y estético de alto nivel.

Se emplean buses independientes dedicados a adquisición y comunicaciones, posibilitando la expansión del sistema mediante un enlace PROFIBUS. Los módulos quedan interconectados mediante el *backplane* por el bus denominado BUSMOD,

mediante el cual la CPU realiza el control de la transmisión y recepción de datos. Este bus tiene capacidad para 9 módulos de adquisición, por lo que, de añadirse más módulos, se agrega el módulo de expansión BUSRIO, que permite la expansión mediante un bus de comunicaciones interno. Los buses BUSMOD y BUSRIO se sitúan tanto en *backplane* para montaje en fondo de armario como de forma descentralizada sobre riel tipo DIN en un *rack* de 19".

El módulo de comunicaciones denominado SM_SER permite gestionar 8 canales de comunicaciones serie, así como gestionar y diagnosticar problemas en las comunicaciones mediante dichos canales con parámetros de transmisión y recepción configurables de forma independiente por canal, de manera que se disponga de canales de comunicación redundantes.

La solución mecánica para la conexión de las señales de campo es a través de bornas enchufables o mediante cinta plana. [8]

d. Descripción de los módulos

A continuación, se describen los principales módulos del Saitel DP: [9]

d.1 SM_CPU866e

El CPU (el cual se muestra en la figura 2.12) realiza las funciones de control de todo el equipo, centraliza la información adquirida por otros módulos del sistema y ejecuta los programas de control lógico, protocolos de comunicaciones y aplicaciones específicas de usuario.

La comunicación con los módulos esclavos, situados en los *backplanes* y unidos con el bus de interconexión BUSMOD, se realiza mediante canales de comunicación serie asíncrona con una velocidad de hasta 1.5 Mbps. La comunicación es de tipo maestro-esclavo, siendo cíclica por sondeo, con un período acceso a los esclavos de 2 ms. [9]

Se compone de:

- Un bloque controlador
- Bancos de memoria
- Canales de comunicaciones
- Un gestor de alimentación
- Una batería de litio
- Un bloque de indicaciones



Figura 2.12 Vista del SM_CPU866e. [9]

Fuente: manual de Schneider Electric.

Los canales de comunicación en este CPU son los siguientes: [9]

- CON: Canal de consola para monitorización y diagnóstico.
- COM1: Canal de comunicaciones con interfaz RS-232 con control de *modem*. Este canal permite, de forma adicional, incorporar una señal de sincronización horaria GPS.
- COM2: Canal de comunicaciones serie.
- COM3-COM4: Canales de comunicaciones serie de alta velocidad.
- ETH1-4: Hasta 4 puertos de comunicación *Fast-Ethernet*. Los puertos *Ethernet* 3 y 4 pueden ser utilizados con fibra óptica o cobre, pero nunca al mismo tiempo.

En la figura 2.13 se aprecia una representación de los canales de comunicación.

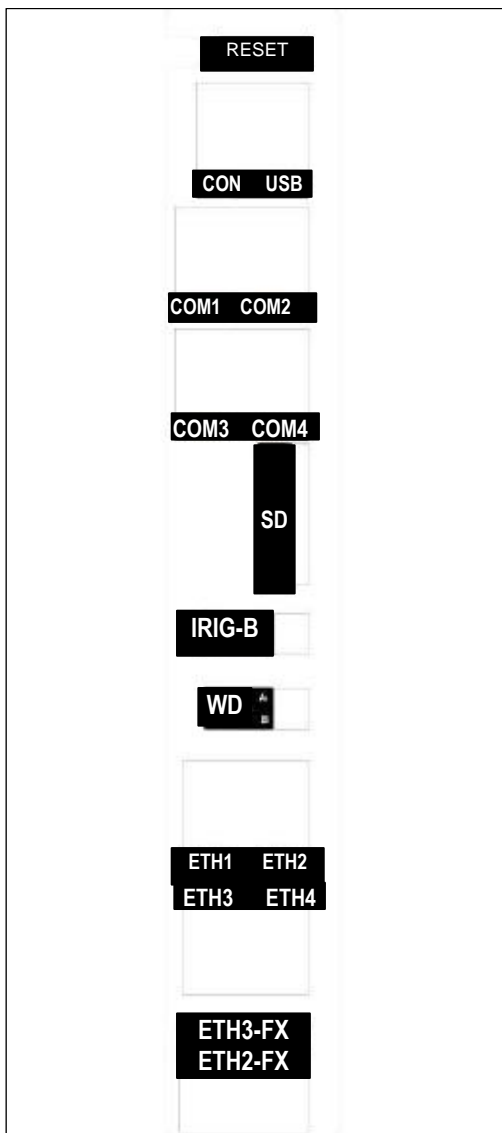


Figura 2.13 Vista interior del SM_CPU866e mostrando los puertos de comunicación. [9]

Fuente: manual de Schneider Electric.

d.2 SM_SER

Los módulos de comunicaciones SM_SER y SM_SERS permiten ampliar la capacidad de comunicaciones del módulo de control. La diferencia entre ambos módulos es que el SM_SERS permite comunicaciones síncronas, mientras que el SM_SER solo permite asíncronas. [9]

d.3 SM_PS

La función principal del módulo SM_PS es la de suministrar la alimentación a los módulos mediante el *backplane*. El módulo fuente de alimentación SM_PS tiene el mismo formato que el resto de los módulos Saitel DP.

Opcionalmente, el módulo SM_PS es capaz de suministrar una salida de alimentación auxiliar para las polarizaciones necesarias en el funcionamiento de la electrónica y las

interfaces de campo de los módulos de adquisición. [9]

d.4 SM_DI32

Este módulo dispone 32 entradas digitales configurables y de alta precisión. Estas señales pueden ser: [9]

- Indicaciones de estados simples y dobles.
- Indicaciones memorizadas (transitorias rápidas).
- Contadores de pulsos lentos, por flanco simple y flanco doble. Se puede configurar como contadores lentos, como máximo, 25 entradas.

Se compone de:

- Dos bloques de 16 entradas digitales cada uno.
- Un bloque controlador, que procesa las entradas digitales.
- Un bloque de indicaciones. Para diagnóstico, estado, funcionamiento.

En la plataforma Saitel DP se incluyen elementos denominados “borneros”. Estos elementos se han diseñado para usarse con los módulos de E/S, ya que permiten facilitar el cableado y utilizar cables de mayor sección para las señales de campo. Este elemento permite polarizar el módulo y su conexión se realiza mediante dos cintas planas de 20 vías. En la figura 2.14 se muestra este elemento.

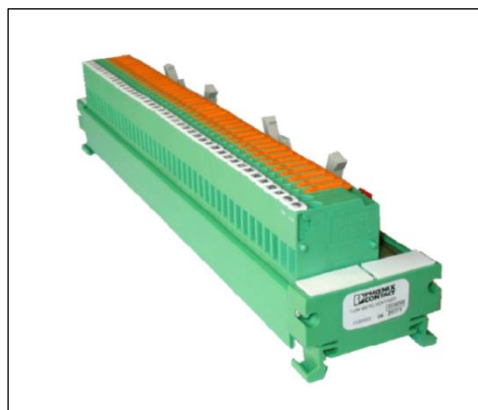


Figura 2.14 Bornero para DI32. [9]

Fuente: manual de Schneider Electric.

d.5 SM_DO32T

El módulo SM_DO32T ofrece 32 salidas digitales a transistor configurables. Se compone de. En la figura 2.15 se muestra este módulo.

- Dos bloques con 16 salidas digitales cada uno.
- Un bloque controlador.
- Un bloque de indicaciones.
- Mecanismo de seguridad de mandos.

Los módulos incluyen un mecanismo de verificación permanente de las salidas que permite detectar fallos en el *hardware*. También, se monitoriza la tensión de polarización,

el estado total del módulo y el estado de las comunicaciones.

En este caso, los borneros incluyen 16 relevadores controlados por un módulo SM_DO32T más la entrada de polarización. Incluyen, además, diodos para evitar recirculaciones de corriente entre relevadores e indicadores luminosos. [9]

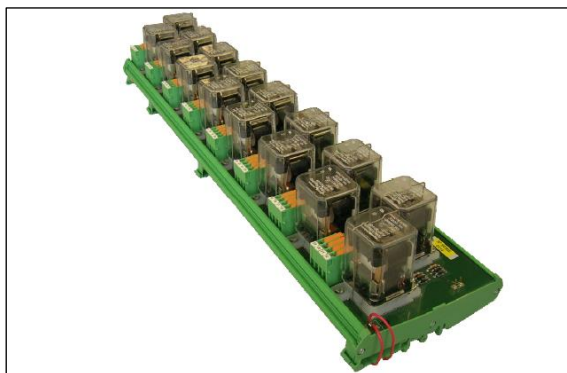


Figura 2.15 Bornero de 16 salidas digitales. [9]

Fuente: manual de Schneider Electric.

d.6 Módulos *Backplane*

Los *backplanes* son la base para la instalación de un sistema Saitel DP y se usan para soportar a los módulos de alimentación, procesamiento, comunicaciones y adquisición de E/S. En la figura 2.16 se muestra la vista frontal de *backplane* de 9 *slots*.

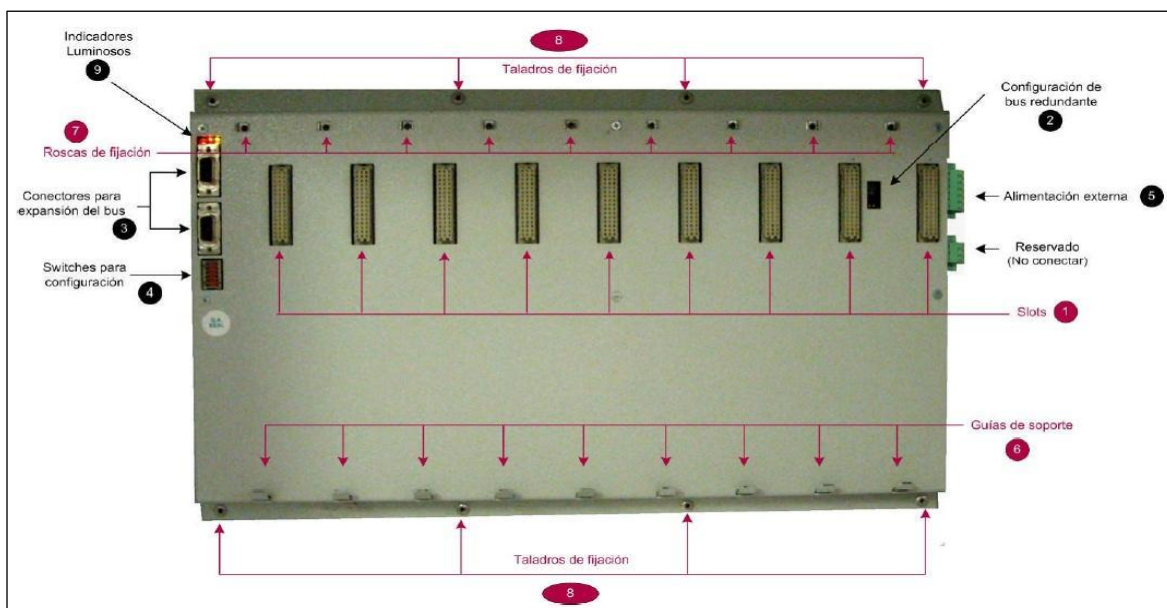


Figura 2.16 Vista frontal de *backplane* de 9 *slots* [9]

Fuente: manual de Schneider Electric.

La tarjeta electrónica está instalada en el interior de una envoltura metálica que la oculta, dejando accesible solo los elementos necesarios para la instalación y conexión de los módulos. Existen modelos de 4 y de 9 *slots*. En la figura 2.17 se muestra los módulos instalados en un *backplane* de 9 *slots*.



Figura 2.17 Módulos instalados en un *backplane* de 9 slots.

Fuente: manual de Schneider Electric.

e. Redundancia en Saitel DP

Para elevar el nivel de fiabilidad y disponibilidad de los elementos críticos en el sistema de control existe una variedad de configuraciones redundantes que soporta Saitel DP y la plataforma *software BaseLine*.

Los siguientes elementos del sistema de control son los que aceptan configuraciones redundantes:

e.1 Suministro de energía

Este elemento se duplica en el sistema en caso de ocurrir un fallo de la fuente de alimentación y genere un fallo total del sistema. Todos los módulos están preparados para soportar alimentación redundante. En la figura 2.18 se muestra el *backplane* con dos módulos de alimentación.

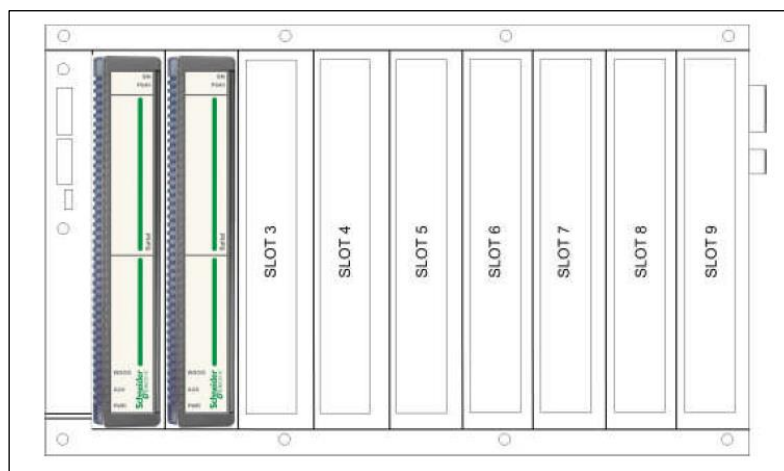


Figura 2.18 *Backplane* con dos módulos de alimentación [9]

Fuente: manual de Schneider Electric.

No solo es posible alimentar al *backplane* mediante dos módulos de alimentación, como se muestra en la figura 2.17, también se puede alimentar por una fuente externa. De este modo, es posible alimentar el *backplane* mediante las siguientes combinaciones: dos

fuentes Saitel, dos fuentes externas, una fuente Saitel primaria y una fuente externa secundaria o una fuente Saitel secundaria y una fuente externa primaria.

e.2 CPU redundante

Los módulos SM_CPU866 y SM_CPU866e permiten definir configuraciones de redundancia de CPU con gran flexibilidad. [9]

La configuración redundante más simple es la que se muestra en la figura 2.19.

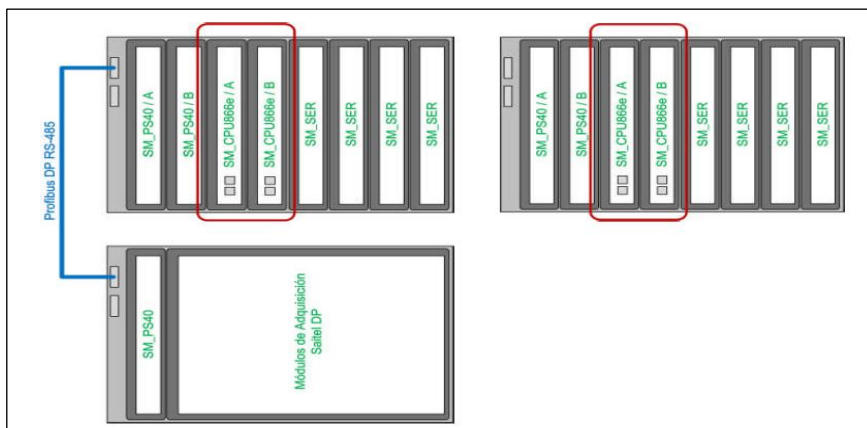


Figura 2.19 Dos CPU en el mismo *Backplane* [9]

Fuente: manual de Schneider Electric.

La conmutación puede ser arbitrada por el módulo MSAC (permite distinguir cuál de las dos CPU está *online* y cuál en *stand by*) o gestionado por las dos CPU. En este caso, éstas se comunican mediante un canal de alta velocidad dedicado incluido en el *backplane* o mediante enlaces serie o *Ethernet*. La desventaja consiste en que ante un fallo en el *backplane* de las CPU, se tienen consecuencias en ambas por igual. En la figura 2.19 se muestra dos CPU en el mismo *backplane*.

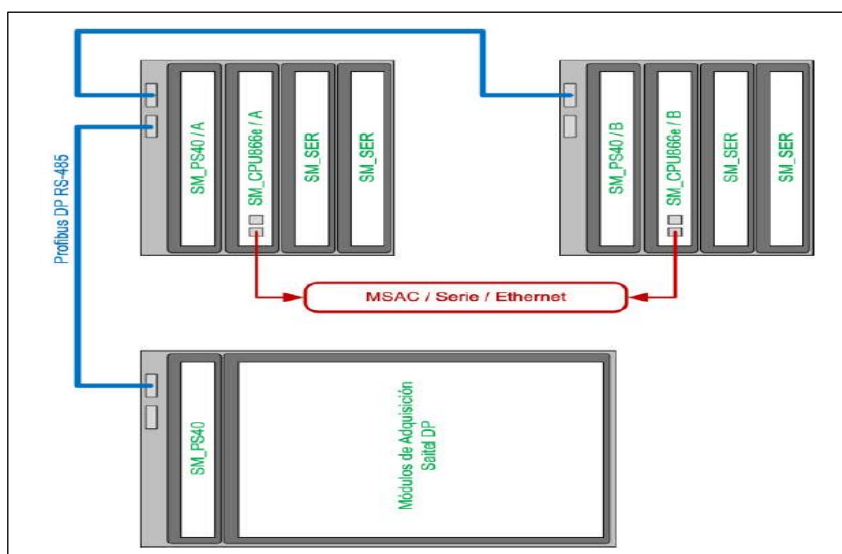


Figura 2.20 Dos CPU en distintos *backplane* [9]

Fuente: manual de Schneider Electric.

Por otra parte, si se quiere colocar dos módulos de control en distintos *backplanes*, se necesita duplicar el número de módulos de comunicaciones SM_SER, que no pueden comunicarse con la CPU si no están en el mismo *backplane*. Del mismo modo que la anterior configuración, el mecanismo de conmutación puede ser mediante el módulo MSAC o gestionado por las CPU. Esto se muestra en la figura 2.20. [9]

e.3 Bus de adquisición

El bus permite a la CPU adquirir los datos de los módulos. El *backplane* incluye un doble bus de adquisición ProfibusDP (RS-485). Este bus permite definir arquitecturas de adquisición distribuidas y cubrir distancias de hasta 1500 m. La velocidad es configurable entre 9.6 kbps y 1.5 Mbps.

2.5 Software de Configuración

La plataforma de *software BaseLine* consiste en lo siguiente:

- Sistema operativo en tiempo real: VxWorks.
- Aplicaciones en tiempo real y archivos de configuración.
- Herramientas de configuración, administración, supervisión y monitorización.

En la figura 2.21 se muestran las diferentes aplicaciones incluidas en la plataforma de software, así como las aplicaciones adicionales. [8]

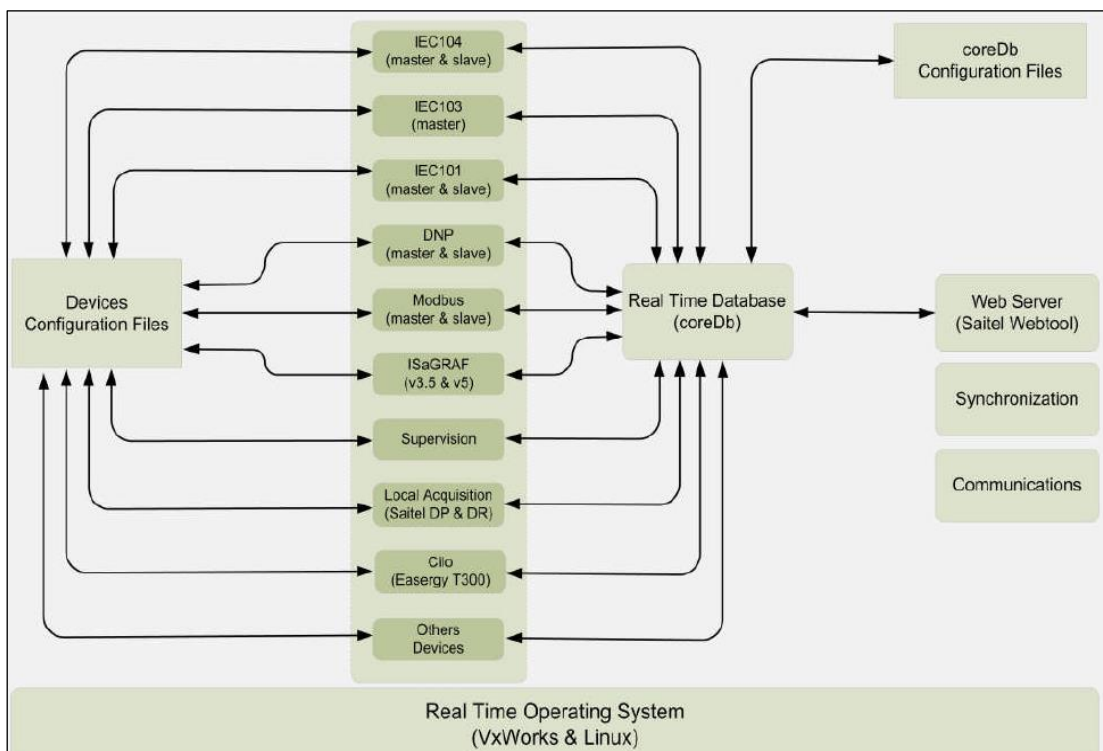


Figura 2.21 Arquitectura de la plataforma de *software BaseLine* [8]

Fuente: manual de Schneider Electric.

La base de datos en tiempo real, llamada *coreDb*, es el elemento más importante, debido a que todos los demás elementos se desarrollan alrededor de *coreDb*.

En la figura 2.22 se muestra la interacción entre *coreDb* y otras aplicaciones

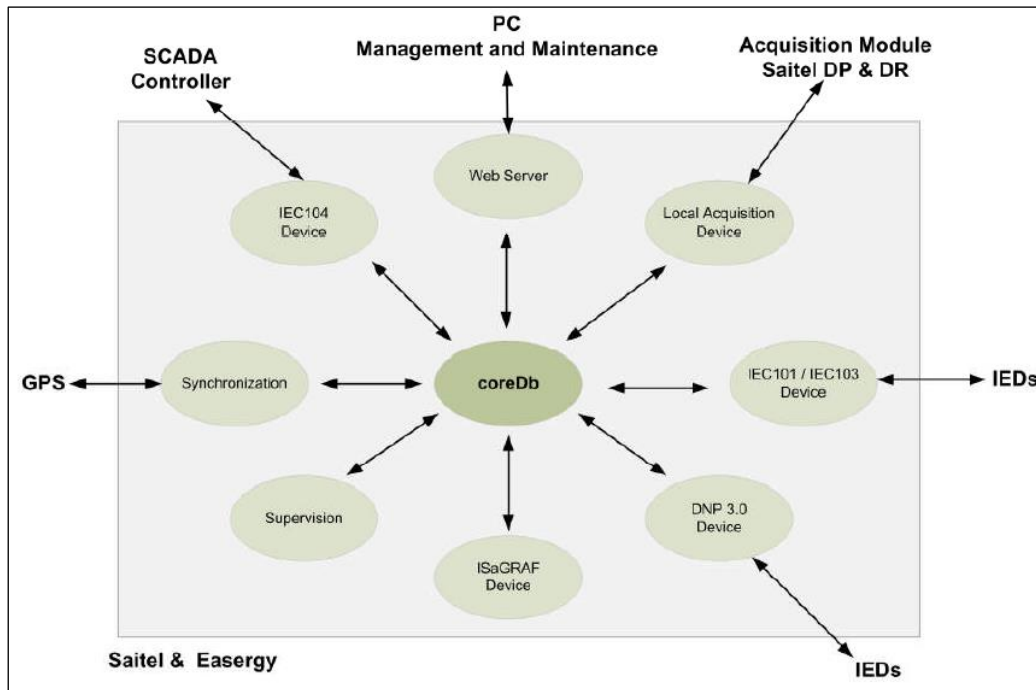


Figura 2.22 Interacción entre *coreDb* y otras aplicaciones [8]

Fuente: manual de Schneider Electric.

Respecto a *coreDb*, se desarrollan algunos conceptos: [8]

- Controlador: Aplicación en tiempo real que accede a *coreDb*. Cada controlador actúa como productor o consumidor de información gestionada por *coreDb*.
- Punto: Cada registro de *coreDb* es un punto. Un punto puede ser incluido en la tabla de Estado, Análogo, Comando o Consigna.
- Dispositivo: Conjunto de puntos de E/S que comparten una fuente/destino común.

Los principales elementos de la plataforma de *software BaseLine* son: *coreDb*, dispositivos y la interfaz de usuario.

La herramienta de configuración para el CDS de Schneider Electric, que usa la plataforma de *software BaseLine*, es *Easergy Builder*. Entre otras características se puede usar para:

- Configuración de los parámetros generales de un CDS (dirección IP, usuarios, canales de comunicación, etc.).
- Diseño y mantenimiento de *coreDb*.

Easergy Builder tiene dos modos de trabajo: [9]

2.5.1 Modo *Workspace*

En este modo, el usuario puede crear nuevas zonas de trabajo o cargarlas, crear y configurar varios CDS al mismo tiempo, seleccionar el lenguaje y consultar información acerca de *Easergy Builder (Help)*. En la figura 2.23 se muestra el modo *Workspace*.

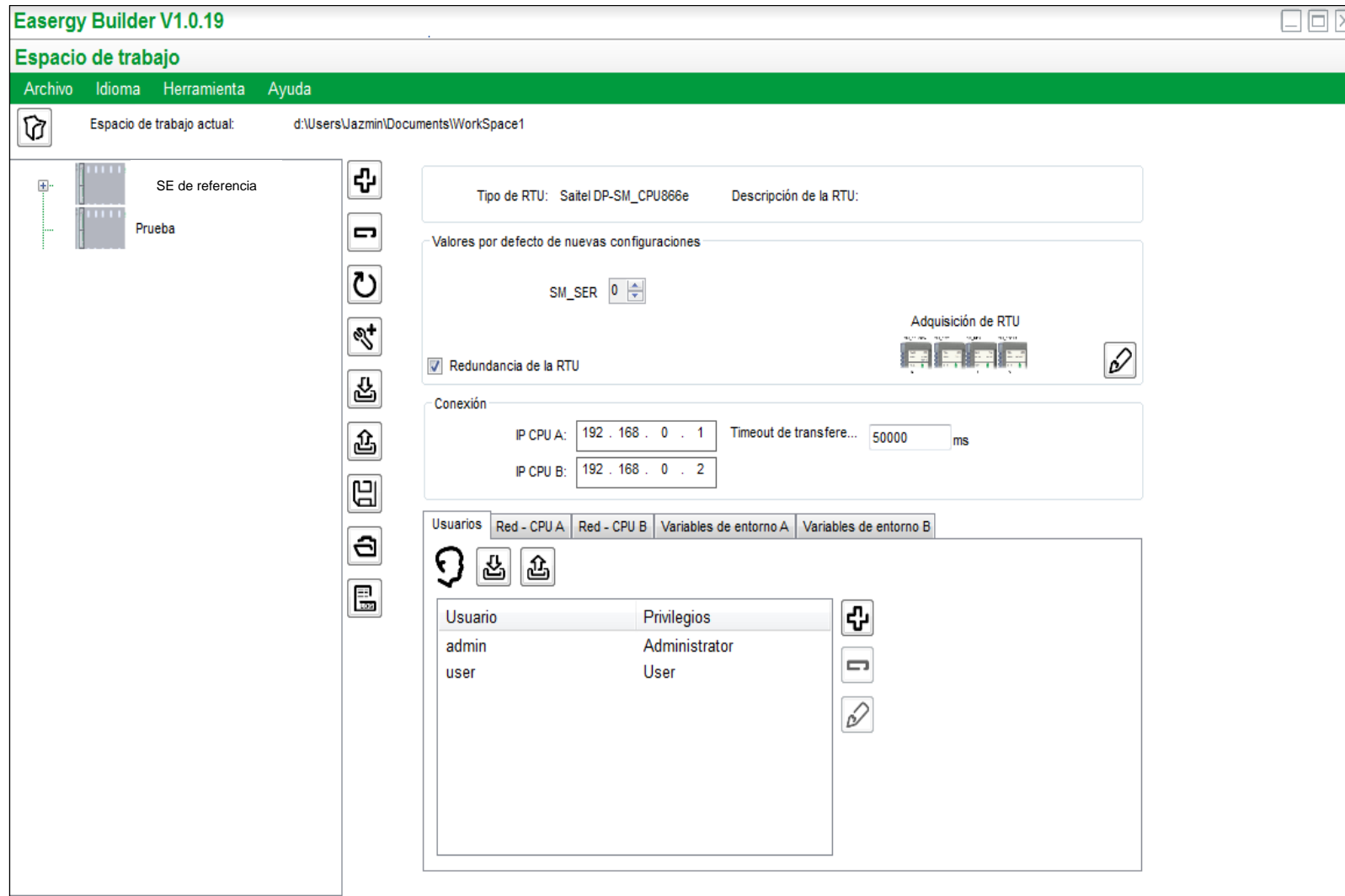


Figura 2.23 Modo *Workspace* de *Easergy Builder*

Fuente: elaboración propia.

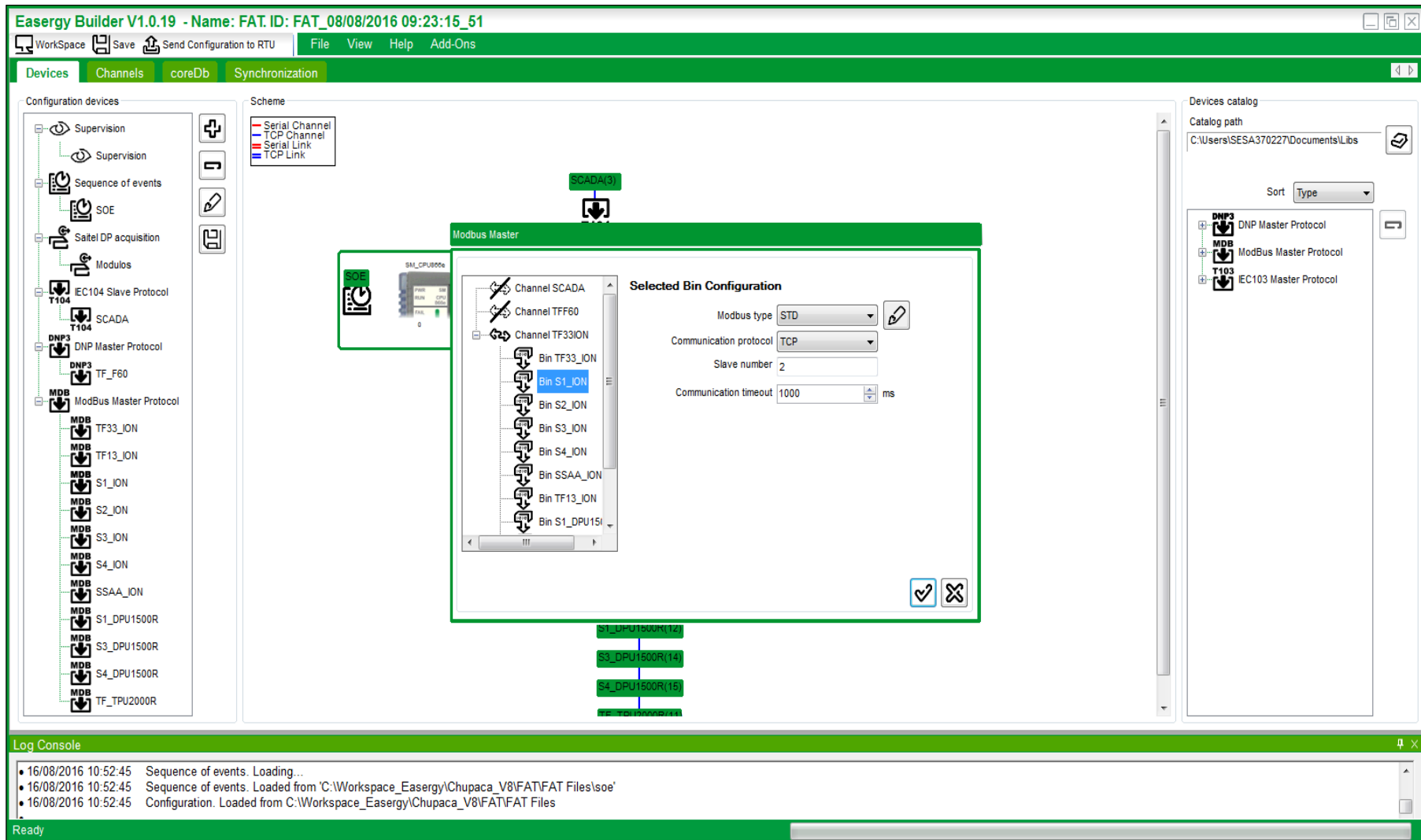


Figura 2.24 Modo Configuración de *Easergy Builder*

Fuente: elaboración propia.

Las cuatro áreas del Modo *Workspace* son:

- 1. Menú principal
- 2. Barra de administración
- 3. Área de CDS
- 4. Área de edición

2.5.2 Modo Configuración

En este modo, el usuario dispone de las áreas mostradas en la figura 2.24.

Las cinco áreas del Modo Configuración son:

- 1. Menú principal
- 2. Submenú
- 3. Área de edición
- 4. Registro
- 5. Catálogo de dispositivos

Como ejemplo, para añadir una RTU, se selecciona el botón de signo positivo que se aprecia en la figura 2.23 y se completa la información requerida, como se muestra en la figura 2.25. [8]

Figura 2.25 Ventana de configuración de nueva RTU

Fuente: elaboración propia.

- Nombre: En este campo se le asigna un nombre a la RTU. El nombre puede contener hasta 64 caracteres. En el árbol de RTU, la nueva RTU creada se identifica por este nombre.
- Descripción: Este campo es opcional.
- Tipo: Se coloca el tipo de CPU que se usará en el proyecto.
- SM_SER: Se coloca el número de módulos de comunicación disponibles en la RTU.
- Redundancia: La casilla se habilita solo si la RTU es con redundancia de CPU.
- Definir adquisición por defecto: Seleccionando esta opción, se añaden por defecto los módulos instalados en la RTU.

Luego de configurar la RTU, aparecerá en el árbol de RTU y lo siguiente consiste en

asignar los parámetros de configuración, es decir, la dirección IP del CPU, las redes de comunicaciones y usuarios. En la figura 2.26 se muestra la ventana de parámetros de configuración de la subestación eléctrica (SE) de referencia.

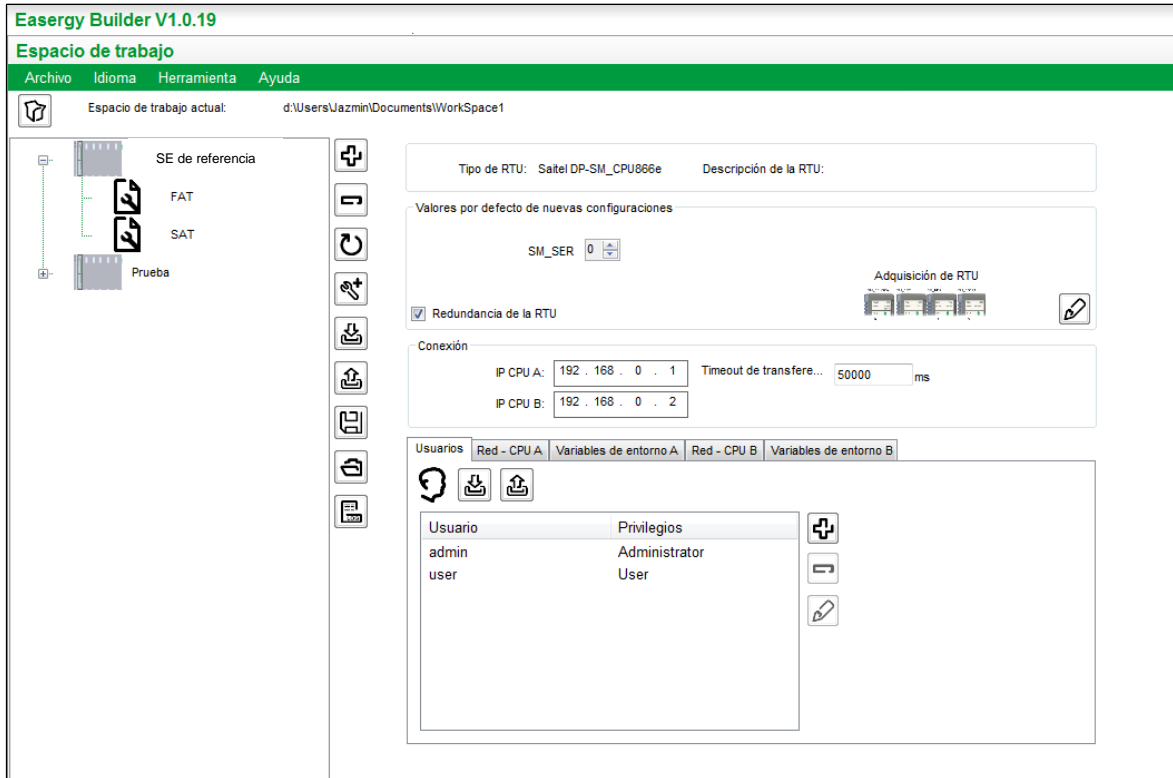


Figura 2.26 Ventana de parámetros de configuración de la SE de referencia.

Fuente: elaboración propia.

CAPÍTULO III METODOLOGÍA DE LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

En este capítulo se describen algunos de los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) existentes en la subestación de referencia, la configuración de comunicaciones en estos dispositivos electrónicos, la declaración de señales en el concentrador de subestaciones suministrado, así como la configuración en el mismo. Finalmente, se muestran los protocolos de pruebas FAT.

La subestación de referencia está ubicada en la sierra central, en el departamento de Junín. Esta subestación no disponía de un concentrador de subestaciones, por lo que se realizó el cableado desde los IED hacia el nuevo tablero CDS instalado. En la figura 3.1 se observa el diagrama unifilar de la subestación en mención.

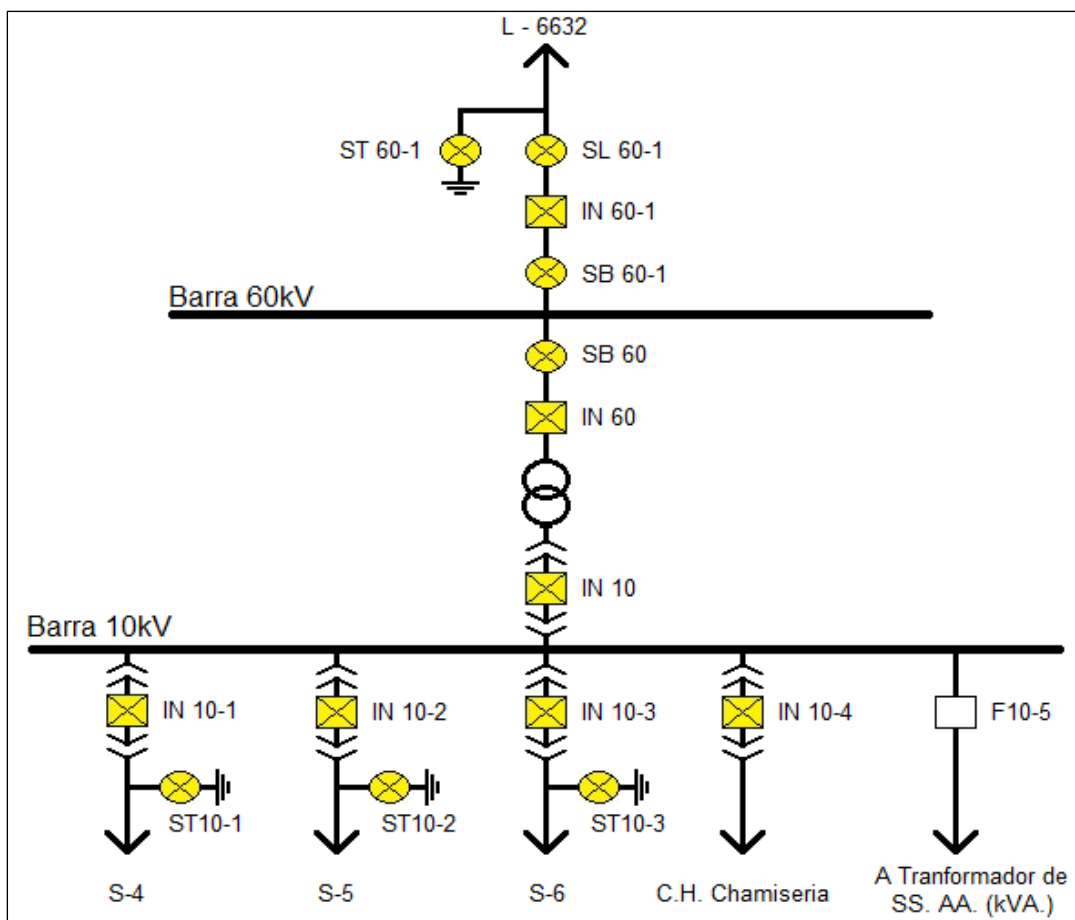


Figura 3.1 Diagrama unifilar de la subestación de referencia

Fuente: elaboración propia.

3.1 Configuración de comunicaciones en los IED

En esta sección se describen brevemente los dispositivos electrónicos inteligentes existentes en la subestación y la configuración de estos para comunicarse con el CDS mediante los protocolos de comunicación DNP3 y MODBUS, según sea el caso.

Entre los IED existentes en la subestación se encuentran los siguientes:

3.1.1 Relevador de Protección Multifunción GE F650

Este equipo integra las funciones de protección, control y medida, además, envía la información al centro de control. Entre las principales características se incluyen: protección de máxima y mínima tensión, protección de máxima y mínima frecuencia, sincronismo, medida, registros oscilográficos, reporte de fallas, registrador de datos, control de posición (maniobras de apertura y cierre), comunicaciones (RS232/RS485/fibra óptica/Ethernet) y salidas programables. [4]

En la figura 3.2 se muestra el relevador de protección F650.



Figura 3.2 Relevador de protección F650 [4]

Fuente: manual de General Electric.

El intercambio de información de este IED con el CDS se realizó mediante el protocolo de comunicación DNP3, para lo cual se configuraron los parámetros necesarios mediante el *software EnerVista F650 Setup*, que proporciona una manera simple de configurar, monitorizar y gestionar las funciones del relevador F650. En la figura 3.3 se muestra la pantalla principal del *software*.

La conexión del computador de operación con el relevador F650 se realizó mediante el protocolo de comunicación MODBUS, por lo que se configuraron los parámetros de comunicación del relevador; como velocidad, dirección de esclavo MODBUS, etc., en el computador.

El proceso de comunicación computador – relevador mostrado a continuación es similar para todos los relevadores de la marca General Electric que utilicen el *software EnerVista 650 Setup*. Una vez iniciado el *software*, se accede al menú “Comunicaciones” y se selecciona “Computadora”. Esto se muestra en la figura 3.4.

Posteriormente, se selecciona la opción MODBUS/TCP y se coloca la dirección IP del dispositivo a conectar, se selecciona el modo de comunicación con relevador y se establece la comunicación. En las figuras 3.5 y 3.6 se muestra este procedimiento.



Figura 3.3 Pantalla principal del *software EnerVista F650 Setup* [4]

Fuente: manual de General Electric.



Figura 3.4 Proceso de comunicación relevador – computadora (1)

Fuente: elaboración propia.

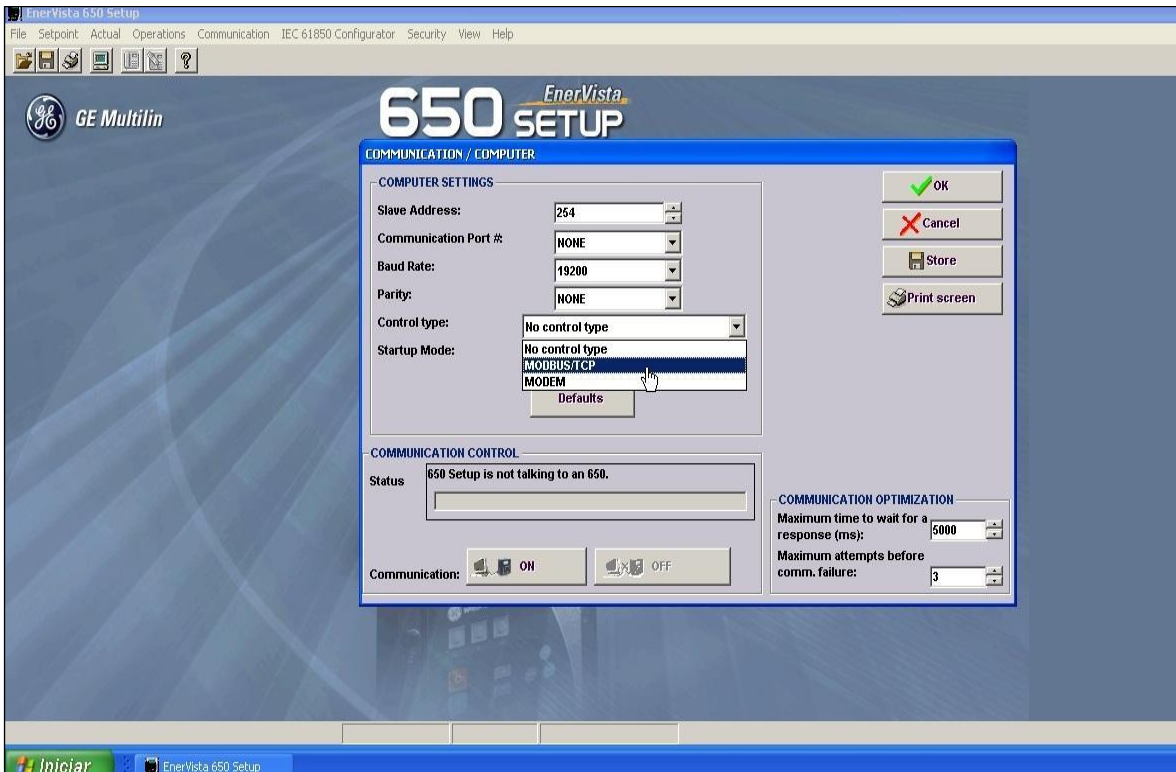


Figura 3.5 Proceso de comunicación relevador – computadora (2)

Fuente: elaboración propia.

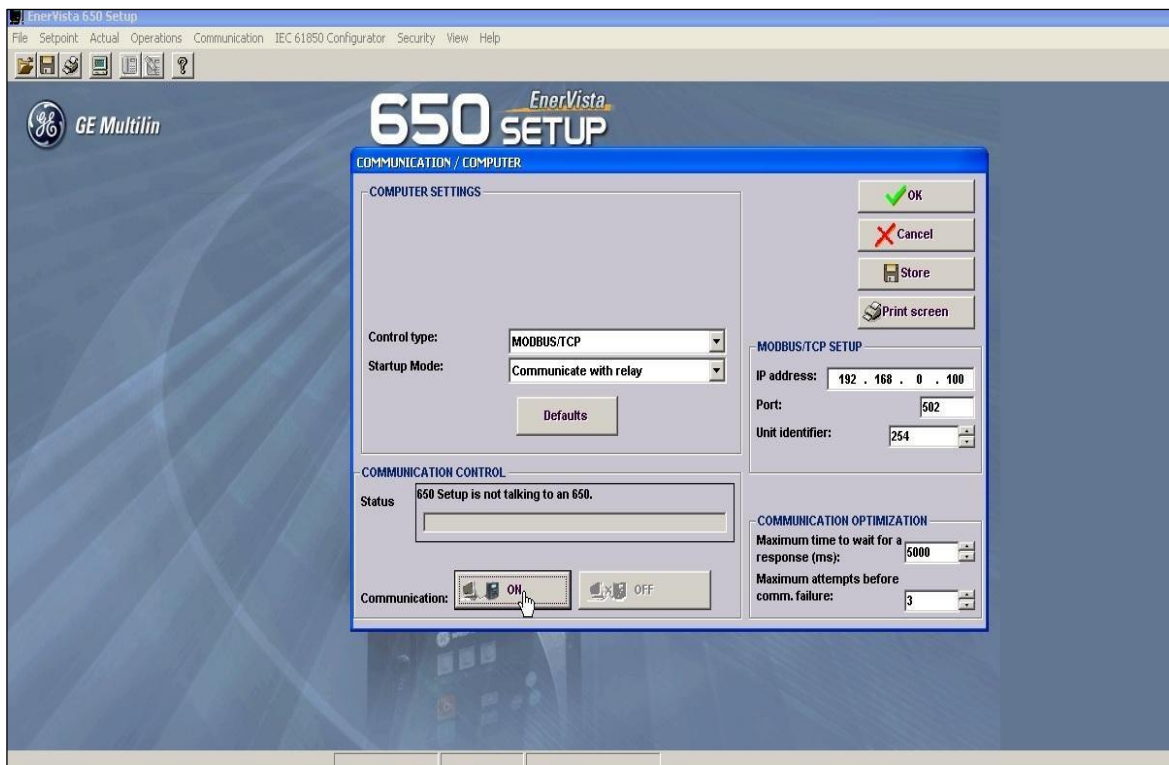


Figura 3.6 Proceso de comunicación relevador – computadora (3)

Fuente: elaboración propia.

Al finalizar este procedimiento, se debe descargar la información desde el relevador y

verificar que se encuentre en línea. Esto se muestra en la figura 3.7.



Figura 3.7 Proceso de comunicación relevador – computadora (4)

Fuente: elaboración propia.

Al establecer la comunicación con el relevador, se configura la comunicación con el concentrador de subestaciones en el protocolo de comunicación requerido, en este caso, mediante el protocolo DNP3. En la figura 3.8 se muestra la configuración de comunicaciones en DNP3.



Figura 3.8 Configuración de comunicaciones en DNP3

Fuente: elaboración propia.

Se configuraron los parámetros de comunicación del relevador como un esclavo DNP3, por lo que se seleccionó el puerto físico, la dirección de esclavo, la dirección IP Cliente y el puerto TCP.

Para el caso de la subestación de referencia, la dirección IP correspondiente a la RTU principal usada como ejemplo es 10.128.52.1 y la dirección IP para la RTU de respaldo es

10.128.52.2. El puerto TCP con valor de 20000. Lo valores de direcciones IP son asignados por las empresas de acuerdo con su red de comunicaciones interna. En la figura 3.9 se muestra la configuración de direcciones IP Cliente.

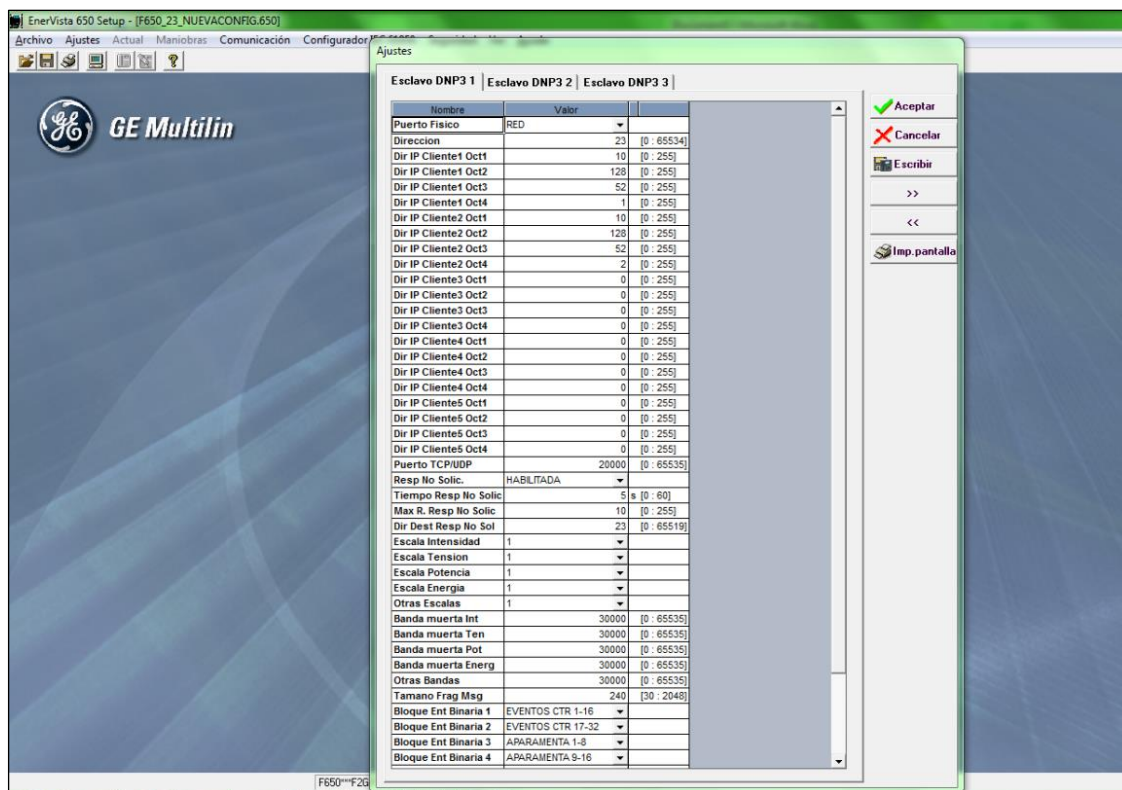


Figura 3.9 Configuración de direcciones IP Cliente

Fuente: elaboración propia.

La función configuración relevador del *software* permite, entre otras opciones, configurar hasta 128 eventos programables desde cualquier variable lógica o contacto. Un evento es una señal lógica asociada a un operando o combinación de ellos, que permite verificar el estado de la señal. Estos eventos se pueden mostrar como alarma en el panel y también se muestran en el registro de sucesos. En la figura 3.10 se muestran los eventos de control.

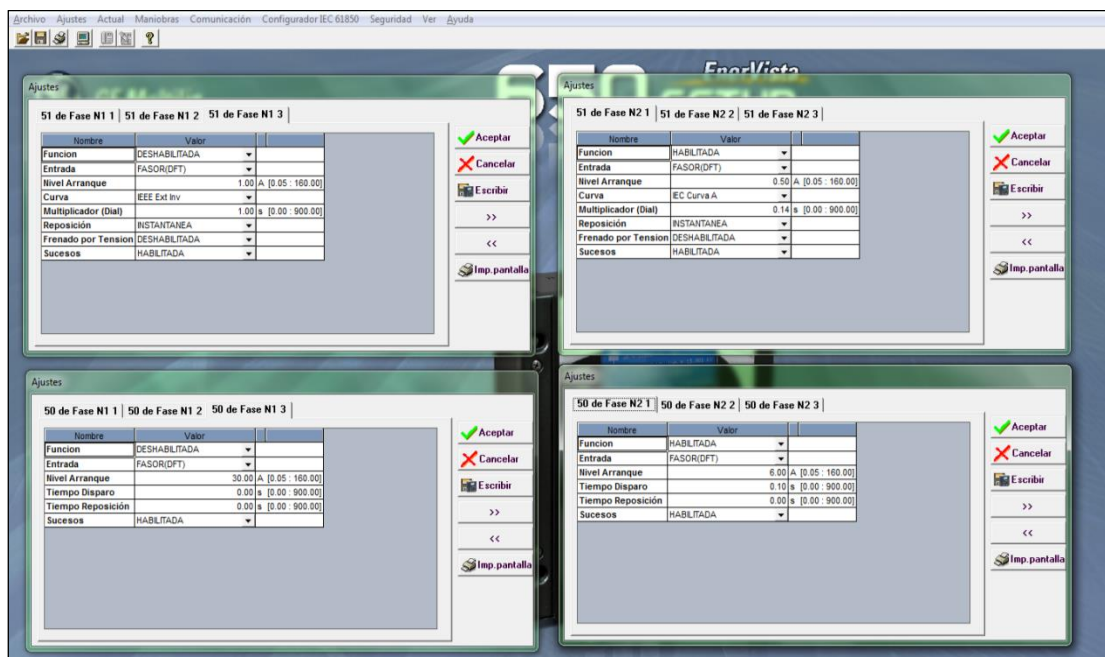


Figura 3.12 Elementos de protección para corriente de fase

Fuente: elaboración propia.

3.1.2 Relevador de Protección L90

El relevador L90 es un relevador de protección diferencial de línea (87L) y de distancia (21) diseñado para proporcionar protección en líneas de transmisión de cualquier nivel de voltaje. Además, se puede comunicar utilizando distintos protocolos de comunicación, como DNP, IEC 60870-5-103 e IEC 60870-5-104. [5].

En la figura 3.13 se muestra el relevador de protección L90.



Figura 3.13 Relevador de protección L90 [5]

Fuente: manual de General Electric.

El *software* utilizado para configurar los parámetros de comunicación en el relevador es el *EnerVista UR Setup*. Del mismo modo en que se configuró la comunicación computador – relevador en el F650 visto en la sección anterior, también se configuraron los parámetros de velocidad, dirección de esclavo MODBUS, etc., en el computador. Luego de realizado el enlace, se configuraron los parámetros de comunicación DNP3 en el relevador.

Las direcciones IP asignadas para los concentradores de subestaciones en la

subestación de referencia son 10.128.52.1 y 10.128.52.2. En la figura 3.14 se muestra la configuración de direcciones IP.

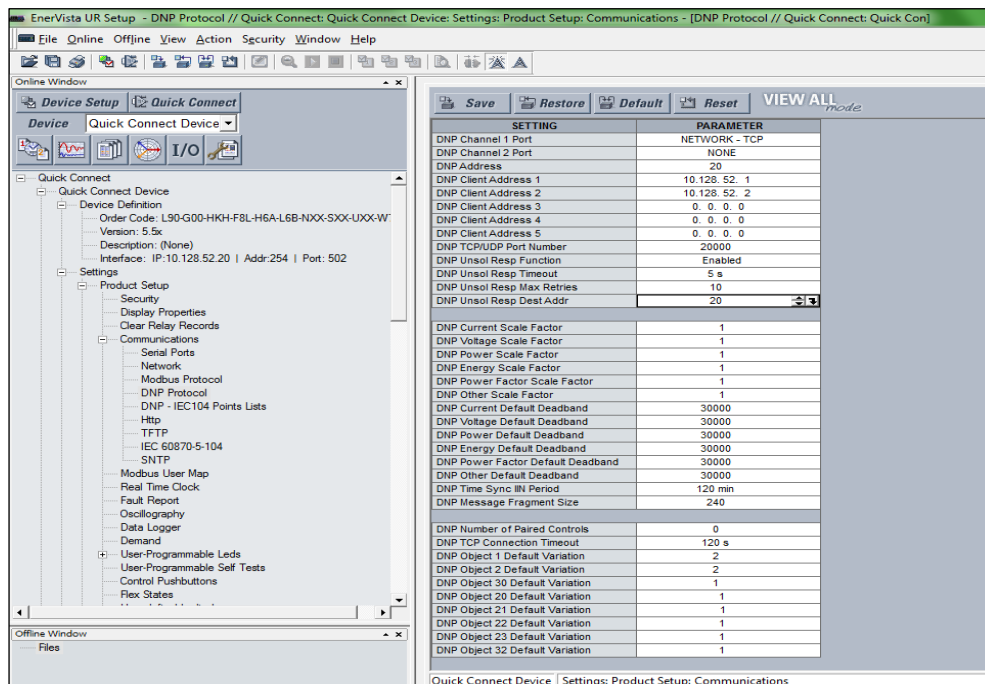


Figura 3.14 Configuración de direcciones IP

Fuente: elaboración propia.

Finalmente, se configuraron las señales de protecciones a leer en la lista de puntos DNP del relevador. Por ejemplo, se asignó la protección diferencial de línea por cada fase (87L) a los puntos 0, 1 y 2. En la figura 3.15 se muestra la configuración de protecciones en el software.

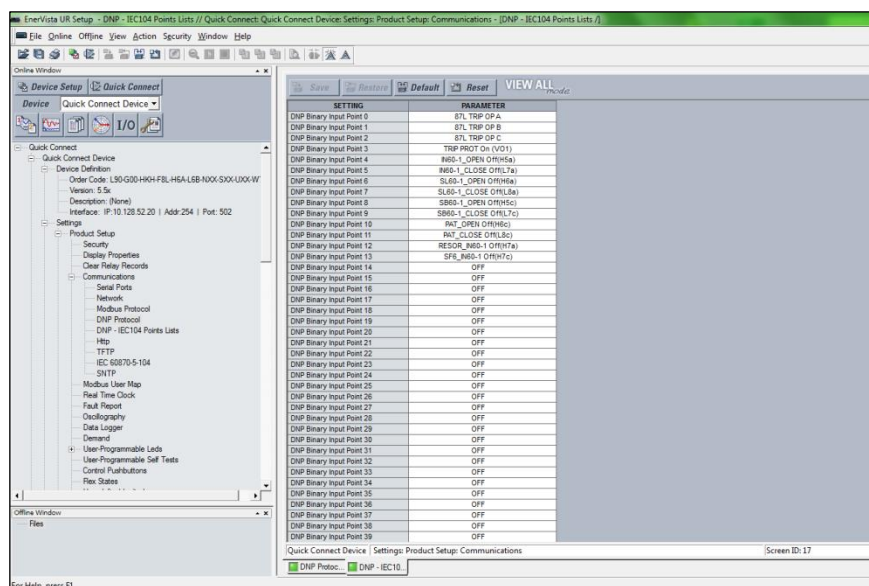


Figura 3.15 Configuración de protecciones en el software

Fuente: elaboración propia.

En la subestación de referencia también se integraron los relevadores F60 (protección de alimentadores de distribución) y T60 (protección de transformador), que usan el mismo *software* de configuración que el relevador L90.

3.1.3 Medidor de Energía ION 7650

El ION 7650 es un dispositivo de medición y control que muestra mediciones reales RMS de voltaje, corriente, potencia y energía, además de amplia capacidad de E/S, registros y medición de la calidad de la energía. Estos medidores se integran a sistemas de gestión de la energía, sistema SCADA y automatización, mediante diversos protocolos de comunicación industriales. El ION 7650 se muestra en la figura 3.16.



Figura 3.16 Medidor ION 7650 [6]

Fuente: manual del fabricante.

Las principales funciones del Medidor ION 7650 son las siguientes:

- Configuración de alarmas y pantallas personalizadas
- Comunicación Ethernet (soporta IEC-61850), puerto infrarrojo, estándar RS-485, fibra óptica y *modem* (opcional)
- Sincronización NTP
- Permite agregar módulos de expansión
- Programable vía *ION Setup* y PME

El *software* de configuración de este medidor es el *ION Setup* es un *software* gratuito y posee un entorno de configuración intuitivo.

En la figura 3.17 se muestra el inicio del *software* de configuración y en la figura 3.18 se muestra el servidor *web* de este dispositivo.



Figura 3.17 Software de configuración *ION Setup*

Fuente: manual del fabricante

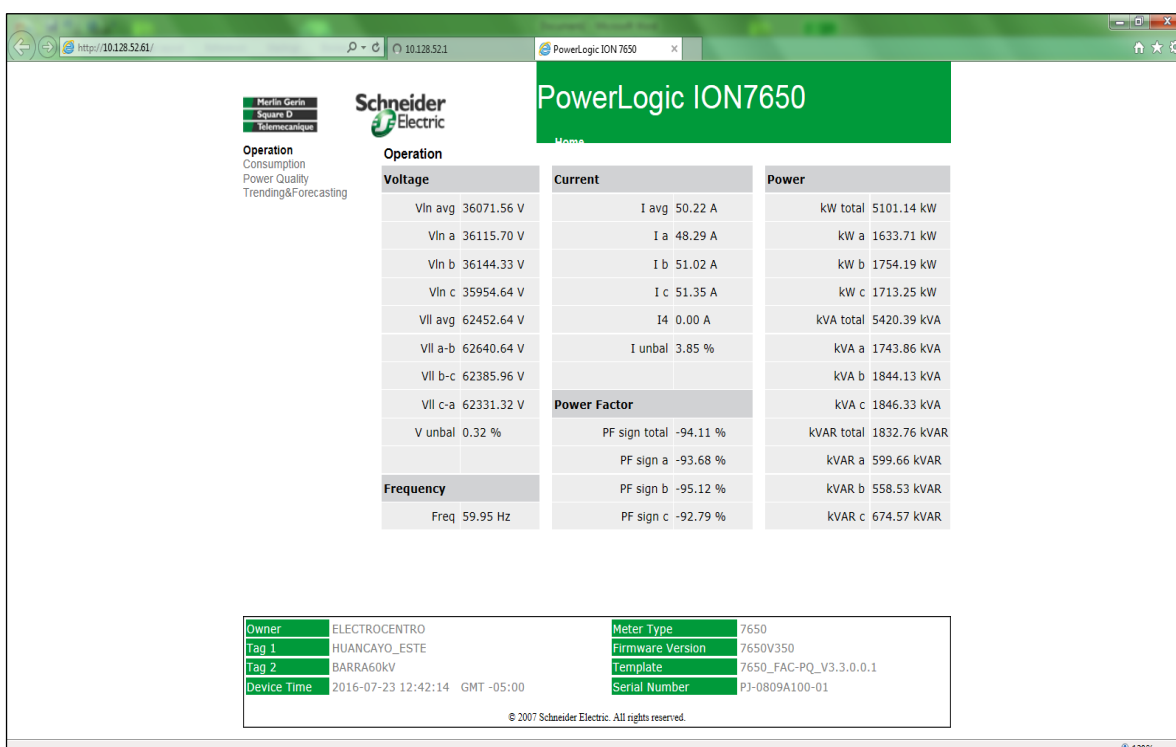


Figura 3.18 Servidor web *PowerLogic ION Setup*

Fuente: elaboración propia.

3.1.4 Medidor de Energía ION 6200

El medidor de energía que se muestra en la figura 3.19 es de bajo costo y muy compacto, por lo que es de amplio uso en la industria por su funcionalidad y versatilidad. Mide potencia, demanda, energía, factor de potencia y frecuencia. Además, es de fácil integración a redes de comunicación. [7]



Figura 3.19 Medidor ION 6200 [7]

Fuente: manual de Schneider Electric.

Las principales características de este medidor son las siguientes:

- 49 parámetros eléctricos reales RMS en tiempo real.
- Voltaje por fase, corriente, demanda de corriente pico, VAR, kWh, etc.
- Corriente neutra, distorsión armónica total (TDH), frecuencia, factor de potencia, etc.
- Pantalla LED brillante y fácil de leer con dígitos de 1.9 cm.
- Comunicación RS-485 con protocolo MODBUS RTU.

3.2 Declaración de señales I/O

Para declarar las señales en cada subestación eléctrica, la empresa debe entregar una lista de señales mínimas requeridas para observarlas y monitorearlas en su sistema SCADA. En la tabla 3.1 se muestra la lista mínima de señales para la subestación de referencia.

La creación de base de datos en el *software Easergy Builder* se realiza de forma intuitiva, sin embargo, se debe considerar como se explica a continuación.

Cuando se establece una nueva configuración en la RTU, aparece una ventana de Nueva Configuración, en la cual se asigna un nombre. Además, aparece un recuadro con opción para marcar, “Crear los puntos adquisición definidos en la RTU”, el cual indica que se crearán puntos de supervisión y de entradas/salidas por defecto en la base de datos. En la figura 3.20 se muestra la pantalla de nueva configuración de RTU.

Tabla 3.1 Lista mínima de señales para la subestación de referencia

Fuente: elaboración propia.

ITE	TIPO SEÑAL	EQUIPO	DESCRIPCION	ESTADO ACTUAL
1	ESTADO	Interruptor 60 kV L2	ABIERTO/CERRADO	CABLEADO
2	ESTADO	Interruptor 60 kV L2	LOCAL/REMOTO	CABLEADO
3	ESTADO	Interruptor 60 kV TP	ABIERTO/CERRADO	CABLEADO
4	ESTADO	Interruptor 60 kV TP	LOCAL/REMOTO	NO EXISTE
5	ESTADO	Seccionador Barra 60 kV L2	ABIERTO/CERRADO	CABLEADO
6	ESTADO	Seccionador de Tierra 60 kV L2	ABIERTO/CERRADO	CABLEADO
7	ESTADO	Seccionador Línea 60 kV L2	ABIERTO/CERRADO	CABLEADO
8	ESTADO	Seccionador Barra 60 kV TP	ABIERTO/CERRADO	CABLEADO
9	ESTADO	Interruptor Barras 10 kV	ABIERTO/CERRADO	CABLEADO
10	ESTADO	Interruptor Barras 10 kV	LOCAL/REMOTO	CABLEADO
11	ESTADO	Interruptor 10 kV S-5	ABIERTO/CERRADO	CABLEADO
12	ESTADO	Interruptor 10 kV S-5	LOCAL/REMOTO	CABLEADO
13	ESTADO	Interruptor 10 kV S-6	ABIERTO/CERRADO	CABLEADO
14	ESTADO	Interruptor 10 kV S-6	LOCAL/REMOTO	CABLEADO
15	ESTADO	Alimentador 10 KV CHAMISERIA	ABIERTO/CERRADO	CABLEADO
16	ESTADO	Alimentador 10 KV CHAMISERIA	LOCAL/REMOTO	CABLEADO
17	ESTADO	Controlador del TAP	LOCAL/REMOTO	CABLEADO
18	ESTADO	Interruptor 10 kV S-4	ABIERTO/CERRADO	CABLEADO
19	ESTADO	Interruptor 10 kV S-4	LOCAL/REMOTO	CABLEADO
20	ESTADO	Seccionador de Tierra S-4	ABIERTO/CERRADO	CABLEADO
21	ESTADO	Seccionador de Tierra S-5	ABIERTO/CERRADO	CABLEADO
22	ESTADO	Seccionador de Tierra S-6	ABIERTO/CERRADO	CABLEADO
23	COMANDO	Interruptor 60 kV L2	ABRIR/CERRAR	CABLEADO
24	COMANDO	Interruptor 60 kV TP	ABRIR/CERRAR	CABLEADO
25	COMANDO	Seccionador Barra 60 kV L2	ABRIR/CERRAR	CABLEADO
26	COMANDO	Seccionador Línea 60 kV L2	ABRIR/CERRAR	CABLEADO
27	COMANDO	Seccionador Barra 60 kV TP	ABRIR/CERRAR	CABLEADO
28	COMANDO	Interruptor Barras 10 kV	ABRIR/CERRAR	CABLEADO
29	COMANDO	Interruptor 10 kV S-5	ABRIR/CERRAR	CABLEADO
30	COMANDO	Interruptor 10 kV S-6	ABRIR/CERRAR	CABLEADO
31	COMANDO	Alimentador 10 KV CHAMISERIA	ABRIR/CERRAR	CABLEADO
32	COMANDO	Interruptor 10 kV S-4	ABRIR/CERRAR	CABLEADO
33	ALARMA	Transformador de Potencia	ALARMA RELE BUCHHOLZ	PANEL 2
34	ALARMA	Transformador de Potencia	DESCONEXIÓN RELE BUCHHOLZ	PANEL 2
35	ALARMA	Transformador de Potencia	DESCONEXIÓN CONMUTADOR BAJO CARGA	PANEL 2
36	ALARMA	Transformador de Potencia	DESCONEXIÓN VÁLVULA DE SEGURIDAD	PANEL 2
37	ALARMA	Transformador de Potencia	NÍVEL MÍNIMO DE ACEITE TRANSFORMADOR	PANEL 2
38	ALARMA	Transformador de Potencia	NÍVEL MÁXIMO DE ACEITE TRANSFORMADOR	PANEL 2
39	ALARMA	Transformador de Potencia	NÍVEL MÍNIMO DE ACEITE CONMUTADOR	PANEL 2
40	ALARMA	Transformador de Potencia	NÍVEL MÁXIMO DE ACEITE CONMUTADOR	PANEL 2
41	ALARMA	Transformador de Potencia	PRESIÓN SÚBITA DE ACEITE	PANEL 2
42	ALARMA	Transformador de Potencia	ALARMA TEMPERATURA DE ACEITE	PANEL 2
43	ALARMA	Transformador de Potencia	DESCONEXIÓN TEMPERATURA DE ACEITE	PANEL 2
44	ALARMA	Transformador de Potencia	ALARMA TEMPERATURA DE DEVANADO 60 KV	PANEL 2
45	ALARMA	Transformador de Potencia	DESCONEXIÓN TEMPERATURA DE DEVANADO 60 KV	PANEL 2
46	ALARMA	Transformador de Potencia	ALARMA TEMPERATURA DE DEVANADO 10 KV	PANEL 2
47	ALARMA	Transformador de Potencia	DESCONEXIÓN TEMPERATURA DE DEVANADO 10 KV	PANEL 2
48	ALARMA	Interruptor 60 kV L2	BAJA PRESIÓN SF6	PANEL 1
49	ALARMA	Interruptor 60 kV TP	BAJA PRESIÓN SF6	PANEL 2
50	ALARMA	Interruptor Barras 10 kV	BAJA PRESIÓN SF6	NO EXISTE

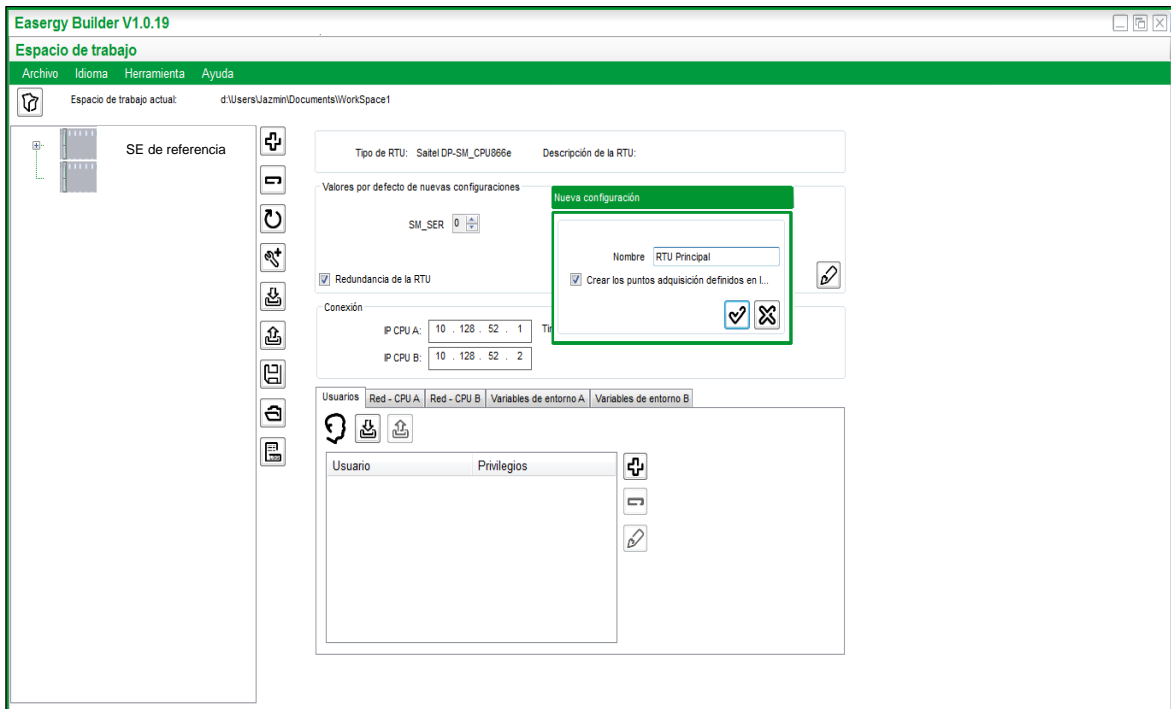


Figura 3.20 Pantalla de nueva configuración de RTU en *Easergy Builder*

Fuente: elaboración propia.

Otra manera de establecer los puntos de adquisición de forma automática es mediante la pestaña Dispositivos. Al activar el ícono resaltado en la figura 3.21, estos puntos se establecen de forma automática, quedando disponibles para renombrarlos.

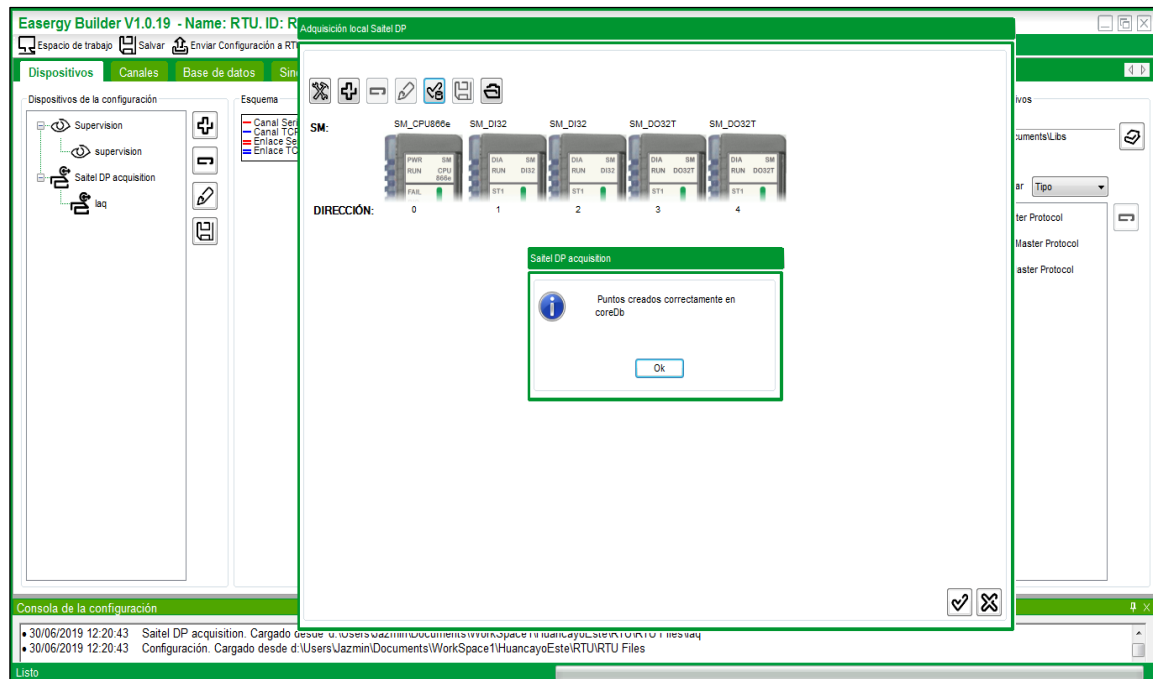


Figura 3.21 Pestaña Dispositivos en *Easergy Builder*

Fuente: elaboración propia.

En la pestaña Dispositivos se administran los bits de supervisión y se agregan o

disminuyen tarjetas de adquisición de señales. Eso se muestra en la figura 3.22.

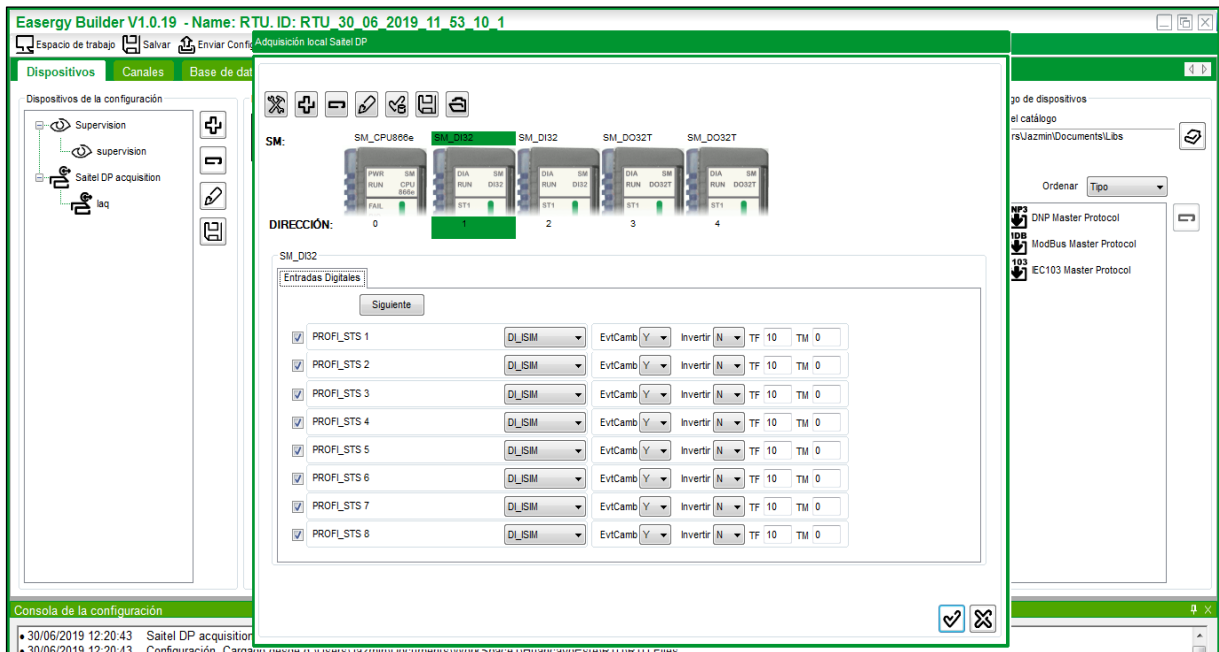


Figura 3.22 Ventana de Adquisición local Saitel DP en *Easergy Builder*

Fuente: elaboración propia.

En la ventana Selección de supervisión se escogen las señales de supervisión para Alimentación, Sincronización, Configuración y PLC, RTU, Fecha y Hora, Temperatura, Redundancia, Sincronización GPS, Enlace, como se observa en la figura 3.23.

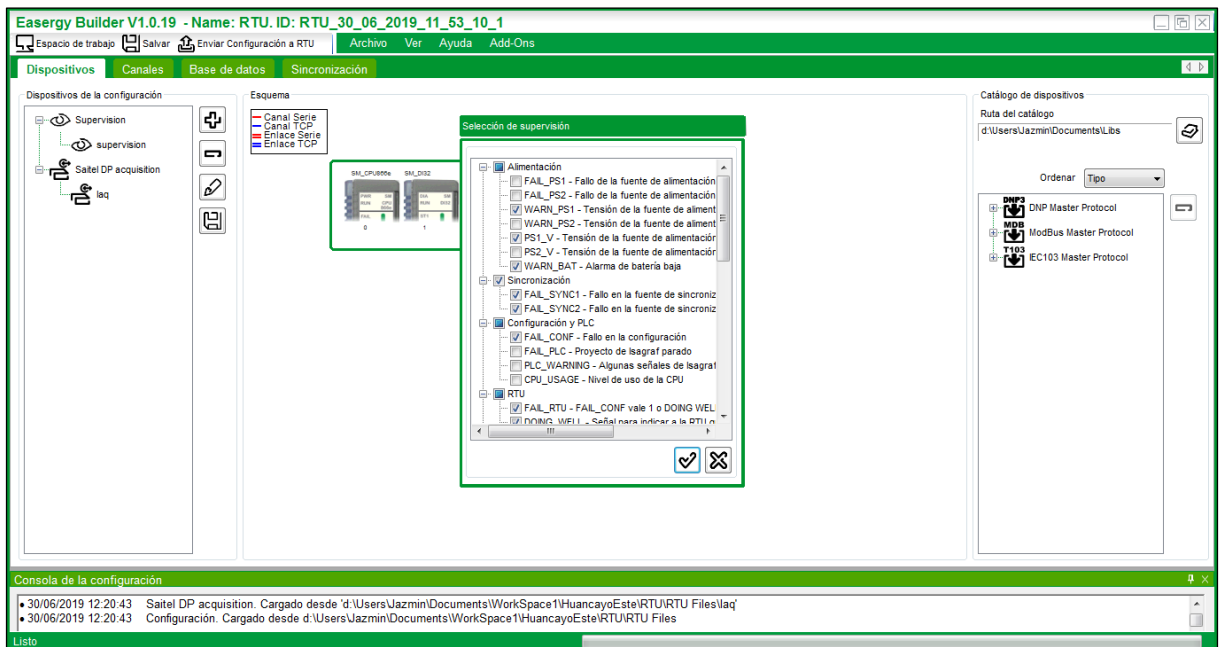


Figura 3.23 Ventana de Selección de supervisión en *Easergy Builder*

Fuente: elaboración propia.

Las señales de supervisión son: [8]

- Alimentación
 - FAIL_PS1: Fallo de la fuente de alimentación principal
 - FAIL_PS2: Fallo de la fuente de alimentación secundaria
 - WARN_PS1: Tensión de la fuente de alimentación principal bajo límite de alarma
 - WARN_PS2: Tensión de la fuente de alimentación secundaria bajo límite de alarma
 - PS1_V: Tensión de la fuente de alimentación principal
 - PS2_V: Tensión de la fuente de alimentación principal
 - WARN_BAT: Alarma de batería baja
- Sincronización
 - FAIL_SYNC1: Fallo en la fuente de sincronización primaria
 - FAIL_SYNC2: Fallo en la fuente de sincronización secundaria
- Configuración y PLC
 - FAIL_CONF: Fallo en la configuración
 - FAIL_PLC: Proyecto de Isagraf parado
 - PLC_WARNING: Algunas señales de Isagraf no mapeadas
 - CPU_USAGE: Nivel de uso de la CPU
- RTU
 - FAIL_RTU: FAIL_CONF vale 1 o DOING_WELL vale 0 o *Watchdog timeout*
 - DOING_WELL: Señal para indicar a la RTU que algo externo funciona bien
 - LOCAL
- Fecha y Hora
 - YEAR: Año actual
 - MONTH: Mes actual
 - DAY: Día actual
 - WDAY: Día de la semana actual
 - HOUR: Hora actual
 - MINUTE: Minuto actual
 - SECOND: Segundo actual
- Temperatura
 - TEMP: Temperatura actual
- Redundancia
 - RED_VIA1_FAIL: Fallo en la vía de redundancia principal
 - RED_VIA2_FAIL: Fallo en la vía de redundancia secundaria
 - RED_I_STATE: Redundancia OK

- RED_IT_FAIL: Fallo en la RTU redundante
- COM_CTS: Estado del CTS del puerto conectado al MSAC
- DB_UPDATE: Base de datos en caliente actualizada
- NODE_A: RTU configurada como CPU redundante A
- NODE_B: RTU configurada como CPU redundante B
- ONLINE: RTU en modo *online* de redundancia
- Sincronización GPS
 - FAIL_SYNCHW: Fallo *hardware*
 - FAIL_SYNCDESV: Desviación mayor de 3 ms
- Enlace
 - LINK:MOTFEC0: Enlace en ETH2
 - LINK:LNC0: Enlace en ETH1
 - LINK:LNC1: Enlace en ETH4
 - LINK:LNC2: Enlace en ETH3

Después de seleccionar el número de tarjetas de entradas y salidas con las que se dispone físicamente y luego de elegir los bits de supervisión, se establece la lista de señales en la pestaña Base de Datos.

Los puntos de adquisición de señales se crean automáticamente siempre y cuando se haya escogido esta opción, de lo contrario, se tendrían que declarar manualmente uno a uno. En la figura 3.24 se muestra la pantalla principal de Base de Datos.

Nombre	Descripción	Origen1 Dispositivo	Origen1 Coordenadas	Origen1 Máscara	Destino1 Dispositivo	Destino1 Coordenadas	Destino2 Dispositivo	Destino2 Coordenadas	Valor Inicial	Bloqueado	No volátil	Compartido	Compartido Subscribir
0	WARN_BAT	Alarma de bateri...	supervision	WARN_BAT						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
1	DB_UPDATE	Base de satos e...	supervision	DB_UPDATE						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2	FAIL_RTU	FAIL_CONF vale...	supervision	FAIL_RTU						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3	FAIL_CONF	Fallo en la config...	supervision	FAIL_CONF						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4	FAIL_SYNC1	Fallo en la fuer...	supervision	FAIL_SYNC1						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5	FAIL_SYNC2	Fallo en la fuer...	supervision	FAIL_SYNC2						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
6	RED_IT_FAIL	Fallo en la RTU r...	supervision	RED_IT_FAIL						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
7	RED_VIA1_FAIL	Fallo en la via de...	supervision	RED_VIA1_FAIL						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
8	RED_VIA2_FAIL	Fallo en la via de...	supervision	RED_VIA2_FAIL						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
9	D001_00000	PROFL_STS 1	laq	2001020000						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
10	D002_00000	PROFL_STS 1	laq	2002020000						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
11	D001_00009	PROFL_STS 10	laq	2001020009						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
12	D002_00009	PROFL_STS 10	laq	2002020009						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
13	D001_00010	PROFL_STS 11	laq	2001020010						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
14	D002_00010	PROFL_STS 11	laq	2002020010						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
15	D001_00011	PROFL_STS 12	laq	2001020011						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
16	D002_00011	PROFL_STS 12	laq	2002020011						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
17	D001_00012	PROFL_STS 13	laq	2001020012						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Figura 3.24 Pantalla principal de Base de Datos en *Easergy Builder*

Fuente: elaboración propia.

A cada punto se le asocia un nombre, descripción, fuente, destino, etc.

De acuerdo con lo mostrado en la figura 3.25, en la primera columna se colocan los nombres asociados a cada señal. En la segunda columna se coloca una breve descripción de las señales para una mejor identificación de estas.

La columna Origen identifica al dispositivo fuente. Por ejemplo, “Módulos” indica que la señal se lee directamente desde los módulos de entrada del RTU.

La columna Destino indica en dónde se leen estas señales. El destino de las señales de entrada es el sistema SCADA.

La nomenclatura de las coordenadas de destino se realiza de acuerdo con los tipos de datos que maneja el protocolo IEC 104. Para las señales de entrada en la subestación de referencia se utilizan dos tipos de datos:

- MSP: Punto Simple
- MDP: Punto Doble

Para los comandos también se utilizan dos tipos de datos:

- CSC: Comando Simple
- CDC: Comando Doble

Para las señales analógicas:

- MMEC: Valor de medida, punto flotante

Nombre	Descripción	Origen1 Dispositivo	Origen1 Coordenadas	Origen1 Máscara	Destino1 Dispositivo	Destino1 Coordenadas	Destino2 Dispositivo	Destino2 Coordenadas
DI02_ACTIVIA	ESTADO MODULO 02 - DI32	Modulos	2002000000		SCADA	1232:MSP	SCADA2	1232:MSP
DI02_DIAG	DIAGN MODULO 02 - DI32	Modulos	2002000001		SCADA	1233:MSP	SCADA2	1233:MSP
DO01_ACTIVIA	ESTADO MODULO 03 - DO32T	Modulos	2003000000		SCADA	1234:MSP	SCADA2	1234:MSP
DO01_DIAG	DIAGN MODULO 03 - DO32T	Modulos	2003000001		SCADA	1235:MSP	SCADA2	1235:MSP
DI_001	RTU Local/Remoto	Modulos	2001020000		SCADA	1039:MSP	SCADA2	1039:MSP
DI_002	Digital Input 002	Modulos	2001020001		SOE	DI_002		
DI_003_004	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_INT_IN6078__Interruptor IN-060-078	Modulos	2001070000		SCADA	1000:MDP	SCADA2	1000:MDP
DI_005_006	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_SEC_SL6014__Seccionador SL-060-014	Modulos	2001070001		SCADA	1002:MSP	SCADA2	1002:MSP
DI_007_008	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_SEC_SB6016__Seccionador SB-060-016	Modulos	2001070002		SCADA	1004:MSP	SCADA2	1004:MSP
DI_009_010	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_SEC_ST6020__Seccionador ST-060-020	Modulos	2001070003		SCADA	1006:MSP	SCADA2	1006:MSP
DI_011_012	ELCTO_HCYOESTE_60KV_TP056_INT_IN6080__Interruptor IN-060-080	Modulos	2001070004		SCADA	1008:MDP	SCADA2	1008:MDP
DI_013_014	ELCTO_HCYOESTE_60KV_TP056_SEC_SB6018__Seccionador SB-060-018	Modulos	2001070005		SCADA	1010:MSP	SCADA2	1010:MSP
DI_015_016	ELCTO_HCYOESTE_60KV_TP056_LR_IN6080__Selector Local/Remoto IN6080	Modulos	2001070006		SCADA	1012:MSP	SCADA2	1012:MSP
DI_017_018	ELCTO_HCYOESTE_10KV_TP056_INT_IN1052__Interruptor IN-010-052	Modulos	2001070007		SCADA	1014:MDP	SCADA2	1014:MDP
DI_019_020	ELCTO_HCYOESTE_10KV_TP056_LR_IN1052__Selector Local/Remoto IN-010-052	Modulos	2001070008		SCADA	1016:MSP	SCADA2	1016:MSP
DI_021_022	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4244_INT_IN1056__Interruptor IN-010-056	Modulos	2001070009		SCADA	1028:MDP	SCADA2	1028:MDP
DI_023_024	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4244_LR_IN1056__Selector Local/Remoto IN-010-056	Modulos	2001070010		SCADA	1020:MSP	SCADA2	1020:MSP
DI_025_026	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4244_SEC_ST1035__Seccionador ST-010-035	Modulos	2001070011		SCADA	1032:MSP	SCADA2	1032:MSP

Figura 3.25 Base de Datos de la subestación de referencia

Fuente: elaboración propia.

En la figura 3.25 se observa como destino “SOE”, que significa secuencia de eventos, el software almacena eventos que son vistos en la herramienta *Saitel Webtool* (se verá

más adelante, sección 3.3.4.h).

La lista final de señales declaradas en la subestación de referencia la entregó la compañía propietaria. A esta lista se le añadieron alrededor de 29 señales más, según la necesidad observada durante la etapa de montaje. Finalmente, la lista de entradas digitales, comandos y analógicas entregada a la empresa se establece en la RTU como se muestra en las figuras 3.26, 3.27 y 3.28. En la tabla 3.2, 3.3 y 3.4 se muestra la lista de señales de estados, de comandos y analógicas en la subestación de referencia.

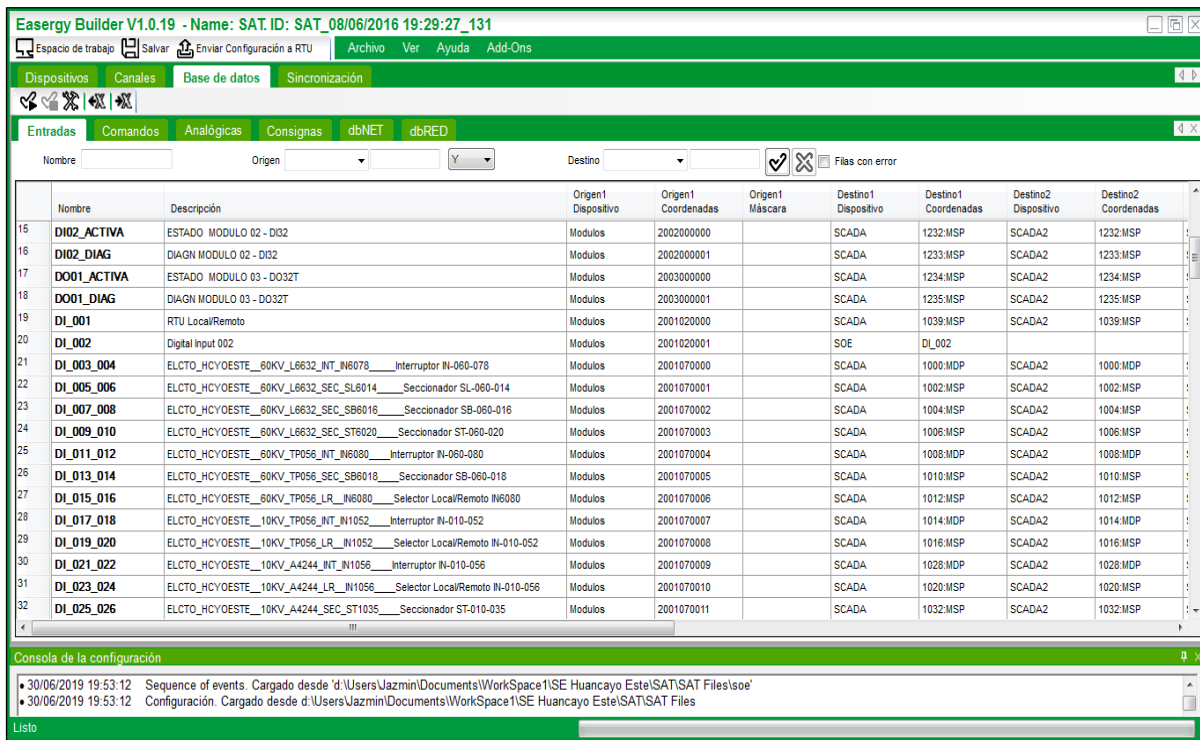


Figura 3.26 Lista de señales de entradas digitales en Easergy Builder

Fuente: elaboración propia.

Tabla 3.2 Lista de señales de estados en subestación de referencia

Fuente: elaboración propia.

ESTADOS	
NAME	DESCRIPTION
DOING_WELL	
FAIL_CONF	FALLO CONFIGURACIÓN
FAIL_RTU	SITUACIÓN DE ANOMALÍA
FAIL_PS1	FALLO FUENTE ALIMENTACIÓN PRINCIPAL
FAIL_PS2	FALLO FUENTE ALIMENTACIÓN SECUNDARIA
WARN_PS1	AVISO FUENTE ALIMENTACIÓN PRINCIPAL
WARN_PS2	AVISO FUENTE ALIMENTACIÓN SECUNDARIA
FAIL_SYNC1	SINCRONIZACIÓN PRINCIPAL
FAIL_SYNC2	SINCRONIZACIÓN SECUNDARIA
FAIL_SYNCHW	FALLO HARDWARE

FAIL_SYNCDESV	DESVIACIÓN MAYOR 3 ms
RED_IT_FAIL	FALLO REDUNDANCIA
COM_SCADA	COMUNICACIÓN SCADA
DI01_ACTIVIA	ESTADO MÓDULO 01 - DI32
DI01_DIAG	DIAGN MÓDULO 01 - DI32
DI02_ACTIVIA	ESTADO MÓDULO 02 - DI32
DI02_DIAG	DIAGN MÓDULO 02 - DI32
DO01_ACTIVIA	ESTADO MÓDULO 03 - DO32T
DO01_DIAG	DIAGN MÓDULO 03 - DO32T
DI_001	RTU Local/Remoto
DI_002	Digital Input 002
DI_003_004	ELCTO_HCYOESTE_ 60KV_L6632_INT_IN6078_Interruptor IN-060-078
DI_005_006	ELCTO_HCYOESTE_ 60KV_L6632_SEC_SL6014_Seccionador SL-060-014
DI_007_008	ELCTO_HCYOESTE_ 60KV_L6632_SEC_SB6016_Seccionador SB-060-016
DI_009_010	ELCTO_HCYOESTE_ 60KV_L6632_SEC_ST6020_Seccionador ST-060-020
DI_011_012	ELCTO_HCYOESTE_ 60KV_TP056_INT_IN6080_Interruptor IN-060-080
DI_013_014	ELCTO_HCYOESTE_ 60KV_TP056_SEC_SB6018_Seccionador SB-060-018
DI_015_016	ELCTO_HCYOESTE_ 60KV_TP056_LR_IN6080_Selector Local/Remoto IN6080
DI_017_018	ELCTO_HCYOESTE_ 10KV_TP056_INT_IN1052_Interruptor IN-010-052
DI_019_020	ELCTO_HCYOESTE_ 10KV_TP056_LR_IN1052_Selector Local/Remoto IN-010-052
DI_021_022	ELCTO_HCYOESTE_ 10KV_A4244_INT_IN1056_Interruptor IN-010-056
DI_023_024	ELCTO_HCYOESTE_ 10KV_A4244_LR_IN1056_Selector Local/Remoto IN-010-056
DI_025_026	ELCTO_HCYOESTE_ 10KV_A4244_SEC_ST1035_Seccionador ST-010-035
DI_027_028	ELCTO_HCYOESTE_ 10KV_A4243_INT_IN1055_Interruptor IN-010-055
DI_029_030	ELCTO_HCYOESTE_ 10KV_A4243_LR_IN1055_Selector Local/Remoto IN-010-055
DI_031_032	ELCTO_HCYOESTE_ 10KV_A4243_SEC_ST1033_Seccionador ST-010-033
DI_033_034	ELCTO_HCYOESTE_ 10KV_A4242_INT_IN1054_Interruptor IN-010-054
DI_035_036	ELCTO_HCYOESTE_ 10KV_A4242_LR_IN1054_Selector Local/Remoto IN-010-054
DI_037_038	ELCTO_HCYOESTE_ 10KV_A4242_SEC_ST1031_Seccionador ST-010-031
DI_039_040	ELCTO_HCYOESTE_ 10KV_A4241_INT_IN1053_Interruptor IN-010-053
DI_041_042	ELCTO_HCYOESTE_ 10KV_A4241_LR_IN1053_Selector Local/Remoto IN-010-053
DI_043_044	ELCTO_HCYOESTE_TRAFO_TP056_LR_TAP_Selector Local/Remoto TAP
DI_045	ALARMA TEMPERATURA DE DEVANADO 10 KV
DI_046	DESCONEXIÓN TEMPERATURA DE DEVANADO 10 KV
DI_047	Interruptor IN-010-052 BAJA PRESIÓN SF6
DI_048	ELCTO_HCYOESTE_EQP_COM_AL_COM01_Alarma Switch RSG2100
DI_049	ELCTO_HCYOESTE_EQP_COM_AL_COM02_Alarma Switch RSG2100P
DI_050	ELCTO_HCYOESTE_EQP_COM_AL_COM03_Alarma Reloj GPS
DI_051	cargadores-rectificadores 220VCC - Alarma 1
DI_052	cargadores-rectificadores 220VCC - Alarma 2
DI_053	cargadores-rectificadores 220VCC - Alarma 3
DI_054	cargadores-rectificadores 220VCC - Alarma 4
DI_055	cargadores-rectificadores 220VCC - Alarma 5
DI_056	cargadores-rectificadores 48VCC - Alarma 1
DI_057	cargadores-rectificadores 48VCC - Alarma 2
DI_058	cargadores-rectificadores 48VCC - Alarma 3
DI_059	cargadores-rectificadores 48VCC - Alarma 4

DI_060	cargadores-rectificadores 48VCC - Alarma 5
DI_061	Digital Input 061
DI_062	Digital Input 062
DI_063	Digital Input 063
DI_064	Digital Input 064
CH_F650_1_P01	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_AL_5051_Alarma Protección Sobrecorriente Instantánea – temporizada
CH_F650_1_P02	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_TRP_5051_Disparo Protección Sobrecorriente Instantánea – temporizada
CH_F650_1_P03	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_AL_5051N_Alarma Protección Sobrecorriente Instantánea - temporizada neutro
CH_F650_1_P04	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_TRP_5051N_Disparo Protección Sobrecorriente Instantánea - temporizada neutro
CH_F650_1_P05	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_AL_27_Alarma Protección Mínima Tensión
CH_F650_1_P06	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_TRP_27_Disparo Protección Mínima Tensión
CH_F650_1_P07	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_AL_59_Alarma Protección Sobre Tensión
CH_F650_1_P08	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_TRP_59_Disparo Protección Sobre Tensión
CH_F650_1_P09	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_AL ALIMEN_Alarma General alimentador
CH_F650_1_P10	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_TRP_F1_Disparo F1
CH_F650_1_P11	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_AL_COM02_Alarma Estado de Comunicación F1
CH_F650_2_P01	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_AL_25_Alarma Protección de sincronización
CH_F650_2_P02	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_TRP_F2_Disparo F2
CH_F650_2_P03	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_AL_COM01_Alarma Estado de Comunicación F2
CH_ION_COM	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_AL_COM03_Alarma Estado de Comunicación ION 7650
TPB_F650_1_P01	ELCTO_HCYOESTE_10KV_TP056_AL_81_Alarma Protección Mínima frecuencia
TPB_F650_1_P02	ELCTO_HCYOESTE_10KV_TP056_TRP_81_Disparo Protección Mínima frecuencia
TPB_F650_1_P03	ELCTO_HCYOESTE_10KV_TP056_TRP_F1_Disparo F1
TPB_F650_1_P04	ELCTO_HCYOESTE_10KV_TP056_AL_COM01_Alarma Estado de Comunicación F1
TPB_F650_2_P01	ELCTO_HCYOESTE_10KV_TP056_AL_27_Alarma Protección Mínima Tensión
TPB_F650_2_P02	ELCTO_HCYOESTE_10KV_TP056_AL_59_Alarma Protección Sobre Tensión
TPB_F650_2_P03	ELCTO_HCYOESTE_10KV_TP056_TRP_F2_Disparo F2
TPB_F650_2_P04	ELCTO_HCYOESTE_10KV_TP056_AL_COM02_Alarma Estado de Comunicación F2
TPB_ION_COM	ELCTO_HCYOESTE_10KV_TP056_AL_COM03_Alarma Estado de Comunicación ION 7650
S4_F650_P01	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4242_AL_5051_Alarma Protección Sobre corriente Instantánea – temporizada
S4_F650_P02	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4242_TRP_5051_Disparo Protección Sobre corriente Instantánea – temporizada
S4_F650_P03	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4242_AL_5051N_Alarma Protección Sobre corriente Instantánea - temporizada neutro
S4_F650_P04	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4242_TRP_5051N_Disparo Protección Sobre corriente Instantánea - temporizada neutro
S4_F650_P05	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4242_TRP_27_Disparo Protección Mínima Tensión
S4_F650_P06	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4242_TRP_59_Disparo Protección Sobre Tensión
S4_F650_P07	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4242_TRP_F1_Disparo F1
S4_F650_P08	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4242_AL_COM01_Alarma Estado de Comunicación

	F1
S4_ION_COM	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4242_AL_COM02_Alarma Estado de Comunicación ION 7650
S5_F650_P01	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4243_AL_5051_Alarma Protección Sobre corriente Instantánea – temporizada
S5_F650_P02	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4243_TRP_5051_Disparo Protección Sobre corriente Instantánea – temporizada
S5_F650_P03	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4243_AL_5051N_Alarma Protección Sobre corriente Instantánea - temporizada neutro
S5_F650_P04	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4243_TRP_5051N_Disparo Protección Sobre corriente Instantánea - temporizada neutro
S5_F650_P05	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4243_TRP_27_Disparo Protección Mínima Tensión
S5_F650_P06	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4243_TRP_59_Disparo Protección Sobre Tensión
S5_F650_P07	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4243_TRP_F1_Disparo F1
S5_F650_P08	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4243_AL_COM01_Alarma Estado de Comunicación F1
S5_ION_COM	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4243_AL_COM02_Alarma Estado de Comunicación ION 7650
S6_F650_P01	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4244_AL_5051_Alarma Protección Sobre corriente Instantánea – temporizada
S6_F650_P02	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4244_TRP_5051_Disparo Protección Sobre corriente Instantánea – temporizada
S6_F650_P03	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4244_AL_5051N_Alarma Protección Sobre corriente Instantánea - temporizada neutro
S6_F650_P04	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4244_TRP_5051N_Disparo Protección Sobre corriente Instantánea - temporizada neutro
S6_F650_P05	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4244_TRP_27_Disparo Protección Mínima Tensión
S6_F650_P06	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4244_TRP_59_Disparo Protección Sobre Tensión
S6_F650_P07	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4244_TRP_F1_Disparo F1
S6_F650_P08	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4244_AL_COM01_Alarma Estado de Comunicación F1
S6_ION_COM	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4244_AL_COM02_Alarma Estado de Comunicación ION 7650
LN_L90_P01	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_AL_87L_R_Alarma Protección Diferencial de Línea - Fase R
LN_L90_P02	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_AL_87L_S_Alarma Protección Diferencial de Línea - Fase S
LN_L90_P03	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_AL_87L_T_Alarma Protección Diferencial de Línea - Fase T
LN_L90_P04	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_TRP_87L_Disparo Alarma Protección Diferencial de Línea
LN_L90_P05	IN60-1-BAJA PRESIÓN SF6-ALARMA
LN_L90_P06	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_AL_REDES_Alarma Resortes descargados
LN_L90_P07	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_AL_COM01_Alarma Estado de Comunicación L90
LN_F60_P01	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_AL_51_Alarma Protección Sobre corriente Temporizada
LN_F60_P02	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_AL_50_Alarma Protección Sobre corriente Instantánea
LN_F60_P03	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_AL_51N_Alarma Protección Sobre corriente Temporizada neutro
LN_F60_P04	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_AL_50N_Alarma Protección Sobre corriente

	Instantánea neutro
LN_F60_P05	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_TRP_Línea_PRDisparo General Línea
LN_F60_P06	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_AL_COM02_Alarma Estado de Comunicación F60
LN_ION_COM	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_AL_COM03_Alarma Estado de Comunicación ION 7650
TPA_T60_P01	ELCTO_HCYOESTE_TRAFO_TP056_TRP_87T_Disparo Protección Diferencial de Transformador
TPA_T60_P02	ELCTO_HCYOESTE_TRAFO_TP056_TRP_OIL_Disparo Temperatura de Aceite
TPA_T60_P03	ELCTO_HCYOESTE_TRAFO_TP056_TRP_DV_TEM_Disparo Temperatura de devanado
TPA_T60_P04	ELCTO_HCYOESTE_TRAFO_TP056_TRP_BUHLZ_Disparo Buchholz
TPA_T60_P05	ELCTO_HCYOESTE_TRAFO_TP056_TRP_CBC_Disparo Conmutador Bajo Carga
TPA_T60_P06	ELCTO_HCYOESTE_TRAFO_TP056_TRP_PRE_VA_Disparo Válvula de sobre presión
TPA_T60_P07	ELCTO_HCYOESTE_TRAFO_TP056_TRP_PRE_RE_Disparo relevador de presión Súbita
TPA_T60_P08	ELCTO_HCYOESTE_60KV_TP056_AL_SF6_Alarma Baja presión SF6
TPA_T60_P09	ELCTO_HCYOESTE_60KV_TP056_AL_RESDDES_Alarma Resortes descargados
TPA_T60_P10	ELCTO_HCYOESTE_TRAFO_TP056_AL_COM01_Alarma Estado de Comunicación T60 – FP
TPA_F650_1_P01	ELCTO_HCYOESTE_60KV_TP056_AL_50_Alarma Protección Sobre corriente Instantánea
TPA_F650_1_P02	ELCTO_HCYOESTE_TRAFO_TP056_AL_COM02_Alarma Estado de Comunicación F650 - FR1
TPA_F650_1_P03	ELCTO_HCYOESTE_60KV_TP056_AL_50N_Alarma Protección Sobre corriente Instantánea neutro
TPA_F650_1_P04	ELCTO_HCYOESTE_60KV_TP056_AL_51N_Alarma Protección Sobre corriente Temporizada neutro
TPA_F650_1_P05	ELCTO_HCYOESTE_60KV_TP056_TRP_F1_Disparo F1
TPA_F650_1_P06	ELCTO_HCYOESTE_TRAFO_TP056_AL_OIL_Alarma Temperatura de Aceite
TPA_F650_1_P07	ELCTO_HCYOESTE_TRAFO_TP056_AL_DV_TEM_Alarma Temperatura de devanado
TPA_F650_1_P08	ELCTO_HCYOESTE_TRAFO_TP056_AL_LO_COM_Alarma Bajo nivel de Aceite Conmutador
TPA_F650_1_P09	ELCTO_HCYOESTE_TRAFO_TP056_AL_HO_COM_Alarma Alto Nivel de Aceite Conmutador
TPA_F650_1_P10	ELCTO_HCYOESTE_TRAFO_TP056_AL_LO_Alarma Bajo Nivel de Aceite
TPA_F650_1_P11	ELCTO_HCYOESTE_TRAFO_TP056_AL_HO_Alarma Alto Nivel de Aceite
TPA_F650_1_P12	ELCTO_HCYOESTE_TRAFO_TP056_AL_BUHLZ_Alarma Buchholz
TPA_F650_2_P01	ELCTO_HCYOESTE_10KV_TP056_AL_50_Alarma Protección Sobre corriente Instantánea
TPA_F650_2_P02	ELCTO_HCYOESTE_10KV_TP056_AL_51_Alarma Protección Sobre corriente Temporizada
TPA_F650_2_P03	ELCTO_HCYOESTE_10KV_TP056_AL_50N_Alarma Protección Sobre corriente Instantánea neutro
TPA_F650_2_P04	ELCTO_HCYOESTE_10KV_TP056_AL_51N_Alarma Protección Sobre corriente Temporizada neutro
TPA_F650_2_P05	ELCTO_HCYOESTE_60KV_TP056_TRP_F2_Disparo F2

TPA_F650_2_P06	ELCTO_HCYOESTE_TRAFO_TP056_AL_COM03_Alarma Comunicación F650 - FR2	Estado	de
TPA_F650_3_P01	ELCTO_HCYOESTE_60KV_BARRAAL_27_Alarma Protección Mínima Tensión		
TPA_F650_3_P02	ELCTO_HCYOESTE_60KV_BARRAAL_59_Alarma Protección Sobre Tensión		
TPA_F650_3_P03	ELCTO_HCYOESTE_60KV_TP056_TRP_FM_Disparo FM		
TPA_F650_3_P04	ELCTO_HCYOESTE_TRAFO_TP056_AL_COM04_Alarma Comunicación F650 – FM	Estado	de
TPA_ION_COM	ELCTO_HCYOESTE_TRAFO_TP056_AL_COM05_Alarma Comunicación ION 7650	Estado	de
SA_ION_1_COM	ELCTO_HCYOESTE_EQP_SSAA_AL_COM01_Alarma Estado de Comunicación ION6200 – SSAA		
SA_ION_2_COM	ELCTO_HCYOESTE_EQP_SSAA_AL_COM02_Alarma Estado de Comunicación ION6200 – GE		

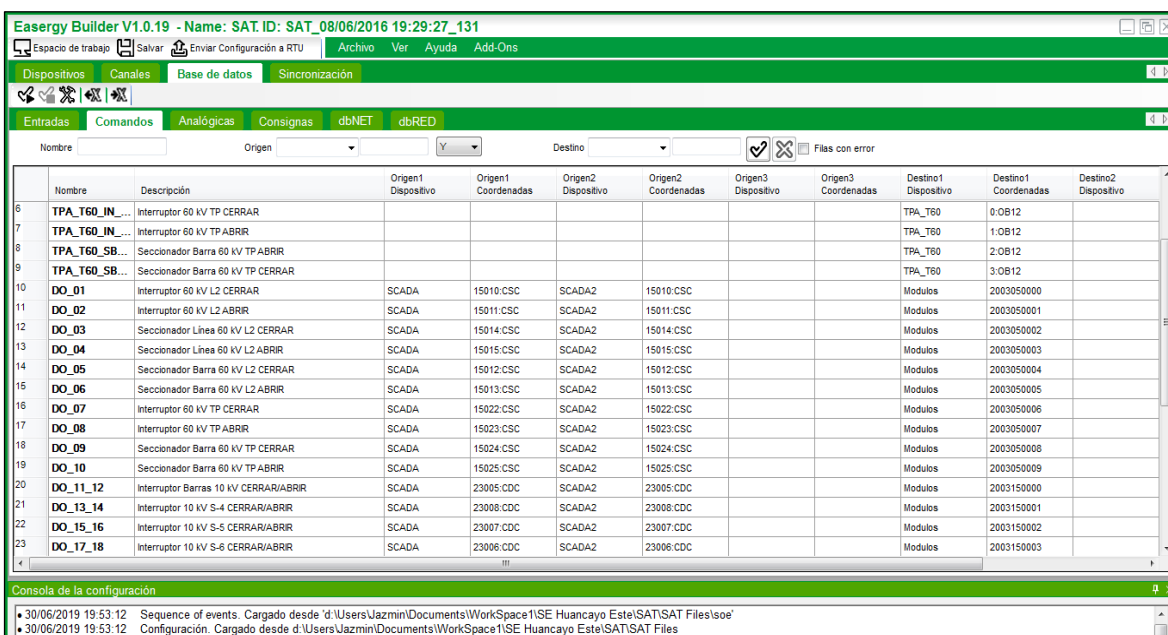


Figura 3.27 Lista de señales de mandos en Easergy Builder

Fuente: elaboración propia.

Tabla 3.3 Lista de señales de comandos en subestación de referencia

Fuente: elaboración propia.

COMANDOS	
NAME	DESCRIPTION
LN_L90_IN_CE	Interruptor 60 kV L2 CERRAR
LN_L90_IN_AB	Interruptor 60 kV L2 ABRIR
LN_L90_SB_CE	Seccionador Barra 60 kV L2 CERRAR
LN_L90_SB_AB	Seccionador Barra 60 kV L2 ABRIR
LN_L90_SL_CE	Seccionador Línea 60 kV L2 CERRAR
LN_L90_SL_AB	Seccionador Línea 60 kV L2 ABRIR
TPA_T60_IN_CE	Interruptor 60 kV TP CERRAR
TPA_T60_IN_AB	Interruptor 60 kV TP ABRIR
TPA_T60_SB_AB	Seccionador Barra 60 kV TP ABRIR
TPA_T60_SB_CE	Seccionador Barra 60 kV TP CERRAR
DO_01	Interruptor 60 kV L2 CERRAR

DO_02	Interruptor 60 kV L2 ABRIR
DO_03	Seccionador Línea 60 kV L2 CERRAR
DO_04	Seccionador Línea 60 kV L2 ABRIR
DO_05	Seccionador Barra 60 kV L2 CERRAR
DO_06	Seccionador Barra 60 kV L2 ABRIR
DO_07	Interruptor 60 kV TP CERRAR
DO_08	Interruptor 60 kV TP ABRIR
DO_09	Seccionador Barra 60 kV TP CERRAR
DO_10	Seccionador Barra 60 kV TP ABRIR
DO_11_12	Interruptor Barras 10 kV CERRAR/ABRIR
DO_13_14	Interruptor 10 kV S-4 CERRAR/ABRIR
DO_15_16	Interruptor 10 kV S-5 CERRAR/ABRIR
DO_17_18	Interruptor 10 kV S-6 CERRAR/ABRIR
DO_19_20	Alimentador 10 KV CHAMISERIA CERRAR/ABRIR
DO_21	Digital Output 21
DO_22	Digital Output 22
DO_23	Digital Output 23
DO_24	Digital Output 24
DO_25	Digital Output 25
DO_26	Digital Output 26
DO_27	Digital Output 27
DO_28	Digital Output 28
DO_29	Digital Output 29
DO_30	Digital Output 30
DO_31	Digital Output 31
DO_32	Digital Output 32

Easergy Builder V1.0.19 - Name: SAT.ID: SAT_08/06/2016 19:29:27_131

Espacio de trabajo | Salvar | Enviar Configuración a RTU | Archivo | Ver | Ayuda | Add-Ons

Dispositivos | Canales | Base de datos | Sincronización

Entradas | Comandos | Analógicas | Consignas | dbNET | dbRED

Nombre: _____ Origen: _____ Y: _____ Destino: _____ Filas con error

	Nombre	Descripción	Origen1 Dispositivo	Origen1 Coordenadas	Origen1 Máscara	Destino1 Dispositivo	Destino1 Coordenadas	Destino1 Umbral	Destino2 Dispositivo	Destino2 Coordenadas
6	CH_ION_VCA	ELCTO_HCYOESTE__10KV_A4241_VTR__Tension de Línea TR	CH_ION	HR:181:L		SCADA	13124:MMEC	1	SCADA2	13124:MMEC
7	CH_ION_VA	ELCTO_HCYOESTE__10KV_A4241_VRN__Tension de fase R	CH_ION	HR:165:L		SCADA	13125:MMEC	1	SCADA2	13125:MMEC
8	CH_ION_VB	ELCTO_HCYOESTE__10KV_A4241_VSN__Tension de fase S	CH_ION	HR:167:L		SCADA	13126:MMEC	1	SCADA2	13126:MMEC
9	CH_ION_VC	ELCTO_HCYOESTE__10KV_A4241_VTN__Tension de fase T	CH_ION	HR:169:L		SCADA	13127:MMEC	1	SCADA2	13127:MMEC
10	CH_ION_IA	ELCTO_HCYOESTE__10KV_A4241_IR__Corriente Fase R	CH_ION	HR:149		SCADA	13128:MMEC	1	SCADA2	13128:MMEC
11	CH_ION_IB	ELCTO_HCYOESTE__10KV_A4241_IS__Corriente Fase S	CH_ION	HR:150		SCADA	13129:MMEC	1	SCADA2	13129:MMEC
12	CH_ION_IC	ELCTO_HCYOESTE__10KV_A4241_IT__Corriente Fase T	CH_ION	HR:151		SCADA	13130:MMEC	1	SCADA2	13130:MMEC
13	CH_ION_W	ELCTO_HCYOESTE__10KV_A4241_P__Potencia Activa	CH_ION	HR:203:L		SCADA	13118:MMEC	1	SCADA2	13118:MMEC
14	CH_ION_VAR	ELCTO_HCYOESTE__10KV_A4241_Q__Potencia Reactiva	CH_ION	HR:213:L		SCADA	13119:MMEC	1	SCADA2	13119:MMEC
15	CH_ION_WH	ELCTO_HCYOESTE__10KV_A4241_E__Energía Activa	CH_ION	HR:229:L		SCADA	13120:MIT	1	SCADA2	13120:MIT
16	CH_ION_VARH	ELCTO_HCYOESTE__10KV_A4241_EQ__Energía Reactiva	CH_ION	HR:233:L		SCADA	13121:MIT	1	SCADA2	13121:MIT
17	CH_ION_HZ	ELCTO_HCYOESTE__10KV_A4241_FREQ__Frecuencia	CH_ION	HR:158		SCADA	13131:MMEC	0.01	SCADA2	13131:MMEC
18	TPB_ION_VAB	ELCTO_HCYOESTE__10KV_BARRA_VRS__Tension de Línea RS	TPB_ION	HR:177:L		SCADA	13066:MMEC	1	SCADA2	13066:MMEC
19	TPB_ION_VBC	ELCTO_HCYOESTE__10KV_BARRA_VST__Tension de Línea ST	TPB_ION	HR:179:L		SCADA	13067:MMEC	1	SCADA2	13067:MMEC
20	TPB_ION_VCA	ELCTO_HCYOESTE__10KV_BARRA_VTR__Tension de Línea TR	TPB_ION	HR:181:L		SCADA	13068:MMEC	1	SCADA2	13068:MMEC
21	TPB_ION_VA	ELCTO_HCYOESTE__10KV_BARRA_VRN__Tension de fase R	TPB_ION	HR:185:L		SCADA	13069:MMEC	1	SCADA2	13069:MMEC
22	TPB_ION_VB	ELCTO_HCYOESTE__10KV_BARRA_VSN__Tension de fase S	TPB_ION	HR:167:L		SCADA	13070:MMEC	1	SCADA2	13070:MMEC
23	TPB_ION_VC	ELCTO_HCYOESTE__10KV_BARRA_VTN__Tension de fase T	TPB_ION	HR:169:L		SCADA	13071:MMEC	1	SCADA2	13071:MMEC

Consola de la configuración

- 30/06/2019 19:53:12 Sequence of events. Cargado desde 'd:\Users\Uazmin\Documents\Workspace1\SE Huancayo Este\SAT\SAT Files\soe'
- 30/06/2019 19:53:12 Configuración. Cargado desde d:\Users\Uazmin\Documents\Workspace1\SE Huancayo Este\SAT\SAT Files

Listo

Figura 3.28 Lista de señales analógicas en *Easergy Builder*

Fuente: elaboración propia.

Tabla 3.4 Lista de señales analógicas en subestación de referencia

Fuente: elaboración propia.

ANALÓGICAS	
NAME	DESCRIPTION
PS1_V	<i>Voltage Supply 1</i>
PS2_V	<i>Voltage Supply 2</i>
TEMP	<i>Temperature</i>
CPU_USAGE	
CH_ION_VAB	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_VRS_Tensión de Línea RS
CH_ION_VBC	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_VST_Tensión de Línea ST
CH_ION_VCA	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_VTR_Tensión de Línea TR
CH_ION_VA	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_VRN_Tensión de fase R
CH_ION_VB	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_VSN_Tensión de fase S
CH_ION_VC	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_VTN_Tensión de fase T
CH_ION_IA	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_IR_Corriente Fase R
CH_ION_IB	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_IS_Corriente Fase S
CH_ION_IC	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_IT_Corriente Fase T
CH_ION_W	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_P_Potencia Activa
CH_ION_VAR	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_Q_Potencia Reactiva
CH_ION_WH	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_E_Energía Activa
CH_ION_VARH	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_EQ_Energía Reactiva
CH_ION_HZ	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4241_FREQ_Frecuencia
TPB_ION_VAB	ELCTO_HCYOESTE_10KV_BARRA_VRS_Tensión de Línea RS
TPB_ION_VBC	ELCTO_HCYOESTE_10KV_BARRA_VST_Tensión de Línea ST
TPB_ION_VCA	ELCTO_HCYOESTE_10KV_BARRA_VTR_Tensión de Línea TR
TPB_ION_VA	ELCTO_HCYOESTE_10KV_BARRA_VRN_Tensión de fase R
TPB_ION_VB	ELCTO_HCYOESTE_10KV_BARRA_VSN_Tensión de fase S
TPB_ION_VC	ELCTO_HCYOESTE_10KV_BARRA_VTN_Tensión de fase T
TPB_ION_HZ	ELCTO_HCYOESTE_10KV_BARRA_FREQ_Frecuencia
TPB_ION_IA	ELCTO_HCYOESTE_10KV_TP056_IR_Corriente Fase R
TPB_ION_IB	ELCTO_HCYOESTE_10KV_TP056_IS_Corriente Fase S
TPB_ION_IC	ELCTO_HCYOESTE_10KV_TP056_IT_Corriente Fase T
TPB_ION_W	ELCTO_HCYOESTE_10KV_TP056_P_Potencia Activa
TPB_ION_VAR	ELCTO_HCYOESTE_10KV_TP056_Q_Potencia Reactiva
TPB_ION_IM	ELCTO_HCYOESTE_10KV_TP056_IMAX_Corriente Máxima Comparada
TPB_ION_WH	ELCTO_HCYOESTE_10KV_TP056_E_Energía Activa
TPB_ION_VARH	ELCTO_HCYOESTE_10KV_TP056_EQ_Energía Reactiva
S4_ION_W	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4242_P_Potencia Activa
S4_ION_VAR	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4242_Q_Potencia Reactiva
S4_ION_WH	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4242_E_Energía Activa
S4_ION_VARH	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4242_EQ_Energía Reactiva
S4_ION_VAB	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4242_VRS_Tensión de Línea RS
S4_ION_VBC	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4242_VST_Tensión de Línea ST
S4_ION_VCA	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4242_VTR_Tensión de Línea TR
S4_ION_VA	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4242_VRN_Tensión de fase R
S4_ION_VB	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4242_VSN_Tensión de fase S
S4_ION_VC	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4242_VTN_Tensión de fase T
S4_ION_IA	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4242_IR_Corriente Fase R
S4_ION_IB	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4242_IS_Corriente Fase S
S4_ION_IC	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4242_IT_Corriente Fase T
S4_ION_HZ	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4242_FREQ_Frecuencia
S5_ION_VAB	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4243_VRS_Tensión de Línea RS

S5_ION_VBC	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4243_VST_Tensión de Línea ST
S5_ION_VCA	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4243_VTR_Tensión de Línea TR
S5_ION_VA	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4243_VRN_Tensión de fase R
S5_ION_VB	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4243_VSN_Tensión de fase S
S5_ION_VC	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4243_VTN_Tensión de fase T
S5_ION_IA	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4243_IR_Corriente Fase R
S5_ION_IB	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4243_IS_Corriente Fase S
S5_ION_IC	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4243_IT_Corriente Fase T
S5_ION_W	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4243_P_Potencia Activa
S5_ION_VAR	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4243_Q_Potencia Reactiva
S5_ION_WH	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4243_E_Energía Activa
S5_ION_VARH	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4243_EQ_Energía Reactiva
S5_ION_HZ	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4243_FREQ_Frecuencia
S6_ION_VAB	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4244_VRS_Tensión de Línea RS
S6_ION_VBC	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4244_VST_Tensión de Línea ST
S6_ION_VCA	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4244_VTR_Tensión de Línea TR
S6_ION_VA	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4244_VRN_Tension de fase R
S6_ION_VB	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4244_VSN_Tension de fase S
S6_ION_VC	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4244_VTN_Tension de fase T
S6_ION_IA	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4244_IR_Corriente Fase R
S6_ION_IB	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4244_IS_Corriente Fase S
S6_ION_IC	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4244_IT_Corriente Fase T
S6_ION_W	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4244_P_Potencia Activa
S6_ION_VAR	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4244_Q_Potencia Reactiva
S6_ION_WH	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4244_E_Energía Activa
S6_ION_VARH	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4244_EQ_Energía Reactiva
S6_ION_HZ	ELCTO_HCYOESTE_10KV_A4244_FREQ_Frecuencia
LN_ION_VAB	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_VRS_Tensión de Línea RS
LN_ION_VBC	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_VST_Tensión de Línea ST
LN_ION_VCA	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_VTR_Tensión de Línea TR
LN_ION_VA	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_VRN_Tensión de fase R
LN_ION_VB	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_VSN_Tensión de fase S
LN_ION_VC	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_VTN_Tensión de fase T
LN_ION_IA	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_IR_Corriente Fase R
LN_ION_IB	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_IS_Corriente Fase S
LN_ION_IC	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_IT_Corriente Fase T
LN_ION_W	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_P_Potencia Activa
LN_ION_VAR	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_Q_Potencia Reactiva
LN_ION_IM	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_IMAX_Corriente Máxima Comparada
LN_ION_HZ	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_FREQ_Frecuencia
LN_ION_WH	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_E_Energía Activa
LN_ION_VARH	ELCTO_HCYOESTE_60KV_L6632_EQ_Energía Reactiva
TPA_ION_VAB	ELCTO_HCYOESTE_60KV_BARRAVRS_Tensión de Línea RS
TPA_ION_VBC	ELCTO_HCYOESTE_60KV_BARRAVST_Tensión de Línea ST
TPA_ION_VCA	ELCTO_HCYOESTE_60KV_BARRAVTR_Tensión de Línea TR
TPA_ION_VA	ELCTO_HCYOESTE_60KV_BARRAVRN_Tensión de fase R
TPA_ION_VB	ELCTO_HCYOESTE_60KV_BARRAVSN_Tensión de fase S
TPA_ION_VC	ELCTO_HCYOESTE_60KV_BARRAVTN_Tensión de fase T
TPA_ION_HZ	ELCTO_HCYOESTE_60KV_BARRAFREQ_Frecuencia
TPA_ION_IA	ELCTO_HCYOESTE_60KV_TP056_IR_Corriente Fase R
TPA_ION_IB	ELCTO_HCYOESTE_60KV_TP056_IS_Corriente Fase S

TPA_ION_IC	ELCTO_HCYOESTE_60KV_TP056_IT_Corriente Fase T
TPA_ION_W	ELCTO_HCYOESTE_60KV_TP056_P_Potencia Activa
TPA_ION_VAR	ELCTO_HCYOESTE_60KV_TP056_Q_Potencia Reactiva
TPA_ION_IM	ELCTO_HCYOESTE_60KV_TP056_IMAX_Corriente Máxima Comparada
TPA_ION_WH	ELCTO_HCYOESTE_60KV_TP056_E_Energía Activa
TPA_ION_VARH	ELCTO_HCYOESTE_60KV_TP056_EQ_Energía Reactiva
SA_ION_1_VAB	ELCTO_HCYOESTE_EQP_SSAA_VRS_Tensión de Línea RS
SA_ION_1_VBC	ELCTO_HCYOESTE_EQP_SSAA_VST_Tensión de Línea ST
SA_ION_1_VCA	ELCTO_HCYOESTE_EQP_SSAA_VTR_Tensión de Línea TR
SA_ION_1_IA	ELCTO_HCYOESTE_EQP_SSAA_IR_Corriente Fase R
SA_ION_1_IB	ELCTO_HCYOESTE_EQP_SSAA_IS_Corriente Fase S
SA_ION_1_IC	ELCTO_HCYOESTE_EQP_SSAA_IT_Corriente Fase T
SA_ION_1_W	ELCTO_HCYOESTE_EQP_SSAA_P_Potencia Activa
SA_ION_2_VAB	ELCTO_HCYOESTE_EQP_SEG_VRS_Tensión de Línea RS
SA_ION_2_VBC	ELCTO_HCYOESTE_EQP_SEG_VST_Tensión de Línea ST
SA_ION_2_VCA	ELCTO_HCYOESTE_EQP_SEG_VTR_Tensión de Línea TR
SA_ION_2_IA	ELCTO_HCYOESTE_EQP_SEG_IR_Corriente Fase R
SA_ION_2_IB	ELCTO_HCYOESTE_EQP_SEG_IS_Corriente Fase S
SA_ION_2_IC	ELCTO_HCYOESTE_EQP_SEG_IT_Corriente Fase T
SA_ION_2_W	ELCTO_HCYOESTE_EQP_SEG_P_Potencia Activa

3.3 Equipamiento suministrado y configuración de CDS

Conforme a lo requerido por el grupo empresarial, el equipamiento suministrado debía diseñarse para operar con aplicaciones SCADA de transmisión y distribución de energía eléctrica, operar en ambientes de alta tensión, altas temperaturas, alta polución y con inmunidad al ruido eléctrico.

3.3.1 Equipos y materiales suministrados

El tablero concentrador de datos de las subestaciones eléctricas contiene equipos basados en arquitecturas abiertas, flexibles y expandibles de acuerdo con las normas tecnológicas, con las siguientes características:

- Escalabilidad. Acompaña el crecimiento de las necesidades en términos de señales de datos, sin reemplazar el sistema completo, sea *hardware* o *software*.
- Interoperabilidad. Tiene posibilidad de integración con equipos de diferentes fabricantes. Soporta el intercambio de información vía protocolos abiertos de comunicación.
- Seguridad. Se alinea a las normas de seguridad física y cibernética.
- Modularidad/reutilización. Está orientado al uso de componentes reutilizables, de manera que los componentes se intercambien entre los CDS sin inconveniente alguno.
- Mantenibilidad. La arquitectura minimiza los costos asociados con los mantenimientos de rutina.
- Accesibilidad. Se accede a los datos y se escribe programas de aplicación cuando es necesario, basándose únicamente en la documentación existente.

Los materiales necesarios para la fabricación del tablero CDS suministrado en la subestación de referencia se indican en la tabla 3.5:

Tabla 3.5 Lista de materiales para CDS de la subestación de referencia. [13]

Fuente: Schneider Electric.

Cantidad	Descripción	Fabricante
32	Manguera PVC de cable plano de 20 Vías, 28 AWG.	3M
2	Selector de 2 posiciones + 1 contacto auxiliar en posición 1.	Gave
1	Cables flexibles (TPO) monopolares sec. 1,5 mm ² .	Generic
1	Cables flexibles (TPO) monopolares sec. 4 mm ² .	Generic
1	Cables flexibles (TPO) monopolares sec. 2,5 mm ² .	Generic
1	Terminales puntera de presión Cu+Sn preaislados.	Generic
1	Terminales redondo de presión Cu+Sn preaislados.	Generic
1	Terminales horquilla de presión Cu+Sn preaislados.	Generic
1	Mecanizados y agujeros	Generic
1	Marcadores de bornas (PC) sin halógenos.	Generic
1	Conjunto de bridas ajustables de Velcro doble cara, ancho 20 mm.	Generic
1	Conjunto de tornillos, tuercas y arandelas para fijación mecánica	Generic
1	Funda helicoidal Ø 2,5-12 mm. Polietileno (FHP) de llama retardada.	Generic
1	Funda helicoidal Ø 4,5-50 mm. Polietileno (FHP) de llama retardada.	Generic
1	Tubos marca cables termoretráctil H2 imprimible.	Generic
1	Cables flexibles (TPO) monopolares sec. 6 mm ² .	Generic
1	Marcacables de PVC film. Color blanco 15 x 15 x 50 mm. Cables Ø 6 a 10 mm.	Generic
1	Conjunto de remaches con cabeza alomada DIN 7337-B (d.4 mm. x L. 10 mm).	Generic
3	Trenzas Planas de Tierra (Cu+Sn) Anch=20-25mm/L=150-200mm.	Generic
1	Perfil protector de bordes con núcleo metálico PVC rígido.	Generic
1	Rótulo identificador de armario 350 X 50 mm.	Generic
86	Etiqueta PVC rígida adhesiva, fondo negro y letras en blanco (20 x 9 x 1.5 mm).	Generic
10	Carril DIN simétrico de 35x15 mm.	Generic
4	Conjunto de Cables de Tierras Secc. 4 mm ² . Incluye material de fijación.	Generic
2	Cable directo LAN Ethernet UTP5E EIA/TIA-568B RJ45 color verde L= 1m.	Generic
5	Cable de 4 pares trenzados (FTP Cat. 5e 24AWG).	Generic
8	Conector DB9 macho con carcasa metálica apantallada.	Generic
1	Pletina de Cobre electrolítico roscada M5 CU-ETP 99,90% (15x5 mm).	Generic
3	Separador roscado M/H de latón niquelado M6x30.	Generic
30	Tornillo M6x12 cabeza hexagonal DIN 933 de acero cincado.	Generic
24	Conjunto de Tornillo M6x16 DIN 933, tuerca DIN 934 y arandela DIN 125-A.	Generic
30	Arandela M6 DIN 125-A acero cincado.	Generic

1	Cable BNC(M)-1.6/5.6(H) con dos cables sueltos en el otro extremo (1m).	Generic
64	Conector IDC hembra de 20 vías.	Harting
2	Managed Fast Ethernet RSP Switches.	Hirschmann
1	Protección contra sobretensión 120Vac (PLT-SEC-T3-120-FM).	Phoenix C.
1	Protección contra sobretensión 230Vac (L1, N, PE).	Phoenix C.
2	Módulo de redundancia 5-24 Vcc, 2 x 5 A, 1 x 10 A.	Phoenix C.
1	Módulo de diodos redundancia 12-24DC tipo QUINT-DIODE/12-24DC/2X20/1X40.	Phoenix C.
2	Convertidor de Tensión 100..240 Vac-95..250 Vdc/5Vdc 6,5A.	Phoenix C.
2	Convertidor de Tensión 24V 20A TRIO-PS-2G/1AC/24DC/20.	Phoenix C.
13	Bornero de entradas digitales T-UM 45/TELVENT/32DI.	Phoenix C.
6	Bornero de salida digital con relés T-UM 108/SA-LSDS16 P&B-KDDP24.	Phoenix C.
1	GPS.	SEL
1	Retenedor para puerta neumático 120°.	Schneider
8	Escuadras de fijación de la placa de montaje.	Schneider
2	(SM_BPX/4) Backplane de Electrónica 4 Slots.	Schneider
2	Backplane de Electrónica 9 Slots (SM_BPX/9).	Schneider
13	Módulo de 32 Entradas Digitales Tipo SM_DI32/B/P2. (24 Vdc).	Schneider
3	Módulo de 32 Salidas Digitales tipo SM_DO32T/B C2.P2. (24Vdc).	Schneider
2	Módulo de Control SM_CPU866e 2 P/Gb.-ETH y 2 P/ Gb.-ETH o FO.	Schneider
2	Interruptor de puerta SF NC+NA.	Schneider
1	Termostato NA.	Schneider
2	Lámpara 230Vca con interruptor y toma schuko.	Schneider
1	Interruptor diferencial para corrientes de defecto alterna (25A-30mA).	Schneider
1	Interruptor magnetotérmico bipolar C60H-DC 20A Curva C 6KA/500 VCC.	Schneider
1	Interruptor magnetotérmico bipolar C60H-DC 6A Curva C 6KA/500 VCC.	Schneider
1	Contacto Auxiliar OF para C60H (VCC).	Schneider
1	Interruptor magnetotérmico C60H-DC 10A Curva C 6KA/500 VCC.	Schneider
1	Interruptor magnetotérmico C60N 10A Curva C.	Schneider
1	Ventilador de techo 575 m3/h 230Vac IP54 RAL 7035 S.	Schneider
1	Etiqueta identificación de armario.	Schneider
2	Rótulo adhesivo.	Schneider
26	Tapa lateral borna (gris).	Schneider
78	Tope borna ancho 5,2 mm	Schneider
2	Rejilla de salida RAL 7035 con filtro sintético estándar G2 M1.	Schneider
2	Rejilla de salida RAL 7035 con filtro sintético estándar G2 M1.	Schneider
52	Soporte porta etiqueta.	Schneider
1	Armario metálico (2000x800x800mm) RAL 7035 C/PM RAL 7035.	Schneider

2	Kit de zócalo frontal (cantoneras + paneles frontales) 800x100mm.	Schneider
2	Kit de zócalo lateral (tapas de cantoneras + paneles laterales) 800x100mm.	Schneider
2	Panel lateral 2000x800mm RAL 7035.	Schneider
4	Cáncamos para transporte.	Schneider
1	Puerta doble ciega SF/SM 2000x800 mm. con manetas RAL 7035.	Schneider
1	Tapa entrada de cables con dos entradas para armario SF 800x800.	Schneider
14	Traviesa rápida 90x800.	Schneider
1	Placa de montaje 2000X800 mm	Schneider
4	Borna conexión por tornillo sección 0,5-6 mm ² .	Schneider
16	Borna conexión por tornillo sección 0,5-4 mm ² .	Schneider
25	Borna seccionable conexión por tornillo sección 0,5-4 mm ² .	Schneider
1	Borna de tierra conexión por tornillo sección 0,5-6 mm ² .	Schneider
516	Borna de doble piso de conexión por tornillo.	Schneider
6	Borna de tierra conexión por tornillo.	Schneider
104	Puente de 4 polos.	Schneider
1	Toma de corriente 2P+T 250V 16A (Tipo F).	Schneider
1	Conjunto de retenedor 80x40 en U42X.	UNEX
1	Conjunto de retenedor 80x60 en U42X.	UNEX
8	Conjunto de canaleta ranurada de 80x80 mm libre de Halógenos RAL 7035.	UNEX
4	Conjunto de canaleta ranurada de 80x60 mm libre de Halógenos RAL 7035.	UNEX
8	Conjunto de canaleta ranurada de 80x40 mm libre de Halógenos RAL 7035.	UNEX
3	Conjunto de canaleta ranurada de 80x100 mm libre de Halógenos RAL 7035.	UNEX
8	Conjunto de canaleta ranurada de 60x30 mm libre de Halógenos RAL 7035.	UNEX
1	Conjunto de canaleta ranurada de 30x30 mm libre de Halógenos RAL 7035.	UNEX

El CDS se ensambló de forma modular, es decir, módulo de procesamiento, módulos de comunicaciones, módulo de fuente de poder y módulos de entradas y salidas (que debían poder insertarse en cualquier orden).

Luego del diagnóstico en la subestación, se determinó que el suministro debía ser el mostrado en la tabla 3.6:

Tabla 3.6 Metrado de la subestación de referencia [14]

Fuente: elaboración propia.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	UNIDAD	OBSERVACIONES
1	Tablero CDS	1	Un	Tablero que incluye borneras, equipamiento eléctrico interno, cableado, sistema de iluminación, puertas, selector de dos posiciones.

2	Backplane 4	2	Un	Base de 04 <i>slots</i> para montaje de CPU redundante.
3	Backplane 9	1	Un	Base de 09 <i>slots</i> para montaje de módulos.
4	CPU	2	Un	CPU Saitel 866e.
5	Módulo DI	2	Un	Módulo para instalar en <i>backplane</i> , conexión tipo SLOT y 32 entradas simples por módulo.
6	Bornero DI	2	Un	Bornero riel DIN, entrada de adquisición cableada de campo, 01 unidad por módulo DI.
7	Módulo DO	1	Un	Módulo para instalar en <i>backplane</i> , conexión tipo SLOT y 32 salidas por módulo.
8	Bornero DO	2	Un	Bornero riel DIN, salida de control tipo relevador cableada a campo, 02 unidades por módulo DO y 16 salidas por bornero.
9	Relevador de comunicación	2	Un	Relevador de alta disponibilidad RSPS25 con un puerto de fibra.
10	Fuente de 24 VDC - 10 A	2	Un	Para energización de componentes internos del tablero.
11	Fuente de 5.4 VDC - 6 A	2	Un	Para energización de <i>backplanes</i> .
12	GPS	1	Un	GPS con salida IRIG-B.

3.3.2 Características del gabinete montado

El gabinete o tablero suministrado contiene los equipos electrónicos y de comunicación necesarios para el intercambio de información entre los dispositivos de la subestación eléctrica y el centro de control.

Entre los principales equipos que están instalados en el tablero se mencionan los siguientes: módulo de control CPU66e, módulo de entradas digitales, módulo de salidas analógicas, *backplane*, conmutador de comunicación, GPS, interruptores diferenciales, interruptores termomagnéticos, borneras, entre otros.

En la tabla 3.7 se muestran las principales características del tablero instalado en la subestación de referencia:

Tabla 3.7 Características de tablero instalado en la subestación de referencia

Fuente: Schneider Electric.

Fabricante	Schneider Electric
País de procedencia	España
Modelo	Spacial SF

Dimensiones	2000 x 800 x 800 mm
Puerta frontal	Ciega
Puerta posterior	Ciega
Manijas	Una en la puerta frontal
Paneles laterales	Dos
Tratamiento de superficies	Acero galvanizado
Techo y piso	Acero galvanizado
Zócalo	RAL 7022
Rack	Sistema de rack de 19" interior
Sistema de climatización	Ventilación forzada
Iluminación	Lámpara fluorescente 11 W - 220 V
Puesta a tierra	Barra de Cobre compensadora de potencial
Grado de protección	IP55
Pintura	Epoxy polyester powder
Fijación	Cuatro placas planas de soporte
Color	RAL 7035

En la figura 3.29 se muestran las vistas sudoeste y noroeste de tablero de alta disponibilidad y en la figura 3.30 las vistas frontal y posterior

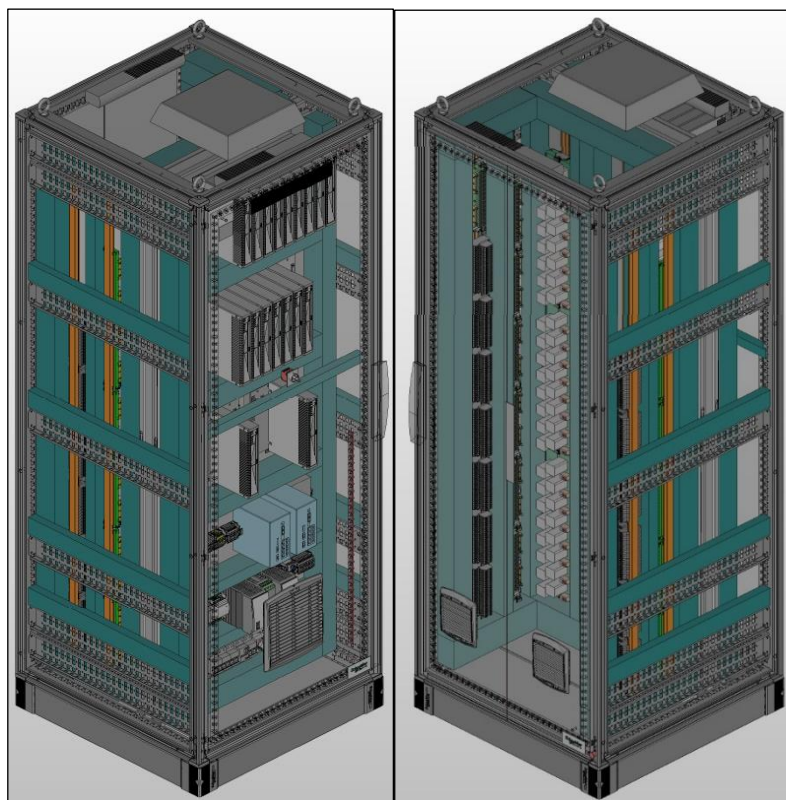


Figura 3.29 Vistas sudoeste y noroeste de tablero de alta disponibilidad

Fuente: Schneider Electric.

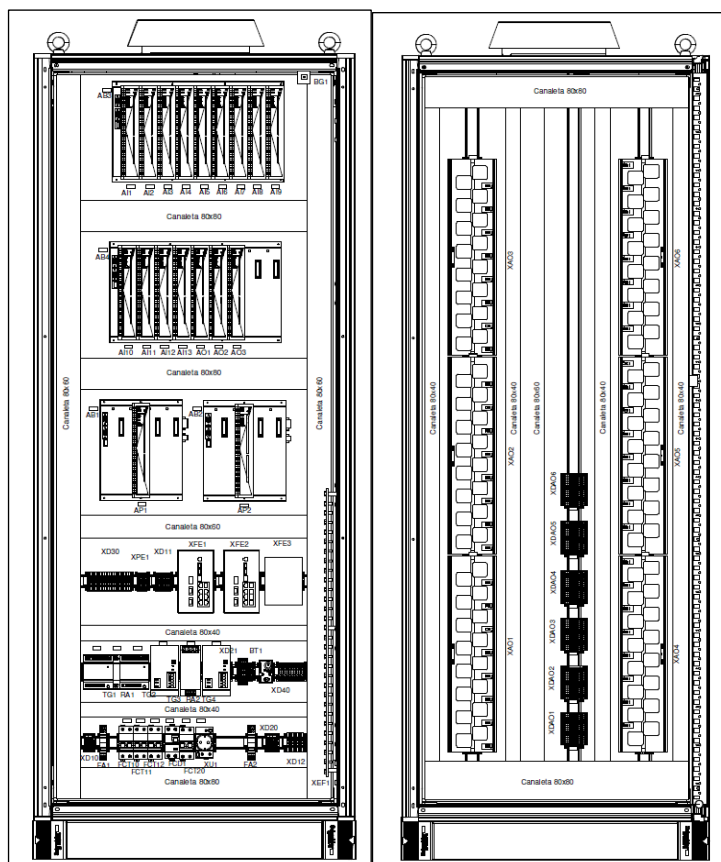


Figura 3.30 Vistas frontal y posterior de tablero de alta disponibilidad

Fuente: Schneider Electric.

3.3.3 Configuración de CDS

En el capítulo II se explicó el *software* de configuración *Easergy Builder* y los respectivos modos: modo *Workspace* y modo Configuración.

Usando ambos modos, en el presente capítulo se describe detalladamente la configuración del CDS de la subestación de referencia. En primer lugar, se inicia el *software Easergy Builder* en su versión 1.0.19. En la figura 3.31 se muestra la pantalla de inicio del *software Easergy Builder*. Una vez que iniciado, se muestra el modo *Workspace*. Se activa el menú contextual (emergente) en el espacio de trabajo y se selecciona Nueva RTU. En este caso, el nombre que se escogió fue SE de referencia. En la figura 3.32 se muestra la creación de nueva RTU en el *software Easergy Builder*.

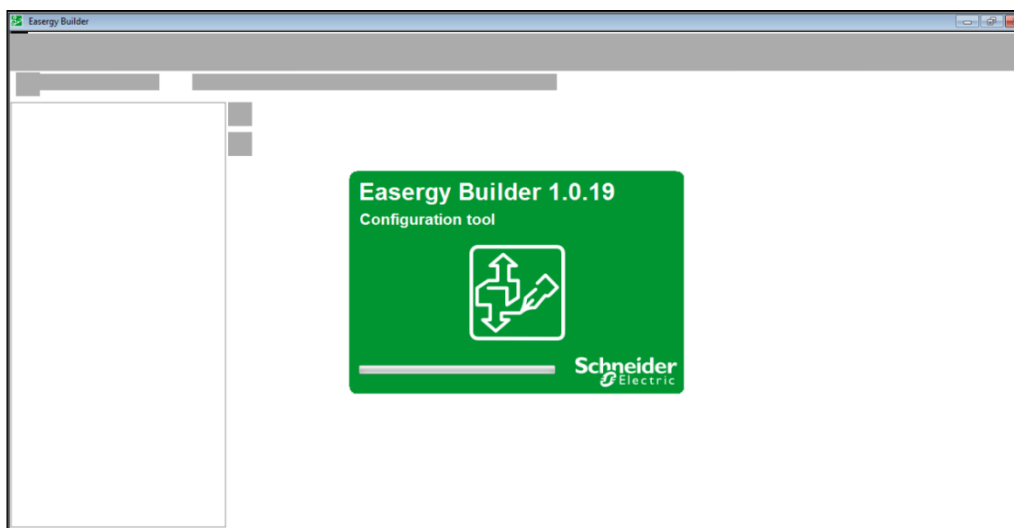


Figura 3.31 Pantalla de inicio del software *Easergy Builder*

Fuente: elaboración propia.

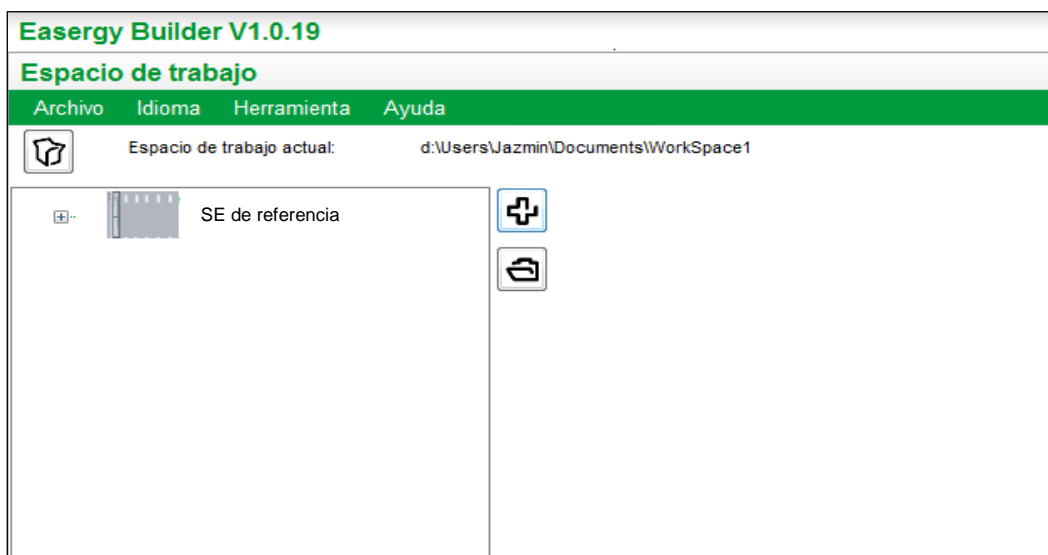


Figura 3.32 Creación de nueva RTU en el software *Easergy Builder*

Fuente: elaboración propia.

Automáticamente, se muestra la ventana RTU *hardware redefinition*, en la cual se configura la cantidad de módulos que incluye el tablero CDS. En este caso y de la tabla 3.6, se seleccionó 01 módulo de salidas digitales y 02 módulos de entradas digitales. El CPU seleccionado es el SM_CPU866e. En la figura 3.33 se muestra la ventana RTU *Hardware redefinition*.

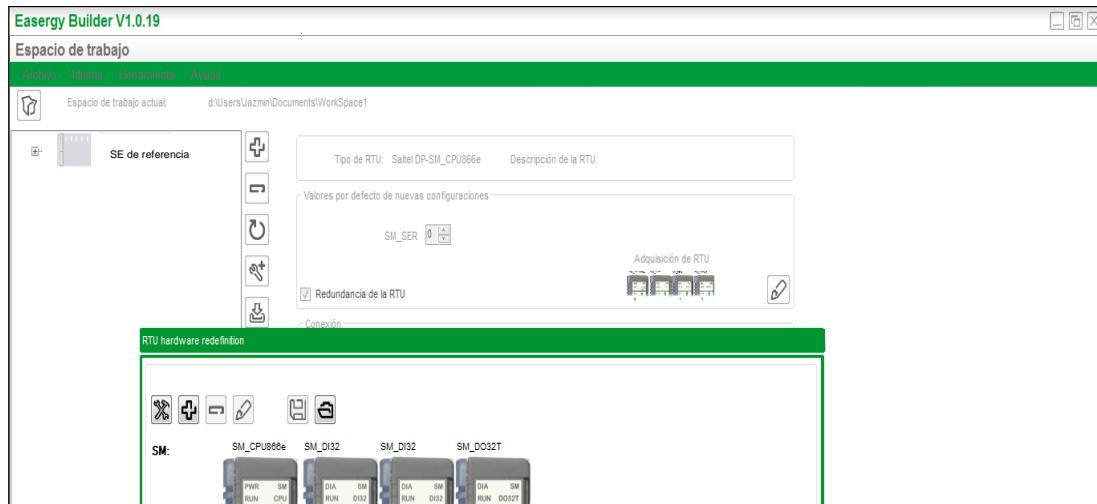


Figura 3.33 Ventana RTU *Hardware redefinition* de software *Easergy Builder*

Fuente: elaboración propia.

Luego de declarado en el *software* el *hardware* disponible en el tablero, se muestra un resumen de la configuración seleccionada. Además, en esta ventana se colocan las direcciones IP de la CPU principal y de la CPU de respaldo. Estas direcciones IP fueron indicadas por el departamento de TI de la empresa. En la figura 3.34 se muestra la ventana de resumen en modo *Workspace*.

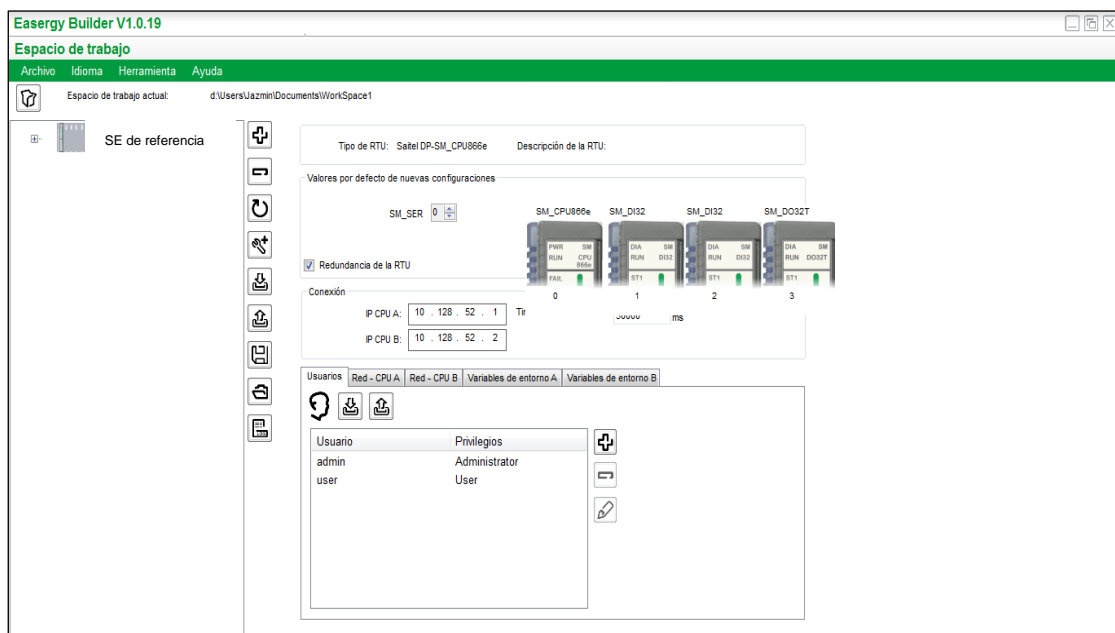


Figura 3.34 Ventana de resumen en modo *Workspace*

Fuente: elaboración propia.

En la figura 3.4 se aprecia que la subestación de referencia incorporó dos usuarios con niveles de privilegio distintos: admin y user.

El nivel de privilegio *Administrator*, el usuario puede acceder a la base de datos, archivos del sistema y escribir/leer las señales vía *Saitel Webtool*. En el nivel de privilegio

User, el usuario puede monitorear la base de datos desde la herramienta *Saitel Webtool*, pero no puede forzar o bloquear ninguna señal. En la figura 3.35 se muestra la ventana de configuración de usuarios.

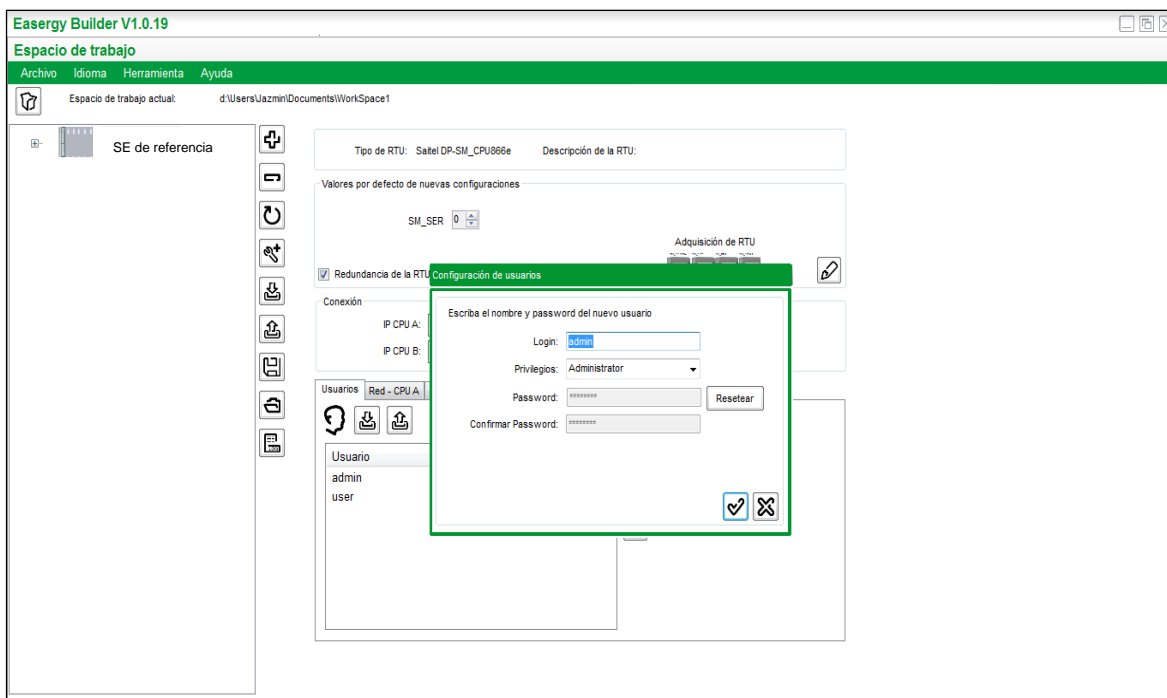


Figura 3.35 Ventana de configuración de usuarios

Fuente: elaboración propia.

En la pestaña Red – CPU, se configuran las direcciones IP de los puertos *Ethernet* de las CPU. En este caso, las direcciones IP establecidas por la empresa para Red – CPU A y para Red – CPU B, se muestran en las figuras 3.36 y 3.37:

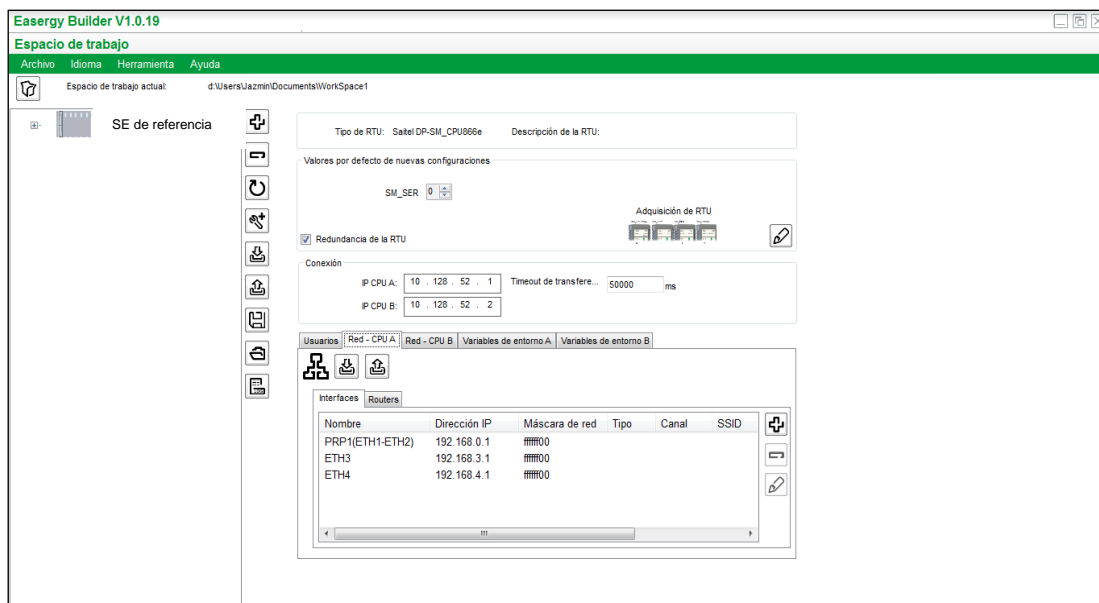


Figura 3.36 Direcciones IP para Red – CPU A

Fuente: elaboración propia.

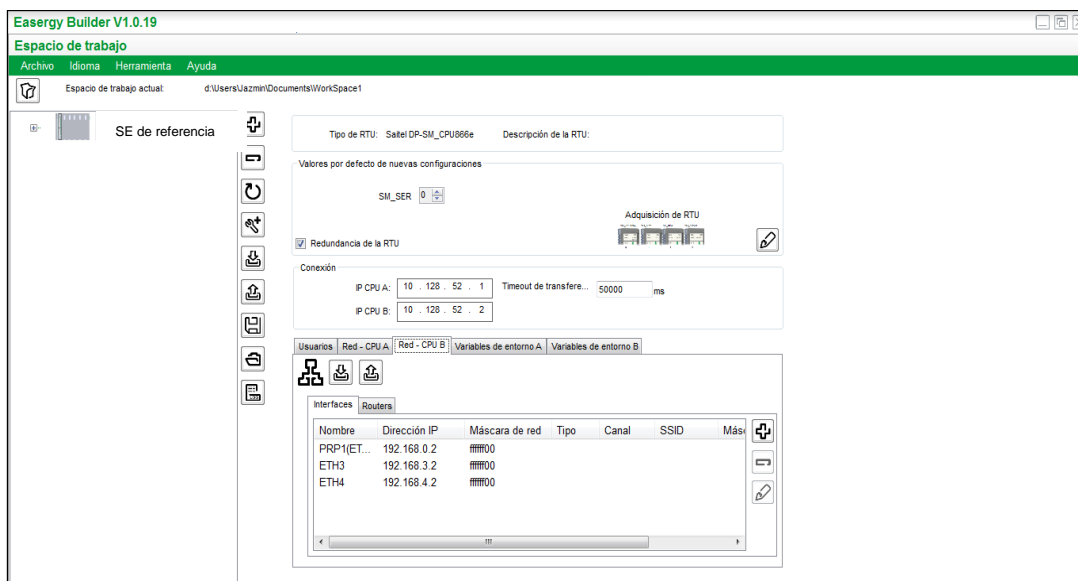


Figura 3.37 Direcciones IP para Red – CPU B

Fuente: elaboración propia.

Las interfaces que tiene la CPU en la SE de referencia son: ETH1, ETH2, ETH3, ETH4, PRP1 (ETH1 y ETH2) y PRP2 (ETH3 y ETH4). El protocolo PRP (*Parallel Redundancy Protocol*) permite utilizar dos puertos físicos como un único puerto lógico, con la misma dirección MAC y la misma dirección IP.

Como se observa en las figuras 3.36 y 3.37, los puertos ETH1 y ETH2 de ambas CPU se configuraron en PRP.

Luego de establecer todos los parámetros de comunicación en ambas CPU, tanto la principal como la de respaldo, se crearon dos configuraciones, nombradas FAT y SAT. Esto se muestra en la figura 3.38.

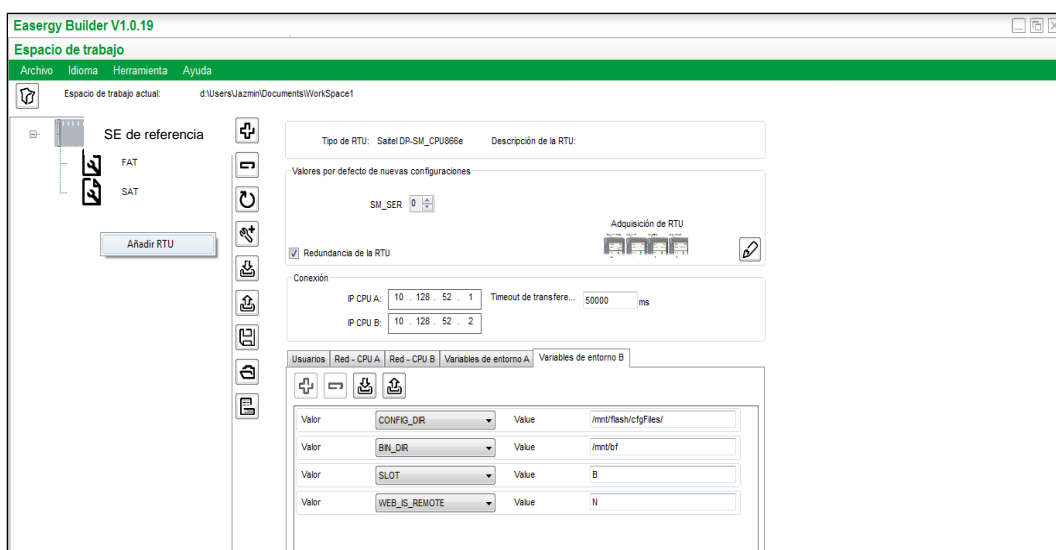


Figura 3.38 Configuraciones FAT y SAT en Easergy Builder

Fuente: elaboración propia.

Se selecciona la configuración SAT y se muestra el modo Configuración de *Easergy Builder*, donde aparecen varias pestañas, entre ellas, la pestaña dispositivos.

En esta ventana, en la parte derecha, se muestran los dispositivos que se han configurado en la RTU. En el lado izquierdo, se muestran los dispositivos por protocolo de comunicación y en la parte central se muestra un esquema de la RTU con los diversos IED configurados en su respectivo protocolo de comunicación. En la figura 3.39 se muestra la pestaña Dispositivos.

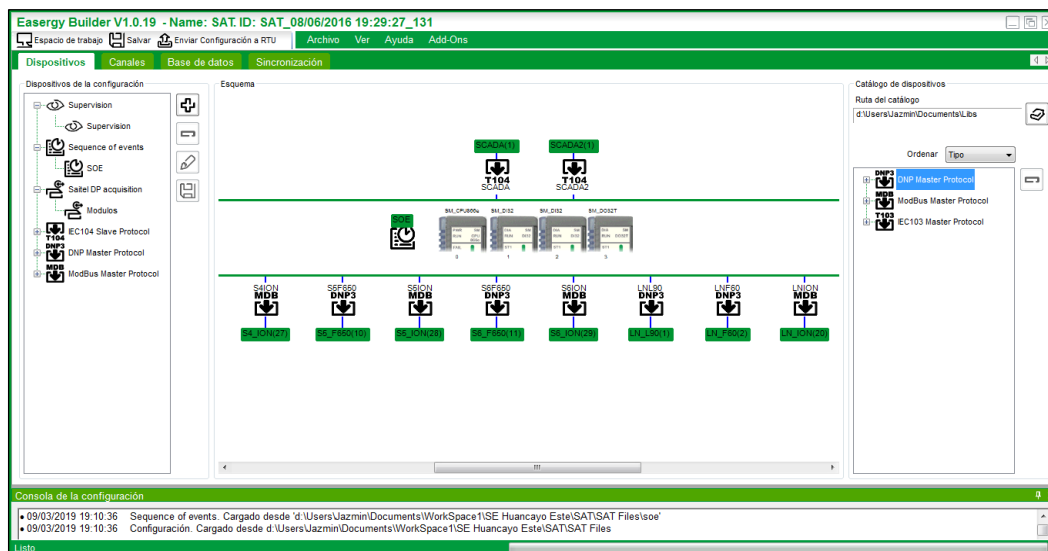


Figura 3.39 Pestaña Dispositivos de *Easergy Builder*

Fuente: elaboración propia.

Para crear un nuevo dispositivo, se selecciona el botón con símbolo de cruz en la parte izquierda. En la nueva ventana se escoge qué tipo de protocolo soporta el dispositivo a agregar, como se muestra en la figura 3.40.

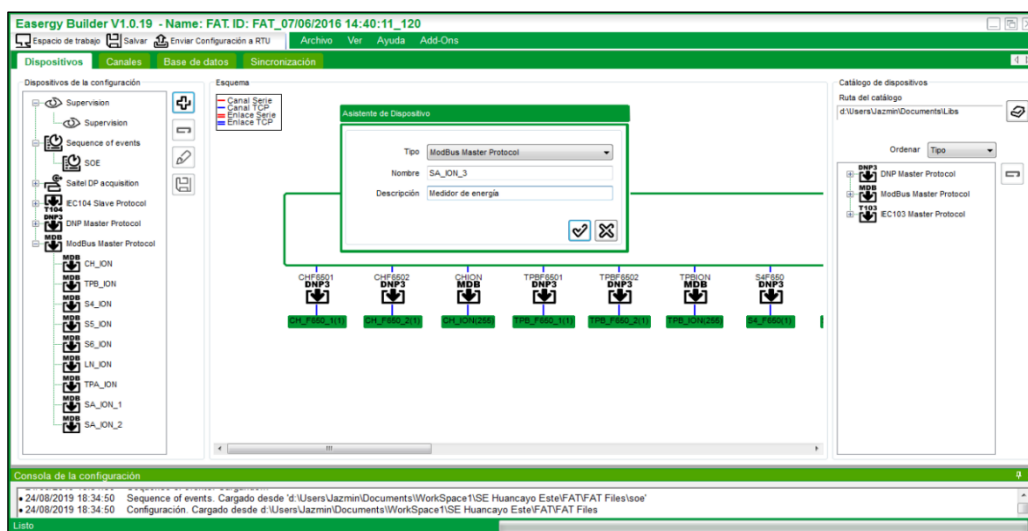


Figura 3.40 Agregando un dispositivo MODBUS a la configuración

Fuente: elaboración propia.

Entre los dispositivos que se configuraron están los relevadores F650, el L90, el F60 y el T60, configurados en DNP3. Mientras que los ION 7650 y 6200 fueron configurados en MODBUS. Además, se crearon dos dispositivos en IEC 104 para el sistema SCADA. Por otra parte, al lado derecho se observa el catálogo de dispositivos configurada para comunicarse en DNP, MODBUS e IEC 103.

El *software Easergy Builder* identifica cada IED como un canal, por lo que se tiene que configurar tantos canales como IED existentes en la subestación.

3.3.4 Configuración de los dispositivos en *Easergy Builder*

Antes de mostrar la configuración de los dispositivos en *Easergy Builder*, es necesario explicar brevemente cómo funciona el protocolo DNP 3 en este *software*.

a. Protocolo DNP 3.0 en *Easergy Builder*

El protocolo DNP 3.0 está orientado a aplicaciones de SCADA, de telecontrol y de sistemas de automatización distribuidos. Permite una comunicación punto a punto y punto a multipunto, además de ser usado por maestros y esclavos para comunicarse mediante canales asíncronos (RS-232, RS-485) o *Ethernet* (TCP-IP).

En el protocolo DNP, los puntos son procesados como objetos. Por ejemplo, las entradas digitales se asocian al Objeto 1 en DNP y los eventos son relacionados al Objeto 2. Las salidas analógicas están asociadas al Objeto 40 (estado de las salidas) o al Objeto 41 (comandos analógicos). Los otros puntos se procesan de la misma forma, todos están asociados a un objeto. De acuerdo con esto, la comunicación entre un maestro DNP y un esclavo DNP puede ser definida por una serie de preguntas/respuestas de diferentes tipos de objetos. [11]

b. Operación de un Esclavo DNP 3.0

Desde el punto de vista de un esclavo DNP, la comunicación con un dispositivo maestro DNP se observa en la figura 3.41. Una serie de dispositivos maestros, generalmente comunicados mediante diferentes canales, consultan a múltiples dispositivos esclavos DNP (cada esclavo está configurado en una sesión distinta). Cada esclavo DNP analiza el mensaje recibido y, basándose en el contenido, lee o escribe los valores en el correspondiente punto de la base de datos *coreDb* del *software*. [11]

c. Operación de un Maestro DNP 3.0

Cada sesión, que está asociada a un dispositivo maestro, envía consultas a una serie de dispositivos esclavos conectados al mismo canal. A cada esclavo consultado se le asignará una dirección de conexión distinta dentro de la misma red (mismo canal). En DNP 3.0, los puntos son agrupados en sesiones. Una sesión es un conjunto de puntos con una dirección de conexión en común. Estos puntos son asociados en un Dispositivo. Además, una sesión tiene un canal de comunicación asociado, que se puede compartir por múltiples

sesiones. En la figura 3.42 se muestra el diagrama de operación de un Maestro DNP. [11]

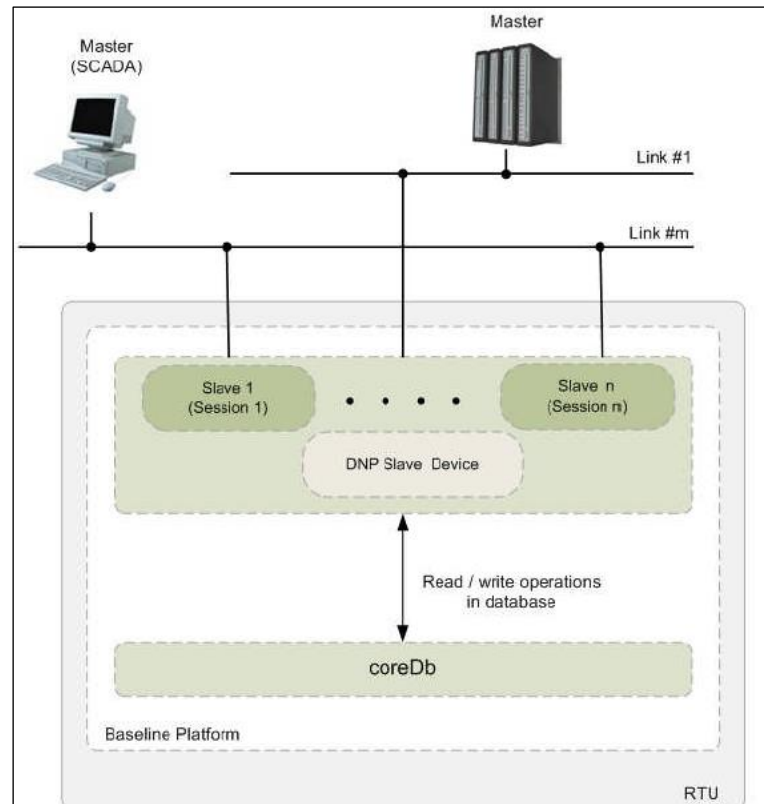


Figura 3.41 Diagrama de operación de un Esclavo DNP en el entorno *Baseline* [11]

Fuente: manual de Schneider Electric.

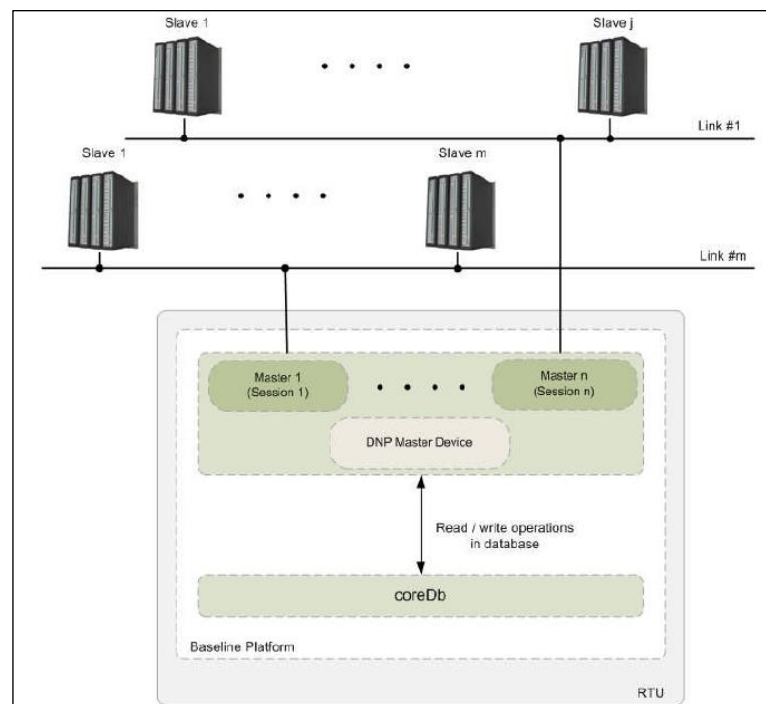


Figura 3.42 Diagrama de operación de un Maestro DNP en el entorno *Baseline* [11]

Fuente: manual de Schneider Electric.

Para configurar un canal se completan los datos solicitados en la ventana de

configuración. El tipo de canal depende del protocolo de comunicación implementado; por ejemplo, para el caso de los relevadores, se selecciona TCP.

Este canal soporta modos *Called* y *Calling*. *Called* se usa si el RTU actúa como Servidor, mientras que *Calling* se usa si el RTU actúa como Cliente.

El campo Puerto Local está asociado a los mensajes de entrada, pero no tiene efecto si el modo especificado es “*Calling*”, mientras que el campo Puerto Remoto tiene el valor de 20000 (es el puerto reservado para comunicación DNP 3.0).

En el campo Lista de IP remotas, se coloca la dirección IP del relevador del cual se quieren leer sus parámetros. Como ejemplo, al relevador Multilin F650 se le asignó la dirección IP 192.168.0.100.

Timeout de conexión indica el tiempo (en milisegundos) de espera por una respuesta, mientras que Tiempo de reconexión indica el mínimo tiempo de espera por un intento de reconexión. Ambos aplican solo para canales *Calling*. Por último, el campo Usar IP Local, indica la única dirección IP que se usará en la conexión. Este campo es opcional. En la figura 3.43 se muestra la configuración del canal para un IED en DNP.

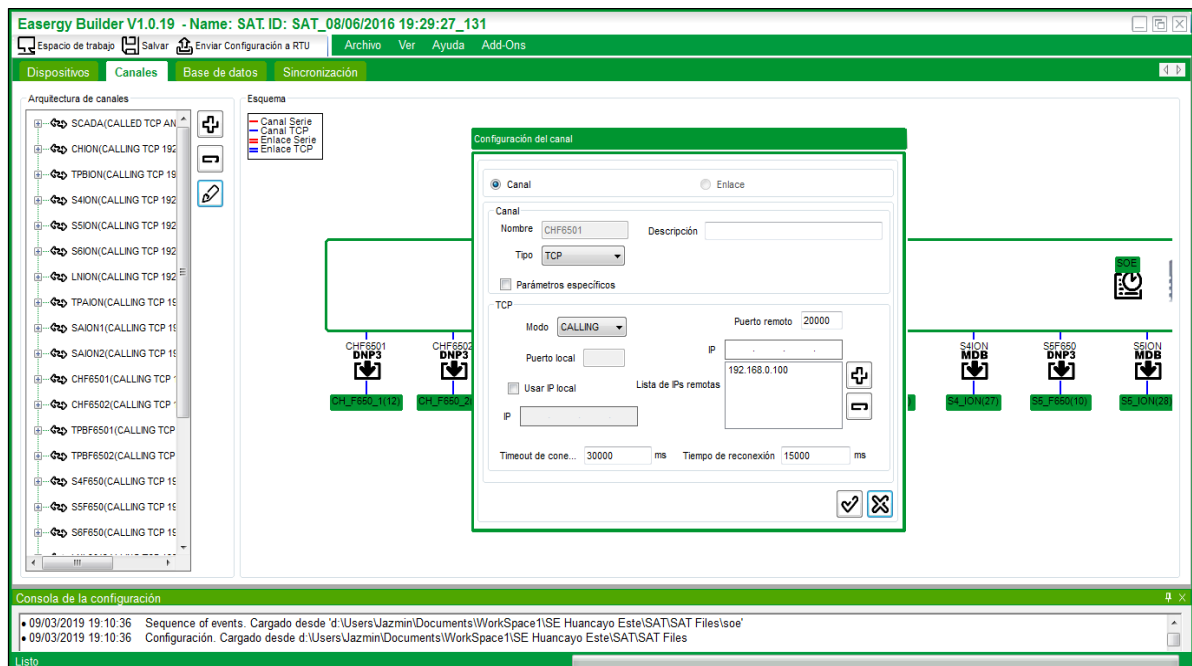


Figura 3.43 Configuración del canal para un IED en DNP

Fuente: elaboración propia.

Para configurar una sesión asociada a un canal, se completan dos parámetros importantes: Grupo de peticiones y dirección de destino. En la figura 3.44 se muestra la configuración de la sesión DNP *Master*.

Grupo de peticiones indica el grupo usado en este canal. En la figura 3.45 se muestra cómo se crea este grupo de peticiones. En este grupo se crean los parámetros asociados a cada petición, especificando el código de las funciones. Por ejemplo, en DNP, el código

para la función de lectura de entradas binarias es el número 1, para la lectura de entradas analógicas es el número 30.

El otro parámetro importante es Dirección de destino, que indica la dirección para esta sesión. Esta dirección debe ser única para todas las sesiones en el mismo canal. En este ejemplo, se le asigna el valor de 12.

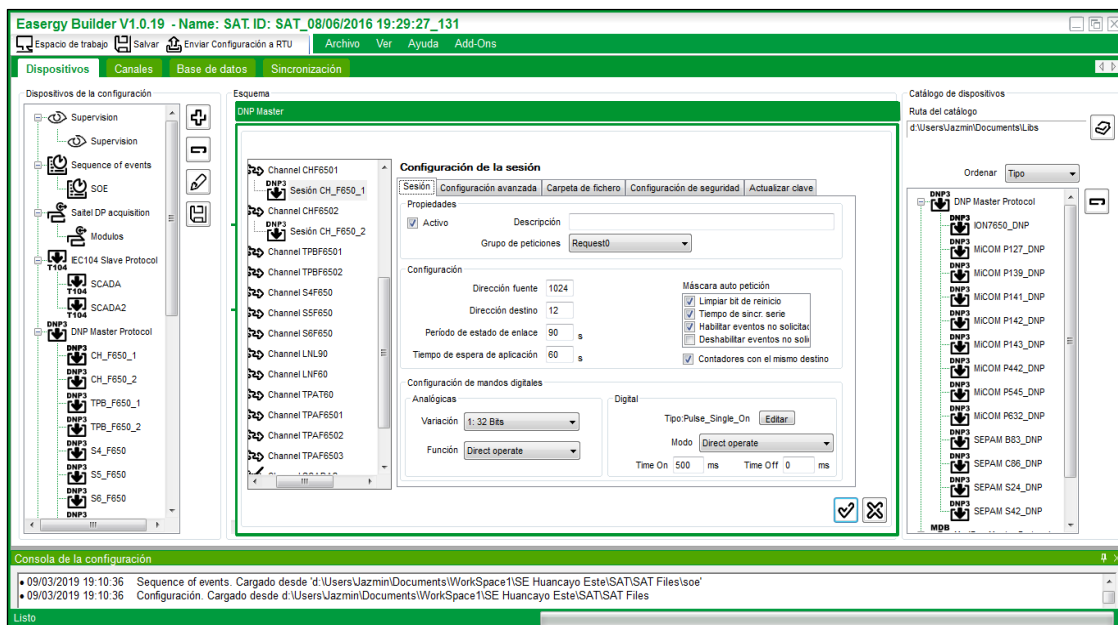


Figura 3.44 Configuración de la sesión DNP Master

Fuente: elaboración propia.

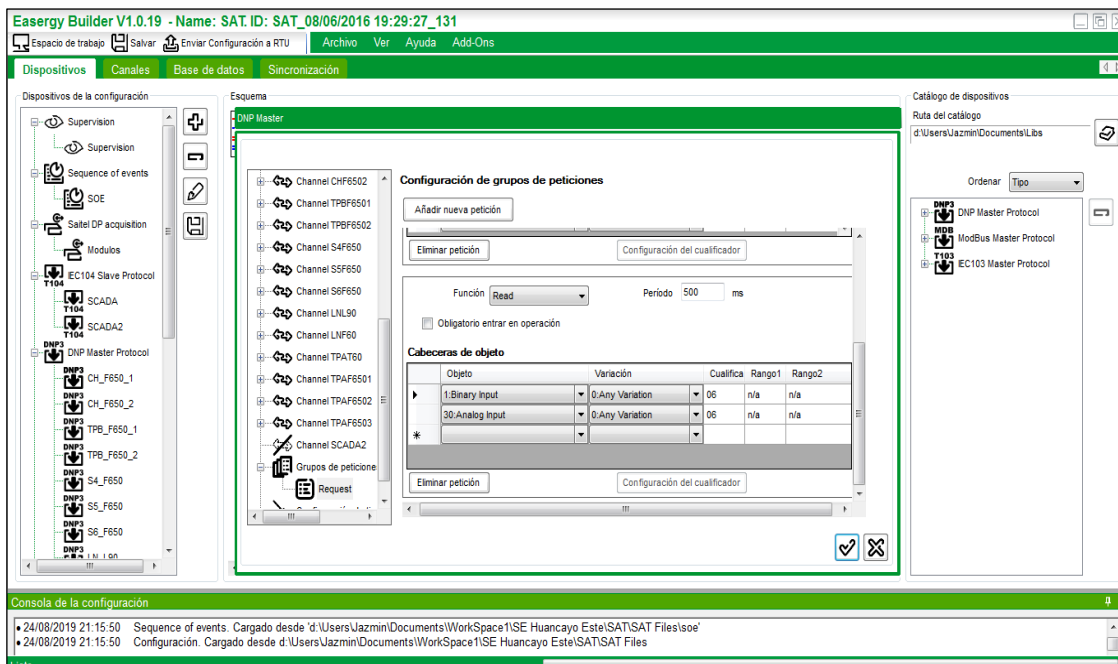


Figura 3.45 Configuración de las peticiones DNP

Fuente: elaboración propia.

Otro de los protocolos de comunicación utilizados en la configuración de los IED existentes en la subestación, fue el protocolo MODBUS, que es un protocolo maestro/esclavo que intercambia información mediante direcciones de esclavos y códigos de funciones. Mediante este protocolo se configuraron los medidores de energía ION 7650 y ION 6200.

d. Operación de un Maestro MODBUS en *Easergy Builder*

El maestro MODBUS es usado para controlar la comunicación con los dispositivos esclavos MODBUS y administrar la información que se intercambia entre estos dispositivos y la base de datos *coreDb*. El maestro MODBUS es una serie de programas ejecutándose en la CPU. Se basa en el *software mdbmBinC* y contiene, al menos, un perfil implementado. Para el momento en el que se configuró la RTU de la subestación de referencia, el único perfil implementado en el *software* era el STD. En la figura 3.46 se muestra la relación entre *coreDb* y un maestro MODBUS. [12]

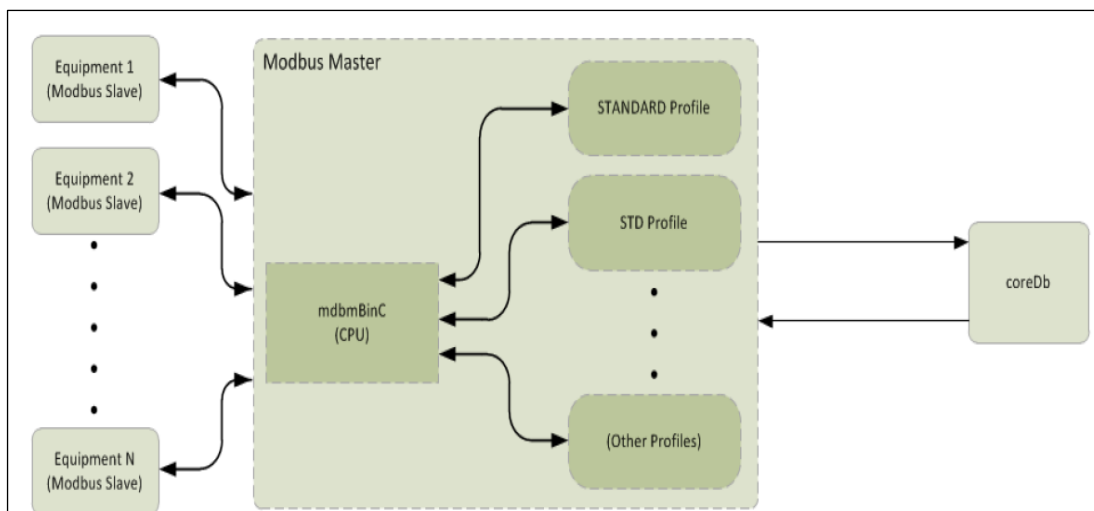


Figura 3.46 Relación entre *coreDb* y un maestro MODBUS [12]

Fuente: manual de Schneider Electric.

e. Operación de un Esclavo MODBUS en *Easergy Builder*

Un esclavo MODBUS permite que se intercambie información entre dispositivos maestros MODBUS y la base de datos en tiempo real *coreDb*.

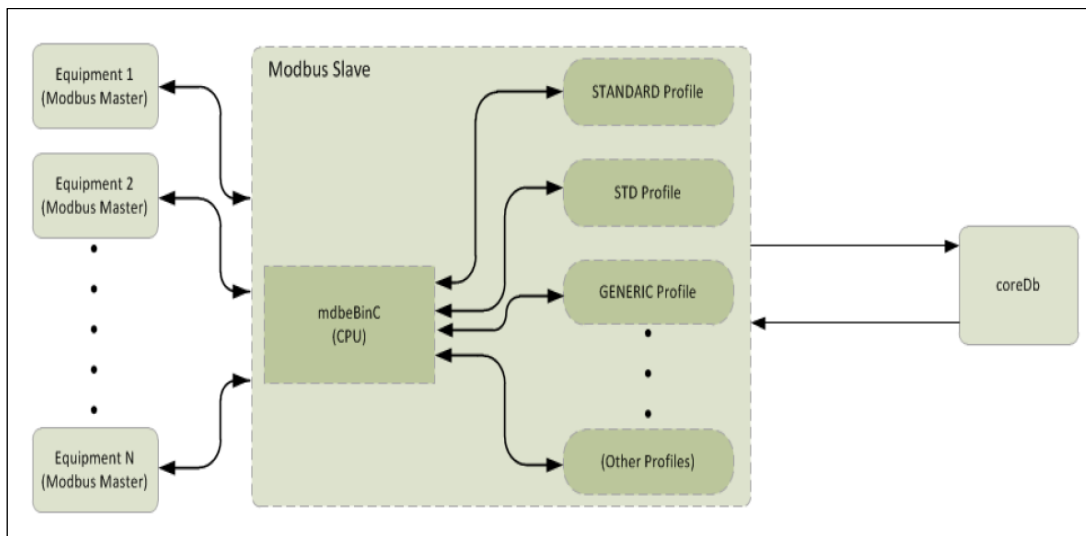


Figura 3.47 Relación entre *coreDb* y un esclavo MODBUS [12]

Fuente: manual de Schneider Electric.

Del mismo modo que para un maestro MODBUS, el único perfil implementado en el software era el STD. Al igual que con el protocolo DNP, en MODBUS también se debe crear un canal por cada dispositivo a comunicar. Esto se muestra en la figura 3.48.

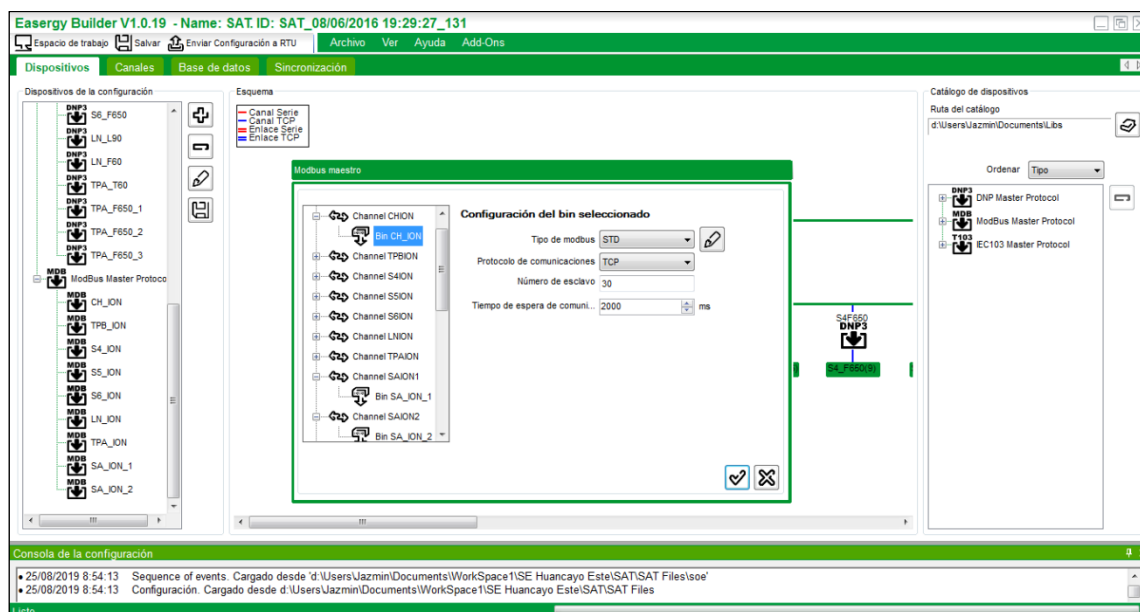


Figura 3.48 Ventana de configuración MODBUS en *Easergy Builder*

Fuente: elaboración propia.

El único perfil disponible en el software es el STD. El protocolo de comunicación por el que se comunicó el ION fue MODBUS sobre TCP. El identificador o número de esclavo asignado para uno de los ION de la subestación es 30. Por último, el tiempo de espera de comunicación se refiere a que, si el maestro no recibe respuesta por parte del esclavo por un periodo mayor al establecido aquí, la comunicación se considera interrumpida. El estado de la comunicación se puede monitorear usando una señal de supervisión DIAG:SERV.

Cada perfil incluye una sección de configuración, que son una serie de parámetros relacionados al protocolo. En la figura 3.49 se muestra la configuración del perfil del maestro MODBUS.

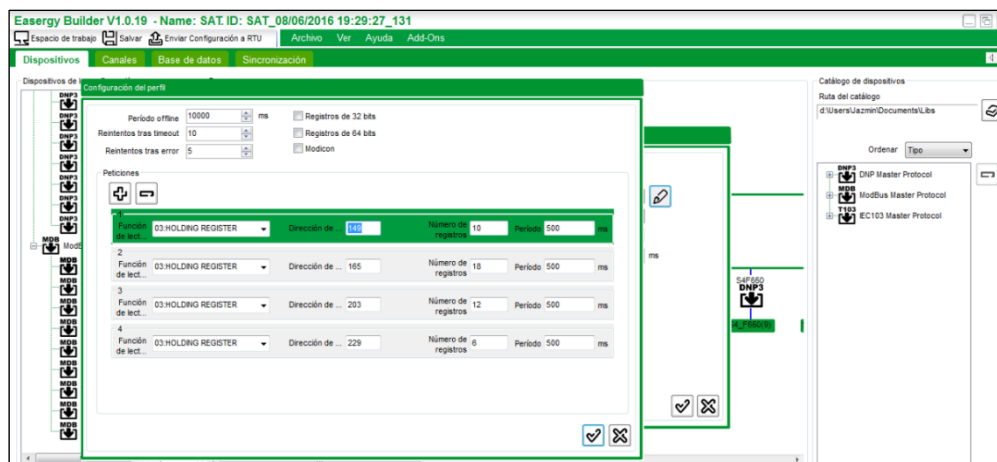


Figura 3.49 Configuración del perfil del maestro MODBUS

Fuente: elaboración propia.

Uno de los códigos de función de lectura disponibles es el 03 *Read Holding Registers*, que permite realizar la lectura de las entradas y salidas analógicas.

En los medidores ION, los registros empiezan desde cero, de la siguiente manera: 40001=0, 40002=1, y así sucesivamente. [15]

Según la figura 3.49 y el mapa de registros del ION 7650 de las figuras 3.50 y 3.51, se obtuvo la lectura de la corriente de línea, tensión de línea, potencia activa y el consumo de energía.

Label	Address	Module number	Module label	Number of registers	Format	Scaling	Scaling enabled
I a	40150	16	Amp/freq/unbal	1	UINT16	10	Yes
I b	40151	16	Amp/freq/unbal	1	UINT16	10	Yes
I c	40152	16	Amp/freq/unbal	1	UINT16	10	Yes
I 4	40153	16	Amp/freq/unbal	1	UINT16	10	Yes
I 5	40154	16	Amp/freq/unbal	1	UINT16	10	Yes
I avg	40155	16	Amp/freq/unbal	1	UINT16	10	Yes
I avg mn	40156	16	Amp/freq/unbal	1	UINT16	10	Yes
I avg mx	40157	16	Amp/freq/unbal	1	UINT16	10	Yes
I avg mean	40158	16	Amp/freq/unbal	1	UINT16	10	Yes
Freq	40159	16	Amp/freq/unbal	1	UINT16	10	Yes
Freq mn	40160	16	Amp/freq/unbal	1	UINT16	10	Yes
Freq mx	40161	16	Amp/freq/unbal	1	UINT16	10	Yes
Freq mean	40162	16	Amp/freq/unbal	1	UINT16	10	Yes
V unbal	40163	16	Amp/freq/unbal	1	UINT16	10	Yes
I unbal	40164	16	Amp/freq/unbal	1	UINT16	10	Yes
Phase Rev	40165	16	Amp/freq/unbal	1	UINT16	10	Yes
VIn a	40166	17	Volts	2	UINT32	10	No

Figura 3.50 Mapa de registros para corriente y tensión en el ION 7650

Fuente: manual de Schneider Electric.

kW b	40200	18	kW/kVAr/kVA	2	INT32	1/1000	No
kW c	40202	18	kW/kVAr/kVA	2	INT32	1/1000	No
kW tot	40204	18	kW/kVAr/kVA	2	INT32	1/1000	No
kW tot mx	40206	18	kW/kVAr/kVA	2	INT32	1/1000	No
kVAR a	40208	18	kW/kVAr/kVA	2	INT32	1/1000	No
kVAR b	40210	18	kW/kVAr/kVA	2	INT32	1/1000	No
kVAR c	40212	18	kW/kVAr/kVA	2	INT32	1/1000	No
kVAR tot	40214	18	kW/kVAr/kVA	2	INT32	1/1000	No
kVAR tot mx	40216	18	kW/kVAr/kVA	2	INT32	1/1000	No
kVA a	40218	18	kW/kVAr/kVA	2	INT32	1/1000	No
kVA b	40220	18	kW/kVAr/kVA	2	INT32	1/1000	No
kVA c	40222	18	kW/kVAr/kVA	2	INT32	1/1000	No
kVA tot	40224	18	kW/kVAr/kVA	2	INT32	1/1000	No
kVA tot mx	40226	18	kW/kVAr/kVA	2	INT32	1/1000	No
kWh del	40230	19	kWh/kVAh	2	INT32	1/1000	No
kWh rec	40232	19	kWh/kVAh	2	INT32	1/1000	No
kVAh del	40234	19	kWh/kVAh	2	INT32	1/1000	No
kVAh rec	40236	19	kWh/kVAh	2	INT32	1/1000	No
kVAh del+rec	40238	19	kWh/kVAh	2	INT32	1/1000	No

Figura 3.51 Mapa de registros para potencia y consumo en el ION 7650

Fuente: manual de Schneider Electric.

Se debe considerar que la dirección 149 colocada en el *software Easergy Builder*, corresponde a la dirección MODBUS 40150. Del mismo modo, a continuación, las equivalencias para los demás registros mostrados en la figura 3.49:

- 165 = 40166
- 203 = 40204
- 229 = 40230

La configuración del canal para el ION es similar a la mostrada anteriormente para un relevador en DNP, con la diferencia de que el puerto MODBUS TCP es el 502. En la figura 3.52 se muestra la configuración del canal para un IED en MODBUS.

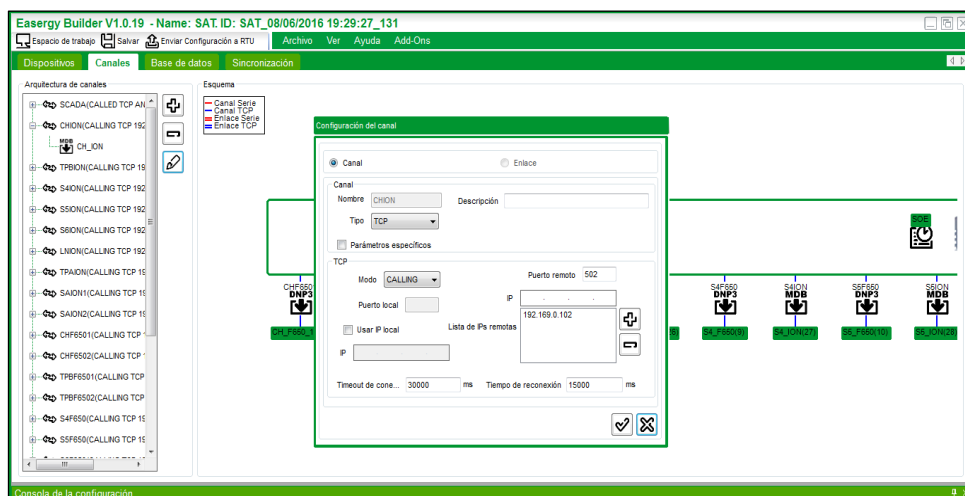


Figura 3.52 Configuración del canal para un IED en MODBUS

Fuente: elaboración propia.

Por último, se configuraron dos dispositivos que representan al sistema SCADA en protocolo de comunicación IEC 60870-5-104, que es un protocolo de telecontrol con el mismo nivel de aplicación que el protocolo IEC 60870-5-101. Utiliza una red TCP/IP para el intercambio de mensajes.

f. Esclavo IEC104

Este dispositivo se puede comportar como si tuviese distintas estaciones controladas o clientes, llamados así porque contiene información que habilita la comunicación con un cliente telecontrol.

El punto es identificado por su IOA (*Information Object Address*) y por su CAA (*Common Address of ASDU*). El conjunto de puntos que comparten el mismo CAA se denomina Sector. Un cliente puede tener varios sectores asociados. Desde el punto de vista de la implementación, un sector es considerado un conjunto de puntos con una dirección común (canal físico). En la figura 3.53 se muestra la conexión del protocolo IEC104 operando como esclavo. [10]

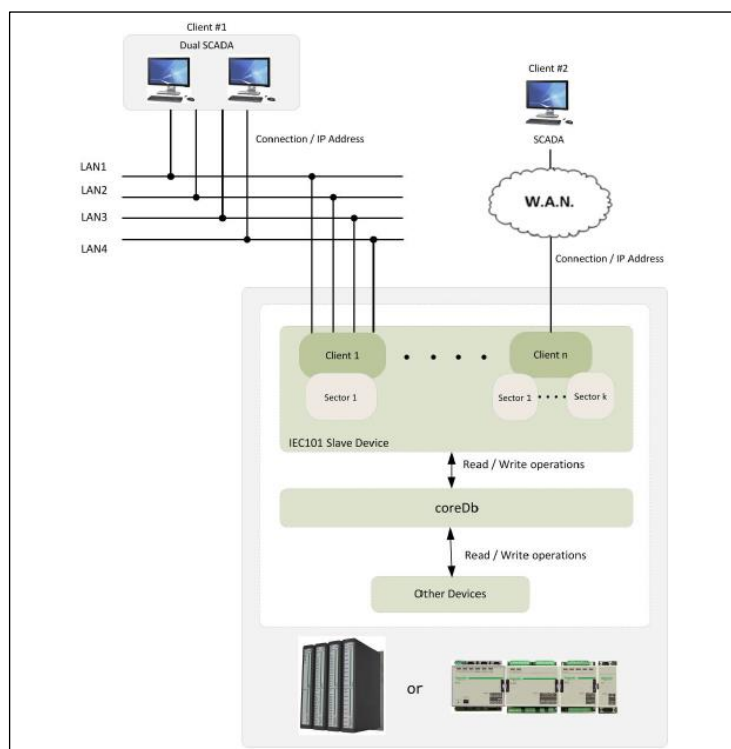


Figura 3.53 Diagrama del manejo de la información en un esclavo IEC104. [10]

Fuente: manual de Schneider Electric.

g. Maestro IEC104

Este dispositivo puede comunicarse con distintas estaciones controladas o servidores, llamados así porque contiene información que habilita la comunicación con un servidor telecontrol. En la figura 3.54 se muestra el diagrama del manejo de la información en un dispositivo maestro IEC104. [10]

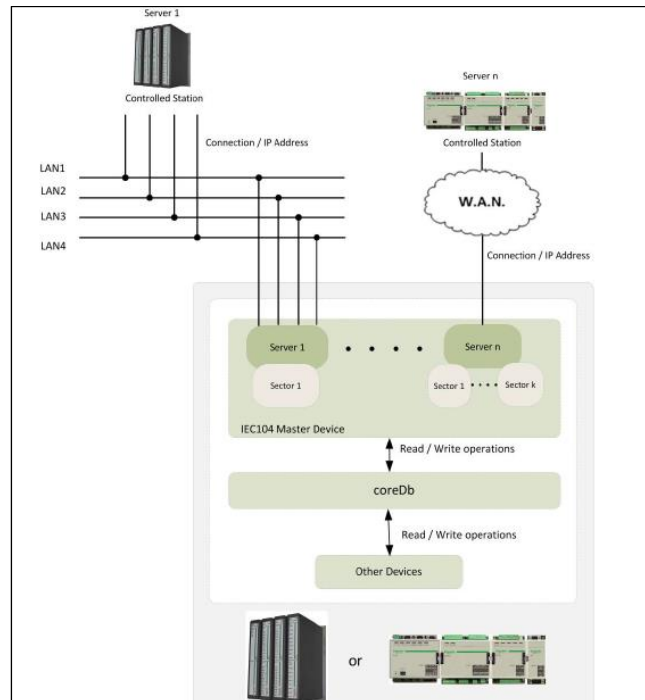


Figura 3.54 Diagrama del manejo de la información en un maestro IEC104 [10]

Fuente: manual de Schneider Electric.

Para la creación de un canal de comunicación en IEC104 se sigue el mismo procedimiento que para la comunicación DNP y MODBUS, con la diferencia que el modo no será *calling*, sino *called*, debido a que la RTU funciona como Servidor. El puerto es el 2404 (normalizado), ya que IEC 60870-5-104 lo usa para enviar mensajes de telecontrol entre dos sistemas.

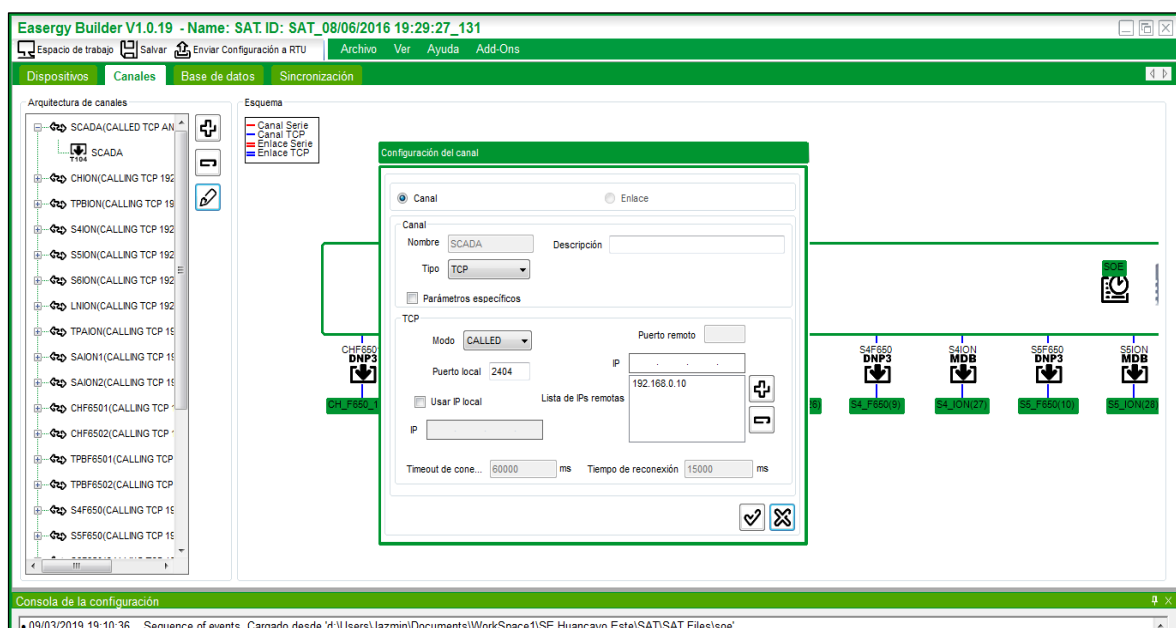


Figura 3.55 Configuración del canal para comunicación con un SCADA

Fuente: elaboración propia.

Además de la pestaña Dispositivos, también se tiene la pestaña Canales, donde se realiza el mismo procedimiento visto para la creación de los canales de comunicación. Esta configuración se puede hacer indistintamente en cualquiera de las dos pestañas.

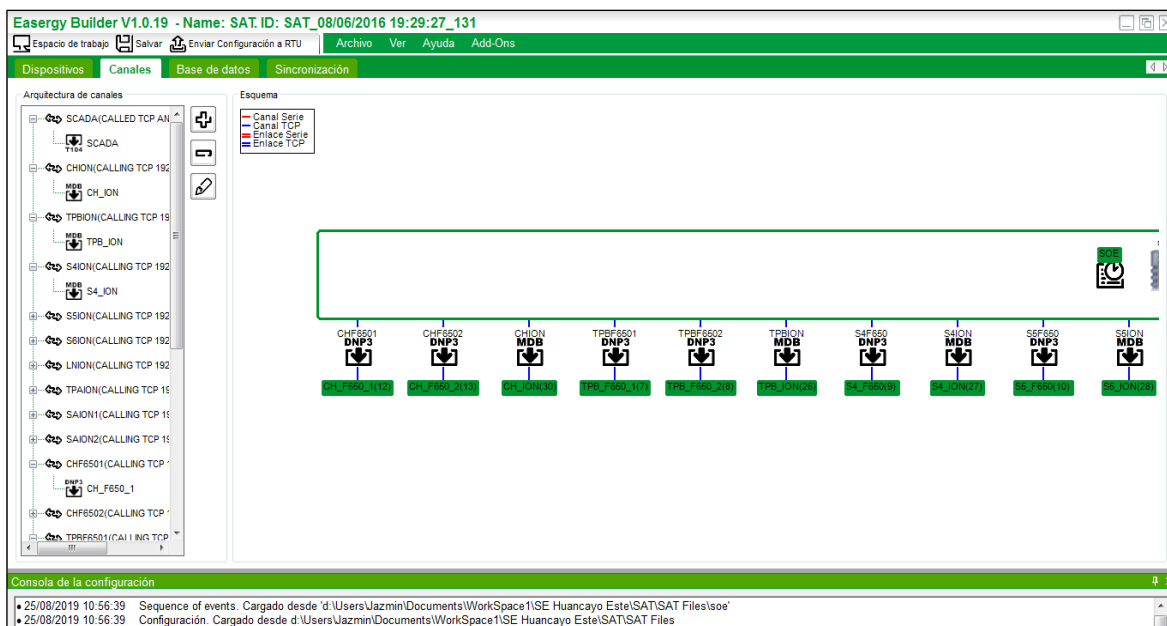


Figura 3.56 Ventana de configuración de Canales en *Easergy Builder*

Fuente: elaboración propia.

La pestaña del *software* mostrada en la figura 3.24 es la de Base de datos, que ya se explicó en el punto 3.2 del presente capítulo.

Finalmente, la última pestaña mostrada en el *software* es la de Sincronización.

Se seleccionó como Dispositivo Primario IRIG, con formato B y código 003.

La sincronización usando IRIG-B, se puede realizar en los siguientes formatos: IRIG-B002, IRIG-B003, IRIG-B007.

En el CPU 866e solo se puede configurar el formato “B” existen formatos A, B, D, E, G y H) y elegir los códigos 002, 003, 006 o 007, que son los reconocidos por el estándar IRIG-B 200-98.

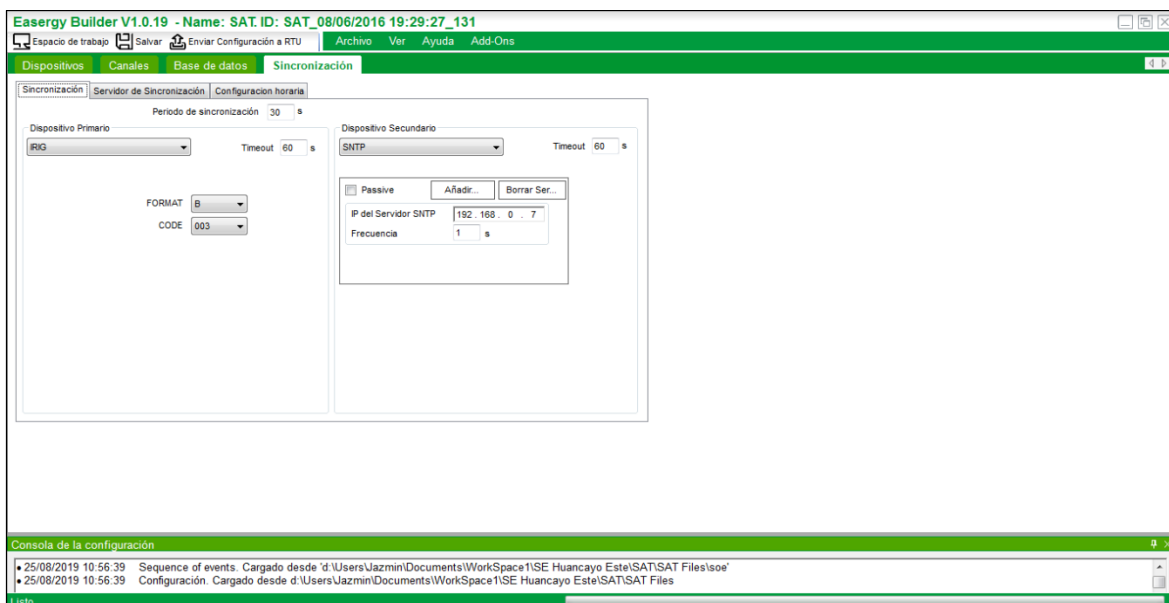


Figura 3.57 Ventana de Sincronización en *Easergy Builder*

Fuente: elaboración propia.

El periodo de sincronización es un valor (en segundos) en el cual los dispositivos (primarios y secundarios) son explorados y el sistema se conecta con el dispositivo prioritario.

El *Timeout* es el tiempo en segundos en el que el dispositivo se establece como desconectado si es que no se reciben mensajes de sincronización.

Se configuró como dispositivo secundario un servidor SNTP con dirección IP 192.168.0.7, con una frecuencia de interrogación de 1 segundo. Cabe mencionar que este dispositivo se conecta cuando el dispositivo principal no responde.

h. Herramienta *Saitel Webtool*

Saitel Webtool es una herramienta usada para mantenimiento y monitoreo de las RTU Saitel. Se monitorea toda información de los puntos de la base de datos *coreDb* en tiempo real. En la figura 3.58 se muestran la ventana de *Login* en *Saitel Webtool*.

Para ingresar a la *web* de una CPU, solo se digita la dirección IP correspondiente a esa RTU y se ingresa el usuario y contraseña.

http://< dirección IP del CPU >

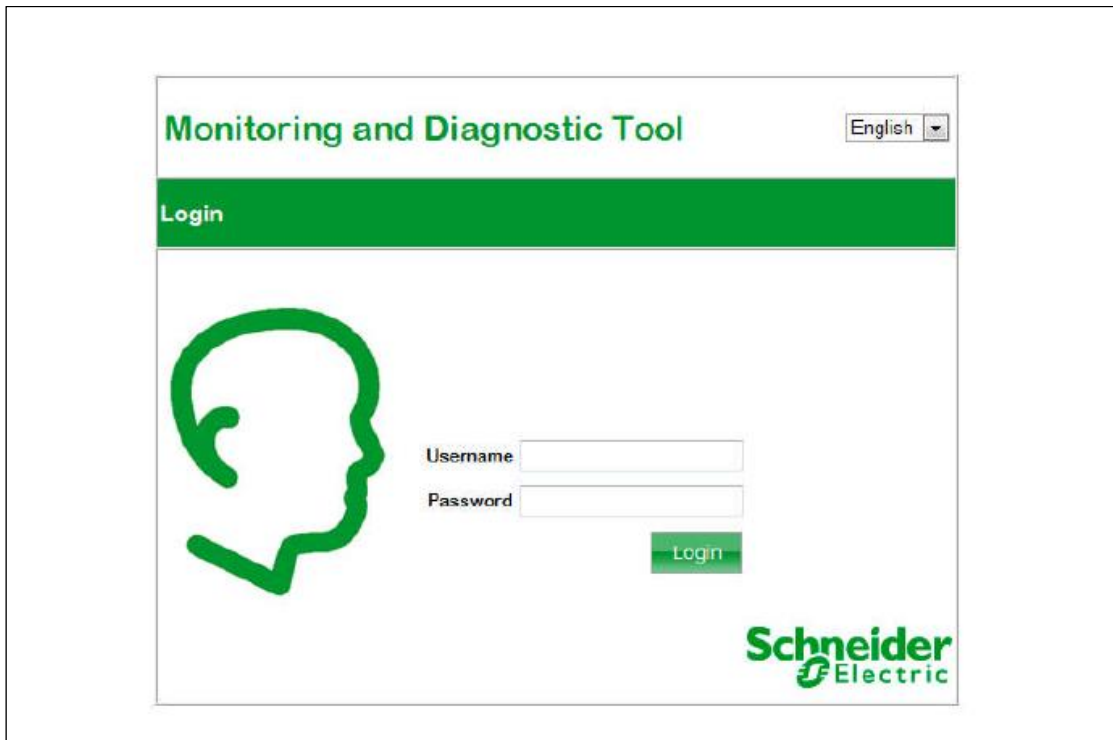


Figura 3.58 Ventana de *Login* en *Saitel Webtool*

Fuente: elaboración propia.

Luego de registrarse, se abre el sitio *web* que contiene información general acerca de la configuración de la CPU, el cual permite la posibilidad de monitorizar las señales en la base de datos, tener acceso a los dispositivos (llamados *Bins*) y a la configuración de comunicaciones. Ello se muestra en las figuras 3.59 a 3.61.

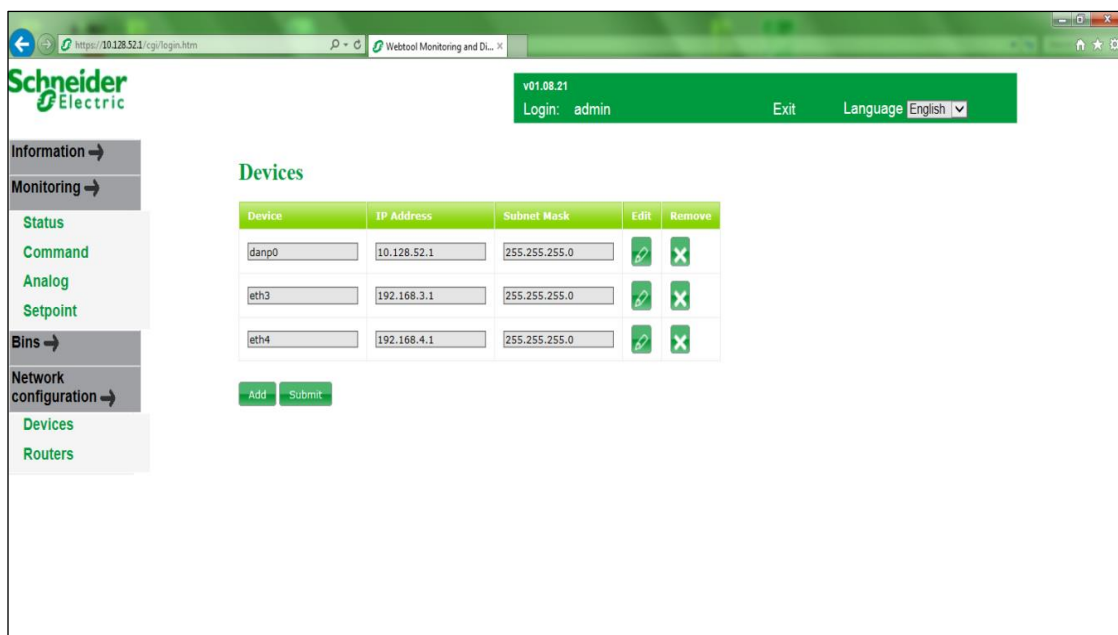


Figura 3.59 Configuración de red en *Saitel Webtool*

Fuente: elaboración propia.

3.4.1 Pruebas de Aceptación en Fábrica (*Factory Acceptance Test*)

Las pruebas FAT tienen como propósito principal inspeccionar el sistema en fábrica de acuerdo con los protocolos previamente establecidos entre proveedor y cliente. Estas pruebas se realizan en los almacenes del proveedor con la supervisión de un responsable designado por el cliente final.

Para el caso de la subestación de referencia, el protocolo de pruebas se desarrolló simulando condiciones reales para todos los niveles de control, de acuerdo con la tabla 3.8. [16]

Tabla 3.8 Pruebas por niveles

Fuente: elaboración propia.

Ítem	Descripción	Tipo	Alcance
1	Pruebas de Nivel 3	Centro de Control	Sistema SCADA de prueba; antes de pasar al Nuevo SCADA.
2	Pruebas de Nivel 2	Subestación	Concentrador de Datos o Unidad Terminal Remota
3	Pruebas de Nivel 1	Bahía	IED (relevadores, medidores, reguladores de tensión, etc.)
4	Pruebas de Nivel 0	Proceso	Interruptor, seccionador, transformador, etc.

Pruebas estructuradas de hardware

a. Inspección Visual

Tabla 3.9 Inspección Visual

Fuente: elaboración propia.

Condiciones Iniciales		
<ul style="list-style-type: none"> - Armarios de control totalmente equipados para la realización de las pruebas. 		
Instrucciones de las Pruebas		
<ul style="list-style-type: none"> - Inspección visual de los armarios de control: <ul style="list-style-type: none"> - Medición de las dimensiones del armario. - Espesor de la pintura - Ausencia de ralladuras - Esperas para salida de conductores - Correspondencia entre los elementos en planos y su ubicación en el armario. - Identificación del <i>Hardware</i>. - Estado de las canaletas. - Identificación del etiquetado. - Identificación de las marquillas. - Comprobación de la luminaria. - Correcta sujeción de los elementos. - Rotulación del armario. - Rotulación del selector local/remoto 		
Criterios de Aceptación		
<ul style="list-style-type: none"> • Equipamiento completo y en buenas condiciones. 		
Resultados	Correcta	Notas

	Sí	No	
Dimensiones del armario			
Estado de la pintura			
Ausencia de rayaduras			
Esperas para salida de conductores			
Identificación del <i>Hardware</i>			
Canaletas			
Etiquetado			
Marquillas			
Luminaria			
Sujeción de elementos			
Rotulación de armario			

En esta prueba, el objetivo fue comprobar visualmente el equipamiento suministrado por Schneider Electric y verificar la distribución de este en el armario de control, de acuerdo con los planos aprobados.

b. Cableado y verificación de alimentación

Tabla 3.10 Cableado y verificación de alimentación

Fuente: elaboración propia.

Condiciones Iniciales			
<ul style="list-style-type: none"> · Armarios de control totalmente equipados y alimentados para la realización de las pruebas. 			
Instrucciones de las Pruebas			
<p>Entrega de planos de CDS respectivamente resaltados. Se siguió el procedimiento siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Comprobación de los circuitos eléctricos y de distribución. 2. Medida de tensión en el armario. Se medirán las tensiones de entrada y salida en fuentes de alimentación y magnetotérmicos, esperándose los valores indicados en los planos de distribución AC y DC. 3. Chequeo de corte de alimentaciones por los interruptores, bornas fusible y elementos seccionables correctos. 4. Verificación de los canales de señales de entrada/salida al sistema de control, solo a nivel visual. 			
Criterios de Aceptación			
<ol style="list-style-type: none"> 1. Equipamiento completo y en buenas condiciones. 2. Estado de alimentación segura en los armarios. Correctamente instalada, cableada e identificada. 3. Los interruptores y sistemas de protección cumplen de acuerdo a especificaciones. 			
Resultados	Correcta		Notas
	Sí	No	
Distribución de Circuitos			
Tensión en el armario			
Alimentación <i>Hardware</i>			
Canales de señales de entrada y salida			
Redundancia de alimentación			
Rotulación de armario			

En esta prueba, el objetivo fue verificar el cableado y la alimentación de los distintos elementos del armario.

c. Prueba de estado y configuración de RTU

El objetivo fue comprobar que los RTU admiten la configuración prevista para su integración en la subestación eléctrica.

Tabla 3.11 Prueba de estado y configuración de RTU

Fuente: elaboración propia.

Condiciones Iniciales			
· RTU energizado			
Instrucciones de las Pruebas			
1. Cargar al <i>software</i> la base de datos prevista.			
Criterios de Aceptación			
1. El RTU pasa a estado RUN y no presenta mensajes de error o precaución que impidan su normal funcionamiento.			
Resultados	Correcta		Notas
	Sí	No	
RTU a RUN			

d. Supervisión del sistema

El objetivo fue verificar el funcionamiento de las señales de supervisión del sistema: fallo de tarjeta y polarización.

Tabla 3.12 Supervisión del sistema

Fuente: elaboración propia.

Condiciones Iniciales				
· RTU en RUN				
Instrucciones de las Pruebas				
Por cada una de las tarjetas del sistema y secuencialmente:				
1. Quitar la tarjeta correspondiente.				
2. Comprobar que en <i>Catweb</i> se detecta el fallo de comunicaciones con la tarjeta.				
3. Volver a conectar la tarjeta.				
4. Desconectar alguna de las cintas planas para quitar la polarización.				
5. Comprobar que el led ST1 y/o ST2 de la tarjeta correspondiente se encuentra activado indicando fallo de polarización y que se observa dicho fallo en <i>Catweb</i> .				
Criterios de Aceptación				
1. Se detecta cada uno de los fallos de comunicaciones de tarjetas, así como los fallos de polarización.				
Resultados	Correcta		Número de serie	Notas
	Sí	No		
Tarjeta de entrada (DI32)			0216A1021534	
Tarjeta de entrada (DI32)			0216A1021535	
Tarjeta de salida (DO32)			0215A1005032	
CPU A			0715A1000106	
CPU B			0216A1000112	

SWITCH			942094999051302057	
SWITCH			942094999051302062	

e. Punto a punto de entradas digitales

Tabla 3.13 Punto a punto de entradas digitales

Fuente: elaboración propia.

Condiciones Iniciales			
<ul style="list-style-type: none"> · RTU en RUN · Base de datos cargada 			
Instrucciones de las Pruebas			
1. Activar cada una de las entradas digitales conectando el borne de común del bornero de entradas digitales con cada una de los bornes de señales de entrada.			
Criterios de Aceptación			
1. La señal forzada coincide en el RTU con la establecida para ese punto. Verificación visual y mediante <i>Catweb</i> .			
Resultados	Correcta		Notas
	Sí	No	
Tarjeta AI1 01			

Se repitió el procedimiento para las 32 entradas de la tarjeta AI1 y de la tarjeta AI2. El objetivo fue verificar la correspondencia entre bornes, cableado, ranura, tarjeta y señal para todas las señales de entrada a campo y su correlación con la base de datos.

f. Punto a punto de salidas digitales

Tabla 3.14 Punto a punto de salidas digitales

Fuente: elaboración propia.

Condiciones Iniciales			
<ul style="list-style-type: none"> · RTU en RUN · Base de datos cargada 			
Instrucciones de las Pruebas			
2. Activar mediante el programa monitor todos los relevadores para cada una de las tarjetas de salidas digitales. Con selectora en Remoto, verificar que se activa el relevador de salida situado en el bornero de salidas digitales. Con selectora en Local, verificar al menos en uno señal por tarjeta que no se activan.			
Criterios de Aceptación			
El relevador correspondiente se activa o no dependiendo de la posición de la selectora Local/Remoto.			
Resultados	Correcta		Notas
	Sí	No	
Tarjeta AI1 01			

El objetivo fue verificar la correspondencia entre tarjeta, señal, cableado y borne para todas las señales de salida a campo.

g. Pruebas de recuperación

Tabla 3.15 Pruebas de recuperación

Fuente: elaboración propia.

Condiciones Iniciales			
<ul style="list-style-type: none"> · RTU en RUN. · Base de datos cargada. 			
Instrucciones de las Pruebas			
<ol style="list-style-type: none"> 1. Quitar la alimentación de una de las fuentes que alimenta al <i>backplane</i> y comprobar que el sistema sigue funcionando correctamente. 2. Reponer la alimentación del <i>backplane</i>. Repetir el paso 1 para la otra fuente. 3. Quitar la fuente que alimenta a los borneros y comprobar el correcto funcionamiento del sistema. 4. Reponer la alimentación y repetir para la otra fuente. 5. Desconectar un CPU y ver que la otro asuma como principal (<i>led online CPU</i>). Simular entradas y salidas. 6. Reponer el CPU y repetir el paso 5 para el otro CPU. 7. Retirar la alimentación de un conmutador y verificar que el sistema opera correctamente mediante el comando ping continuo. 8. Reponer la alimentación del conmutador y repetir paso 7 para el siguiente conmutador. 			
Criterios de Aceptación			
1. El sistema, al reponer la tensión, se restablece sin pérdida de información.			
Resultados	Correcta		Notas
	Sí	No	
Fuente de alimentación TG1			
Fuente de alimentación TG2			
Fuente de alimentación TG3			
Fuente de alimentación TG3			
CPU AP1			
CPU AP2			
XFE1			
XFE2			

El objetivo fue verificar la recuperación del sistema tras un reinicio o una desconexión voluntaria.

h. Pruebas de comunicaciones

Tabla 3.16 Pruebas de comunicaciones

Fuente: elaboración propia.

Condiciones Iniciales			
<ul style="list-style-type: none"> · RTU en RUN · Base de datos cargada · Navegador de Internet · Otro equipo conectado al sistema 			
Instrucciones de las Pruebas			
<ol style="list-style-type: none"> 1. Sobre el <i>Catweb</i> se monitoreará la comunicación con el otro equipo 2. Forzar un cambio en un punto del equipo y comprobar cambio en el <i>Catweb</i> del punto correspondiente 			
Criterios de Aceptación			
1. RTU comunica y registra cambios de otro equipo.			

Resultados	Correcta		Notas
	Sí	No	
Comunicaciones Correctas			

El objetivo fue verificar el funcionamiento de las comunicaciones.

i. Expansión de *backplane*

Tabla 3.17 Expansión de *backplane*

Fuente: elaboración propia.

Condiciones Iniciales			
<ul style="list-style-type: none"> · RTU en RUN. · Base de datos cargada. 			
Instrucciones de las Pruebas			
<ol style="list-style-type: none"> 1. Comprobar ubicación adecuada de los conectores. 2. Retirar un conector. Realizar simulaciones de entradas y salidas y verificar el correcto funcionamiento del sistema. 3. Repetir la prueba para cada uno de los conectores. 			
Criterios de Aceptación			
<ol style="list-style-type: none"> 1. Comprobar que las tarjetas de E/S conectadas en el segundo o tercer <i>backplane</i> comunican correctamente. 2. Comprobar la redundancia. 			
Resultados	Correcta		Notas
	Sí	No	
Retirar conector 1 AB1			
Retirar conector 2 AB1			
Retirar conector 1 AB2			
Retirar conector 2 AB2			
Retirar conector 1 AB3			
Retirar conector 2 AB3			

El objetivo fue verificar el funcionamiento de la expansión de *backplane*.

j. Pruebas de dispositivos de red local

Tabla 3.18 Pruebas de dispositivos de red local

Fuente: elaboración propia.

Condiciones Iniciales			
<ul style="list-style-type: none"> · RTU en RUN · Red local configurada 			
Instrucciones de las Pruebas			
<ol style="list-style-type: none"> 1. Verificar la operatividad de cada uno de los puertos del conmutador. 			
Criterios de Aceptación			
En todos los casos se establece ping entre el ordenador y el RTU.			
Resultados	Correcta		Notas
	Sí	No	
Puerto 1 XFE1			
Puerto 2 XFE1			
Puerto 3 XFE1			
Puerto 4 XFE1			
Puerto 5 XFE1			
Puerto 6 XFE2			

Puerto 1 XFE2			
Puerto 2 XFE2			
Puerto 3 XFE2			
Puerto 4 XFE2			
Puerto 5 XFE2			
Puerto 6 XFE2			

El objetivo fue verificar la configuración de red, funcionamiento de los conmutadores y GPS.

A continuación, en las figuras 3.62 a 3.65 se muestra lo siguiente:

- Subestación de referencia.
- Tablero de protección de transformador de la subestación de referencia.
- Celdas de llegada de la subestación de referencia.
- CPU y módulos E/S del tablero CDS de la subestación de referencia.



Figura 3.62 Subestación de referencia

Fuente: elaboración propia.



Figura 3.63 Tablero de protección de transformador de la subestación de referencia

Fuente: elaboración propia.



Figura 3.64 Celdas de llegada de la subestación de referencia

Fuente: elaboración propia.



Figura 3.65 CPU y módulos E/S del tablero CDS de la subestación de referencia

Fuente: elaboración propia.

CAPÍTULO IV PRUEBAS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos mediante el uso de los protocolos de pruebas en sitio durante la etapa de montaje y puesta en marcha de los CDS instalados en las subestaciones eléctricas del grupo empresarial.

4.1 Pruebas de Aceptación en Sitio (*Site Acceptance Test*)

El propósito de las pruebas de aceptación en sitio (SAT, por sus siglas en inglés) es la operación de ensayos para verificar el cumplimiento de las especificaciones técnicas y rendimiento de los equipos e instalaciones en el sitio del proyecto. Las pruebas SAT se realizan de forma conjunta entre todas las partes interesadas del proyecto.

En la subestación de referencia, el protocolo de pruebas SAT se dividió de la siguiente manera: [17]

a. Pruebas de verificación de señales

Para la ejecución de las pruebas se mantuvo comunicación constante con el operador de turno en sala de control, de esta manera, el operador validaba los cambios en el sistema SCADA en tiempo real mientras se realizaban las pruebas en la subestación eléctrica, siguiendo los protocolos de pruebas SAT mostrados en las tablas 4.1 a la 4.7.

Las pruebas realizadas demostraron la comunicación de los equipos electrónicos con el CDS y del CDS con el sistema SCADA, dando como resultado una puesta de servicio exitosa.

Tabla 4.1 Verificación de señales Línea de Transmisión de referencia de 60kV

Fuente: elaboración propia.

Bahía:	Línea de Transmisión de 60kV L-6632			
Equipo	Estados		Comandos	
	Abierto	Cerrado	Abrir	Cerrar
Seccionador 4ST-060-020				
Seccionador 4SL-060-014				
Interruptor 4IN-060-078				
Seccionador 4SB-060-016				
Verificación de mediciones analógicas:				
Verificación de señales de alarma:				
Observaciones:				

Tabla 4.2 Verificación de señales Transformador 60kV/10kV

Fuente: elaboración propia.

Bahía:	Transformador 60kV/10kV TP056			
Equipo	Estados		Comandos	
	Abierto	Cerrado	Abrir	Cerrar
Seccionador 4SB-060-018				
Interruptor 4IN-060-080				
Interruptor 4IN-010-052				
Verificación de mediciones analógicas:				
Verificación de señales de alarma:				
Observaciones:				

Tabla 4.3 Verificación de señales en una celda de referencia de 10kV

Fuente: elaboración propia.

Bahía:	Celda de referencia de 10kV A4241			
Equipo	Estados		Comandos	
	Abierto	Cerrado	Abrir	Cerrar
Interruptor 4IN-010-053				
Verificación de mediciones analógicas:				
Verificación de señales de alarma:				
Observaciones:				

Tabla 4.4 Verificación de señales Celda Salida 4 10kV

Fuente: elaboración propia.

Bahía:	Celda Salida 4 10kV A4242			
Equipo	Estados		Comandos	
	Abierto	Cerrado	Abrir	Cerrar
Interruptor 4IN-010-054				
Seccionador a tierra				
Verificación de mediciones analógicas:				
Verificación de señales de alarma:				
Observaciones:				

Tabla 4.5 Verificación de señales Celda Salida 5 10kV

Fuente: elaboración propia.

Bahía:	Celda Salida 5 10kV A4243			
Equipo	Estados		Comandos	
	Abierto	Cerrado	Abrir	Cerrar
Interruptor 4IN-010-055				
Seccionador a tierra				
Verificación de mediciones analógicas:				
Verificación de señales de alarma:				
Observaciones:				

Tabla 4.6 Verificación de señales Celda Salida 6 10kV

Fuente: elaboración propia.

Bahía:	Celda Salida 6 10kV A4244			
Equipo	Estados		Comandos	
	Abierto	Cerrado	Abrir	Cerrar
Interruptor 4IN-010-056				
Seccionador a tierra				
Verificación de mediciones analógicas:				
Verificación de señales de alarma:				
Observaciones:				

Tabla 4.7 Verificación de señales Servicios Auxiliares (Cargador – Rectificador)

Fuente: elaboración propia.

Bahía:	Servicios Auxiliares (Cargador – Rectificador)	
Verificación de mediciones analógicas:		
Verificación de señales de alarma:		
Observaciones:		

b. Pruebas de verificación de redundancia

Las pruebas de verificación del sistema de redundancia validan la situación de pérdida de un componente. Ante este evento, el sistema debe continuar en operación. Culminada la verificación y si se evidencia que el sistema se encuentra operando, se simulará la pérdida del siguiente componente. Al realizar esta prueba en la subestación eléctrica, el operador en centro de control verificó el funcionamiento de la configuración redundante del sistema.

Tabla 4.8 Verificación de la Redundancia del Sistema

Fuente: elaboración propia.

Funcionalidad	Verificación de la Redundancia del Sistema	
Pérdida del CPU1:		
Pérdida del CPU2:		
Pérdida del conmutador de Comunicaciones 1:		
Pérdida del conmutador de Comunicaciones 2:		
Pérdida de la fuente de alimentación 1:		
Pérdida de la fuente de alimentación 2:		
Observaciones:		

4.2 Cronograma de trabajos

Durante la ejecución de actividades de este proyecto hubo algunos días de retraso debido, básicamente, a la importación de los equipos que se utilizaron. A pesar de esto, se completaron las actividades en la subestación eléctrica dentro del plazo esperado y con resultados óptimos.

En la figura 4.1 se muestra el cronograma de trabajos del proyecto.

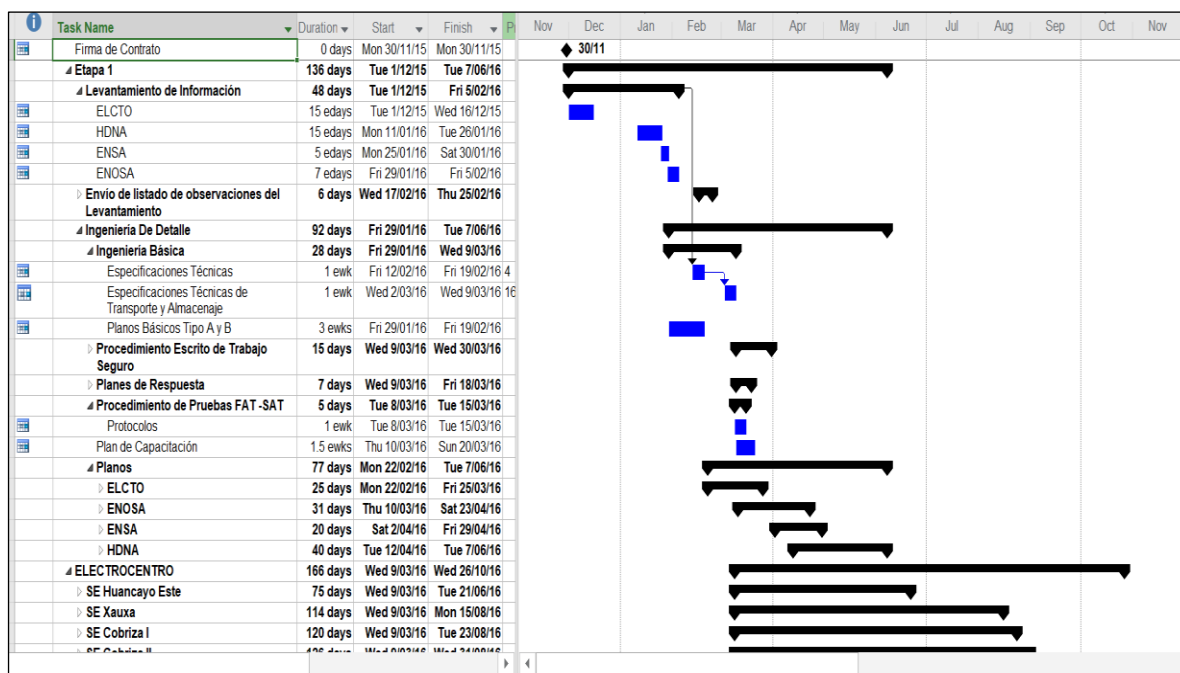


Figura 4.1 Cronograma de trabajos del proyecto

Fuente: elaboración propia.

4.3 Actualización de planos

Durante el desarrollo de actividades se verificó que los planos existentes en cada subestación eléctrica no correspondían a lo que se encontraba instalado en la subestación. Esto debido a que con cada mantenimiento correctivo realizado, se iba modificando la instalación, pero no se actualizaban estas modificaciones en los planos.

Parte del trabajo realizado en la subestación de referencia fue la modificación los planos de acuerdo con lo encontrado en el momento del montaje. A los planos corregidos se le conoce como *As-Built* de planos.

CONCLUSIONES

De acuerdo con el presente informe, se puede concluir lo siguiente:

1. Considerando la antigüedad de algunas subestaciones eléctricas, realizar el diagnóstico de estado de los equipos y del sistema de comunicaciones es una buena alternativa antes de la fase de montaje.
2. Mediante la implementación de una arquitectura de comunicación industrial que involucre tanto al centro de control como a la subestación eléctrica, el sistema SCADA permitirá el intercambio de datos en tiempo real con dispositivos electrónicos de la subestación.
3. Considerando lo encontrado durante la etapa de montaje, la lista final de señales declaradas en la subestación tuvo 21 % más señales respecto a la lista original entregada por la empresa propietaria.
4. Para toda subestación eléctrica en la que los IED soporten algún tipo de protocolo de comunicación industrial, sea Ethernet o serial, se integran a un sistema SCADA mediante un concentrador de subestaciones.
5. La ejecución de un sistema de redundancia a nivel de fuente de alimentación y de CPU es una excelente opción para evitar la pérdida de datos en el sistema SCADA.
6. La implementación del protocolo DNP 3.0 para el intercambio de datos entre los IED y el CDS es conveniente, porque permite un modo de configuración más accesible.
7. Considerando que el centro de control realiza acciones de mando a 15 dispositivos integrados al nuevo CDS, existe más del 30 % de espacio disponible en las tarjetas.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda realizar respaldos de las configuraciones almacenadas en cada IED de la subestación eléctrica de forma periódica para evitar la pérdida de datos.
2. Se recomienda incluir en los planos disponibles en la subestación eléctrica los cambios que se realicen durante cada intervención en los equipos, en el cableado de señales o en los mantenimientos correctivos.
3. Se sugiere programar mantenimientos preventivos periódicos, tanto en los tableros de IED como en el nuevo tablero CDS instalado, para realizar el ajuste del cableado de control y evitar su deterioro.
4. La herramienta *web* del concentrador de subestaciones instalado permite interpretar y predecir una mala operación de la subestación eléctrica, por lo que se recomienda emplearla diariamente para obtener datos de funcionamiento.
5. Se aconseja tener un registro de fallas recurrentes en los relevadores, de tal forma que se puedan agregar a las alarmas de la base de datos del CDS para el análisis correspondiente.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Componentes del patio de llaves.
https://www.academia.edu/15157641/COMPONENTES_DEL_PATIO_DE_LLAVES
- [2] Tesis de Marco Antonio Toscano Palacios, Universidad Ricardo Palma.
Automatización de una Subestación Eléctrica utilizando el Protocolo IEC 61850 y el ICCP para el envío de datos.
- [3] Capítulo 3 de Implementación práctica del protocolo IEC 61850 en subestaciones eléctricas: problemas y soluciones. <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70641/>
- [4] Controlador Digital de Posición – Manual de Instrucciones GEK-106310AC.
- [5] Manual de instrucciones del relevador L90 - UR Series Instrucción Manual.
- [6] Guía de usuario PowerLogic ION7550/ION7650 User guide.
- [7] Manual de instalación y funcionamiento PowerLogic ION6200.
- [8] Manual de configuración RTU – BaseLine Software Platform RTU Configuration Tool – Easergy Builder 2016.
- [9] Manual de Módulos – Saitel DP Modules Manual 2015.
- [10] Manual BaseLine Software Platform IEC104 Device (Master & Slave).
- [11] Manual BaseLine Software Platform DNP 3.0 Devices (Master & Slave).
- [12] Manual BaseLine Software Platform Modbus Master Device.
- [13] Plano de Ingeniería Básica. Documento A41-371-7049-RTUA-01_Rev0 (26.02.16).
- [14] Documento Metrado de Equipamiento ELCTO-MTDO-SD-01-REV0 – Schneider Electric.
- [15] Mapa de registros en medidores ION. Modbus protocol and register map.
- [16] Documento FAT-DISTRILUZ-PLAN-QC-01_ACC-REV0 – Schneider Electric.
- [17] Documento SAT-DISTRILUZ-PLAN-QC-01_ACC – Schneider Electric.
- [18] Diseño de los sistemas de control, protección, medición y señalización de la subestación Los Bordos 115 kV / 13, kV. David Alejandro Chigne Tataje.