

---

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA**



**TESIS**

**PARA OBTENER TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRÓNICO**

**“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”**

**AUTOR: MARLON JAIRO SERVAN FERNANDEZ**

**ASESOR: Dr. JUAN HERBER GRADOS GAMARRA**

**CALLAO - PERÚ**

**MARZO-2019**

---



**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA**  
**TESIS**

**PARA OBTENER TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRÓNICO**  
**“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”**

**PRESENTADO POR:**

**MARLON JAIRO SERVAN FERNANDEZ**

**ASESOR:**

**Dr. JUAN HERBER GRADOS GAMARRA**

**CALIFICACIÓN:**

**(17) DIECISIETE (MUY BUENO)**

---

**PRESIDENTE**

MS.C. Ing. Julio Cesar Borjas Castañeda

---

**SECRETARIO**

Mg. Ing. Jorge Elias Moscoso Sanchez

---

**VOCAL**

Dr. Lic. Adan Almircar Tejada Cabanillas

**CALLAO - PERÚ**  
**MARZO-2019**

## **DEDICATORIA**

A mis padres y a mi hermano  
quienes me brindaron, brindan y me seguirán  
brindando todo su apoyo de manera incondicional  
en todas las cosas que me proponga realizar en  
la vida.

## **AGRADECIMIENTOS**

A cada de los docentes de la Escuela Profesional de Ingeniería Electrónica de la Universidad Nacional del Callao, por toda su dedicación y empeño en brindarme toda la enseñanza necesaria durante todo mi proceso de formación académica como Ingeniero Electrónico.

Un Agradecimiento en especial para el Dr. Juan Heber Grados Gamarra, qué a pesar de sus labores como Decano de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad Nacional del Callao, se permitió dar un espacio para ser el asesor de la presente tesis. Gracias por sus consejos, orientaciones, diferentes revisiones que me sirvieron para desarrollar mi tesis.

Finalmente, quiero agradecer a todas esas personas que influyeron en mi de manera directa o indirecta brindándome un apoyo, un consejo o recomendación para ser mejor como persona y profesional.

**Bach. SERVAN FERNANDEZ, Marlon Jairo**

ÍNDICE.....	1
RESUMEN.....	8
ABSTRACT.....	9
I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	10
1.1. Determinación del Problema .....	10
1.2. Formulación del problema.....	10
1.2.1. Problema general .....	10
1.2.2. Problemas específicos.....	10
1.3. Objetivos de la Investigación.....	11
1.3.1. Objetivo general.....	11
1.3.2. Objetivos específicos.....	11
1.4. Justificación de la investigación .....	12
II. FUNDAMENTO TEÓRICO .....	12
2.1. Antecedentes del estudio .....	12
2.2. Marco Teórico .....	13
2.2.1. Niveles de Automatización.....	13
2.2.2. Sistema SCADA/ICCP .....	16
2.2.3. Arquitectura general de un sistema SCADA .....	16
2.2.3.1. El Hardware .....	18
2.2.3.2. Sistemas de Comunicación .....	21
2.2.3.3. El software .....	24
2.2.4. Componentes de un sistema SCADA .....	24
2.2.4.1. Interfaz gráfica .....	25
2.2.4.2. Alarmas y Eventos.....	25
2.2.4.3. Históricos.....	27
2.2.4.4. Generación de informes .....	27
2.2.4.5. Tendencias .....	28
2.2.5. Protocolos de comunicación .....	29
2.2.5.1. Protocolo IEC 104.....	29
2.2.5.2. Protocolo DNP 3.0 .....	29
2.2.5.3. Protocolo IEC 61850.....	30
2.2.5.4. Protocolo Modbus.....	31
2.3. Definición de Términos.....	31

2.3.1.	Bit.....	31
2.3.2.	Cliente.....	31
2.3.3.	Compilar.....	32
2.3.4.	LAN.....	32
2.3.5.	Log.....	32
2.3.6.	Tag.....	32
2.3.7.	Señal Analógica.....	32
2.3.8.	Señal Discreta.....	33
2.3.9.	VLAN.....	33
2.3.10.	COES.....	33
2.3.11.	Automatización.....	33
III.	VARIABLES E HIPÓTESIS.....	33
3.1.	Definición de las variables.....	33
3.1.1.	Variables dependientes.....	34
3.1.2.	Variables independientes.....	34
3.2.	Operacionalización de las variables.....	34
3.3.	Hipótesis general e hipótesis específica.....	34
3.3.1.	Hipótesis general.....	34
3.3.2.	Hipótesis específica.....	35
IV.	METODOLOGÍA.....	35
4.1.	Tipo de Investigación.....	35
4.2.	Diseño de la Investigación.....	36
4.2.1.	Equipamiento actual de las subestaciones.....	36
4.2.1.1.	Subestación Yarinacochoa (SEYA).....	36
4.2.1.2.	Subestación Parque Industrial (SEPI).....	37
4.2.1.3.	Subestación Pucallpa (SEPU).....	37
4.2.2.	Diseño de arquitecturas y dimensionamiento de equipos.....	38
4.2.2.1.	Centro de Control.....	39
4.2.2.2.	Subestación Yarinacochoa (SEYA).....	44
4.2.2.3.	Subestación Parque Industrial (SEPI).....	46
4.2.2.4.	Subestación Pucallpa (SEPU).....	47
4.2.3.	Diseño de redes de comunicación.....	49
4.2.3.1.	VLAN 40.....	49

4.2.3.2.	VLAN 10-11 .....	50
4.2.3.3.	VLAN 20-21 .....	51
4.2.3.4.	VLAN 30-31 .....	52
4.2.4.	Configuración de la RTU.....	54
4.2.4.1.	Subestación Yarinacocha (SEYA) .....	60
4.2.4.2.	Subestación Parque Industrial (SEPI) .....	61
4.2.4.3.	Subestación Pucallpa (SEPU) .....	62
4.2.5.	Configuración del SCADA Survalent.....	64
4.2.5.1.	Configuración de las líneas de comunicación.....	64
4.2.5.2.	Creación de la base de datos e Interfaz Grafica .....	67
4.2.5.3.	Envío de datos al COES .....	71
4.3.	Población y Muestra.....	76
4.4.	Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	76
4.5.	Análisis e Interpretación de los Datos e Información .....	76
V.	RESULTADOS .....	77
VI.	CONCLUSIONES.....	82
VII.	RECOMENDACIONES .....	82
VIII.	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS .....	84

## CUADRO DE CONTENIDOS

### A. ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 2.1: Niveles de Automatización	13
Figura N° 2.2: Sistema Scada, arquitectura básica	17
Figura N° 2.3: Sistema Básico de un Sistema Scada	17
Figura N° 2.4: Arquitectura Básica del Hardware	18
Figura N° 2.5: Interfaz Hombre Maquina (HMI)	19
Figura N° 2.6: Topologías de red	24
Figura N° 2.7: Interfaz Gráfica de una Subestación (Fabricante: Survalent)	25
Figura N° 2.8: Panel de Alarmas (Fabricante: Survalent)	26
Figura N° 2.9: Panel de Eventos (Fabricante: Survalent)	27
Figura N° 4.1: Arquitectura de las Celdas 10kV - SEYA	37
Figura N° 4.2: Arquitectura de Telecomunicaciones	39
Figura N° 4.3: Arquitectura del Centro de Control	41
Figura N° 4.4: Arquitectura de la Subestación Yarinacocha	46
Figura N° 4.5: Arquitectura de la Subestación Parque Industrial	47
Figura N° 4.6: Arquitectura de la Subestación Pucallpa	48
Figura N° 4.7: Línea de Comunicación en DNP3.0	55
Figura N° 4.8: Mapa de señales de un medidor	56
Figura N° 4.9: Línea de Comunicación en IEC 61850	57
Figura N° 4.10: Mapa de señales de un relé de protección	57
Figura N° 4.11: Línea de Comunicación en Modbus	58
Figura N° 4.12: Mapa de señales de un medidor de SS. AA.	59
Figura N° 4.13: Línea de Comunicación en IEC 104	60
Figura N° 4.14: Líneas de comunicación 1 – SEYA	61
Figura N° 4.15: Líneas de comunicación 2 – SEYA	61
Figura N° 4.16: Líneas de comunicación 1 – SEPI	62

Figura N° 4.17: Líneas de comunicación 2 – SEPI	62
Figura N° 4.18: Líneas de comunicación 1 – SEPU	63
Figura N° 4.19: Líneas de comunicación 2 – SEPU	63
Figura N° 4.20: Líneas de comunicación en el SCADA	64
Figura N° 4.21: Configuración de una línea de comunicación en el SCADA	65
Figura N° 4.22: RTU's en el SCADA	66
Figura N° 4.23: Configuración de una RTU en el SCADA	66
Figura N° 4.24: Estaciones madres	67
Figura N° 4.25: Estaciones hijas de SEPI	68
Figura N° 4.26: Estaciones hijas de SEPU	68
Figura N° 4.27: Estaciones hijas de SEYA	69
Figura N° 4.28: Status Points Viewer	69
Figura N° 4.29: Analog Points Viewer	70
Figura N° 4.30: Interfaz Gráfica Principal de EUSA	70
Figura N° 4.31: Lista de Nodos locales y remotos	71
Figura N° 4.32: Configuración de un nodo remoto	72
Figura N° 4.33: Configuración de un nodo remoto	72
Figura N° 4.34: Configuración del servidor ICCP	73
Figura N° 4.35: Configuración del Dataset	73
Figura N° 4.36: Configuración de la Virtual RTU	74
Figura N° 4.37: Configuración de un punto discreto	74
Figura N° 4.38 Configuración de un punto analógico	75
Figura N° 5.1 Red de automatización y datos de Electro Ucayali	77
Figura N° 5.2: ADMS Manager	78
Figura N° 5.3: Interfaz gráfica de la Subestación Parque Industrial	79
Figura N° 5.4: Interfaz gráfica de la Subestación Pucallpa	79
Figura N° 5.5: Interfaz gráfica de la Subestación Yarinacocha	80

Figura N° 5.6: Interfaz gráfica de una bahía	80
Figura N° 5.7: Control de un interruptor	81
Figura N° 5.8: Puntos Discretos para envío al COES	81
Figura N° 5.9: Puntos Analógicas para envío al COES	81

## **B. ÍNDICE DE TABLAS**

Tabla N° 3.1: Operacionalización de las variables	34
Tabla N° 4.1: Lista de equipos de SEYA	36
Tabla N° 4.2: Lista de equipos de SEPI	37
Tabla N° 4.3: Lista de equipos de SEPU	38
Tabla N° 4.4: Características del Servidor SCADA/ICCP	42
Tabla N° 4.5: Características de las Estaciones	42,43
Tabla N° 4.6: Características del Switch Capa 3	43
Tabla N° 4.7: Características del Switch Capa 2	43,44
Tabla N° 4.8: Características del GPS	44
Tabla N° 4.9: Lista de equipos nuevos en la sala de patio de llaves	44,45
Tabla N° 4.10: Lista de equipos nuevos en SEPI	46
Tabla N° 4.11: Lista de equipos nuevos en SEPU	47
Tabla N° 4.12: Características de la RTU	48
Tabla N° 4.13: Características de la tarjeta de entrada y salida	49
Tabla N° 4.14: Lista de IP's del Centro de Control	49
Tabla N° 4.15: Lista de IP's de SEYA	50,51
Tabla N° 4.16: Lista de IP's de SEPU	51,52
Tabla N° 4.17: Lista de IP's de SEPI	53,54
Tabla N° 4.18: Señales de estado y analógicas enviadas al COES	75

## RESUMEN

Los diferentes cambios en el sector eléctrico de distribución impulsados por los diferentes y competitivos niveles de productividad, eficiencia y calidad de servicio que hoy en día exige el mercado, requieren estar en constante innovación a la hora de tomas de lectura de energía, monitoreo y control de una subestación eléctrica y envío de datos al Centro de Control COES, lo cual puede significar difíciles desafíos para la empresa eléctrica. ELECTRO UCAYALI S.A. cuenta con diversos equipos eléctricos en sus subestaciones de potencia como son relés de protección, medidores de energía, interruptores, seccionadores, transformadores, etc. Pero en la actualidad la Empresa de Distribución ELECTRO UCAYALI S.A. no cuenta con un sistema integrado de automatización y control que le permita gestionar sus subestaciones de potencia en tiempo real y cumplir adecuadamente con los procedimientos de toma de lecturas de energía, monitoreo, control de sus equipos y envío de datos al Centro de Control COES.

El propósito de esta tesis es implementar un sistema SCADA/ICCP en la empresa distribuidora ELECTRO UCAYALI S.A., con el fin de automatizar las subestaciones de potencia y permitirle el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES. Además, esto le permitirá a la empresa disponer de una opción moderna de operación de su sistema eléctrico y cumplir con las exigencias establecidas por las Normas Técnicas para la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN); ELECTRO UCAYALI S.A. tendrá implementado un sistema de supervisión y control SCADA/ICCP, sobre el cual se implementarán funcionalidades de análisis que apoyen a la gestión, operación y control de su red eléctrica.

## **ABSTRACT**

Changes in the electricity distribution sector driven by the different levels of productivity, efficiency and quality of service that is demanded in the market today, the need to be constant at the time of reading energy, monitoring and control of an electrical substation and sending data to the COES Control Center, which can mean problems for the electric company. ELECTRO UCAYALI S.A. has various electrical systems and their power substations, such as protection relays, energy meters, switches, disconnectors, transformers, etc. But currently the Distribution Company ELECTRO UCAYALI S.A. does not have an integrated automation and control system that allows you to manage your power substations in real time and comply with the procedures for taking power readings, monitoring, control of your equipment and sending data to the COES Control Center.

The purpose of this thesis is to implement a SCADA / ICCC system in the distribution company ELECTRO UCAYALI S.A., in order to automate the power substations and allow the monitoring, control and sending of data to the COES control center. In addition, this will allow the company to have a modern option of operating its electrical system and comply with the requirements established by the Technical Standards for the operation of the National Interconnected Electric System (SEIN); ELECTRO UCAYALI S.A. will have implemented a SCADA / ICCC supervision and control system, on which analytical functionalities will be implemented to support the management, operation and control of its electrical network.

## **I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

### **1.1. Determinación del Problema**

La empresa de distribución eléctrica Electro Ucayali S.A. cuenta con diversos equipos eléctricos en sus subestaciones de potencia como son relés de protección, medidores de energía, interruptores, seccionadores, transformadores, etc. Pero en la actualidad no cuenta con sistemas integrados de automatización y control que le permita gestionar los equipos de sus subestaciones de potencia en tiempo real y cumplir adecuadamente con el monitoreo, control y envío de datos al Centro de Control COES.

Las exigencias actuales para la operación continua sobre las empresas de distribución eléctrica como Electro Ucayali S.A a fin de maximizar la producción y cumplir con las exigencias establecidas en la Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la operación del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) hacen necesaria la automatización de las subestaciones de potencia de la empresa distribuidora eléctrica Electro Ucayali S.A. mediante un sistema SCADA/ICCP.

### **1.2. Formulación del problema**

#### **1.2.1. Problema general**

¿Es posible automatizar las subestaciones de potencia de la empresa distribuidora Electro Ucayali S.A. para permitirle el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES mediante un Sistema SCADA/ICCP?

#### **1.2.2. Problemas específicos**

a. ¿Es factible dimensionar los equipos necesarios para automatizar las subestaciones de potencia de la empresa distribuidora Electro Ucayali S.A. para permitirle el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES?

- b. ¿Es factible implementar una red de automatización y datos centralizada en un Centro de Control para automatizar las subestaciones de potencia de la empresa distribuidora Electro Ucayali S.A. para permitirle el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES?
- c. ¿Es factible implementar un Sistema SCADA/ICCP para automatizar las subestaciones de potencia de la empresa distribuidora Electro Ucayali S.A. para permitirle el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES?

### **1.3. Objetivos de la Investigación**

#### **1.3.1. Objetivo general**

Implementar un sistema SCADA/ICCP en la Empresa Distribuidora ELECTRO UCAYALI S.A., con el fin de automatizar las subestaciones de potencia y permitirle el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES.

#### **1.3.2. Objetivos específicos**

- a. Dimensionar los equipos necesarios para automatizar las subestaciones de potencia de la empresa distribuidora Electro Ucayali S.A. para permitirle el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES.
- b. Implementar una red de automatización y datos centralizada en un Centro de Control para automatizar las subestaciones de potencia de la empresa distribuidora Electro Ucayali S.A. para permitirle el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES.
- c. Implementar un Sistema SCADA/ICCP para automatizar las subestaciones de potencia de la empresa distribuidora Electro Ucayali S.A. para permitirle el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES.

#### **1.4. Justificación de la investigación**

Este proyecto se justifica de una manera tecnológica porque se automatizará las 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 COES.

Además, tiene un impacto ambiental y económico. El impacto ambiental se verifica en minimizar el uso de papeles por parte de los operadores para tomar medidas de los valores (analógicos y/o discretos) y eventos que han ocurrido en alguna subestación de potencia. Teniendo en cuenta que toda esta data y eventos quedaran almacenados en el sistema de manera digital y el operador podría acceder a estos en cualquier momento.

Por otra parte, el impacto económico se verifica en minimizar la cantidad de operadores, teniendo en cuenta que actualmente se tiene un operador por subestación y con el sistema SCADA/ICCP solo será necesario un operador en el centro de control de control y este podrá tener el monitoreo y control de las tres subestaciones de potencia.

## **II. FUNDAMENTO TEÓRICO**

### **2.1. Antecedentes del estudio**

Como antecedentes importantes en el extranjero, se mencionan a dos tesis importantes que fueron desarrolladas una de ellas en México y la otra en Guatemala. Comenzando con el trabajo de México que fue desarrollado por el ingeniero Valtierra Aguilar Eduardo Javier, quien presento un trabajo de tesis titulado Análisis de protocolos de comunicación para la automatización de subestaciones eléctricas. En este trabajo se presenta un análisis de la evolución y uso de los protocolos de comunicación que se utilizan en las subestaciones eléctricas. En el contenido de la tesis se detalla las ventajas de los protocolos IEC 61850 y DNP3.0, como también la parte de comunicaciones que se tiene que tener en cuenta para la automatización de una subestación eléctrica.

El segundo trabajo de Guatemala fue desarrollado por el ingeniero Víctor Salazar Santos, quien presento un trabajo de tesis titulado Propuesta de automatización de una subestación eléctrica utilizando el protocolo IEC 61850. En el contenido de la tesis se detalla más a fondo el protocolo de comunicación IEC 61850, como también la parte de comunicaciones que se tiene que tener en cuenta para la automatización de una subestación eléctrica.

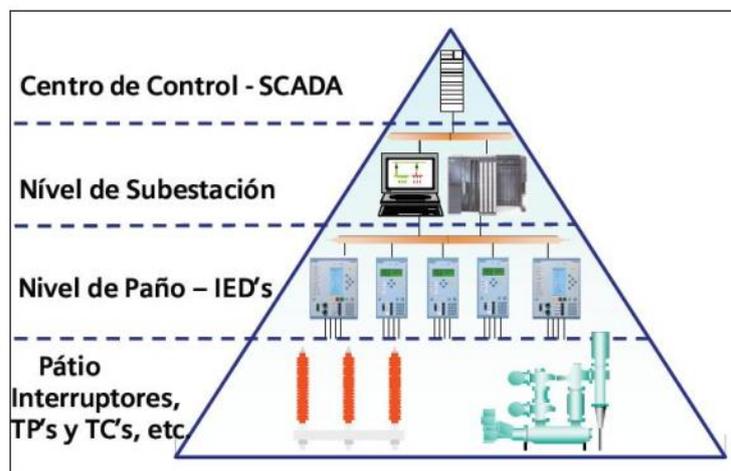
Estos trabajos nos ayudaron a conocer los diferentes protocolos de comunicación como también la parte de comunicaciones necesaria para la automatización de las subestaciones eléctricas.

## 2.2. Marco Teórico

### 2.2.1. Niveles de Automatización

Siguiendo los modelos de los sistemas de control, desde el punto de vista del control y automatización de subestaciones eléctricas; por lo general se definen 4 niveles de automatización, considerado el nivel 0 como el inferior y el 3 como el superior [3].

Figura N° 2.1: Niveles de Automatización



Fuente: SIEMENS AG (2009)

El primer nivel (nivel 0), es el nivel de Patio o nivel de Procesos, en donde se encuentran los equipos de maniobra como por ejemplo interruptores y seccionadores. El control de la operación de este nivel se puede realizar desde cada uno de los equipos o desde los

circuitos de cada una de las celdas, de acuerdo a la lógica de control y enclavamientos que posea cada circuito. En la mayoría de los casos estos equipos poseen el mando del control en cada uno de ellos y puede ser de dos tipos Local o Remoto. La selección de este modo de mando se realizará por medio de un conmutador “local/remoto” (L-R), instalado en el equipo de maniobras y su posición será informada al sistema de Control Local y Telecontrol. La posición “local” (L) deberá inhibir el accionamiento remoto desde los otros niveles de comando y se utilizará para tareas de mantenimiento. En la posición “remoto” (R) el equipo deberá poder ser operado a distancia desde los otros niveles de mando. Adicionalmente al mando eléctrico, los seccionadores incluirán mandos mecánicos, los cuales no corresponden al Nivel 0, y su utilización, solo deberá permitirse con equipos fuera de servicio.

El segundo nivel (nivel 1), es el nivel de Bahía o IED's (Dispositivo electrónico inteligente), este nivel está conformado por equipos especializados en controlar y proteger la operación de los equipos de campo (nivel 0). En este nivel, el control de la operación es dado desde el propio IED o desde los gabinetes de control en los cuales se encuentre instalado los IED. El mando de un IED desde la unidad de bahía requerirá la posición del conmutador que se encuentran en los gabinetes de control y la posición (R) del conmutador (L-R) del IED. El mando desde la unidad de bahía o IED será eventual para tareas de prueba o ante una situación de falla en los niveles superiores de mando como el nivel 2 o nivel 3. En esta condición de mando, el equipamiento electrónico de control adopta una función pasiva, reportando las señalizaciones y alarmas que se generen a partir de las maniobras manuales.

El tercer nivel (nivel 2), es el nivel de Subestación o estaciones de operación HMI (interfaz hombre-máquina), en el cual desde un sistema SCADA HMI, se realizan las funciones de control, supervisión y adquisición de datos de toda la Subestación. En este

nivel el control de la operación se realiza desde el Software SCADA implementado el control y la seguridad de las maniobras a efectuarse es resguardada bajo el control de cada uno de los operadores y supervisores del sistema Scada. De este nivel se puede leer la información de cada uno de los IED's que comprende la subestación eléctrica y que llegan a las RTU's (Unidad terminal remota) información como:

- Estado de los equipos de campo (nivel 0) como interruptores y seccionadores.
- Valores analógicos de medición de los IED's (nivel 1).

El cuarto nivel (nivel 3), es el nivel de Centro de Control – SCADA, en este nivel se concentra la información de los Sistemas SCADA HMI implementados en el tercer nivel, en este nivel es primordial el medio de comunicación establecido entre el Centro de Control SCADA con los Sistemas SCADA HMI de cada Subestación, pues la confiabilidad del sistema será controlada y supervisada desde este nivel.

Asimismo, desde este nivel se realizará la conexión con el COES para el intercambio de datos ICCP. Este nivel es el principal y más importante pues, si la integración de todos los niveles inferiores (nivel 0, nivel 1 y nivel 2) fue desarrollado correctamente, con el desarrollo de este nivel simplemente ya no sería necesaria la utilización de personal supervisor en cada Subestación, bastaría contar con una cuadrilla especial que pueda ser utilizada ante cualquier contingencia, por todo lo demás, desde el Centro de Control SCADA, se puede desarrollar, supervisar, controlar y adquirir la información importante, todo esto de manera directa “on-line”.

Hoy en día, entre cada uno de los niveles de automatización, se utilizan selectores de control también llamados como Local/Remoto, esto se utiliza para habilitar o deshabilitar el control inmediato de los equipos desde el próximo nivel superior, de esta

manera se pueden realizar maniobras de mantenimiento con mayor seguridad [9].

### **2.2.2. Sistema SCADA/ICCP**

Los sistemas SCADA (supervisión, control y adquisición de data) son sistemas implementados para el control, supervisión y adquisición de data de los equipos de campo, es la implementación de estos sistemas el punto final de la automatización, pues con la ayuda del software SCADA se puede recibir la información proveniente de las RTU's provenientes de cada una de las Subestaciones de Potencia, esta información es primordial para la supervisión y operación del sistema.

Asimismo, el sistema SCADA/ICCP ubicado en el centro de control será la encargada de reportar al COES, la información que se solicite vía protocolo ICCP (Protocolo para la comunicación entre Centros de Control)

La principal funcionalidad de los sistemas SCADA es brindar a los operadores una herramienta fácil y amigable diseñada sobre plataformas conocidas como Windows o Linux, desde el cual puedan ayudar a desempeñar mejor las labores de los operadores y lograr almacenar la información de las medidas, maniobras o incidencias de un largo periodo de tiempo. La presentación de datos es proporcionada por la interfaz gráfica de usuario, esta es la interfaz hombre máquina (HMI).

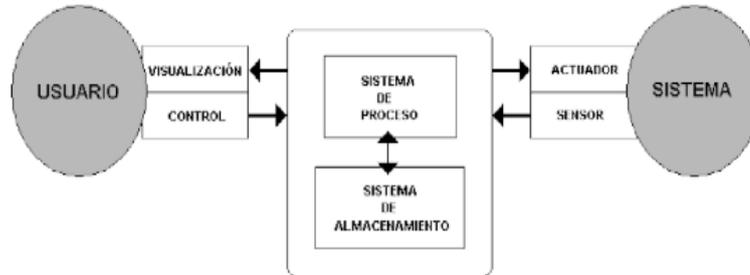
### **2.2.3. Arquitectura general de un sistema SCADA**

Las primeras incursiones informáticas en el ambiente de la automatización centralizaban todo el control en una PC y tendían progresivamente a la distribución del control en planta. De esta manera, el sistema queda dividido en tres bloques principales:

- Software de adquisición de datos y control (Scada)
- Sistema de adquisición y mando (RTU, sensores, actuadores)

- Sistema de interconexión (comunicaciones)

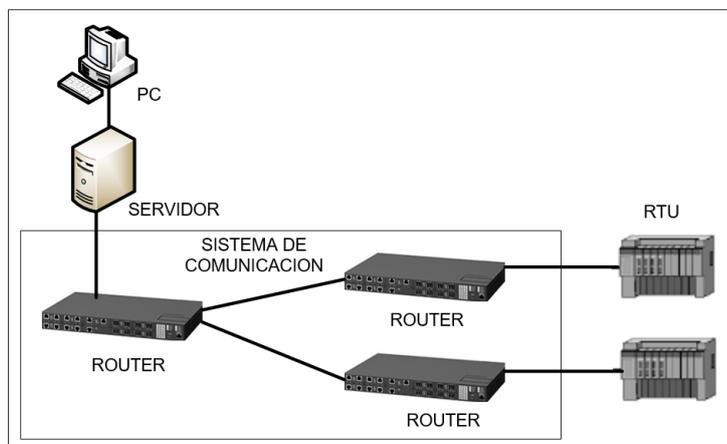
Figura N° 2.2: Sistema Scada, arquitectura básica



Fuente: Sistema Scada

El usuario, mediante herramientas de visualización y control, tiene acceso al Sistema de Control de Proceso, generalmente un ordenador donde reside la aplicación de control y supervisión (servidores). La comunicación entre estos dos sistemas se suele realizar a través de redes de comunicación corporativas (ethernet) de la propia empresa donde se implementará el sistema Scada. Un sistema Scada es una aplicación de software diseñado para funcionar sobre servidores (ubicados generalmente en el centro de control) que permite la comunicación entre los dispositivos que se ubican en campo, llamados también RTU (Remote Terminal Unit).

Figura N° 2.3: Sistema Básico de un Sistema Scada



Fuente: Elaboración propia

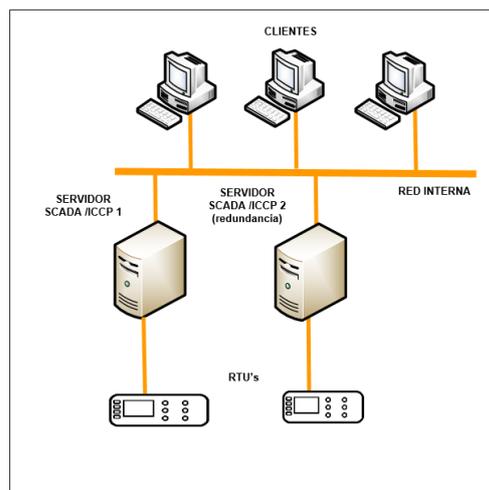
La estructura funcional de un sistema Scada obedece generalmente a la estructura Maestro-Esclavo. El maestro se va a comunicar con las estaciones esclavas para requerir una serie de acciones (mandos) o datos (señales discretas o analógicas) [1].

### 2.2.3.1. El Hardware

Un sistema Scada, a escala conceptual, esta dividido en dos grandes bloques:

- Captadores de datos: son los que recopilan los datos (señales discretas y analógicas) de las RTU para procesarlos y su posterior utilización. Un ejemplo de captadores de datos son los servidores del sistema.
- Utilizadores de datos: son los que le dan una utilidad a la información recopilada anteriormente ya sea mediante herramientas de análisis de datos o los propios operadores del centro de control. Un ejemplo de utilizadores de datos son los clientes.

Figura N° 2.4: Arquitectura Básica del Hardware



Fuente: Elaboración propia

Es recomendable usar como mínimo dos captadores de datos (Servidores) para tener un servidor activo y otro

servidor de redundancia ante cualquier imprevisto que se presente el servidor activo.

A continuación, presentamos los elementos básicos del sistema [1].

### a. Interfaz Hombre-Maquina (HMI)

Es la interfaz entre la red eléctrica y los operadores, básicamente un panel para el operador. Es la principal herramienta dentro de un sistema Scada con la cual los operadores y supervisores del sistema coordinan y controlan su red eléctrica [1].

Figura N° 2.5: Interfaz Hombre Maquina (HMI)  
(Fabricante: Survalent)



Fuente: Elaboración propia

### b. Unidad Central (MTU)

El núcleo de la Master Station es una computadora "host", que ejecuta la parte principal del software SCADA. A veces se lo denomina servidor, ya que hace que los datos que recopila estén disponibles para otros programas, llamados clientes. Por motivos de confiabilidad, la computadora host a menudo se implementa como un par de computadoras redundantes, llamadas la computadora maestra y la computadora en espera. En caso de que se produzca una falla en la

computadora maestra, el modo de espera puede asumir el control ("conmutación por error") inmediatamente. Este tipo de computadora de respaldo, donde los datos se mantienen instantáneamente actualizados para facilitar una conmutación por error inmediata, se conoce como "espera activa" [5].

### **c. Unidad Remota (RTU)**

La RTU tiene circuitos cableados a los diversos dispositivos de campo para ser monitoreados o controlados. Esto podría incluir entradas de estado, entradas analógicas, salidas de control y, a veces, salidas analógicas. La supervisión del estado de un dispositivo requerirá la conexión de una o más entradas de estado, mientras que el control del dispositivo requerirá (generalmente) que se conecten dos salidas de control (para el control de encendido / apagado). Para informar cantidades analógicas, un transductor u otra fuente de señal se conecta a una de las entradas analógicas en la RTU [5].

### **d. IED**

Son los denominados periféricos inteligentes (Intelligent Electronic Devices). Se trata de elementos con propiedades de decisiones propias (programas) que se ocupan de tareas de control, regulación y comunicación. Dentro de esta clasificación se pueden encontrar elementos tales como Reguladores, Registradores, Procesadores de comunicaciones, relés de protección y medidores de energía [1].

Un ejemplo de IED es un relé de protección, donde su funcionamiento general es actuar cuando la magnitud que se está monitoreando aumente o disminuya según los valores a los que se encuentren definidos la

protección. Los relés se encargan de medir, proteger y reportar el estado de una subestación [15].

Otro ejemplo de IED son los medidores de energía. Estos aparatos son usados para la medida del consumo de energía. Existen varios tipos de medidores dependiendo de su construcción, tipo de energía que mide, clase de precisión y conexión a la red eléctrica [16].

#### **2.2.3.2. Sistemas de Comunicación**

El intercambio de información entre servidores Scada y clientes se basa en la relación de productor y consumidor. Dichos servidores interrogan de manera cíclica de acuerdo con la configuración de la línea de comunicación a los elementos de campo, recopilando los datos.

Un servidor Scada puede gestionar varios protocolos de forma simultánea, estando limitado por su capacidad física de soportar las interfases de hardware (las popularmente conocidas tarjetas de comunicación). Éstas permiten el intercambio de datos bidireccional entre la Unidad Central y las unidades remotas (RTU) mediante un protocolo de comunicaciones determinado y un sistema de transporte de la información para mantener el enlace entre los diferentes elementos de la red [1].

La topología de red define su estructura física, o sea la manera en que se disponen los cables o enlaces que interconectan sus diversos elementos. En general, encontramos las topologías presentadas en la Fig. 2.6 de la página 22, que también pueden servir para otro tipo de clasificación de las redes de datos [4].

### **a. Bus**

Una de las topologías más sencillas que utiliza un único cable al que se conectan todos los componentes directamente. El cable debe terminarse apropiadamente en ambos extremos para evitar desadaptaciones. Todos los dispositivos comparten el mismo canal, por lo que debe existir una forma apropiada de ingreso al medio, quedando limitada tanto la cantidad de dispositivos como la longitud física de la red. La rotura del cable deja fuera de servicio el sistema. Por ejemplo: LAN del cable coaxial [4].

### **b. Anillo**

Conecta un elemento con el siguiente y el último con el primero. En este tipo de red la comunicación depende del paso de un paquete especial, denominado testigo o token, que se utiliza para ordenar la comunicación y permitir un acceso equitativo a todos los componentes. Si uno de los componentes falla o uno de los enlaces cae, la red queda fuera de servicio. Por ejemplo: redes de fibra óptica como columna vertebral o backbone de red WAN [4].

### **c. Estrella**

Conecta todos los cables con un punto central de concentración, por el que pasan todas las comunicaciones. Tiene como ventaja que, si un componente se desconecta o se rompe el cable que lo comunica, sólo ese equipo quedará fuera de la red. Su desventaja es que, si falla el nodo central, cae la red completa. Por ejemplo, redes LAN tipo Ethernet con un conmutador tipo switch o un concentrador hub como elemento central [4].

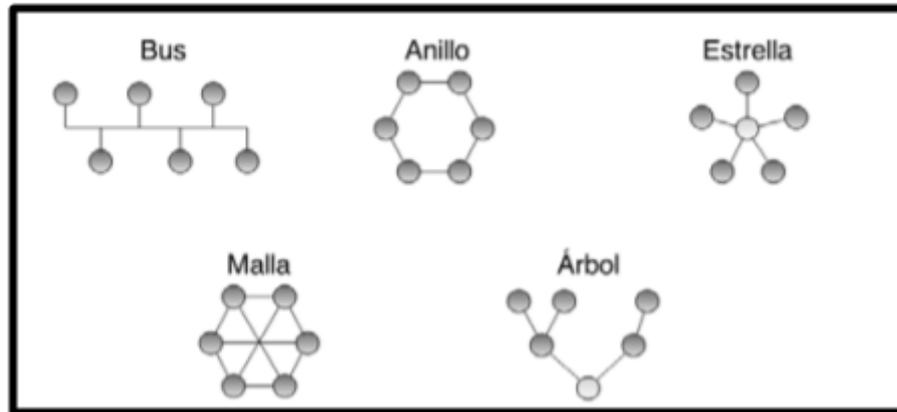
#### **d. Malla**

Cada nodo se conecta con todos los demás, de tal manera que es posible llevar los mensajes de un nodo a otro por diferentes caminos. Al estar completamente conectada, se convierte en una red muy confiable en cuanto a una posible interrupción en las comunicaciones. Si la red tipo malla fuera cableada, una desventaja sería el costo, dada la cantidad de cable necesario para su instalación. Por ejemplo, una red para control de una planta nuclear [4].

#### **e. Árbol**

Se trata de una topología centralizada, desarrollada a partir de un nodo raíz, a partir del cual se van desplegando los demás componentes como ramas. Los elementos de la red se ordenan en una estructura jerárquica, en donde se destaca un elemento predominante o raíz. El resto de los elementos comparte una relación tipo padre-hijo. El encaminamiento de los mensajes de este tipo de redes debe realizarse de tal manera de evitar lazos en la comunicación. Si falla un elemento podrían presentarse complicaciones, quedando parte de la estructura aislada, pero si falla la raíz, la propia red quedaría dividida en dos partes que no podrían comunicarse entre sí. Por ejemplo, redes de sensores inalámbricos [4]

Figura N° 2.6: Topologías de red



Fuente: Redes de Datos y sus Protocolos

### 2.2.3.3. El software

Un programa del tipo HMI se ejecuta en un ordenador o terminal gráfico y unos programas específicos le permiten comunicarse con los dispositivos de control de planta (hacia abajo) y los elementos de gestión (hacia arriba). Estos programas son lo que denominamos controladores (o driver) de comunicaciones.

Una parte del paquete (propia o de terceros) contiene todos los controladores de comunicación entre nuestra aplicación y el exterior, ocupándose de gestionar los enlaces de comunicación, tratamiento de la información a transferir y protocolos de comunicación (Profibus, AS-i, Can, Ethernet...). Por lo general son programas de pago, debemos conseguir licencias de utilización para poder trabajar con ellos. Por ejemplo, para este trabajo de investigación se necesita una licencia Scada (fabricante: Survalent) y una licencia para la RTU (fabricante: Novatech) [1].

### 2.2.4. Componentes de un sistema SCADA

Todos los sistemas Scada tienen utilidades, algunas más o menos eso depende del fabricante del sistema. Pero la mayoría tiene las siguientes utilidades:

### 2.2.4.1. Interfaz gráfica

Las interfases gráficas permiten la elaboración de pantallas de usuario con múltiples combinaciones de imágenes y/o textos, definiendo así las funciones de control y supervisión del sistema eléctrico. Existen librerías de objetos que hace posible relacionar variables de sistema a objetos ya creados de forma muy sencilla. Por ejemplo, podemos visualizar el estado de una variable analógica mediante un visualizador en forma de barra, arrastrándolo desde la librería hasta la ventana que estamos diseñando. Una vez en la pantalla, será posible editarlo y asignarle la variable a observar. Cada fabricante del sistema Scada contiene librerías predefinidas [1].

Figura N° 2.7: Interfaz Gráfica de una Subestación  
(Fabricante: Survalent)



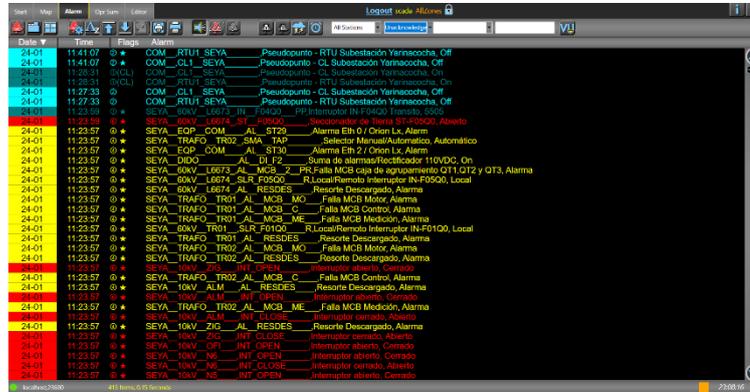
Fuente: Elaboración Propia

### 2.2.4.2. Alarmas y Eventos

Las alarmas se basan en la vigilancia de los parámetros de las variables del sistema. Son los sucesos no deseables, porque su aparición puede dar lugar a problemas de funcionamiento. Este tipo de sucesos requiere la atención de un operario para su solución antes de que se llegue a una situación crítica que detenga el proceso (nivel bajo de

aceite en un equipo hidráulico) o para poder seguir trabajando (cargador de piezas vacío) [1].

Figura Nº 2.8: Panel de Alarmas (Fabricante: Survalent)

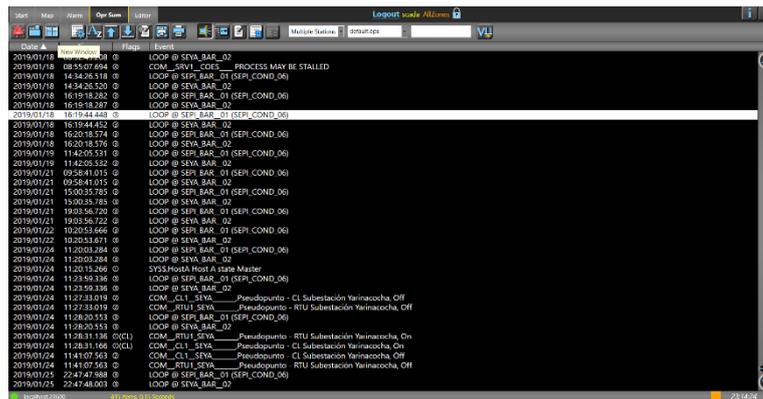


Fuente: Elaboración Propia

Cuando en el sistema Scada se presenta una alarma en el panel de alarmas, esta debe tener por lo menos los siguientes ítems: tiempo de estampa, prioridad de la alarma, el nombre de la señal (discretas o analógica) y debe contener un formato de alarma predefinido [6].

El resto de las situaciones, llamémoslas normales, tales como puesta en marcha, paro, cambios de consignas de funcionamiento, consultas de datos, etc., serán los denominados eventos del sistema o sucesos. Los eventos no requieren de la atención del operador del sistema, registran de forma automática todo lo que ocurre en el sistema [1].

Figura N° 2.9: Panel de Eventos (Fabricante: Survalent)



Fuente: Elaboración Propia

### 2.2.4.3. Históricos

La base de datos histórica del sistema Scada está organizada en términos de conjuntos de datos. Cada conjunto de datos es un grupo de puntos que se muestrean a una frecuencia de muestreo común y cuyos datos se almacenan juntos.

En el Scada Survalent se los históricos se almacenan en datasets. Por cada datasets tenemos que especificar:

- Qué puntos desea que se muestreen
- Con qué frecuencia desea que se muestren
- Cuánto tiempo desea que se mantengan las muestras
- Las estadísticas (por ejemplo, mínimos y máximos) que desea recopilar

Todos los valores de muestra almacenados en los datasets están acompañados por códigos de condición que indican la condición de los puntos (normal, falla de telemetría, etc.) en el momento en que se tomaron las muestras [7].

### 2.2.4.4. Generación de informes

Es cada vez más común que los sistemas Scada se complementen con las funcionalidades de adquisición, registro de datos y generación de alarmas con la capacidad

de generar información capaz de ayudar a los operadores del sistema en la toma de decisiones. Por ejemplo, es importante contar con la siguiente información:

- Situación de la planta (estado, incidencias)
- Producción en tiempo real
- Generación y registro de alarmas
- Adquisición de datos para análisis históricos, control de calidad, cálculo de costes, mantenimiento preventivo
- Gestión de almacén, producción y mantenimiento

Mediante las herramientas SQL es posible realizar extractos de los archivos, los registros o las bases de datos del sistema, realizar operaciones de clasificación o valoración sin afectar a los datos originales. También permiten presentar los archivos en forma de informes o transferirlos a otras aplicaciones mediante las herramientas de intercambio disponibles [1].

#### **2.2.4.5. Tendencias**

Es una utilidad que presenta un sistema Scada que le permite al operador visualizar el comportamiento de las variables de su sistema eléctrico. Pudiendo ser de las siguientes maneras:

##### **a. Gráficas históricas**

Un gráfico histórico es un grupo de puntos que se muestrean juntos en una frecuencia común y se mantienen por una duración común. Para generar este tipo de gráfica se requiere previamente crear datasets, debido que este tipo de gráfica muestra puntos que previamente fueron almacenados en los datasets [8].

### **b. Gráficas en tiempo real**

Los gráficos en tiempo real son gráficos que no requiere un conjunto de datos histórico. Cuando traes un gráfico de este tipo, el programa recopila automáticamente las muestras y las muestra en una ventana de gráfico idéntica a la utilizada para los gráficos históricos [8].

## **2.2.5. Protocolos de comunicación**

### **2.2.5.1. Protocolo IEC 104**

El protocolo IEC 60870-5-104 o también conocido como IEC 104 es una extensión del protocolo IEC 101 con cambios en los servicios de la capa de transporte, de la capa de red, de la capa de enlace y de la capa física para satisfacer la totalidad de accesos a la red. El estándar utiliza la interfaz de red TCP/IP para disponer de conectividad a la red LAN (Red de Área Local) con diferentes routers, también se puede usar para conectarse a la WAN (Wide Area Network). La capa de aplicación IEC 104 se conserva igual a la de IEC 101 con algunos de los tipos de datos y los servicios no utilizados. Existen dos capas de enlace definidas en la norma, que son adecuadas para la transferencia de datos a través de Ethernet o una línea serie (PPP - Point-to-Point Protocol).

Generalmente para los sistemas de energía se utiliza el protocolo IEC 104 para el centro telecontrol y el protocolo IEC 101 para la interacción con las remotas de campo [11].

### **2.2.5.2. Protocolo DNP 3.0**

El protocolo DNP 3.0 es un protocolo abierto, se define usando un método de comando-respuesta para comunicar información digital entre un equipo maestro y otro esclavo. La conexión eléctrica entre dispositivos se conoce como un bus. En DNP existen dos tipos de dispositivos adjuntos al

bus: equipos maestro y esclavo. Un dispositivo maestro emite comandos a los esclavos. Un dispositivo esclavo, emite respuestas a los correspondientes comandos procedentes del maestro. Cada bus debe contener exactamente un maestro, mientras que puede contener tantos esclavos como permitan los estándares eléctricos.

Este protocolo se basa solo en 3 capas, y son suficientes para que los equipos maestros se comuniquen de forma satisfactoria con los IED's. Dichas capas son: la física, enlace de datos y aplicación [12].

### **2.2.5.3. Protocolo IEC 61850**

El protocolo IEC 61850 es un estándar para la automatización de subestaciones. La totalidad de la norma se divide en 10 partes, en las que se abordan aspectos relacionados con requerimientos generales del sistema, gestión de los proyectos de ingeniería y requerimientos de comunicaciones. A partir de ello, propone un Modelo de Datos sobre el cual describe las capacidades de los IEDs. Dicho modelo se describe a través del Lenguaje para Descripción de Subestaciones (SCL). La funcionalidad estándar de una subestación se modela a partir de los denominados Nodos Lógicos (LN), que a su vez se forman a partir de Common Data Classes y Common Data Attributes, siguiendo unos objetos. Junto con estos objetos, la norma define un conjunto de servicios en lo que se denomina Abstract communication service interface (ACSI). Los apartados 8 y 9 de la norma explican cómo se mapean estos objetos y servicios en términos de protocolos concretos. El último apartado de la norma trata sobre las pruebas de conformidad que debe superar un equipo o una arquitectura para ser homologado según el estándar [13].

#### **2.2.5.4. Protocolo Modbus**

El protocolo Modbus es un protocolo industrial que fue desarrollado para hacer posible la comunicación entre dispositivos de automatización. Originalmente implementado como un protocolo al nivel de la aplicación con la finalidad de transferir datos por una capa serial, Modbus se ha expandido para incluir implementaciones a través de protocolo serial, TCP/IP y el User Datagram Protocol (UDP).

Modbus es un protocolo de solicitud-respuesta implementado usando una relación maestro-esclavo. En una relación maestro-esclavo, la comunicación siempre se produce en pares, un dispositivo debe iniciar una solicitud y luego esperar una respuesta y el dispositivo de inicio (el maestro) es responsable de iniciar cada interacción. Por lo general, el maestro es una interfaz humano-máquina (HMI) o sistema SCADA y el esclavo es un sensor, controlador lógico programable (PLC) o controlador de automatización programable (PAC). El contenido de estas solicitudes y respuestas, y las capas de la red a través de las cuales se envían estos mensajes, son definidas por las diferentes capas del protocolo [14].

### **2.3. Definición de Términos**

#### **2.3.1. Bit**

Binary digit es una expresión inglesa que significa “dígito binario” y que da lugar al término bit, su acrónimo en nuestra lengua. El sistema binario apela a sólo dos (0 y 1). Un bit, por lo tanto, puede representar a uno de estos dos valores (0 ó 1).

#### **2.3.2. Cliente**

Se refiere a un dispositivo que tiene comunicación con el servidor principal del sistema Scada y es capaz de reflejar toda la

información que posee el servidor. Usualmente los clientes y el servidor pertenecen a una misma red local.

### **2.3.3. Compilar**

Dentro del ambiente Scada, compilar el programa significa preparar todos los archivos del programa para su posterior ejecución. Es importante para compilar un programa no debe tener ningún tipo de error.

### **2.3.4. LAN**

Proviene de la palabra en ingles Local Area Network. Es una red local a la cual pueden estar conectadas servidores, ordenadores, switches, etc. Por ejemplo: una red corporativa interna de una empresa.

### **2.3.5. Log**

Los sistemas Scada contienen una aplicación llamada logs, estos hacen referencia a un archivo (pueden tener la extensión .txt) que almacenan datos del sistema. Usualmente recurrimos a ellos cuando existe algún problema en las líneas de comunicación, en los servidores, etc.

### **2.3.6. Tag**

Se entiende por tag al nombre de las variables del sistema Scada. Usualmente tienen que hacer referencia a la variable de campo y estos son definidos con el cliente final. Estos tags son los que aparecen en el panel de alarmas y eventos juntos con otros ítems. Por ende, tienen que ser entendibles por los operadores.

### **2.3.7. Señal Analógica**

Este tipo de señal generalmente representa medidas que pueden mostrar dispositivos como medidores, registradores, etc. Además, se representa valores numéricos enteros o reales.

#### **2.3.8. Señal Discreta**

Este tipo de señal generalmente representa a un dispositivo como un interruptor o válvula. Además, se representa con un bit (activado/desactivado, abierto/cerrado, subir/bajar, etc.).

#### **2.3.9. VLAN**

Es una red virtual que permite segmentar la red para trabajar con varias redes y no se mezclen los tráficos. Se puede crear tantas VLAN's para manejar diferentes redes.

#### **2.3.10. COES**

Significa Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, siendo una organización privada peruana sin fines de lucro compuesta por generadores, distribuidores y usuarios libres. Su principal objetivo es coordinar las operaciones a corto, mediano y largo plazo del sistema interconectado con el fin de lograr los menores costes operativos posibles, y garantizando al mismo tiempo la seguridad del sistema y promover el uso eficiente de los recursos energéticos.

#### **2.3.11. Automatización**

La automatización es transferir las diferentes tareas como por ejemplo la toma de medidas de una bahía o la apertura manual de un equipo de campo que son realizadas por operadores para poder ser realizadas por un sistema automatizado.

### **III. VARIABLES E HIPÓTESIS**

#### **3.1. Definición de las variables**

De acuerdo con las hipótesis planteadas en la presente investigación de tesis, se estableció la relación de las variables de la investigación tanto como dependientes e independientes, los cuales se detallan a continuación:

### 3.1.1. Variables dependientes

Variable Y = Automatización de las subestaciones de potencia

### 3.1.2. Variables independientes

Variable X<sub>1</sub> = Equipos de automatización

Variable X<sub>2</sub> = Red de automatización y datos

Variable X<sub>3</sub> = Implementación del sistema SCADA/ICCP

Variable X<sub>4</sub> = Distancia entre las subestaciones de potencia

## 3.2. Operacionalización de las variables

Tabla N° 3.1: Operacionalización de las variables

VARIABLES		INDICADOR
1. DEPENDIENTES	Automatización de las subestaciones de potencia	-Monitoreo y control de las subestaciones de potencia
2. INDEPENDIENTES	Equipos de automatización	
	Red de automatización y datos	
	Implementación del sistema SCADA/ICCP	-Envío de datos al centro de control del COES
	Distancia entre las subestaciones de potencia	

Fuente: Elaboración Propia

## 3.3. Hipótesis general e hipótesis específica

### 3.3.1. Hipótesis general

Implementando un sistema SCADA/ICCP en la Empresa Distribuidora ELECTRO UCAYALI S.A., automatizaremos las subestaciones de potencia y se permitirá el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES.

### **3.3.2. Hipótesis específica**

- a. Dimensionando los equipos necesarios para automatizar las subestaciones de potencia de la empresa distribuidora Electro Ucayali S.A. se permitirá el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES.
- b. Implementando una red de automatización y datos centralizada en un Centro de Control para automatizar las subestaciones de potencia de la empresa distribuidora Electro Ucayali S.A. se permitirá el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES.
- c. Implementando un Sistema SCADA/ICCP para automatizar las subestaciones de potencia de la empresa distribuidora Electro Ucayali S.A. se permitirá el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES.

## **IV. METODOLOGÍA**

### **4.1. Tipo de Investigación**

Según el propósito o finalidad perseguida, esta investigación es aplicada, porque busca finalmente la aplicación de los conocimientos que se adquieren, pero basándose previamente en el desarrollo de aspectos teóricos ya definidos.

Según los medios utilizados para obtener los datos, es documental y de campo, porque utilizará todos los documentos de información necesarios, así como los datos provenientes de otras informaciones. Según el nivel de conocimientos que se adquieren, se define en forma descriptiva; ya que, utilizando el método de análisis se propone automatizar las subestaciones de potencia y permitirle el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES mediante un sistema SCADA/ICCP.

## 4.2. Diseño de la Investigación

### 4.2.1. Equipamiento actual de las subestaciones

La empresa Electro Ucayali S.A. actualmente cuenta con tres subestaciones de potencia que se detallaran a continuación:

#### 4.2.1.1. Subestación Yarinacocha (SEYA)

Esta subestación consta de dos líneas, dos transformadores y seis alimentadores de 10kV. En el siguiente cuadro se detalla los equipos y sus características:

Tabla N° 4.1: Lista de equipos de SEYA

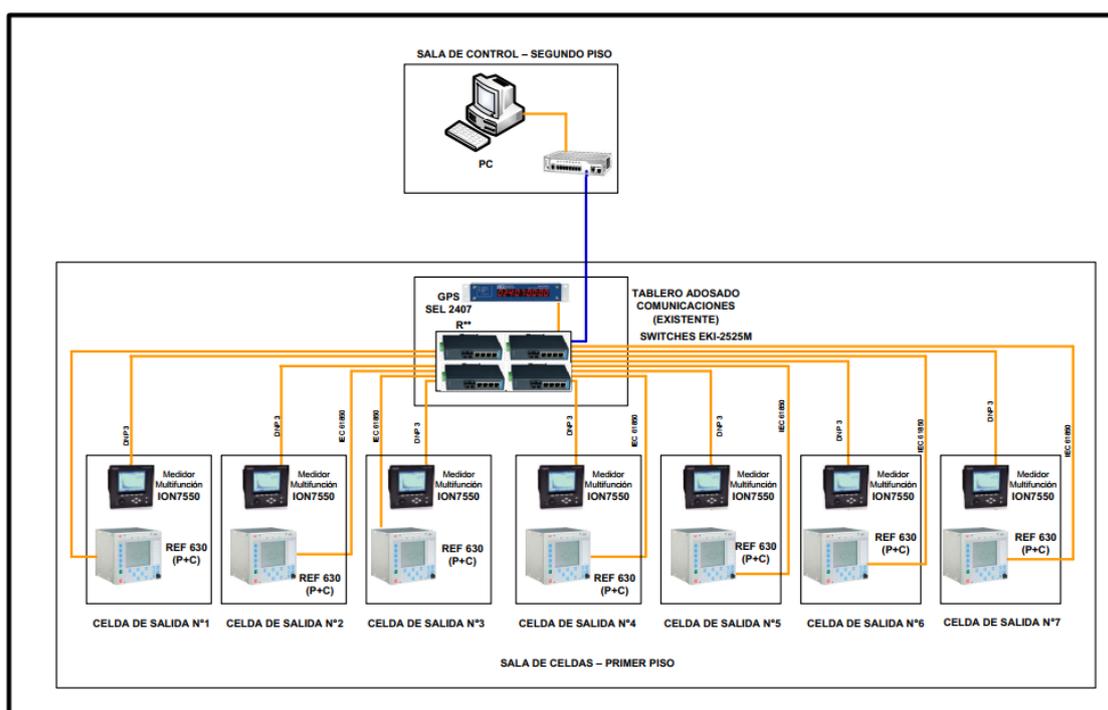
Ítem	Tag	Equipos	Características
Línea	L 6673	REF630/RED615/ION8650	-Tienen puerto de comunicación ethernet
	L 6674	REF630/ G4430	
Transformador	TR01	RET630/ G4430	-Los medidores tienen protocolo DNP3.0
	TR02	RET630/ G4430	
Alimentadores 10Kv	N2	REF630/ION7550	-Los relés tienen protocolo DNP3.0 y IEC 61850
	N5	REF630/ION7550	
	N6	REF630/ION7550	
	OFI	REF630/ION7550	
	ALM	REF630/ION7550	
	ZIG-ZAG	REF630/ION7550	

Fuente: Elaboración Propia

El transformador (TR02) cuenta con un regulador de tensión (tapcon 240) con las siguientes características: puerto de comunicación RS232, protocolo DNP3.0, posee local/remoto y manual/automático.

Además, la subestación tiene un pequeño scada eléctrico que monitorea y controla los seis alimentadores de 10kV y gps SEL 2407 que ayuda colocar la estampa de tiempo. En la siguiente figura se detalla la arquitectura de los alimentadores.

Figura N° 4.1: Arquitectura de las Celdas 10kV - SEYA



Fuente: Elaboración Propia

#### 4.2.1.2. Subestación Parque Industrial (SEPI)

Esta subestación cuenta con tres líneas, un transformador, cuatro alimentadores de 10kV y tres alimentadores de 23kV. En el siguiente cuadro se detalla los equipos y sus características:

Tabla N° 4.2: Lista de equipos de SEPI

Ítem	Tag	Equipos	Características
Línea	L 6476	RED615 / REF630 / ION7550	-Tienen puerto de comunicación ethernet
	L 6475	RED615 / REF630 / ION7550	
	L 6674	REF630 / ION7550	
Transformador	TR04	RET630 / REF 630 / ION7550	-Los medidores tienen protocolo DNP3.0
Alimentadores 10Kv	D1	REF630 / G4430	-Los relés tienen protocolo DNP3.0 y IEC 61850
	D2	REF630 / G4430	
	D3	REF630 / G4430	
	D4	REF630 / G4430	
Alimentadores 23Kv	D5	REF630 / G4430	
	D6	REF630 / G4430	
	D8	REF630 / G4430	

Fuente: Elaboración Propia

#### 4.2.1.3. Subestación Pucallpa (SEPU)

Esta subestación cuenta con tres líneas, dos transformadores y trece alimentadores de 10kV. En el

siguiente cuadro se detalla los equipos y sus características:

Tabla N° 4.3: Lista de equipos de SEPU

Ítem	Tag	Equipos	Características
línea	L 6475	REF630/RED615/ION7550	-Tienen puerto de comunicación ethernet
	L 6476	REF630/RED615/ION7550	
	L 6673	REF630/RED615/ION8650	
Transformador	TR05	RET670/REF630/ G4430	-Los medidores tienen protocolo DNP3.0
	TR03	T60/REF615/ G4430	
Alimentadores 10Kv	C1	REF630/ G4430	-Los relés tienen protocolo DNP3.0 y IEC 61850
	C2	REF630/ G4430	
	C3	REF630/ G4430	
	C4	REF630/ G4430	
	C5	MICOM P139/ G4430	
	C6	MICOM P139/ G4430	
	C7	REF630/ G4430	
	C8	MICOM P139/ G4430	
	C9	REF630/ G4430	
	C10	REF630/ G4430	
	C11	REF630/ G4430	
	C12	REF630/ G4430	
	C13	REF630/ G4430	

Fuente: Elaboración Propia

Los relés de protección y medidores de las celdas de media y alta tensión que monitorean los alimentadores, líneas y transformadores de las subestaciones de potencia, no tienen comunicación hacia un nivel superior. Esto percute en tres puntos importantes:

Primer punto, no es factible monitorearlos de manera remota tanto de manera centralizada o desde cada subestación.

Segundo punto, el personal técnico requiere estar de manera presencial cuando se requiera operar el sistema, descargar reportes de los relés de protección y medidores.

Tercer punto, no es factible enviar las señales requeridas por el COES debido que no existe comunicación entre los equipos.

#### 4.2.2. Diseño de arquitecturas y dimensionamiento de equipos

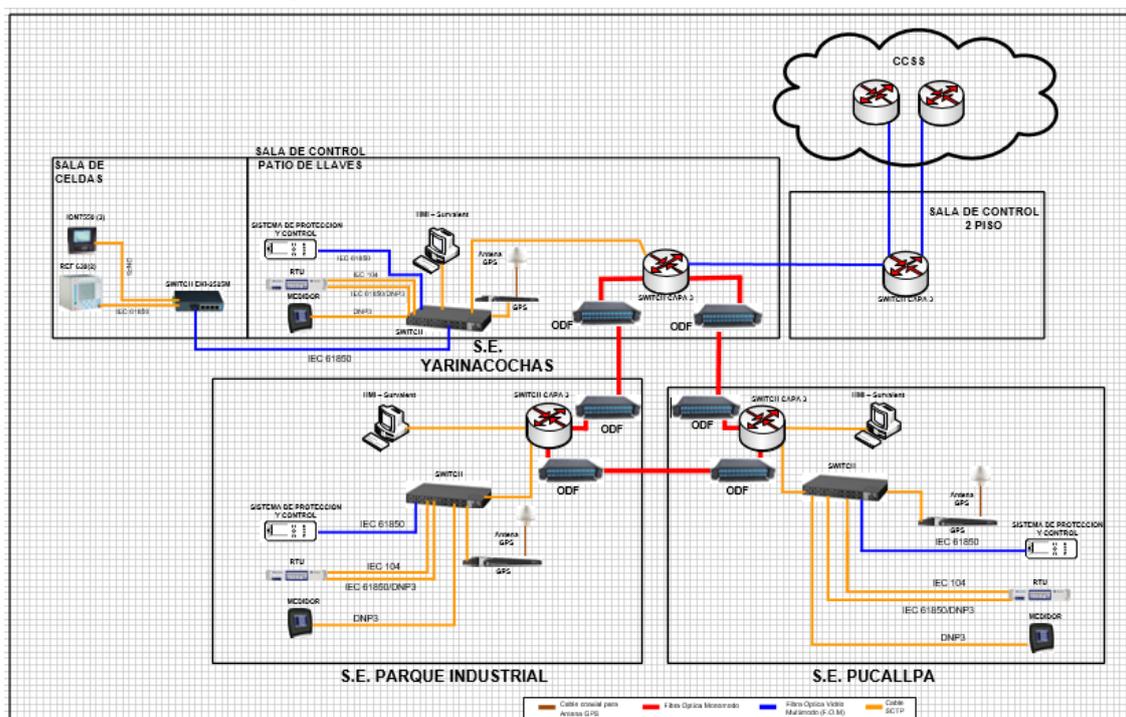
Para diseñar y dimensionar se tomó en cuenta tres puntos importantes: las necesidades presentadas por la empresa, equipamiento existe en las subestaciones de potencia y la norma técnica para el intercambio de información en tiempo real con el COES.

Se planteo un diseño basado en protocolos de comunicación abiertos, una arquitectura tipo anillo, con equipos y software de tecnología de punta para sistemas de control y comunicaciones de sistemas eléctricos.

Primero se diseñó la arquitectura entre las tres subestaciones. Se utilizo una arquitectura tipo anillo entre las subestaciones y mediante un switch de capa 3 de la subestación Yarinacocha se tendrá conexión con el centro de control. Se escogió la subestación Yarinacocha por la cercanía al centro de control.

Se utilizo fibra óptica monomodo para interconectar las tres subestaciones, para realizar la arquitectura tipo anillo se necesita colocar un switch de capa 3 (router) y un ODF en cada subestación como se muestra en la siguiente figura:

Figura N° 4.2: Arquitectura de Telecomunicaciones



Fuente: Elaboración Propia

Segundo, se diseñó la arquitectura de cada subestación y se utilizó una topología tipo anillo para cada una de las subestaciones.

A continuación, se detalla el diseño del centro de control y de cada subestación:

#### 4.2.2.1. Centro de Control

Para lograr la redundancia y esto permita la disponibilidad permanente de las señales medidas y de estado de la empresa Electro Ucayali S.A., los componentes que se

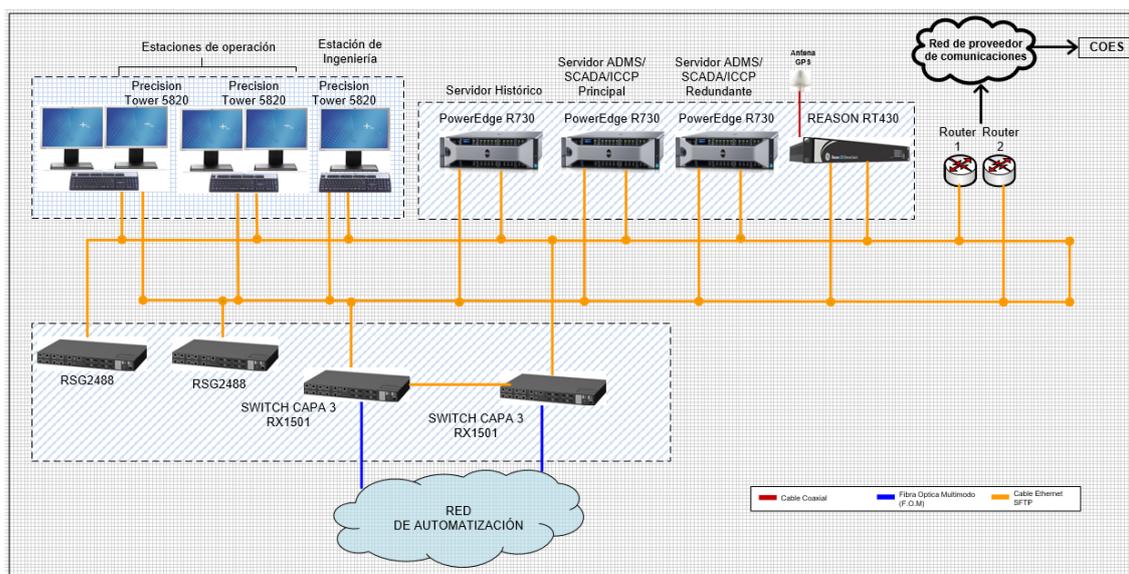
consideraron para implementar esta redundancia fueron: SCADA, equipos de comunicación, redes (switches de capa 2 y 3), servidores ICCP y servidores de base de datos. Adicionalmente a estos componentes se consideraron estaciones de operación e ingeniería, servidor histórico y GPS.

Se planteo instalar dos servidores SCADA/ICCP, el sistema SCADA Survalent tiene la ventaja de tener embebido el protocolo ICCP. En este sistema un servidor estará activo (Master) todo el tiempo mientras no ocurra una falla en este y el segundo servidor estará en espera (Stand By) y este servidor tiene sincronizada en tiempo real con la base de datos del servidor activo. Para que exista un failover (conmutación de servidores) es porque se perdió la comunicación con el servidor activo, esta operación permite mantener operando en todo momento el sistema SCADA/ICCP y no afectando la disponibilidad.

Como se puede observar en la arquitectura del centro de control los siguientes equipos: servidores SCADA/ICCP, servidor histórico, GPS y estaciones de operación e ingeniería tienen doble puerto de red. En el caso que cualquier programa que esté utilizando el puerto principal y dicho puerto tenga problemas, automáticamente se conmutará al segundo puerto y el programa no verá afectado.

Se instalo un GPS en el centro de control para colocar el tiempo en los equipos ubicados en este lugar. Además, se instaló un GPS en cada subestación para colocar la estampa de tiempo para las señales analógicas y discretas de los equipos de potencia. La estampa de tiempo tiene que ser en el orden de los milisegundos y utilizando el protocolo SNTP (Simple Network Time Protocol).

Figura N° 4.3: Arquitectura del Centro de Control



Fuente: Elaboración Propia

Con respecto a las redes del centro de control:

- Los switches capa 3 (RX1501) son los routers que tienen conexión con el router de SEYA y así tener conexión entre los equipos del centro de control y los equipos de cada subestación.
- Los switches capa 2 (RSG2488) administran la red interna del centro de control.
- Los routers 1 y 2 son los que permiten tener conexión con el COES mediante un proveedor de comunicaciones.

Los equipos instalados en el centro control tienen las siguientes características:

#### a. Servidor SCADA/ICCP

En este servidor se instaló el software SCADA-Survalent y tienen las siguientes características:

Tabla N° 4.4: Características del Servidor SCADA/ICCP

ÍTEM	CATEGORIA	UNIDAD	DESCRIPCIÓN
1.	Fabricante		DELL
2.	Modelo		Power Edge R730
3.	Tensión auxiliar		
	• Tensión asignada		220VAC
	• Margen de variación de la tensión	%	90-264VAC
4.	Sistema operativo		Windows Server 2016 Standard
5.	Memoria RAM	GB	64 GB RAM
6.	Capacidad disco duro	TB	2x1TB – Raid 1
7.	Procesador		Intel Xeon 2.6 GHz
8.	Tarjeta de Red		02 puertos Ethernet 10/100/1000 Mbps
9.	Puertos USB		04 puertos USB
10.	Redundancia de Fuente		Fuente de alimentación redundante, 750W
11.	Tensión de alimentación		220 VAC

Fuente: [https://i.dell.com/sites/csdocuments/Product\\_Docs/en/dell\\_poweredge\\_r730\\_spec\\_sheet.pdf](https://i.dell.com/sites/csdocuments/Product_Docs/en/dell_poweredge_r730_spec_sheet.pdf)

#### b. Estaciones de Operación e Ingeniería

Esta estación es un cliente del servidor SCADA que estará manipulada por los operadores del centro de control. Estas estaciones tienen las siguientes características:

Tabla N° 4.5: Características de las Estaciones

ÍTEM	CATEGORIA	UNIDAD	DESCRIPCIÓN
1.	Fabricante		DELL
2.	Modelo		Precisión T5820
3.	Tensión auxiliar		
	• Tensión asignada		Fuente de alimentación 220VAC
4.	Sistema operativo		Windows 10
5.	Memoria RAM	GB	16 Gb
6.	Capacidad disco duro	TB	1TB
7.	Procesador		Intel Xeon Processor 3.5 GHz
8.	Tarjeta de Red		02 puertos Ethernet 10/100/1000 Mbps
9.	Tarjeta de video	GB	5
	<b>MONITOR</b>		
10.	Fabricante		DELL
11.	Modelo		U2518D
12.	Tensión auxiliar		
	• Tensión asignada		220VAC

ÍTEM	CATEGORIA	UNIDAD	DESCRIPCIÓN
	• Margen de variación de la tensión	%	100 a 240VAC
13.	Pantalla		Plano LCD
14.	Tecnología		LED
15.	Tamaño de pantalla	pulg.	25
16.	Resolución	pixels	1920x1080

Fuente: <https://dellemcevents.com/uploads/Precision-5820-Tower-Spec-Sheet.pdf>

### c. Switch Capa 3 (router)

Se instalaron dos switches para la conexión con las subestaciones. El switch tienen las siguientes características:

Tabla N° 4.6: Características del Switch Capa 3

ÍTEM	CATEGORIA	DESCRIPCIÓN
1.	Marca	Ruggedcom Siemens
2.	Modelo	RX1501
3.	Características	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modular Hot Swap</li> <li>• Soporta VLAN</li> <li>• Cantidad de VLAN: 255</li> <li>• Soporta troncales</li> <li>• Posee opción de puertos WAN</li> </ul>
4.	Administración	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vía web y por puerto de consola</li> <li>• Múltiples niveles de usuario</li> </ul>
5.	Puertos mínimos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 2 cobre 10/100TX</li> <li>• 2 fibra óptica multimodo 100FX</li> </ul>
6.	Alimentación	85-264VAC

Fuente: <https://w3.siemens.com/mcms/industrial-communication/en/rugged-communication/ruggedcom-portfolio/switches-routers-layer-3/pages/rx1500.aspx>

### d. Switch Capa 2

Se instalaron dos switches para la red interna del centro de control. Este switch tienen las siguientes características:

Tabla N° 4.7: Características del Switch Capa 2

ÍTEM	CATEGORIA	DESCRIPCIÓN
1.	Marca	Ruggedcom Siemens
2.	Modelo	RSG2488
3.	Características	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Monitoreo Remoto</li> </ul>

ÍTEM	CATEGORIA	DESCRIPCIÓN
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Password de usuario</li> </ul>
4.	Puertos mínimos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 10 cobre 10/100TX</li> </ul>
5.	Alimentación	85-264VAC

Fuente: <https://w3.siemens.com/mcms/industrial-communication/en/rugged-communication/ruggedcom-portfolio/switches-routers-layer-3/pages/rx1500.aspx>

#### e. GPS

Se instalo un GPS de las siguientes características:

Tabla N° 4.8: Características del GPS

ÍTEM	CATEGORIA	DESCRIPCIÓN
1.	Marca	Reason
2.	Modelo	RT430
3.	Características	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 2 puertos ethernet</li> <li>• 1 serial RS-232 asíncrono</li> <li>• IRIG-B</li> <li>• Servidor de Tiempo SNTP/NTP</li> </ul>
4.	Configuración	Mediante software
5.	Alimentación	110 a 240 VAC

Fuente: <http://www.gegridsolutions.com/products/brochures/Reason-RT430-brochure-EN-2018-05-32058-A4.pdf>

#### 4.2.2.2. Subestación Yarinacocha (SEYA)

Esta subestación tiene algo particular debido que se comprende en tres partes, ubicándose cada una de ellas en distintos lugares. Como se puede observar en la figura N° 4.3 las tres partes son sala de celdas, sala de patio de llaves y sala de control.

Se inició por la sala de patio de llaves, se instalaron dos switches, un GPS, una tarjeta de entradas y salidas, una RTU y un HMI. A continuación, se detalla la ubicación de los equipos anteriormente mencionados:

Tabla N° 4.9: Lista de equipos nuevos en la sala de patio de llaves

ÍTEM	EQUIPO	UBICACIÓN
1.	Switch1	Gabinete CDS
2.	GPS	
3.	RTU	
4.	Tarjeta de entras y salidas	
5.	Switch 2	Panel de Regulación

ÍTEM	EQUIPO	UBICACIÓN
6.	HMI	Pupitre

Fuente: Elaboración Propia

Donde el switch 1 es el router que permite la conexión con las otras dos subestaciones (SEPU y SEPI) mediante fibra óptica monomodo y el HMI permitirá el monitoreo y control de toda la subestación Yarinacocha.

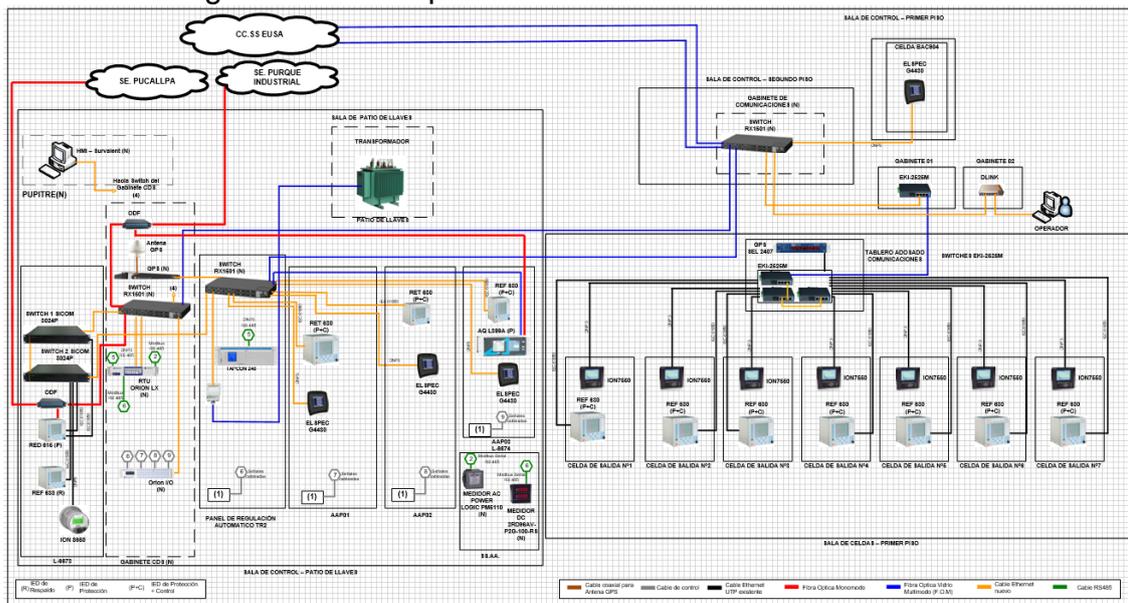
Seguimos con la sala de control, donde solo se instaló un switch de capa 3 que va a permitir la conexión con el centro de control mediante dos fibras ópticas multimodo, se utiliza dos fibras para tener redundancia hacia el centro de control. Además, dicho switch permitirá la conexión con la sala de celdas de 10kV y sala de patio de llaves.

Para tener conexión con la sala de celdas de 10kV se conectó los switches ubicados en el gabinete de comunicaciones y en el gabinete 1 (este switch es existente) mediante un cable ethernet.

Para tener conexión con la sala de patio de llaves se conectó dos fibras ópticas multimodo, se realizó esto para tener una topología tipo anillo dentro de la subestación Yarinacocha. Una fibra óptica se conectó entre los switches ubicados en el gabinete de comunicaciones y el gabinete CDS, mientras que la otra fibra óptica se conectó entre los switches ubicados en el gabinete de comunicaciones y el panel de regulación.

En la siguiente arquitectura se detalla el diseño de todos los equipos de la subestación.

Figura N° 4.4: Arquitectura de la Subestación Yarinacochoa



Fuente: Elaboración Propia

### 4.2.2.3. Subestación Parque Industrial (SEPI)

Se inicio por los equipos que necesitamos instalar, se instalaron tres switches, un GPS, una tarjeta de entradas y salidas, una RTU y un HMI. A continuación, se detalla la ubicación de los equipos anteriormente mencionados:

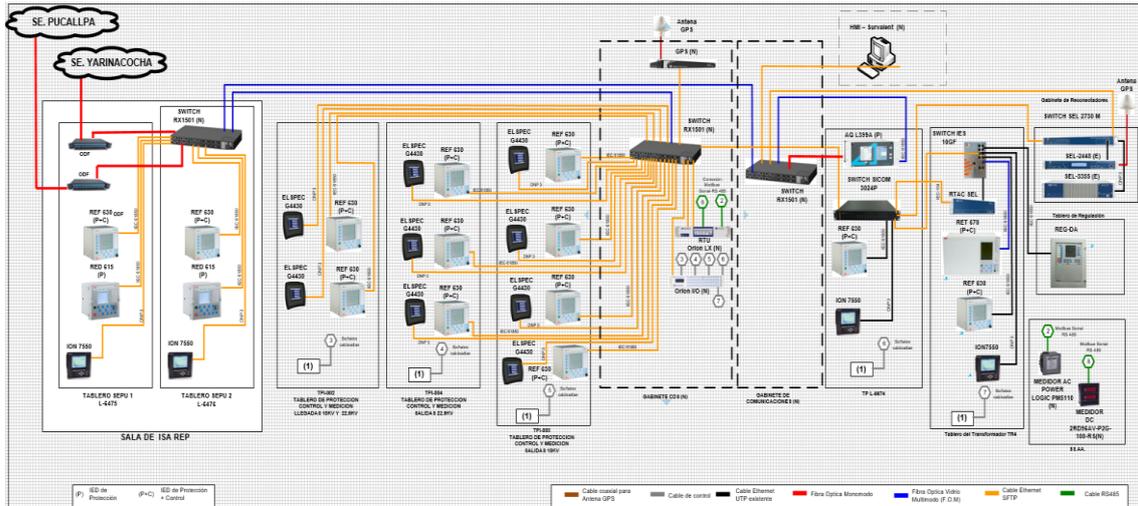
Tabla N° 4.10: Lista de equipos nuevos en SEPI

ÍTEM	EQUIPO	UBICACIÓN
1.	Switch1	Gabinete CDS
2.	GPS	
3.	RTU	
4.	Tarjeta de entras y salidas	
5.	Switch 2	Gabinete de Comunicaciones
6.	Switch 3	Tablero de la L 6476
7.	HMI	Pupitre

Fuente: Elaboración Propia

Donde el switch 3 es el router que permite la conexión con las otras dos subestaciones (SEPU y SEYA) mediante fibra óptica monomodo y el HMI permitirá el monitoreo y control de toda la subestación Parque Industrial.

Figura N° 4.5: Arquitectura de la Subestación Parque Industrial



Fuente: Elaboración Propia

#### 4.2.2.4. Subestación Pucallpa (SEPU)

Se inicio por los equipos que necesitamos instalar, se instalaron tres switches, un GPS, una tarjeta de entradas y salidas, una RTU y un HMI. A continuación, se detalla la ubicación de los equipos anteriormente mencionados:

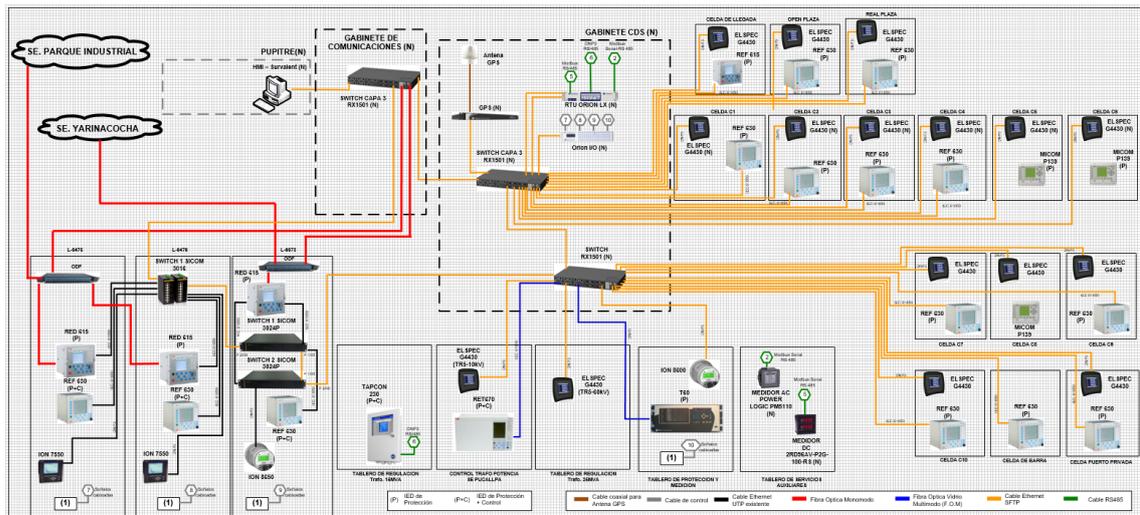
Tabla N° 4.11: Lista de equipos nuevos en SEPU

ÍTEM	EQUIPO	UBICACIÓN
1.	Switch 1	Gabinete CDS
2.	Switch 2	
3.	GPS	
4.	RTU	
5.	Tarjeta de entras y salidas	
6.	Switch 3	Gabinete de Comunicaciones
7.	HMI	Pupitre

Fuente: Elaboración Propia

Donde el switch 3 es el router que permite la conexión con las otras dos subestaciones (SEPI y SEYA) mediante fibra óptica monomodo y el HMI permitirá el monitoreo y control de toda la subestación Pucallpa.

Figura N° 4.6: Arquitectura de la Subestación Pucallpa



Fuente: Elaboración Propia

Como se ha detallado anteriormente en las tres subestaciones se instaló una RTU y una tarjeta de entradas y salidas que cumplen las siguientes características:

Tabla N° 4.12: Características de la RTU

ÍTEM	CATEGORIA	DESCRIPCIÓN
1.	Fabricante	Novatech
2.	Modelo	Orion Lx
3.	Procesador	1.3GHz
4.	Memoria RAM	1GB
5.	Características	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cantidad de conexión esclavos: 64</li> <li>• Redundancia de puerto ethernet</li> <li>• Cantidad de puntos soportados: 20000</li> <li>• Lista de eventos-Logs</li> </ul>
6.	Protocolos de comunicación al SCADA	<ul style="list-style-type: none"> <li>• DNP 3</li> <li>• IEC-60870-5-104</li> </ul>
7.	Protocolos de comunicación IED's	<ul style="list-style-type: none"> <li>• IEC-61850 Servidor/Cliente</li> <li>• IEC-60870-5-101</li> <li>• IEC-60870-5-104</li> <li>• DNP3.0 serial y Ethernet</li> <li>• MODBUS RTU y TCP/IP</li> </ul>

Fuente: [https://www.novatechweb.com/wp-content/uploads/2017/12/Orion\\_Overview\\_013019.pdf](https://www.novatechweb.com/wp-content/uploads/2017/12/Orion_Overview_013019.pdf)

Tabla N° 4.13: Características de la tarjeta de entrada y salida

ÍTEM	CATEGORIA	DESCRIPCIÓN
1.	Fabricante	Novatech
2.	Modelo	Orion I/O
3.	Características	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 2 puertos ethernet</li> <li>• Protocolo DNP3.0</li> </ul>
4.	Tarjetas de entrada digital	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Voltaje de entradas: 48- 125 V DC</li> <li>• Aislamiento de entradas</li> </ul>
5.	Tarjetas de Salida Digital	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Comando simple</li> <li>• Comando doble</li> <li>• Salida de comando de tipo de relé de contacto seco</li> </ul>

Fuente: <https://www.novatechweb.com/substation-automation/orion-io/>

#### 4.2.3. Diseño de redes de comunicación

Para el diseño de comunicaciones se tuvo en cuenta el centro de control y las tres subestaciones, de esta manera se diseñó las siguientes VLAN.

##### 4.2.3.1. VLAN 40

Esta VLAN se definió para todos los equipos que conforman el centro de control. Los equipos tendrán el segmento de red 40 (192.168.40.X/24). En la siguiente tabla se define la lista de IP's que tiene cada equipo del centro de control:

Tabla N° 4.14: Lista de IP's del Centro de Control

GABINETE	Equipo	Marca	Modelo	Dirección IP
GABINETE SCADA	HOST A	DELL	R730	192.168.40.10
	HOST B	DELL	R730	192.168.40.11
	HIST 1	DELL	R730	192.168.40.12
	RELOJ GPS	REASON	RT 430	192.168.40.14
	Estación de Operación 01	DELL	Precision Tower 5820	192.168.40.16
	Estación de Operación 02	DELL	Precision Tower 5820	192.168.40.17
	Estación de Ingeniería	DELL	Precision Tower 5820	192.168.40.18
	Switch Capa 2	RUGGEDCOM	RSG 2488	192.168.40.19
	Switch Capa 2	RUGGEDCOM	RSG 2488	192.168.40.20
	Switch Capa 3	RUGGEDCOM	RX 1501	192.168.40.21
	Switch Capa 3	RUGGEDCOM	RX 1501	192.168.40.22

Fuente: Elaboración Propia

#### 4.2.3.2. VLAN 10-11

La VLAN 10 se definió para todos los equipos que conforman la subestación Yarinacocha (SEYA). Los equipos tendrán el segmento de red 10 (192.168.10.X/24). La VLAN 11 es para el segundo puerto ethernet de la RTU, esto es porque los dos puertos ethernet de la RTU no pueden tener el mismo segmento de red. En la siguiente tabla se define la lista de IP's que tiene cada equipo de SEYA:

Tabla N° 4.15: Lista de IP's de SEYA

Tablero/Celda	Equipo	Marca IED	Modelo IED	Dirección IP
L-6673	Relé	ABB	RED 615	192.168.10.10
L-6673	Relé	ABB	REF 630	192.168.10.11
L-6673	Medidor	SCHNEIDER	ION 8650	192.168.10.12
L-6673	Switch	Kyland	SISCOM 3024P	192.168.10.4
L-6673	Switch	Kyland	SISCOM 3024P	192.168.10.5
CDS	Switch	RUGGEDCOM	RX 1501	192.168.10.1
CDS	RTU	NOVATECH	ORION LX	192.168.10.22
				192.168.11.21
CDS	Módulo I/O	NOVATECH	ORION I/O	192.168.10.23
CDS	RELOJ GPS	GE	REASON RT430	192.168.10.25
CDS	Switch LAN PoE	RUGGEDCOM	RS 900GP	192.168.11.2
Panel de regulación	Regulador de Tensión	MR	Tapcon 240	5
Panel de regulación	Switch	RUGGEDCOM	RX 1501	192.168.10.2
AAP01	Relé	ABB	RET 630	192.168.10.40
AAP01	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.10.41
AAP02	Relé	ABB	RET 630	192.168.10.50
AAP02	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.10.51
AAP03	Relé	ABB	REF 630	192.168.10.60
AAP03	Relé	ARCTEQ	AQ L399A	192.168.10.61
AAP03	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.10.62
SS.AA	Medidor	SCHNEIDER	PM 5110	4
SS.AA	Medidor	REVALCO		2
CELDA N° 1	Relé	ABB	REF 630	192.168.10.70
CELDA N° 1	Medidor	SCHNEIDER	ION 7550	192.168.10.71
CELDA N° 2	Relé	ABB	REF 630	192.168.10.80
CELDA N° 2	Medidor	SCHNEIDER	ION 7550	192.168.10.81
CELDA N° 3	Relé	ABB	REF 630	192.168.10.90
CELDA N° 3	Medidor	SCHNEIDER	ION 7550	192.168.10.91
CELDA N° 4	Relé	ABB	REF 630	192.168.10.100

CELDA N° 4	Medidor	SCHNEIDER	ION 7550	192.168.10.101
CELDA N° 5	Relé	ABB	REF 630	192.168.10.110
CELDA N° 5	Medidor	SCHNEIDER	ION 7550	192.168.10.111
CELDA N° 6	Relé	ABB	REF 630	192.168.10.120
CELDA N° 6	Medidor	SCHNEIDER	ION 7550	192.168.10.121
CELDA N° 7	Relé	ABB	REF 630	192.168.10.130
CELDA N° 7	Medidor	SCHNEIDER	ION 7550	192.168.10.131
CELDA BAC904	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.10.140
Comunicaciones	Switch	RUGGEDCOM	RX 1501	192.168.10.3
	HMI	DELL	Optiplex 700	192.168.10.24

Fuente: Elaboración Propia

#### 4.2.3.3. VLAN 20-21

La VLAN 20 se definió para todos los equipos que conforman la subestación Pucallpa (SEPU). Los equipos tendrán el segmento de red 20 (192.168.20.X/24). La VLAN 21 es para el segundo puerto ethernet de la RTU, esto es porque los dos puertos ethernet de la RTU no pueden tener el mismo segmento de red. En la siguiente tabla se define la lista de IP's que tiene cada equipo de SEPU:

Tabla N° 4.16: Lista de IP's de SEPU

Tablero/Celda	Equipo	Marca IED	Modelo IED	Dirección IP
L-6475	Relé	ABB	RED 615	192.168.20.10
L-6475	Relé	ABB	REF 630	192.168.20.11
L-6475	Medidor	SCHNEIDER	ION 7550	192.168.20.12
L-6476	Relé	ABB	RED 615	192.168.20.20
L-6476	Relé	ABB	REF 630	192.168.20.21
L-6476	Medidor	SCHNEIDER	ION 7550	192.168.20.22
L-6476	Switch	KYLAND	SICOM 3016	192.168.20.6
L-6473	Relé	ABB	RED 615	192.168.20.30
L-6473	Relé	ABB	REF 630	192.168.20.31
L-6473	Medidor	SCHNEIDER	ION 8650	192.168.20.32
L-6473	Switch	KYLAND	SICOM 3024P	192.168.20.4
L-6473	Switch	KYLAND	SICOM 3024P	192.168.20.5
CDS	Switch	RUGGEDCOM	RX 1501	192.168.20.1
CDS	Switch	RUGGEDCOM	RX 1501	192.168.20.2
CDS	RTU	NOVATECH	ORION LX	192.168.20.43 192.168.21.42
CDS	Módulo I/O	NOVATECH	ORION I/O	192.168.20.44
CDS	RELOJ GPS	GE	REASON RT430	192.168.20.46

Panel de regulación	Regulador de Tensión	MR	Tapcon 230	5
Trafo de Potencia SEPU	Relé	ABB	RET 670	192.168.20.60
Trafo de Potencia SEPU	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.20.61
Tablero de Protección y Medición	Relé	GE	T60	192.168.20.80
	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.20.81
	Medidor	GE	ION 8600	192.168.20.62
SS.AA	Medidor	SCHNEIDER	PM 5110	4
SS.AA	Medidor	REVALCO		2
CELDA N° 1	Relé	ABB	REF 630	192.168.20.90
CELDA N° 1	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.20.91
CELDA N° 2	Relé	ABB	REF 630	192.168.20.100
CELDA N° 2	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.20.101
CELDA N° 3	Relé	ABB	REF 630	192.168.20.110
CELDA N° 3	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.20.111
CELDA N° 4	Relé	ABB	REF 630	192.168.20.120
CELDA N° 4	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.20.121
CELDA N° 5	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.20.131
CELDA N° 6	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.20.141
CELDA N° 7	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.20.151
CELDA N° 8	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.20.161
CELDA N° 9	Relé	ABB	REF 630	192.168.20.170
CELDA N° 9	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.20.171
CELDA N° 10	Relé	ABB	REF 630	192.168.20.180
CELDA N° 10	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.20.181
CELDA de Barra	Relé	ABB	REF 630	192.168.20.190
CELDA de llegada	Relé	ABB	REF 630	192.168.20.191
CELDA de llegada	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.20.192
CELDA Puerto privado	Relé	ABB	REF 630	192.168.20.200
CELDA Puerto privado	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.20.201
CELDA Open Plaza	Relé	ABB	REF 630	192.168.20.210
CELDA Open Plaza	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.20.211
CELDA Real Plaza	Relé	ABB	REF 630	192.168.20.220
CELDA Real Plaza	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.20.221
Comunicaciones	Switch	RUGGEDCOM	RX 1501	192.168.20.3
	HMI	DELL	Optiplex 700	192.168.20.45

Fuente: Elaboración Propia

#### 4.2.3.4. VLAN 30-31

La VLAN 30 se definió para todos los equipos que conforman la subestación Parque Industrial (SEPI). Los equipos tendrán el segmento de red 30 (192.168.30.X/24).

La VLAN 31 es para el segundo puerto ethernet de la RTU, esto es porque los dos puertos ethernet de la RTU no pueden tener el mismo segmento de red. Además, la VLAN 1 es para integrar a los equipos que están integrados al RTAC 3530. En la siguiente tabla se define la lista de IP's que tiene cada equipo de SEPI:

Tabla N° 4.17: Lista de IP's de SEPI

Tablero/Celda	Equipo	Marca IED	Modelo IED	Dirección IP
L-6475	Relé	ABB	RED 615	192.168.30.10
L-6475	Relé	ABB	REF 630	192.168.30.11
L-6475	Medidor	SCHNEIDER	ION 7550	192.168.30.12
L-6476	Relé	ABB	RED 615	192.168.30.20
L-6476	Relé	ABB	REF 630	192.168.30.21
L-6476	Medidor	SCHNEIDER	ION 7550	192.168.30.22
L-6476	Switch	RUGGEDCOM	RX 1501	192.168.30.1
TPI-002	Relé	ABB	REF 630	192.168.30.40
TPI-002	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.30.41
TPI-002	Relé	ABB	REF 630	192.168.30.42
TPI-002	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.30.43
TPI-004	Relé	ABB	REF 630	192.168.30.50
TPI-004	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.30.51
TPI-004	Relé	ABB	REF 630	192.168.30.52
TPI-004	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.30.53
TPI-004	Relé	ABB	REF 630	192.168.30.54
TPI-004	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.30.55
TPI-003	Relé	ABB	REF 630	192.168.30.60
TPI-003	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.30.61
TPI-003	Relé	ABB	REF 630	192.168.30.62
TPI-003	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.30.63
TPI-003	Relé	ABB	REF 630	192.168.30.64
TPI-003	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.30.65
TPI-003	Relé	ABB	REF 630	192.168.30.66
TPI-003	Medidor	ELSPEC	G4430	192.168.30.67
CDS	Switch	RUGGEDCOM	RX 1501	192.168.30.2
CDS	RTU	NOVATECH	ORION LX	192.168.30.72
				192.168.31.71
CDS	Módulo I/O	NOVATECH	ORION I/O	192.168.30.73
CDS	CPU	ADVANTECH	ECU 4784	192.168.30.130
CDS	RELOJ GPS	GE	REASON RT430	192.168.30.75
Comunicaciones	Switch	RUGGEDCOM	RX 1501	192.168.30.3

L-6674	Relé	ABB	REF 630	192.168.30.90
L-6674	Relé	ARCTEQ	AQ L399A	192.168.30.91
L-6674	Medidor	SCHNEIDER	ION 7550	192.168.30.92
L-6674	Switch	KYLAND	SICOM 3024P	192.168.30.5
TR4	RTU	SEL	RTAC 3530	192.168.1.12
				192.168.30.100
TR4	Relé	ABB	RET 670	192.168.1.5
TR4	Relé	ABB	REF 630	192.168.1.6
TR4	Medidor	SCHNEIDER	ION 7550	192.168.1.4
TR4	Switch	les	les 20	192.168.1.10
				192.168.30.6
Regulación	Regulador de Tensión		REG-DA	192.168.1.9
SS.AA	Medidor	SCHNEIDER	PM 5110	2
SS.AA	Medidor	REVALCO		4
	HMI	DELL	Optiplex 700	192.168.30.74

Fuente: Elaboración Propia

#### 4.2.4. Configuración de la RTU

Se instalo y configuro una RTU por subestación, esta Unidad Terminal Remota concentra todos los valores de estado y medidas de los IED's de su subestación utilizando diferentes protocolos de comunicación (IEC 61850, DNP3.0 y Modbus) y medios físicos (ethernet y serial).

Para el medio físico ethernet se utilizó el protocolo de comunicación DNP3.0 para integrar los medidores de energía y el protocolo IEC 61850 para integrar los relés de protección. Mientras que para el medio físico serial se utilizó el protocolo de comunicación Modbus para integrar los medidores de servicios auxiliares y el protocolo DNP3.0 para los regulares de tensión.

Además, cada RTU enviara la data hacia el HMI y centro de control mediante el protocolo de comunicación IEC 104. Esto nos permitió tener el monitoreo y control de la data de manera local (desde la misma subestación) o de manera remota (desde el centro de control).

Como se puede observar en las arquitecturas existen diferentes equipos que se integraron. A continuación, se detalla cómo se realizó la integración de estos equipos:

Para integrar los medidores de energía en el protocolo de comunicación DNP 3.0 se crearon diferentes líneas de comunicación como equipos instalados en campo. Cada línea de comunicación tiene un mapa específico, en cada mapa se definió

qué señales analógicas se necesitó integrar del medidor para posteriormente visualizarlas en el sistema SCADA. Para integrar necesitábamos tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Adress de la RTU (Master Adress)
- Adress del medidor (Device Adress)
- Puerto
- IP del medidor
- Mapa de señales con sus direcciones (telemetría)

A continuación, se muestra la configuración que se realizó en la RTU para integrar un medidor y se tomó en cuenta los parámetros mencionados líneas arriba:

Figura N° 4.7: Línea de Comunicación en DNP3.0

The screenshot shows the configuration window for PRPION7550. It includes sections for 'Port - General Options', 'IP Options', and 'Device Parameters'. The 'Port - General Options' section contains fields for Port Name (PRP\_ION7550), Port Module (checked), Module Name (mrtcp), and Master Address (1024). The 'IP Options' section includes Transmit Parameters with Poll Delay (msec) set to 0, Connection type set to TCP, Port set to 20000, Master UDP Port set to 0, and Host/Slave IP Address set to 192.168.10.71. The 'Device Parameters' section shows Description (PRP\_ION7550), Device Address (71), Response Timeout (msec) (1000), and Rates (3). A 'Company/Device' selection window is also visible, showing a list of companies with 'Etronics' selected.

Fuente: Elaboración Propia

Con respecto a los parámetros: el master y device adress se definen en la RTU y en el propio equipo (medidor de energía) respectivamente, el puerto usado usualmente es 20 000 para el protocolo de comunicación DNP3.0, la IP del medidor la obtuvimos de la lista de IP's y por último el mapa de señales que sirvió para definir el tag de las señales, el tipo de las señales y la telemetría.

Figura N° 4.8: Mapa de señales de un medidor

Orion Point Name	Point Type	Point Number
VRN	Analog	0
VSN	Analog	1
VTN	Analog	2
VRS	Analog	3
VST	Analog	4
VTR	Analog	5
IR	Analog	6
IS	Analog	7
IT	Analog	8
P	Analog	12
Q	Analog	16
S	Analog	20
FP	Analog	24
FRE	Analog	25
EPR	Counter	0
EQR	Counter	4
EPE	Counter	9
EQE	Counter	10

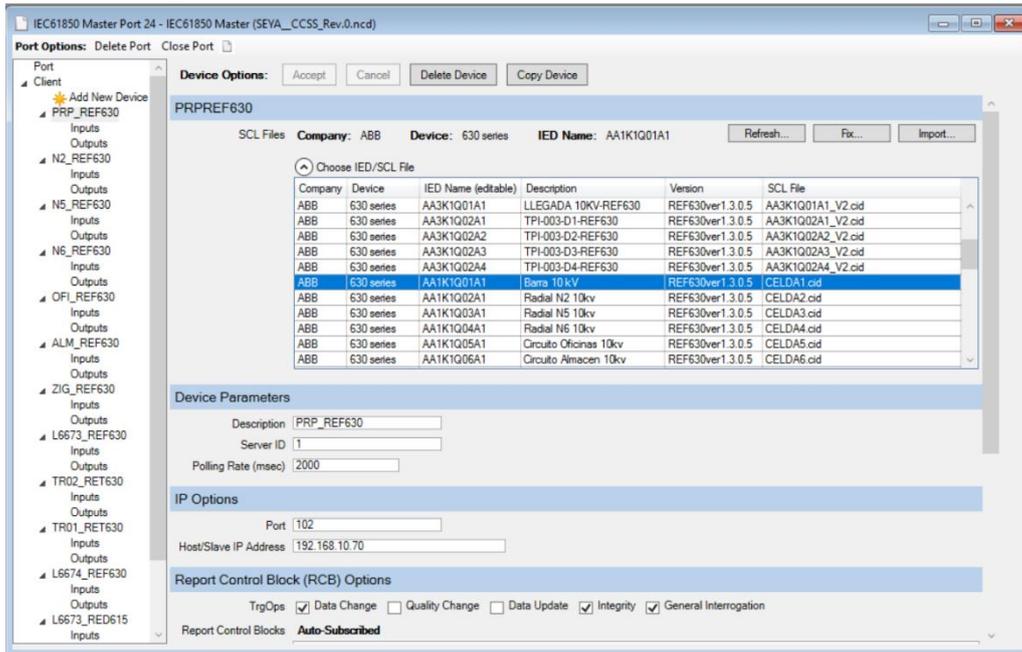
Fuente: Elaboración Propia

Para integrar todos los relés de protección de una subestación en el protocolo de comunicación IEC 61850, se tuvo que crear una línea de comunicación por subestación. Dentro de la línea de comunicación se crearon tantos mapas como relés instalados en campo. Para integrar se necesitó tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Puerto
- La IP del relé de protección
- El archivo con las siguientes extensiones: cid o icd

A continuación, se muestra la configuración que se realizó en la RTU para integrar un relé de protección y se tomó en cuenta los parámetros mencionados líneas arriba:

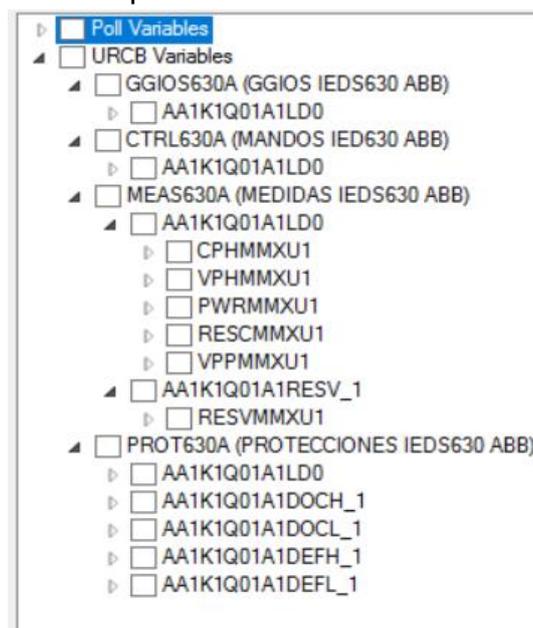
Figura N° 4.9: Línea de Comunicación en IEC 61850



Fuente: Elaboración Propia

Con respecto a los parámetros: el puerto que se utilizó es 102, la IP del relé de protección la obtuvimos de la lista de IP's y los archivos con extensión cid o icd se importaron a la RTU para cargar todo el mapa de señales que contiene el relé de protección. Después de cargar el archivo se selecciona que señales se necesitan integrar de cada relé de protección para posteriormente visualizarlas en el sistema SCADA.

Figura N° 4.10: Mapa de señales de un relé de protección



Fuente: Elaboración Propia

Para integrar los medidores de servicios auxiliares en el protocolo de comunicación Modbus se crearon diferentes líneas de comunicación como equipos instalados en campo. Cada línea de comunicación tiene un mapa específico, en cada mapa se definió qué señales analógicas se necesitó integrar del medidor para posteriormente visualizarlas en el sistema SCADA. Para integrar necesitábamos tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Data bits
- Stop de bits
- Parity
- Baudios
- Device Adress
- Mapa de señales con sus direcciones (telemetría)

A continuación, se muestra la configuración que se realizó en la RTU para integrar un medidor de servicios auxiliares y se tomó en cuenta los parámetros mencionados líneas arriba:

Figura N° 4.11: Línea de Comunicación en Modbus

The image shows a configuration window for a Modbus communication line. It is divided into two main sections: 'Serial Options' and 'Device Parameters'.

**Serial Options:**

- Data Bits:** Radio buttons for 7 and 8. The 8-bit option is selected.
- Baud Rate:** A dropdown menu set to 19200.
- Stop Bits:** Radio buttons for 1 and 2. The 1-bit option is selected.
- Parity:** Radio buttons for None, Odd, and Even. The None option is selected.
- Receive Parameters:**
  - Inter Byte Time (msec):** A text input field containing the value 50.
- Transmit Parameters:**
  - Poll Delay (msec):** A text input field containing the value 0.
  - Warm Up Time (msec):** A text input field containing the value 0.
  - Warm Down Time (msec):** A text input field containing the value 1.
- DTR State:** A checkbox that is currently unchecked.
- Clear RX On Warmdown:** A checkbox that is currently checked.

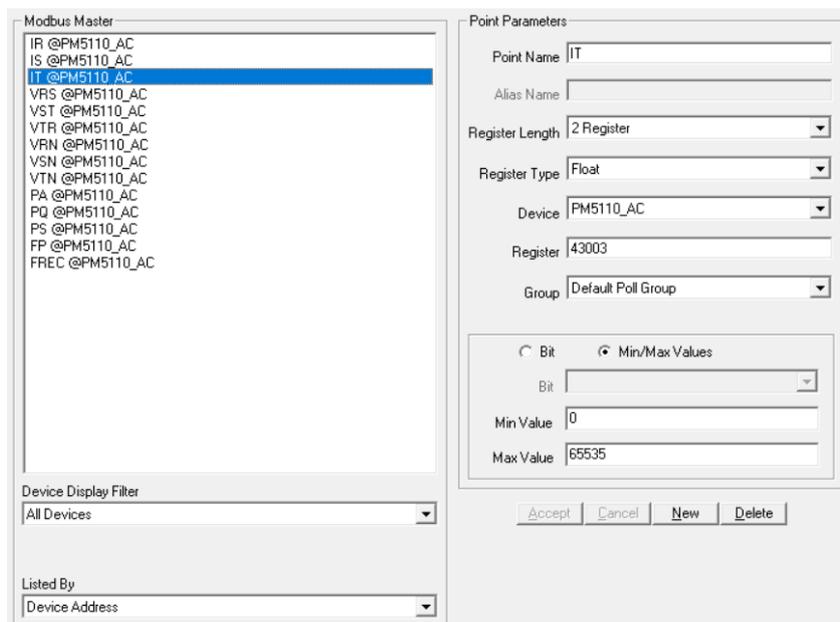
**Device Parameters:**

- Description:** A text input field containing 'PM5110\_AC'.
- Device Address:** A text input field containing '6'.
- Response Timeout (msec):** A text input field containing '1000'.
- Retries:** A text input field containing '3'.
- Modbus Routing:** A checkbox that is currently unchecked.

Fuente: Elaboración Propia

Con respecto a los parámetros: device adress se definió en el propio equipo (medidor de servicios auxiliares) y el mapa de señales sirvió para definir el tag de las señales, el tipo de las señales y la telemetría.

Figura N° 4.12: Mapa de señales de un medidor de SS. AA.



The image shows a software window titled "Modbus Master" with two main panes. The left pane, "Modbus Master", contains a list of signals: IR @PM5110\_AC, IS @PM5110\_AC, IT @PM5110\_AC (highlighted in blue), VRS @PM5110\_AC, VST @PM5110\_AC, VTR @PM5110\_AC, VRN @PM5110\_AC, VSN @PM5110\_AC, VTN @PM5110\_AC, PA @PM5110\_AC, PQ @PM5110\_AC, PS @PM5110\_AC, FP @PM5110\_AC, and FREC @PM5110\_AC. Below this list are two dropdown menus: "Device Display Filter" set to "All Devices" and "Listed By" set to "Device Address". The right pane, "Point Parameters", is for configuring the selected signal "IT". It includes fields for "Point Name" (IT), "Alias Name" (empty), "Register Length" (2 Register), "Register Type" (Float), "Device" (PM5110\_AC), "Register" (43003), and "Group" (Default Poll Group). At the bottom of this pane are radio buttons for "Bit" and "Min/Max Values" (selected), a "Bit" dropdown, and input fields for "Min Value" (0) and "Max Value" (65535). At the very bottom of the window are buttons for "Accept", "Cancel", "New", and "Delete".

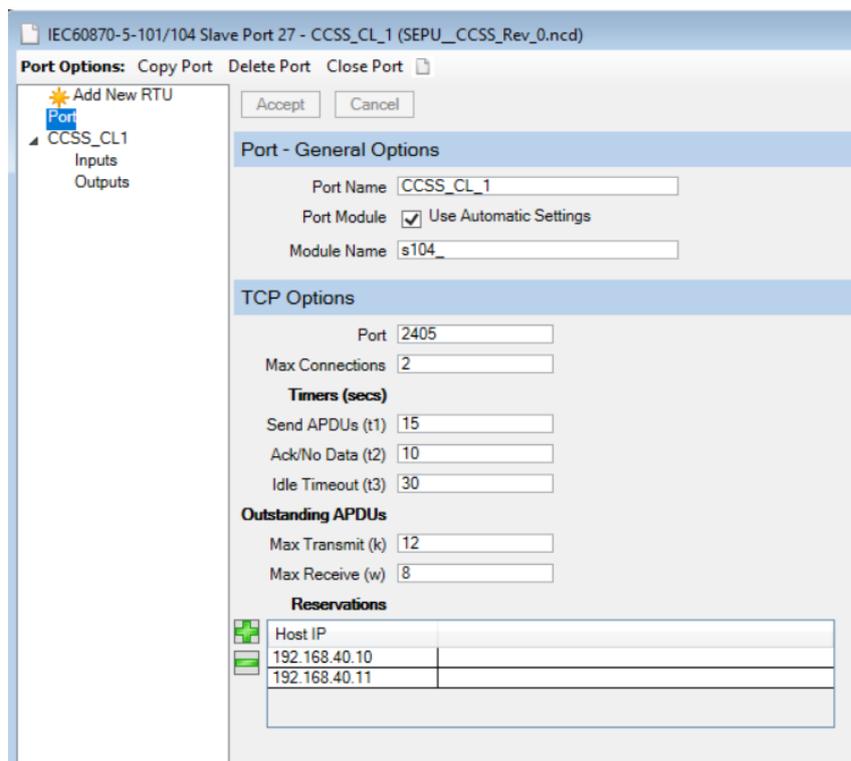
Fuente: Elaboración Propia

Cuando se terminó de mapear todas las señales de los equipos a su respectiva RTU, se procedió a crear dos líneas de comunicación, una línea para enviar al HMI de su subestación correspondiente y otra línea para enviar al centro de control. Para ambas líneas de comunicación se utilizó el protocolo de comunicación IEC 104 y se tuvo en cuenta los siguientes parámetros:

- Puerto
- Timers
- APDUs
- La IP del master
- Mapa de señales con sus direcciones (telemetría)

A continuación, se muestra la configuración que se realizó en la RTU. Se tomó en cuenta los parámetros mencionados líneas arriba:

Figura N° 4.13: Línea de Comunicación en IEC 104



Fuente: Elaboración Propia

Con respecto a los parámetros: el puerto que se usó en este caso es 2405, los timers y APDUs se configuraron de igual manera que en el SCADA para lograr la comunicación, la IP de los masters (para enviar al HMI se tiene un solo master, mientras que para enviar al SCADA se tiene dos masters: el servidor host y stand-by) y por último la lista de señales con sus direcciones. Esta lista contiene las señales de todos los equipos aguas abajo entre ellos medidores de energía, medidores de servicios auxiliares, relés de protección, etc.

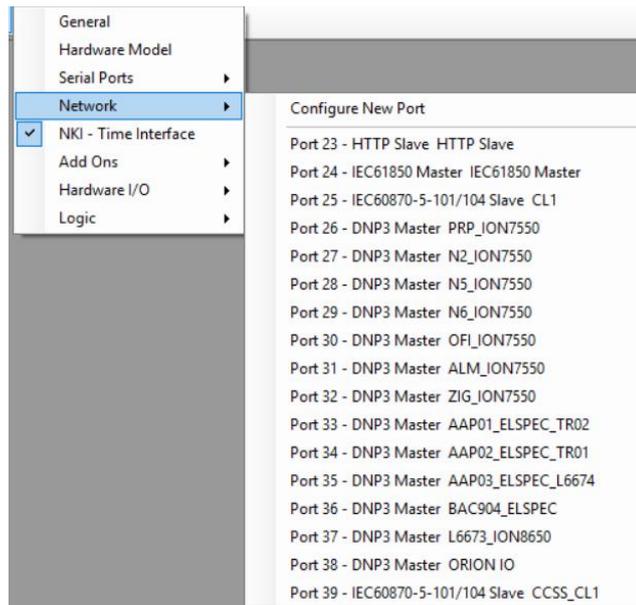
A continuación, se detallará las líneas de comunicación que fueron creadas por cada subestación:

#### 4.2.4.1. Subestación Yarinacocha (SEYA)

En esta subestación se creó las siguientes líneas de comunicación:

Utilizando el medio físico ethernet:

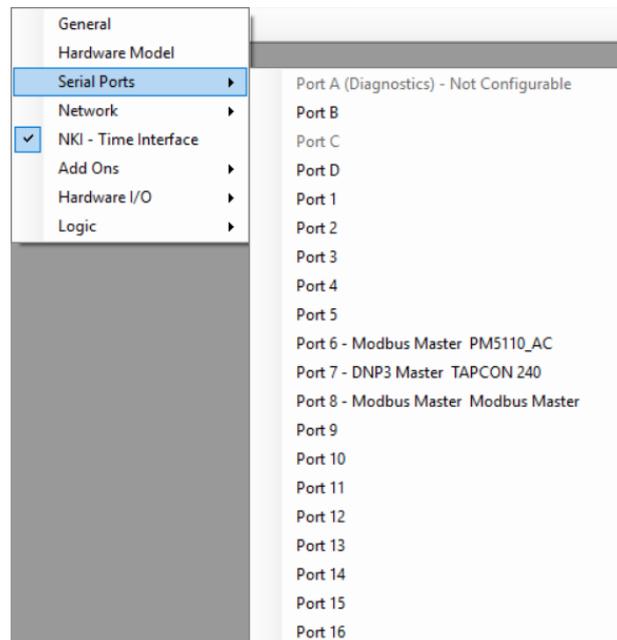
Figura N° 4.14: Líneas de comunicación 1 - SEYA



Fuente: Elaboración Propia

Utilizando el medio físico serial:

Figura N° 4.15: Líneas de comunicación 2 – SEYA



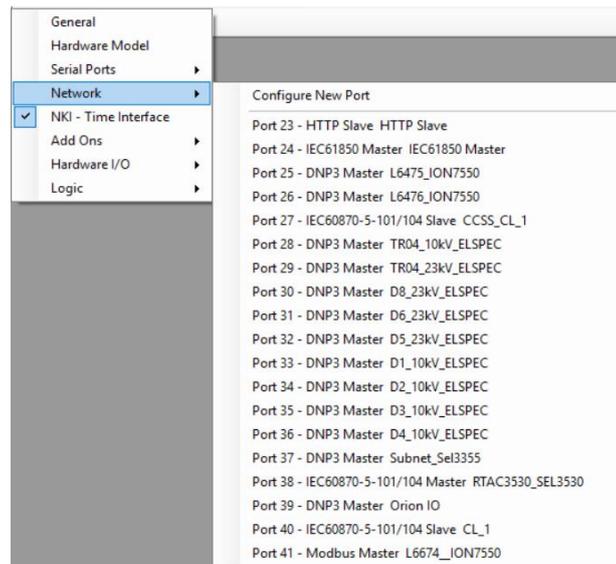
Fuente: Elaboración Propia

#### 4.2.4.2. Subestación Parque Industrial (SEPI)

En esta subestación se creó las siguientes líneas de comunicación:

Utilizando el medio físico ethernet:

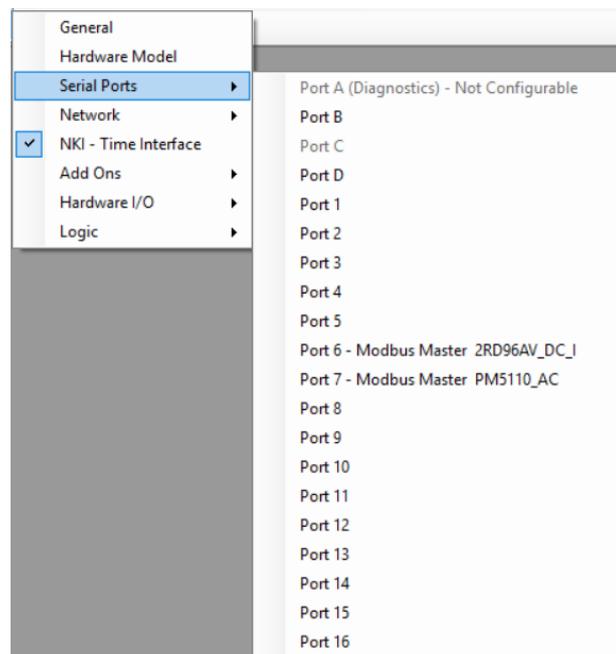
Figura N° 4.16: Líneas de comunicación 1 - SEPI



Fuente: Elaboración Propia

Utilizando el medio físico serial:

Figura N° 4.17: Líneas de comunicación 2 – SEPI



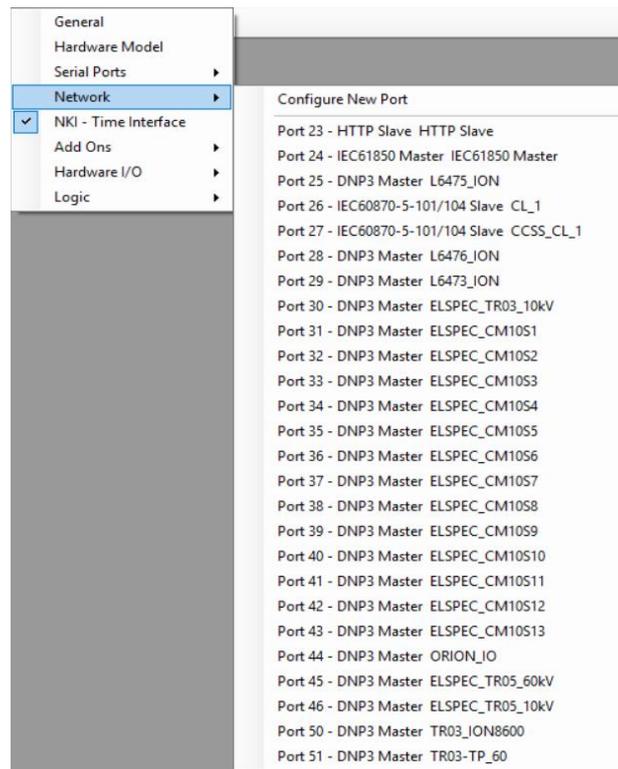
Fuente: Elaboración Propia

#### 4.2.4.3. Subestación Pucallpa (SEPU)

En esta subestación se creó las siguientes líneas de comunicación:

Utilizando el medio físico ethernet:

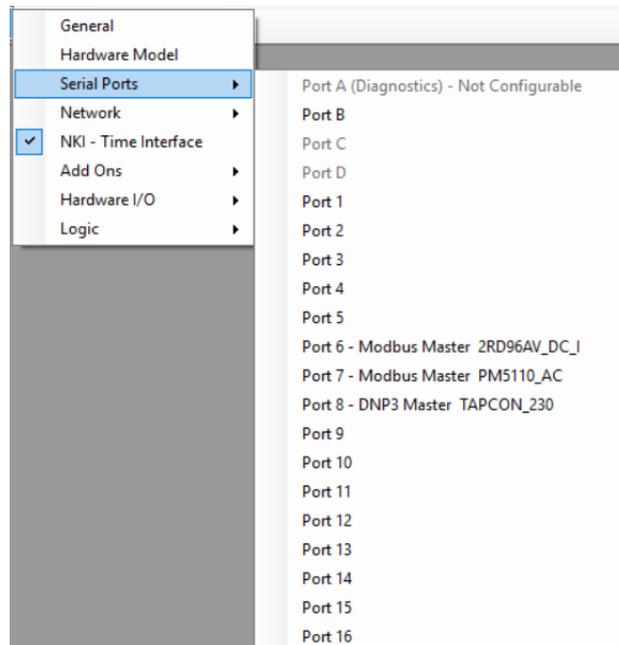
Figura N° 4.18: Líneas de comunicación 1 - SEPU



Fuente: Elaboración Propia

Utilizando el medio físico serial:

Figura N° 4.19: Líneas de comunicación 2 – SEPU



Fuente: Elaboración Propia

## 4.2.5. Configuración del SCADA Survalent

### 4.2.5.1. Configuración de las líneas de comunicación

Después de configurar las líneas de comunicación en la misma RTU usando el protocolo de comunicación IEC 104, se configuro una línea de comunicación para cada RTU (en una subestación existe una RTU). En el SCADA Survalent cada línea de comunicación tiene asociada una RTU, la cual es configurada en el sistema.

Figura N° 4.20: Líneas de comunicación en el SCADA

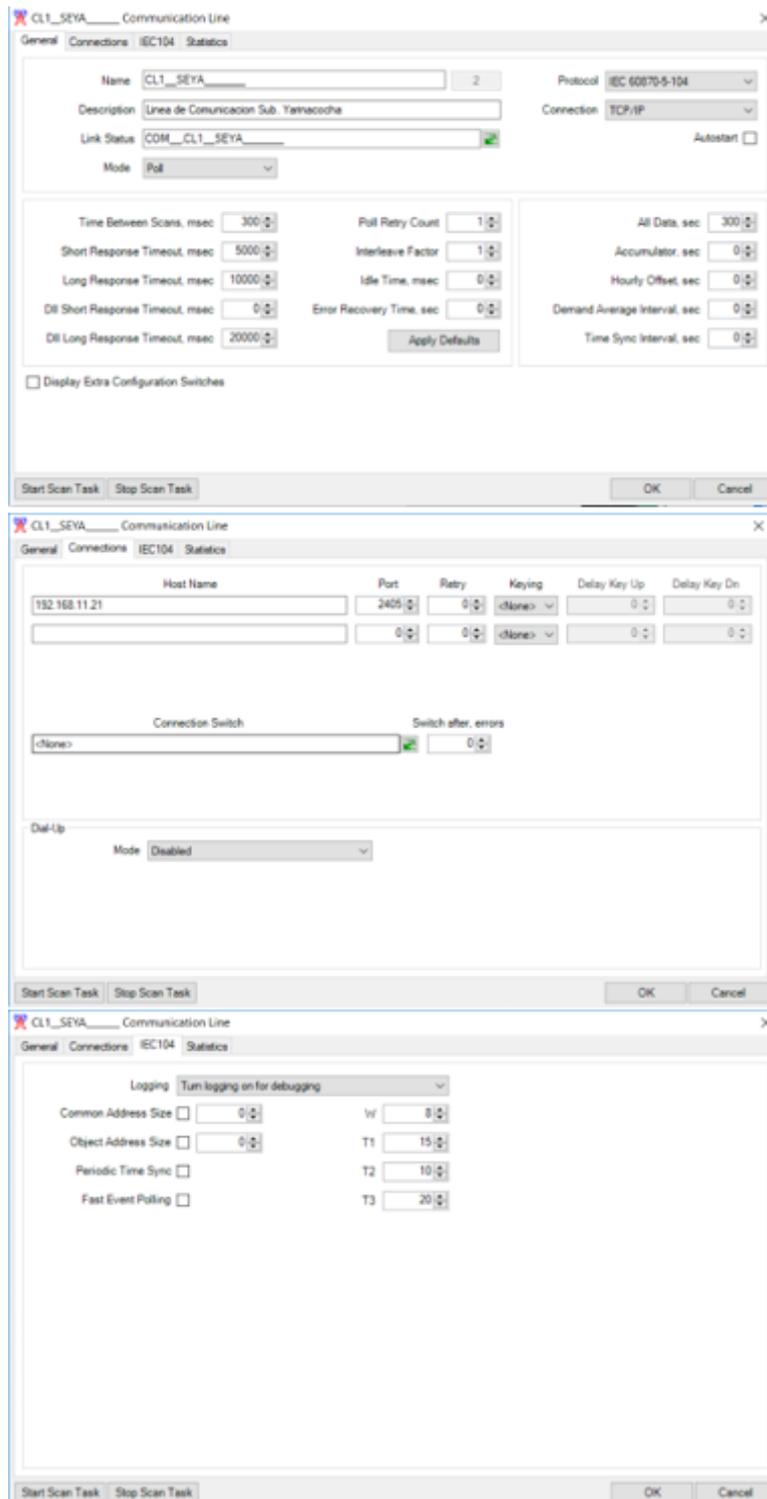
Name	Description	Protocol	Autostart	Active	Restart	ID
CL1_SEPI	Línea de Comunicación Sub. Parque Industrial	IEC 60870-5-104	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	3
CL1_SEPU	Línea de Comunicación Sub. Pucallpa	IEC 60870-5-104	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1
CL1_SEYA	Línea de Comunicación Sub. Yanacocha	IEC 60870-5-104	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	2

Fuente: Elaboración Propia

Las líneas de comunicación se configuraron en el programa STC Explorer, como se puede observar en la figura anterior en la columna "Protocol" se puede verificar el tipo de protocolo de comunicación.

Para configurar una línea de comunicación en el STC Explorer se necesita tener en cuenta los mismos parámetros que se tuvo para configurar una línea en la RTU.

Figura N° 4.21: Configuración de una línea de comunicación en el SCADA



Fuente: Elaboración Propia

Como se mencionó líneas arriba, para cada línea de comunicación se asoció una RTU y se puede observar en la siguiente figura:

Figura N° 4.22: RTU's en el SCADA

Address	Name	Description	ComLine	Protocol	ID
1	RTU1_SEPI_____	RTU Sub. Parque Industrial	CL1__SEPI_____	IEC 60870-5-104	3
1	RTU1_SEPU_____	RTU Sub. Pucallpa	CL1__SEPU_____	IEC 60870-5-104	1
1	RTU1_SEYA_____	RTU Sub. Yarinacocha	CL1__SEYA_____	IEC 60870-5-104	2

Fuente: Elaboración Propia

Las RTU's se configuraron en el programa STC Explorer, como se puede observar en la figura anterior en la columna "ComLine" se puede verificar a que línea de comunicación pertenece cada RTU configurada.

La siguiente figura se muestra la configuración de la RTU en el STC Explorer:

Figura N° 4.23: Configuración de una RTU en el SCADA

RTU1\_SEYA\_\_\_\_\_ RTU

General Connections IEC104 Statistics

Name: RTU1\_SEYA\_\_\_\_\_ 2

Description: RTU Sub. Yarinacocha

Link Status: COM\_\_RTU1\_SEYA\_\_\_\_\_ [OK]

Communication Line: CL1\_\_SEYA\_\_\_\_\_ Protocol: IEC 60870-5-104

Connection: Use ComLine Settings

Address: 1 RTU Type: Other

Fast Scan: <None> [OK]

Display Extra Configuration Switches

OK Cancel

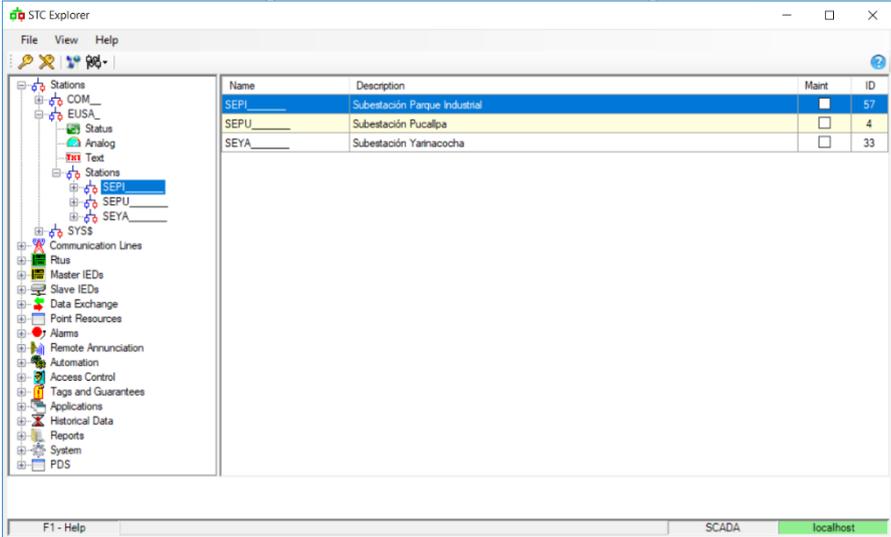
Fuente: Elaboración Propia

En el parámetro "Communication Line" se configuro a que línea de comunicación está asociada la RTU. Además, en el parámetro "Adress" se colocó el mismo "Device Adress" que se configuro en la RTU.

#### 4.2.5.2. Creación de la base de datos e Interfaz Grafica

Primero se partió por crear las estaciones madres, estas vienen hacer las tres subestaciones de potencia:

Figura N° 4.24: Estaciones madres



The screenshot shows the STC Explorer interface. On the left is a tree view with categories like Stations, Status, Analog, Text, SYSS, Communication Lines, Rtus, Master IEDs, Slave IEDs, Data Exchange, Point Resources, Alarms, Remote Annunciation, Automation, Access Control, Tags and Guarantees, Applications, Historical Data, Reports, System, and PDS. The 'Stations' category is expanded, showing sub-stations SEPI, SEPU, and SEYA. On the right is a table with the following data:

Name	Description	Maint	ID
SEPI	Subestación Parque Industrial	<input checked="" type="checkbox"/>	57
SEPU	Subestación Pucallpa	<input type="checkbox"/>	4
SEYA	Subestación Yairnacocha	<input type="checkbox"/>	33

Fuente: Elaboración Propia

Segundo, se dimensiono las cantidades de estaciones hijas para cada estación madre. Por ejemplo, una estación hija puede ser una línea de 60kV y se representa con el siguiente tag SEPI\_\_60kV\_\_L6475\_. El tag de cada estación hija nos debe permitir saber a qué estación pertenece (SEYA, SEPI o SEPU), nivel de tensión (60kV, 23kV o 10Kv) y saber si es una línea, un transformador o un alimentador. Además, ninguna estación madre e hija tienen el mismo tag.

A continuación, se muestra las estaciones hijas de cada subestación de potencia que posee la empresa distribuidora Electro Ucayali.

Figura N° 4.25: Estaciones hijas de SEPI

Name	Description	Maint	ID
SEPI_10kV_TR04	Trafo TR04 - 10kV	<input checked="" type="checkbox"/>	58
SEPI_10kV_D1	Alimentador D1 - 10kV	<input type="checkbox"/>	59
SEPI_10kV_D2	Alimentador D2 - 10kV	<input type="checkbox"/>	60
SEPI_10kV_D3	Alimentador D3 - 10kV	<input type="checkbox"/>	61
SEPI_10kV_D4	Alimentador D4 - 10kV	<input type="checkbox"/>	62
SEPI_23kV_TR04	Trafo TR04 - 23kV	<input type="checkbox"/>	63
SEPI_23kV_D5	Alimentador D5 - 23kV	<input type="checkbox"/>	64
SEPI_23kV_D6	Alimentador D6 - 23kV	<input type="checkbox"/>	65
SEPI_23kV_D8	Alimentador D8 - 23kV	<input type="checkbox"/>	66
SEPI_23kV_R1	Reconector R1 - 23kV	<input type="checkbox"/>	67
SEPI_23kV_R2	Reconector R2 - 23kV	<input type="checkbox"/>	68
SEPI_23kV_R3	Reconector R3 - 23kV	<input type="checkbox"/>	69
SEPI_23kV_R4	Reconector R4 - 23kV	<input type="checkbox"/>	70
SEPI_23kV_R5	Reconector R4 - 23kV	<input type="checkbox"/>	71
SEPI_23kV_R6	Reconector R6 - 23kV	<input type="checkbox"/>	72
SEPI_60kV_TR04	Trafo TR04 - 60kV	<input type="checkbox"/>	73
SEPI_60kV_L6475	Linea L6475 - 60kV	<input type="checkbox"/>	74
SEPI_60kV_L6476	Linea L6476 - 60kV	<input type="checkbox"/>	75
SEPI_60kV_L6674	Linea L6474 - 60kV	<input type="checkbox"/>	76
SEPI_AC_SSAA	Servicios Auxiliares 380/220 vac	<input type="checkbox"/>	79
SEPI_DC_SSAA	Servicios Auxiliares 220 vdc	<input type="checkbox"/>	80
SEPI_DIDO	RTU Onon IO	<input type="checkbox"/>	77
SEPI_EQP_COM	Equipos de Comunicacion	<input type="checkbox"/>	78
SEPI_TRAFO_TR04	Trafo TR04	<input type="checkbox"/>	81

Fuente: Elaboración Propia

Figura N° 4.26: Estaciones hijas de SEPU

Name	Description	Maint	ID
SEPU_10kV_C10	Alimentador CM10S10 - 10kV	<input checked="" type="checkbox"/>	6
SEPU_10kV_C11	Alimentador CM10S11 - 10kV	<input type="checkbox"/>	7
SEPU_10kV_C12	Alimentador CM10S12 - 10kV	<input type="checkbox"/>	8
SEPU_10kV_C13	Alimentador CM10S13 - 10kV	<input type="checkbox"/>	9
SEPU_10kV_C1	Alimentador CM10S1 - 10kV	<input type="checkbox"/>	5
SEPU_10kV_C2	Alimentador CM10S2 - 10kV	<input type="checkbox"/>	10
SEPU_10kV_C3	Alimentador CM10S3 - 10kV	<input type="checkbox"/>	11
SEPU_10kV_C4	Alimentador CM10S4 - 10kV	<input type="checkbox"/>	12
SEPU_10kV_C5	Alimentador CM10S5 - 10kV	<input type="checkbox"/>	13
SEPU_10kV_C6	Alimentador CM10S6 - 10kV	<input type="checkbox"/>	14
SEPU_10kV_C7	Alimentador CM10S7 - 10kV	<input type="checkbox"/>	15
SEPU_10kV_C8	Alimentador CM10S8 - 10kV	<input type="checkbox"/>	16
SEPU_10kV_C9	Alimentador CM10S9 - 10kV	<input type="checkbox"/>	17
SEPU_10kV_TR03	Trafo TR03 - 10kV	<input type="checkbox"/>	18
SEPU_10kV_TR05	Trafo TR05 - 10kV	<input type="checkbox"/>	19
SEPU_23kV_TR03	Trafo TR03 - 23kV	<input type="checkbox"/>	20
SEPU_23kV_TR05	Trafo TR05 - 23kV	<input type="checkbox"/>	21
SEPU_60kV_L6475	Linea L6475 - 60kV	<input type="checkbox"/>	22
SEPU_60kV_L6476	Linea L6476 - 60kV	<input type="checkbox"/>	23
SEPU_60kV_L6673	Linea L6673 - 60kV	<input type="checkbox"/>	24
SEPU_60kV_TR03	Trafo TR03 - 60kV	<input type="checkbox"/>	25
SEPU_60kV_TR05	Trafo TR05 - 60kV	<input type="checkbox"/>	26
SEPU_AC_SSAA	Equipos de servicios auxiliares	<input type="checkbox"/>	27
SEPU_DC_SSAA	Equipos de servicios auxiliares	<input type="checkbox"/>	28
SEPU_DIDO	RTU Onon IO	<input type="checkbox"/>	29
SEPU_EQP_COM	Equipos de Comunicacion	<input type="checkbox"/>	30
SEPU_TRAFO_TR03	Trafo TR03	<input type="checkbox"/>	31
SEPU_TRAFO_TR05	Trafo TR05	<input type="checkbox"/>	32

Fuente: Elaboración Propia

Figura N° 4.27: Estaciones hijas de SEYA

Name	Description	Maint	ID
SEYA_10kV_ALM	Alimentador IN-ALM - 10kV	<input checked="" type="checkbox"/>	34
SEYA_10kV_BAC901	Alimentador BAC901 - 10kV	<input type="checkbox"/>	35
SEYA_10kV_BAC902	Alimentador BAC902 - 10kV	<input type="checkbox"/>	36
SEYA_10kV_BAC903	Alimentador BAC903 - 10kV	<input type="checkbox"/>	37
SEYA_10kV_BAC904	Alimentador BAC904 - 10kV	<input type="checkbox"/>	38
SEYA_10kV_N2	Alimentador IN-C2 - 10kV	<input type="checkbox"/>	39
SEYA_10kV_N5	Alimentador IN-C5 - 10kV	<input type="checkbox"/>	40
SEYA_10kV_N6	Alimentador IN-C6 - 10kV	<input type="checkbox"/>	41
SEYA_10kV_OFI	Alimentador IN-OFI - 10kV	<input type="checkbox"/>	42
SEYA_10kV_PRP	Alimentador IN-PRP - 10kV	<input type="checkbox"/>	43
SEYA_10kV_TR01	Trafo TR01 - 10kV	<input type="checkbox"/>	44
SEYA_10kV_TR02	Trafo TR02 - 10kV	<input type="checkbox"/>	45
SEYA_10kV_ZIG	Alimentador IN-ZIG - 10kV	<input type="checkbox"/>	46
SEYA_60kV_L6673	Linea L6673 - 60kV	<input type="checkbox"/>	47
SEYA_60kV_L6674	Linea L6674 - 60kV	<input type="checkbox"/>	48
SEYA_60kV_TR01	Trafo TR01 - 60kV	<input type="checkbox"/>	49
SEYA_60kV_TR02	Trafo TR02 - 60kV	<input type="checkbox"/>	50
SEYA_AC_SSAA	Equipos de servicios auxiliares	<input type="checkbox"/>	51
SEYA_DC_SSAA	Equipos de servicios auxiliares	<input type="checkbox"/>	52
SEYA_DIDO	RTU Orion IO	<input type="checkbox"/>	53
SEYA_EQP_COM	Equipos de Comunicacion	<input type="checkbox"/>	54
SEYA_TRAFO_TR01	Trafo TR01	<input type="checkbox"/>	55
SEYA_TRAFO_TR02	Trafo TR02	<input type="checkbox"/>	56

Fuente: Elaboración Propia

Después de crear las estaciones se procedió a crear las señales analógicas y discretas. Las señales analógicas se configuraron en el programa llamado “Analog Points”, mientras que las señales discretas en “Status Points”.

Figura N° 4.28: Status Points Viewer

Name	Value	C	CtrlStatus	Nak	B	RTU	A.B.C.D
SEPU_10kV_C1_TRP_67N_E1	Normal(0)					RTU1_SEPU	261.1.0.0
SEPU_10kV_C1_AL_67N_E1	Normal(0)					RTU1_SEPU	262.1.0.0
SEPU_10kV_C1_TRP_67N_E2	Normal(0)					RTU1_SEPU	263.1.0.0
SEPU_10kV_C1_AL_67N_E2	Normal(0)					RTU1_SEPU	264.1.0.0
SEPU_10kV_C1_AL_27_E1	Normal(0)					RTU1_SEPU	265.1.0.0
SEPU_10kV_C1_TRP_27_E1	Normal(0)					RTU1_SEPU	266.1.0.0
SEPU_10kV_C1_TRP_27_E2	Normal(0)					RTU1_SEPU	267.1.0.0
SEPU_10kV_C1_AL_27_E2	Normal(0)					RTU1_SEPU	268.1.0.0
SEPU_10kV_C1_TRP_59_E1	Normal(0)					RTU1_SEPU	269.1.0.0
SEPU_10kV_C1_AL_59_E1	Normal(0)					RTU1_SEPU	270.1.0.0
SEPU_10kV_C1_TRP_59_E2	Normal(0)					RTU1_SEPU	271.1.0.0
SEPU_10kV_C1_AL_59_E2	Normal(0)					RTU1_SEPU	272.1.0.0
SEPU_10kV_C1_TRP_51N_E1	Normal(0)					RTU1_SEPU	273.1.0.0
SEPU_10kV_C1_AL_51N_E1	Normal(0)					RTU1_SEPU	274.1.0.0
SEPU_10kV_C1_TRP_51N_E2	Normal(0)					RTU1_SEPU	275.1.0.0
SEPU_10kV_C1_AL_51N_E2	Normal(0)					RTU1_SEPU	276.1.0.0
SEPU_10kV_C1_TRP_51P_E1	Normal(0)					RTU1_SEPU	277.1.0.0
SEPU_10kV_C1_AL_51P_E1	Normal(0)					RTU1_SEPU	278.1.0.0
SEPU_10kV_C1_TRP_51P_E2	Normal(0)					RTU1_SEPU	279.1.0.0
SEPU_10kV_C1_AL_51P_E2	Normal(0)					RTU1_SEPU	280.1.0.0
SEPU_10kV_C1_TRP_49F	Normal(0)					RTU1_SEPU	281.1.0.0
SEPU_10kV_C1_AL_49F	Normal(0)					RTU1_SEPU	282.1.0.0
SEPU_10kV_C1_AL_RESDES	Normal(0)					RTU1_SEPU	283.1.0.0
SEPU_10kV_C1_AL_SF6	Normal(0)					RTU1_SEPU	284.1.0.0
SEPU_10kV_C1_SLR_C1	Local(0)					RTU1_SEPU	285.1.0.0

Fuente: Elaboración Propia

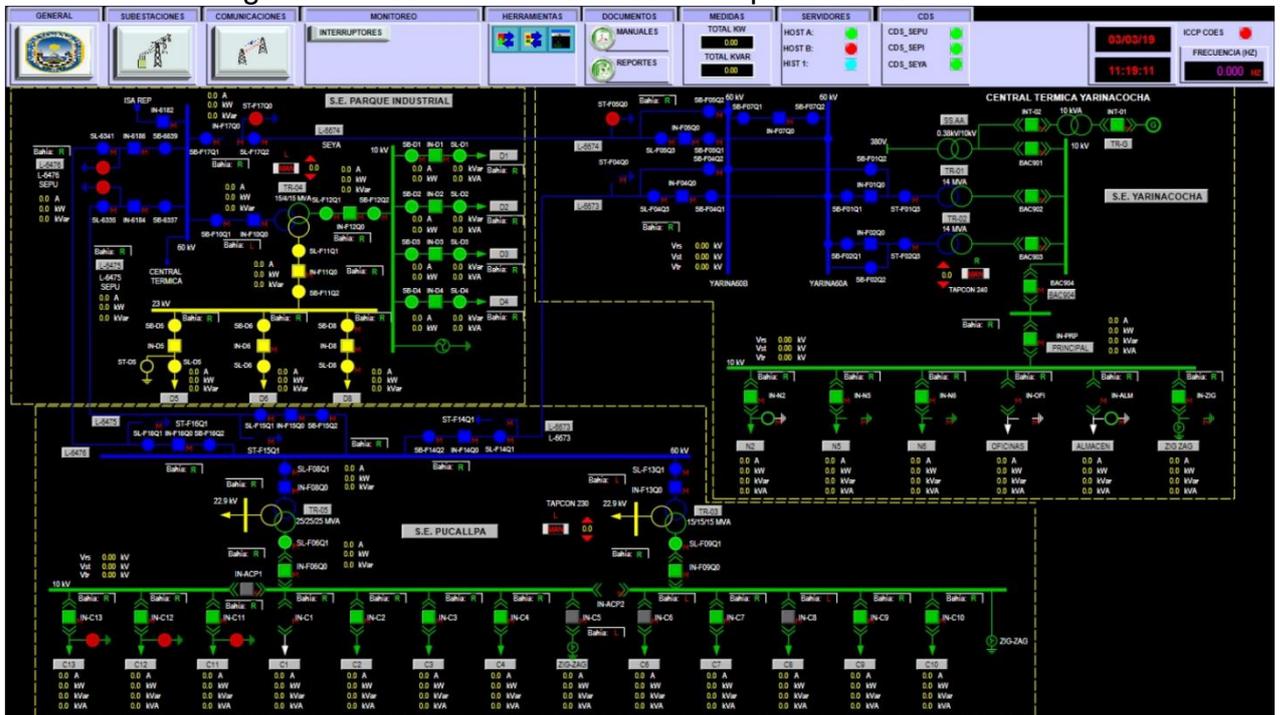
Figura N° 4.29: Analog Points Viewer

Name	Description	Value	C	Unit
SEYA_10kV_N6_OUT	Duración de la Interrupción	0.000000		
SEYA_10kV_N6_OPE	Total de Operaciones	3.00		
SEYA_10kV_N6_SLR_N6	Posición Local / Remoto Controlador de Bahía REF630	0.000000		
SEYA_10kV_N6_IR_MS	Corriente R	0.000000	A	
SEYA_10kV_N6_IS_MS	Corriente S	0.000000	A	
SEYA_10kV_N6_IT_MS	Corriente T	0.000000	A	
SEYA_10kV_N6_VRS_MS	Tensión R-S	0.000000	Kv	
SEYA_10kV_N6_VST_MS	Tensión S-T	0.000000	Kv	
SEYA_10kV_N6_VTR_MS	Tensión T-R	0.000000	Kv	
SEYA_10kV_N6_VRN_MS	Tensión R	0.000000	Kv	
SEYA_10kV_N6_VSN_MS	Tensión S	0.000000	Kv	
SEYA_10kV_N6_VTN_MS	Tensión T	0.000000	Kv	
SEYA_10kV_N6_P_MS	Potencia Activa (P)	0.000000	kW	
SEYA_10kV_N6_Q_MS	Potencia Reactiva (Q)	0.000000	kVAR	
SEYA_10kV_N6_S_MS	Potencia Aparente (S)	0.000000	kVA	
SEYA_10kV_N6_FP_MS	Factor de Potencia	0.000000		
SEYA_10kV_N6_FRE_MS	Frecuencia	0.000000	Hz	
SEYA_10kV_N6_IRE_MS	Corriente residual	0.000000	Hz	
SEYA_10kV_N6_VRN_MP	Tensión R	0.000000	kV	
SEYA_10kV_N6_VSN_MP	Tensión S	0.000000	kV	
SEYA_10kV_N6_VTN_MP	Tensión T	0.000000	kV	
SEYA_10kV_N6_VRS_MP	Tensión R-S	0.000000	kV	
SEYA_10kV_N6_VST_MP	Tensión S-T	0.000000	kV	
SEYA_10kV_N6_VTR_MP	Tensión T-R	0.000000	kV	
SEYA_10kV_N6_IR_MP	Corriente R	0.000000	A	

Fuente: Elaboración Propia

Después de crear la base de datos, se realizó la creación de la Interfaz Gráfica en el programa llamado “SmartVu”. Esta Interfaz es utilizada para una mayor facilidad de lectura de datos de los equipos y operación de dichos datos.

Figura N° 4.30: Interfaz Gráfica Principal de EUSA



Fuente: Elaboración Propia

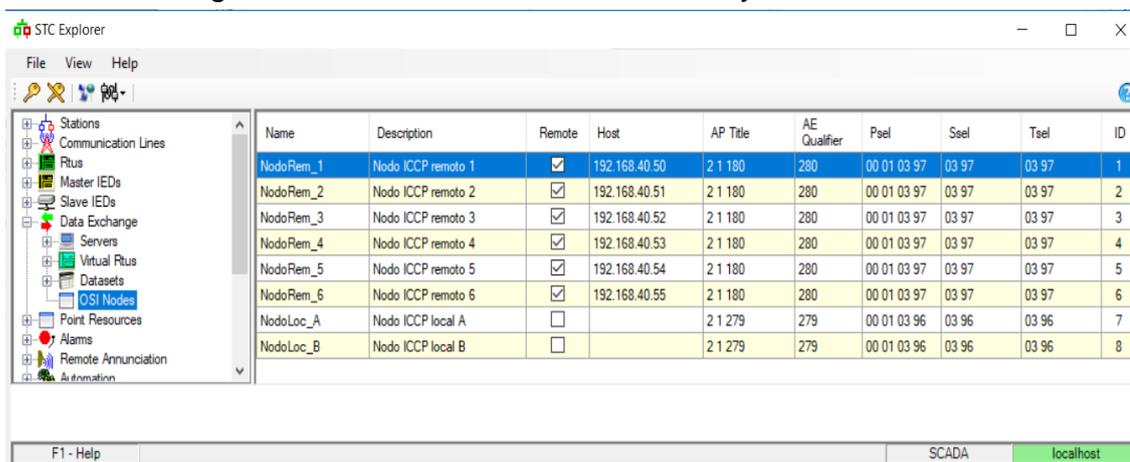
### 4.2.5.3. Envió de datos al COES

El sistema SCADA/ICCP de la marca Survalent tiene la gran ventaja de tener embebido el protocolo de comunicación ICCP, permitiendo configurar la línea de comunicación hacia el centro de control de COES desde el mismo servidor SCADA.

Cuando se configuro la línea de comunicación en los servidores SCADA/ICCP se tuvo en cuenta la información que el COES envió a Electro Ucayali S.A. en el ANEXO B.

Se comenzó por la configuración de los nodos, existen dos tipos de nodos: nodo local y nodo remoto. Siendo los nodos locales los dos servidores SCADA/ICCP instalados y configurados en el centro de control de Electro Ucayali S.A., mientras que los nodos remotos son los seis servidores del centro de control del COES. A continuación, se detalla la lista de nodos y la configuración de los nodos:

Figura N° 4.31: Lista de Nodos locales y remotos



Name	Description	Remote	Host	AP Title	AE Qualifier	Psel	Ssel	Tsel	ID
NodoRem_1	Nodo ICCP remoto 1	<input checked="" type="checkbox"/>	192.168.40.50	2 1 180	280	00 01 03 97	03 97	03 97	1
NodoRem_2	Nodo ICCP remoto 2	<input checked="" type="checkbox"/>	192.168.40.51	2 1 180	280	00 01 03 97	03 97	03 97	2
NodoRem_3	Nodo ICCP remoto 3	<input checked="" type="checkbox"/>	192.168.40.52	2 1 180	280	00 01 03 97	03 97	03 97	3
NodoRem_4	Nodo ICCP remoto 4	<input checked="" type="checkbox"/>	192.168.40.53	2 1 180	280	00 01 03 97	03 97	03 97	4
NodoRem_5	Nodo ICCP remoto 5	<input checked="" type="checkbox"/>	192.168.40.54	2 1 180	280	00 01 03 97	03 97	03 97	5
NodoRem_6	Nodo ICCP remoto 6	<input checked="" type="checkbox"/>	192.168.40.55	2 1 180	280	00 01 03 97	03 97	03 97	6
NodoLoc_A	Nodo ICCP local A	<input type="checkbox"/>		2 1 279	279	00 01 03 96	03 96	03 96	7
NodoLoc_B	Nodo ICCP local B	<input type="checkbox"/>		2 1 279	279	00 01 03 96	03 96	03 96	8

Fuente: Elaboración Propia

Figura N° 4.32: Configuración de un nodo remoto

The screenshot shows the 'OSI Node' configuration window with the 'General' tab selected. The 'AR Name' is 'NodoRem 1' and the 'Description' is 'Nodo ICCP remoto 1'. The 'Remote' radio button is selected, and the 'Host Name' is '192.168.40.50'. In the 'Addressing' section, 'AP Title' is checked with values 2, 1, and 180. 'AP Invoke ID' is 0. 'AE Qualifier' is checked with value 280. 'AE Invoke ID' is 0. 'PSel' has values 00, 01, 03, 97. 'SSel' has values 03, 97. 'TSel' has values 03, 97. The 'Delimited by Space' checkbox is checked. Buttons for 'IEC61850 Defaults', 'OK', and 'Cancel' are at the bottom.

Fuente: Elaboración Propia

Figura N° 4.33: Configuración de un nodo remoto

The screenshot shows the 'OSI Node' configuration window with the 'General' tab selected. The 'AR Name' is 'NodoLoc\_A' and the 'Description' is 'Nodo ICCP local A'. The 'Local' radio button is selected. In the 'Addressing' section, 'AP Title' is checked with values 2, 1, and 279. 'AP Invoke ID' is 0. 'AE Qualifier' is checked with value 279. 'AE Invoke ID' is 0. 'PSel' has values 00, 01, 03, 96. 'SSel' has values 03, 96. 'TSel' has values 03, 96. The 'Delimited by Space' checkbox is checked. Buttons for 'IEC61850 Defaults', 'OK', and 'Cancel' are at the bottom.

Fuente: Elaboración Propia

Posteriormente a la configuración de los nodos, se configuro el servidor ICCP, insertando el nombre de la tabla bilateral, los nodos (locales y remotos), la versión del protocolo ICCP (ambos extremos deben poseer la misma versión)

Figura N° 4.34: Configuración del servidor ICCP

The screenshot shows the 'DE Server' configuration window with the 'ICCP' tab selected. The 'General' section includes 'Type of Connection' set to 'Listen', 'Validate Connection Client' unchecked, 'Version' set to '2000-8', 'Bilateral Table ID' set to 'VER\_0', 'Max. PDU Size, bytes' set to '32000', and 'Life Check Interval, sec' set to '100'. The 'Nodes' section is a table with columns for 'Local Node' and 'Remote Node'. The 'Server' section has 'Domain Name' set to 'EUSA', 'Critical Response Time, sec' set to '20', and 'Minimum Interval, sec' set to '4'. The 'Client' section has 'Domain Name' set to 'COES\_EUSA', 'Connection Delay, sec' set to '2', and 'Connection Retry, sec' set to '4'. Buttons for 'Start Server', 'Stop Server', 'OK', and 'Cancel' are at the bottom.

	Local Node	Remote Node
A	NodoLoc_A	NodoRem_1
B	NodoLoc_B	NodoRem_2
C	<None>	NodoRem_3
D	<None>	NodoRem_4
E		NodoRem_4
F		NodoRem_6
G		<None>
H		<None>

Fuente: Elaboración Propia

Continuamos con la configuración del Dataset y la Virtual RTU, se tomó en cuenta que el Dataset es requisito para configurar la Virtual RTU.

Figura N° 4.35: Configuración del Dataset

The screenshot shows the 'DE Dataset' configuration window with the 'General' tab selected. The 'Name' field is 'DATASET\_OUTPUT\_EUSA' and the 'Description' field is 'Datos para el envío al COES'. The 'Protocol' dropdown is set to 'ICCP'. Buttons for 'OK' and 'Cancel' are at the bottom.

Fuente: Elaboración Propia

Figura N° 4.36: Configuración de la Virtual RTU

DE Virtual RTU

General ICCP

Name: VRTU\_OUTPUT\_EUSA\_ 1

Description: RTU virtual para el envío de datos

Server: EUSA\_ Protocol: ICCP

Dataset: DATASET\_OUTPUT\_EUSA Modify Enable

Address: 1

Control Enabled

Never

Always

By Point  <None> is 0

OK Cancel

Fuente: Elaboración Propia

Finalmente, se configuro los puntos discretos y analógicos que solicito el centro de control del COES. Para enviar un punto: primero se seleccionó que punto de la base de datos necesitamos para posteriormente colocarle un alias con el cual el COES lo distinguiría. Esto es tanto para puntos discretos como para puntos analógicos.

Figura N° 4.37: Configuración de un punto discreto

ICCP: Dataset Status Point

General

Point: SEPI\_60kV\_L6674\_IN\_F1 Dataset Name: DATASET\_OUTPUT\_EUSA

Point Protocol: IEC104 Dataset Protocol: ICCPSV

Identity

Alias Point Name: EUC\_PUCALLP\_060L6674\_INT VMD

Use Point External Name: IEC104: EXTERNAL NAME IS NOT IN USE

Use Point Name

Parameters

Modify Enable  Warn On Modify Error

Data Type: StateQTimeTagExtended (ICCP Ver.2000-8 only)

OK Cancel

Fuente: Elaboración Propia

Figura N° 4.38 Configuración de un punto analógico

Fuente: Elaboración Propia

En la siguiente tabla se muestran los nombres con los cuales son enviados los puntos del Sistema SCADA/ICCP al centro de control del COES utilizando el protocolo de comunicación ICCP.

Tabla N° 4.18: Señales de estado y analógicas enviadas al COES

Ubicación	Nombre Equipo	Unidad	Tensión (kV)	Tipo Señal	Código ICCP
Pucallpa ISA	IN-F17Q0	INT	60	Estado	EUC_PUCALLP_060L6674_INT
Pucallpa ISA	L-6674	MW	60	Analógica	EUC_PUCALLP_060L6674_MW
Pucallpa ISA	L-6674	MVAR	60	Analógica	EUC_PUCALLP_060L6674_MVAR
Pucallpa ISA	L-6674	AMP	60	Analógica	EUC_PUCALLP_060L6674_AMP
Pucallpa ISA	L-6674	KV	60	Analógica	EUC_PUCALLP_060L6674_KV
Parque Industrial	IN-F10Q0	INT	60	Estado	EUC_PINDUST_060TR4_INT
Parque Industrial	TR-4	MW	60	Analógica	EUC_PINDUST_060TR4_MW
Parque Industrial	TR-4	MVAR	60	Analógica	EUC_PINDUST_060TR4_MVAR
Parque Industrial	TR-4	AMP	60	Analógica	EUC_PINDUST_060TR4_AMP
Parque Industrial	TR-4	KV	60	Analógica	EUC_PINDUST_060TR4_KV
Parque Industrial	TR-4	TAP	60	Analógica	EUC_PINDUST_060TR4_TAP

Fuente: Elaboración Propia

### **4.3. Población y Muestra**

La población en estudio es la correspondiente a las tres subestaciones de potencia y el centro de control que posee actualmente la empresa de distribución eléctrica Electro Ucayali S.A, por lo tanto, la tesis representara un modelo de automatización de subestaciones de potencia mediante un sistema SCADA/ICCP para permitirle el monitoreo, control y envío de datos al centro de control del COES.

### **4.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos**

Se proyecta utilizar inicialmente, técnicas documentales de recolección de datos basándonos en la búsqueda de información bibliográfica de artículos, libros y manuales relacionados a los sistemas SCADA/ICCP SURVALENT.

Se proyecta utilizar además la visita a las subestaciones eléctricas y al centro de control de la Empresa Distribuidora Electro Ucayali S.A., recopilando información concerniente al desarrollo de la tesis, la misma que será obtenida en la visita, teniéndose en cuenta las opiniones, actitudes o sugerencias del personal de la empresa. Con esta información se podrá desarrollar toda la ingeniería para posteriormente implementar un sistema SCADA/ICCP en la Empresa Distribuidora Electro Ucayali S.A., con el fin de automatizar las subestaciones de potencia y permitirle el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES.

Finalmente, se obtendrá datos e información proveniente de la Empresa Distribuidora Electro Ucayali S.A.

### **4.5. Análisis e Interpretación de los Datos e Información**

En un inicio buscaremos interpretar y explicar la data bibliográfica recogida, para lo cual previamente deberemos captar la información teórica relacionada a la implementación del sistema SCADA/ICCP, las técnicas y filosofías del SCADA usuales y modernas. Buscaremos y analizaremos la información acerca de anteriores implementaciones de sistemas SCADA/ICCP en empresas de distribución, lo cual nos dará una idea previa de las filosofías y técnicas utilizadas.

Asimismo, también pretendemos analizar e interpretar la información recogida en las visitas a las subestaciones de potencia con el objetivo de afinar la ingeniería y posteriormente el desarrollo del sistema SCADA/ICCP.

Realizaremos el plan de tesis para que se implemente un sistema

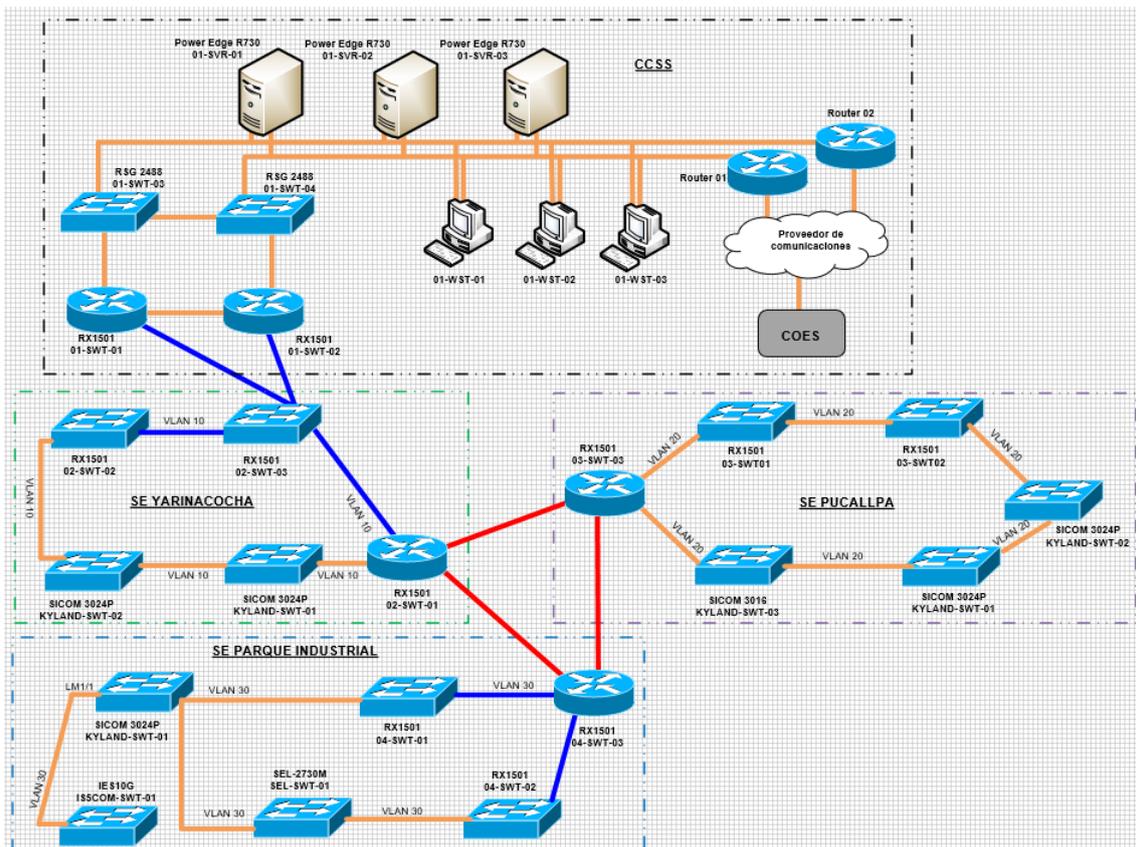
SCADA/ICCP en la Empresa Distribuidora ELECTRO UCAYALI S.A., con el fin de automatizar las subestaciones de potencia y permitirle el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES.

## V. RESULTADOS

Se dimensiono los equipos necesarios para automatizar las subestaciones de potencia. Dimensionando las cantidades de equipos necesarios de insertar en las subestaciones y centro de control teniendo en cuenta las especificaciones técnicas de cada uno de ellos.

Posterior al dimensionamiento se diseñando una red de automatización y datos centralizada en el centro de control como se puede apreciar en la siguiente imagen:

Figura N° 5.1 Red de automatización y datos de Electro Ucayali



Fuente: Elaboración Propia

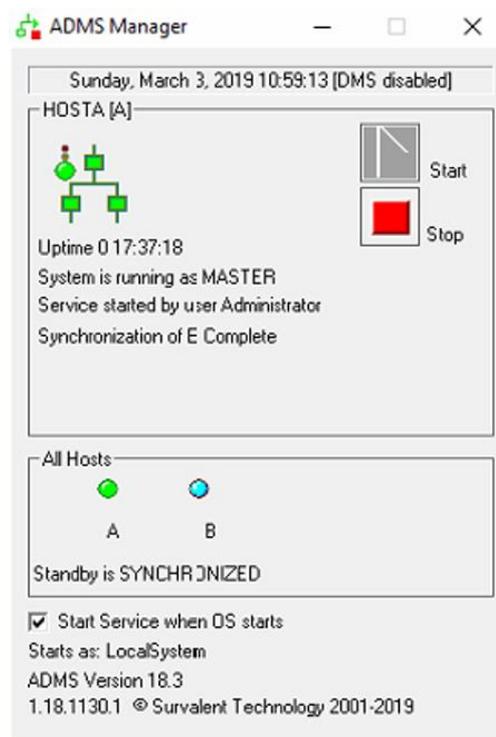
Internamente la red de automatización y datos consta de diferentes redes que se ve reflejado en diferentes segmentos de red, por ejemplo: 192.168.10.X/24 (red de SEYA), 192.168.20.X/24 (red de SEPU), etc. Partiendo que en todas las diferentes redes implementadas existe redundancia. Partimos por la red del centro de control, donde se logra la redundancia por la instalación de dos

switches de capa 2 (RSG 2488). Seguimos por las redes de cada subestación, donde se logra la redundancia por la topología tipo anillo entre los switches administrables. Finalmente, para lograr la centralización de datos en el centro de control se utilizó una topología tipo anillo entre cada router (RX1501) de cada subestación para posteriormente tener conexión con los routers (RX1501) del centro de control mediante la conexión de estos con un router de SEYA.

De esta manera se tiene una red de automatización y datos centralizada en un centro de control permitiendo el monitoreo y control de las tres subestaciones de potencia para su posterior envío de datos al centro de control del COES.

Se implemento un sistema SCADA/ICCP redundante, en el programa ADMS Manager se puede observar que servidor esta activo o en stand-by:

Figura N° 5.2: ADMS Manager



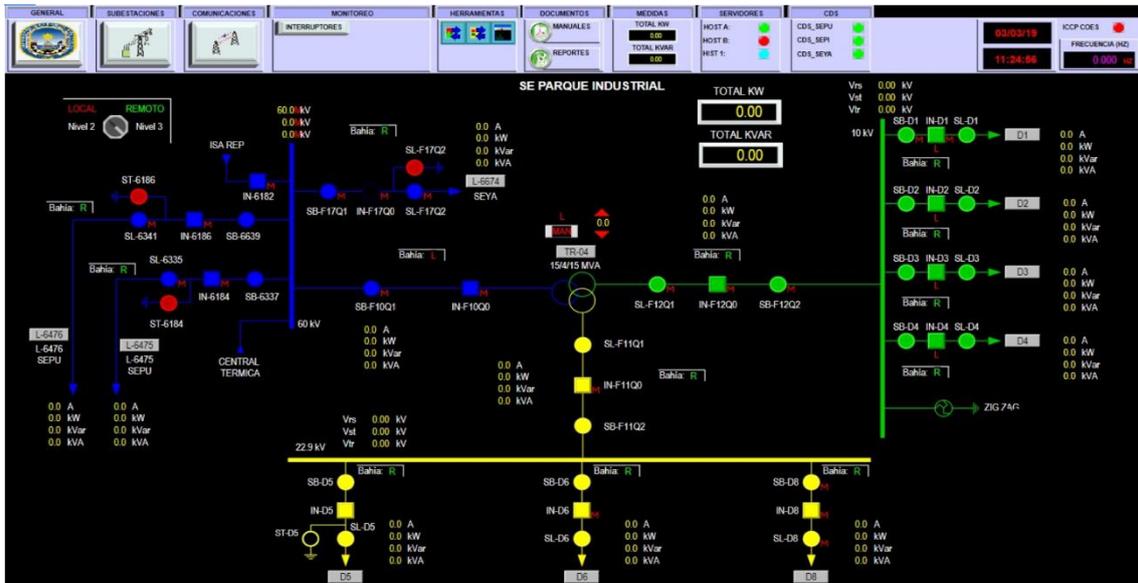
Fuente: Elaboración Propia

Mediante el programa STC Explorer se tienen todas las bahías de las tres subestaciones de potencia, donde cada bahía puede estar conformado por cualquiera de los siguientes ítems: un alimentador, un transformador o una línea. Adicionalmente al STC Explorer el sistema SCADA/ICCP Survalent nos permite visualizar los puntos analógicos y discretos usando el Analog Point Viewer y el Status Point Viewer respectivamente.

Finalmente, se automatizó las subestaciones de potencia implementando un sistema SCADA/ICCP permitiendo los siguientes puntos:

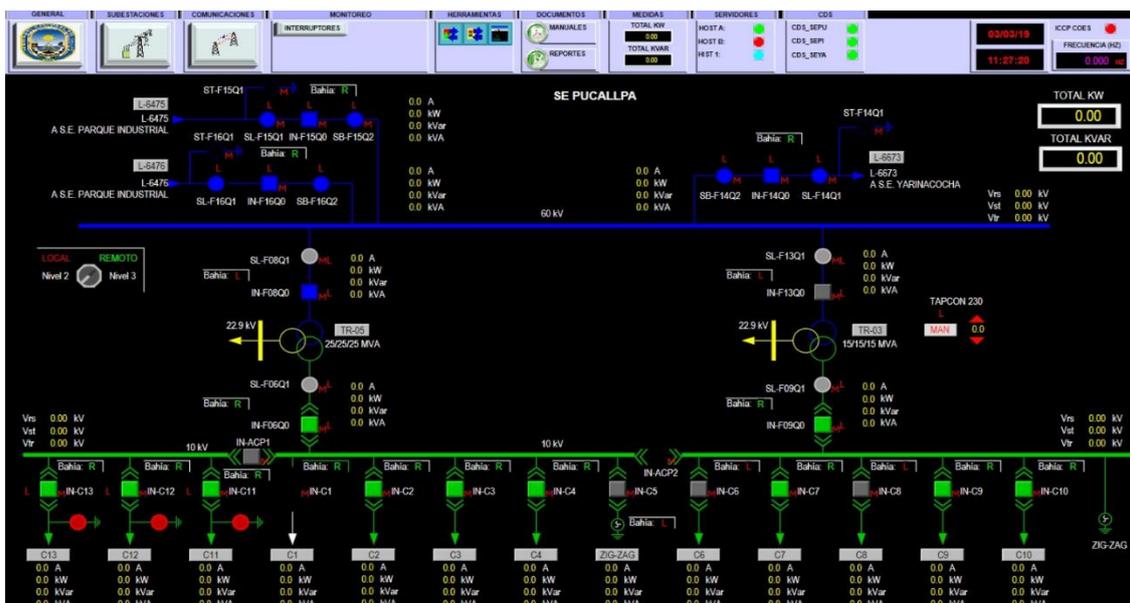
- **Monitoreo:** se puede monitorear de manera general mediante la interfaz gráfica principal (véase la figura N° 4.30, en la página 68) que consta de las tres subestaciones de potencia, por cada subestación o por cada bahía.

Figura N° 5.3: Interfaz gráfica de la Subestación Parque Industrial



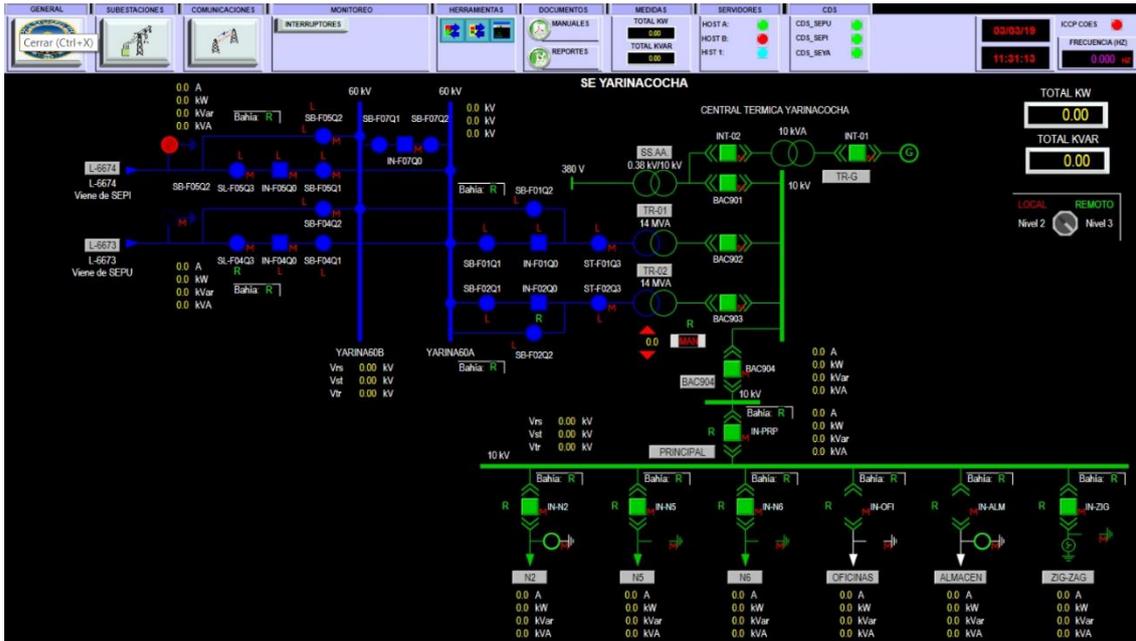
Fuente: Elaboración Propia

Figura N° 5.4: Interfaz gráfica de la Subestación Pucallpa



Fuente: Elaboración Propia

Figura N° 5.5: Interfaz gráfica de la Subestación Yarinacocha



Fuente: Elaboración Propia

Figura N° 5.6: Interfaz gráfica de una bahía



Fuente: Elaboración Propia

- Control: se puede realizar el control (abrir o cerrar) un alimentador, una línea o un transformador desde la interfaz gráfica. Cuando realizamos el control nos aparecerá una ventana desde la cual se realiza el control (véase la figura N° 5.7, en la página 79).

Figura N° 5.7: Control de un interruptor



Fuente: Elaboración Propia

- Envío de datos al centro de control del COES: Se configuro en la parte de Data Exchange del programa STC Explorer los puntos discretos y analógicos solicitados por el COES (véase las figuras N° 5.8 y 5.9).

Figura N° 5.8: Puntos Discretos para envió al COES

Point	Description	Identity	Ident Type	Data Type	Format	Modify	ID
SEPI_60kV_L6674_IN_F17Q0_PR	Posición Interruptor IN-F17Q0	EUC_PUCALLP_060L6674_INT	<Alias>	5	1	<input type="checkbox"/>	1
SEPI_60kV_TR04_IN_F10Q0	Interruptor IN-F10Q0	EUC_PINDUST_060TR4_INT	<Alias>	5	1	<input type="checkbox"/>	2

Fuente: Elaboración Propia

Figura N° 5.9: Puntos Analógicas para envió al COES

Point	Description	Identity	Ident Type	Data Type	Format	Modify	ID
SEPI_60kV_L6674_P___MP	Potencia Activa (P)	EUC_PUCALLP_060L6674_MW	<Alias>	9	0	<input type="checkbox"/>	1
SEPI_60kV_L6674_Q___MP	Potencia Reactiva (Q)	EUC_PUCALLP_060L6674_MVAR	<Alias>	9	0	<input type="checkbox"/>	2
SEPI_60kV_L6674_IR___MP	Corriente R	EUC_PUCALLP_060L6674_AMP	<Alias>	9	0	<input type="checkbox"/>	3
SEPI_60kV_L6674_VRS_MP	Tension R-S	EUC_PUCALLP_060L6674_KV	<Alias>	9	0	<input type="checkbox"/>	4
SEPI_60kV_TR04_P___MP	Potencia Activa P	EUC_PINDUST_060TR4_MW	<Alias>	9	0	<input type="checkbox"/>	5
SEPI_60kV_TR04_Q___MP	Potencia Reactiva Q	EUC_PINDUST_060TR4_MVAR	<Alias>	9	0	<input type="checkbox"/>	6
SEPI_60kV_TR04_IR___MP	Corriente Fase R	EUC_PINDUST_060TR4_AMP	<Alias>	9	0	<input type="checkbox"/>	7
SEPI_60kV_TR04_VRS_MP	Voltage RS	EUC_PINDUST_060TR4_KV	<Alias>	9	0	<input type="checkbox"/>	8
SEPI_TRAFO_TR04_TAP___	Posición TAP	EUC_PINDUST_060TR4_TAP	<Alias>	9	0	<input type="checkbox"/>	9

Fuente: Elaboración Propia

Teniendo en cuenta que el centro de control tiene tres estaciones de las cuales dos estaciones son de operación y una estación de ingeniería, donde estas estaciones son clientes de los servidores SCADA/ICCP. Estas estaciones son ocupadas por los operadores del centro de control, en la cual tendrán acceso al sistema SCADA/ICCP.

## **VI. CONCLUSIONES**

- 6.1.** Se logró dimensionar los equipos necesarios tales como: servidores, estaciones de trabajo, switches, GPS, Unidades Terminales Remotas (RTU), tarjeta de entradas y salidas. Estos equipos adicionales se acoplaron a los equipos encontrados inicialmente ayudando a la automatización de las subestaciones de potencia para permitirle el monitoreo, control y envío de datos al centro de control del COES.
- 6.2.** Se logró implementar con los equipos dimensionados una red de automatización y datos centralizada en el centro de control. Dentro de la red se utilizó principalmente la topología tipo anillo tanto dentro de las subestaciones de potencia como en la conexión entre estas subestaciones y también se utilizó una red de tipo estrella redundante en el centro de control ayudando a la automatización de las subestaciones de potencia para permitirle el monitoreo, control y envío de datos al centro de control del COES.
- 6.3.** Se logró implementar un sistema SCADA/ICCP, siendo este sistema redundante debido que cuenta con dos servidores. El sistema cuenta con diferentes programas configurados entre ellos el SmartVU, en el cual se diseñó la interfaz gráfica de las subestaciones de potencia. Adicional al programa anterior se utilizó el STC Explorer para configurar las estaciones madres, estaciones hijas, líneas de comunicación y envío de datos al centro de control del COES.

## **VII. RECOMENDACIONES**

- 7.1.** Los operadores del centro de control solo tendrán las credenciales para acceder al SmartVU, con el cual pueden operar las subestaciones de potencia y solo los supervisores tendrán las credenciales para acceder a la base de datos del sistema. Esto es para evitar corromper la base de datos que está corriendo en tiempo real por personal no capacitado para realizar algún trabajo en la base de datos.

- 7.2.** Cada personal llámese operador o supervisor tendrá sus propias credenciales de acceso al sistema. Esto no solo permite restringir permisos, sino también ante algún cambio en el sistema por parte del supervisor u operación por parte del operador quedara grabada las credenciales de quien lo realizo.
- 7.3.** Los equipos cuentan con dos modos de operación: local y remoto, se recomienda colocarlos en modo remoto para permitir realizar mandos sobre estos desde el centro de control. Teniendo en cuenta que el modo de operación es indiferente para poder observar las medidas desde el centro de control.
- 7.4.** El sistema SCADA/ICCP Survalent permite extender la cantidad de señales discretas o analógicas, se recomienda mantener el modelo ya establecido tanto en la creación de estaciones madres, estaciones hijas, nombres de señales, etc. Esto nos servirá para tener un mayor orden y entendimiento de todo el personal que accede a ello.

## VIII. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Aquilino Rodríguez Penin (2012). Sistemas Scada 3a Edición.
2. Stuart A. Boyer (2010). "SCADA Supervisory Control And Data Acquisition 4th Edition".
3. SIEMENS AG (2009). Case study - IEC61850 communications protocol. Alemania.
4. Mónica Cristina Liberatori (2018). Redes de Datos y sus Protocolos.
5. Survalent Techonology (2016). Windows SCADA Database Editing DB-400.
6. Survalent Techonology (2015). Windows SCADA Alarm Database – Editing Guide DB-402.
7. Survalent Techonology (2016). Windows SCADA Historical Database - Editing Guide DB 404.
8. Survalent Techonology (2015). SMARTVU SM-201.
9. COES SINAC (2013). Ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el SEIN.
10. Esther Barrios (2014). Análisis de protocolos de comunicación para la automatización de subestaciones eléctricas (tesis de titulación). UNAM. México.
11. Marco Toscano (2010). Automatización de una Subestación Eléctrica utilizando el Protocolo IEC 61850 y el ICCP para el envío de Datos (tesis de titulación). URP. Lima.
12. Protocolo de comunicación IEC\_60870-5-104, disponible en: [https://es.wikipedia.org/wiki/IEC\\_60870-5-101](https://es.wikipedia.org/wiki/IEC_60870-5-101). Consultado el 18 de febrero del 2019.
13. Protocolo de comunicación IEC\_61850, disponible en: [https://es.wikipedia.org/wiki/IEC\\_61850](https://es.wikipedia.org/wiki/IEC_61850). Consultado el 18 de febrero del 2019.
14. Protocolo de comunicación Modbus, disponible en: <http://www.ni.com/white-paper/52134/es/>. Consultado el 18 de febrero del 2019.

15. Víctor Salazar (2015). Propuesta de automatización de una subestación eléctrica utilizando el protocolo IEC-61850 (tesis de titulación). USAC. Guatemala.
16. Medidores de energía, disponible en: [https://likinormas.micodensa.com/Norma/acometidas\\_medidores/medidores\\_energia\\_electrica/generalidades\\_7\\_4\\_medidores\\_energia\\_electrica?fbclid=IwAR3BSWb7zib52A\\_U0iZsWaV5eBJHAVEFjJ3HCV9GYjciQ8kF\\_FvFE1gi\\_Q-c](https://likinormas.micodensa.com/Norma/acometidas_medidores/medidores_energia_electrica/generalidades_7_4_medidores_energia_electrica?fbclid=IwAR3BSWb7zib52A_U0iZsWaV5eBJHAVEFjJ3HCV9GYjciQ8kF_FvFE1gi_Q-c). Consultado el 25 de febrero del 2019.
17. Survalent Techonology (2011). Windows SCADA IEC 870-5-104 Scan Task.
18. Survalent Techonology (2009). ICCP Scan Task.
19. Novatech (2018). DNP3 Master for Orion.
20. Novatech (2015). IEC 61850 Client for OrionLX.
21. Novatech (2012). IEC 60870-5-101/104 Slave for Orion.
22. Novatech (2019). Modbus Master for Orion.

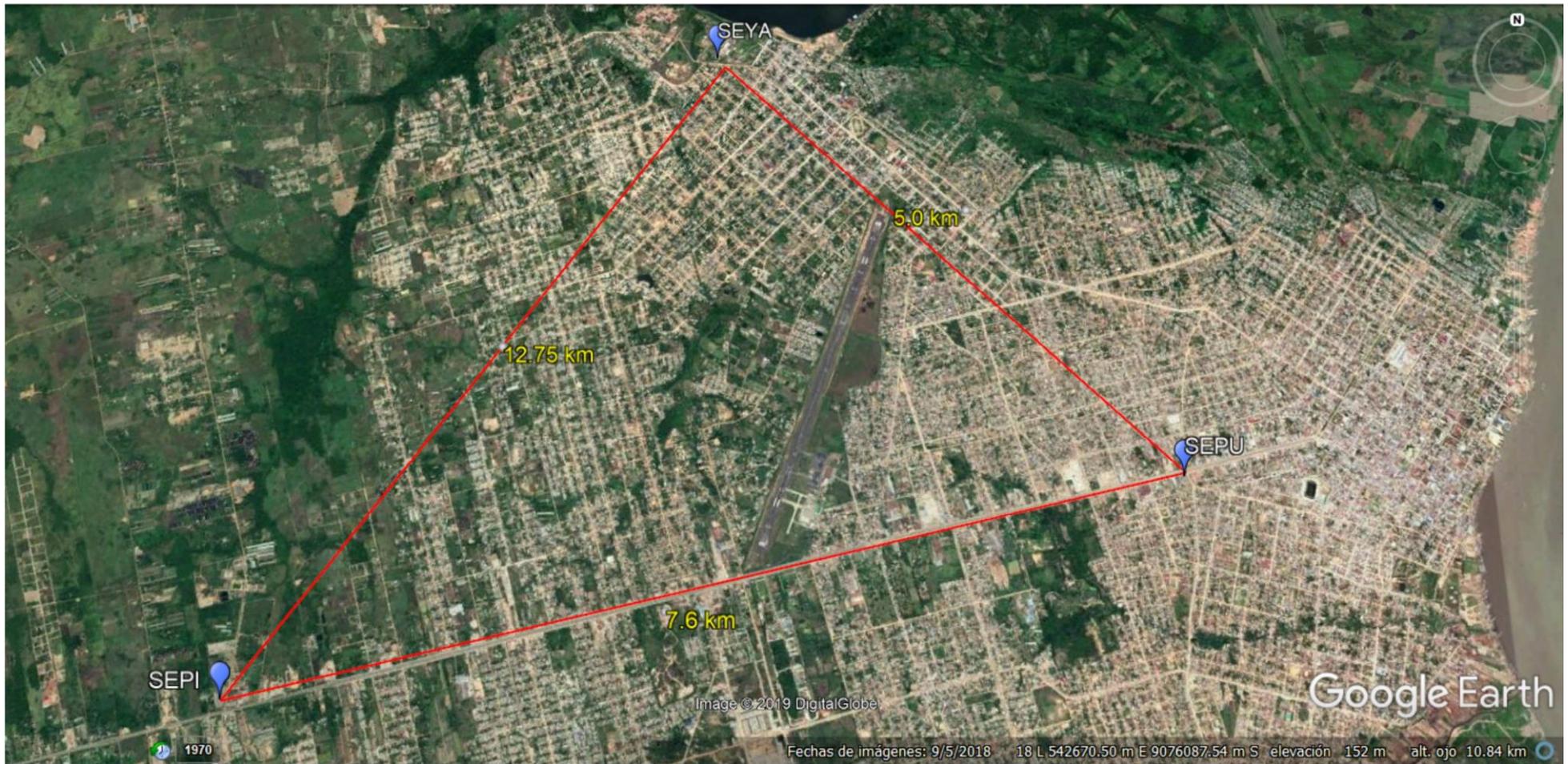
## ANEXOS

**Anexo N°1**  
**MATRIZ DE CONSISTENCIA**

TITULO	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPOTESIS	VARIABLES	INDICADORES
<p>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</p>	<p><b>1. Problema General</b></p> <p>¿Es posible automatizar las subestaciones de potencia de la empresa distribuidora Electro Ucayali S.A. para permitirle el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES mediante un Sistema SCADA/ICCP?</p> <p><b>2. Problemas Específicos</b></p> <p>¿Es factible dimensionar los equipos necesarios para automatizar las subestaciones de potencia de la empresa distribuidora Electro Ucayali S.A. para permitirle el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES?</p> <p>¿Es factible implementar una red de automatización y datos centralizada en un Centro de Control para automatizar las subestaciones de potencia de la empresa distribuidora Electro Ucayali S.A. para permitirle el monitoreo, control</p>	<p><b>1. Objetivo General</b></p> <p>Implementar un sistema SCADA/ICCP en la Empresa Distribuidora ELECTRO UCAYALI S.A., con el fin de automatizar las subestaciones de potencia y permitirle el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES.</p> <p><b>2. Objetivos Específicos</b></p> <p>Dimensionar los equipos necesarios para automatizar las subestaciones de potencia de la empresa distribuidora Electro Ucayali S.A. para permitirle el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES.</p> <p>Implementar una red de automatización y datos centralizada en un Centro de Control para automatizar las subestaciones de potencia de la empresa distribuidora Electro Ucayali S.A. para permitirle el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES.</p> <p>Implementar un Sistema SCADA/ICCP para automatizar las subestaciones de potencia de la empresa distribuidora Electro Ucayali S.A. para permitirle el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES.</p>	<p><b>1.Hipótesis Principal</b></p> <p>Implementando un sistema SCADA/ICCP en la Empresa Distribuidora ELECTRO UCAYALI S.A., automatizaremos las subestaciones de potencia y se permitirá el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES.</p> <p><b>2. Hipótesis Específicos</b></p> <p>Dimensionando los equipos necesarios para automatizar las subestaciones de potencia de la empresa distribuidora Electro Ucayali S.A. se permitirá el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES.</p> <p>Implementando una red de automatización y datos centralizada en un Centro de Control para automatizar las subestaciones de potencia de la empresa distribuidora Electro Ucayali S.A. se permitirá el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES.</p> <p>Implementando un Sistema SCADA/ICCP para automatizar las subestaciones de potencia de la empresa distribuidora Electro Ucayali S.A. se permitirá el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES.</p>	<p><b>Variable Independiente (X)</b></p> <p>Equipos de automatización.</p> <p>Red de automatización y datos.</p> <p>Implementación del sistema SCADA/ICCP.</p> <p>Distancia entre las subestaciones de potencia</p> <p><b>Variable Dependiente (Y)</b></p> <p>Automatización de las subestaciones de potencia.</p>	<p>Monitoreo y control de las subestaciones de potencia.</p> <p>Envío de datos al centro de control del COES.</p>

	<p>y envío de datos al centro de control COES?</p> <p>¿Es factible implementar un Sistema SCADA/ICCP para automatizar las subestaciones de potencia de la empresa distribuidora Electro Ucayali S.A. para permitirle el monitoreo, control y envío de datos al centro de control COES?</p>				
--	--	--	--	--	--

Anexo N°2  
UBICACIÓN GEOGRAFICA DE LAS SUBESTACIONES DE POTENCIA



# Anexo N°3

## DIAGRAMA UNIFILAR DE LA EMPRESA ELECTRO UCAYALI S.A.

