



# UNIVERSIDAD RICARDO PALMA

## FACULTAD DE INGENIERÍA

### ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA

Aplicación de protocolos de comunicación para la integración de datos al SCADA, en la subestación eléctrica principal 220/138 kV de la región Moquegua.

### TESIS

Para optar el título profesional de Ingeniero electrónico

### AUTORES

Bustillos De La Cruz, Christian José  
ORCID: 0000-0003-3692-0821

Herrera Morillo, Frank  
ORCID: 0000-0001-8324-5465

### ASESOR

Huamaní Navarrete, Pedro Freddy  
ORCID: 0000-0002-3753-9777

**Lima, Perú**

**2022**

## **Metadatos Complementarios**

### **Datos de autores**

Bustillos De La Cruz, Christian José

DNI: 46549988

Herrera Morillo, Frank

DNI: 41275114

### **Datos de asesor**

Huamaní Navarrete, Pedro Freddy

DNI: 10032682

### **Datos del jurado**

#### **JURADO 1**

González Prado, Julio César

DNI: 07702235

ORCID: 0000-0003-0384-7015

#### **JURADO 2**

López Córdova, Jorge Luis

DNI: 09638009

ORCID: 0000-0002-3817-6859

#### **JURADO 3**

Sánchez Bravo, Miguel Angel

DNI: 08443357

ORCID: 0000-0001-9384-1391

### **Datos de la investigación**

Campo del conocimiento OCDE: 02.02.01

Código del Programa: 712026

## **DEDICATORIA**

A mis amados padres Rogelio Bustillos y Sarita De La Cruz por inculcarme en el buen camino de la vida, por darme esta gran herencia de vida, llamada educación profesional y por motivarme siempre en los peores momentos. A mi hermano Bryan por su apoyo incondicional, a mis tíos y abuelos que siempre confiaron en mí y también a mi amada Yenny que siempre me motivo en culminar la tesis.

Christian José Bustillos De La Cruz

A mis padres por todo su apoyo incondicional, que siempre han estado en todo momento con sus enseñanzas.

Frank Herrera Morillo

## **AGRADECIMIENTO**

Agradecemos a nuestras familias por la motivación que nos brindan para seguir adelante, a la Universidad y a los docentes de la escuela profesional de ingeniería electrónica por impartir sus conocimientos en especial al Ing. Pedro Huamani por su labor de guía en esta tesis.

Los autores



# ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	i
ABSTRACT.....	ii
INTRODUCCIÓN .....	iii
<b>CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....</b>	<b>1</b>
1.1 Descripción del problema .....	1
1.2 Formulación del problema .....	2
1.2.1 Problema general.....	2
1.2.2 Problemas específicos .....	2
1.3 Objetivos .....	2
1.3.1 Objetivo general.....	2
1.3.2 Objetivos específicos .....	2
1.4 Importancia y justificación.....	3
1.4.1 Importancia .....	3
1.4.2 Justificación .....	3
1.5 Limitaciones .....	4
<b>CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>5</b>
2.1 Marco histórico .....	5
2.2 Antecedentes de la investigación. ....	6
2.2.1 Antecedentes internacionales.....	6
2.2.2 Antecedentes nacionales. ....	8
2.3 Bases teóricas relacionadas con el tema.....	10
2.3.1 Protocolos de comunicación .....	10
2.3.2 Integración de datos al SCADA.....	24
2.4 Definición de términos básicos .....	27
<b>CAPÍTULO III: DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN .....</b>	<b>29</b>
3.1. Análisis de protocolos de comunicación.....	29
3.1.1 Protocolos seleccionados. ....	29
3.1.2 Protocolos interoperables.....	31
3.1.3 Sincronización de tiempo en protocolos. ....	31
3.2. Diseño de la arquitectura de comunicación .....	32
3.2.1 Arquitectura del sistema de protecciones.....	33
3.2.2 Arquitectura de comunicación de nivel 2. ....	33

3.2.3 Arquitectura de comunicación de nivel 3 .....	34
3.3. Configuración de IED's .....	35
3.3.1 Configuración de dispositivos mediante IEC-61850. ....	35
3.3.2 Configuración de relés mediante DNP3.....	42
3.3.3 Configuración de la RTU's .....	46
3.3.4 Configuración de concentradores.....	49
3.3.5 Configuración de sincronizador GPS.....	62
3.4. Diseño del HMI de nivel 2 .....	62
3.5. Configuración de concentradores de nivel 3. ....	66
3.5.1 Cliente IEC 60870-5-104 .....	66
3.5.2 Servidor IEC 60870-5-104.....	67
3.5.3 Tag Processor .....	68
3.6. Integración al SCADA .....	69
3.6.1 Importación de variables a la base de datos. ....	70
3.6.2 Configuración de drivers.....	71
3.6.3 Diseño de pantallas. ....	73
3.6.4 Creación de funciones.....	74
3.6.5 SCADA Zenon Runtime. ....	75
<b>CAPÍTULO IV: PRUEBAS FUNCIONALES Y RESULTADOS .....</b>	<b>77</b>
4.1 Pruebas funcionales.....	77
4.1.1 Prueba de señalización .....	77
4.1.2 Prueba funcional de diseño de arquitectura de comunicación .....	78
4.1.3 Prueba de configuración de equipos. ....	79
4.2 Resultados .....	79
4.2.1. Resultado de la prueba de señalización.....	79
4.2.2. Resultado de la prueba de diseño de arquitectura de comunicación.....	83
4.2.3. Resultado de pruebas de configuración de equipos. ....	86
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>87</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>88</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>89</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>92</b>
Anexo 1: Artículo de especificación técnica del protocolo NGVL de SEL. ....	92
Anexo 2: Resumen de disponibilidad de señales enviadas al COES. ....	94

Anexo 3: Lógica de interbloqueos usadas en pruebas de campo. ....	96
Anexo 4: Consentimiento para uso de información. ....	99

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Documento estructural de la norma IEC-61850.....	12
Tabla 2. Grupo de objetos DNP3.....	16
Tabla 3. Características importantes consideradas para la elección de protocolos de comunicación.....	30
Tabla 4. Lista de direcciones IP de los equipos de la subestación.....	32
Tabla 5. Origen y destino de envío de datos desde los concentradores de nivel 3.....	68
Tabla 6. Direccionamiento de la señal probada .....	80

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Modelado IEC 61850 de una subestación física a una subestación virtual. ....	13
Figura 2. Jerarquía del modelo de datos según IEC-61850. ....	14
Figura 3. Diferencia entre arquitectura IEC-60870-5-101/104. ....	18
Figura 4. Topología de red PRP. ....	19
Figura 5. Esquema de transmisión. ....	22
Figura 6. Niveles de automatización de subestaciones. ....	25
Figura 7. Arquitectura de comunicación – Protecciones por bahía. ....	33
Figura 8. Arquitectura de comunicación - nivel 2. ....	34
Figura 9. Arquitectura de comunicación de nivel 3. ....	35
Figura 10. Entorno del software AcSELerator Architect. ....	36
Figura 11. Edición de datasets con las señales en formato IEC-61850. ....	37
Figura 12. Reportes de datasets en los relés. ....	38
Figura 13. Entorno de configuración de medidores en el CET850. ....	39
Figura 14. Configuración de datasets y reportes de medidores. ....	40
Figura 15. Diseño del modelo de servidor en los RTU's AXION. ....	41
Figura 16. Archivo SCD - Configuración del CID del RTU A005N2. ....	41
Figura 17. Configuración de los CID's para los concentradores RTAC. ....	42
Figura 18. Vista posterior del relé SEL-411L, puertos de comunicación que ofrece el relé. ....	43
Figura 19. Esquema de conexión de los relés hacia el concentrador usando DNP3 y Transceiver. ....	43
Figura 20. Izquierda: Parámetros de comunicación en el Putty - Derecha: Configuración del transceiver por comandos. ....	44
Figura 21. Configuración de parámetros de comunicación con el relé SEL411L. ....	45
Figura 22. Mapeo de señales DNP correspondiente a la configuración del relé SEL-411L en el AcSELerator QuickSet. ....	46
Figura 23. Entorno del software AcSELerator RTAC - Configuración de mapa IEC 61850 desde el SCD. ....	47
Figura 24. Carpeta "Servidor MMS", contiene todos los ítems del servidor IEC 61850. ....	48
Figura 25. Procesador de etiquetas (Tag Processor). ....	48

Figura 26. Configuración de 2 concentradores RTAC's redundantes y ajuste de sincronización de tiempo con los GPS mediante un switch Hirschmann capa 2. ....	49
Figura 27. Cliente IEC 61850 en el concentrador RTAC A001N2 principal.....	50
Figura 28. Inserción de Cliente SEL-411L DNP en el entorno de configuración del concentrador RTAC - SEL3555. ....	51
Figura 29. Parámetros de comunicación del relé de respaldo (Cliente DNP). ....	52
Figura 30. Creación de un Cliente SNMP. ....	53
Figura 31. Cliente SNMP correspondiente al switch TJ001.....	53
Figura 32. Configuración del "Status OIDs" del cliente SNMP. ....	54
Figura 33. Izquierda: Router Ruggedcom RX1500 y swiches Hirschmann MAR1140 - Derecha: Redbox Hirschmann RSPS25.....	54
Figura 34. Creación del servidor IEC-60870-5-104 en el entorno de configuración del AcSELerator RTAC.....	55
Figura 35. Creación de mapa de señales IEC-60870-5-104 a reportar al SCADA. ....	55
Figura 36. Tag Processor del software AcSELerator RTAC.....	56
Figura 37. Lógicas de prioridad de 2 señales tipo MV y 2 señales tipo CMV. ....	57
Figura 38. Diagrama de flujo de la lógica implementada para prioridad de medidas. ...	58
Figura 39. Lógicas de interbloqueos implementado con bloques de funciones. ....	59
Figura 40. Lógica de programación de mandos del interruptor de la L-1384. ....	60
Figura 41. Equipos del patio de llaves de la SE Principal que ejecutan los mandos. Lado derecho: Interruptores, Lado Izquierdo: Seccionadores. ....	61
Figura 42. Configuración NGVL en el RTAC principal. ....	62
Figura 43. Configuración del GPS, mediante el protocolo PTP.....	62
Figura 44. Interfaz de diseño del HMI AcSELerator Diagram Builder.....	63
Figura 45. Esquema del unifilar general de la subestación en el HMI de nivel 2. ....	64
Figura 46. Esquema de bahía, medidas y alarmas. ....	64
Figura 47. Supervisión y control de transformadores de alta tensión.....	65
Figura 48. HMI Blackbox en el gabinete de automatización de nivel 2.....	65
Figura 49. Creación de enlace de comunicación como Cliente Ethernet IEC 60870-5-104. ....	66
Figura 50. Configuración de parámetros del Servidor - Ethernet IEC 60870-5-104.....	67
Figura 51. Servidor_104 de los concentradores de nivel 3.....	68
Figura 52. Tag Processor de los concentradores de nivel 3.....	69

Figura 53. Estructura SCADA Zenon en el nivel 3. ....	70
Figura 54. Herramientas de importación y exportación de variables en el entorno Zenon Editor. ....	71
Figura 55. Creación de driver nuevo para un protocolo determinado. ....	71
Figura 56. Lista de protocolos del software Zenon Editor, resaltado entre todos el estándar IEC 60870-5-104. ....	72
Figura 57. Configuración de conexiones del SCADA. ....	73
Figura 58. Diseño de "Marco" referencial para las pantallas SCADA. ....	74
Figura 59. Diseño de pantallas del SCADA. en el entorno Zenon Editor. ....	74
Figura 60. Creación de funciones en el Zenon Editor. ....	75
Figura 61. Pop-up de mando de interruptor. ....	76
Figura 62. Pop-up de esquemas de interbloqueo. ....	76
Figura 63. Herramienta "Comm Monitor", que permite capturar tráfico desde el concentrador hacia otro punto. ....	77
Figura 64. Menú reportes del SCADA Zenon del Centro de Control en la subestación principal. ....	78
Figura 65. Tráfico MMS en el Wireshark entre el RTU y el concentrador de nivel 2. ...	81
Figura 66. Tráfico IEC 60870-5-104 en el Wireshark entre el concentrador de nivel 2 y el concentrador de nivel 3. ....	82
Figura 67. Tráfico IEC 60870-5-104 en el Wireshark entre el concentrador de nivel 3 y el servidor SCADA. ....	83
Figura 68. Grafica de reporte de disponibilidad de señales enviadas al COES. ....	84
Figura 69. Recorte del Reporte correspondiente al SCADA de la bahía de Acople. ....	85
Figura 70. Simulación de la arquitectura de nivel 3 en el software Packet Tracer. ....	85

## RESUMEN

La presente investigación fue planteada debido a la problemática existente en la subestación eléctrica principal de la región Moquegua, donde se encontraron equipos con cierto grado de obsolescencia, los cuales representaban un riesgo en el correcto funcionamiento de la red de transmisión eléctrica. Por ello, fue necesario actualizar el sistema, en lo que respecta a la integración de señales se usaron nuevos equipos y se plantearon tres objetivos a desarrollar; estos consistieron en hacer un análisis de los protocolos de comunicación a utilizar, diseñar una topología de arquitectura de comunicación y configuración de equipos.

En efecto, se utilizaron siete protocolos para enviar señales al SCADA (IEC 61850, IEC 60870-5-104, DNP3, SNMP, PTP, PRP y NVGL) dentro de una red de topología tipo árbol, mediante la configuración de dos concentradores RTAC SEL-3555 redundantes de nivel 2, hacia otro par de concentradores de nivel 3 redundantes del mismo modelo que envían datos a dos servidores SCADA Zenon, que procesan y muestran la data en dos Workstations para su control y supervisión.

Finalmente, se realizaron tres pruebas, la primera consistió en verificar el envío y recepción de las tramas de datos hacia el SCADA mediante el software Wireshark, en donde se comprobó el correcto envío e interoperabilidad de los protocolos; luego, se probó el correcto funcionamiento del diseño de la arquitectura de red mediante la verificación de la disponibilidad de señales al SCADA y también se verificó la redundancia usando el software Packet Tracer; por último, se verificó la configuración realizada en los equipos mediante pruebas SAT de interbloques.

**Palabras clave:** Protocolos de comunicación, integración de señales, concentradores RTAC, SCADA Zenon, subestación eléctrica.



## **ABSTRACT**

The present investigation was raised due to the existing problems in the main electrical substation of the Moquegua region, where equipment with a certain degree of obsolescence was found, which represented a risk in the correct functioning of the electrical transmission network. For this reason, it was necessary to update the system, with regard to the integration of signals, new equipment was used and three objectives were set to be developed; These consisted of analyzing the communication protocols to be used, designing a communication architecture topology and equipment configuration.

In effect, seven protocols were used to send signals to the SCADA (IEC 61850, IEC 60870-5-104, DNP3, SNMP, PTP, PRP and NVGL) within a tree topology network, by configuring two SEL-3555 RTAC concentrators. redundant level 2, to another pair of redundant level 3 concentrators of the same model that send data to two Zenon SCADA servers, which process and display the data in two Workstations for control and supervision.

Finally, three tests were carried out, the first consisted of verifying the sending and receiving of the data frames to the SCADA using the Wireshark software, where the correct sending and interoperability of the protocols was verified; then, the correct operation of the network architecture design was tested by verifying the availability of signals to the SCADA and redundancy was also verified using the Packet Tracer software; Finally, the configuration made in the equipment was verified by means of SAT interlock tests.

**Keywords:** Communication protocols, signal integration, RTAC concentrators, SCADA Zenon, electrical substation.

## INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico energético hoy en día vive un cambio acelerado, debido a la modernización que representa un consumo eléctrico cada vez más vertiginoso, como consecuencia de nuevas tendencias tecnológicas. Esto representa nuevos retos para las empresas comercializadoras de electricidad que tienen que estar con sus sistemas de automatización actualizados. En efecto, en esta investigación se formula el siguiente problema: ¿Cómo integrar datos al SCADA mediante la aplicación de protocolos de comunicación en la subestación eléctrica principal 220/138 kV de la región Moquegua?, esta interrogante es precedente a lo que será resuelto en esta investigación.

Esta investigación denominada “APLICACIÓN DE PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN PARA LA INTEGRACIÓN DE DATOS AL SCADA, EN LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA PRINCIPAL 220/138 KV DE LA REGIÓN MOQUEGUA”, se referencia en los siguientes antecedentes: Valtierra, E. En su proyecto de tesis titulado: “Análisis de protocolos de comunicación para la automatización de subestaciones eléctricas”, así como también, Fernández, A. en su tesis titulado: “El protocolo IEC 61850 en la automatización de subestaciones”, de la misma forma, Kingler, A., Cepeda, R. En su tesis titulado: “Diseño e implementación del sistema SCADA en el módulo de comunicación IEC 61850 por monitoreo de los IED de los módulos de protección de sistemas de generación, líneas de transmisión y redes de distribución”, también, Avilés, J. En su proyecto de tesis titulado: “Automatización de equipos de protección y reconexión mediante un sistema SCADA usando comunicación GPRS para la gestión remota de la red de distribución eléctrica de Hidrandina S.A.” y finalmente, Toscano, M. En su proyecto de tesis titulado: “Automatización de una subestación eléctrica utilizando el Protocolo IEC 61850 y el ICCP para el envío de datos”.

Además, la presente investigación es importante ya que da una visión concisa de los procedimientos utilizados para la actualización de una subestación, mediante diseño, análisis y configuración de dispositivos electrónicos inteligentes que reemplazan a los equipos obsoletos encontrados, ya que estos representan eventuales riesgos de falla en el sistema y por ende pueden generar una mala supervisión y control en la subestación.

Se tiene como objetivo principal, el integrar datos al SCADA mediante la aplicación de protocolos de comunicación en la subestación eléctrica principal 220/138 kV de la región

Moquegua, con el fin de gestionar y supervisar de forma más eficiente posibles fallas en la red de distribución.

Cada capítulo detalla información que contribuye en la solución al problema general y se distribuyen de la siguiente manera:

**CAPÍTULO I:** El primer capítulo detalla el planteamiento y la formulación del problema, en donde se tiene una visión general del porqué de la investigación, luego detalla los objetivos a cumplir, la justificación, importancia y cierra con las limitaciones encontradas en el desarrollo de la investigación.

**CAPÍTULO II:** El segundo capítulo detalla la teoría elemental que se debe conocer sobre la Automatización de subestaciones y también hace mención de los antecedentes relacionados a la investigación.

**CAPÍTULO III:** En este capítulo se menciona el análisis de protocolos para su elección en la presente investigación, también el diseño de la red y los procedimientos realizados para la configuración de IED's (Dispositivos electrónicos inteligentes).

**CAPÍTULO IV:** En este último capítulo se definen las pruebas y se da conocimiento de los resultados de la investigación, con el fin de demostrar el correcto funcionamiento de la implementación.

Se finaliza la investigación con las conclusiones, recomendaciones y anexos referentes a la misma.

# CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

## 1.1 Descripción del problema

En la región Moquegua se viene desarrollando un crecimiento en el sector minero, debido a esto se ha incrementado el consumo eléctrico, el cual genera eventuales fallas eléctricas en la red de transmisión como: fallas por sobre corriente, fallas en los equipos de protección de la red, fallas a tierra, entre otros. Aunado a esto, se presentan también otros tipos de fallas ocasionados por condiciones atmosféricas, efectos de temperatura o errores humanos. Por otro lado, la subestación principal de la región Moquegua se compone de equipos electrónicos con más de quince años de antigüedad, los cuales se consideran obsoletos y representan un riesgo que podría desencadenar hasta un apagón más conocido como blackout eléctrico; además, la respuesta de estos equipos ante las fallas mencionadas es muy lenta, lo cual podría generar cuantiosas pérdidas económicas al no suministrar electricidad a los clientes finales. Asimismo, a causa de la antigüedad no se cuenta con un sistema de respaldo por lo que existe un riesgo de una caída total del sistema.

Adicional a ello se sabe que el organismo fiscalizador COES hace una solicitud de las principales señales de todas las subestaciones y generadoras eléctricas a nivel nacional para verificar el cumplimiento de las normas técnicas, así como también del reglamento para el intercambio de información en tiempo real establecido por el OSINERGMIN; por lo tanto, es necesario reemplazar estos equipos de sincronización obsoletos a otros modernos con nuevas tecnologías que utilizan protocolos más eficientes con la finalidad de hacer cumplir los estándares establecidos. Por último, actualizar el sistema involucra adquirir equipos de distintas marcas, y que estas trabajen con una tecnología determinada por el fabricante; de esta manera, se presenta la problemática de seleccionar los protocolos adecuados para lograr la interoperabilidad de los equipos.

## **1.2 Formulación del problema**

### **1.2.1 Problema general**

¿Cómo integrar datos al SCADA mediante la aplicación de protocolos de comunicación en la subestación eléctrica principal 220/138 kV de la región Moquegua?

### **1.2.2 Problemas específicos**

- a. ¿Cómo se realizará el análisis de las normas de protocolos de comunicación para la integración de datos al SCADA, en la subestación eléctrica principal 220/138 kV de la región Moquegua?
- b. ¿Cómo se realizará la topología de arquitectura de comunicación en red que garantice la disponibilidad de señales redundantes hacia los concentradores, aplicando protocolos de comunicación en la integración de datos al SCADA, para la subestación eléctrica principal 220/138 kV de la región Moquegua?
- c. ¿Cómo se realizará la configuración de los equipos para la aplicación de protocolos de comunicación en la integración de datos al SCADA, para la subestación eléctrica principal 220/138 kV de la región Moquegua?

## **1.3 Objetivos**

### **1.3.1 Objetivo general**

Integrar datos al SCADA mediante la aplicación de protocolos de comunicación en la subestación eléctrica principal 220/138 kV de la región Moquegua.

### **1.3.2 Objetivos específicos**

- a. Analizar las normas de protocolos de comunicación para la integración de datos al SCADA, en la subestación eléctrica principal 220/138 kV de la región Moquegua.
- b. Diseñar una topología de arquitectura de comunicación en red que garantice la disponibilidad de señales redundantes hacia los concentradores, aplicando protocolos de comunicación en la integración de datos al SCADA, para la subestación eléctrica principal 220/138 kV de la región Moquegua.

- c. Configurar los equipos para la aplicación de protocolos de comunicación en la integración de datos al SCADA, para la subestación eléctrica principal 220/138 kV de la región Moquegua.

## **1.4 Importancia y justificación**

### **1.4.1 Importancia**

La presente investigación basa su importancia en la actualización y mejora de los equipos obsoletos encontrados en la subestación, ya que estos representan eventuales riesgos de falla en el sistema, por ende, pueden generar una mala supervisión y control en la subestación. La investigación es relevante ya que presenta los procedimientos utilizados para automatizar una subestación, teniendo como consigna la modernización de esta y el cumplimiento de los estándares técnicos establecidos.

### **1.4.2 Justificación**

- a) Justificación técnica
  - i. Implementar nuevas tecnologías de automatización de subestaciones, utilizando equipos con mayor velocidad de procesamiento de información que trabajan con protocolos modernos, sumado a esto, la implementación de redes redundantes mediante el uso de redboxes optimizará los tiempos de respuesta frente a las posibles fallas, logrando así un sistema de alta disponibilidad de información de llegada al SCADA.
  - ii. Para garantizar que los equipos de sincronización temporal cumplan con los estándares establecidos por el COES, se configurará a los nuevos sincronizadores GPS con una precisión de 0.01 useg, adecuándose así al estándar establecido.
  - iii. Se realizará un análisis mediante el uso de software de ingeniería (Wireshark), para la comprobación de los protocolos seleccionados en la integración al SCADA, ya que se garantizará la disponibilidad de información en el SCADA.

b) Justificación económica

Implementar nuevas tecnologías reducirá el impacto de las fallas producidas mediante una supervisión con respuesta inmediata, mitigando así las pérdidas económicas generadas a la empresa distribuidora por temas de corte de energía y sanciones a cargo de organismos fiscalizadores.

c) Justificación social

Actualizar el sistema de la subestación garantizará que los clientes finales de la empresa distribuidora cuenten con un suministro eléctrico constante y sin cortes que afecten el desarrollo cotidiano en la región Moquegua.

### **1.5 Limitaciones**

Este estudio presenta limitaciones a considerar; a nivel técnico contempla solo el uso de siete protocolos de comunicación enfocados en la implementación de redes en subestaciones eléctricas, también se usará únicamente el SCADA Zenon Energy Edition de COPA DATA ya que esta es la versión diseñada para subestaciones eléctricas.

Una vez cumplida la implementación del sistema se presenta una limitación temporal, ya que para poder realizar las pruebas de comisionamiento necesariamente se tiene que hacer una solicitud al COES en donde se asigna una fecha determinada para desarrollar las pruebas. En el caso de no cumplir con las fechas, se tiene que realizar una coordinación adicional para reprogramar las pruebas, generando retrasos en la verificación de resultados.

Por último, se tiene una limitación espacial, ya que el estudio se llevará a cabo en la subestación principal de la región Moquegua.

## CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

### 2.1 Marco histórico

SCADA existe desde que se tiene el primer sistema de control que utilizaba luces y sensores (paneles de medidores y registradores) como adquisición, esto llegaba a un supervisor quien hacía las operaciones manualmente por medio de perillas. Luego se usaron las lógicas de relés para control de sistemas de producción, con la creación de la CPU, los fabricantes incorporaron electrónica digital en equipos lógicos de los relés, creando el PLC (controlador lógico programable). Posteriormente se dió un crecimiento en las plantas donde urgía tener mayor monitoreo y control, por tal motivo, los PLC's se distribuyeron volviéndose más inteligentes y pequeños. Luego se diseñaron sensores con inteligencia de los PLC's a los que se conoce como IED's (Dispositivos Electrónicos Inteligentes), estos IED's se combinan con sensores para luego mediante protocolos comunicarse con otros IED's (Clarke y Reynders, 2004).

Por los años ochenta aparecieron los primeros automatismos en subestaciones eléctricas, algunos de estos sistemas automáticos se utilizaban con la finalidad de eliminar fallas a tierra abriendo y cerrando cíclicamente algunos alimentadores, otros se encargaban de conmutar los transformadores en subestaciones de media y alta tensión, pero eran muy lentos. Con el avance de la tecnología de la información, varios sistemas se han optimizado llegando a desarrollar mecanismos de protección para todo el sistema eléctrico, utilizando sistemas coordinados. Estas son las barreras finales para evitar la propagación de la pérdida de sincronismo a través de la red eléctrica. Las computadoras distribuidas, satélites basados en sincronización temporal, las redes de comunicaciones de banda ancha, los sistemas inteligentes de automatización de subestaciones y las unidades de medición de fasores (PMU) están todos involucrados en los sistemas de protección. Debido a la lenta respuesta de los operadores a la tecnología existente en situaciones de emergencia, el control de emergencia atraviesa todos los sistemas de control automatizados para operar globalmente en menos de 0,5 segundos. Hoy en día las interrupciones de tiempo se redujeron de 2 días a 10 minutos, logrando así que las empresas distribuidoras suministren actualmente una energía de calidad a los usuarios finales (Klaus, Volker y Wolfgang, 2003).



En la actualidad las subestaciones están compuestas por controladores, servidores, RTU's, relés de protección, medidores, entre otros, que recogen información desde los equipos de patio para luego enlazarse entre sí utilizando equipos de comunicación diseñados para entornos de subestaciones eléctricas y todo mediante una red ethernet, teniendo como consigna generar una alta disponibilidad de información hacia el SCADA, para ello, estos IED's utilizan distintos protocolos de comunicación en distintos medios, sea cable ethernet, fibra óptica o utilizando la misma red de distribución mediante onda portadora, entre otros.

## **2.2 Antecedentes de la investigación.**

### **2.2.1 Antecedentes internacionales.**

Como investigaciones relacionadas al tema se tienen los siguientes aportes:

Valtierra, E. (2014) en su investigación titulada Análisis de protocolos de comunicación para la automatización de subestaciones eléctricas; para obtener el título de ingeniero eléctrico-electrónico en la Universidad Autónoma de México, presenta una solución al problema que implica la actualización de las subestaciones eléctricas existentes, en donde indica que esto será resuelto a través de la automatización de los equipos de las subestaciones, considerando los protocolos de comunicación más usados y la normativa vigente. Adicionalmente, describe las ventajas y desventajas de la automatización de las subestaciones. Concluye en que los equipos estaban condicionados a utilizar un determinado protocolo, debido a una estrategia de los fabricantes por usar solo sus productos, de esa forma se frenaba el crecimiento y desarrollo de las subestaciones. Por otra parte, la estandarización de los protocolos ayuda a mejorar la comunicación en la subestación. Esta tesis aporta en la presente investigación, la recomendación de utilizar el protocolo DNP3 cuando la comunicación se trata de reporte de eventos de las posiciones de los equipos, mientras que es recomendable utilizar el protocolo IEC 61850 a nivel de bahía, ya que se requiere velocidad en la transmisión de datos.

Fernández, A (2015) en su investigación titulada El protocolo IEC 61850 en la automatización de subestaciones; tesis previa a la obtención del título de magíster en telemática en la Universidad de Cuenca – Ecuador. El estudio

realiza una síntesis del estándar IEC 61850, segunda edición, con la finalidad de conocer más detalladamente los aspectos de la norma en virtud de que hoy en día se ha convertido en el eje de la automatización de subestaciones al establecer un modelo, que es utilizado tanto por fabricantes como por empresas eléctricas en sus procesos de modernización y automatización en subestaciones, detallando la implementación de un SAS basado en IEC 61850. Del estudio se determina, que por la conceptualización del estándar presenta muchos beneficios su implementación así al tener un modelo virtualizado en LD, LN, ACSI y CDC, que permite representar los datos, servicios y comportamiento de un dispositivo físico que pueden ser transmitidos a través de una red bajo la definición de un protocolo específico, contando además con servicios de alta velocidad GOOSE. Adicionalmente, este proyecto de investigación menciona recomendaciones a tener en cuenta en la implementación del estándar en otras subestaciones y poder lograr la integración e interoperabilidad, sin estar atado a un fabricante específico. Por lo tanto, esta tesis con respecto a la presente investigación ayuda a consolidar la idea de uso del protocolo IEC 61850 en equipos de nivel 1 ya que es indispensable la velocidad y confiabilidad de la transmisión de datos.

Kingler, A. y Cepeda R. (2020) en su tesis titulada Diseño e implementación del sistema SCADA en el módulo de comunicación IEC 61850 por monitoreo de los IED de los módulos de protección de sistemas de generación, líneas de transmisión y redes de distribución; para obtener el título de ingeniero electrónico en la Universidad Politécnica Salesiana. Logró diseñar un sistema SCADA mediante el software LabView, esta interfaz permite integrar todos los dispositivos electrónicos inteligentes (IED's) y mediante telemetría adquiere datos (parámetros eléctricos) de los diferentes elementos (generador, transformador, barras e interruptores) en los módulos de protecciones de sistemas eléctricos de potencia, de esta manera se pudo visualizar y adquirir datos desde un centro de control centralizado (módulo de comunicación IEC-61850).

Pliatsios, D., Sarigiannidis, P., Lagkas, T. & Sarigiannidis, A. (2020) en su artículo de investigación denominado A Survey on SCADA Systems: Secure Protocols, Incidents, Threats and Tactics del IEEE Communications Survey & Tutorials, Vol. 22, N°3, Third Quarter mencionan una descripción de los protocolos de comunicación y la arquitectura que compone un SCADA para subestaciones, así como también, menciona incidentes y amenazas de ciberseguridad en los sistemas. De igual manera, refieren las nuevas tendencias sobre el tema SCADA, que incluye el diseño de recientes protocolos que satisfacen las necesidades de las aplicaciones en la industria 4.0. El objetivo a rescatar en este artículo con respecto a la presente investigación, es la recomendación que brinda sobre la elección de protocolos menos vulnerables a los ataques cibernéticos y las pautas para el diseño de una buena arquitectura de red.

Lin C., Nadjm-Tehrani S. en su artículo de investigación Understanding IEC-60870-5-104 Traffic Patterns in SCADA Networks en la sesión 3: SCADA Security and Digital Twins mencionan conceptos generales del protocolo IEC-104 y del árbol de sufijos probabilísticos con el fin de explicar las características y modelo del tráfico SCADA en infraestructuras críticas como subestaciones o centrales eléctricas. Con respecto al tráfico IEC-104, indican que actualmente se ha estudiado solamente los mecanismos basados en sondeo, más no el tráfico que se genera de los mecanismos de no sondeo, como por ejemplo los eventos espontáneos. Por lo tanto, mediante su artículo se pretende hacer un análisis de los mecanismos de no sondeo, utilizando el método basado en el árbol de sufijos probabilísticos (PST) para describir los patrones temporales subyacentes de eventos espontáneos.

### **2.2.2 Antecedentes nacionales.**

Avilés, J. (2020) en su tesis Automatización de equipos de protección y reconexión mediante un sistema SCADA usando comunicación GPRS para la gestión remota de la red de distribución eléctrica de Hidrandina S.A., para optar el título profesional de ingeniero mecatrónico en la Universidad Ricardo Palma - Perú, menciona el desarrollo de un sistema automatizado de reconectores

que está implementada en una red de distribución eléctrica combinando una comunicación GPRS en un sistema SCADA, para ello nos muestra la configuración de los equipos que componen el sistema SCADA y también la configuración de los equipos de comunicación, de esta forma logra optimizar la gestión y operación de la red de distribución eléctrica. Esta tesis aporta en la presente investigación, un modelo de integración de equipos a la red y su posterior envío de datos al SCADA Survalent.

Quintana M. (2012) en su tesis Migración de una red industrial para subestaciones eléctricas al protocolo IEC 61850; para optar el título profesional de ingeniero electrónico en la Pontificia Universidad Católica del Perú, nos menciona sobre la investigación realizada para plantear un modelo de migración de una red industrial convencional a otra implementada con el protocolo IEC 61850, el cual concentra información a un SCADA. También menciona la forma de seleccionar los dispositivos electrónicos inteligentes adecuados para soportar el protocolo IEC 61850 y la formulación de una arquitectura del sistema de comunicación. Concluye mencionando que el estándar IEC 61850 otorga mayor confiabilidad en el envío de datos al SCADA mostrándose como una herramienta de alta disponibilidad y también reduce el cableado entre equipos dentro de las bahías. De esta investigación se recoge la idea de que migrar de una red convencional a una red moderna trae grandes beneficios, adicionalmente, la autora menciona sobre la elección de equipos ideales para el buen funcionamiento de la subestación automatizada, así como también describe las características que debe tener una arquitectura de comunicación óptima.

Servan M. (2019). En su tesis titulada Automatización de subestaciones de potencia de la empresa distribuidora Electro Ucayali S.A. mediante un sistema SCADA/ICCP para permitir el monitoreo, control y envío de datos al centro de control del COES; para obtener el título de ingeniero electrónico en la Universidad Nacional del Callao. Logró implementar con los equipos dimensionados una red de automatización y datos centralizada en el centro de control. También implementó un sistema SCADA/ICCP, siendo este un

sistema redundante debido a que cuenta con dos servidores. El sistema en su implementación tiene diferentes programas configurados, entre ellos el SmartVU, en el cual se diseñó la interfaz gráfica de las subestaciones. El autor da a conocer las buenas prácticas para la buena integración de equipos al SCADA, así como también, ofrece un modelo de envío de datos al COES según las normas técnicas establecidas.

Toscano M. (2010) en su tesis titulada Automatización de una subestación eléctrica utilizando el Protocolo IEC 61850 y el ICCP para el envío de datos; para obtener el título de ingeniero electrónico en la Universidad Ricardo Palma, concluye que el protocolo IEC 61850 puede ser integrado a sistemas SCADA utilizando las herramientas de transformación de protocolos, como es el caso del protocolo OPC, así como la integración del protocolo IEC 61850 y el protocolo ICCP pueden trabajar en un mismo servidor, teniendo en cuenta las configuraciones de servicios de Windows. El autor en su tesis consolida la buena idea de trabajar con el protocolo IEC 61850 para integrar equipos desde nivel 1 y también reafirma que los conocimientos en manejo de Windows son muy importantes a la hora de configurar el SCADA, ya que los servidores manejan Windows como sistema operativo.

## **2.3 Bases teóricas relacionadas con el tema**

### **2.3.1 Protocolos de comunicación**

Los protocolos de comunicación están compuestos por normas que rigen la interrelación entre dos equipos o procesos similares o también con operaciones funcionales similares. Si dos equipos se quieren comunicar necesariamente deben emplear el mismo protocolo, ya que, si no lo hacen el equipo X no podrá reconstruir el flujo de bits enviado desde el equipo Y en su formato original, llegando a no poder comunicarse. También se puede usar varios protocolos, a esto se le llama colección de protocolos y esta soporta la comunicación en red de un equipo X a otro equipo Y. Además, un grupo de protocolos está estructurado en capas, para dividir y organizar mejor sus funciones (Elias y Lobato, 2013).

## **A. Normas de protocolos**

### ***1. Estándar IEC 61850***

Budka, Deshpande & Thottan (2014) afirman sobre IEC 61850 como:

Un conjunto completo de normas de 10 partes [IEC 61850: 01-10] que abarca redes y sistemas de comunicación en subestaciones. Muchas empresas de servicios públicos en todo el mundo han comenzado o planean implementar dispositivos de subestación (IED) y redes de comunicación de subestaciones basadas en estos estándares. El estándar define formalmente un IED como cualquier dispositivo que incorpore uno o más procesadores capaces de recibir o enviar datos/funciones de control desde o hacia una fuente externa. Los ejemplos de IED incluyen medidores multifunción electrónicos, relés digitales, controladores (p.96).

Como propósito IEC 61850 tiene el de implementar un protocolo único teniendo presente el modelamiento de diferentes datos que se tiene en la subestación, también, identificar los datos que se requiere transferir para su respectivo mapeo usando el protocolo, por último, velar por la interoperabilidad de IEDs de distintas marcas (Salman, 2017).

#### **a. Estructura IEC 61850**

La estructura IEC 61850 está compuesta por los siguientes documentos en donde cada uno menciona aspectos de comunicación en red dentro de la subestación.

Considerando la Tabla 1 desde el documento número IEC 61850-6 al IEC 61850-9-2 representan la parte más importante de la norma. Estas partes representan el modo en el que se modela una subestación con servicios y tipos de datos. Se compone el archivo SCL, que sirve para especificar las configuraciones del IED con respecto a la comunicación, parámetros del dispositivo electrónico, estructura de funciones y relación entre estas. El objetivo es intercambiar información entre el IED y el sistema automatizado. También se define el ACSI (Interfaz de servicios de comunicación abstracta) que enlista los servicios libres para el cliente; por último, especifica como los

ACSI pueden mapearse a un SCSM que viene a ser el mapeo de servicios de comunicación específicos (Hammer, Sivertsen, 2008).

Tabla 1.

Documento estructural de la norma IEC-61850.

<b>Documento número:</b>	<b>TÍTULO</b>
<b>IEC 61850-1</b>	Introducción y resumen general.
<b>IEC 61850-2</b>	Glosario de términos.
<b>IEC 61850-3</b>	Requerimientos generales.
<b>IEC 61850-4</b>	Gestión de sistemas y proyectos.
<b>IEC 61850-5</b>	Requisitos de comunicación para funciones y modelos de dispositivos
<b>IEC 61850-6</b>	Lenguaje de descripción de configuración para comunicación en subestaciones eléctricas relacionadas con IEDs
<b>IEC 61850-7</b>	Estructura básica de comunicación para equipos de subestación y alimentadores. <b>IEC 61850-7-1:</b> Principios y modelos. <b>IEC 61850-7-2:</b> Interfaz de servicio de comunicación abstracta (ASCI) <b>IEC 61850-7-3:</b> Clases de datos comunes (CDC). <b>IEC 61850-7-4:</b> Clases de nodos lógicos y clases de datos compatibles. <b>IEC 61850-7-10:</b> Redes y sistemas de comunicación en la automatización de servicios públicos de energía: Requisitos para el acceso estructurado y basado en la web al modelo de información IEC 61850.
<b>IEC 61850-8</b>	Mapeo de servicios de comunicación específicos (SCSM) <b>IEC 61850-8-1:</b> Mapeo a MMS (ISO/IEC 9506 parte 1 y parte 2)
<b>IEC 61850-9</b>	Mapeo de servicios específicos (SCSM) <b>IEC 61850-9-1:</b> Valores muestreados sobre enlace unidireccional en serie punto a punto, enlace multipunto. <b>IEC 61850-9-2:</b> Valores muestreados sobre ISO/IEC 8802-3.
<b>IEC 61850-10</b>	Pruebas de conformidad.

Fuente: Salman (2017)

## **b. Modelo de datos**

Como se muestra en la Figura 1 el modelo de datos es jerárquico, en donde los nodos lógicos tienen mucha importancia en el modelado de datos IEC 61850. Un nodo lógico simboliza una función particular en un dispositivo y puede denominarse como, “La fracción más pequeña de una función de intercambio de datos”. IEC 61850 establece 91 tipos de nodos lógicos distintos agrupados en 13 formas de nodos lógicos según su función (Hammer & Sivertsen, 2008).

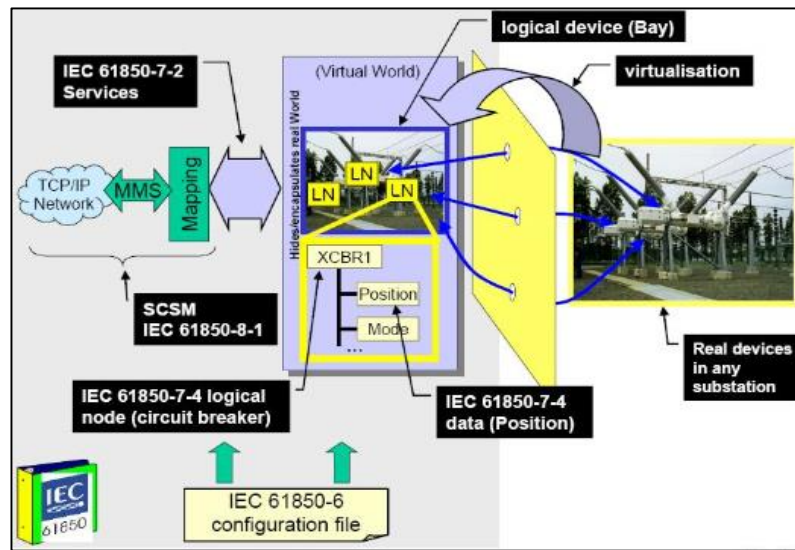


Figura 1. Modelado IEC 61850 de una subestación física a una subestación virtual.  
Fuente: Hammer, Sivertsen (2008)

La Figura 2 muestra la jerarquía del modelo de datos en la norma IEC 61850, en donde un dispositivo físico es un “IED” que puede ser uno de los tantos que se tiene en una bahía de la subestación, este dispositivo físico contiene la información de la comunicación en red, y también un dispositivo lógico, este dispositivo lógico contiene a los ya mencionados nodos lógicos. Los nodos lógicos se pueden encontrar en distintos tipos cada uno con una funcionalidad determinada, por ejemplo en la Figura 2 se aprecia el nodo lógico “MMXU1” que representa los datos de medida que adquiere el equipo, esta tiene como objeto de dato el detalle específico de la variable, para el ejemplo de la Figura 2, la potencia ”TotW”, dentro de este objeto de dato hay atributos del dato que viene a ser la información de la variable, para el ejemplo se observa “Mag” que representa la magnitud o valor de la potencia, “q” que viene a ser la calidad de la variable y por último “t” que contiene la estampa de tiempo de la variable. De esta forma se establece la jerarquía para la transmisión de datos según la norma IEC 61850.



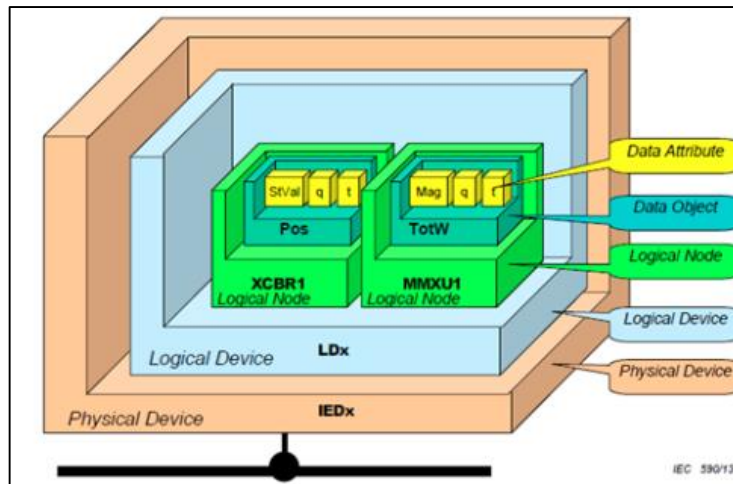


Figura 2. Jerarquía del modelo de datos según IEC-61850.  
Fuente: Acevedo, Calderón, González y Vargas (2019)

### c. Lenguaje de configuración de subestación.

Salman (2017) menciona sobre el lenguaje de configuración de subestación lo siguiente:

El lenguaje de configuración de la subestación se define en IEC 61850-6 y se basa en el lenguaje de marcado extensible (XML), que permite describir la configuración de los sistemas basados en IEC 61850. La jerarquía de los archivos de configuración está especificada por SCL. Esto permite la descripción del sistema multinivel en archivos XML unívocos y estandarizados. Los archivos SCL incluyen la descripción de la especificación del sistema (SSD), la descripción de la capacidad del IED (ICD), la descripción de la configuración de la subestación (SCD) y los archivos de descripción del IED configurado (CID) se crean utilizando el mismo método y formato. Sin embargo, el alcance de cada uno de ellos es diferente dependiendo de la necesidad (p.115).

### 2. Protocolo DNP3

DNP3 cuyas siglas en inglés significan “Protocolo de red distribuida versión 3.3” es un estándar que explica la comunicación entre unidades maestras, unidades remotas de telemetría y otros IEDs, está creando pensando en la interoperabilidad de los sistemas, también para enviar paquetes de datos pequeños de forma confiable cuyos mensajes llegan en una secuencia

determinista. Entre sus beneficios se menciona que es un estándar abierto, compatible con gran cantidad de equipos, está optimizado para trabajar con SCADA y su arquitectura trabaja en el modelo de rendimiento mejorado IEC. Presenta algunas características como informes por excepción/evento sin sondeo por parte del maestro y sincronización de tiempo en eventos (Clarke, Reynders & Wright, 2004).

#### **a. Topologías del sistema.**

Este protocolo admite topologías maestro esclavo, multipunto desde un maestro, jerárquico con gateways intermedios y múltiples maestros (Clarke et al., 2004).

También admite la conexión con múltiples esclavos y múltiples maestros, tiene como modos operativos 2 formas, de sondeo y de reposo, sondeo hace referencia a una solicitud constante de respuestas, para el caso de reposo ya que no requiere sondeo corto para verificar los cambios, en este estado inactivo su sondeo de fondo periódico es largo de aproximadamente una hora, solo con fines de protección ante eventos no reportados, mejorando así la eficiencia de la red de comunicación.

#### **b. Niveles de implementación.**

Clarke et al., (2004) refieren que para conseguir la interoperabilidad y que los fabricantes trabajen con los mismos datos y funciones se distribuye DNP en tres niveles.

- Nivel 1: Diseñado para el uso entre una estación maestra y un dispositivo intermedio (concentrador o pequeño IED final), en donde sus entradas y salidas son locales, con respecto al dispositivo.
- Nivel 2: Diseñado para el uso entre una estación maestra y un RTU o IED grande, precisa un subconjunto más voluminoso de funciones DNP.
- Nivel 3: No solicita compatibilidad con todas las funciones DNP, ya que cubre casi todas las funciones requeridas, diseñado para el uso de una estación maestra y un RTU muy grande, sus entradas y salidas suelen ser locales o remotas.

### c. Modelo de objetos de datos.

Con respecto a la capa de aplicación, DNP3 define sus datos y control en objetos de datos, en donde cada una de estos objetos contiene una estructura determinada, lo que hace a DNP3, interoperable entre IED's. Según la documentación DNP3 se tiene más de 90 objetos, cada uno de estos se define por un número de grupo y también un número de variación representados en campos de 8 bits, cada uno de estos objetos están distribuidos en rangos de 10 unidades, cada grupo tiene variaciones (Clarke, Reynders & Wright, 2004).

En la Tabla 2 se muestra los grupos divididos por rangos, donde cada rango pertenece a una clase de objeto.

Tabla 2.  
Grupo de objetos DNP3.

Rango de grupo	Descripción del grupo de objetos
0-9	Objetos de entrada binaria
10-19	Objetos de salida binaria
20-29	Objetos de contador
30-39	Objetos de entrada analógica
40-49	Objetos de salida analógica
50-59	Objetos de tiempo
60-69	Objetos de clase
70-79	Objetos de archivo
80-89	Objetos de dispositivo
90-99	Objetos de aplicación
100+	Objetos numéricos alternativos

Fuente: Prácticos protocolos SCADA modernos DNP3, 60870.5 y sistemas relacionados, Clarke, Reynders & Wright (2004)

### 3. Estándar IEC 60870-5-104

Para realizar una descripción de la norma IEC 60870-5-104 se necesita conocer lo que representa IEC 60870-5, Clarke, Reynders & Wright (2004) mencionan: IEC 60870-5 se refiere a una colección de estándares producidos por la Comisión Electrotécnica Internacional, o IEC, para proporcionar un estándar abierto para la transmisión de información y control de telemetría SCADA. La norma proporciona una descripción funcional detallada de los equipos y

sistemas de telecontrol para el control de procesos geográficamente extendidos, es decir, de los sistemas SCADA. El estándar está destinado a la aplicación en las industrias eléctricas y tiene objetos de datos que están específicamente destinados a tales aplicaciones; sin embargo, no se limita a tales aplicaciones, ya que tiene objetos de datos que son utilizables en aplicaciones SCADA generales para cualquier industria. No obstante, el protocolo IEC 60870-5 se utiliza principalmente en las industrias eléctricas de los países europeos (p.70). IEC 60870-5-104 viene a ser la versión en red de su antecesor IEC 60870-5-101, ambos son estándares complementarios. El estándar IEC 60870-5-101 suministra un modo de comunicación para el envío de mensajes elementales de telecontrol entre un punto local de telecontrol (estación de control) y otros puntos remotos (estaciones controladas), esta emplea circuitos de datos conectados en todo momento de forma directa entre la estación de control y las estaciones controladas.

La norma IEC 60870-5-104 viene a ser la unión de la capa siete según el modelo OSI “Capa de aplicación” de la norma IEC 60870-5-101 y las funciones de transporte suministradas por TCP/IP, aprovechando que en TCP/IP se puede dar uso a los distintos tipos de red (Adriaensen, 2005).

En conclusión, se puede mencionar que todas las funcionalidades de IEC 60870-5-101 vienen a ser muy similares a IEC 60870-5-104 la única diferencia radica en que IEC 60870-5-104 trabaja adicionalmente en TCP/IP, por lo cual desde ahora para describir las características de la norma se puede denominar IEC 60870-5-101/104.

#### **a. Topología del sistema.**

IEC 60870-105-101 permite una comunicación punto a punto y punto multipunto que son transmitidos en un ancho de banda pequeño como serie de bits. También permite usar una comunicación balanceada o desbalanceada a nivel de enlace, una comunicación desbalanceada hace que solo el cliente pueda empezar la comunicación mediante envío de tramas primarias, logrando así anular el riesgo de colisiones. Una comunicación balanceada solo se puede

dar en un enlace punto a punto, esta admite mensajes no solicitados del servidor (Clarke et al., 2004).

**b. Arquitectura de protocolo.**

La arquitectura de comunicación de los protocolos IEC 60870-5 se puede diferenciar utilizando los modelos de capa OSI y EPA (arquitectura de rendimiento mejorado) como se observa en la Figura 3, en donde IEC 60870-5-101 muestra un modelo EPA de 3 capas que funciona en un sistema de una sola red, por lo que agrega una capa más en la parte superior que se denomina capa de usuario, esto se incluye para proporcionar telecontrol, mientras que IEC 60870-5-104 usa las capas adicionales del modelo OSI, para brindar red y transporte correspondiente al uso de TCP/IP (Clarke et al., 2004).

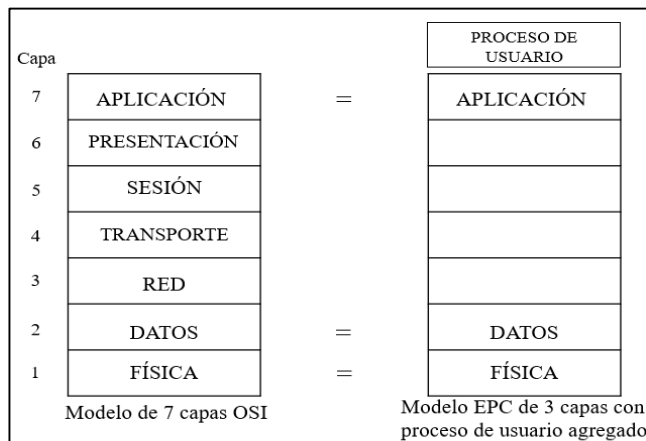


Figura 3. Diferencia entre arquitectura IEC-60870-5-101/104. Fuente: Clarke et al. (2004)

**c. Estructura APDU.**

Una APDU son las siglas en inglés que significan “Unidad de datos del protocolo de aplicación” refiere a la unidad de datos que es proporcionado desde el nivel de aplicación para la capa de transporte inferior del protocolo para su transmisión o viceversa dentro del modelo OSI. Una APDU contiene una APCI (Información de control de protocolo de aplicación) más un ASDU (Unidad de datos del servicio de aplicación) (Clarke et al., 2004).

Se sabe que una ASDU representa los mensajes que se envían en dos sentidos de comunicación, del centro de control a una unidad remota y viceversa.

#### 4. PRP

PRP (IEC 62439-3 Cláusula 4) cuyo significado por sus siglas en inglés es “Protocolo de redundancia paralela”, viene a ser uno de los protocolos más populares a nivel de redundancia en subestaciones, este duplica datos garantizando la comunicación en dos redes. Las tramas redundantes se implementan en los nodos finales, llamados DAN (nodos adjuntos dobles), estos DAN están conectados a redes LAN independientes mediante interfaces con la misma dirección MAC (ver Figura 4). PRP no interfiere en la redundancia propia de las redes LAN, ya que los switches pueden unir nodos no compatibles a PRP que se llaman nodos SAN (nodo adjunto simple), estos dispositivos pueden transformarse en Virtual SAN cuando se conectan a proxies PRP (llamados PRP Redboxes), que se enlazan de forma redundante a dos redes (Molina, 2017).

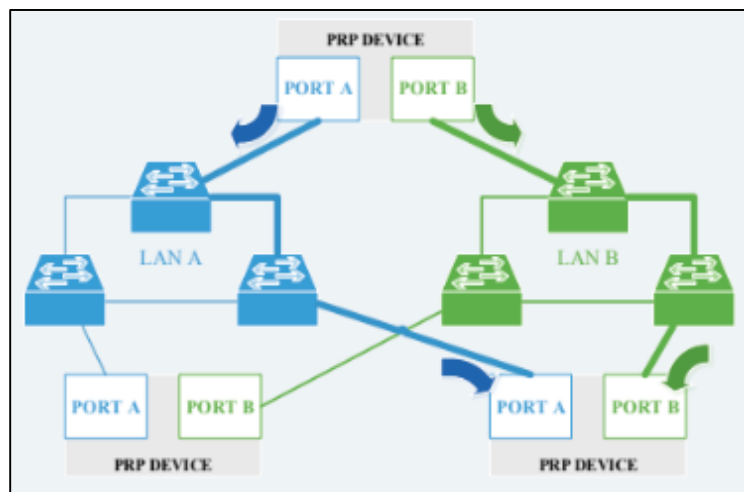


Figura 4. Topología de red PRP.  
Fuente: Molina (2017)

#### 5. Protocolo NGVL

El protocolo NGVL por sus siglas que en inglés significa “Lista de variables de red global” según McCreery (2013) alude que:

El protocolo NGVL permite que un controlador transmita datos a través de una red de área local (LAN) Ethernet a otros controladores o reciba datos de otros controladores compatibles con el protocolo NGVL. Los datos se pueden transmitir en un intervalo de transmisión cíclico configurable, en el cambio de un valor de etiqueta o en un cambio de estado booleano configurable. Los datos

que este protocolo debe transmitir o recibir aparecen en una lista de variables globales, por lo tanto, están disponibles para todos los subprocesos dentro de un controlador (p.1).

## **6. Protocolo SNMP**

Es un protocolo de administración de red que recopila y registra información de sus dispositivos de red que cumplen con los estándares a través de un sistema de preguntas y respuestas. Esta información se almacena en un gestor centralizado desde el que será procesada.

Existen 3 versiones de SNMP:

### **a. SNMP v1.**

Basado en SGMP (RFC 1028), ha sido ampliamente aceptado y utilizado. SNMP v1 proporciona una funcionalidad básica para consultar datos y es relativamente fácil de usar. Además, tampoco genera demasiada sobrecarga ya que no incluye algoritmos de encriptación. Entonces, por razones de seguridad, solo use SNMP v1 en LAN. Su mayor limitación es su arquitectura de contador de 32 bits, que es insuficiente para las redes de gigabytes actuales o incluso más grandes (Molero, 2010).

### **b. SNMP v2. (Información de gestión RFC 1901)**

La versión SNMP v2 es una evolución de SNMP v1. Las operaciones Get, GetNext y group que se usan en SNMP v1 son exactamente las mismas que se usan en SNMP v2. Sin embargo, SNMP v2 agrega y mejora algunas operaciones de protocolo. Por ejemplo, la operación de trampa SNMP v2 tiene la misma funcionalidad que la utilizada en SNMP v1, pero usa un formato de mensaje diferente y está diseñada para reemplazar la trampa SNMP v1 (Molero, 2010).

Molero (2010) sostiene que la estructura de la información de gestión (SMIv2) (RFC 2578) y Base de Información de Administración (MIBv2) (RFC 3418), indica que según la aplicación RFC 2578, la información de su estructura de gestión para SNMP v2 y SNMP v3 es una agrupación de objetos gestionados

ubicados en un contenedor virtual denominado Base de información de gestión - MIBv2 y está definido en los siguientes documentos de aplicación RFC 293, RFC 022, RFC 113, RFC 2863 y RFC 318. Donde el MIBv2 se divide en tres áreas.

- ✓ Módulo: Se utiliza para transmitir la semántica y describir módulos de información.
- ✓ Objetos: Se utiliza para transmitir la sintaxis y la semántica de un objeto gestionado y también para describir objetos gestionados (MO).
- ✓ Mensaje: Describe la información de gestión de línea no deseada y también se utiliza para la semántica y transmitir la sintaxis de un mensaje.

### **c. SNMP v3. (Arquitectura y aplicaciones RFC 3410)**

SNMP v3 es un protocolo interactivo basado en estándares para la gestión de redes. Además, SNMP v3 brinda acceso seguro a los dispositivos a través de una combinación de autenticación de red y cifrado de paquetes (Molero, 2010). Algunas de las funciones de SNMP v3 son:

- ✓ Seguridad de mensajes: garantiza que los mensajes no se alteren durante el tránsito.
- ✓ Autenticación: determina que el mensaje proviene de una fuente válida.
- ✓ Cifrado: Cifra un paquete para evitar que una fuente no autorizada vea el contenido.

SNMP v3 proporciona un modelo de seguridad y un nivel de seguridad. Por este motivo, una plantilla de seguridad es una política de autenticación creada para el usuario y el grupo en el que reside ese usuario. Por otro lado, el nivel de seguridad es el nivel permitido en un modelo de seguridad. En este sentido, la combinación de modelo de seguridad y nivel de seguridad determina qué mecanismo se utilizará durante el procesamiento de paquetes SNMP (Molero, 2010).

De acuerdo con RFC 3410, SNMP v3 admite un modelo de seguridad basado en el usuario (RFC 3414) porque incorpora funciones de seguridad como autenticación y controles de privacidad. La autenticación SNMP v3 se realiza



mediante un código de autenticación de mensajes hash (HMAC), que se calcula mediante un hash criptográfico combinado con la clave secreta. La implementación de SNMP v3 puede permitir que un código abreviado de HMAC en el campo de validación autentique a un agente con un mínimo de un byte (Molero, 2010).

## 7. PTP

Definido por el estándar IEEE 1588, se utiliza para la sincronización de relojes en tiempo real en redes de conmutación de paquetes, con una precisión de nanosegundos. PTP se puede mencionar como un sistema compuesto por relojes simples conectados en una red, en donde se escoge un maestro y los otros relojes esclavos se sincronizan del maestro recogiendo estampa de tiempo (data) y sincronización, PTP proporciona sincronización de frecuencia, así como de fase y tiempo (ver Figura 5). La versión 2 es la que cumple con los requisitos de precisión de las aplicaciones de telecomunicaciones. Es un protocolo complejo, donde algunas partes funcionan para cierto tipo de aplicación, otras no, lo que dificulta entender qué partes se pueden usar en un escenario particular. Esto llevó al UIT a introducir el concepto de configuración PTP para telecomunicaciones, lo que permitió a otras organizaciones internacionales adaptar el PTP a aplicaciones específicas. La idea de configuración es definir combinaciones específicas de opciones y valores de atributos para una aplicación dada, con el propósito de lograr interoperabilidad entre dispositivos diseñados para esta aplicación (Santander, 2020).

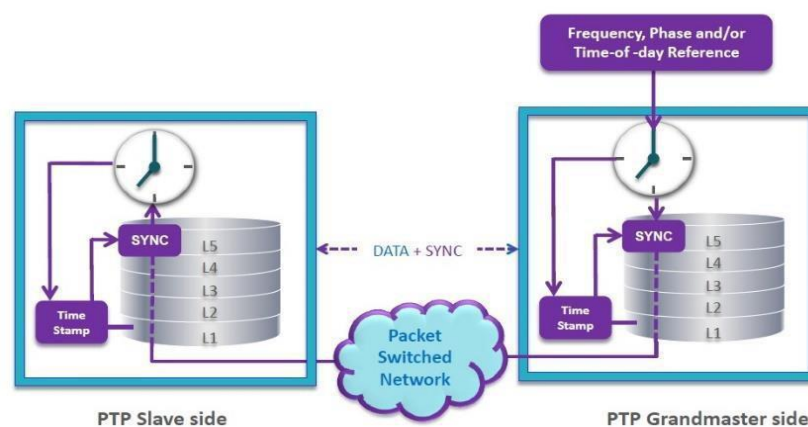


Figura 5. Esquema de transmisión.

Fuente: Revista digital de las tecnologías de la información y telecomunicaciones. (2020).

La estampa de tiempo de este protocolo es tan perfecta ya que en lugar de software emplea hardware, y el maestro PTP tiene como finalidad mantener a los esclavos sincronizados. En comparación con NTP (Protocolo de tiempo de red), PTP puede cumplir con los requisitos de sincronización de tiempo de mayor precisión, NTP generalmente solo puede lograr una precisión de sincronización de tiempo de subsegundos, mientras que PTP puede alcanzar por debajo de los microsegundos (Santander, 2020).

## **B. Comunicación en red**

Para poder establecer una comunicación en red necesitamos dos o más equipos que tengan integrados un interfaz de comunicación digital, con el fin de transferir paquetes de datos orientados al intercambio de información de un IED a otro. Teniendo en cuenta el medio de transmisión y la aplicación que se le quiere dar, mediante el uso de una arquitectura de comunicación se puede implementar un enlace estable. En la automatización de subestaciones se tiene dos principales arquitecturas de comunicación que se pueden emplear:

### ***1. Arquitectura punto a punto.***

Esta representa una configuración simple, ya que solo dos estaciones intercambian información, pudiendo configurarse a uno como maestro y al otro como esclavo. Las estaciones se pueden comunicar en modo full-duplex, es decir ambos pueden transmitir y recibir en frecuencias separadas, o también en modo half-duplex, en una sola frecuencia (Clarke et al., 2004).

### ***2. Arquitectura multipunto.***

Esta configuración involucra tener un maestro y distintos esclavos, transmitiendo la información de esclavos al maestro y viceversa. En el caso de que los esclavos necesiten transmitir información entre sí, lo harán a través del maestro que actúa como moderador. Se puede dar que todas las estaciones se relacionan entre sí, para ello se debe implementar protocolos sofisticados para eliminar las colisiones de paquetes a la hora de transmitir al mismo tiempo. (Clarke et al., 2004).

### **C. Equipos en subestaciones**

Dentro de las subestaciones se tiene equipos denominados dispositivos electrónicos inteligentes (IED's) estos son de distintos tipos, entre ellos tenemos a los transductores, RTU's, concentradores, relés de protección, medidores, registradores de fallas, etc., estos IED's cuentan con un microprocesador que le permite comunicarse digitalmente mediante un protocolo de comunicación. En la subestación también se tiene equipos de comunicación como switches, routers, redboxes, firewalls, equipos de onda portadora, multiplexores, entre otros, y de igual manera se comunican mediante un protocolo de comunicación. Todos estos equipos en conjunto se involucran en una gran red para poder transmitir información unos a otros logrando así la automatización del sistema.

#### **2.3.2 Integración de datos al SCADA**

SCADA (Sistema de control de supervisión y adquisición de datos) se refiere a la combinación de telemetría y adquisición de datos. SCADA abarca la recopilación de información a través de una RTU (unidad terminal remota), su transferencia al sitio central, la realización de cualquier análisis y controles necesarios y luego la visualización de esa información en un despliegue de pantallas para el operador. Las acciones de control requeridas luego se transmiten de vuelta al proceso (Gordon, 2004, p.12).

#### **A. Hardware SCADA**

Un sistema SCADA consta de una serie de unidades terminales remotas (RTU) que recopilan datos de campo y envían esos datos a una estación maestra a través de un sistema de comunicaciones. La estación maestra, muestra los datos adquiridos y también permite al operador realizar tareas de control remoto (Gordon,2004, p.15).

En un sistema SCADA, existen básicamente 4 niveles o jerarquías de automatización referenciado a subestaciones eléctricas (ver Figura 6). A continuación, se detalla cada uno de estos cuatro niveles de automatización.

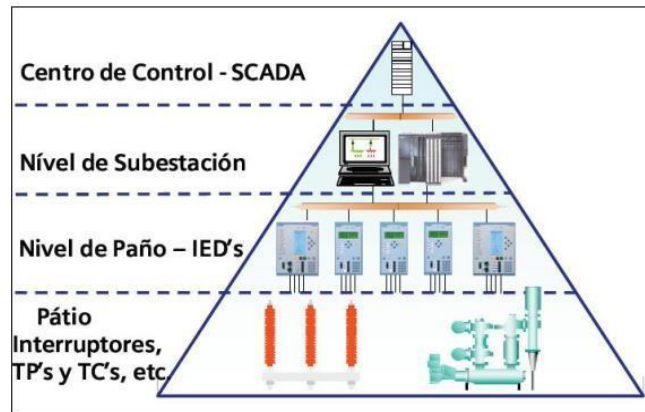


Figura 6. Niveles de automatización de subestaciones  
Fuente: Quintana (2012)

- Nivel cero: Es el nivel de patio o de procesos, es aquel donde se encuentran los equipos de campo, como los seccionadores e interruptores.
- Nivel 1: Es el nivel de IED's o de bahía, es donde se ubican los equipos que protegen y controlan los equipos de campo. El control de operación es dado desde los IED's.
- Nivel 2: Es el nivel de subestación, donde se realizan las funciones tanto de control como supervisión de datos de la subestación desde un sistema SCADA HMI. El control se realiza desde un software llamado SCADA HMI.
- Nivel 3: Es el nivel de control, se establece la comunicación entre el centro de control SCADA con el sistema SCADA HMI en cada subestación, también se encuentra el almacenamiento de la data y gestión de la subestación o subestaciones en general.

## B. Software SCADA

El software SCADA se puede dividir en dos tipos, propietario o abierto. Las empresas desarrollan software propietario para comunicarse con su hardware. Estos sistemas se venden como soluciones 'llave en mano'. El principal problema con estos sistemas es la abrumadora dependencia del proveedor del sistema. Los sistemas de software abierto han ganado popularidad debido a la interoperabilidad que aportan al sistema. La interoperabilidad es la capacidad

de mezclar equipos de diferentes fabricantes en el mismo sistema. (Gordon,2004, p.15)

#### **a. Control**

Control como parte de SCADA representa la gestión de procesos involucrados en distintos tipos de industria. Para los sistemas de automatización de subestaciones involucra funcionalidades como la ejecución de mandos remotos de apertura y cierre de los equipos de patio o GIS, control del embobinado primario de los transformadores, apertura o cierre de reclosers (reconectores), entre otros, todo esto desde un centro de control a distancia. Por lo tanto, una de sus ventajas es poder realizar mandos efectivos de forma instantánea y evitar procedimientos mecánicos que involucran errores humanos.

#### **b. Supervisión**

Supervisión en SCADA de subestaciones consiste en verificar, dar soporte y hacer seguimiento a la estabilidad de los sistemas eléctricos involucrados en la subestación, donde el operador mediante el uso de un HMI realizará tareas como verificar las posiciones de los equipos de patio, análisis de medidas, verificación de reportes, tendencias, alarmas entre otros, con el fin de recopilar información para una buena toma de decisiones.

#### **c. Adquisición**

Adquisición dentro de SCADA en subestaciones, involucra la recopilación de información de todas las variables de medición y estado proporcionadas por distintos IED's y equipos de instrumentación, que se realiza a través de un bus de campo o protocolo de comunicación mediante el envío de señales de niveles inferiores a niveles superiores con respecto a la pirámide de automatización mencionado anteriormente.

## 2.4 Definición de términos básicos

- ↪ IED: Dispositivo electrónico inteligente. En la industria de electricidad se denomina así para nombrar a un dispositivo controlador que tiene microprocesadores.
- ↪ SCADA: Acrónimo para definir la supervisión, el control y la adquisición de datos.
- ↪ RTU: Unidad terminal remota. IED encargado de recoger información de un punto para luego enviarlas al centro de control.
- ↪ HMI: Interfaz hombre máquina, sirve como interfaz entre el hombre y el proceso.
- ↪ TC: Transformador de corriente, otorga una corriente en el secundario proporcional al primario.
- ↪ SAS: Sigla de “Sistemas de automatización de subestaciones”.
- ↪ COES: Comité de operación económica del sistema que se encarga de fiscalizar normas para el buen uso del sistema eléctrico nacional interconectado.
- ↪ ASDU: Unidad de datos del servicio de aplicación. Lleva la data de la capa de aplicación para intercambiar entre 2 equipos.
- ↪ SAN: Nodo adjunto simple, refiere a un puerto único orientado a comunicación de un equipo electrónico.
- ↪ DAN: Nodos adjuntos dobles, refiere a un puerto doble orientado a comunicación de un equipo electrónico.
- ↪ RFC 3410: Definición de Simple Network Management Protocol (SNMP v3) el protocolo es utilizado para tener acceso a una red de objetos. gestionar y recibir notificaciones de cambios.
- ↪ RFC 3411: Describe la arquitectura de un protocolo administrativo simple de red SNMP v3.
- ↪ RFC 3412: Describe el procesamiento y la entrega de mensajes al protocolo de gestión de red simple SNMP v3.
- ↪ RFC 3413: Describe aplicaciones de protocolos administrativos simples de red SNMP v3.
- ↪ RFC 3414: Descripción del modelo de seguridad basado en el usuario (USM) versión 3 para el protocolo de gestión de red simple SNMP v3.
- ↪ RFC 3415: Describe el modelo de control de acceso basado en vistas (VCAM) para el protocolo de gestión de red simple SNMP v3.

- ↪ MMS: Parte del protocolo IEC 61850 que significa en español. Especificaciones de mensajes de fabricación.
- ↪ RTAC: Controlador de automatización de tiempo real, equipo concentrador de datos de la marca SEL.
- ↪ AXION: RTU de la marca SEL, que proporciona automatización en una subestación.
- ↪ RECLOSER: Interruptor de cierre automático para líneas domiciliarias.
- ↪ TRANSCEIVER: Dispositivo que sirve para convertir datos de un medio de transmisión a otro medio de transmisión, por ejemplo, serial a TCP/IP o UDP.
- ↪ SSH: Protocolo de comunicación para acceso remoto de servidores.
- ↪ TELNET: Protocolo de comunicación que se utiliza para acceder remotamente a una computadora.
- ↪ PUTTY: Software terminal de simulación para acceder a distintos IED's mediante protocolos determinados.
- ↪ POP-UP: ventana virtual que se abre como producto de la interacción humano máquina, cuya finalidad es mostrar contenido.

## **CAPÍTULO III: DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN**

### **3.1. Análisis de protocolos de comunicación**

Para la integración de datos al SCADA se ha tenido en cuenta varios factores a la hora de elegir los protocolos adecuados, ya que se buscó tener un SCADA confiable y de buen funcionamiento, es por ello que se optó en buscar información bibliográfica que se mencionó en la parte correspondiente al capítulo 2 de la presente tesis.

#### **3.1.1 Protocolos seleccionados.**

Como es de conocimiento, existen varios fabricantes de equipos de automatización que desarrollan sus propios protocolos, los cuales, ante una eventual expansión de la subestación o actualización del sistema representan una dificultad en la modernización de la subestación, ya que solo se dependería de ese proveedor y sus protocolos asociados. Por lo tanto, para esta implementación se priorizó en su gran mayoría la elección de protocolos abiertos y estándares internacionales de libre uso, que ofrecen más beneficios para los integradores y también para los resultados de la implementación SCADA. Se obtuvo como beneficio de utilizar los protocolos abiertos, la fácil actualización a nuevas tecnologías tan solo cambiando la configuración de los dispositivos electrónicos asociados, para ello, se comprobó que cuando se actualiza el firmware de un relé de protección que usa el estándar IEC 61850, solo bastó con realizar el up-grade y el proceso de trabajo del relé no se vio afectado, una vez terminado el up-grade el nuevo firmware era compatible con el estándar IEC 61850. Por otro lado, los protocolos escogidos muestran facilidad para realizar pruebas de funcionamiento usando software libre como Wireshark y también son protocolos en constante actualización, lo cual representa duración tecnológica.

En la Tabla 3 se mencionan las características más importantes que se consideró para el análisis de protocolos.



Tabla 3.

Características importantes consideradas para la elección de protocolos de comunicación

<b>PROTOCOLO /</b>	
<b>ESTÁNDAR</b>	<b>CARACTERÍSTICAS IMPORTANTES</b>
<b>IEC 61850</b>	Se escogió esta norma no propietaria, ya que es considerado como la base para el intercambio de datos en una subestación eléctrica, porque tiene en cuenta aspectos muy importantes para la transmisión de datos con respecto a las protecciones eléctricas.
<b>DNP 3</b>	Este protocolo de capa 7, anteriormente era considerado propietario, hoy en día es abierto. Se escogió este protocolo porque esta optimizado para el intercambio de información en todos los niveles del SCADA y es una alternativa si no se cuenta con IEC 61850 como resultado de una aplicación.
<b>IEC 60870-5-104</b>	Se optó por usar el estándar IEC 60870-5-104, ya que es un estándar abierto, además trabaja a través de TCP/IP el cual garantiza el correcto envío y recepción de paquetes, resultando relevante a la hora de realizar telecontrol de forma confiable, considerando que en esta implementación los mandos son enviados desde el nivel 2 y nivel 3.
<b>SNMP</b>	Los equipos de comunicación se integraron mediante el protocolo abierto SNMP, ya que consume mínimos recursos y también permite hacer gestión más allá de su red de origen. Es decir, a través de los OIDs se puede monitorear y controlar los puertos desde el SCADA.
<b>PRP / IEC 62439-3</b>	Para la redundancia se escogió el protocolo PRP que se desprende del estándar IEC 62439-3, el cual es abierto, también facilita el encapsulamiento de datos dentro de la trama IP, por este motivo se escogió a este protocolo, ya que se hace transparente a nivel de red.
<b>PTP / IEC 61588</b>	Para la sincronización temporal en nivel 2 se utilizó el protocolo PTP, este se desprende del estándar IEC 61588, por lo tanto, es abierto, este protocolo trabaja a través de Ethernet, por lo tanto, puede alcanzar largas distancias, adicionalmente, es el de mayor precisión temporal, indispensable para entornos de subestaciones eléctricas.
<b>NGVL</b>	El protocolo NGVL propietario de SEL, viene a ser una excepción que se escogió aprovechando la casi totalidad de equipos SEL en la subestación, se optó por usar este protocolo ya que ofrece la ventaja de intercambiar datos entre los concentradores redundantes de nivel 2 en todo momento.

Fuente. Elaboración propia.

### **3.1.2 Protocolos interoperables.**

Para la automatización de subestación se tuvo como objetivo lograr que los equipos se comuniquen de forma correcta unos a otros sin importar la marca o modelo, es por ello que se ha optado por usar el protocolo MMS, que es parte de la norma IEC 61850 y se comunica mediante TCP/IP. Cabe mencionar que MMS trabaja con archivos configurables del tipo SCD, CID, ICD, los cuales son estandarizados, pudiendo estos configurarse y descargarse con cualquier software IEC 61850 sin importar la marca. Por otro lado, DNP3 y IEC 60870-5-104, son protocolos muy conocidos, DNP3 de origen americano, mientras IEC-104 europeo, por lo tanto, se encuentran presentes en muchos equipos como servidores o clientes, también son estandarizados, lo que significa que se puede lograr la interoperabilidad tan solo configurando sus parámetros de comunicación y el direccionamiento de los datos a enviar, cabe mencionar que DNP3 permite ser interoperable entre IED's gracias a su modelo de datos representado por grupos de objetos, en donde ofrece clases y variaciones que facilitan la comunicación entre equipos. Los protocolos SNMP, PRP, PTP, trabajan mediante Ethernet/IP, y en la subestación la gran mayoría de los equipos están conectados a través de Ethernet/IP en una gran red, por lo tanto, todos tienen acceso a los beneficios de estos protocolos, lo cual los hace, interoperables.

### **3.1.3 Sincronización de tiempo en protocolos.**

Para la elección de los protocolos en la implementación se revisaron las normas de protocolos con respecto a estampa de tiempo y se determinó que el estándar IEC 61850 admite sincronización de tiempo ya que contiene un atributo dedicado a ello, en efecto, garantiza el correcto envío de datos sincronizados hacia el SCADA. En caso del protocolo DNP 3, admite estampa de tiempo para el registro de sus eventos, en esta implementación, las señales de relé de la línea L-1384 se ha configurado en los relés, eventos de clase 2 para las señales binarias y eventos de clase 3 para las señales analógicas, es decir, las señales de alarma de los relés de línea tienen estampa de tiempo.

### 3.2. Diseño de la arquitectura de comunicación

El diseño de la arquitectura Ethernet involucra un direccionamiento IP, es por ello, que se le asignó una dirección IP v4 con máscara “/24” y una codificación a todos los equipos conectados a la red Ethernet de la subestación, en la Tabla 4 se puede observar las direcciones de los equipos involucrados en la automatización, mientras que las direcciones utilizadas para los relés de protección y medidores fueron designadas según continua la numeración de la Tabla 4, es decir, continúan con la dirección 10.124.100.147 en adelante, teniendo en cuenta que son 2 relés (principal y respaldo) por bahía y 2 medidores (principal y respaldo) por bahía.

Tabla 4.  
Lista de direcciones IP de los equipos de la subestación.

EQUIPO	CÓDIGO	IP
Router RX1500	ROU01	10.124.100.1
Switch MAR-1140 nivel 2	TJ001	10.124.100.11
Switch MAR-1140 nivel 2	TJ002	10.124.100.12
Switch MAR-1140 nivel 3	TJ003	10.124.100.13
Switch MAR-1140 nivel 3	TJ004	10.124.100.14
Redbox RSPS25 nivel 3	RB001	10.124.100.41
Redbox RSPS25 nivel 2	RB002	10.124.100.42
Concentrador RTAC Nivel 3	A001N3	10.124.100.91
Concentrador RTAC Nivel 3	A002N3	10.124.100.92
Concentrador RTAC Nivel 2	A001N2	10.124.100.93
Concentrador RTAC Nivel 2	A001N2	10.124.100.94
RTU AXION SEL2440	A003N2	10.124.100.111
RTU AXION SEL2440	A004N2	10.124.100.112
RTU AXION SEL2440	A005N2	10.124.100.113
RTU AXION SEL2440	A006N2	10.124.100.114
RTU AXION SEL2440	A007N2	10.124.100.115
RTU AXION SEL2440	A008N2	10.124.100.116
RTU AXION SEL2440	A009N2	10.124.100.117
GPS SEL2880 principal	T001	10.124.100.145
GPS SEL2880 respaldo	T002	10.124.100.146
Servidor Zenon principal	B001	10.124.100.71
Servidor Zenon respaldo	B002	10.124.100.72
Estación de operación 1	OWS001	10.124.100.73
Estación de operación 2	OWS002	10.124.100.74
Base de datos 1	H001	10.124.100.78
Base de datos 2	H002	10.124.100.79

Fuente. Elaboración propia.

### 3.2.1 Arquitectura del sistema de protecciones.

El sistema de protección está compuesto por relés que se encargan de eliminar disparos innecesarios, también cubren a otros dispositivos como motores e interruptores aislando sus fallas. Para esta implementación, cada bahía en su mayoría contiene dos relés de protección, principal y respaldo como se observa en la Figura 7 (relés con conexión Failover), por lo tanto, se diseñó para que los relés se conecten utilizando una topología tipo bus a dos switches Hirschmann MAR-1140 redundantes en redes denominadas LAN 1 y LAN 2. Es decir, estos switches se conectaron como una LAN extendida a otros switches redundantes TJ001 y TJ002 ubicados en nivel 2, de esa forma se logró la integración de los relés de protección a la red SCADA.

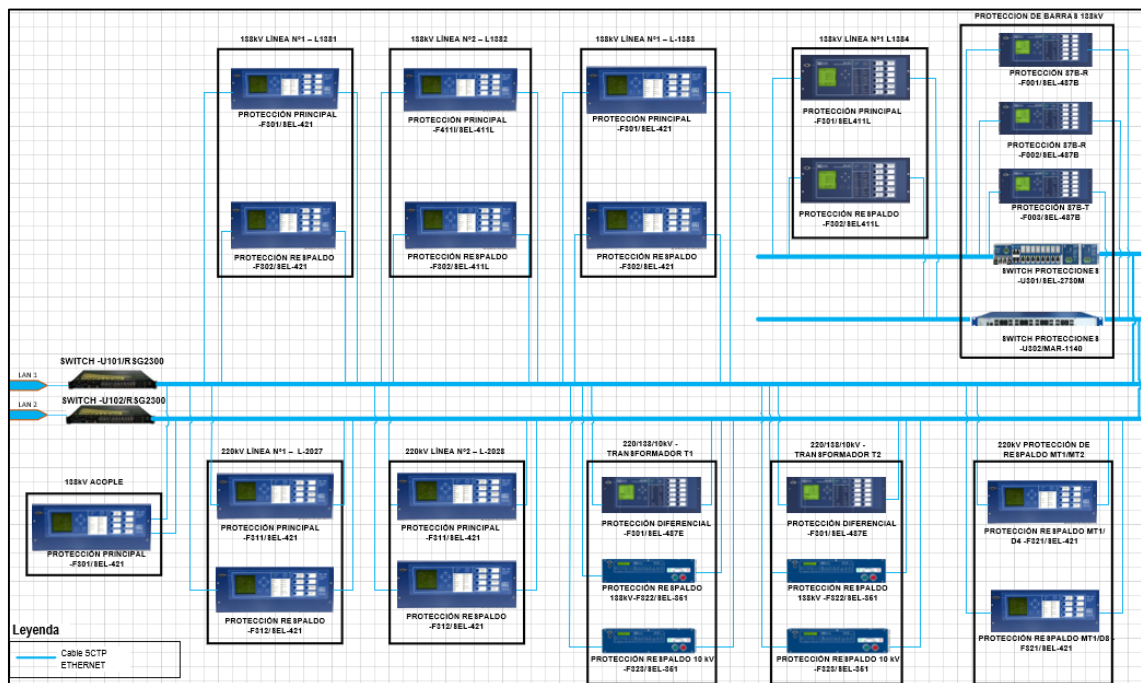


Figura 7. Arquitectura de comunicación – Protecciones por bahía.

Fuente: Elaboración propia.

### 3.2.2 Arquitectura de comunicación de nivel 2.

Para el nivel 2 se integraron todas las señales provenientes de varios equipos de la subestación, por consiguiente, en la Figura 8 se puede apreciar el diseño de arquitectura con distintas topologías; los medidores fueron conectados en una topología tipo bus a un switch capa 2, que envía señales a un redbox (RB002) cuya misión es integrar las señales de todos los medidores a las 2 redes LAN 1 y LAN 2. Los RTU's de los gabinetes 3 y 4 son encargados de llevar las señales cableadas de la subestación mediante sus slots, estos fueron

conectados en una topología tipo estrella y llegan a dos switches centrales “TJ001 y TJ002”, también se aprovechó los puertos “DAN” de los RTU’s, ya que cada uno de estos IED’s cuenta con dos puertos disponibles creados para trabajar en redes redundantes, de tal forma se garantiza el envío de información hacia los concentradores de datos, también denominados Gateways, estos IED’s son redundantes, y forman parte de la topología tipo estrella, cuya función es recibir la data de todos los IED’s de la subestación, estos equipos procesan las señales y hacia los servidores SCADA de nivel 3.

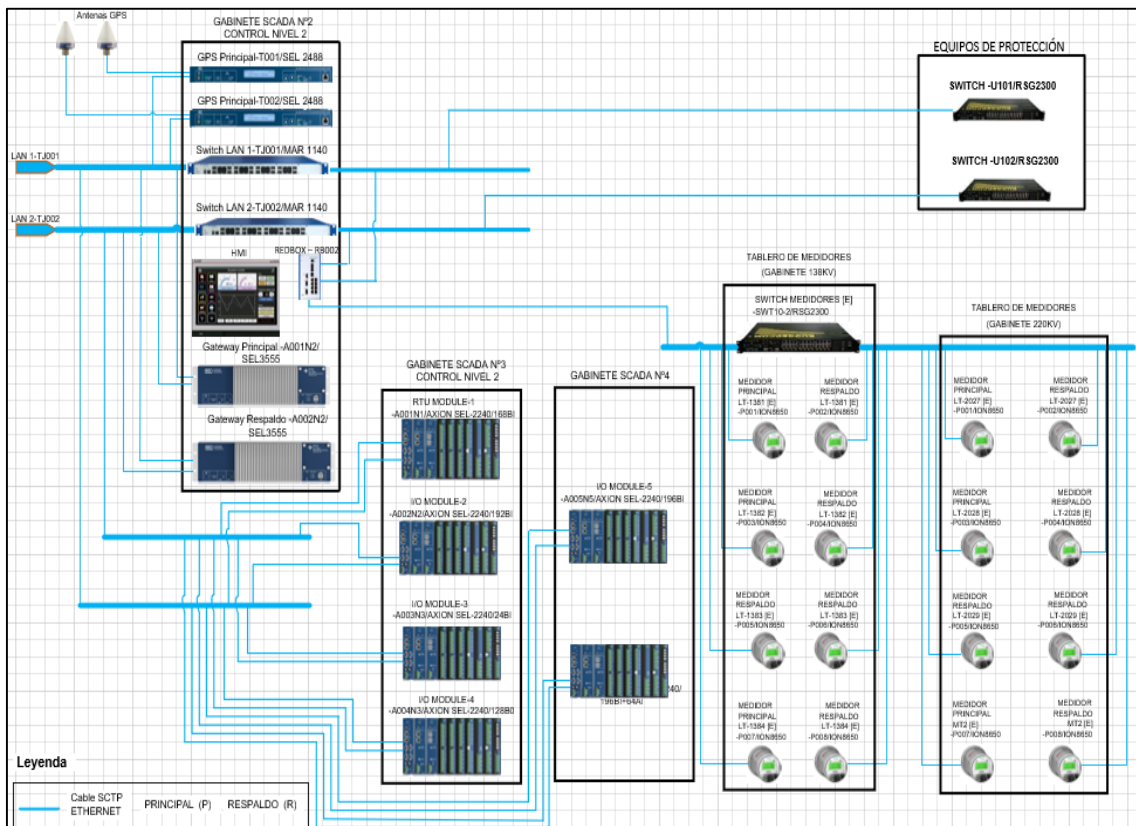


Figura 8. Arquitectura de comunicación - nivel 2.  
Fuente: Elaboración propia.

### 3.2.3 Arquitectura de comunicación de nivel 3

Para este nivel se diseñó una topología tipo árbol, ya que toda la red SCADA se conecta de forma central a dos switches (TJ003 y TJ004), como se observa en la Figura 9, estos dos switches administrables fueron configurados para recibir información de los otros dos switches de nivel 2 (TJ001 y TJ002), adicional a ello, reciben y envían información de otras subestaciones mediante el router ROU01, que se encuentra conectado a un redbox encargado de

duplicar las señales, de esa forma se tiene doble disponibilidad de llegada de señales de otras subestaciones hacia el SCADA.

Los datos de nivel 2 y de otras subestaciones utilizan a los switches centrales (TJ003-TJ004) como medio de llegada a los concentradores de nivel 3 (gateway principal y gateway de respaldo), que se encargan de procesar la información para su posterior envío a los servidores SCADA (principal y de respaldo), estos servidores son conectados otros servidores denominados Workstation 1 y 2 para mostrar el despliegue de pantallas a los operadores, así como también estos servidores SCADA envían información a otros dos servidores históricos que almacenan la data.

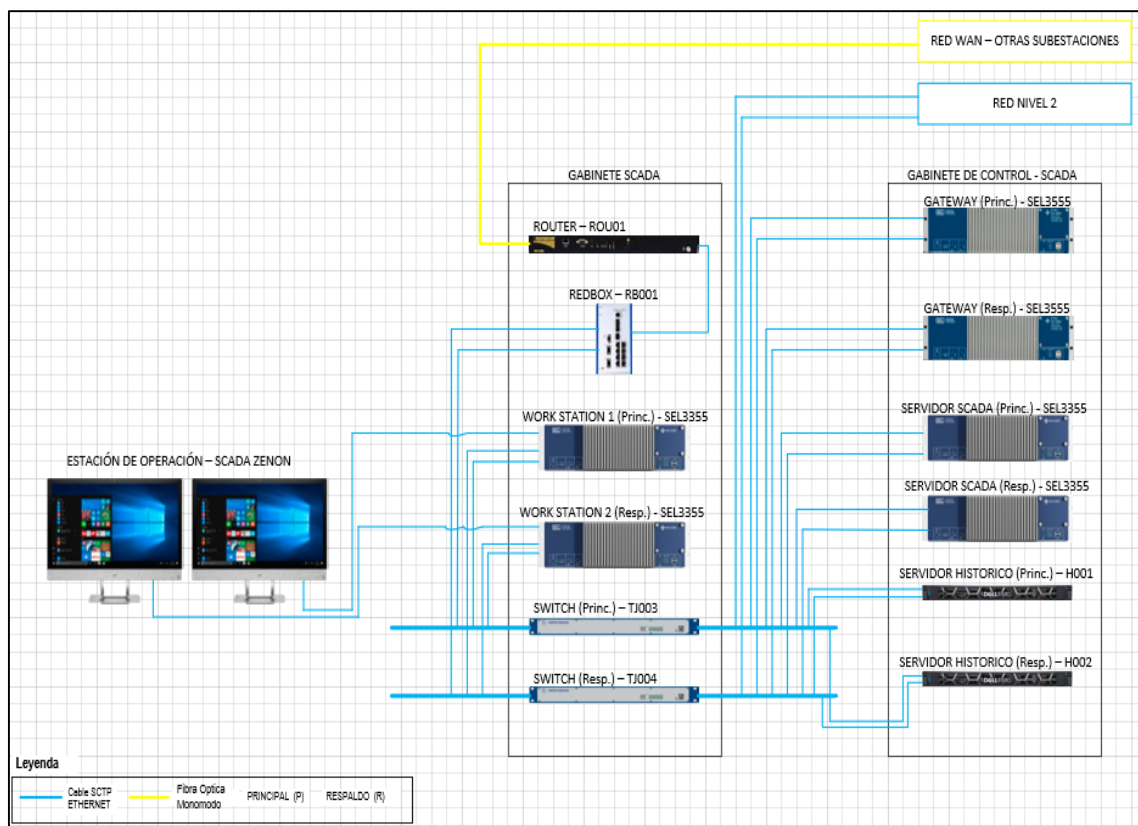


Figura 9. Arquitectura de comunicación de nivel 3.  
Fuente: Elaboración propia

### 3.3. Configuración de IED's

#### 3.3.1 Configuración de dispositivos mediante IEC-61850.

- *Configuración de CID's de los relés.*

La adecuada integración de los relés al SCADA es de vital importancia para garantizar el buen funcionamiento de la subestación. Por esta razón, se escogió el protocolo IEC 61850. Se integraron en su totalidad, relés de protección de la

marca SEL (Schweitzer Engineering Laboratories), estos equipos tiene un software especializado en configuración IEC 61850 denominado AcSELERator Architect (ver Figura 10), este software sin licencia es una gran herramienta que permite configurar parámetros “.CID” (Configured IED Description), crear y editar reportes, configurar archivos GOOSE, entre otros, para luego, obtener como resultado, el archivo “SCD” (Substation Configuration Description).

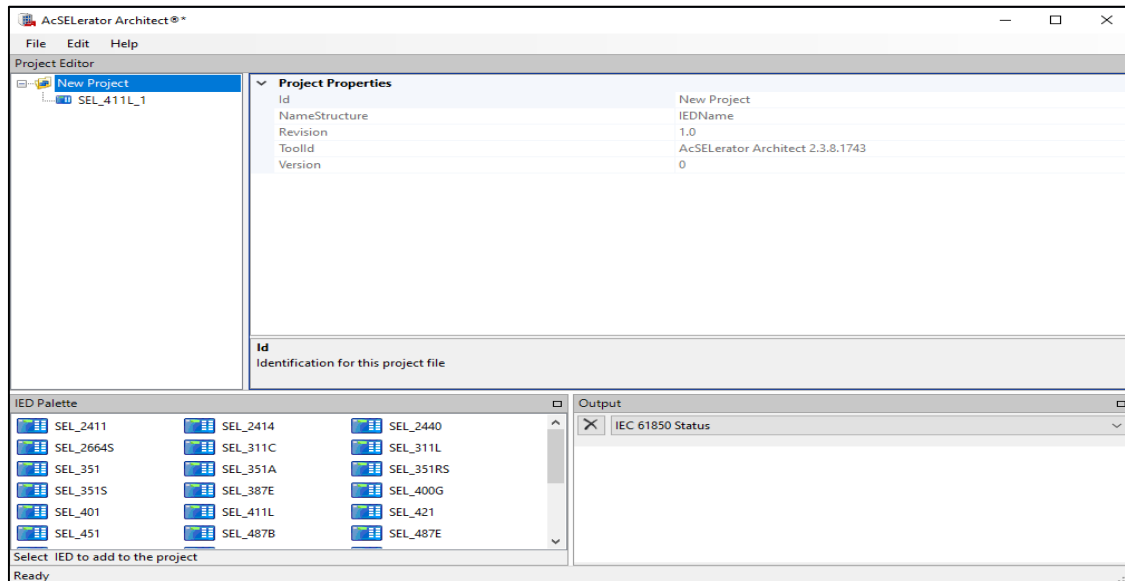


Figura 10. Entorno del software AcSELERator Architect.  
Fuente: Elaboración propia.

Para la configuración de los relés, es necesario la identificación de los datos técnicos de cada IED, como el modelo y versión de firmware, ya que el software requiere de esa información para crear el CID de cada relé, para posteriormente adherirlo a la configuración “SCD”. Posteriormente se trabajó en la estructura interna de los Datasets de cada relé, para ello se tuvo como referencia el uso de una memoria descriptiva que contenía la información de todas las variables por relé que se necesita llevar al SCADA. Las variables de los relés en general están compuestas por medidas analógicas y alarmas digitales, la memoria descriptiva ya tenía mapeado las señales más importantes en su formato IEC 61850, estas señales en su momento fueron seleccionados de acuerdo a un estudio de coordinación, protecciones y operabilidad a nivel eléctrico de los sistemas en la subestación. Las señales en los dataset se agregaron una por una, respetando la estructura IEC 61850 de cada señal y de

acuerdo a su tipo, como se observa en la Figura 11. Cada dataset fue denominado con un nombre específico y una descripción de acuerdo a los tipos de datos que esta contiene.

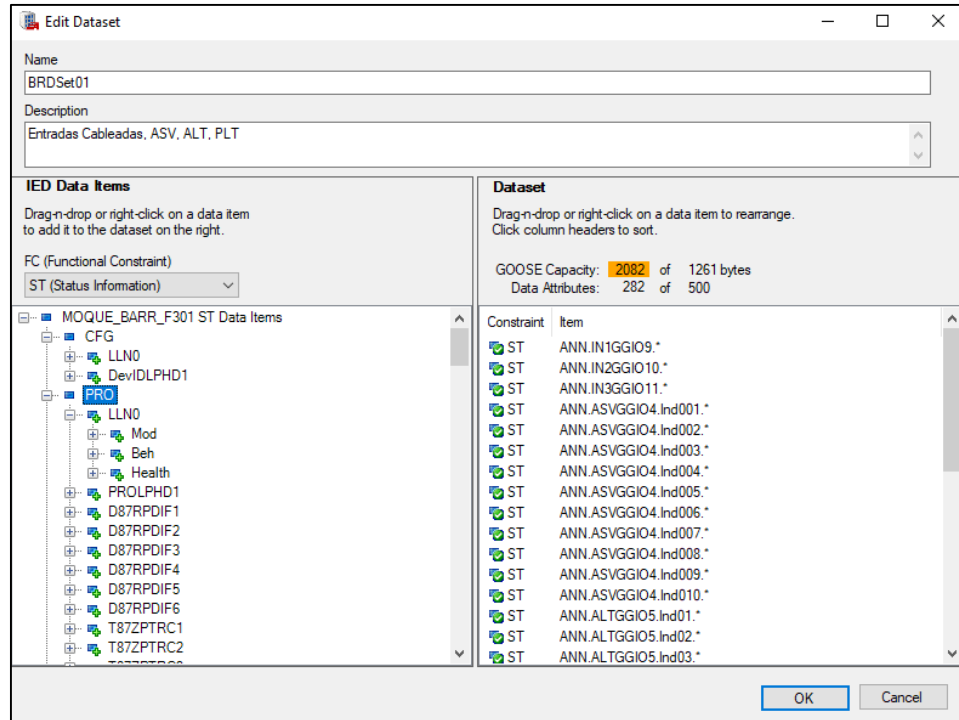


Figura 11. Edición de datasets con las señales en formato IEC-61850.  
Fuente: Elaboración propia

Después de configurar los datasets, se crearon los reportes por cada relé, esto con la finalidad de enviar los datos de cada dataset utilizando MMS hacia el SCADA. Este software permite crear dos tipos de reportes, “Buffered y Unbuffered”, el primero hace referencia al reporte de señales digitales en donde una de sus características más resaltantes es el polling o buffer time, este valor corresponde al tiempo en el que se va enviando los datos hacia el cliente MMS que lo solicite, configurándose en los relés a 500 mseg., por lo tanto, cada 500 mseg se estará reportando datos al SCADA. El Unbuffered maneja una función similar, pero es exclusivamente para señales analógicas ya que se necesita un tiempo de envío de datos más instantáneo debido al cambio continuo de las medidas, para la configuración Unbuffered se ajustó a 250 mseg.



A continuación, en la Figura 12 se puede observar los reportes generados para los relés, cuya descripción refleja el tipo de señales que contiene cada dataset asociado al reporte.

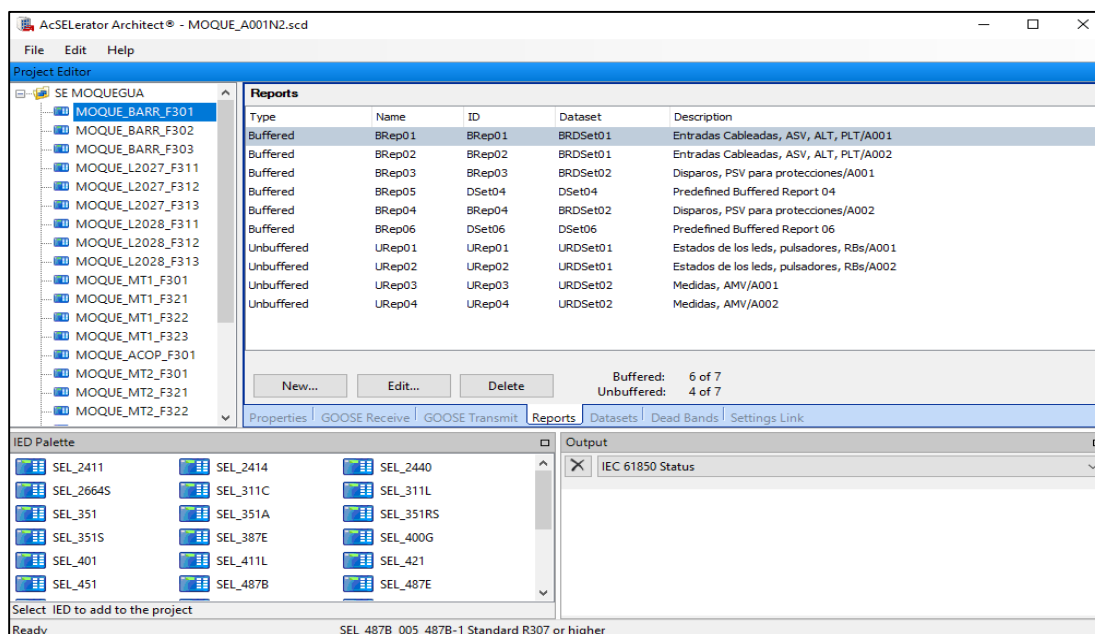


Figura 12. Reportes de datasets en los relés.

Fuente: Elaboración propia.

Por último, se configuró en este entorno las bandas muertas y el escalamiento de las medidas, así como también, los datos de comunicación de cada relé (IP, máscara de red y Gateway).

#### • Configuración de CID's de los medidores

La integración de los medidores correspondiente a cada bahía de la subestación al SCADA, se realizó utilizando software libre y compatible a la versión y modelo de los medidores, se tuvo en cuenta que los medidores pertenecían a la marca Schneider Electric, por lo tanto, se utilizó el software propio de la marca denominado "CET850", este software es similar al AcSElerator Architect, está diseñado para mapear variables mediante el protocolo IEC 61850. A continuación, en la Figura 13 se muestra la representación del entorno de configuración IEC 61850 del CET850, este entorno permite crear y modificar archivos CID correspondiente a los medidores ION8650. Posteriormente, se ha creado uno por uno los CID's de los medidores que contenían las bahías de la



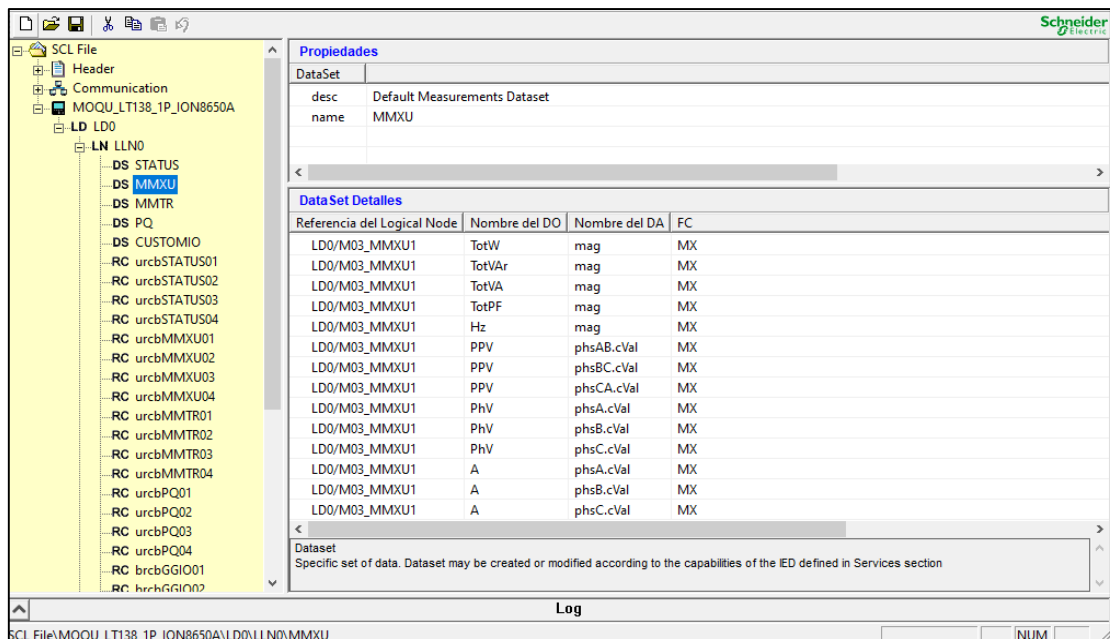


Figura 14. Configuración de datasets y reportes de medidores.

Fuente: Elaboración propia

### • Configuración de CID's de las RTU's

Las RTU's más conocidos como unidades de terminal remota se encargaron de integrar las señales cableadas de posiciones, alarmas y medidas correspondiente a cada una de las bahías de la subestación, la integración de estas señales se dio mediante el protocolo IEC 61850, por lo cual, fue necesario el mapeo de señales correspondiente al protocolo, en efecto, aprovechando que los RTU's eran de la marca SEL modelo AXION SEL-2440, se optó por utilizar el software AcSELERator Architect para su configuración. Ya en el entorno del AcSELERator Architect se creó uno por uno los CID's de los RTU's, en donde cada uno de estos IED's contiene un slot controlador llamado SEL RTAC 5032, este controlador fue tomado como referencia para crear el CID. Para la configuración, a diferencia de los relés o medidores, en los RTU's fue necesario configurar el modelo de servidor IEC 61850, ya que los RTU's al ser modulares presentan una configuración de slots que varía de acuerdo a la aplicación para el cual están destinados. Para este caso, en cada uno de los AXION se configuró agregando la estructura IEC 61850 correspondiente a cada señal mapeada. En la Figura 15 se muestra la configuración de uno de los AXION, en donde se muestra los ajustes de la estructura IEC 61850. Se observa que se generó tres

tipos de dispositivos lógicos para este IED, el ANN (anunciación), CON (control) y MET (medidas), cada uno de estos a su vez contiene sus nodos lógicos y este a su vez sus argumentos y la cantidad de datos mapeados.

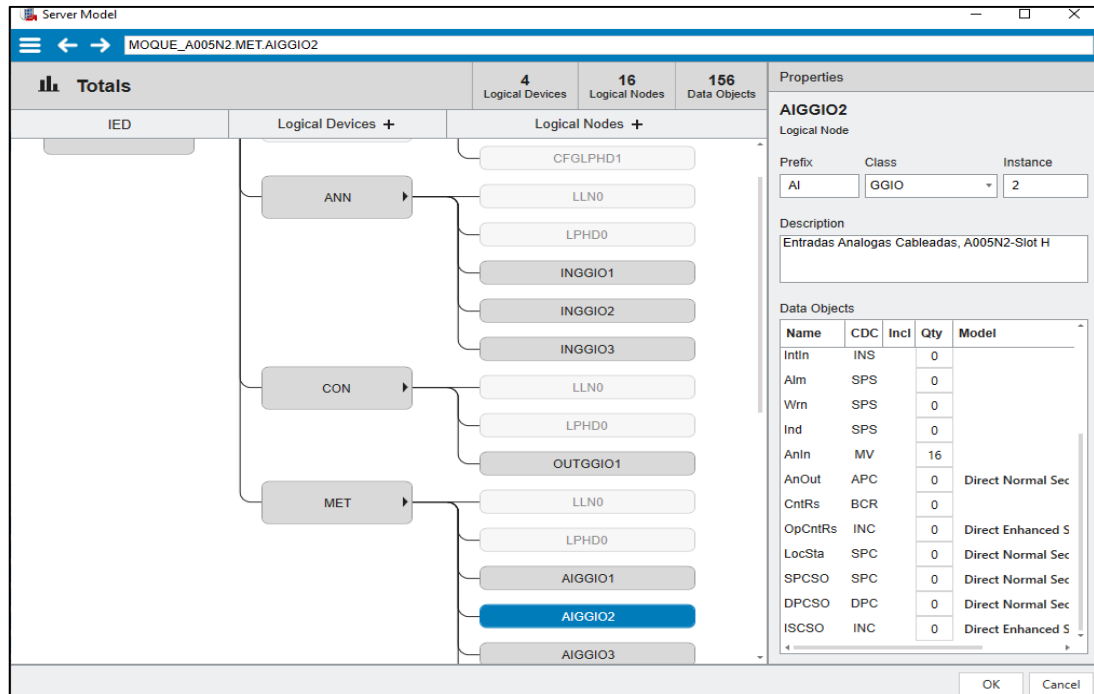


Figura 15. Diseño del modelo de servidor en los RTU's AXION.  
Fuente. Elaboración propia.

Para los AXION también se configuró en los CID's de los AXION, las pestañas correspondientes a los dataset, reportes y propiedades de cada RTU, como se puede observar en la Figura 16 remarcado en rojo.

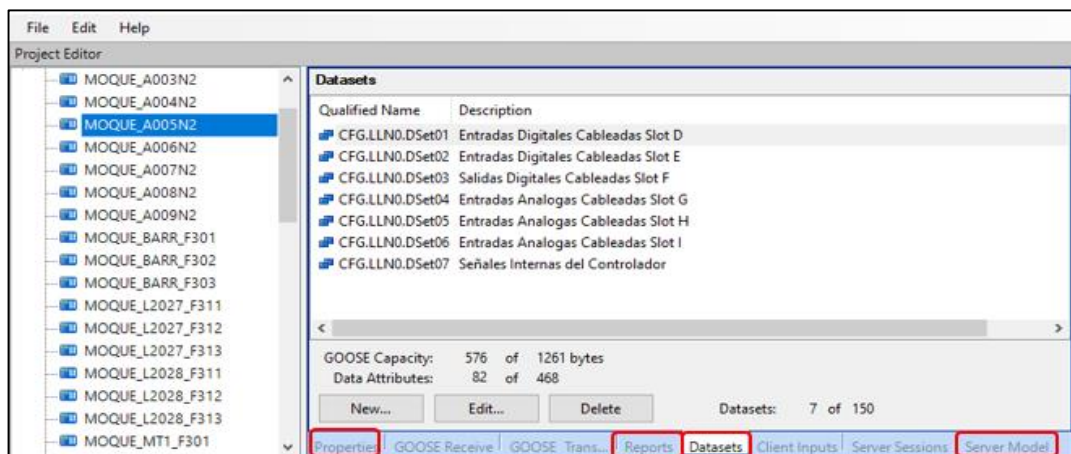


Figura 16. Archivo SCD - Configuración del CID del RTU A005N2.  
Fuente. Elaboración propia.

- **Configuración de CID's de los concentradores.**

Los concentradores son los IEDs encargados de integrar todos los equipos en nivel 2, estos equipos redundantes denominados principal (A001N2) y respaldo (A002N2) cuyos archivos CID's fueron creados con la finalidad de hacer interactuar a los concentradores con el resto de equipos de la subestación, como “clientes IEC 61850”, esto indica que a diferencia de los IED's configurados anteriormente, los concentradores solo reciben datos, más no reportan en protocolo IEC 61850. Los concentradores SEL modelo RTAC SEL-3555 también son configurables en el entorno del AcSELeator Architect, en tal sentido, se hicieron ajustes en la pestaña “Client Inputs” como se observa en la Figura 17, se observa cómo fue la configuración del concentrador principal, en efecto, se escogieron los reportes de cada IED integrado en el archivo SCD, aquí ya se tiene importado los CID's de los medidores y relés configurados previamente, estos se mapean como “Input” hacia el concentrador de datos.

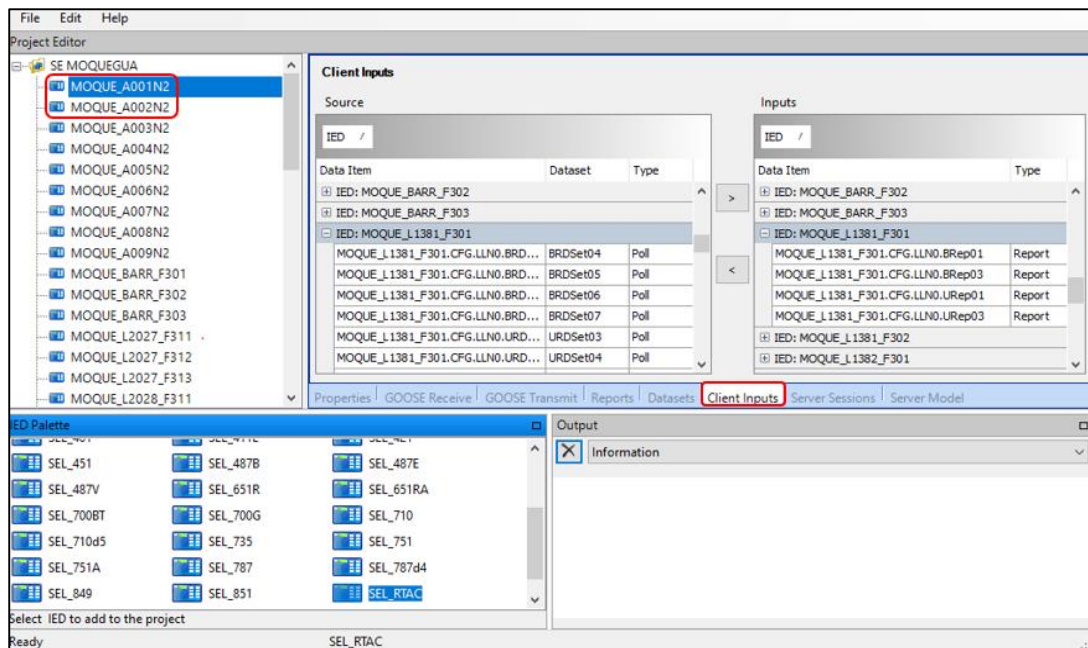


Figura 17. Configuración de los CID's para los concentradores RTAC.  
Fuente. Elaboración propia.

### 3.3.2 Configuración de relés mediante DNP3.

Los relés de protección de línea SEL-411L de la subestación en la parte posterior de su chasis tienen solo 2 puertos de comunicación Ethernet con conector RJ-45 los cuales permiten conectarse a la red de comunicación, pero

también cuentan con puertos de fibra y seriales RS-232 como se observa en la Figura 18. En la bahía L-1384 se tenía un problema de falta de puertos RJ-45, ya que ambos puertos de los relés principal y respaldo estaban siendo usados con otros fines, por lo tanto, se vio en la necesidad de ver otra solución para su integración.

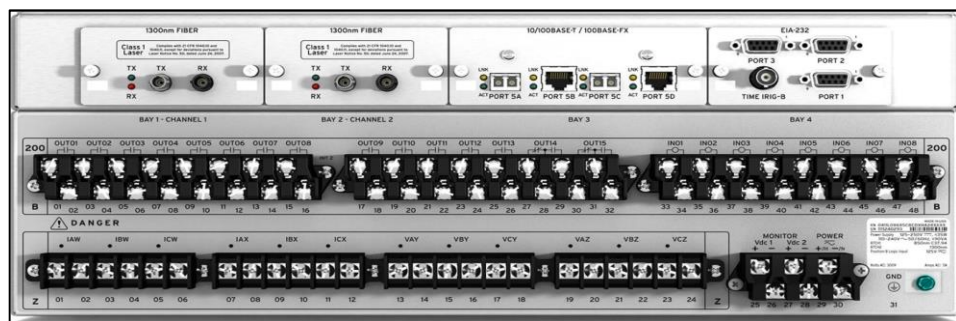


Figura 18. Vista posterior del relé SEL-411L, puertos de comunicación que ofrece el relé. Fuente. [www.selinc.com](http://www.selinc.com)

Se tenía puertos RS-232 disponibles, por lo tanto, se optó por usar convertidores RS-232 a Ethernet denominados Transceivers para ambos relés, como se muestra en la Figura 19, estos equipos fueron modelo SEL-2890 que estaban diseñados para otorgarle acceso ethernet al relé mediante tunelización DNP3.

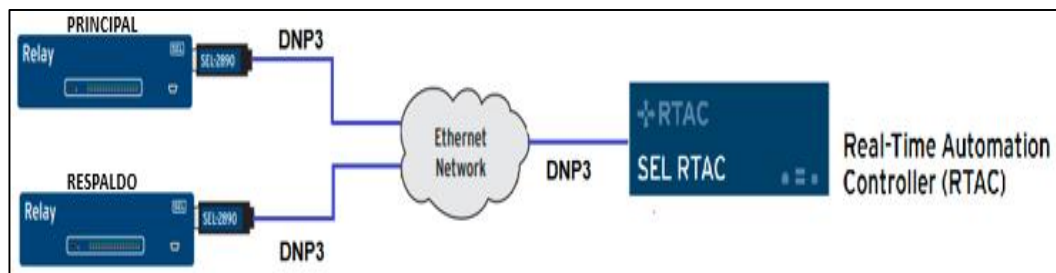


Figura 19. Esquema de conexión de los relés hacia el concentrador usando DNP3 y Transceiver. Fuente. Elaboración propia con referencias de la página web de SEL.

La configuración de estos Transceiver se realizó a través de un software de simulación de Terminal llamado Putty que se conecta mediante SSH, Telnet, etc. Putty permite conectarse como cliente a un servidor para poder configurarlo mediante comandos. Para configurar los Transceivers se utilizó un cable de comunicación RS-232 macho – USB (cable SEL), se utilizó el cable para conectar el transceiver y la laptop, luego se ajustaron los parámetros de



comunicación en el Putty como el tipo de comunicación, la velocidad de transmisión, entre otros. En la Figura 20 se muestra los parámetros de comunicación, en donde se ajustan los parámetros de trabajo del transceiver como la dirección IP, subred, gateway, velocidad de transmisión, entre otros.

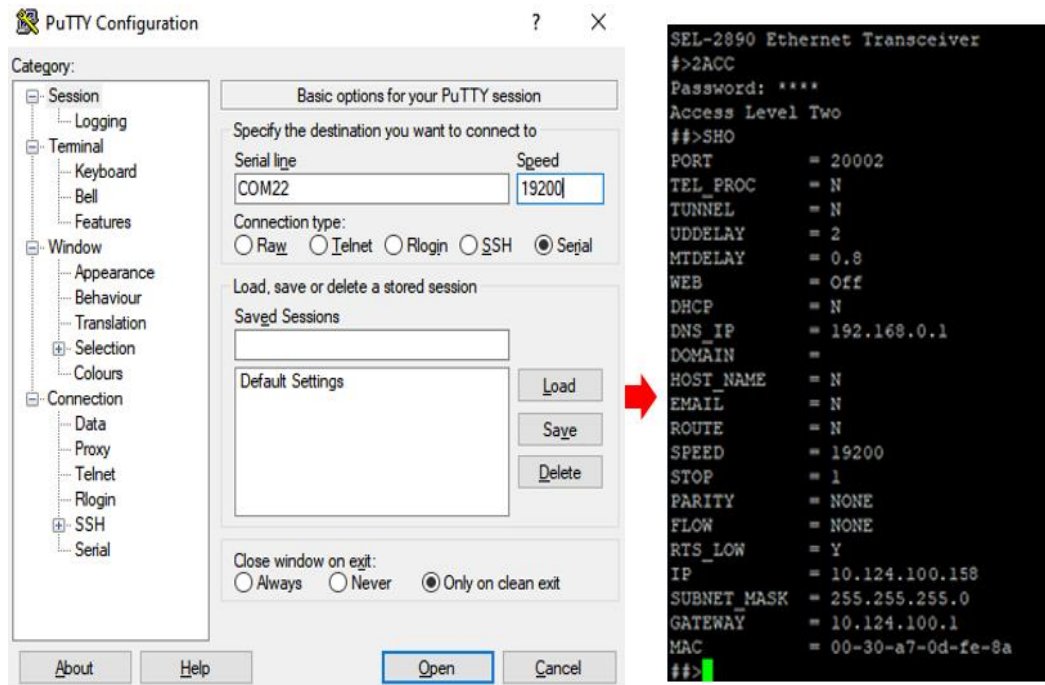


Figura 20. Izquierda: Parámetros de comunicación en el Putty - Derecha: Configuración del transceiver por comandos.  
Fuente. Elaboración propia.

Después de haber configurado los Transceivers, se realizó la configuración de los relés de protección SEL-411L existentes, para ello se utilizó el software AcSELerator QuickSet, este software es propio de la marca SEL y libre de licencia. El QuickSet permite leer la configuración de los relés SEL y hacer modificaciones. El primer paso para la configuración fue establecer la comunicación con el relé, para ello, en el entorno del software le dimos clic en el botón comunicación, y apareció la ventana que se visualiza en la Figura 21, ya que el enlace punto a punto con el relé se hizo desde el conector frontal, que viene a ser un tipo de conexión serial, por lo tanto, se ajustaron los parámetros a los que se observa en la Figura 21.

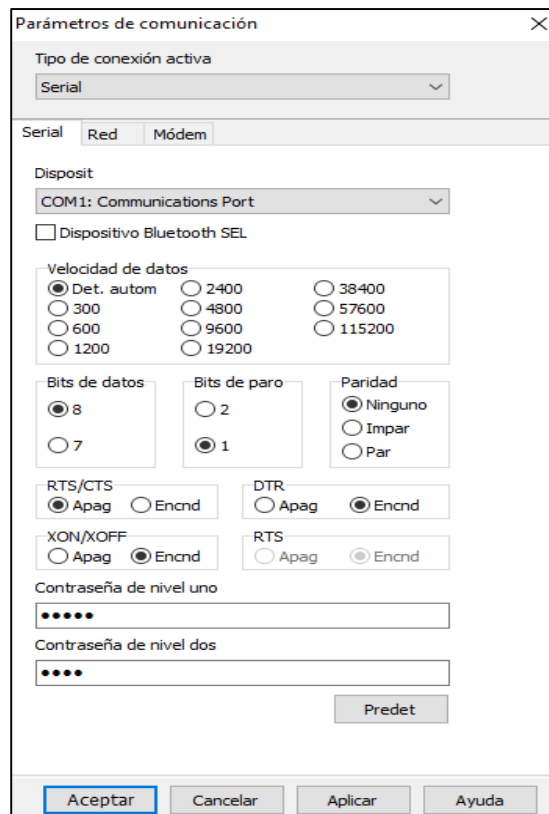


Figura 21. Configuración de parámetros de comunicación con el relé SEL411L.  
Fuente. Elaboración propia.

Después de realizar la conexión con el relé, se procedió a descargar desde el relé, sus ajustes actuales, para posteriormente agregar la configuración y los nuevos ajustes para la transmisión de datos mediante DNP3, como resultado se descargó el ajuste de configuración del relé, como se observa en la Figura 22. Se destinó el puerto 1 para la conexión de los relés principal y de respaldo, esto mediante el transceiver configurado previamente para transmitir datos mediante protocolo DNP3, por lo tanto, dentro de la configuración como se observa en la Figura 22, en la parte de “Port 1” se habilitó la opción DNP3. Luego, se configuró el mapa de señales a enviar al SCADA, los relés SEL-411L disponen para enviar mediante DNP3 usando varios tipos de señales, pero en este caso solo se llevó señales del tipo, entradas binarias y entradas analógicas, para ello se seleccionó el Word bit de cada señal a enviar al SCADA y se le asignó una dirección DNP3 (BI\_1, BI\_2, etc.), eso sí, respetando la lista de señales pre establecidas según el estudio de operabilidad de esta bahía de línea. Por último, se cargaron los nuevos ajustes al relé, para



ello se le dio clic en el menú “File →Send”, posteriormente se explicará la integración DNP3 al concentrador.

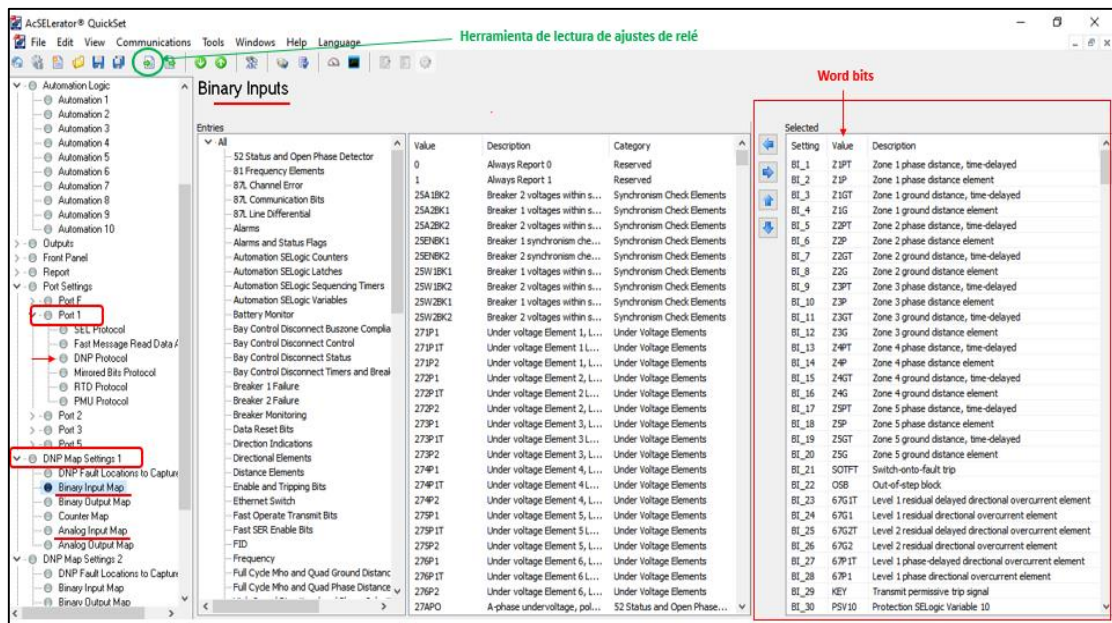


Figura 22. Mapeo de señales DNP correspondiente a la configuración del relé SEL-411L en el AcSElerator QuickSet.  
Fuente. Elaboración propia.

### 3.3.3 Configuración de la RTU's

La integración de las señales cableadas fue distribuida en siete RTU's, como se mencionó anteriormente estos RTU's AXION SEL-2240 son equipos modulares, cuyos slots están conectados a través de un back plane, además, estos IEDs presentan redundancia de fuente y un controlador denominado RTAC. La filosofía de trabajo se representa de la siguiente manera; las señales de alarmas, medidas y posiciones llegan cableadas a cada slot, los slots envían la información mediante bus EtherCAT al controlador RTAC, este lo procesa y posteriormente transfiere la data a los concentradores de datos de nivel 2 utilizando el protocolo IEC 61850. Es prioritario tener siempre alta disponibilidad de información en el SCADA, por lo tanto, el estudio contempla al RTU A009N2 como respaldo de las señales cableadas, ya que tiene mapeado las señales cableadas más importantes de la subestación hacia el SCADA, como las posiciones de interruptores y seccionadores de todas las bahías, las posiciones de los interruptores de servicios auxiliares, selectores

“Local/Remoto”, alarmas generales de cada bahía, posiciones de los interruptores de servicios auxiliares. La gama de controladores SEL RTAC tienen su propio software de configuración para aplicaciones de SAS, denominado AcSELERator RTAC. Este software libre de licencia, permite hacer la integración mediante el uso de varios protocolos, adicionalmente permite hacer lógicas utilizando el estándar IEC 61131-3, también conversión de tipo de datos, entre otras aplicaciones.

Para establecer la comunicación en red de los RTU's AXION, se realizó la configuración de sus parámetros en todos los RTU's usando el puerto frontal del equipo, para ello mediante una conexión en línea punto a punto (PC-IED) y a través de un cable USB tipo B, se accedió a su sistema mediante conexión web browser, luego se modificó la dirección IP, máscara de subred y puerta de enlace con los nuevas IP's predeterminadas para los 7 RTU's en la subestación. Por otro lado, se aplicó la configuración del RTU como servidor IEC 61850, para ello, ya teniendo configurado el archivo SCD de la subestación, se procedió a importar el CID del RTU, en la Figura 23. Entorno del software AcSELERator RTAC - Configuración de mapa IEC 61850 desde el SCD. se muestra el procedimiento dentro del entorno del AcSELERator RTAC para agregar el mapa de señales IEC61850 configurado previamente en el software AcSELERator Architect.

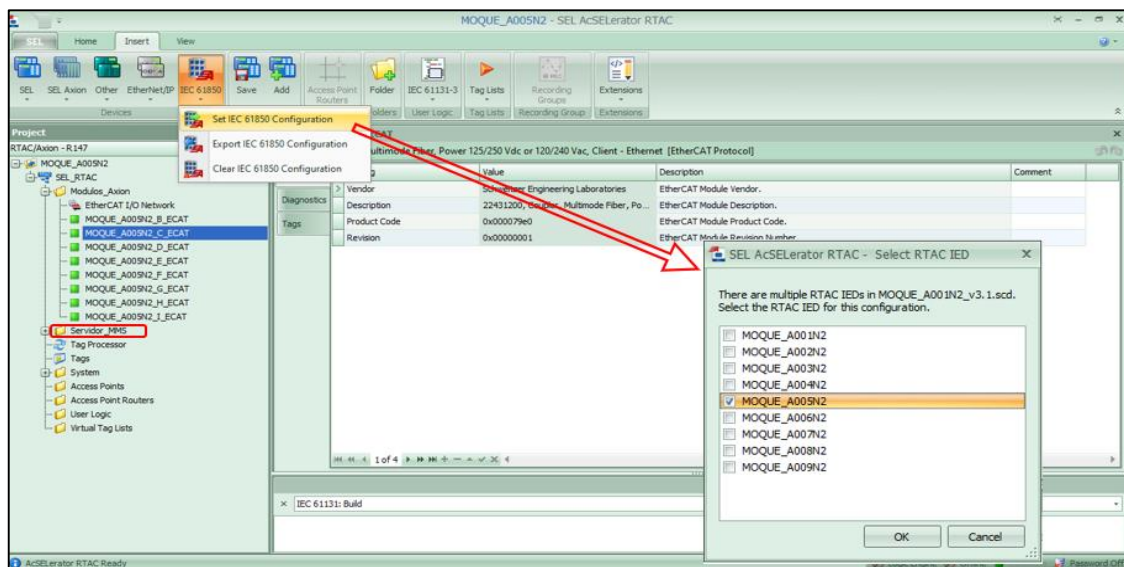


Figura 23. Entorno del software AcSELERator RTAC - Configuración de mapa IEC 61850 desde el SCD.

Fuente. Elaboración propia

Para agregar el CID del RTU se utilizó el archivo SCD ya trabajado previamente, luego, en la parte de IEC 61850 del software se dio clic en SET IEC 61850, posteriormente, el software muestra todos los CID's disponibles para agregar, como referencia en la Figura 23 se escogió el CID del RTU A005N2.

Después de haber agregado el CID del RTU A005N2 en la configuración del software, automáticamente aparecen cuatro ítems como se observa en la Figura 24, el primer cuadrado (1) denominado "MMS\_SERVER" representa el controlador servidor MMS, los cuadrados (2) y (3) representan las conexiones con los clientes que interrogan al servidor MMS del RTU, estos clientes son los concentradores RTAC A001N2 y A002N2, por último, el pequeño triángulo (4) de color naranja, representa el mapa de señales que se están reportando hacia los clientes IEC 61850.

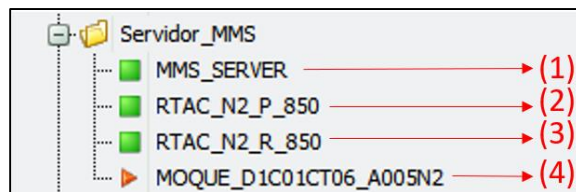


Figura 24. Carpeta "Servidor MMS", contiene todos los ítems del servidor IEC 61850. Fuente. Elaboración propia.

El último procedimiento, fue desarrollar el empalme entre las señales que llegan cableadas al RTU y las que se van a enviar mediante el servidor MMS, para ello se utilizó la herramienta de unión de señales del software denominado "Tag Processor" (Procesador de etiquetas), como se muestra en la Figura 25, dentro de esta herramienta se unieron una por una todas las señales del RTU que se envían al SCADA, teniendo en cuenta que las nomenclaturas o Tag alias, sean similares.

Build	Destination Tag Name	DT Data Type	Source Expression	SE Data Type
False	//Disparos, Arranques, Fallas y Alarmas que llegan Cableadas //			
True	Tags.RTAC_N2_MOQUE_D1C01CT06_A005N2_FALL_INTE_A001N2_D1C01...	SPS	Tags.MOQUE_D1C01CT06_A005N2_FALL_INTE_A001N2_D1C01CT05	SPS
True	Tags.RTAC_N2_MOQUE_D1C01CT06_A005N2_FALL_ALIM_A001N2_MCB_D...	SPS	Tags.MOQUE_D1C01CT06_A005N2_FALL_ALIM_A001N2_MCB_D1C01CT05	SPS
True	Tags.RTAC_N2_MOQUE_D1C01CT06_A005N2_FALL_INTE_A002N2_D1C01...	SPS	Tags.MOQUE_D1C01CT06_A005N2_FALL_INTE_A002N2_D1C01CT05	SPS
True	Tags.RTAC_N2_MOQUE_D1C01CT06_A005N2_FALL_ALIM_A002N2_MCB_D...	SPS	Tags.MOQUE_D1C01CT06_A005N2_FALL_ALIM_A002N2_MCB_D1C01CT05	SPS

Figura 25. Procesador de etiquetas (Tag Processor). Fuente: Elaboración propia

### 3.3.4 Configuración de concentradores

En este proyecto se tuvo 4 concentradores de datos RTAC SEL-3555, 2 ubicados en nivel 2, estos están encargados de integrar las señales de toda la subestación y otros 2 concentradores ubicados en nivel 3, encargados de integrar las señales que van al centro de control. En la Figura 26 se puede observar las pruebas de redundancia de los controladores RTAC de nivel 2.

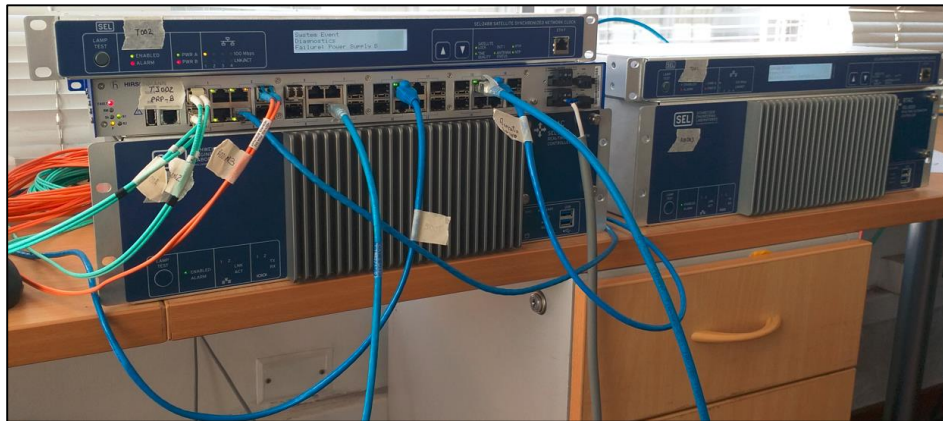


Figura 26. Configuración de 2 concentradores RTAC's redundantes y ajuste de sincronización de tiempo con los GPS mediante un switch Hirschmann capa 2.  
Fuente. Elaboración propia.

Como ya se mencionó anteriormente estos IED's tienen como principal labor, recoger información y enviarlo a niveles superiores para su presentación en el SCADA Zenon. Los puntos más resaltantes realizados en la configuración de los concentradores se detallan a continuación:

#### a. Integración de variables según protocolo

El análisis y diseño de ingeniería conllevó a integrar los equipos utilizando distintos protocolos de comunicación, los relés, medidores y RTU's fueron integrados mediante el protocolo IEC 61850 y DNP3, los equipos de comunicación como redbox, router y switches fueron integrados por SNMP y posteriormente el envío de datos desde los concentradores al SCADA se realizó mediante el protocolo IEC-104.

**Integración IEC 61850:** La integración al RTAC A001N2 se dio como "Cliente IEC-61850", se menciona cliente ya que este concentrador de nivel 2 recibe los reportes de los otros IED's (servidores) de la subestación. Para lograr



la integración, se importó su archivo CID ya configurado inicialmente, dentro del archivo SCD. El procedimiento fue similar a la explicación realizada en la parte de “Configuración de RTU’s” (ver Figura 23), la única diferencia radicó en importar el A001N2 y A002N2, en lugar de los RTU’s. Con esto ya se tenía el mapa de señales de todos los equipos de la subestación integrados vía IEC 61850. En la Figura 27 se puede observar los RTU’s, relés de protección y también los medidores integrados como servidores en el entorno del cliente IEC 61850, resaltado en amarillo se puede observar los Datasets y Reportes generados en la configuración del archivo CID.

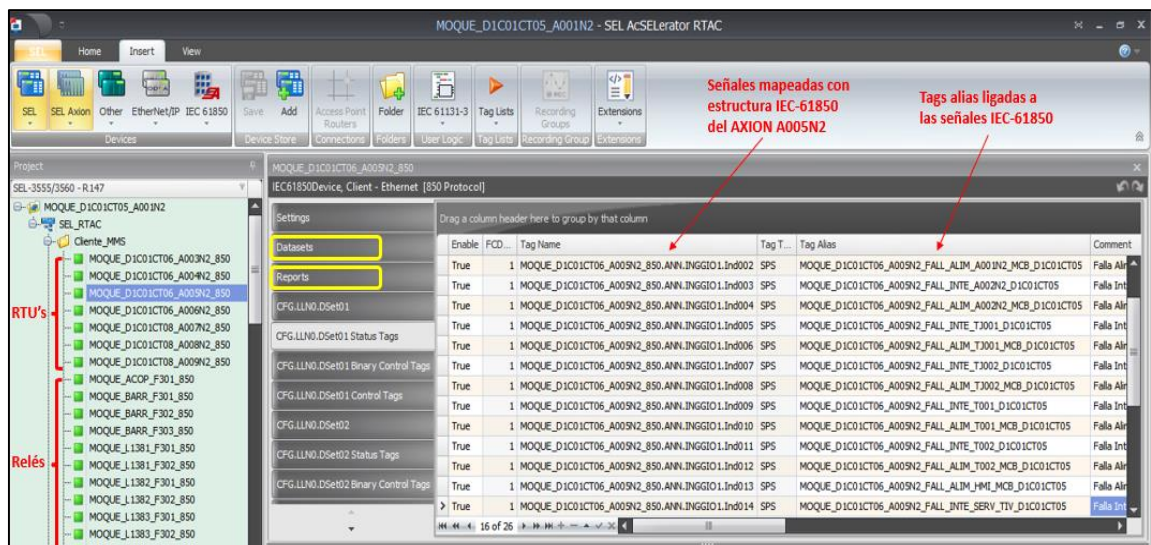


Figura 27. Cliente IEC 61850 en el concentrador RTAC A001N2 principal.  
Fuente. Elaboración propia.

Como se observa en la imagen anterior, una vez integrada las señales al concentrador se trabajó con “Tags alias”, estos son nomenclaturas asignadas que tienen relación con la descripción de las señales que sirven para guardar una mejor referencia, estos Tag Alias fueron agregados en todos los dispositivos IEC61850 de la configuración.

**Integración de señales DNP3.** En la bahía L-1384 se tiene relés de protección que reportan señales usando el protocolo DNP3, anteriormente se ha mencionado la configuración de estos equipos en donde se logra enviar información a los clientes DNP3 de nivel 2, estos clientes mencionados están implementados en la configuración de los concentradores RTAC SEL-3555.

En tal sentido, como se observa en la Figura 28 se insertó el cliente DNP del relé, dándole clic en el botón “SEL”, luego se escogió el modelo del relé y finalmente el protocolo, en este caso “DNP3”.

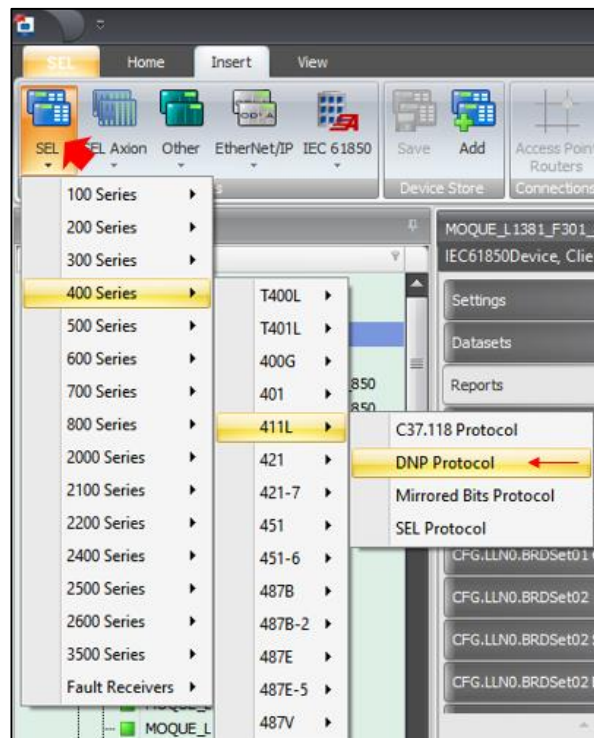


Figura 28. Inserción de Cliente SEL-411L DNP en el entorno de configuración del concentrador RTAC - SEL3555.  
Fuente. Elaboración propia.

Luego se escoge el tipo de conexión, en este caso “Cliente – Ethernet” y se le asigna el nombre correspondiente al dispositivo. Por otro lado, los parámetros de comunicación del dispositivo DNP creado fueron ajustados en el botón “Settings”, como se observa en la Figura 29, se asignó la dirección IP, dirección Cliente DNP, puerto de servidor DNP, entre otros. Cabe recordar, que estos parámetros son los mismos datos configurados en el transceiver (ver Figura 20).

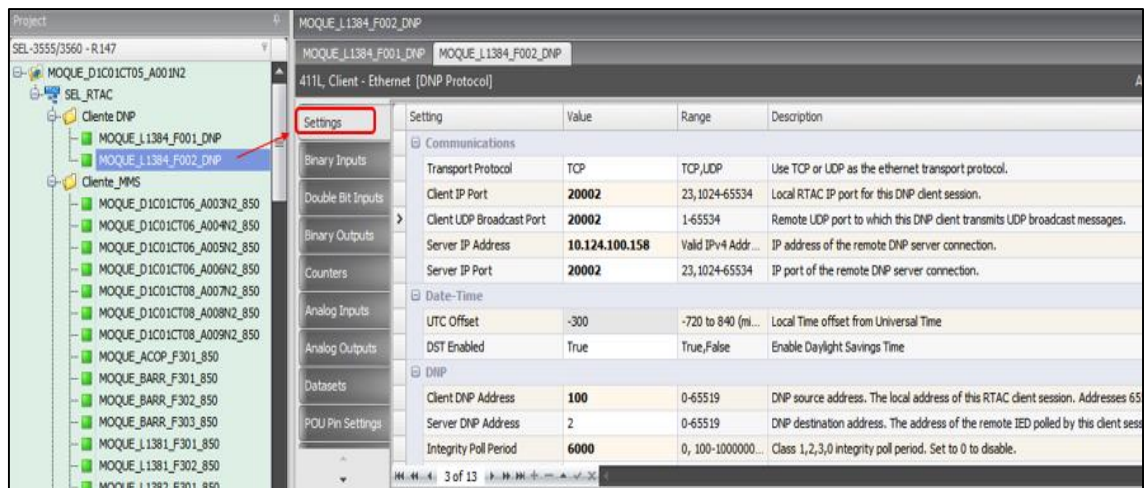


Figura 29. Parámetros de comunicación del relé de respaldo (Cliente DNP).  
Fuente. Elaboración propia.

Por último, en los botones “Binary inputs” (Entradas binarias) y “Analog inputs” (Entradas análogas) se generaron una por una las señales enviadas por los relés, utilizando la nomenclatura “Tag alias” como en toda la configuración de los concentradores y asignando la dirección decimal DNP usada en el relé. El procedimiento se repitió para el relé de respaldo.

**Integración de señales SNMP.** Dentro de la subestación hay equipos encargados de la comunicación en general, estos equipos sean switches, routers, redbox están en todos los niveles, por lo tanto, desde el SCADA es prescindible conocer el status de sus puertos de comunicación, es decir, si están operativos o no, es por ello que se integró estos equipos utilizando el protocolo SNMP, ya que es el protocolo que manejan estos equipos. Por cada dispositivo integrado se creó un Cliente SNMP, para ello, dentro del entorno del RTAC se dio clic en “Other” y luego en “SNMP Protocol”, como se observa en la Figura 30.

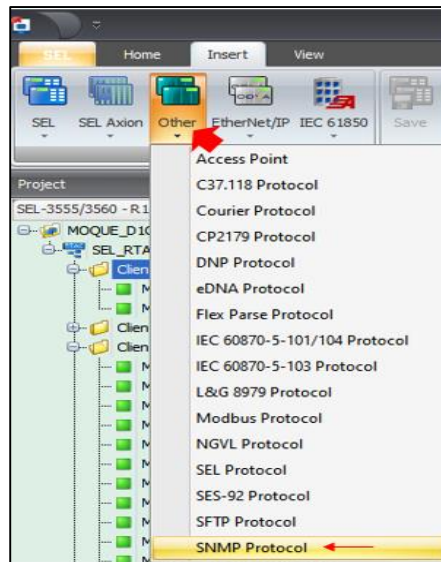


Figura 30. Creación de un Cliente SNMP.  
Fuente. Elaboración propia.

En segunda instancia, se procedió a darle nombre al Cliente SNMP de acuerdo a la nomenclatura del equipo, como se observa en la Figura 31.

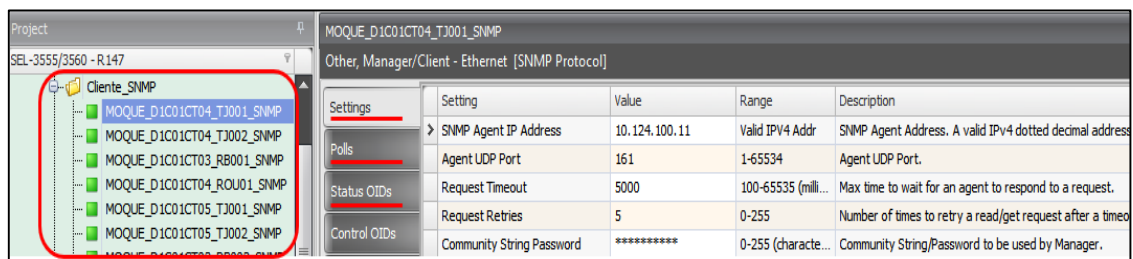


Figura 31. Cliente SNMP correspondiente al switch TJ001.  
Fuente. Elaboración propia.

Como se subraya en la Figura 31, los parámetros configurados en el Cliente SNMP fueron los siguientes:

- ✓ Setting: Se configuró la dirección IP, se estableció la comunidad SNMP, para este último, se recopiló la comunidad entrando a los ajustes de los equipos.
- ✓ Polls: Se estableció un nuevo polling (sondeo) denominado “1” con valor de 5000 mseg.
- ✓ Status OIDs: Se configuro las variables a reportar al SCADA, para ello usando el software MIB Browser se recopiló el número de OID de cada puerto por cada equipo, en la Figura 32 se muestra la configuración de los puertos del switch TJ001.



Settings	Enable	Tag Name	Tag Type	Tag Alias	Status OIDs de puertos	SNMP OID Name	SNMP Type	Número de sondeo "Polling"
Enable	True	MOQUE_D1C01CT04_TJ001_SNMP.P01	SPS	MOQUE_D1C01CT04_TJ001_P01	↓	.1.3.6.1.2.1.2.2.1.8.1	Integer32	1
Polis	True	MOQUE_D1C01CT04_TJ001_SNMP.P02	SPS	MOQUE_D1C01CT04_TJ001_P02	↓	.1.3.6.1.2.1.2.2.1.8.2	Integer32	1
Status OIDs	True	MOQUE_D1C01CT04_TJ001_SNMP.P03	SPS	MOQUE_D1C01CT04_TJ001_P03	↓	.1.3.6.1.2.1.2.2.1.8.3	Integer32	1
Control OIDs	True	MOQUE_D1C01CT04_TJ001_SNMP.P04	SPS	MOQUE_D1C01CT04_TJ001_P04	↓	.1.3.6.1.2.1.2.2.1.8.4	Integer32	1

Figura 32. Configuración del "Status OIDs" del cliente SNMP.  
Fuente. Elaboración propia.

La configuración se realizó de forma similar para todos los equipos de comunicación integrados al SCADA, en la Figura 33 se muestra algunos equipos integrados.



Figura 33. Izquierda: Router Ruggedcom RX1500 y switches Hirschmann MAR1140 - Derecha: Redbox Hirschmann RSPS25.  
Fuente. Elaboración propia.

### **b. Configuración de servidor IEC 60870-5-104 para el envío de señales hacia nivel 3.**

Al tener ya integrados las señales en los concentradores principal y de respaldo de nivel 2, se procedió con el envío de estas señales hacia el SCADA, por lo tanto, se utilizó un protocolo confiable y especializado en la transmisión de datos al SCADA de subestaciones, se trata del protocolo IEC 60870-5-104, este protocolo europeo ofrece confiabilidad en la transmisión de señales y especialmente en el envío de mandos desde el SCADA. No obstante, lo que se quiere es enviar las señales a nivel 3 mediante una red TCP/IP, para ello dentro de la librería de protocolos del software AcSELeRator RTAC se buscó el protocolo en mención, como se muestra en la Figura 34 y se agregó editando el tipo y nombre de la conexión, ya que se requiere enviar datos a nivel 3, se

escogió “Servidor - Ethernet”, el resultado de esto se agregó en una carpeta creada denominada “Servidor\_104”, de igual manera se creó el otro dispositivo servidor 104 para enviar señales al RTAC de respaldo en nivel 3.

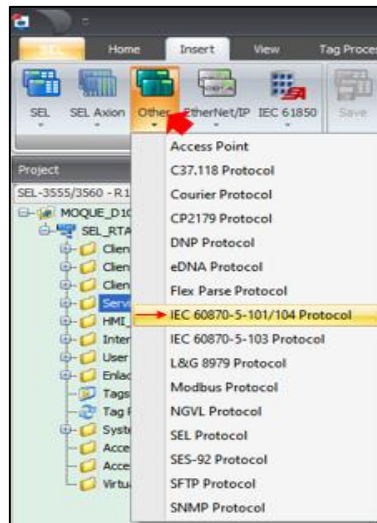


Figura 34. Creación del servidor IEC-60870-5-104 en el entorno de configuración del AcSELeRator RTAC.

Fuente. Elaboración propia.

De lo antes mencionado, se le suma la creación de un mapa de señales, para ello, como se muestra en la Figura 35, dentro del menú “Insert”, icono “Tag list” se tiene la opción “IEC 60870-5-104 Server Shared Map”, al cual se dió clic para crear el mapa requerido y se le nombró “RTAC\_N3”, este mapa también se agregó en la carpeta “Servidor\_104”.

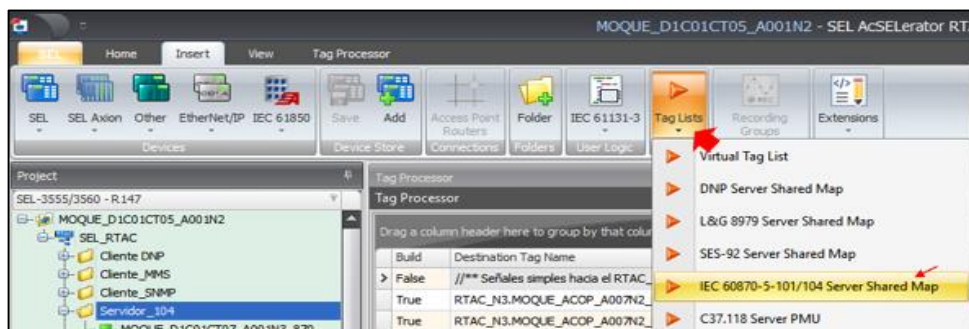


Figura 35. Creación de mapa de señales IEC-60870-5-104 a reportar al SCADA.

Fuente. Elaboración propia.

### c. Edición del procesador de etiquetas.

Ya se mencionó anteriormente la función de la herramienta Tag Processor o Procesador de etiquetas, este permite llamar a los programas lógicos o funciones creadas en el entorno de desarrollo del software. El Tag Processor

contiene 2 columnas fundamentales, como se observa en la Figura 36, la primera columna es denominada “Source Expression” y sirve para colocar las señales que llegan integradas al RTAC, la segunda es denominada “Destination Tag Name” y sirve para colocar los tags de las señales a enviar a niveles superiores, esta columna funciona como salida hacia nivel 3, adicionalmente se tiene otras columnas como “Build” que sirve para habilitar o deshabilitar la unión (TRUE: habilitado y FALSE: deshabilitado), y por último, se tiene las columnas “Data Type”, que muestran el tipo de dato de la señal en uso, esta puede ser (SPS, DPS, MV, BOOL, INT, etc.), las señales deben ser del mismo tipo.

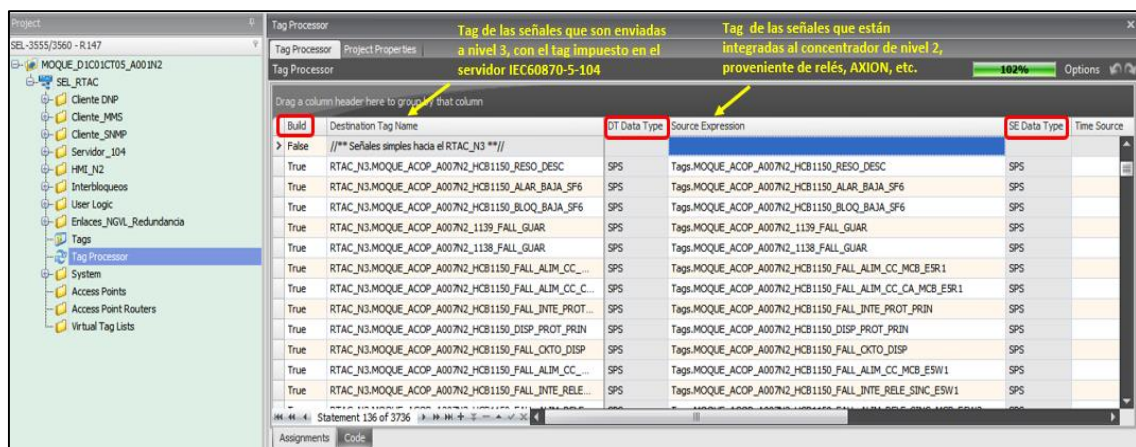


Figura 36. Tag Processor del software AcSElerator RTAC.  
Fuente. Elaboración propia.

A partir de lo mencionado previamente, en la configuración se ingresaron todas las señales hacia el SCADA, que fueron un promedio de 3357 señales, por ello se utilizó el software Microsoft Excel como herramienta de edición, ya que al tener muchas señales que modificar, el uso de las celdas en el Excel facilita el cambio de su sintaxis. Como ya se mencionó anteriormente, en el Tag Processor solo se puede enlazar señales del mismo tipo, aunado a esto, se conoce que los equipos envían sus señales en distintos formatos o tipos, es por ello que se ha creado lógicas de conversión de tipos de señales. Otro punto que se consideró en la configuración, es el número de equipos redundantes en la subestación, estos equipos enviaban señales del mismo equipo (CT, PT, transductor, etc.), por lo tanto, había señales que tenían fuentes de origen doble, triple o hasta cuádruple, especialmente las señales de posición y medida, en

teoría estas señales indican lo mismo, para estas señales se ideó lógicas de prioridad, el cual se muestra en la Figura 37, la figura corresponde a la lógica de prioridad denominada “PRIORIDAD\_2MV\_2CMV”, el cual hace referencia al ingreso de 4 fuentes del tipo medida (2 tipo MV y 2 CMV) con unidades reales.

```

1 FUNCTION PRIORIDAD_2MV_2CMV : MV //Para reportar 1 medida en función de la disponibilidad de 4 medidas de ingreso
2 VAR_INPUT
3     FUENTE1: MV;
4     ESCALA1: REAL;
5     FUENTE2: MV;
6     ESCALA2: REAL;
7     FUENTE3: CMV;
8     ESCALA3: REAL;
9
10 IF FUENTE1.q.validity=GOOD THEN // Si la calidad del Medidor Principal está bien, entonces pasa el medidor principal
11     PRIORIDAD_2MV_2CMV.instMag:=FUENTE1.instMag*ESCALA1;
12     PRIORIDAD_2MV_2CMV.mag:=FUENTE1.mag*ESCALA1;
13     PRIORIDAD_2MV_2CMV.q:=FUENTE1.q;
14     PRIORIDAD_2MV_2CMV.t:=FUENTE1.t;
15 ELSE
16     IF FUENTE2.q.validity=GOOD THEN // Si falló el medidor principal, pero el medidor respaldo está bien, entonces pasa el medidor respaldo
17         PRIORIDAD_2MV_2CMV.instMag:=FUENTE2.instMag*ESCALA2;
18         PRIORIDAD_2MV_2CMV.mag:=FUENTE2.mag*ESCALA2;
19         PRIORIDAD_2MV_2CMV.q:=FUENTE2.q;
20         PRIORIDAD_2MV_2CMV.t:=FUENTE2.t;
21     ELSE
22         IF FUENTE3.q.validity=GOOD THEN // Si está mal la calidad de los 2 medidores, entonces pasa el relé principal
23             PRIORIDAD_2MV_2CMV.instMag:=FUENTE3.instCVal.mag*ESCALA3;
24             PRIORIDAD_2MV_2CMV.mag:=FUENTE3.cVal.mag*ESCALA3;
25             PRIORIDAD_2MV_2CMV.q:=FUENTE3.q;
26             PRIORIDAD_2MV_2CMV.t:=FUENTE3.t;
27         ELSE // Si está mal la calidad de los 2 medidores y del relé principal, entonces pasa el relé de respaldo
28             PRIORIDAD_2MV_2CMV.instMag:=FUENTE4.instCVal.mag*ESCALA4;
29             PRIORIDAD_2MV_2CMV.mag:=FUENTE4.cVal.mag*ESCALA4;
30             PRIORIDAD_2MV_2CMV.q:=FUENTE4.q;
31         ENDIF
32     ENDIF
33 ENDIF

```

Figura 37. Lógicas se prioridad de 2 señales tipo MV y 2 señales tipo CMV. Fuente. Elaboración propia.

Esta lógica se utilizó en el Tag Processor a la hora de enlazar la señal para su envío a nivel 3, su sintaxis fue de la siguiente manera; “PRIORIDAD\_2MV\_2CMV(Fuente1, Escala, Fuente2, Escala, Fuente3, Escala, Fuente4, Escala)”. El funcionamiento de la lógica implementada en la Figura 37 consiste en verificar las calidades de las señales que llegan por diversas fuentes, si la primera fuente de entrada de la señal esta con buena calidad (Good), entonces se envía al SCADA esa medida con magnitud, calidad y estampa de tiempo de la fuente de origen, en caso contrario si la primera fuente esta con mala calidad, entonces se procede a probar la siguiente fuente y así sucesivamente hasta encontrar una señal con buena calidad para su envío al SCADA, la explicación detallada de la lógica que se ha implementado se observa en la Figura 38.

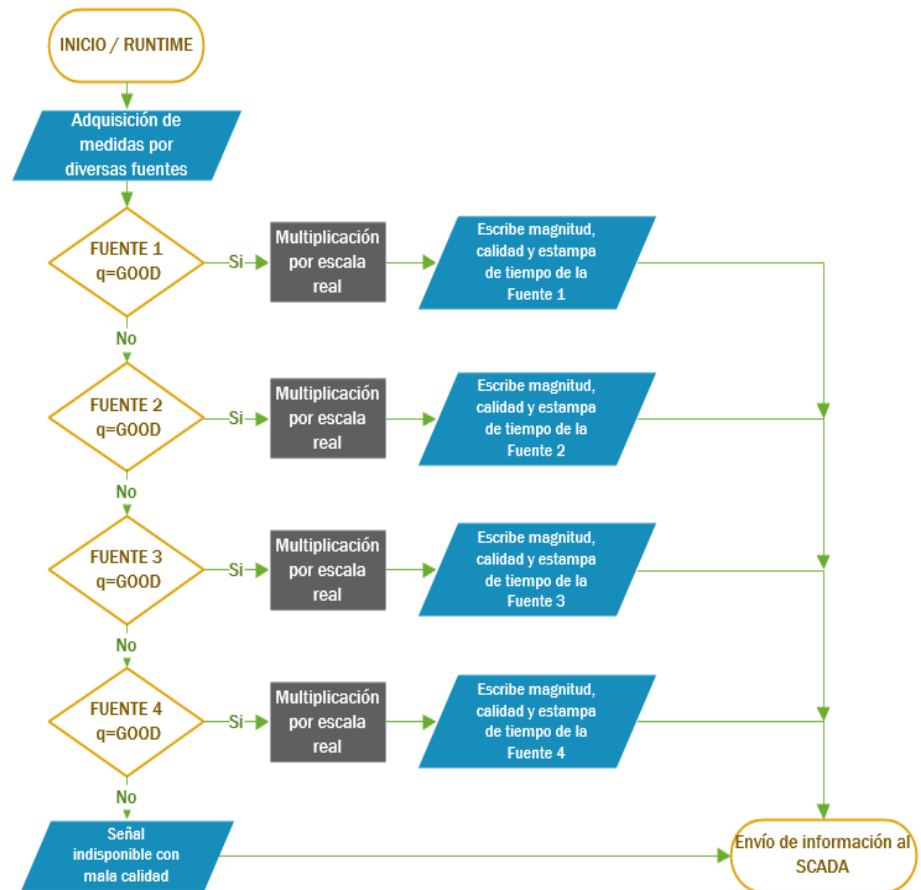


Figura 38. Diagrama de flujo de la lógica implementada para prioridad de medidas. Fuente. Elaboración propia.

#### d. Creación de lógicas de interbloqueo

Una subestación eléctrica en servicio representa un riesgo para las personas y los equipos que se encuentran dentro de ella, ya que existe una eventual exposición a errores de manipulación o fallas en los sistemas asociados, es por ello que se ha implementado mecanismos de bloqueo ante posibles eventos peligrosos, esto como medida de protección a la integridad humana y a los equipos de la subestación, de esa forma se mantiene el buen funcionamiento de la filosofía de automatización implementada. En la subestación se ha encontrado elementos de control como interruptores y seccionadores de alta tensión, por lo cual, las lógicas que se han implementado hacen referencia como elemento final a las señales permisivas de estos equipos. Estas lógicas se desarrollaron creando pequeños programas dentro del entorno de los RTAC de nivel 2, estos pequeños programas contienen bloques de funciones según la norma IEC 61131, en donde las entradas son señales integradas a los RTAC

SEL-3555, como se puede ver en la Figura 39, inicialmente se ha configurado el valor binario de cada una de las señales con bloques de comparación, en otros casos se utilizaron bloques lógicos AND, OR, NOT, para dar como resultante un Tag virtual permisivo, cuya principal función es dar pase al mando de apertura o cierre de los interruptores y seccionadores.

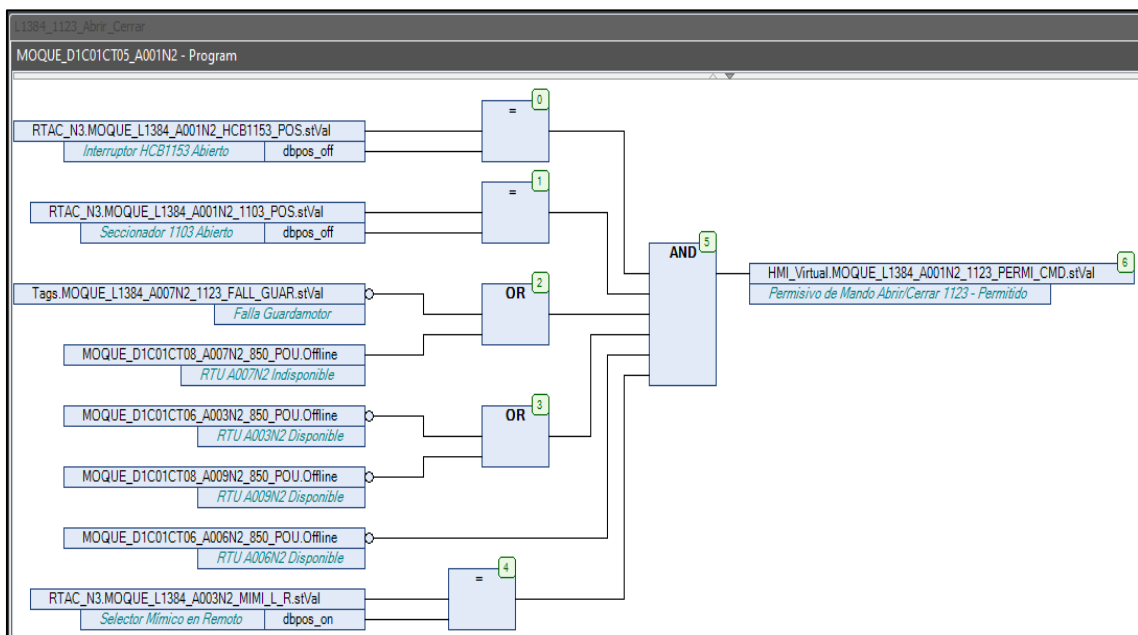


Figura 39. Lógicas de interbloqueos implementado con bloques de funciones.  
Fuente. Elaboración propia.

### e. Control y lógicas de mandos

La parte de control en esta subestación se ha diseñado para que los mandos se puedan ejecutar desde nivel 2 (HMI) o nivel 3 (Centro de control), para lo cual, se ha implementado lógicas de programación correspondientes a la norma IEC 61131 en programas con texto estructurado dentro del entorno AcSELeRator RTAC, luego, se ha descargado en los concentradores RTAC SEL-3555 de nivel 2. Es necesario resaltar, que se ha creado un programa por bahía, en donde cada bahía cuenta con equipamiento en el patio de llaves como interruptores, seccionadores de línea y seccionadores de barra (ver Figura 41), por lo tanto, se creó una programación para la apertura y cierre por cada equipo. En la Figura 40 se observa la programación de la estructura de control de nivel 3 diseñado para el interruptor de la bahía L-1384, también se observa que para abrir el interruptor se diseñaron 3 condiciones iniciales para hacer efectivo el mando.



La primera condición, es que la señal de mando desde nivel 3 se encuentre activado (“1” lógico), la segunda condición, es que el selector de nivel 2 se encuentre en modo remoto y la última condición, es que el permisisivo visto anteriormente como resultante de las lógicas de interbloqueo, se encuentre en TRUE (1 lógico).

```

RTAC_N3_L1384_CMD
MOQUE_D1C01CT05_A001N2 - Program
1 PROGRAM RTAC_N3_L1384_CMD
2 VAR
3 END_VAR

1 // Abrir Interruptor HCB1153 desde el RTAC-N3
2 IF (RTAC_N3.MOQUE_L1384_A001N2_HCB1153_CMD.operClear.ct1Val=TRUE AND HMI_Virtual.MOQUE_D1C01CT05_A001N2_HMI_R.stVal=TRUE AND
3 HMI_Virtual.MOQUE_L1384_A001N2_HCB1153_PERMI_CMD_A.stVal=TRUE)
4 THEN //Mando ABRIR desde RTAC-N3 y que no esté bloqueado
5 IF (MOQUE_D1C01CT06_A006N2_850_POU.Offline=FALSE)
6 THEN //Si está en línea el RTU principal, entonces el mando sale por el mismo RTU A006N2
7 Tags.MOQUE_L1384_A006N2_HCB1153_CMD.operClear.ct1Val:=TRUE;
8 Tags.MOQUE_L1384_A006N2_HCB1153_CMD.operClear.q.validity:=good;
9 Tags.MOQUE_L1384_A006N2_HCB1153_CMD.operClear.t.value:=System_Time_Control_POU.System_Time.value;
10 ELSE //Si el RTU principal está Offline, entonces el mando sale por el RTU de respaldo A009N2
11 Tags.MOQUE_L1384_A009N2_HCB1153_CMD.operClear.ct1Val:=TRUE;
12 Tags.MOQUE_L1384_A009N2_HCB1153_CMD.operClear.q.validity:=good;
13 Tags.MOQUE_L1384_A009N2_HCB1153_CMD.operClear.t.value:=System_Time_Control_POU.System_Time.value;
14 END_IF
15 ELSE
16 IF (Tags.MOQUE_L1384_A006N2_HCB1153_CMD.operClear.ct1Val=TRUE AND HMI_Virtual.MOQUE_D1C01CT05_A001N2_HMI_R.stVal=TRUE)
17 THEN
18 Tags.MOQUE_L1384_A006N2_HCB1153_CMD.operClear.ct1Val:=FALSE;
19 END_IF
20 IF (Tags.MOQUE_L1384_A009N2_HCB1153_CMD.operClear.ct1Val=TRUE AND HMI_Virtual.MOQUE_D1C01CT05_A001N2_HMI_R.stVal=TRUE)
21 THEN
22 Tags.MOQUE_L1384_A009N2_HCB1153_CMD.operClear.ct1Val:=FALSE;
23 END_IF
24 END_IF
25 //Cerrar Interruptor HCB1153 desde el RTAC-N3
26 IF (RTAC_N3.MOQUE_L1384_A001N2_HCB1153_CMD.operSet.ct1Val=TRUE AND HMI_Virtual.MOQUE_D1C01CT05_A001N2_HMI_R.stVal=TRUE AND
27 HMI_Virtual.MOQUE_L1384_A001N2_HCB1153_PERMI_CMD_C.stVal=TRUE)
28 THEN //Mando CERRAR desde RTAC-N3 y que no esté bloqueado
29 IF (MOQUE_D1C01CT06_A006N2_850_POU.Offline=FALSE)
30 THEN //Si está en línea el RTU principal, entonces el mando sale por el mismo RTU A006N2
31 Tags.MOQUE_L1384_A006N2_HCB1153_CMD.operSet.ct1Val:=TRUE;
32 Tags.MOQUE_L1384_A006N2_HCB1153_CMD.operSet.q.validity:=good;
33 Tags.MOQUE_L1384_A006N2_HCB1153_CMD.operSet.t.value:=System_Time_Control_POU.System_Time.value;
34 ELSE //Si el RTU principal está Offline, entonces el mando sale por el RTU de respaldo A009N2
35 Tags.MOQUE_L1384_A009N2_HCB1153_CMD.operSet.ct1Val:=TRUE;
36 Tags.MOQUE_L1384_A009N2_HCB1153_CMD.operSet.q.validity:=good;

```

Figura 40. Lógica de programación de mandos del interruptor de la L-1384.  
Fuente. Elaboración propia.

Después de las tres condiciones iniciales, se configuró para que se realice una verificación del status online correspondiente al RTU, por donde se va hacer efectivo el mando, si el RTU principal esta activo, el mando se ejecuta por ese medio, y si no está activo, el mando se hace efectivo por el RTU de respaldo, de esa forma siempre se contará con mandos efectivos. Por último, para que el mando no quede en estado de latch, se implementaron líneas adicionales de programación, se observan como contenido del ELSE final en la Figura 40.

Para los mandos desde el HMI de nivel 2 se implementaron programas similares a los de nivel 3, la única diferencia radica en que las 3 condiciones iniciales son generadas por tags virtuales ligados a la pantalla del HMI.



*Figura 41.* Equipos del patio de llaves de la SE Principal que ejecutan los mandos. Lado derecho: Interruptores, Lado Izquierdo: Seccionadores.  
Fuente. Elaboración propia.

#### **f. Transferencia de datos entre RTAC's de nivel 2 mediante NGVL.**

Para lograr la transferencia de información mediante NGVL se crearon sus mapas NGVL, posteriormente en el RTAC principal se configuraron sus parámetros de comunicación como se observa en la Figura 42, se colocó la IP de respaldo como envío y recepción de datos. También una dirección broadcast=1208, List ID= 8 para la recepción y broadcast=1207, List ID=7 para la transmisión. Para el respaldo se hizo una configuración invertida, en donde los parámetros del receptor fueron los parámetros del transmisor y viceversa, más detalle en el ANEXO 1.



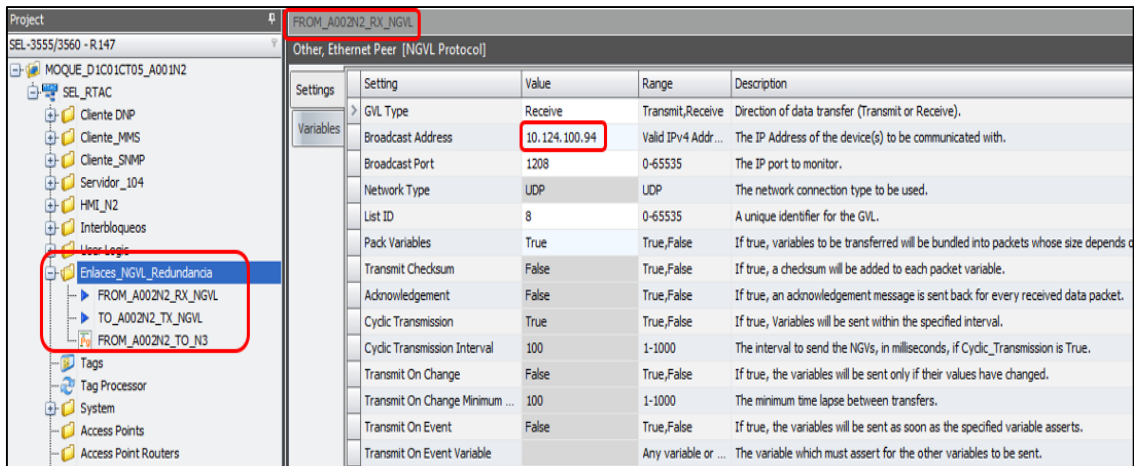


Figura 42. Configuración NGVL en el RTAC principal.  
Fuente: Elaboración propia.

### 3.3.5 Configuración de sincronizador GPS

Para sincronizar todos los equipos en la subestación se ha usado los relojes GPS SEL2488, en donde se configuró el protocolo PTP, esta tecnología maneja una precisión de sincronización muy alta, como se observa en la Figura 43, está inyectando en la red estampa de tiempo con precisión de 100 nseg por su puerto Eth3, y como se observa esta segmentado en una VLAN 2. Con esa precisión de sincronización se cubrieron las condiciones solicitadas por el COES.

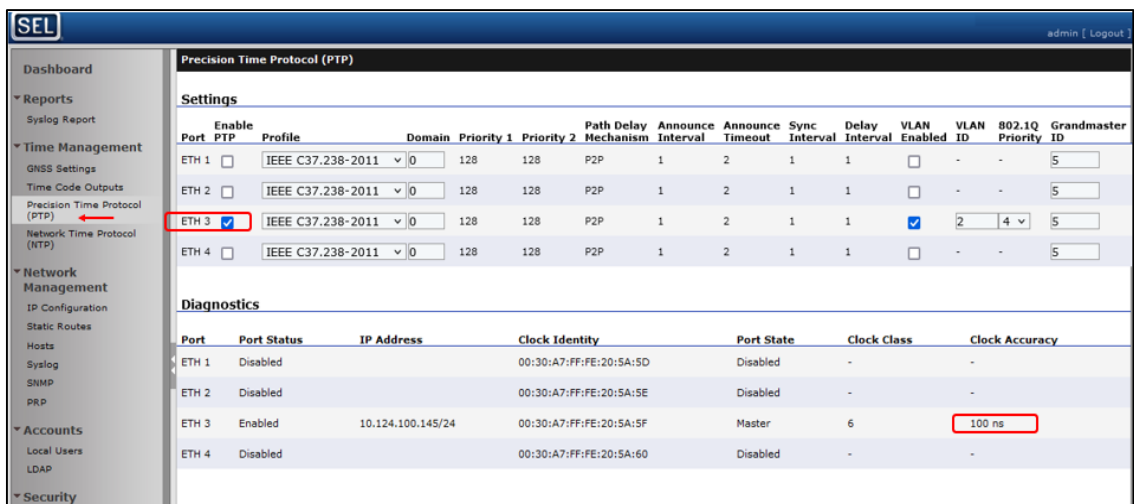


Figura 43. Configuración del GPS, mediante el protocolo PTP.  
Fuente: Elaboración propia.

### 3.4. Diseño del HMI de nivel 2

Los concentradores o controladores RTAC SEL-3555, aparte de tener como principal función la de integrar, procesar y enviar la data, tienen otra funcionalidad propia solo

de algunos modelos que pertenecen a la familia RTAC de SEL, el cual consta de hacer correr un entorno grafico aprovechando las variables que integra y almacena en su base de datos, esto gracias al software Linux embebido en el sistema operativo del controlador.

Para el diseño del entorno grafico en el interfaz humano maquina (HMI) de nivel 2, se utilizó el software libre AcSELerator Diagram Builder propio de la marca del controlador RTAC, este software nos permitió elaborar cada una de las pantallas del HMI, utilizando sus herramientas de diseño, como se puede observar en la Figura 44, inicialmente lo que se hizo fue ajustar la resolución de los despliegues de las pantallas a trabajar de acuerdo al equipo HMI en campo, el HMI tenía una resolución de 1920x1040 pixeles por lo tanto se trabajó en esa resolución.



Figura 44. Interfaz de diseño del HMI AcSELerator Diagram Builder.  
Fuente. Elaboración propia.

Para el diseño de los despliegues de pantallas se utilizó el diagrama unifilar de la subestación y la arquitectura de comunicación. Una vez terminado el diseño de las pantallas, se optó por importar los tags o variables desde el controlador RTAC SEL-3355 hacia el software AcSELerator Diagram Builder, para ello, en el entorno del software se tiene una herramienta de importación de tags, esta funciona solo colocando la dirección IP y las credenciales de acceso del controlador RTAC, que por defecto son "Usuario: admin" y "contraseña: TAIL". Después de haber

descargado la base de datos del controlador al software, se ligaron todos los ítems de las pantallas a las variables para su posterior animación. En las Figura 45, Figura 46 y Figura 47 se puede apreciar el diseño de algunas pantallas creadas para el HMI de nivel 2.

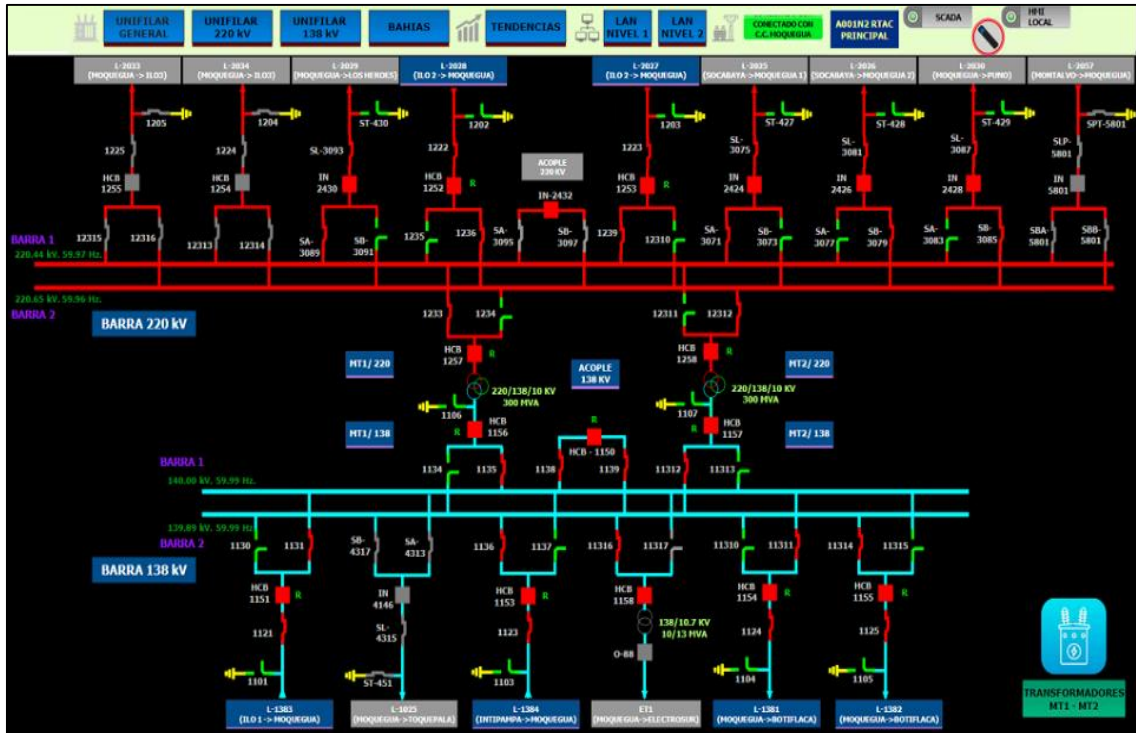


Figura 45. Esquema del unifilar general de la subestación en el HMI de nivel 2. Fuente. Elaboración propia.

Figura 46. Esquema de bahía, medidas y alarmas. Fuente. Elaboración propia.



Figura 47. Supervisión y control de transformadores de alta tensión.  
Fuente. Elaboración propia.

Finalmente, en la Figura 48 se muestra el HMI implementado, en el gabinete de control y automatización, el cual ofrece una versión alternativa de control y supervisión desde nivel 2, con las herramientas de supervisión más importantes, como visualización de tendencias, alarmas, medidas y mandos desde nivel 2 siempre y en cuando el selector del gabinete se encuentra en modo local.



Figura 48. HMI Blackbox en el gabinete de automatización de nivel 2.  
Fuente. Elaboración propia.

### 3.5. Configuración de concentradores de nivel 3.

#### 3.5.1 Cliente IEC 60870-5-104

Los concentradores de nivel 3 en esta subestación tiene la función de recolectar información enviada desde los concentradores RTAC SEL-3555 de nivel 2 y adicionalmente integran otras subestaciones al centro de control mediante una conexión WAN de fibra óptica proveniente de distintos puntos remotos que son enviados hacia el router ROU01 de la SE Principal de Moquegua, las señales llegan al router y posteriormente a los concentradores, todo mediante el protocolo IEC 60870-5-104. En nivel 3 se tenía como hardware de los concentradores, equipos RTAC SEL-3555, por ende, para su configuración, se utilizó el software AcSELeRator RTAC. Como se mencionó inicialmente, en nivel 3 se recibe la información, por lo tanto, se crearon conexiones del tipo “Cliente IEC 60870-5-104”, el método utilizado para crear a los clientes 104 dentro del entorno del AcSELeRator RTAC, fue de forma similar a la implementación realizada para crear a los Servidores 104, como se puede ver en la Figura 49, a diferencia de la configuración realizada anteriormente, para este caso solo se modificó el tipo de conexión, se puso “Cliente – Ethernet”.

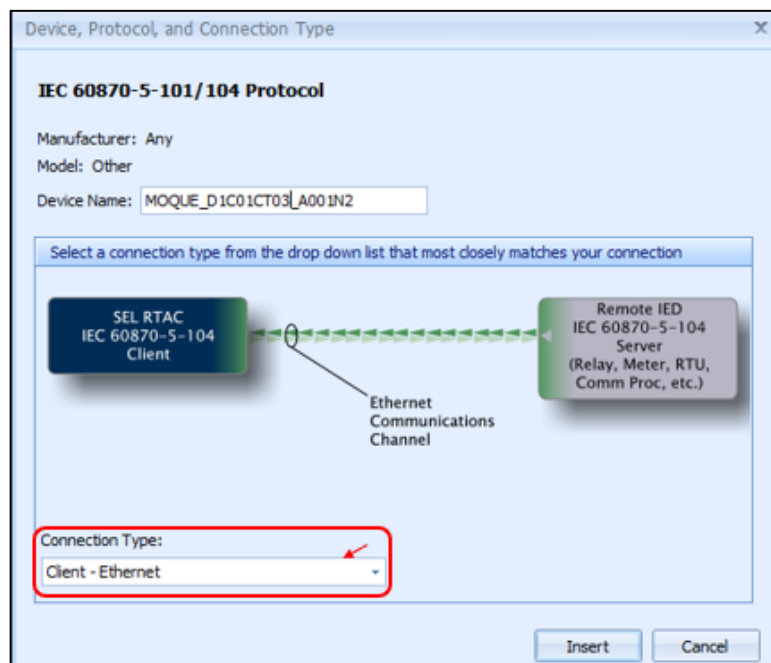


Figura 49. Creación de enlace de comunicación como Cliente Ethernet IEC 60870-5-104. Fuente. Elaboración propia.



Después de crear los enlaces del tipo Cliente 104, se ajustaron los parámetros de comunicación, como se muestra en la Figura 50, se modificó, la dirección IP de cada enlace Cliente, el ASDU, con valor igual a “1”, el puerto lógico que se configuró a 2404, por último, cabe mencionar que al crear el enlace como Cliente 104, se creó automáticamente el mapa de señales, en donde se direccionó cada una de las señales a integrar con las mismas direcciones utilizadas en el Servidor 104 de nivel 2.

Setting	Value	Range	Description
<b>Communications</b>			
Server IP Address	10.124.100.93	Valid IPv4 Addr...	IP address of the remote server connection.
Server IP Port	2404	1-65534	IP port of the remote server connection.
<b>Date-Time</b>			
UTC Offset	-300	-720-840 (minut...	Local Time offset from Universal Time
DST Enabled	False	True,False	Enable Daylight Savings Time
<b>IEC60870-5-101/104</b>			
Size of Common Address	2	1-2 (bytes)	Set the size of the Command Address.
Size of Cause of Transmiss...	2	1-2 (bytes)	Set the size of the Cause of Transmission.
Size of Information Object ...	3	1-3 (bytes)	Set the size of the Information Object Address.
General Interrogation Mes...	30	0,1-1800 (seco...	Maximum time allowed for the Server to send all responses to a Gene...
Counter Interrogation Mes...	5	0,1-1800 (seco...	Maximum time allowed for the Server to send all responses to a Count...
Message Time to Live	10	0,1-1800 (seco...	Maximum time allowed for the Server to send all responses to a messa...
Message Timeout	15	1-60 (seconds)	Maximum time allowed for the Server to generate a subsequent respo...

Figura 50. Configuración de parámetros del Servidor - Ethernet IEC 60870-5-104.  
Fuente. Elaboración propia.

### 3.5.2 Servidor IEC 60870-5-104

Al igual que en nivel 2, los RTAC de nivel 3 envían su información a niveles superiores, en este caso se hizo la configuración para enviar datos mediante 2 enlaces lógicos, el primero corresponde al SCADA Zenon y el otro al COES, como se observa en la Figura 51. Por esta razón, de la misma forma que en nivel 2, se ha insertado enlaces del tipo Servidor 104 en los concentradores principal y de respaldo, con sus respectivos mapas y direcciones, cabe mencionar que se ha definido nuevas direcciones para el envío de señales al SCADA Zenon. De igual manera, se configuró los parámetros de comunicación correspondientes al enlace. Para el envío al COES se tiene un enlace de fibra óptica monomodo desde los concentradores (A001N3,

A002N3) a los concentradores (A001, A002), en este caso también se tenía redundancia de concentradores, por lo tanto, se crearon enlaces independientes.

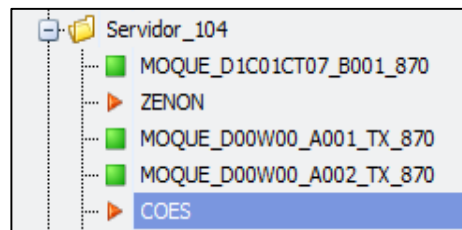


Figura 51. Servidor\_104 de los concentradores de nivel 3.  
Fuente. Elaboración propia.

La filosofía de transmisión implementada en este nivel se detalla en la Tabla 5, en donde se observa que los concentradores de nivel 3, enviando en todo momento información fundamental del centro de control hacia los concentradores dedicados para el COES.

Tabla 5.  
Origen y destino de envío de datos desde los concentradores de nivel 3.

<b>TIPO DE TRANSMISIÓN</b>	<b>ORIGEN</b>	<b>DESTINO</b>
Transmisión al SCADA Zenon	Concentrador Principal A001N3	→ SCADA Zenon Principal – B001
	Concentrador Respaldo A002N3	→ SCADA Zenon Respaldo – B002
Transmisión al COES	Concentrador Principal A001N3	→ Concentrador – A001 y A002
	Concentrador Respaldo A002N3	→ Concentrador – A001 y A002

Fuente. Elaboración propia.

### 3.5.3 Tag Processor

En este nivel también se trabajó las señales de fuente y destino hacia el SCADA. Cabe mencionar que este Tag Processor cuenta con un gran número de señales, debido a que los concentradores de nivel 3 están enviando la data de muchas subestaciones al centro de control. Como se observa en la Figura 52, a las señales que tienen como destino el SCADA, se antepone la palabra “Zenon” ya que se refiere a las señales del mapa SCADA Zenon, a diferencia del Tag Processor de nivel 2 que decía “RTAC\_N3”.

Tag Processor				
Drag a column header here to group by that column				
Build	Destination Tag Name	DT D...	Source Expression	SE Data
True	ZENON.MOQUE_L1381_A007N2_HCB1154_FALL ALIM_CC...	SPS	Tags.MOQUE_L1381_A007N2_HCB1154_FALL ALIM_CC_CA_MCB...	SPS
True	ZENON.MOQUE_L1381_A007N2_HCB1154_FALL INTE_PR...	SPS	Tags.MOQUE_L1381_A007N2_HCB1154_FALL INTE_PROT_PRIN	SPS
True	ZENON.MOQUE_L1381_A007N2_HCB1154_FALL INTE_PR...	SPS	Tags.MOQUE_L1381_A007N2_HCB1154_FALL INTE_PROT_RESP	SPS
True	ZENON.MOQUE_L1381_A007N2_HCB1154_FALL CKTO_DISP	SPS	Tags.MOQUE_L1381_A007N2_HCB1154_FALL CKTO_DISP	SPS
True	ZENON.MOQUE_L1381_A007N2_HCB1154_TELE_21_67N_TX	SPS	Tags.MOQUE_L1381_A007N2_HCB1154_TELE_21_67N_TX	SPS
True	ZENON.MOQUE_L1381_A007N2_FALL_PLC	SPS	Tags.MOQUE_L1381_A007N2_FALL_PLC	SPS
True	ZENON.MOQUE_L1381_A007N2_HCB1154_ALAR_GNRL	SPS	Tags.MOQUE_L1381_A007N2_HCB1154_ALAR_GNRL	SPS
True	ZENON.MOQUE_L1381_A001N2_HCB1154_BLOQ_CMD_A	SPS	Tags.MOQUE_L1381_A001N2_HCB1154_BLOQ_CMD_A	SPS
True	ZENON.MOQUE_L1381_A001N2_HCB1154_BLOQ_CMD_C	SPS	Tags.MOQUE_L1381_A001N2_HCB1154_BLOQ_CMD_C	SPS
True	ZENON.MOQUE_L1381_A001N2_11311_BLOQ_CMD	SPS	Tags.MOQUE_L1381_A001N2_11311_BLOQ_CMD	SPS
True	ZENON.MOQUE_L1381_A001N2_11310_BLOQ_CMD	SPS	Tags.MOQUE_L1381_A001N2_11310_BLOQ_CMD	SPS
True	ZENON.MOQUE_L1381_A001N2_1124_BLOQ_CMD	SPS	Tags.MOQUE_L1381_A001N2_1124_BLOQ_CMD	SPS
True	ZENON.MOQUE_L1381_F301_HCB1154_DISP_21_1	SPS	Tags.MOQUE_L1381_F301_HCB1154_DISP_21_1	SPS

Figura 52. Tag Processor de los concentradores de nivel 3.  
Fuente. Elaboración propia.

### 3.6. Integración al SCADA

El SCADA viene a ser el punto más trascendental de la integración de datos, ya que permite visualizar los datos recogidos desde niveles inferiores, así como también permite tener control de los elementos de la subestación. El software que se utiliza en esta subestación se denomina Zenon y corresponde a la marca COPA-DATA, este SCADA de origen Austriaco, es una plataforma de automatización que cuenta con versiones para la industria farmacéutica, automotriz, alimentaria, manufacturera y energética. Para la automatización de subestaciones eléctricas, tiene la versión denominada Zenon Energy Edition, esta versión fue creada, pensando en los requerimientos de trabajo en entornos de subestaciones, generadoras eléctricas, por lo tanto, contiene protocolos de integración para subestaciones eléctricas. El software Zenon v8.20 funciona con licencia, el cual fue suministrado, por la administración de la subestación, este software se divide en 2 programas, el primero se denomina Zenon Editor, que está orientado a la creación de base de datos, configuraciones a nivel de protocolos, diseño de pantallas, diseño de reportes, entre otros, el segundo, denominado Zenon Run-time, orientado a mostrar el diseño trabajado mediante la ejecución en tiempo real de las funciones desarrolladas, y también lograr la interacción humano máquina, adicionalmente este software tiene otras aplicaciones. La estructura SCADA implementada para esta subestación se puede apreciar en la Figura 53. Esta comprende la recepción de señales desde los concentradores



redundantes RTAC (A001N3 y A002N3), hacia los servidores Zenon (Principal y respaldo), para ello en la estación de ingeniería se ha realizado el trabajo previo con las señales integradas y su direccionamiento respectivo, también la configuración del protocolo IEC-104 y el despliegue de pantallas. Posteriormente se descargó el backup en los servidores que tienen instalados el Zenon Run time, estos servidores fueron los encargados de la ejecución en tiempo real del SCADA, luego, los Clientes Zenon hicieron referencia a estos servidores para poder hacer supervisión y control.

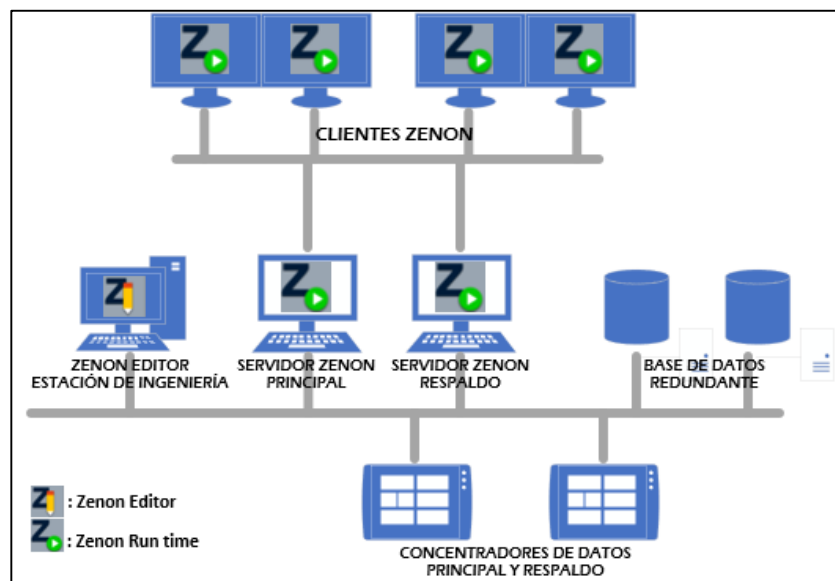


Figura 53. Estructura SCADA Zenon en el nivel 3.  
Fuente. Elaboración propia.

### 3.6.1 Importación de variables a la base de datos.

Las señales a integrarse a la base de datos del SCADA necesitaron importarse, en efecto, se encontró una gran cantidad de señales a modificarse, por ende, para hacer más simple la labor, previamente se exportó una señal referencial desde el Zenon Editor, que sirvió como modelo a utilizar, ya que el software al exportar variables arroja hojas de datos modificables en formato Excel. En esta hoja de datos se agregaron todas las señales y se modificaron sus Tags (nomenclaturas), descripciones, tipo de variable, protocolo de comunicación (IEC 60870-5-104), direccionamiento y para las medidas se modificaron rangos, valores límites, direccionamiento, banda muerta, escalamiento y otros parámetros adicionales. Posteriormente, en el entorno Zenon Editor se utilizó la herramienta “Importar XML” (ver Figura 54), ahí se muestra el entorno de

configuración del Zenon Editor, resaltando la herramienta “Importar variables”.



Figura 54. Herramientas de importación y exportación de variables en el entorno Zenon Editor.  
Fuente. Elaboración propia.

### 3.6.2 Configuración de drivers

Para poder utilizar un protocolo determinado en el Zenon se debe de habilitarlo creando su driver, por ello, como se observa en la Figura 55 se procedió a crear el driver IEC-104, dándole clic en el botón “Driver”, ubicado dentro del menú desplegable “Variables”, luego, en el botón “Drive nuevo”.

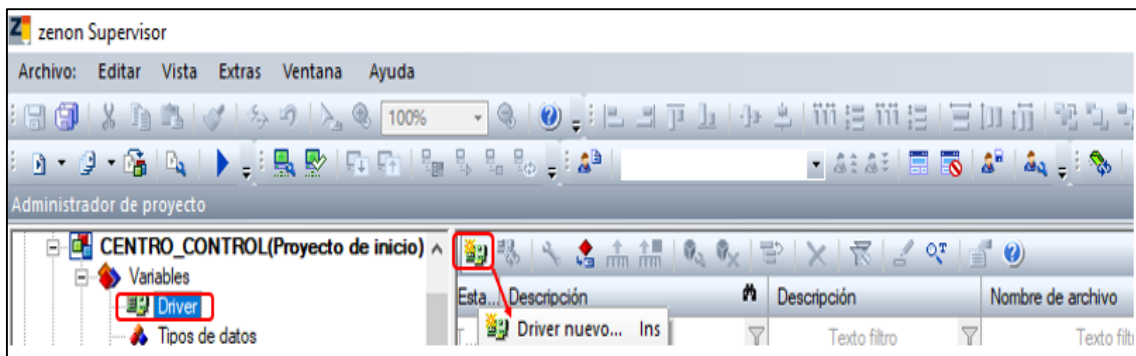


Figura 55. Creación de driver nuevo para un protocolo determinado.  
Fuente. Elaboración propia.

Por consecuencia, se abrió una ventana que contiene varios protocolos, se buscó y escogió entre todos al estándar IEC 60870-5-104, para posteriormente configurarlo como Cliente IEC-104 como se observa en la Figura 56.

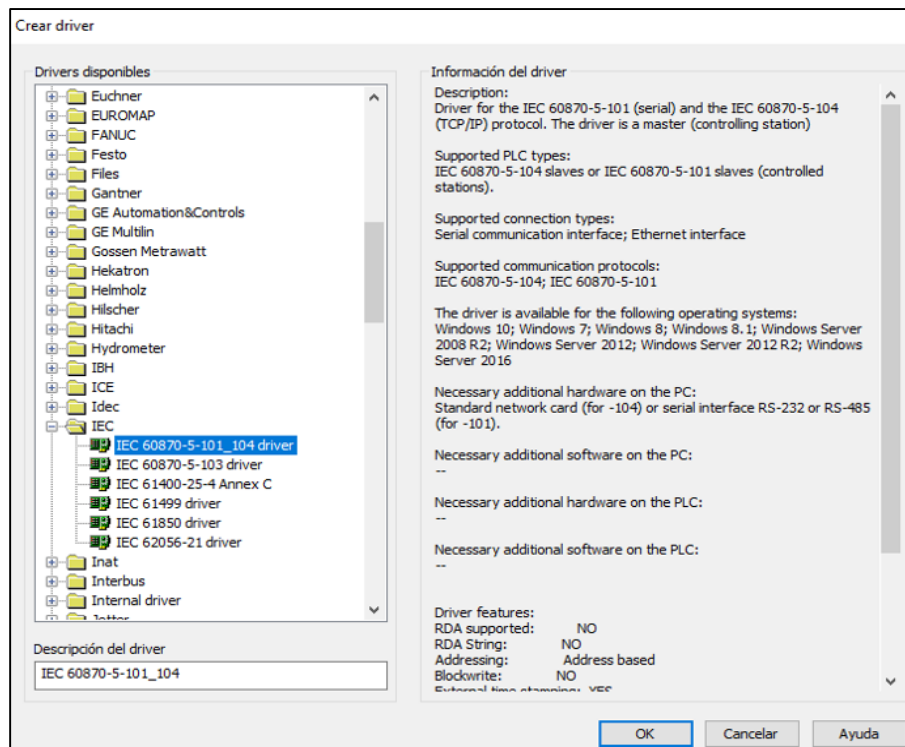


Figura 56. Lista de protocolos del software Zenon Editor, resaltado entre todos el estándar IEC 60870-5-104.

Fuente. Elaboración propia.

Después de haber escogido el protocolo IEC-104 se abrió una ventana que contienen 4 pestañas (General, comunicación, ajustes básicos y conexiones), en la pestaña “General” se cambió de nombre al driver y en la pestaña conexiones se crearon enlaces para el intercambio de información entre los concentradores de nivel 3 y el SCADA, como se observa en la Figura 57, se colocaron los parámetros de comunicación entre los concentradores RTAC de nivel 3 y el SCADA, para ello se configuró en “1” a la dirección de red del enlace de comunicación, los tamaños de ASDU como se observa fueron ajustados para 2 bytes, en la capa de enlace, se configuró para trabajar en TCP/IP con las IP’s de los servidores IEC-104 (concentradores RTAC de nivel 3) y los puertos lógicos de las conexiones que para esta ocasión se colocó 2406 en ambos enlaces, por último, se marcó la casilla de redundancia que ofrece el protocolo.

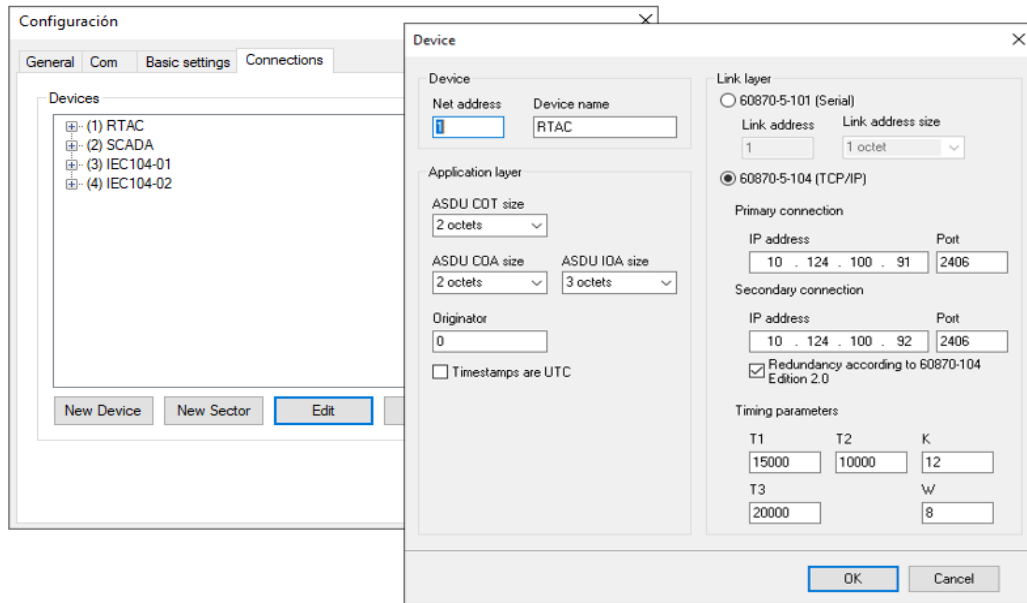


Figura 57. Configuración de conexiones del SCADA.  
Fuente. Elaboración propia.

### 3.6.3 Diseño de pantallas.

Como parte de la integración de la subestación principal de la región Moquegua se desarrollaron pantallas para poder mostrar visualmente las señales que llegan desde los distintos IED's de niveles inferiores, la creación de pantallas comprende unifilares generales, bahías de alta tensión, arquitectura de comunicación, pantallas de tendencias, reportes, análisis de variables, entre otros. Para crear las pantallas primero se configuró la resolución de pantalla según el tamaño de monitor en donde se mostrará el SCADA, a esto se denomina tamaño de marco, en esta ocasión se utilizó 1920x1080 pixeles con respecto a la resolución de marco inicial (ver Figura 58), cabe mencionar que las pantallas o pop-ups, están sujetos a un marco con una medida determinada, a diferencia del marco inicial que tiene como medida el máximo valor en resolución. Después de crear las pantallas, se ligaron los objetos con las señales integradas una por una, el objetivo fue darle animación al SCADA, como se observa en la Figura 59, en la figura se tiene dibujado el pop-up del relé SEL-411L, en donde se ligó a los botones algunas funciones de cambio de pantalla y en las medidas de tensión y corriente se ligaron, las medidas del relé integrado correspondiente a cada bahía, igual para los leds del relé.

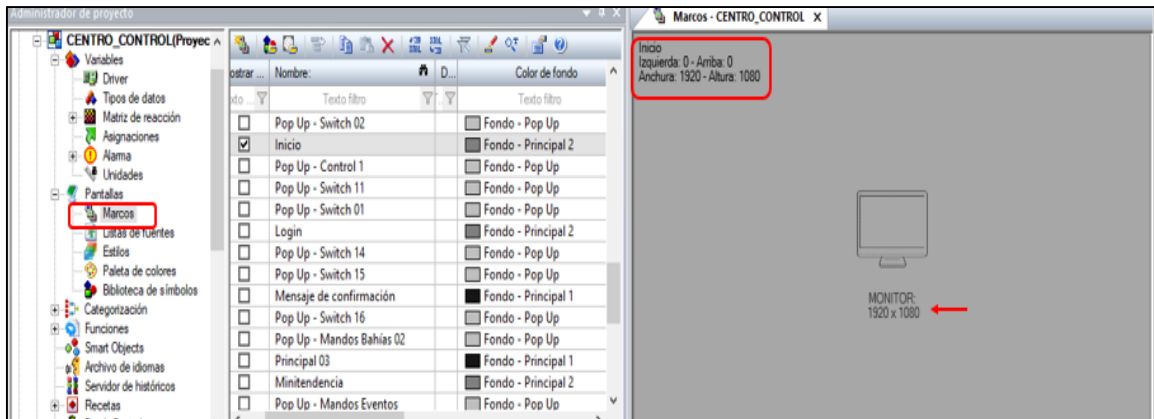


Figura 58. Diseño de "Marco" referencial para las pantallas SCADA  
Fuente. Elaboración propia.

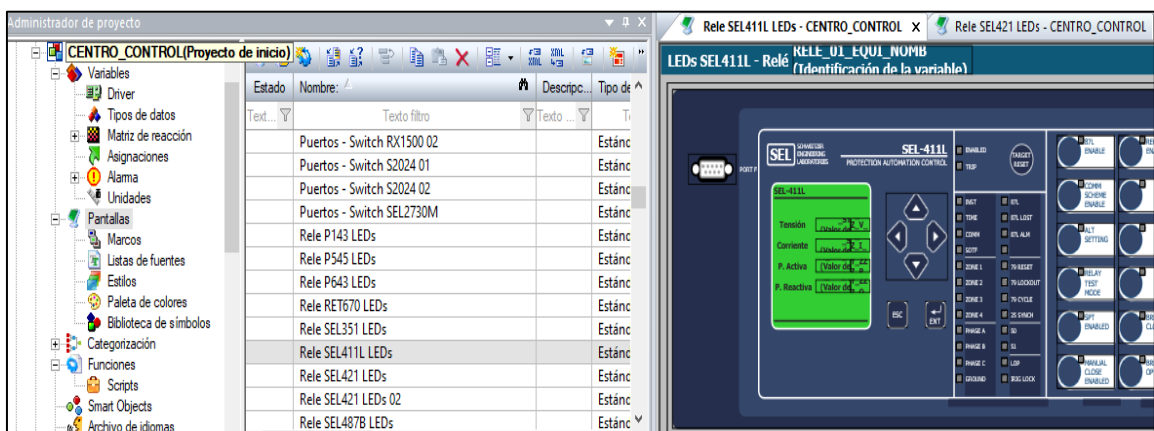


Figura 59. Diseño de pantallas del SCADA. en el entorno Zenon Editor.  
Fuente. Elaboración propia.

### 3.6.4 Creación de funciones.

Las funciones en el Zenon Editor son herramientas que tienen como propósito brindar animación en el entorno de las pantallas diseñadas y ejecutar ciertos requerimientos en el SCADA, dentro del software existen varios tipos ya predeterminados, para esta implementación se han utilizado varios tipos de funciones, entre los más conocidos se tiene el de apertura de pop-ups, función de abrir y cerrar ventanas (cambio de pantalla), recargar, runtime, finalizar runtime, entre otros. En la Figura 60 se observa las funciones creadas para el entorno de animación del SCADA.

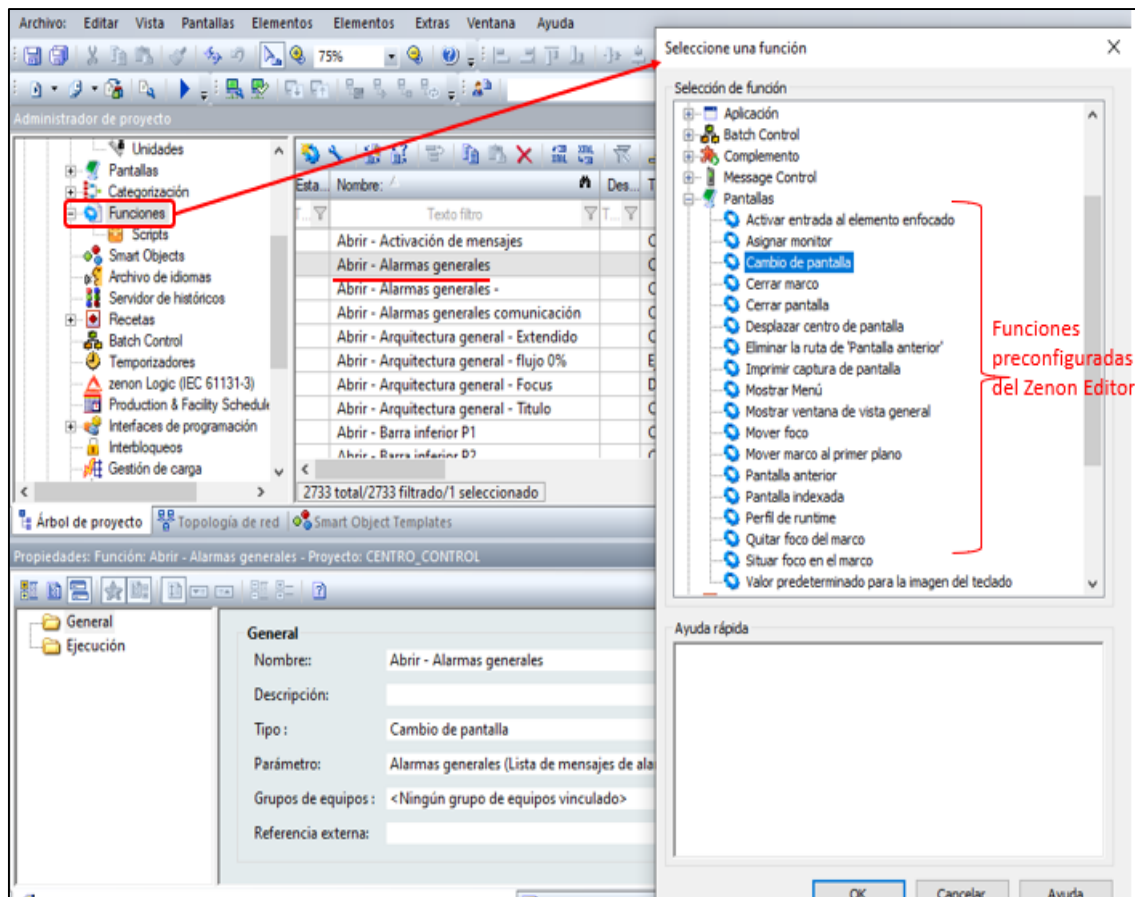


Figura 60. Creación de funciones en el Zenon Editor.  
Fuente: Elaboración propia.

### 3.6.5 SCADA Zenon Runtime.

Después de haber realizado la integración de datos al SCADA, diseñado las pantallas, ligado las variables a los objetos del SCADA y animado con funciones y scripts, se procedió a iniciar el modo runtime, el cual permite supervisar y controlar en tiempo real los diversos equipos de la subestación. Cabe mencionar que en el entorno Zenon runtime se tiene una versión distinta de entorno HMI, el cual es más específico en relación a la funcionalidad que representa, esto con respecto al HMI de nivel 2 que viene a ser una versión básica de supervisión y control. Dentro del entorno Zenon runtime se tiene pantallas de eventos, tendencias, alarmas, diagnóstico, supervisión de red LAN, control de equipos de patio y control de puertos de comunicación de puertos de routers, todo desde el SCADA Zenon runtime.

A continuación, se muestra en la Figura 61 el pop-up de mando correspondiente a la apertura y cierre de interruptores desde el Zenon runtime, se puede visualizar a detalle cada uno de los botones y símbolos que están relacionados a los mandos remotos de los equipos de patio.



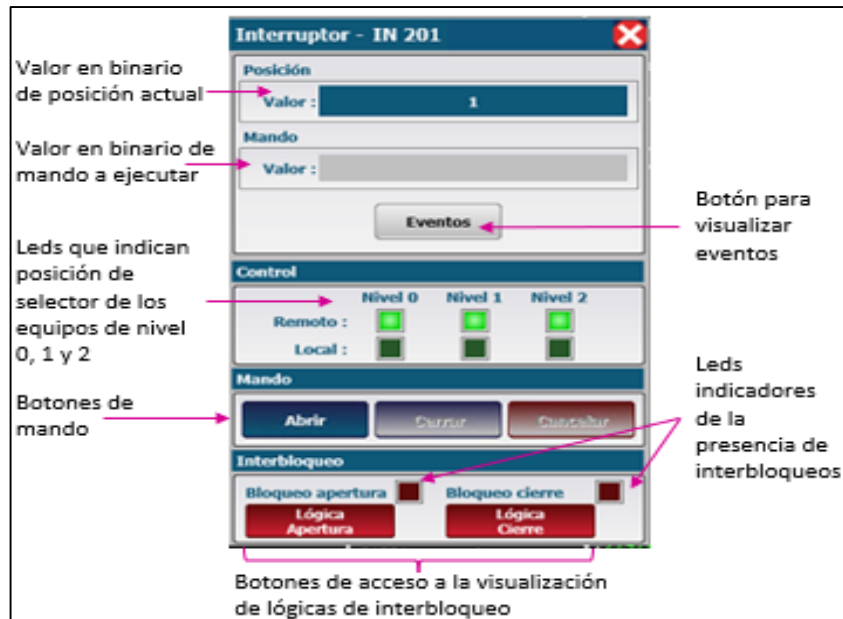


Figura 61. Pop-up de mando de interruptor  
Fuente: Elaboración propia.

Los botones de acceso a la visualización de lógicas de interbloqueo fueron configurados para mostrar el pop-up del esquema lógico animado de interbloqueo, como se observa en la Figura 62 en donde verde representa valor activo y rojo no activo. Cada uno de estos objetos animados viene desde niveles inferiores, es por ello que es indispensable la correcta integración de señales para mantener el SCADA en buen funcionamiento, por ello, que se ha escogido los protocolos adecuados e implementado una red estable.



Figura 62. Pop-up de esquemas de interbloqueo.  
Fuente: Elaboración propia.

## CAPÍTULO IV: PRUEBAS FUNCIONALES Y RESULTADOS

### 4.1 Pruebas funcionales.

#### 4.1.1 Prueba de señalización

Después de hacer el análisis de las características correspondiente a los estándares y protocolos que se está utilizando para la integración de datos al SCADA, se mencionó algunos motivos que impulsaron la elección de estos, los cuales son de gran beneficio para la implementación, es por ello que, como forma de poder corroborar el correcto funcionamiento de estos protocolos se optó probar el envío de paquetes desde el RTU A003N2 (protocolo MMS – IEC 61850), hacía el servidor SCADA B001(estándar IEC 60870-5-104). Para ello, se utilizó el software gratuito Wireshark, que es un programa que permite analizar el tráfico en la red. La prueba consistió en conectarnos online con 3 equipos, (controlador RTU A003N2, concentrador de nivel 2 A001N2 y concentrador de nivel 3 A001N3), estos equipos RTAC tienen la capacidad de capturar el tráfico online, con la herramienta “Comm Monitor” propio de su software el cual se observa en la Figura 63, se programó para que recojan el tráfico entre los tres equipos, luego se guardaron los 3 archivos y se importó al Wireshark. La variable referenciada fue el selector mímico Local/remoto de la bahía L-1381, en el cual se cambio de estado, de remoto a local.

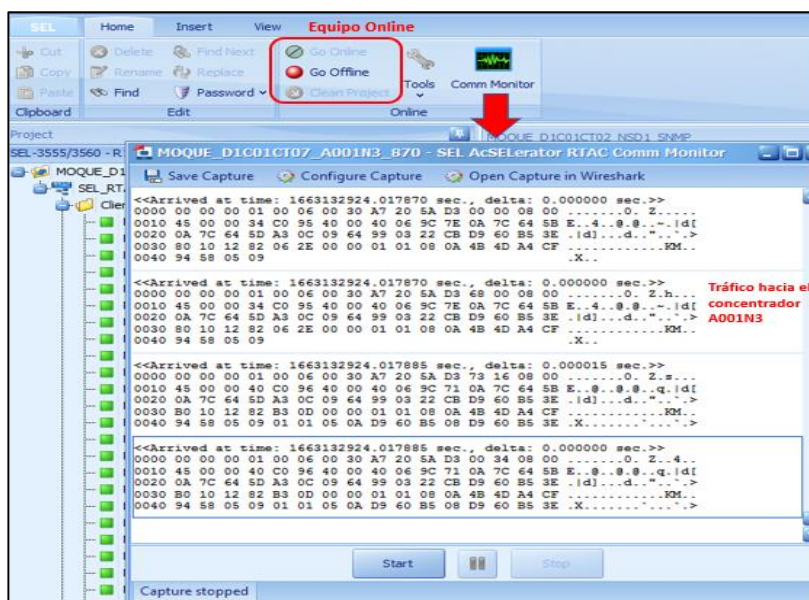


Figura 63. Herramienta "Comm Monitor", que permite capturar tráfico desde el concentrador hacia otro punto.  
Fuente. Elaboración propia.



#### 4.1.2 Prueba funcional de diseño de arquitectura de comunicación

Para comprobar el funcionamiento de la arquitectura de comunicación, se ha realizado dos pruebas; la primera consistió en demostrar que la red diseñada es estable para la transmisión de datos desde el IED origen hasta el SCADA, lo que representa una buena disponibilidad de señales. Para ello, en el entorno SCADA Zenon se tiene la herramienta de reporte “Disponibilidad de señales al COES” (ver Figura 64), esta herramienta permite sacar una muestra de todas las señales que se envían al COES en un rango de tiempo ajustable, para esta prueba el rango de tiempo de la muestra fue de 43 horas, el cual involucró 177 señales de posiciones de equipos de patio, medidas y alarmas generales, los resultados se muestran más adelante.



Figura 64. Menú reportes del SCADA Zenon del Centro de Control en la subestación principal.  
Fuente. Elaboración propia.

Adicionalmente, se hizo una segunda prueba, en donde se pretendió demostrar la redundancia en el diseño de la arquitectura de comunicación, para ello, con la ayuda del software Packet Tracer, se simularon las arquitecturas de comunicación, para posteriormente, hacer desconexiones virtuales en los equipos de la red implementados en el software, la arquitectura de nivel 3 fue puesto a prueba, con sus respectivas IP's ya nombradas.

### **4.1.3 Prueba de configuración de equipos.**

El propósito de este tipo de prueba es demostrar el que la configuración realizada en los equipos de la subestación es la correcta, el procedimiento se realizó mediante las denominadas pruebas SAT (Site Acceptance Test), estas pruebas involucraron hacer maniobras en campo, con permisos del COES y con la supervisión de la administración de la subestación. En general se realizaron varios tipos de pruebas SAT, pero las que tuvieron mayor alcance de equipos fueron las de interbloques, ya que este tipo de pruebas involucran a todos los interruptores y seccionadores de alta tensión de la subestación y sus equipos asociados (relés, concentradores, medidores y otras protecciones eléctricas), como ya se comentó anteriormente, los interbloques sirven como protección a los sistemas y a las personas, estos están configurados en los RTAC's de nivel 2. Para la verificación se elaboró el documento "Protocolos de prueba de interbloques" de todas las bahías, el cual involucra varios casos a probar de interruptores y seccionadores, todas las bahías son similares solo varían en sus equipos asociados, aunque la prueba involucre a todas las bahías, aquí solo se nombra la prueba de "cierre del interruptor HCB1155 de la línea L-1382" (ver ANEXO 3), por la gran cantidad no se menciona el total. Para esta prueba se pretendió demostrar si el mando de cierre de interruptor se hace efectivo, por lo tanto, se tuvo 14 equipos asociados y se realizaron 10 pruebas (10 casos), se buscó verificar que se cumpliera lo indicado en el protocolo. Por caso, todos los equipos estuvieron en la posición o valor que indicaba en protocolo.

## **4.2 Resultados**

### **4.2.1. Resultado de la prueba de señalización.**

Como ya se mencionó, la dinámica de la prueba consistió en verificar el envío de una señal simulada desde nivel 1, esta señal llega cableada al RTU A003N2 (IP:10.124.100.111) y se envía al concentrador de nivel 2 A001N2 (IP:10.124.100.93) mediante el protocolo MMS-IEC-61850, para luego de ahí viajar hacia el concentrador de nivel 3 A001N3 (IP:10.124.100.91) mediante el estándar IEC-60870-5-104 y posteriormente hacía el servidor SCADA

(IP:10.124.100.72) igual mediante IEC-104. La Tabla 6 muestra el direccionamiento de la señal a probar.

Tabla 6.  
Direccionamiento de la señal probada.

<b>TAG SEÑAL:</b> MOQUE_L1381_A003N2_MIMI_L_R (SELECTOR LOCAL / REMOTO)	
<b>PROTOCOLO</b>	<b>DIRECCIÓN</b>
<i>IEC-61850</i>	MOQUE_D1C01CT06_A003N2_850.ANN.INGGIO3.DPCSO007
<i>IEC-60870-5-104 (NIVEL 2 A NIVEL 3)</i>	34
<i>IEC-60870-5-104 (NIVEL 3 AL SCADA)</i>	21034

Fuente. Elaboración propia.

Importando el tráfico obtenido al Wireshark, se muestran los resultados en la Figura 65, para ello se usó el filtro “MMS” del Wireshark, en efecto, se visualizó a detalle el intercambio de información entre los 2 IED’s. Como se observa el valor está en “False”, lo cual es correcto ya que se cambió el selector de Remoto a local y en esta implementación el Local representa un “False”, por otro lado, la calidad de la señal está en “0000”, lo cual representa buena calidad y la estampa de tiempo está en 13-09-2022-06:20:00:221999, en este punto cabe resaltar que el protocolo MMS reporta como servidor, la estampa de tiempo en formato UTC, es por ello que la estampa real de acuerdo a la zona horaria peruana es -5 horas, por lo tanto, sería 13-09-2022-01:20:00, se entiende que la corrección de esta estampa de tiempo lo hace el Cliente “MMS”, por lo tanto, verificando en el concentrador de nivel 2 se observó la corrección de la estampa de tiempo, para su posterior envío.

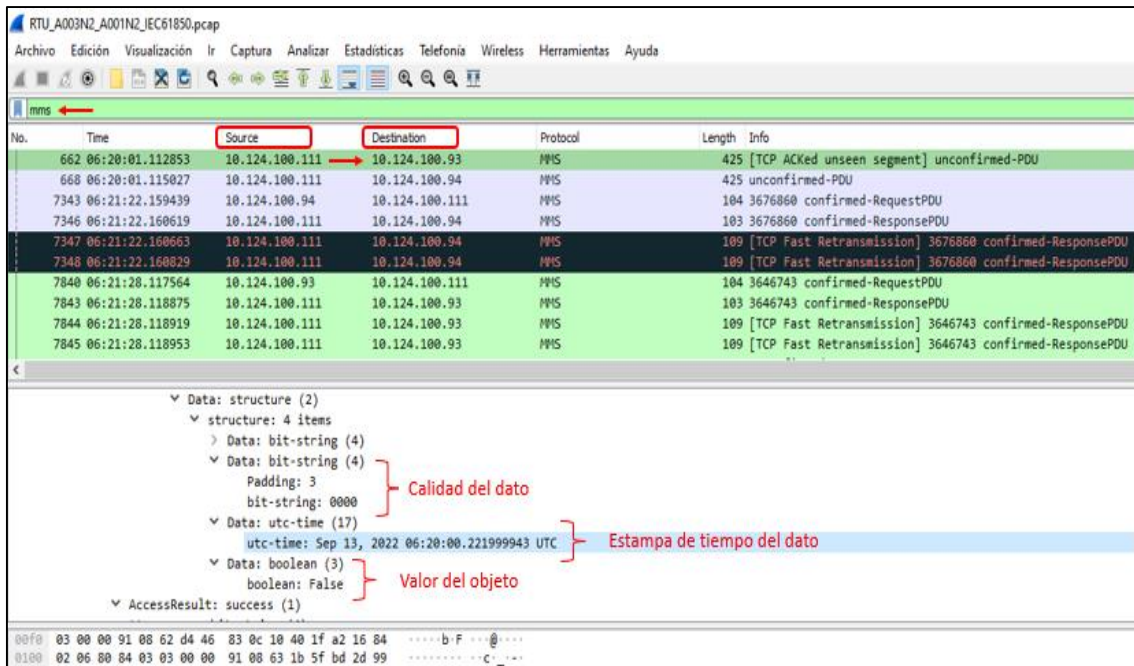


Figura 65. Tráfico MMS en el Wireshark entre el RTU y el concentrador de nivel 2.  
Fuente. Elaboración propia.

De igual manera se importó el tráfico obtenido en el Wireshark entre los concentradores de nivel 2 y de nivel 3, posteriormente se utilizó el filtro del Wireshark “104asdu.ioa == 34”, que trabaja con la dirección IEC-104 asignada a la señal para su envío hacia el concentrador de nivel 3, el resultado se observa en la Figura 66, ahí se observó el intercambio de información entre las IP’s 10.124.100.93 y 10.124.100.91 correspondiente a los concentradores de nivel 2 y 3, respectivamente, como origen y destino. Posteriormente, se analizó la trama buscando la señal enviada, el cual se ubicó como dirección IOA=34 (dirección IEC-104), en esta dirección se verificó el DPI que contienen el valor y la calidad de la señal, en el cual se pudo visualizar el valor de la señal en OFF, cabe mencionar que la señal es del tipo doble con valor “00000001” (1 byte), ya que se hizo la conversión en el concentrador de nivel 2, junto con la estampa de tiempo, igualmente el “False” representa al selector en “Local”. La calidad se visualizó que no tiene activo ningún Flagg (todo en cero), indicando que la señal está en buena calidad, por último, se observó que la estampa de tiempo se ha corregido, se obtuvo una señal con la hora Local, ya corregido en el concentrador de nivel 2 al cambiar de protocolo de IEC 61850 a IEC-104, ahora se tiene la estampa de tiempo de origen con valor 13-09-2022-01:20:00

en formato local. Se puede apreciar que los minutos y segundos son iguales a lo enviado desde el RTU.

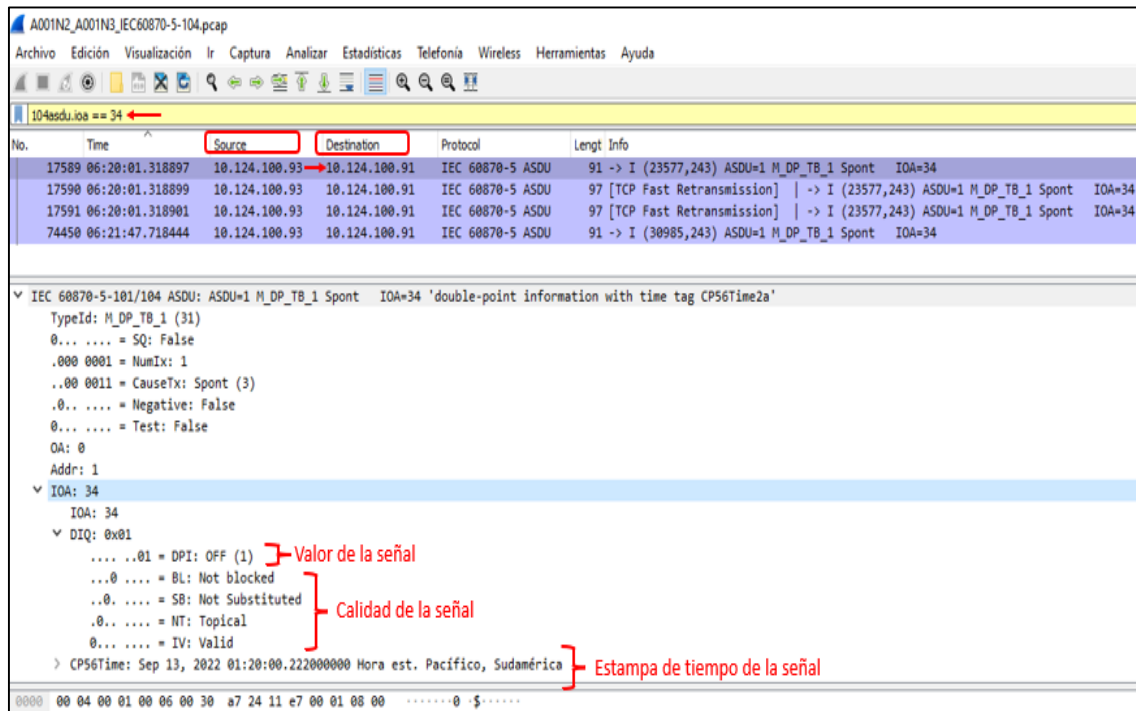


Figura 66. Tráfico IEC 60870-5-104 en el Wireshark entre el concentrador de nivel 2 y el concentrador de nivel 3.  
Fuente. Elaboración propia.

Por último, se importó al Wireshark el tráfico captado en formato .pcap correspondiente al envío de datos desde el concentrador A001N3 al SCADA, para el análisis se utilizó el filtro “104asdu.ioa ==21034”, correspondiente a la dirección de la señal que utiliza el concentrador de nivel 3 para enviarlo al SCADA, el resultado se puede apreciar en la Figura 67, en donde se observa la trama del paquete de datos enviado, el valor de la señal se representa como DPI y se obtuvo en “Off” que se representa como un “False” y en estado “Local”, igual a lo que se obtuvo en la trama anterior, por otra lado, se puede observar que se obtuvo una calidad buena ya que todos los Flagg están con bit 0, y también se observa la estampa de tiempo en hora local con valor igual a 13-09-2022-01:20:00, igual a la trama anterior.

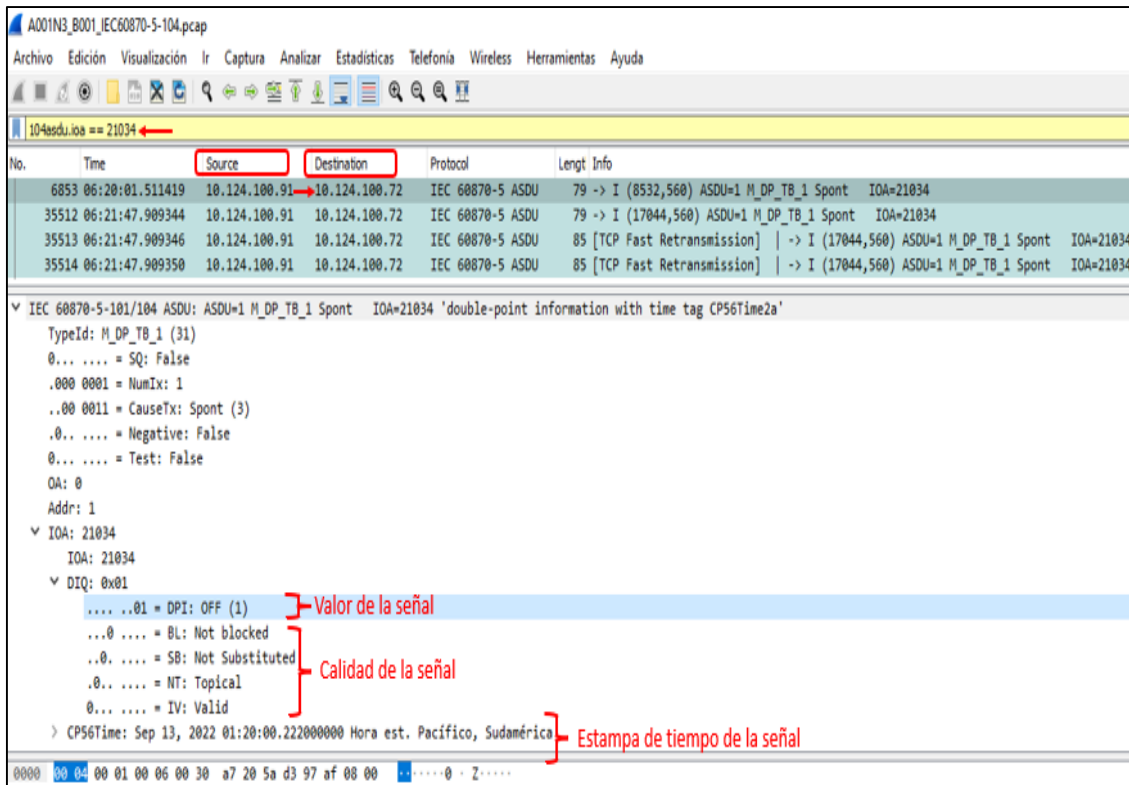
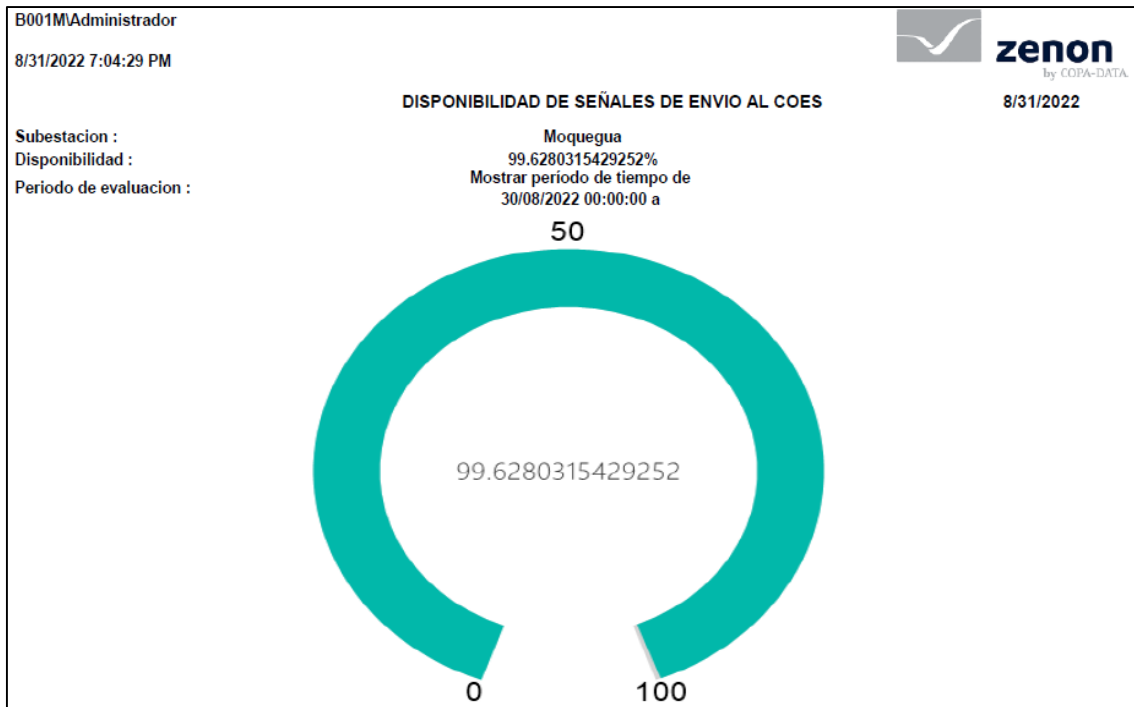


Figura 67. Tráfico IEC 60870-5-104 en el Wireshark entre el concentrador de nivel 3 y el servidor SCADA.  
Fuente. Elaboración propia.

Después de las pruebas realizadas en 3 tramas distintas que representan el tráfico por donde se envió la señal de estado del selector mímico de nivel 1 en Local, se puede deducir que la señal llega de forma precisa desde el origen hacia el punto final, que viene a ser el SCADA, lo cual demuestra que hay interoperabilidad entre protocolos ya que los paquetes llegaron intactos y también manteniendo siempre la estampa de tiempo real de acontecido el evento.

#### 4.2.2. Resultado de la prueba de diseño de arquitectura de comunicación

Después de lograr descargar el reporte de disponibilidad de las señales de la subestación principal de la región Moquegua (ver Anexo 2), se observó que del total de señales que se recoge para su envío, 48 son medidas, 47 son posiciones y 22 son alarmas generales en un rango de 43 horas se obtiene como resultado un 99.62 % de disponibilidad de información como se observa en la Figura 68.



*Figura 68.* Grafica de reporte de disponibilidad de señales enviadas al COES.  
 Fuente. Reporte de disponibilidad SCADA Zenon Copa Data

La grafica anterior es el resultado de las señales que llegan al SCADA, como se observa en el Figura 69 se obtuvo un reporte detallado de las señales que se envían al COES. Para el análisis, el SCADA recogió la información cada 5 min. y lo almacenó en su base de datos, en ese lapso se tiene el valor, estado actual de la variable, si la información es fluida representa que es espontanea (Spont), también se tienen la interrogación general (GI), que representa si en ese tiempo se ha forzado a una recepción obligada de datos. La calidad se definió como resultado de estos datos, si todo está bien, la calidad es buena. El promedio de todas las calidades da un porcentaje final de disponibilidad buena o mala. El promedio final de estos porcentajes correspondiente a cada señal, da como resultado el porcentaje total de disponibilidad de señales al COES.



Fecha y Hora	Subestación	Bahía	Equipo	Descripción	Valor	Estado Actual	Spont	GI	Calidad Δ T
8/30/2022 12:00:00 AM	Moquegua	Acople	HCB1150	Potencia activa	-5.84	Válido	Si	No	Buena
8/30/2022 12:05:00 AM	Moquegua	Acople	HCB1150	Potencia activa	-5.87	Válido	Si	No	Buena
8/30/2022 12:10:00 AM	Moquegua	Acople	HCB1150	Potencia activa	-5.88	Válido	Si	No	Buena
8/30/2022 12:15:00 AM	Moquegua	Acople	HCB1150	Potencia activa	-6.11	Válido	Si	No	Buena
8/30/2022 12:20:00 AM	Moquegua	Acople	HCB1150	Potencia activa	-6.02	Válido	Si	No	Buena
8/30/2022 12:25:00 AM	Moquegua	Acople	HCB1150	Potencia activa	-6.05	Válido	Si	No	Buena
8/30/2022 12:30:00 AM	Moquegua	Acople	HCB1150	Potencia activa	-6.22	Válido	Si	No	Buena
8/30/2022 12:35:00 AM	Moquegua	Acople	HCB1150	Potencia activa	-6.28	Válido	Si	No	Buena
8/30/2022 12:40:00 AM	Moquegua	Acople	HCB1150	Potencia activa	-6.20	Válido	Si	No	Buena
8/30/2022 12:45:00 AM	Moquegua	Acople	HCB1150	Potencia activa	-6.01	Válido	Si	No	Buena
8/30/2022 12:50:00 AM	Moquegua	Acople	HCB1150	Potencia activa	-6.11	Válido	Si	No	Buena
8/30/2022 12:55:00 AM	Moquegua	Acople	HCB1150	Potencia activa	-6.25	Válido	Si	No	Buena
8/30/2022 1:00:00 AM	Moquegua	Acople	HCB1150	Potencia activa	-5.96	Válido	Si	No	Buena
8/30/2022 1:05:00 AM	Moquegua	Acople	HCB1150	Potencia activa	-6.38	Válido	Si	No	Buena
8/30/2022 1:10:00 AM	Moquegua	Acople	HCB1150	Potencia activa	-6.20	Válido	Si	No	Buena
8/30/2022 1:15:00 AM	Moquegua	Acople	HCB1150	Potencia activa	-6.53	Válido	Si	No	Buena
8/30/2022 1:20:00 AM	Moquegua	Acople	HCB1150	Potencia activa	-6.26	Válido	Si	No	Buena
8/30/2022 1:25:00 AM	Moquegua	Acople	HCB1150	Potencia activa	-6.35	Válido	Si	No	Buena

Figura 69. Recorte del Reporte correspondiente al SCADA de la bahía de Acople.  
Fuente. Reporte de disponibilidad SCADA Zenon

Por otra parte, para comprobar la redundancia se hizo la simulación en el software Packet Tracer como se observa en la Figura 70.

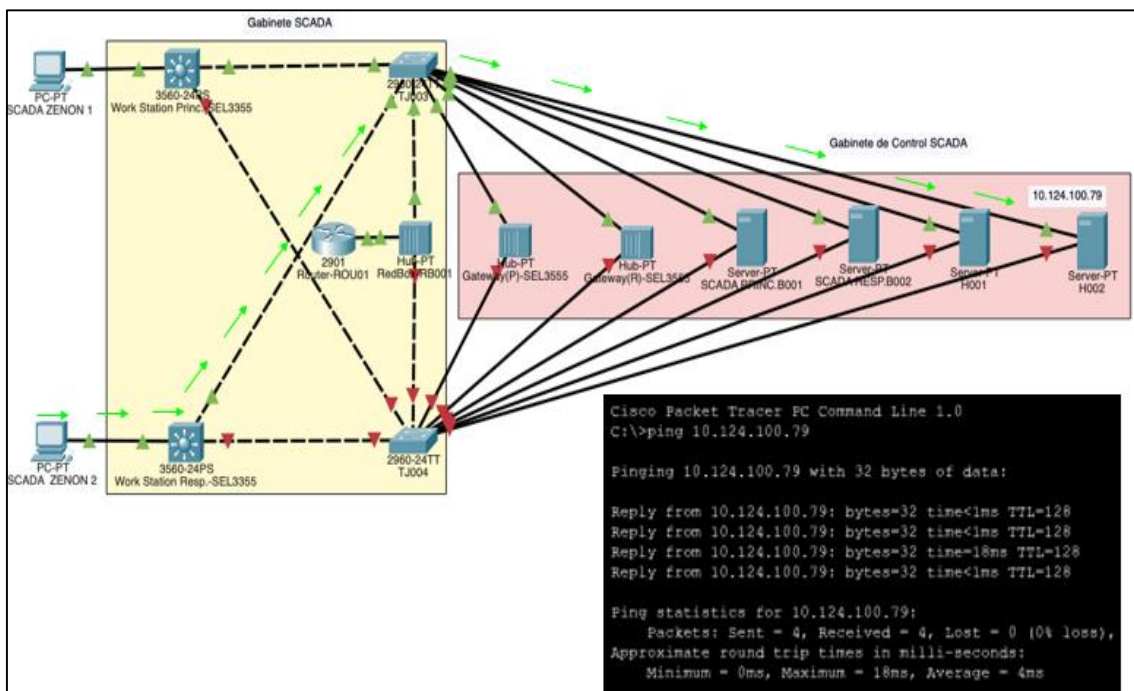


Figura 70. Simulación de la arquitectura de nivel 3 en el software Packet Tracer.  
Fuente. Elaboración propia.

Para obtener el resultado de la simulación se desconectó el switch de respaldo (TJ004), dio como resultado que el switch principal seguía transmitiendo datos



de forma satisfactoria, ya que al hacer ping al servidor histórico H002 con IP:10.124.100.79 desde el SCADA ZENON 1, se envían y se reciben los datos de forma correcta como se observa en la Figura 70. De igual forma, se probó desconectando el switch de respaldo TJ004, y conectándonos por consola al router, se logró hacer ping al servidor histórico H002 (IP: 10.124.100.79). También, estando apagado el switch TJ004 se probó desde el servidor histórico H002 (IP:10.124.100.79) haciendo ping a la Work Station principal (IP: 10.124.100.73) y los paquetes llegan correctamente. Sumado a la prueba anterior, se deduce que se cuenta con una red redundante estable que otorga buena disponibilidad de señales y datos.

#### **4.2.3. Resultado de pruebas de configuración de equipos.**

Se probaron cada uno de los interruptores y seccionadores de las 11 bahías de la subestación y se obtuvieron resultados positivos en todos los casos indicados en los protocolos de pruebas, los resultados del “Cierre de interruptor HCB1155 de la línea L-1382” se pueden apreciar en el Anexo 3. Para el Caso 1, se observó que se tenía a los equipos en estado normal, entonces se probó y si se hizo efectivo el mando desde el Centro de control de la subestación (nivel 3) y desde el HMI (nivel 2), por lo tanto, el resultado 1 descrito en el protocolo fue correcto. Para el Caso 2, desde campo se forzó el diferencial de barras, paso de condición “Normal” a “Disparo”, por lo tanto, esa condición fue un impedimento para hacer el mando efectivo, al respecto, según el protocolo para el caso 2 y con esas condiciones, se tuvo como resultado el “Cierre no permitido desde el HMI” y “Cierre no permitido desde el Centro de control de la subestación (nivel 3)”, lo cual es correcto y se cumple lo estipulado en el protocolo, para el Caso 3, se tuvo la condición resorte de interruptor “Descargado” lo cual era impedimento para hacer efectivo el mando de cierre, cumpliéndose una vez más el protocolo. Para todos los casos se cumplió lo estipulado en el protocolo de pruebas, concluyendo así, que el cumplimiento de lo descrito en el protocolo respalda la buena configuración de los equipos.

## CONCLUSIONES

1. El análisis de las normas y estándares de protocolos de comunicación tienen como resultado la correcta elección de protocolos para la integración de datos al SCADA, de este modo, se definieron los beneficios de los protocolos escogidos, donde se destaca la interoperabilidad entre protocolos, así como también, se determinó en su mayoría el uso de protocolos abiertos, aunado a esto, se verificó que los protocolos seleccionados garantizan la transferencia de estampa de tiempo de origen, experimentalmente con la ayuda del software Wireshark; además, se probó el envío de una señal desde el nivel 1 con valor, calidad y estampa de tiempo hacia el SCADA y se verificó que la trama de origen mantiene sus valores por más que traspase a otro protocolo mediante un gateway concentrador, cumpliéndose así la interoperabilidad de protocolos.
2. El diseño de la topología de arquitectura de comunicación dio como resultado, una topología de red tipo árbol, cuyo funcionamiento fue comprobado mediante el reporte de disponibilidad de señales que arroja el SCADA, con resultado de 99.62% de disponibilidad, lo cual indica que los datos viajan desde sus IED's de origen, pasando al SCADA Zenon, sin perder datos en el trayecto, adicionalmente se comprobó que la redundancia planteada en la red funciona, esto como resultado de las simulaciones realizadas en el Packet Tracer, lo que hace de la red un sistema estable para la automatización de la subestación.
3. El tercer objetivo hace referencia a la configuración de equipos, para ello, se optó en hacer pruebas de mando en campo mediante pruebas SAT de interbloqueos en todas las bahías, supervisados por la administración de la subestación y con el uso de protocolos de pruebas, se logró verificar el correcto funcionamiento de las lógicas de interbloqueos. Constatando que los mandos funcionan solo cuando las condiciones configuradas lo indiquen, mientras no se tengan las condiciones habilitadas, no se dio paso a mandos efectivos, esto indica una buena configuración en los equipos.

## RECOMENDACIONES

1. El tiempo de transferencia de señales de protección como disparos desde los relés hacia el centro de control es muy importante en una subestación; por ello, si se requiere mejorar aún más la velocidad de transmisión de eventos hacia el centro de control, se puede implementar el protocolo GOOSE para las protecciones; este protocolo se encuentra contenido dentro del estándar IEC 61850.
2. Si a futuro se pretende ampliar otros servicios en la red, como mensajería GOOSE, CCTV, entre otros, se recomienda realizar una configuración en los switches administrables para segmentar la red utilizando VLAN's, con ello se evitaría de generar latencia en la red implementada dentro de la arquitectura de comunicación.
3. Se recomienda para futuras ampliaciones en la subestación, utilizar dispositivos electrónicos inteligentes que tengan software de configuración sin licenciamiento, ya que esto es de gran ventaja cuando se requiere realizar cambios en la configuración actual debido a futuras mejoras como escalamiento, nuevas conexiones, comisionamiento, etc.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Acevedo, F., Calderón, L., González, J., y Vargas H. (2019). *Comunicación de sistemas eléctricos basados en la Norma IEC 61850: Desarrollo de caso usando sampled values en servicios Cliente-Servidor*. Revista UIS Ingenierías, 18, 221-236. Recuperado de <https://doi.org/10.18273/revuin.v18n2-2019021>
- Adriaensen, M. (2005). *Protocol Implementation Document (PID) for IEC 60870-5-104*. Rev. 1.0. Nederland: Kema Consulting.
- Avilés, J. (2020). *Automatización de equipos de protección y reconexión mediante un sistema SCADA usando comunicación GPRS para la gestión remota de la red de distribución eléctrica de Hidrandina S.A.* (Tesis de pregrado). Universidad Ricardo Palma, Lima, Perú.
- Budka, K., Deshpande, J., Thottan, M. (2014) *Communication Networks for Smart Grids-Making Smart Grid Real*. Londres, Inglaterra: Editorial Springer.
- Carreño, J., Morales, P., Rivas, E. (2018). *Redundancia en Redes de Comunicación para la Automatización y Protección de Sistemas de Potencia Eléctrica con IEC 61850*. Proyecto curricular Ingeniería Eléctrica, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá, Colombia. *Información Tecnológica*, (30), 75-86.
- Clarke, G., Reynders, D., Wright, E. (2004). *Prácticos protocolos SCADA modernos DNP3, IEC60870-5 y sistemas relacionados*, Burlington, MA.
- Elias, G. y Lobato L. (2013). *Arquitectura e Protocolos de rede TCP-IP*, Rio de Janeiro, Brasil, Escola Superior do Redes.
- Fernández, A (2015). *El protocolo IEC 61850 en la automatización de subestaciones* (Tesis de Maestría). Universidad de Cuenca, Cuenca, Ecuador.
- Hammer, E. & Sivertsen, E. (2008). *Analysis and implementation of the IEC 61850 standard*. Technical University of Denmark (DTU), Kongens Lyngby, Dinamarca.

- Hernández, R., Fernández, C. y Baptista, M. *Metodología de la investigación*. México D.F., Mexico, McGraw - Hill Interamericana de México, S.A.
- Kingler, A., & Cepeda, R. (2020). *Diseño e implementación del sistema SCADA en el módulo de comunicación IEC 61850 por monitoreo de los IED de los módulos de protección de sistemas de generación, líneas de transmisión y redes de distribución* (Tesis de pregrado). Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil, Ecuador.
- Klaus, P., Lohman, V. & Wolfgang, W. (2003). *Substation automation handbook*, Bremsgarten, Suiza: Jütte-Messedruck Leipzig GmbH.
- McCreery, S. (2013). *Using network variable list communications in decentralized control solutions*. SEL Application Note 2013-06, 1-2.
- Molero, L. (2010). *Planificación y gestión de red. Unidad 2. Evolución del protocolo de gestión internet*. Universidad Dr. Rafael Beloso Chacin. Maracaibo, Venezuela.
- Molina, E. (2017). *A study of the applicability of Software-Defined networking in industrial networks*. Universidad del país Vasco, Bilbao, España.
- Peñaherrera, J. (2007). *Automatización de subestaciones e integración al sistema SCADA* (Tesis de pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
- Quintana, M. (2012). *Migración de una red industrial para subestaciones eléctricas al protocolo IEC 61850* (Tesis de pregrado). Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima, Perú.
- Salman, K. (2017). *Introduction to the Smart Grid – Concepts, Technologies and Evolution*. Londres, Reino Unido: Editorial CPI Group (UK) Ltd, Croydon.
- Santander, B. (2020). *Sincronismo de reloj: Protocolo de precisión de tiempo y su empleo en entornos IoT*. Revista Telemática, 19(2), 21-28.
- Servan, M. (2019). *Automatización de subestaciones de potencia de la empresa distribuidora Electro Ucayali S.A. mediante un sistema SCADA/ICCP para*

*permitirle el monitoreo, control y envío de datos al centro de control del COES*  
(Tesis de pregrado). Universidad Nacional del Callao, Callao, Perú.

Toscano, M. (2010). *Automatización de una subestación eléctrica utilizando el Protocolo IEC 61850 y el ICCP para el envío de datos* (Tesis de pregrado). Universidad Ricardo Palma, Lima, Perú.

Valtierra, E. (2014). *Análisis de protocolos de comunicación para la automatización de subestaciones eléctricas* (Tesis de pregrado). Universidad Autónoma de México, Ciudad de México, México.

# ANEXOS

Anexo 1: Artículo de especificación técnica del protocolo NGVL de SEL.



Application Note

AN2013-06

## *Using Network Global Variable List Communications in Decentralized Control Solutions*

Steel McCreery

### **INTRODUCTION**

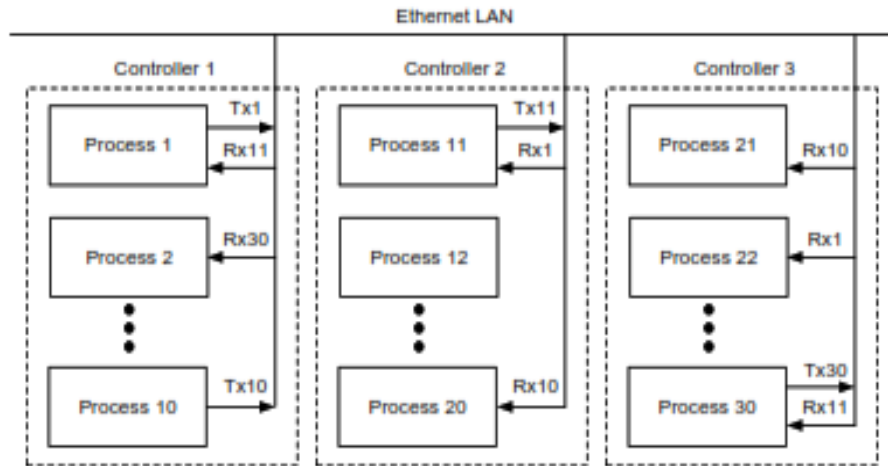
This application note describes the SEL Network Global Variable List (NGVL) communications protocol and how it can be used within a decentralized control application to share data between processes.

### **PROBLEM**

For many modern manufacturing and process applications, a distributed or decentralized control solution is preferred over a central control solution because of the inherent simplicity and easy maintenance of the control programs. The decentralized solution also addresses redundancy concerns. The most common problem that arises with a decentralized control solution is the need to share interlock, synchronization, and process information between controllers.

### **SEL SOLUTION**

The SEL NGVL communications protocol featured in products such as the SEL-3530 Real-Time Automation Controller (RTAC), SEL-2240 Axion<sup>®</sup>, and SEL-3505 Automation Controller is a powerful, fast, and economical way to address the sharing of data between controllers within a decentralized control architecture. The NGVL protocol allows a controller to transmit data over an Ethernet local-area network (LAN) to other controllers or receive data from other controllers that support the NGVL protocol. Data can be transmitted on a configurable cyclic transmission interval, on the change of a tag value, or on a configurable Boolean change of state. The data to be transmitted or received by this protocol appear in an NGVL, and therefore, they are available to all subprocesses within a controller, as shown in Figure 1. Note that for most applications, a local controller requires only one NGVL transmission in addition to an NGVL reception from each remote controller that the local controller requires data from.



**Figure 1 Diagram of a Decentralized Control Solution Using the NGVL Communications Protocol**

Two concerns arise with a peer-to-peer communications service: message confirmation and verification that the communication to a remote device is active.

### **Message Confirmation**

When using a protocol such as NGVL, confirmation of message reception by a remote process can be achieved by configuring the remote device to echo back the critical data in a second NGVL transmission. The local controller checks this second transmission to ensure that the critical data have been echoed back. If not, the local controller takes remedial action.

### **Verification That NGVL Communication to a Remote Device Is Active**

The verification that NGVL communication between two devices or subprocesses is active can be achieved through what is commonly referred to as a heartbeat. Each device or process that is configured for an NGVL transmission oscillates a heartbeat bit on and off at a known rate. Devices or processes receiving NGVL transmissions check to ensure that the heartbeat bit of the NGVL data received is oscillating at the correct rate. If the bit has not changed state after a preconfigured time (usually two to three times the rate of oscillation), the remote device or process is declared offline and remedial action is taken by the local controller.



## Anexo 2: Resumen de disponibilidad de señales enviadas al COES.

B001MAdministrador

8/31/2022 7:04:29 PM

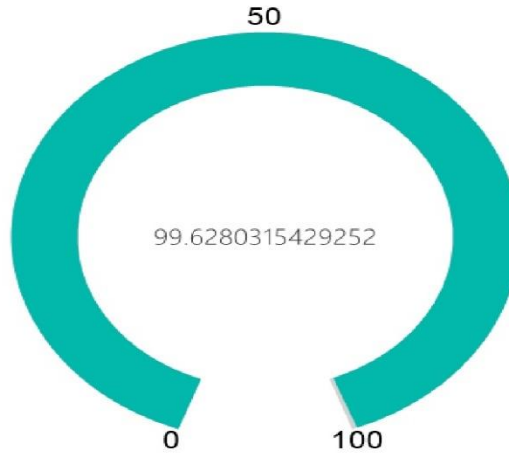


### DISPONIBILIDAD DE SEÑALES DE ENVIO AL COES

8/31/2022

Subestacion :  
Disponibilidad :  
Periodo de evaluacion :

Moquegua  
99.6280315429252%  
Mostrar período de tiempo de  
30/08/2022 00:00:00 a



### RESUMEN DE DISPONIBILIDAD DE SEÑALES DE ENVIO AL COES - MEDIDAS

Cantidad de señales : 48

Variable	Subestación	Bahia	Equipo	Descripción	Porcentaje Disponible	Porcentaje Indisponible	Nº Página
MOQUE ACOP F301 HCB1150 P	Moquegua	Acople	HCB1150	Potencia activa	100%	0%	7
MOQUE ACOP F301 HCB1150 Q	Moquegua	Acople	HCB1150	Potencia reactiva	100%	0%	10
MOQUE BARR1 A005N2 138kV V_C	Moquegua	Barra 1	-	Tensión	100%	0%	13
MOQUE BARR1 A005N2 138kV FREC	Moquegua	Barra 1	-	Frecuencia	100%	0%	16
MOQUE BARR2 A005N2 138kV V_C	Moquegua	Barra 2	-	Tensión	100%	0%	19
MOQUE BARR2 A005N2 138kV FREC	Moquegua	Barra 2	-	Frecuencia	100%	0%	22
MOQUE L1381 A001N2_HCB1154_I_S	Moquegua	L-1381	HCB1154	Corriente - Fase S	100%	0%	25
MOQUE L1381 A001N2_HCB1154_P	Moquegua	L-1381	HCB1154	Potencia activa	100%	0%	28
MOQUE L1381 A001N2_HCB1154_Q	Moquegua	L-1381	HCB1154	Potencia reactiva	100%	0%	31
MOQUE L1381 A001N2_HCB1154_V_ST	Moquegua	L-1381	HCB1154	Tensión - ST	100%	0%	34
MOQUE L1382 A001N2_HCB1155_I_S	Moquegua	L-1382	HCB1155	Corriente - Fase S	100%	0%	37
MOQUE L1382 A001N2_HCB1155_P	Moquegua	L-1382	HCB1155	Potencia activa	100%	0%	40
MOQUE L1382 A001N2_HCB1155_Q	Moquegua	L-1382	HCB1155	Potencia reactiva	100%	0%	43
MOQUE L1382 A001N2_HCB1155_V_ST	Moquegua	L-1382	HCB1155	Tensión - ST	100%	0%	46
MOQUE L1383 A001N2_HCB1151_I_S	Moquegua	L-1383	HCB1151	Corriente - Fase S	100%	0%	49
MOQUE L1383 A001N2_HCB1151_P	Moquegua	L-1383	HCB1151	Potencia activa	100%	0%	52
MOQUE L1383 A001N2_HCB1151_Q	Moquegua	L-1383	HCB1151	Potencia reactiva	100%	0%	55
MOQUE L1383 A001N2_HCB1151_V_ST	Moquegua	L-1383	HCB1151	Tensión - ST	100%	0%	58
MOQUE L1384 A001N2_HCB1153_I_S	Moquegua	L-1384	HCB1153	Corriente - Fase S	100%	0%	61
MOQUE L1384 A001N2_HCB1153_P	Moquegua	L-1384	HCB1153	Potencia activa	100%	0%	64
MOQUE L1384 A001N2_HCB1153_Q	Moquegua	L-1384	HCB1153	Potencia reactiva	100%	0%	67
MOQUE L1384 A001N2_HCB1153_V_ST	Moquegua	L-1384	HCB1153	Tensión - ST	100%	0%	70
MOQUE L2027 A001N2_HCB1253_I_S	Moquegua	L-2027	HCB1253	Corriente - Fase S	100%	0%	73
MOQUE L2027 A001N2_HCB1253_P	Moquegua	L-2027	HCB1253	Potencia activa	100%	0%	76
MOQUE L2027 A001N2_HCB1253_Q	Moquegua	L-2027	HCB1253	Potencia reactiva	100%	0%	79
MOQUE L2027 A001N2_HCB1253_V_ST	Moquegua	L-2027	HCB1253	Tensión - ST	100%	0%	82
MOQUE L2028 A001N2_HCB1252_I_S	Moquegua	L-2028	HCB1252	Corriente - Fase S	100%	0%	85
MOQUE L2028 A001N2_HCB1252_P	Moquegua	L-2028	HCB1252	Potencia activa	100%	0%	88
MOQUE L2028 A001N2_HCB1252_Q	Moquegua	L-2028	HCB1252	Potencia reactiva	100%	0%	91
MOQUE L2028 A001N2_HCB1252_V_ST	Moquegua	L-2028	HCB1252	Tensión - ST	100%	0%	94
MOQUE_MT1_A003N2_PTAP	Moquegua	MT1	TRAFO	Cambiador de TAPs - Posición	88.0077369 439072%	11.9922630560 928%	97
MOQUE MT1 A001N2_HCB1257_I_S	Moquegua	MT1	HCB1257	Corriente - Fase S	100%	0%	100
MOQUE MT1 A001N2_HCB1257_P	Moquegua	MT1	HCB1257	Potencia activa	100%	0%	103
MOQUE MT1 A001N2_HCB1257_Q	Moquegua	MT1	HCB1257	Potencia reactiva	100%	0%	106
MOQUE MT1 A001N2_HCB1257_V_ST	Moquegua	MT1	HCB1257	Tensión - ST	100%	0%	109
MOQUE MT1_A001N2_HCB1156_I_S	Moquegua	MT1	HCB1156	Corriente - Fase S	100%	0%	112
MOQUE MT1_A005N2_HCB1156_P	Moquegua	MT1	HCB1156	Potencia activa	100%	0%	115
MOQUE MT1_A005N2_HCB1156_Q	Moquegua	MT1	HCB1156	Potencia reactiva	100%	0%	118
MOQUE MT1_A005N2_HCB1156_V_ST	Moquegua	MT1	HCB1156	Tensión - ST	100%	0%	121
MOQUE_MT2_A003N2_PTAP	Moquegua	MT2	TRAFO	Cambiador de TAPs - Posición	68.4719535 783366%	31.5280464216 634%	124
MOQUE MT2 A001N2_HCB1258_I_S	Moquegua	MT2	HCB1258	Corriente - Fase S	100%	0%	127
MOQUE MT2 A001N2_HCB1258_P	Moquegua	MT2	HCB1258	Potencia activa	100%	0%	130
MOQUE MT2 A001N2_HCB1258_Q	Moquegua	MT2	HCB1258	Potencia reactiva	100%	0%	133
MOQUE MT2 A001N2_HCB1258_V_ST	Moquegua	MT2	HCB1258	Tensión - ST	100%	0%	136
MOQUE MT2_A001N2_HCB1157_I_S	Moquegua	MT2	HCB1157	Corriente - Fase S	100%	0%	139
MOQUE MT2_A005N2_HCB1157_P	Moquegua	MT2	HCB1157	Potencia activa	100%	0%	142
MOQUE MT2_A005N2_HCB1157_Q	Moquegua	MT2	HCB1157	Potencia reactiva	100%	0%	145
MOQUE MT2_A005N2_HCB1157_V_ST	Moquegua	MT2	HCB1157	Tensión - ST	100%	0%	148

## RESUMEN DE DISPONIBILIDAD DE SEÑALES DE ENVIO AL COES - POSICIONES

Cantidad de señales : 47

Variable	Subestación	Bahía	Equipo	Descripción	Porcentaje Disponible	Porcentaje Indisponible	Nº Página
MOQUE ACOP A001N2 HCB1150_POS	Moquegua	Acople	HC1150	Interruptor - Posición	100%	0%	151
MOQUE ACOP A001N2 1139_POS	Moquegua	Acople	HC1150	Seccionador de barra 1 - Posición	100%	0%	154
MOQUE ACOP A001N2 1138_POS	Moquegua	Acople	HC1150	Seccionador de barra 2 - Posición	100%	0%	157
MOQUE L1381 A001N2 HCB1154_POS	Moquegua	L-1381	HC1154	Interruptor - Posición	100%	0%	160
MOQUE L1381 A001N2 11311_POS	Moquegua	L-1381	11311	Seccionador de barra 1 - Posición	100%	0%	163
MOQUE L1381 A001N2 11310_POS	Moquegua	L-1381	11310	Seccionador de barra 2 - Posición	100%	0%	166
MOQUE L1381 A001N2 1124_POS	Moquegua	L-1381	1124	Seccionador de línea - Posición	100%	0%	169
MOQUE L1381 A001N2 1104_POS	Moquegua	L-1381	1104	Seccionador de tierra - Posición	100%	0%	172
MOQUE L1382 A001N2 HCB1155_POS	Moquegua	L-1382	HC1155	Interruptor - Posición	100%	0%	175
MOQUE L1382 A001N2 11315_POS	Moquegua	L-1382	11315	Seccionador de barra 1 - Posición	100%	0%	178
MOQUE L1382 A001N2 11314_POS	Moquegua	L-1382	11314	Seccionador de barra 2 - Posición	100%	0%	181
MOQUE L1382 A001N2 1125_POS	Moquegua	L-1382	1125	Seccionador de línea - Posición	100%	0%	184
MOQUE L1382 A001N2 1105_POS	Moquegua	L-1382	1105	Seccionador de tierra - Posición	100%	0%	187
MOQUE L1383 A001N2 HCB1151_POS	Moquegua	L-1383	HC1151	Interruptor - Posición	100%	0%	190
MOQUE L1383 A001N2 1131_POS	Moquegua	L-1383	1131	Seccionador de barra 1 - Posición	100%	0%	193
MOQUE L1383 A001N2 1130_POS	Moquegua	L-1383	1130	Seccionador de barra 2 - Posición	100%	0%	196
MOQUE L1383 A001N2 1121_POS	Moquegua	L-1383	1121	Seccionador de línea - Posición	100%	0%	199
MOQUE L1383 A001N2 1101_POS	Moquegua	L-1383	1101	Seccionador de tierra - Posición	100%	0%	202
MOQUE L1384 A001N2 HCB1153_POS	Moquegua	L-1384	HC1153	Interruptor - Posición	100%	0%	205
MOQUE L1384 A001N2 1137_POS	Moquegua	L-1384	1137	Seccionador de barra 1 - Posición	100%	0%	208
MOQUE L1384 A001N2 1136_POS	Moquegua	L-1384	1136	Seccionador de barra 2 - Posición	100%	0%	211
MOQUE L1384 A001N2 1123_POS	Moquegua	L-1384	1123	Seccionador de línea - Posición	100%	0%	214
MOQUE L1384 A001N2 1103_POS	Moquegua	L-1384	1103	Seccionador de tierra - Posición	100%	0%	217
MOQUE L2027 A001N2 HCB1253_POS	Moquegua	L-2027	HC1253	Interruptor - Posición	100%	0%	220
MOQUE L2027 A001N2 1239_POS	Moquegua	L-2027	1239	Seccionador de barra 1 - Posición	100%	0%	223
MOQUE L2027 A001N2 12310_POS	Moquegua	L-2027	12310	Seccionador de barra 2 - Posición	100%	0%	226
MOQUE L2027 A001N2 1223_POS	Moquegua	L-2027	1223	Seccionador de línea - Posición	100%	0%	229
MOQUE L2027 A001N2 1203_POS	Moquegua	L-2027	1203	Seccionador de tierra - Posición	100%	0%	232
MOQUE L2028 A001N2 HCB1252_POS	Moquegua	L-2028	HC1252	Interruptor - Posición	100%	0%	235
MOQUE L2028 A001N2 1235_POS	Moquegua	L-2028	1235	Seccionador de barra 1 - Posición	100%	0%	238
MOQUE L2028 A001N2 1236_POS	Moquegua	L-2028	1236	Seccionador de barra 2 - Posición	100%	0%	241
MOQUE L2028 A001N2 1222_POS	Moquegua	L-2028	1222	Seccionador de línea - Posición	100%	0%	244
MOQUE L2028 A001N2 1202_POS	Moquegua	L-2028	1202	Seccionador de tierra - Posición	100%	0%	247
MOQUE MT1 A001N2 HCB1156_POS	Moquegua	MT1	HC1156	Interruptor - Posición	100%	0%	250
MOQUE MT1 A001N2 1135_POS	Moquegua	MT1	1135	Seccionador de barra 1 - Posición	100%	0%	253
MOQUE MT1 A001N2 1134_POS	Moquegua	MT1	1134	Seccionador de barra 2 - Posición	100%	0%	256
MOQUE MT1 A001N2 1106_POS	Moquegua	MT1	1106	Seccionador de tierra - Posición	100%	0%	259
MOQUE MT1 A001N2 HCB1257_POS	Moquegua	MT1	HC1257	Interruptor - Posición	100%	0%	262
MOQUE MT1 A001N2 1233_POS	Moquegua	MT1	1233	Seccionador de barra 1 - Posición	100%	0%	265
MOQUE MT1 A001N2 1234_POS	Moquegua	MT1	1234	Seccionador de barra 2 - Posición	100%	0%	268
MOQUE MT2 A001N2 HCB1157_POS	Moquegua	MT2	HC1157	Interruptor - Posición	100%	0%	271
MOQUE MT2 A001N2 11313_POS	Moquegua	MT2	11313	Seccionador de barra 1 - Posición	100%	0%	274
MOQUE MT2 A001N2 11312_POS	Moquegua	MT2	11312	Seccionador de barra 2 - Posición	100%	0%	277
MOQUE MT2 A001N2 1107_POS	Moquegua	MT2	1107	Seccionador de tierra - Posición	100%	0%	280
MOQUE MT2 A001N2 HCB1258_POS	Moquegua	MT2	HC1258	Interruptor - Posición	100%	0%	283
MOQUE MT2 A001N2 12311_POS	Moquegua	MT2	12311	Seccionador de barra 1 - Posición	100%	0%	286
MOQUE MT2 A001N2 12312_POS	Moquegua	MT2	12312	Seccionador de barra 2 - Posición	100%	0%	289

## RESUMEN DE DISPONIBILIDAD DE SEÑALES DE ENVIO AL COES - ALARMAS

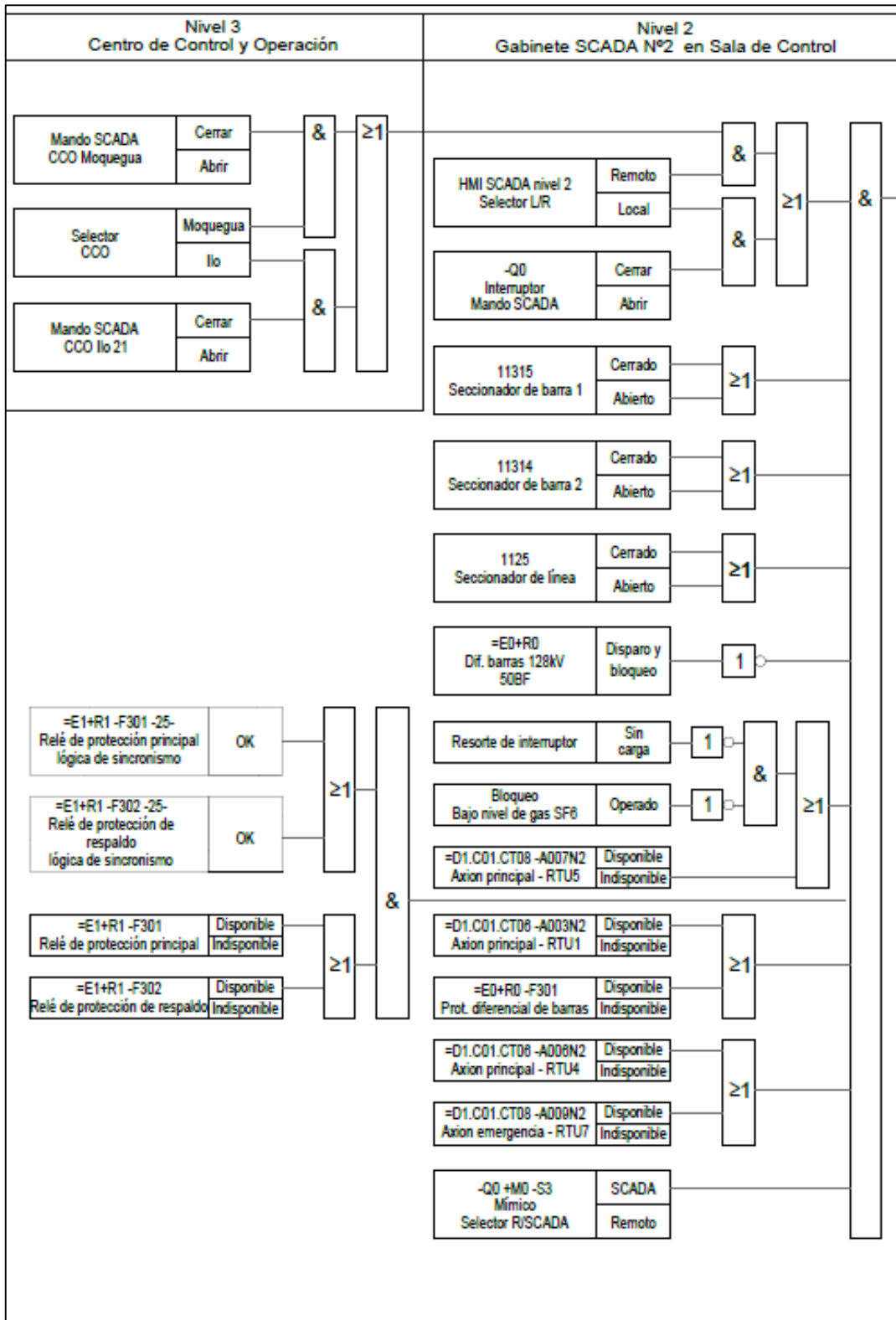
Cantidad de señales : 22

Variable	Subestación	Bahía	Equipo	Descripción	Porcentaje Disponible	Porcentaje Indisponible	Nº Página
MOQUE BARR1 A001N2_ALAR_GNRL	Moquegua	BARRA1	-	Alarma General	100%	0%	292
MOQUE BARR2 A001N2_ALAR_GNRL	Moquegua	BARRA2	-	Alarma General	100%	0%	295
MOQUE L2027 A001N2_ALAR_GNRL	Moquegua	L-2027	-	Alarma General	100%	0%	298
MOQUE L2027 A004N2_HCB1253_ALAR_GNRL	Moquegua	L-2027	HC1253	Alarma General	100%	0%	301
MOQUE L2028 A001N2_ALAR_GNRL	Moquegua	L-2028	-	Alarma General	100%	0%	304
MOQUE L2028 A004N2_HCB1252_ALAR_GNRL	Moquegua	L-2028	HC1252	Alarma General	100%	0%	307
MOQUE L1381 A001N2_ALAR_GNRL	Moquegua	L-1381	-	Alarma General	100%	0%	310
MOQUE L1381 A007N2_HCB1154_ALAR_GNRL	Moquegua	L-1381	HC1154	Alarma General	100%	0%	313
MOQUE L1382 A001N2_ALAR_GNRL	Moquegua	L-1382	-	Alarma General	100%	0%	316
MOQUE L1382 A007N2_HCB1155_ALAR_GNRL	Moquegua	L-1382	HC1155	Alarma General	100%	0%	319
MOQUE L1383 A001N2_ALAR_GNRL	Moquegua	L-1383	-	Alarma General	100%	0%	322
MOQUE L1383 A008N2_HCB1151_ALAR_GNRL	Moquegua	L-1383	HC1151	Alarma General	100%	0%	325
MOQUE L1384 A001N2_ALAR_GNRL	Moquegua	L-1384	-	Alarma General	100%	0%	328
MOQUE L1384 A007N2_HCB1153_ALAR_GNRL	Moquegua	L-1384	HC1153	Alarma General	100%	0%	331
MOQUE ACOP A001N2_ALAR_GNRL	Moquegua	ACOPLE	-	Alarma General	100%	0%	334
MOQUE ACOP A007N2_HCB1150_ALAR_GNRL	Moquegua	ACOPLE	HC1150	Alarma General	100%	0%	337
MOQUE MT1 A001N2_ALAR_GNRL	Moquegua	MT1	-	Alarma General	100%	0%	340
MOQUE MT1 A004N2_HCB1257_ALAR_GNRL	Moquegua	MT1	HC1257	Alarma General	100%	0%	343
MOQUE MT1 A007N2_HCB1156_ALAR_GNRL	Moquegua	MT1	HC1156	Alarma General	100%	0%	346
MOQUE MT2 A001N2_ALAR_GNRL	Moquegua	MT2	-	Alarma General	100%	0%	349
MOQUE MT2 A004N2_HCB1258_ALAR_GNRL	Moquegua	MT2	HC1258	Alarma General	100%	0%	352
MOQUE MT2 A007N2_HCB1157_ALAR_GNRL	Moquegua	MT2	HC1157	Alarma General	100%	0%	355

Anexo 3: Lógica de interbloqueos usadas en pruebas de campo.

**PROTOCOLO DE LA BAHÍA DE LÍNEA L-1382**

**CIERRE DE INTERRUPTOR HCB1155**





Protocolo de pruebas SAT Enclavamientos Nivel 2 y Nivel 3

DESCRIPCIÓN	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10
11315 Seccionador Barra 1	CE/AB	CE/AB	CE/AB	CE/AB	CE/AB	CE/AB	CE/AB	CE/AB	CE/AB	CE/AB
11314 Seccionador Barra 2	CE/AB	CE/AB	CE/AB	CE/AB	CE/AB	CE/AB	CE/AB	CE/AB	CE/AB	CE/AB
1125 Seccionador de línea	CE/AB	CE/AB	CE/AB	CE/AB	CE/AB	CE/AB	CE/AB	CE/AB	CE/AB	CE/AB
E0+R0 Dif. barras 138kV 50BF	NORM	DIPAR	NORM	NORM	NORM	NORM	NORM	NORM	NORM	NORM
Resorte de interruptor	CARG	CARG	DESC	CARG	NA	CARG	CARG	CARG	CARG	CARG
Interruptor bloqueo bajo nivel de gas SF6	NOPE	NOPE	NOPE	OPER	NA	NOPE	NOPE	NOPE	NOPE	NOPE
A007N2 AXION principal RTU5	DISP	DISP	DISP	DISP	INDS	DISP	DISP	DISP	DISP	DISP
A003N2 AXION principal RTU1	DISP	DISP	DISP	DISP	DISP	INDS	DISP	Solo 1 INDS	DISP	DISP
E0+R0 - F301 Prot. diferencial de barras	DISP	DISP	DISP	DISP	DISP	INDS	DISP	INDS	DISP	DISP
A006N2 AXION principal RTU4	DISP	DISP	DISP	DISP	DISP	DISP	INDS	Solo 1 INDS	DISP	DISP
A009N2 AXION emergencia RTU7	DISP	DISP	DISP	DISP	DISP	DISP	INDS	INDS	DISP	DISP
Relé de protección principal	DISP	DISP	DISP	DISP	DISP	DISP	DISP	DISP	INDS	DISP
Relé de protección de respaldo	DISP	DISP	DISP	DISP	DISP	DISP	DISP	DISP	INDS	DISP
-Q0+M0+S3 Mimico selector R/SCADA	SCAD	SCAD	SCAD	SCAD	SCAD	SCAD	SCAD	SCAD	SCAD	REM
RESULTADOS ESPERADOS	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	R9	R10
Cierre permitido desde HMI (Principal y Respaldo)	✓				✓			✓		
Cierre permitido desde CC Moquegua (Principal y respaldo)	✓				✓			✓		
Cierre permitido desde CC Ilo 21 (Principal y Respaldo)	✓				✓			✓		
Cierre no permitido desde HMI (Principal y Respaldo)		✓	✓	✓		✓	✓		✓	✓



## Anexo 4: Consentimiento para uso de información.



**CARTA N° 021-INDX-GG**

Lima, 06 de octubre de 2022

### **UNIVERSIDAD RICARDO PALMA**

Ing. Julio Cesar Gonzales Prado

*Director de la escuela profesional de ingeniería electrónica*

**Asunto:** Carta de consentimiento para uso de información de la empresa CORPORACIÓN INDEXUM S.A.C. para elaboración de informe de suficiencia profesional.

Por medio de la presente, se autoriza al Sr. Christian Bustillos De La Cruz con DNI. 46549988, para que haga uso de la información perteneciente a la empresa CORPORACIÓN INDEXUM S.A.C. con fines estrictamente educativos, para la elaboración de su tesis.

Sin otro particular, me despido.

Atentamente,

**CORPORACION INDEXUM S.A.C.**  
  
\*\*\*\*\*  
**JORGE CHUNGA TORIBIO**  
**GERENTE GENERAL**  
**REPRESENTANTE LEGAL**