



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO

FACULTAD DE INFORMÁTICA Y ELECTRÓNICA

**ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA EN CONTROL Y REDES
INDUSTRIALES**

**“INTEGRACIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS
BAHÍAS DE LAS SUBESTACIONES DEL ÁREA DE CONCESIÓN DE LA
PROVINCIA DE BOLÍVAR AL SISTEMA SCADA”**

TRABAJO DE TITULACIÓN

TIPO: PROYECTO TÉCNICO

Para optar al grado académico de:

**INGENIERO EN ELECTRÓNICA, CONTROL Y REDES
INDUSTRIALES**

AUTORES: NEY OMAR ANDRADE BAÑO

SEGUNDO ANIBAL MIRANDA GAVILÁNEZ

TUTORA: ING. MONICA ZABALA

Riobamba – Ecuador

2018

©2018, Ney Omar Andrade Baño y Segundo Aníbal Miranda Gavilánez.

Se autoriza la reproducción total o parcial, con fines académicos, por cualquier medio o procedimiento, incluyendo a la cita bibliográfica del documento, siempre y cuando se reconozca el Derecho de Autor.

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO
FACULTAD DE INFORMÁTICA Y ELECTRÓNICA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA EN CONTROL Y REDES
INDUSTRIALES

El Tribunal de Trabajo de Titulación certifica que: El trabajo de proyecto técnico: “INTEGRACIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS BAHÍAS DE LAS SUBESTACIONES DEL AREA DE CONCESIÓN DE LA PROVINCIA DE BOLIVAR AL SISTEMA SCADA”. De responsabilidad de los señores Ney Omar Andrade Baño y Segundo Aníbal Miranda Gavilánez, ha sido minuciosamente revisado por los Miembros del Tribunal de Titulación, quedando autorizada su presentación.

Dr. Julio Santillán C.

VICEDECANO FIE

Ing. Freddy Chávez V.

**DIRECTOR DE ESCUELA DE
INGENIERÍA ELECTRÓNICA
EN CONTROL Y REDES
INDUSTRIALES**

Ing. Mónica Zavala H.

**DIRECTOR DEL TRABAJO
DE TITULACIÓN**

Ing. Fausto Cabrera A.

MIEMBRO DEL TRIBUNAL

RESPONSABILIDAD DEL AUTOR

Nosotros, Ney Omar Andrade Baño y Segundo Aníbal Miranda Gavilánez somos responsables de las ideas, doctrinas y resultados expuestos en este Trabajo de Titulación, y el patrimonio intelectual de la misma pertenece a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO.

Ney Omar Andrade Baño

Segundo Aníbal Miranda Gavilánez

DEDICATORIA

A mis padres, quienes me brindaron su apoyo incondicional y consejos, con su ejemplo, Raquel Gavilánez y Segundo Miranda quienes hicieron de mí una persona de bien y de igual forma le dedico mi esfuerzo a mi hijo quien es mi razón de luchar quien es mi motor para seguir ser mejor día a día.

Segundo Anibal.

Quiero dedicar este trabajo de titulación a mis padres Holger Esteban Andrade Ortiz y Gladys Francisca Baño Garcés, a mis hermanos y sobrina. A la persona que me apoyo de forma incondicional en momentos de necesidad mi tío Ángel Vicente Baño Garcés, quienes de una u otra manera estaban apoyándome para culminar mis estudios.

Un agradecimiento especial a mi esposa María Patricia Orbe Roldán, a mis dos hijos Benjamín y Gianna, mi familia, que son el pilar fundamental en mi vida, la razón para seguir superándome día a día.

Ney Omar

AGRADECIMIENTO

Queremos agradecer el apoyo de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP) UNIDAD DE NEGOCIO BOLÍVAR y a quienes forman parte del Centro de Operaciones en especial al Ing. Iván Iñiguez quien fue el guía en el desarrollo del Trabajo de Titulación, a nuestra Directora del Trabajo de Titulación Ing. Mónica Zabala y al Ing. Fausto Cabrera miembro del Trabajo de Titulación.

Ney y Segundo

TABLA DE CONTENIDO

	Páginas
ÍNDICE DE TABLAS	x
ÍNDICE DE FIGURAS	xi
ÍNDICE DE FORMULAS	xii
ÍNDICE DE ANEXOS	xiii
RESUMEN	xiv
SUMMARY	xv
INTRODUCCIÓN	1

CAPITULO I

1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL	5
1.1. Problemática	5
1.2. Sistema eléctrico de potencia	5
<i>1.2.1. Automatización de subestación eléctrica</i>	<i>7</i>
1.3. Sistemas SCADA	8
1.4. Subestación Eléctrica	8
<i>1.4.1. Elementos de una subestación eléctrica</i>	<i>10</i>
<i>1.4.2. Transformadores</i>	<i>13</i>
<i>1.4.2.1. Clasificación de Transformadores</i>	<i>13</i>
1.5. Unidad Terminal Remota RTU	14
<i>1.5.1. Sistema RTU560</i>	<i>15</i>
1.6. ION Power meter	17
1.7. Sistema de gestión de distribución avanzado ADMS	18
1.8. Medios de Comunicación	20
1.9. Protocolos de Automatización	21
<i>1.9.1. Protocolos Propietarios</i>	<i>22</i>
<i>1.9.2. Protocolos Abiertos</i>	<i>22</i>
1.10. Protocolo DNP 3	22
1.11. Comunicación MODBUS	24
<i>1.11.1. Modo ASCII</i>	<i>24</i>
<i>1.11.2. Modo RTU</i>	<i>25</i>
1.12. Comunicación Modbus entre ION y RTU	25

1.13.	Control Automático	26
1.14.	Sensores	27

CAPITULO II

2.	MARCO METODOLÓGICO	28
2.1.	Situación Actual de la CNEL EP Unidad de Negocio Bolívar	29
2.2.	Escenario	31
2.2.1.	<i>Subestación Guaranda</i>	32
2.2.2.	<i>Subestación Guanujo</i>	33
2.3.	Recursos para la integración de las subestaciones	34
2.3.1.	<i>Recursos Físicos</i>	34
2.3.2.	<i>Recursos Lógicos</i>	35
2.4.	Diseño del sistema para integración ION al sistema Scada	37
2.4.1.	<i>Etapas del sistema</i>	37
2.4.2.	<i>Diagrama de comunicación del sistema</i>	38
2.5.	Equipos de campo	39
2.5.1.	<i>Transformador de Potencial</i>	39
2.5.2.	<i>Transformador de Corriente</i>	40
2.5.3.	<i>Sistema Instalado ION 8600</i>	40
2.6.	Configuración ION 8600 en software IONSetup	41
2.6.1.	<i>Conexión RTU560</i>	45
2.6.2.	<i>Integración de medidores ION al sistema</i>	46
2.6.3.	<i>Enlace de elementos RTU</i>	47
2.6.4.	<i>RTU560 instalado en el sistema</i>	52
2.6.5.	<i>Configuración RTU para medición de Señales</i>	53
2.7.	Sistema SCADA	57

CAPITULO III

3.	MARCO DE RESULTADOS, ANÁLISIS Y DISCUSIÓN	61
3.1.	Sistema SCADA	61
3.2.	Reportes y Pruebas del sistema Scada	61
3.2.1.	<i>Análisis de la información</i>	67

3.2.2.	<i>Pruebas del Sistema HMI en el SCADA</i>	69
3.3.	Análisis económico del Sistema	70
CONCLUSIONES		75
RECOMENDACIONES		76
BIBLIOGRAFÍA		
ANEXOS		

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1.	Aplicaciones de los RTU	16
Tabla 2-1.	Comparación de las versiones ION	17
Tabla 3-1.	Beneficios y Aplicaciones de ION 8600	18
Tabla 1-2.	Ubicación de Subestaciones CNEL EP. Bolívar	29
Tabla 2-2.	Información de subestación Guaranda	31
Tabla 3-2.	Banco de Direcciones IP Guanujo	36
Tabla 4-2.	Banco de Direcciones IP Guaranda	36
Tabla 5-2.	Señalización de elementos enlazados	48
Tabla 6-2.	Direcciones IP Se Guanujo	52
Tabla 1-3.	Parámetros Scada Subestación Guanujo	65
Tabla 2-3.	Parámetros Scada Subestación Guaranda	67
Tabla 3-3.	Análisis de Parámetros Scada Subestación Guaranda	67
Tabla 4-3.	Análisis de Parámetros Scada Subestación Guanujo	69
Tabla 5-3.	Costos de desarrollo e ingeniería	71

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1.	Sistema Eléctrico de Potencia	6
Figura 2-1.	Niveles de automatización	7
Figura 3-1.	Subestación Guaranda actualmente en operación	9
Figura 4-1.	Elementos de una subestación eléctrica	11
Figura 5-1.	Transformador de Potencia actualmente en funcionamiento S/E Guaranda	13
Figura 6-1.	Configuración típica de un sistema de telecontrol	15
Figura 7-1.	Sistema RTU560	15
Figura 8-1.	ION 8600	18
Figura 9-1.	Sistema ADMS	19
Figura 10-1.	Niveles de automatización	23
Figura 11-1.	Características de protocolos de comunicación	23
Figura 12-1.	Comunicación Modbus	24
Figura 1-2.	Localización Geográfica de las Subestaciones	30
Figura 2-2.	Transformador de Potencia de 5MVA, SE Guaranda	33
Figura 3-2.	SE Guanujo Actualmente en funcionamiento	33
Figura 4-2.	Equipamiento de la Subestación Guanujo	35
Figura 5-2.	Etapas del sistema	37
Figura 6-2.	Comunicación del sistema	38
Figura 7-2.	Transformador de Potencial	39
Figura 8-2.	Transformador de Corriente	40
Figura 9-2.	ION 8600 Instalado	41
Figura 10-2.	Configuración ION 8600	42
Figura 11-2.	Conexión ION 8600	42
Figura 12-2.	Conexión 2 ION 8600	43
Figura 13-2.	Parámetros de conexión 8600 Instalado	43
Figura 14-2.	Señales ION 8600	44
Figura 15-2.	Configuración de clases ION 8600	44
Figura 16-2.	Valores en tiempo real ION 8600	45
Figura 17-2.	Configuración del sistema RTU560	46
Figura 18-2.	Estructura del árbol RTUtil560	46
Figura 19-2.	Configuración RTUtil560	48

Figura 20-2.	Adición de Nodo RTUtil560	49
Figura 21-2.	Creación de Proyecto RTUtil560	49
Figura 22-2.	Ingreso de IED RTUtil560	50
Figura 23-2.	Adición de ION RTUtil560	50
Figura 24-2.	NetworkTree RTUtil560	51
Figura 25-2.	RTU560 instalado	52
Figura 26-2.	Creación de una Estación RTU	53
Figura 27-2.	Nueva Network Tree	54
Figura 28-2.	Añadimos un Link Item	54
Figura 29-2.	Link node	55
Figura 30-2.	Add node RTU	55
Figura 31-2.	Link ítem RTU	56
Figura 32-2.	RTU560 instalado	56
Figura 33-2.	Vinculamos el Signal Tree al SCADA	57
Figura 34-2.	Sistema Scada Guanujo	58
Figura 35-2.	Sistema Scada Guaranda	59
Figura 1-3.	Sala de Monitoreo y control	61
Figura 2-3.	Reportes Generados en Scada Estación 4 Esquinas	62
Figura 3-3.	Reportes Generados en Scada Estación Salinas	63
Figura 4-3.	Sistema Instalado perteneciente a Guanujo	64
Figura 5-3.	Sistema de Monitoreo de Corriente Scada	65
Figura 6-3.	Sistema Scada Guanujo y Guaranda	66
Figura 7-3.	HMI del sistema Scada	69
Figura 8-3.	Cambio del sistema de lectura	70

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo A	CURVAS DE CARGA ALIMENTADORES CNEL EP
Anexo B	DATASHEET ION 8600
Anexo C	DATASHEET RTU560
Anexo D	SUBESTACIÓN GUARANDA
Anexo E	SUBESTACIÓN GUARANDA INTERNO

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

ACRÓNIMO	DESCRIPCIÓN
A	Amperios
ADMS	Advanced Distribution Management System
AC	Corriente Alterna
ASCII	American Standard Code for Information Interchange (Código Estándar Estadounidense para el Intercambio de Información)
AWG	American wire gauge
CPU	Central Processing Unit (Unidad Central de Procesamiento)
CNEL	Corporación Nacional de Electricidad
DC	Corriente Directa
DCS	Distributed Control System (Sistema de Control Distribuido)
KHz	Kilohercio
KV	Kilo Voltio
KVA	Kilo Volta-Amperio
M	Metro
mA	Miliamperios
Mb	Megabyte
mm	Milímetro
mV	Milivoltio
MHz	Megahercio
OPC	OLE for Process Control
N	Newton
PLC	Programmable Logic Controller (Controlador Lógico Programable)
RTU	Unidad Terminal Remota
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos)
TC	Transformador de corriente
TP	Transformador de potencial
USB	Universal Serial Bus (Bus Universal en Serie)
VA	Volta Amperios

V	Voltios
VDC	Voltaje de corriente directa
VAC	Voltaje de corriente alterna
W	Watt o vatio

RESUMEN

El presente trabajo de titulación tuvo como objetivo la integración de los medidores de energía eléctrica de las bahías del área de concesión de la provincia de Bolívar al sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA). La integración de medidores al sistema SCADA consta de dos etapas, etapa de bahía y etapa de estación. La etapa de bahía está compuesta de los equipos que conforman cada subestación Eléctrica los cuales están controlados por un relé orientado a proteger los equipos y además compuesta por los equipos de campo: Transformadores de potencial y de corriente, encargados de transformar altos niveles de voltaje o de corriente a niveles más bajos que puedan ser leídos y procesados por equipos de medición. En la etapa de estación tenemos los medidores de energía ION 8600 cuya función es medir valores de voltaje, corriente, potencia y otros parámetros eléctricos, dicho medidor establece un protocolo de comunicación de bajo nivel para el envío de información y establece un canal de comunicación Maestro-Esclavo a través de un Switch hacia la Unidad Terminal Remota (RTU), para formar parte del sistema en donde se realiza el monitoreo y control del sistema completo. La integración de medidores de energía eléctrica al SCADA optimizó la precisión de adquisición de parámetros eléctricos en 8.52% con respecto al sistema anterior en la Subestación Guaranda y de 14.33% en la Subestación Guanujo, permitiendo al departamento de Corporación Nacional de Electricidad realizar cálculos de ingeniería que ayudan a determinar aspectos como la planificación de expansión, mejoras en el sistema eléctrico, mejoras en la calidad del servicio y una forma más precisa de monitoreo en tiempo real. Recomendando definir las direcciones del equipo Maestro/Esclavo para evitar conflictos internos de comunicación y recibir la información requerida exacta para los análisis respectivos en el departamento de pérdidas.

Palabras claves:< PROTOCOLO DE RED DISTRIBUIDA>. <MEDIDORES DE ENERGÍA>. <UNIDAD TERMINAL REMOTA>. <SISTEMA ELECTRICO >. <SUPERVISION, CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS>. <SISTEMA AUTOMATIZADO>.<SUBESTACIÓN ELÉCTRICA>. <TRANSFORMADOR DE POTENCIAL>. <TRANSFORMADOR DE CORRIENTE >.

ABSTRACT

The objective of this titling research work is the integration of electric energy meters in the inlets of the concession area in the province of Bolivar to the system of supervision, control and acquisition of data (SCADA). The integration of the meters to SCADA system consists of two stages, inlet stage and station stage. The first stage is composed of equipment that makes up each electrical substation controlled by a relay oriented to protect the equipment and composed of field equipment: current and potential transformers, responsible for transforming high voltage or current levels to lower levels that can be read and processed by measuring equipment. In the station stage there are ION 8600 energy meters whose function is to measure values of voltage, current, power and other electrical parameters, this meter establishes a low level communication protocol for the sending of information and establishes a communication channel Master- Slave through a Switch to the Remote Terminal Unit (RTU), to be part of the system where the complete system monitoring and control is performed. the integration of electrical energy meters to SCADA, optimized the acquisition accuracy of electrical parameters in 8.52% with respect to the previous system at Guaranda Substation and 14.33% at Guanujo Substation, allowing the Department National Electricity Corporation (Corporacion Nacional de Electricidad), to perform engineering calculations to determine aspects such as: expansion planning, improvements in the electrical system, improvements in the quality of service and a more accurate form of monitoring in real time. It is recommended to define the directions of the Master / Slave team to avoid internal communication conflicts and receive the exact required information for the respective analyzes in the lost department.

Keywords: <DISTRIBUTED NETWORK PROTOCOL>, <ENERGY METERS>, <REMOTE TERMINAL UNIT>, <ELECTRICAL SYSTEM>, <SUPERVISION, CONTROL AND DATA ACQUISITION>, <AUTOMATED SYSTEM>, <ELECTRICAL SUBSTATION>, <VOLTAGE TRANSFORMER>, <CURRENT TRANSFORMER>

INTRODUCCIÓN

Toda implementación de sistemas eléctricos a nivel empresarial es ya una necesidad que viene a ser parte positiva en la prestación de servicios, eficiencia, calidad, confiabilidad y seguridad en cada una de las operaciones y mantenimiento de los dispositivos que intervienen en la distribución de la energía eléctrica en las subestaciones de la Provincia Bolívar

Mediante este trabajo de investigación se pretende mejorar la operatividad de las subestaciones que están dentro del área de concesión de la Provincia Bolívar, haciendo uso del sistema SCADA que pertenece al Sistema Nacional Interconectado (SNI) ya en operación, con la finalidad de disminuir costos de operación, y mejorar los estudios de campo para futuras ampliaciones del sistema eléctrico.

Se debe tener claro los diferentes protocolos de comunicación que existen en la actualidad y están enfocados al área industrial, como son la RTU que consta de módulos de entrada y salida los mismos que facilitan detectar el estado de los equipos de maniobra como interruptores, seccionadores, en algunos casos se puede realizar la medición de parámetros eléctricos los mismos que se realizan a través de los módulos de entradas análogas los cuales se conectan a las señales de TC's y TP's, esto es todo en cuanto a realizar un control remoto de las subestaciones.

Nuestro trabajo de titulación se limitó a realizar la conexión de las RTU's al sistema SCADA, más no el de montar las RTU's ya que por seguridad la compañía que realizo la venta de dicha tecnología a la empresa eléctrica se encarga de realizar las instalaciones de dichos equipos en las subestaciones.

Planteamiento del problema

Antecedentes

Actualmente el desarrollo eléctrico del Ecuador y los sistemas electrónicos operan cada vez más cercanos a sus límites de estabilidad conjuntamente con los sistemas automatizados ya que son una parte muy importante para la industria y para el desarrollo de los procesos de control de información en las subestaciones de energía eléctrica, tanto el desarrollo tecnológico como los sistemas automatizados ayudan en el mejoramiento de los tiempos y velocidades en la recopilación de datos, esto ayuda a que no exista la intervención de personal.

En la actualidad la mayor parte de las industrias se encuentran automatizadas pero con el avance de la tecnología muchos de ellos van implementando nuevos sistemas ayudando a que los procesos sean más rápidos en la obtención de información en el menor tiempo posible.

Cárdenas y Moreno en el año 2003 dicen “... la EERSSA se planteó la necesidad de contar con un sistema automático, que utilizando tecnología de punta, le permita realizar la telemedición y el telecomando de los equipos de seccionamiento del Sistema Eléctrico de Potencia, así como la vigilancia de las subestaciones”. (CARDENAS T., y otros, 2011. p. 29)

La aplicación de un sistema automático para el control de información nos indica la importancia de cumplir con los objetivos que plantea el sistema SCADA en el control de datos en una subestación. (WEBER C., 2011, p. 38)

El objetivo general del trabajo de titulación es contar con el diseño e implementación de una plataforma de supervisión, control y adquisición de datos sujeto a las restricciones de conectividad que presenta la localidad y cumpliendo con los requerimientos funcionales mínimos impuestos por el sistema de coordinación.

Este estudio demuestra que al usar una plataforma de control el trabajo de supervisión se puede reducir en tiempo y velocidad.

Al evaluar y tratar de aplicar la plataforma del sistema SCADA a la subestación nos va a permitir conocer las ventajas que brinda la misma en tiempo real. (GUZMAN F., 1993, p. 14)

El presente trabajo pretende poner a disposición de la Empresa Eléctrica y de sus usuarios, una herramienta moderna de control que permita optimizar sus recursos técnicos y mejorar sus ingresos económicos.

Se analiza la operación del sistema de distribución de las subestación, para de esta manera poder evaluar el funcionamiento con o sin el sistema SCADA, de esta manera podemos comprobar los resultados a obtener mediante el uso de esta herramienta de control.

El incremento en la integración del sistema SCADA, sumado a los desarrollos tecnológicos en transmisión, generación y distribución estas cubriendo la necesidad de tener sistemas de transmisión limpios, eficientes, confiables, tolerantes.

Sistematización del problema

- 1) ¿Cómo integrar medidores de energía eléctrica al sistema SCADA en la subestación para el control de información?
- 2) ¿De qué manera el sistema SCADA ayuda en el monitoreo de una subestación?
- 3) ¿Cuáles son las condiciones de uso de este sistema?
- 4) ¿Cómo ayudaría a la optimización de tiempo y de recolección de datos a nivel de información?

Justificación

Justificación teórica

El interés creciente por el control de la energía eléctrica y la naturaleza multidisciplinar de la misma está sujeto al sistema SCADA que permite el control, supervisión y adquisición de datos, el mismo que se trata de una aplicación de software que se ejecuta en un computador y que permite el control de procesos, al mismo tiempo que realiza la comunicación con los dispositivos de campo lo cual permite controlar de forma automática el proceso en su totalidad o en una forma local o remota según la necesidad.

Justificación aplicativa

El presente trabajo de titulación consistió en integrar los medidores de energía eléctrica ION 8600 de Schneider Electric al sistema SCADA para gestionar todos los datos proporcionados por los ION 8600, de esta manera permitir realizar cálculos de ingeniería los cuales ayudaran a determinar diferentes aspectos como planificar expansión, mejorar el sistema eléctrico, mejorar la calidad del servicio y una forma más precisa de monitoreo.

La subestación Guaranda cuenta con la infraestructura necesaria para la aplicación de este proyecto técnico, cada bahía está controlada por un relé que es orientado a la protección de los equipos. Para la gestión de información existen protocolos propietarios por ejemplo ENTERPRISE que se comunican con la RTU por medio de DNP para de esta manera llegar a la estación remota.

Así poder aportar al avance y desarrollo de la “EMPRESA CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO BOLIVAR” ya que es una necesidad que influye de una forma positiva mejorando la eficiencia, calidad y confiabilidad en las operaciones de los dispositivos que intervienen en la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Objetivos

Objetivo General

- Integrar los medidores de energía eléctrica de las bahías de las interfaces del sistema eléctrico del área de concesión de la Provincia de Bolívar al sistema SCADA.

Objetivos Específicos

- Conocer el funcionamiento y las jerarquías de trabajo del sistema en la Subestación.
- Diseñar una red local de automatización a través de la implementación de los medidores ION 8600 para lecturas de los parámetros eléctricos en tiempo real.
- Analizar el rendimiento del monitoreo de parámetros eléctricos del sistema en la subestación Guaranda y Guanujo.
- Determinar el rendimiento que brinda la integración de medidores de energía a la red eléctrica.

CAPITULO I

1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

1.1. Problemática

La Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP) es la mayor Empresa de Distribución y Comercialización de energía eléctrica en el Ecuador conformada por 10 unidades de Negocio, cuenta con tecnología y el sistema eléctrico de subtransmisión, distribución, alumbrado público, planes de operación, mantenimiento y comercial, mejorando los indicadores de calidad del servicio y de pérdidas de energía eléctrica.

En la Unidad de Negocio Bolívar, Las subestaciones de Guaranda y de Guanujo cuentan con sistemas de medición que están encargados de medir con precisión parámetros eléctricos del sistema como potencia, voltaje, corriente entre otros , pero dichos elementos no generan reportes en tiempo real hacia el área de monitoreo, al no contar con una comunicación hacia el área de control, ocasionando que los técnicos encargados se dirijan hacia cada una de las subestaciones para la toma de mediciones y revisiones del sistema, lo cual implica pérdidas de tiempo y de recursos de la empresa.

La Unidad de Negocio Bolívar se planteó la necesidad de contar con un Sistema Automatizado, y utilizando tecnología de punta, el cual le permita realizar la telemedición y el telecomando de todos los equipos de campo que pertenecen a la parte de seccionamiento del Sistema Eléctrico de Potencia, de igual manera vigilar las subestaciones en tiempo real.

Los sistemas de automatización de las subestaciones mejoran la operación con una supervisión y control remoto, para esto los estándares de comunicaciones diseñados son herramientas adecuadas para obtener resultados como fiabilidad de la información flujo de datos bidireccional el cual sirve al centro de control y monitoreo para la toma de decisiones.

1.2. Sistema eléctrico de potencia

El sistema eléctrico de potencia es un conjunto de elementos que tiene como fin generar, transformar, transmitir, distribuir la energía eléctrica ilustrado en la **Figura 1-1**, de tal forma que

se logre la mayor calidad al menor costo posible. Los sistemas de potencia generalmente se deben regir bajo un centro de control Scada.

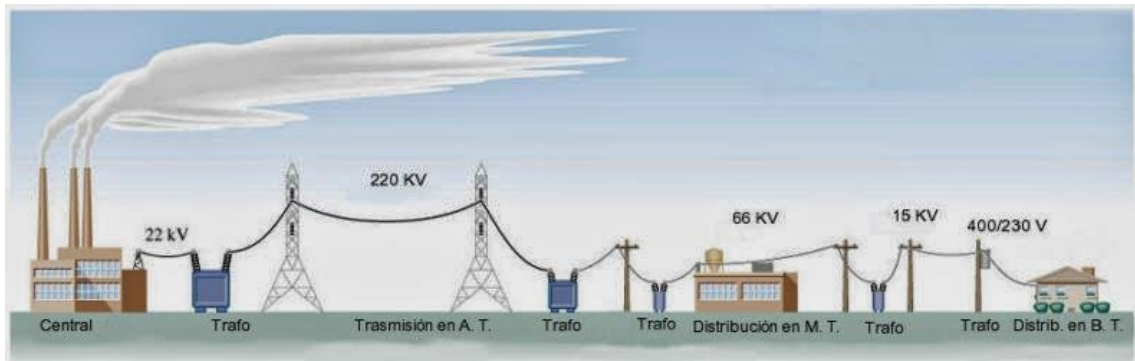


Figura 1-1. Sistema Eléctrico de Potencia

Fuente: https://2.bp.blogspot.com/-y4MqphRxs1U/U20k_yMOjuI/AAAAAAAAAGU/R34C99U_YRg/s1600/esqu.jpg

- **GENERACIÓN.**

La energía eléctrica se genera en las Centrales Eléctricas. Una central eléctrica es una instalación que utiliza una fuente de energía primaria para hacer girar una turbina que, a su vez, hace girar un alternador, que produce energía en corriente alterna sinusoidal a voltajes intermedios, entre 6.000 y 23.000 Voltios.

- **TRANSMISIÓN**

La energía se transporta, frecuentemente a gran distancia de su centro de producción, a través de la Red de Transporte, encargada de enlazar las centrales con los puntos de utilización de energía eléctrica. Para un uso racional de la electricidad es necesario que las líneas de transporte estén interconectadas entre sí con estructura de forma mallada, de manera que puedan transportar electricidad entre puntos muy alejados, en cualquier sentido. Estas líneas están generalmente construidas sobre grandes torres metálicas y a tensiones superiores a 66.000 Voltios.

- **SUBESTACIONES**

Las instalaciones llamadas subestaciones son plantas transformadoras que se encuentran junto a las centrales generadoras (Subestación elevadora) y en la periferia de las diversas zonas de consumo (Subestación reductora), enlazadas entre ellas por la Red de Transporte.

- **DISTRIBUCIÓN**

Las redes de distribución de energía se encuentran en áreas urbanas y rurales, pueden ser aéreas, o subterráneas La red de distribución está formada por la red en AT (suele estar comprendida entre 6.000 a 23.000 Voltios) y en BT (400/230/120 V).

1.2.1. Automatización de subestación eléctrica

Los procesos de transformación y protección eléctrica, que se da en la Subestaciones Eléctricas, son controlados por equipos diseñados para cada una de las funciones necesarias de cada implementación. Este es el proceso de automatización del cual en diferentes países viene siendo normado y requerido, se pueden implementar Sistemas SCADA que a su vez puedan comunicarse con otros Sistemas SCADA y lograr la transferencia de información de uno a otro lado, de manera automática. (ALEMÁN, 2014, p. 90)

En la **Figura 2-1** se puede observar el orden jerárquico los niveles de automatización en una subestación eléctrica.

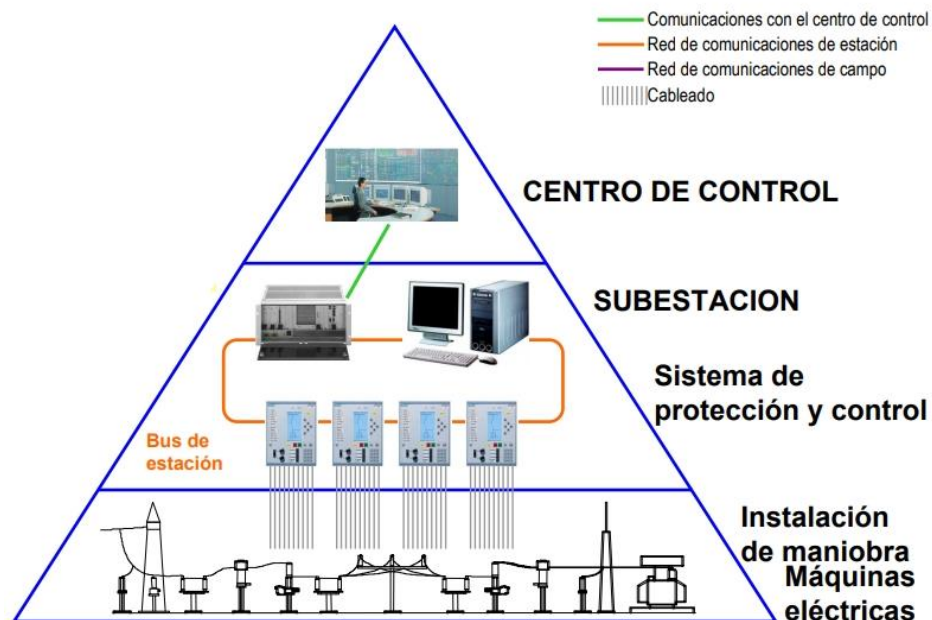


Figura 2-1. Niveles de automatización

Fuente: <https://core.ac.uk/download/pdf/30044279.pdf>

La Automatización Industrial es el uso de sistemas autónomos para controlar y monitorear un proceso, máquina o dispositivo que por lo regular cumple funciones o tareas repetitivas, funcionando de manera automática y reduciendo la intervención de operarios. Buscando generar la mayor cantidad de producto, en el menor tiempo posible, con el fin de reducir los costos y garantizar calidad en el producto terminado.

Ventajas:

- Se asegura una mejora en la calidad del trabajo del operador y en el desarrollo del proceso, esta dependerá de la eficiencia del sistema implementado.
- Se obtiene una reducción de costos, puesto que se racionaliza el trabajo, se reduce el tiempo y dinero dedicado al mantenimiento.
- Flexibilidad para adaptarse a nuevos productos y disminución de la contaminación y daño ambiental.
- Racionalización y uso eficiente de la energía y la materia prima.

Desventajas:

- Decremento severo en la flexibilidad.
- Incremento en la dependencia del mantenimiento y reparación.
- Decremento de la mano de obra para el proceso.

1.3. Sistemas SCADA

Los sistemas SCADA hacen uso del ordenador y las tecnologías de comunicación para automatizar el monitoreo mejorando su eficacia así como también permitiendo el control de los procesos en la industria proporcionando la información en el momento adecuado para poder tomar decisiones de operación que sean las más oportunas.

Los sistemas SCADA son parte fundamental de la mayor parte de ambientes industriales complejos o muy distanciados, ya que permiten la recolección de información de una forma muy rápida de una gran cantidad de fuentes, esta información es presentada a un operador en una pantalla de una forma muy amigable. (LLoret, 2015)

1.4. Subestación Eléctrica

Es un conjunto de elementos, equipos e instalaciones que intervienen en el proceso de transformación de energía eléctrica, de tal manera que permiten el suministro de energía a las empresas de distribución o la evacuación de la energía producida por las centrales de generación. Estas pueden ser de elevación, cuando mediante un transformador de potencia se incrementa el

nivel de voltaje, por ejemplo de 13.8 kV a 69 kV ó subestación de reducción cuando el nivel de voltaje disminuye como por ejemplo de 230 kV a 138 kV.



Figura 3-1. Subestación Guaranda actualmente en operación

Fuente: https://www.celec.gob.ec/transelectric/images/stories/baners_home/ley/terminologia.pdf

Dentro del sistema de las subestaciones se deben conocer varios conceptos utilizados dentro del ámbito eléctrico como:

Bahías: Una bahía es un elemento de una subestación, conformada por equipos de maniobra: (interruptores, seccionadores) y equipos de protección, control, y medición.

Barra: Una barra es un elemento de una subestación, en la que se recibe o desde la cual se distribuye la energía eléctrica; pueden ser de varios niveles de voltaje: 230 kV, 138 kV, 69 kV, 46 kV ó 34.5 kV.

Capacitor: Es un dispositivo eléctrico que sirve para almacenar electricidad o energía eléctrica en un punto determinado de un sistema eléctrico, a fin de modificar los perfiles de voltaje en dicho punto.

Banco de Capacitores: Es un conjunto de dos o más capacitores interconectados entre sí, cuya función es mejorar la calidad de la energía eléctrica, incrementando los perfiles de voltaje en su punto de conexión.

Equipo de interrupción: Dispositivos (interruptores, seccionadores, etc.) que sirven para cerrar o abrir los elementos del Sistema Nacional de Transmisión como líneas de transmisión, transformadores de potencia, etc.

Sistema de control: Está constituido por un conjunto de dispositivos, que permiten controlar el comportamiento de un sistema con el fin de lograr un funcionamiento predeterminado, y minimizar la probabilidad de ocurrencia de fallas.

Sistema de protecciones: Conjunto de dispositivos que permiten la detección de situaciones anómalas en el sistema eléctrico y que permiten la eliminación de fallas, evitando daños en las instalaciones del Sistema Nacional de Transmisión.

Sistema de supervisión: Está constituido por un conjunto de dispositivos, que permiten supervisar o monitorear el comportamiento de un sistema, con el fin de garantizar su funcionamiento dentro de valores preestablecidos.

Tableros: Se encuentran ubicados en las subestaciones, son equipos eléctricos que concentran dispositivos de protección, control y medición. Los tableros permiten realizar acciones de maniobras de interruptores (apertura / cierre) de transformadores de potencia, líneas de transmisión, etc.

1.4.1. Elementos de una subestación eléctrica.

En la **Figura 4-1** se muestran los elementos que conforman una subestación eléctrica, los que se encuentran en el área exterior.

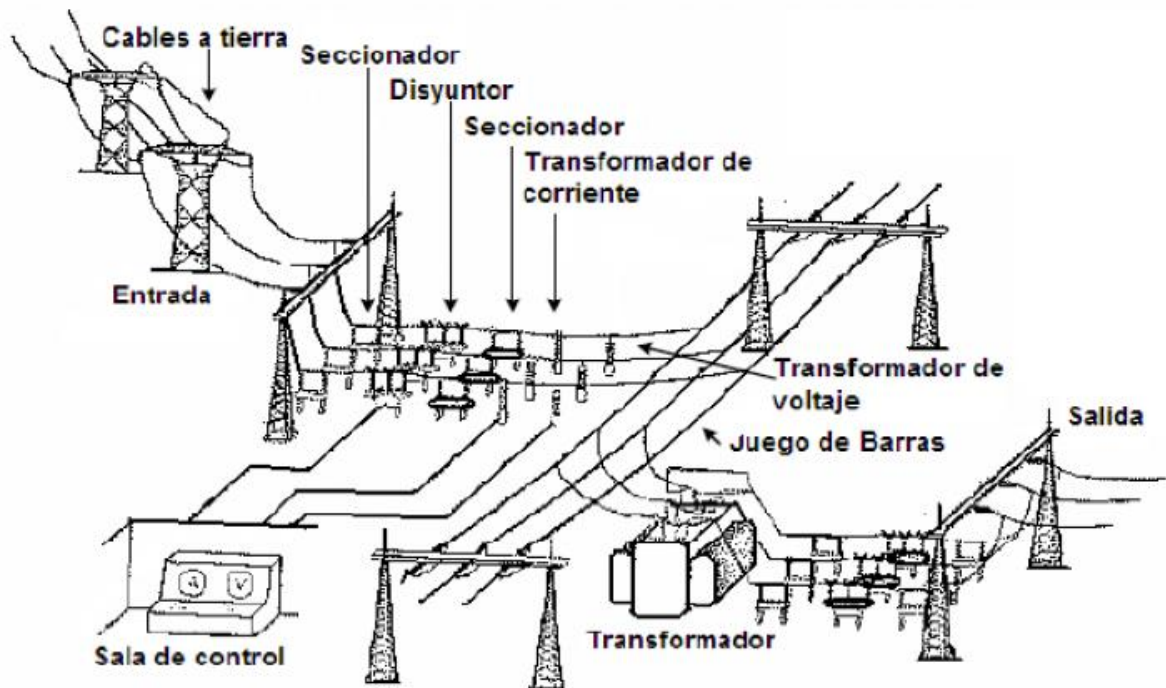


Figura 4-1. Elementos de una subestación eléctrica

Fuente: https://www.celec.gob.ec/transelectric/images/stories/baners_home/ley/terminologia.pdf

Líneas entrantes, líneas salientes, barras, transformadores, aisladores, equipo primario como: transformadores de potencia, interruptores, aisladores, cuchillas desconectadoras, cuchillas de puesta a tierra, pararrayos, transformadores de potencial, transformadores de corriente, sistema de conexión a tierra y red de tierras, blindaje, estructuras, cables de potencia, equipo de control, equipo de comunicaciones, cables de control y alumbrado.

En el área de baja tensión se encuentran (Interruptores, cuchillas desconectadoras, transformadores de instrumento, etc.), tableros de control, protección y medición. Hay que mencionar que también disponen de una sala de baterías, distribución de corriente directa y entre otros auxiliares se encuentran el sistema de baterías y equipo de carga de baterías, equipo contra incendio y sistema de purificación de aceite.

El Sistema de Protección de una subestación consta del sistema de enfriamiento, sistema telefónico, taller y almacén, cableado para relevadores.

Elementos principales

Se consideran elementos Primarios por tener una importancia fundamental en el control de transmitir, reducir o elevar las tensiones y a la vez de control y mantener en operación toda la

subestación ya que en caso de tener una falla en alguno de ellos se interrumpe la transmisión de energía por un tiempo determinado en alguna bahía en la subestación.

Básicamente, los parámetros eléctricos más importantes para realizar la selección de las características de los equipos y elementos para una subestación son: voltaje de trabajo, nivel de aislamiento admisible, corriente máxima nominal del sistema y corriente de cortocircuito.

- **Transformador de potencia:** se utilizan para subtransmisión y transmisión de energía eléctrica en alta y media tensión. Son de aplicación en subestaciones transformadoras, centrales de generación y en grandes usuarios.
- **Transformador de corriente (TC):** Se usan para reducir valores elevados reales de corriente alterna que tiene una línea o un alimentador a valores bajos (5A o 1A) ,para alimentar instrumentos o aparatos de medición, protección y control.
- **Transformador de potencial (TP):** Se usan para reducir el voltaje de valores elevados reales de voltaje y potencia que tiene una línea o alimentador (Alta tensión) a los valores bajos o de baja tensión (120V o 115V) para medición, protección y control.
- **Interruptores:** Los interruptores de potencia son dispositivos automáticos de conmutación de gran importancia para los sistemas de potencia. Su función es la conexión y desconexión automática durante condiciones de operación normales o anormales (cortocircuito).
- **Seccionador:** Los seccionadores, son elementos que no están para interrumpir corrientes de cortocircuito ya que su función es el de abrir circuitos en forma automática después de cortar y responder a un número predeterminado de impulsos de corriente de igual a mayor valor que una magnitud previamente determinada, abren cuando el alimentador primario de distribución queda desenergizado.
- **Fusibles:** El fusible está reservado para la interrupción automática del circuito que protege cuando se verifican condiciones anormales de funcionamiento que están normalmente.

1.4.2. Transformadores

Los transformadores son equipos que permiten modificar las características de voltaje y corriente en un punto del sistema, a fin de adecuarlas a las necesidades de transmisión y distribución de la energía eléctrica, para reducir o incrementar los niveles de voltaje.

Su capacidad depende de los requerimientos de demanda o generación del sistema.

(Ejemplo: transformador de elevación de 13.8/138 kV de 125 MVA de capacidad ó transformador de reducción de 138/69 kV de 150 MVA de capacidad).



Figura 5-1. Transformador de Potencia actualmente en funcionamiento
S/E Guaranda

Fuente: https://www.celec.gob.ec/transelectric/images/stories/baners_home/ley/terminologia.pdf

1.4.2.1. Clasificación de Transformadores

Las subestaciones se clasifican según el nivel de tensión, configuración, función y tipo de servicio. Por el nivel de Tensión se clasifican en:

- Ultra Alta Tensión que se encuentra en un rango mayor a 800 KV.
- Extra Alta Tensión que se encuentra en un rango menor que 550 KV y mayor que 300 KV.
- Alta Tensión que se encuentra en un rango menor que 300 KV y mayor a 52 KV.
- Distribución que se encuentra en un rango menor a 44 KV y mayor a 6.6KV.
- Baja Tensión

Las barras colectoras en una subestación brindan menor o mayor confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, existen varios tipos de configuración de barra más comunes que se detallan a continuación:

- Barra simple: Está conformada por una sola barra donde se conectan todas las líneas.
- Barra de transferencia: Está conformada por una barra principal y una barra auxiliar.
- Barras dobles: Está conformado por dos barras que cumplen la misma función que una barra simple.

De acuerdo a su función se clasifican en:

- Generación.
- Transformación
- Mixta, que combina la Generación y Transmisión.
- Compensación, se trata de Capacitiva Serie y Capacitiva Paralelo.

De acuerdo a su tipo de servicio se clasifican en:

- Subestaciones elevadoras: se trata de plantas generadoras o conocidas como centrales eléctricas, encargadas de cambiar los valores de los parámetros generados (voltaje, corriente) a valores que son requeridos para su transmisión.
- Subestaciones reductoras: este tipo de subestaciones se encuentran cerca de la población y de los potenciales consumidores, se encargan de reducir el nivel de voltaje para ser usado por consumidores medianos como (fábricas, hospitales y demás), y consumidores pequeños que se comprende a (doméstico).
- Subestaciones de paso: en este caso no se cambian los valores de las variables eléctricas, sirven para la conexión de varios puntos a una sola barra; no consta con transformadores de potencia.

1.5. Unidad Terminal Remota (RTU)

La tarea de seguimiento y control de la red de transporte de energía para llegar a un el control de la operación económica solicita una continua penetración de la red hasta el niveles más bajos. Las crecientes exigencias a la disponibilidad de energía y su distribución y transporte también aumentan las demandas sobre los sistemas de control.

Las posibilidades de comunicación mejorados y nuevos, con un ancho de banda de transmisión más alta y nuevos medios de transmisión permite que la tecnología de telecontrol para realizar estas tareas.

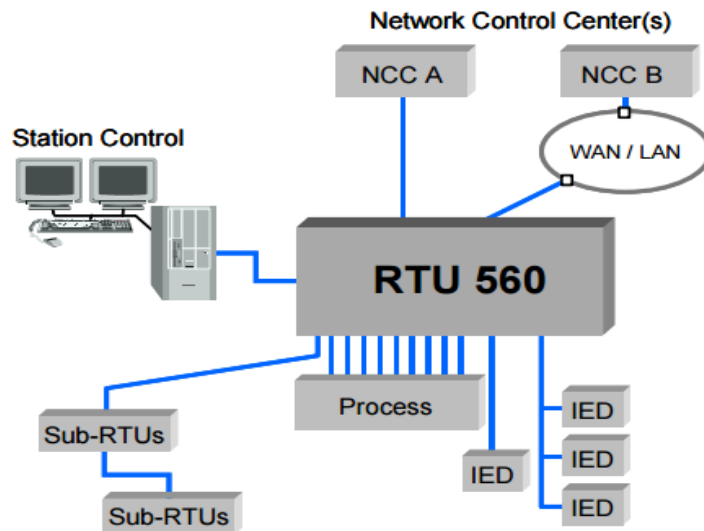


Figura 6-1. Configuración típica de un sistema de telecontrol

Fuente: <http://new.abb.com/substation-automation/products/remote-terminal-units/rtu560>

El sistema de telecontrol debe estar en condiciones de transmitir casi todo tipo de la información del proceso, derivado de diversas unidades en la estación, a los centros de control y de formar comandos recibidos desde los centros de control a la unidad de control dirigida dentro de la estación.

1.5.1. Sistema RTU560



Figura 7-1. Sistema RTU560




Fuente: <http://www07.abb.com/images/librariesprovider101/default-album/rtu560-new.jpg?sfvrsn=1>

El RTU560 tiene una interfaz de red de alta gama, la cual presenta máxima flexibilidad con la mayor cantidad de protocolos admitidos para comunicaciones sub y host. El dispositivo está diseñado para manejar los sistemas altamente complejos en la automatización y la interfaz de control.

El RTU560 se conecta a todo tipo E / S paralelas, conectadas en serie y comunicación a través de IEC 68150. Los datos en tiempo real pueden transmitirse a los sistemas centrales SCADA, protegiendo los equipos de la sobrecarga de la red. (Asea , 2017)

Mediante la **Tabla 1-1** se determina que el RTU560 instalado en la subestación brinda las prestaciones requeridas para la automatización de subestaciones, mientras que los otros dispositivos RTU presentan mayor ventaja en aplicaciones distintas.

Tabla 1-1. Aplicaciones de los RTU

RTU POR APLICACION			
APLICACIÓN	RTU520 	RTU540 	RTU560 
Unidades principales de anillo	X		
RTU de techo superior	X		
Bancos de condensadores	X		
Respuesta de la demanda		X	
Restauración de aislamiento de detección de fallas		X	
Optimización de voltaje		X	
Automatización de subestaciones			X
Puerta		X	
Automatización de pozo	X	X	X

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

Fuente: <http://new.abb.com/substation-automation/products/remote-terminal-units/rtu560>

EL RTU560 se basa en un nodo de comunicación que es altamente flexible. El número de placas depende de cmu en las demandas en una estación o router rtu.

Cada tipo de cmu tiene una serie de interfaces en serie para conectar enlaces de comunicación en serie.

Cada cmu se puede ejecutar hasta dos protocolos de comunicación diferentes, ya sea como anfitrión interfaz de comunicación (hci = protocolo esclavo) o como la comunicación sub-dispositivo interface (sci = protocolo maestro).

Este concepto permite conectar en cascada el número de cmu a las demandas de diferentes protocolos e interfaces.

El segundo punto importante es el concepto de comunicación interna. Para evitar varias conversiones. Toda la información del proceso, independientemente de qué interfaz recibida, se han convertido en la presentación interna y distribuida a todas las ugc a través de la rtu560 sistema de autobús.

1.6. ION Power meter

El ION POWER METER es un medidor de energía y calidad de alimentación para redes de servicios públicos o entradas de servicios, el cual funciona como fuente de información primaria del sistema Scada. Como variantes de este equipo tenemos las características mostradas en la **Tabla 2-1** siguiente:

Tabla 2-1. Comparación de las versiones ION

ION POWER METER			
	ION8600A	ION8600B	ION8600C
Medición de Energía y Potencia	X	X	X
Registro Histórico	800 Canales	320 Canales	32 Canales
Armónicos	Armónicos a 127 °	Armónicos a 63 °	Armónicos a 31 °

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

Fuente: <https://www.schneider-electric.cl/es/product-range-presentation/1462-ion8600/>



Figura 8-1. ION 8600

Fuente: <http://azzo.com.au/wp-content/uploads/2014/04/8600.jpg>

Debido a las características de aplicación y beneficios que presenta el ION 8600, es utilizado en las instalaciones de la Subestación Guaranda las cuales se muestran en la **Tabla 3-1**.

Tabla 3-1. Beneficios y Aplicaciones de ION 8600

ION 8600	
Beneficios	Aplicaciones
Reduce costos de las operaciones.	Medición de la distribución y transmisión.
Cumple requisitos para la medición del nivel de transmisión.	Supervisión del cumplimiento de la calidad de la alimentación.
Administración óptima de la red eléctrica.	Diagnóstico y notificación de problemas.
	Diagnóstico y notificación de problemas.
	Control y supervisión de las subestaciones y del generado.

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

Fuente: <https://www.schneider-electric.cl/es/product-range-presentation/1462-ion8600/>

1.7. Sistema de gestión de distribución avanzado ADMS

Un sistema avanzado de gestión de la red de distribución eléctrica (ADMS) es la clave para mejorar su robustez y fiabilidad. Un ADMS es una convergencia de funciones SCADA, DMS, OMS, EMS y DSM. En él convergen tecnologías que proporcionan una solución integral de

gestión de redes, con herramientas de monitorización, análisis/ simulación, control, optimización y planificación que compartan la misma base de datos, y una interface de usuario optimizada para el uso de esas funciones. A diferencia de los OMS, permiten tener una visión completa de la red en tiempo real, además de vistas geográficas y esquemáticas. Además, el ADMS permite aprovechar al máximo el potencial del Big Data. (Enric, 2017)

El sistema puede proporcionar a las compañías eléctricas la capacidad de integrar millones de datos, de diferentes fuentes, en una única y sencilla herramienta. Aunque para algunos sistemas el Big Data supone un problema importante porque no tienen la capacidad para procesarlo, con un ADMS este flujo de datos es más que bienvenido, ya que permite la detección y restauración de fallos e interrupciones, integrar el Demand Response, una gestión de almacenamiento de energía y microgrids perfectamente optimizada.



Figura 9-1. Sistema ADMS

Fuente: <https://etap.com/images/default-source/packages/distribution-management-system/distribution-management-system.jpg?sfvrsn=2>

El ADMS procesa los datos, elimina los errores, estima los puntos no medidos y resuelve el sesgo de tiempo para los sistemas no sincronizados, optimizando la estimación del estado y proporcionando una clara visualización y conocimiento del estado de la red. Como esta solución integra el análisis de las interrupciones y la gestión del personal técnico junto con la optimización y control de la red, el resultado es una gestión de operaciones más fiable y eficiente. Sin embargo, es necesaria una preparación adecuada previa para optimizar el uso del ADMS y de todas sus prestaciones.

1.8. Medios de Comunicación

En la implementación de Sistemas SCADA y Centros de Control los medios de comunicación son diversos y libres a la elección del cliente. Los medios de comunicación más utilizados son: (Asea , 2017)

- Fibra Óptica (monomodo o multimodo)
- Enlaces LAN-Ethernet.
- Enlaces UTP/STP.
- Tecnología GPRS.
- Onda Portadora.

LAN ETHERNET

La aparición de Ethernet en las subestaciones basadas en una LAN (Red de Area Local) ha estado ganando continuamente la aprobación de los usuarios de todo el mundo. Las ventajas principales de la LAN-Ethernet en las subestaciones eléctricas son:

- Comunicaciones punto a punto de alta velocidad entre IEDs.
- Mínimo alambrado entre IEDs.
- Múltiples protocolos (DNP, Modbus, IEC 61850, entre otros) sobre la misma red física.
- Acceso fácil y confiable de "Datos sobre IP" mediante el uso de switches Ethernet, conversores de medio, servidores seriales y router diseñados con los mismos estándares y normas que los dispositivos críticos de protección eléctrica.

FIBRA ÓPTICA

Los sistemas de Supervisión de Control y Adquisición de Datos (SCADA), utilizan fibra óptica para transmitir datos distancias más lejanas, reduciendo interferencia por EMI/RFI y proveyendo una comunicación más confiable y segura.

Ventajas del cableado de fibra óptica

El cableado de Fibra Óptica, además de resolver los problemas arriba mencionados, ofrece a sus usuarios lo siguiente:

- Altas velocidades de transmisión de datos y gran ancho de banda
- Inmunidad a interferencias EMI/RFI y daños de descargas por tormentas eléctricas
- Evita lazos de tierra
- Baja atenuación (pérdida de datos)
- Distancias mayores - 2 y 5 km con fibra Multimodo ó arriba de 25 km con fibra Monomodo.
- Diámetro pequeño del cable (cabe en cualquier lugar)
- Peso ligero
- No hay riesgo de chispas eléctricas si se llegase a cortar accidentalmente
- No hay riesgo de descarga eléctrica
- Comunicaciones seguras (información confinada ópticamente - difícilmente recuperable)
- Sistema de bajo costo
- Período de vida más largo que el cable de cobre ó cable coaxial
- Cableado del futuro

Desventajas del Cableado Eléctrico (Par Trenzado (TP), Coaxial, Twinax)

Al diseñar redes de área local con cableado tradicional, los usuarios se enfrentan con algunas de las siguientes restricciones:

- Costo
- Inconvenientes del Cableado: peso del mismo, rutas de conducción, tamaño, atenuación y "cross-talk"
- La distancia entre terminales y hosts (servers), limitada a unos cuantos metros
- Topologías de red limitadas
- Diámetros grandes del cable saturan los techos falsos y las canaletas de conducción del cableado
- Se requiere que el cableado de datos sea alejado del cableado de potencia y control para evitar interferencia EMI

1.9. Protocolos de Automatización

Los protocolos de automatización son diseñados exclusivamente para la transmisión de datos de equipos de control y automatización, existen gran cantidad de protocolos de diferentes fabricantes con características y desventajas diversas. Pero es la pieza restante para lograr la integración de Sistemas SCADA. Una vez configurado los equipos, configurado el Software SCADA y elegido el medio de comunicación, lo único que nos faltaría por escoger es el protocolo adecuado que cumpla la exigencia y presupuesto de nuestra integración. (Daneri, 2008, pp. 91)

1.9.1. *Protocolos Proprietarios*

Los protocolos son denominados propietarios porque son diseñados exclusivamente para operar con determinadas marcas de equipos, por ejemplo tenemos el caso de protocolos propietarios de las marcas: SIEMENS, ABB, GE, Allen Bradley, etc. La desventaja de los protocolos propietarios es que se obliga a los usuarios a utilizar una misma marca en los diferentes equipos eléctricos. La tendencia a futuro es lograr estandarizar los protocolos con la finalidad de brindar al cliente diferentes soluciones de diversas marcas. (ALEMÁN, 2014, pp. 97)

1.9.2. *Protocolos Abiertos*

Los protocolos abiertos están diseñados para operar indistintamente cual fuera la marca del equipo a integrar. Por ejemplo son protocolos abiertos los protocolos: Modbus, DNP 3.0, OPC, ICCP, etc. Existen diversas variaciones de un mismo protocolo abierto que los fabricantes de equipos pueden realizar en cada uno de sus productos, pero es en si la forma de operación y el cumplimiento de estos estándares lo que hacen que los protocolos abiertos sean muy utilizados en la actualidad. (ALEMÁN, 2014, p. 97)

1.10. Protocolo DNP 3

Este protocolo fue desarrollado para alcanzar interoperabilidad abierta y estándar entre elementos de subestaciones, como RTUs, IEDs y PCs, y las estaciones principales de monitoreo y control en las compañías eléctricas. Algo importante y que no disponían los protocolos existentes era el tratamiento de las estampas de tiempo relacionadas con cada dato, una necesidad para los requerimientos actuales. Desde su inicio, DNP también ha sido ampliamente usado en otras industrias de utilidades como agua, tratamiento de aguas, petróleo y gas.

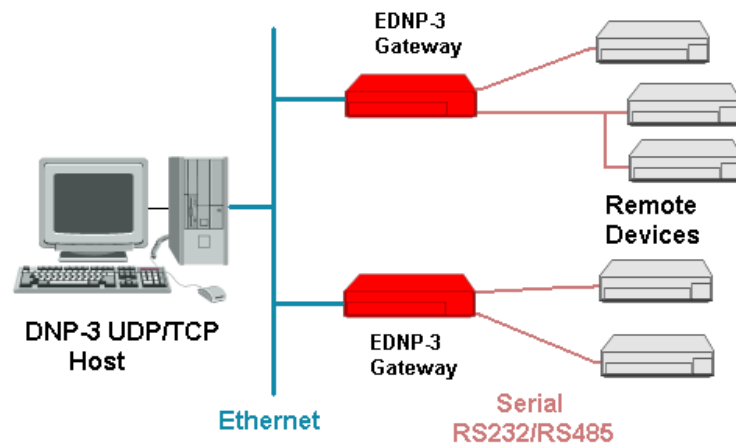


Figura 10-1. Niveles de automatización

Fuente: <https://www.dcbnet.com/datasheet/ednp3ds.html>

DNP 3 ofrece flexibilidad y funcionalidades que van más allá de los protocolos de comunicación convencionales, tales como opciones de salidas, transferencia segura de archivos, direccionamiento sobre 65.000 dispositivos en un enlace simple, sincronización de tiempos y eventos de estampa de tiempos, confirmación de enlace de datos, En la **Figura 11-1** determinamos las características de los diferentes protocolos de comunicación convencionales. (YACCHIREMA, 2016, pp. 46)

Diferencias entre DNP y otros protocolos convencionales				
Características	DNP	Modbus RTU	MMS/UCA 2.0	IEC 60870-5-T101
OSI 3-modelo de capas	✓	x	✓	✓
Usuarios	> 500	1000's	< 100	100's
Diseñado para ambientes utilities	✓	x	✓	✓
Grupo de usuarios y Comité técnico	✓	x	x	x
Control de revisión en documentación final	✓	x	✓	✓
Documentación definida de test del protocolo	✓	x	x	x
Programas independientes de verificación del protocolo	✓	x	x	x
Migración a arquitecturas avanzadas	✓	x	✓	✓
Sincronización de tiempo y estampa de tiempo	✓	x	✓	✓
Maestros múltiples y operación igual a igual (peer-to-peer)	Limited	x	✓	x
Esclavos no solicitados que no necesitan ser encuestados (polled)	✓	x	✓	x
Segmentación de mensajes	✓	x	✓	x
Transferencia de archivos segura	✓	x	✓	✓
Mensajes generales (broadcast)	✓	x	✓	✓
Objetos de datos definidos por usuario	✓	x	✓	x

Figura 11-1. Características de protocolos de comunicación

Fuente: <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=804>

El Protocolo es ampliamente utilizado en sistemas eléctricos, en donde las estampas y sincronizaciones de tiempo, como el hecho de que un esclavo transmita información sin ser solicitada, son fundamentales al momento de analizar fallas y sincronizar el accionamiento de todos los dispositivos.

1.11. Comunicación MODBUS

El Protocolo de Comunicación MODBUS es una estructura de mensajería, ampliamente utilizado para establecer la comunicación maestro-esclavo entre dispositivos inteligentes. Un mensaje MODBUS enviado desde un maestro a un esclavo contiene la dirección del esclavo, el 'comando', los datos y una suma de comprobación (LRC o CRC), como se puede observar en la **Figura 12-1**.

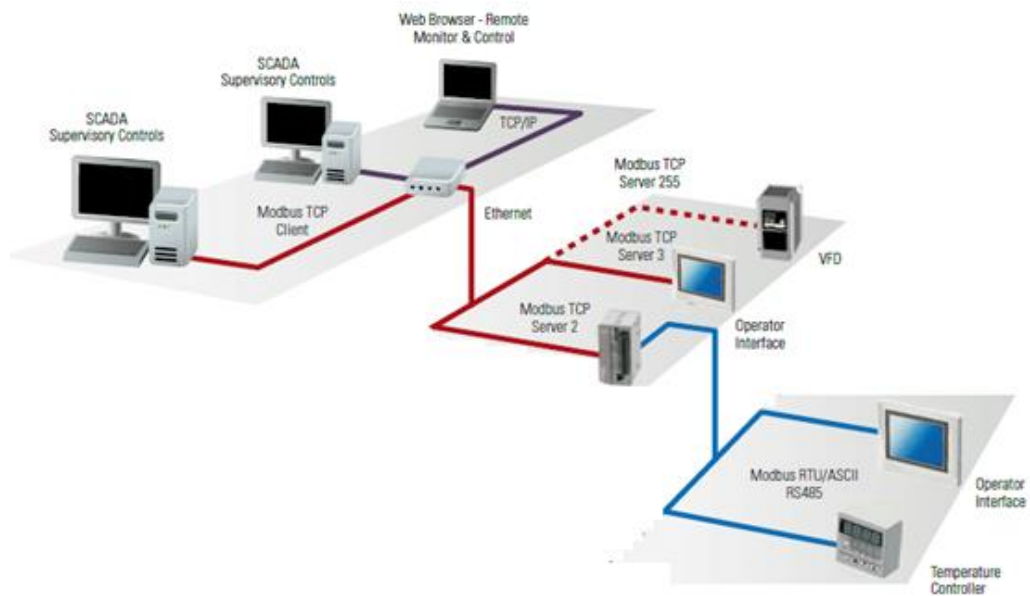


Figura 12-1. Comunicación Modbus

Fuente: <https://i2.wp.com/theautomization.com/wp-content/uploads/2017/10/Modbus-Plant.png?fit=834%2C477&ssl=1>

El protocolo Modbus es sólo una estructura de mensajería, es independiente de la capa física subyacente, se lleva a cabo tradicionalmente mediante RS232, RS422, RS485. Los controladores pueden ser configurados para comunicarse en redes Modbus estándar usando cualquiera de los dos modos de transmisión: ASCII o RTU. (Opiron, 2017)

1.11.1. Modo ASCII

Cuando los controladores están configurados para comunicarse en una red utilizando Modbus ASCII (código estándar para el intercambio de información de modo, cada byte de ocho bits en un mensaje se envía como dos caracteres ASCII. La principal ventaja de este modo es que permite intervalos de tiempo de hasta un segundo para ocurren entre caracteres sin causar un error.

1.11.2. Modo RTU

Cuando los controladores están configurados para comunicarse en una red Modbus RTU usando el modo (Unidad Terminal Remota), cada byte de ocho bits en un mensaje contiene dos caracteres hexadecimales de cuatro bits. La principal ventaja de este modo es que su mayor densidad de caracteres permite un mejor rendimiento de los datos de ASCII para la misma velocidad de transmisión. Cada mensaje debe transmitirse en un flujo continuo.

1.12. Comunicación Modbus entre ION y RTU

El protocolo Modbus en el medidor de energía permite la transferencia de información y datos de configuración, entre un maestro y un esclavo Modbus. El proceso incluye:

- El interrogatorio de todos los datos del medidor que se exportan a través del módulo esclavo Modbus.
- Configuración e interrogación del módulo metros numérico y acotada registros de configuración enumerados.
- Interrogación y control de los módulos de control exterior del medidor.

El medidor es capaz de comunicarse a través del estándar de comunicación en serie RS-485. El medio de RS-485 permite múltiples dispositivos de una red de bus serie.

El protocolo Modbus utiliza TCP, RTU y ASCII modos de transmisión. Los siguientes medidores soportan protocolos Modbus / TCP y Modbus / RTU:

- Serie ION7300 con Ethernet
- ION7500 / ION7600
- ION7550 / ION7650
- ION8600
- ION8800
- ION8650

Dependiendo de la versión del firmware y metro, el medidor puede requerir 8 bits de datos, sin paridad y un bit de parada (8N1) para la comunicación serial.

El campo de dirección del esclavo de un paquete de Modbus es un byte de longitud e identifica de forma única el dispositivo esclavo implicado en la transacción. Las direcciones válidas oscilan entre 1 y 247. Un dispositivo esclavo ejecuta el comando especificado en el paquete cuando recibe un paquete de petición con el campo de dirección del esclavo a juego su propia dirección. Un paquete de respuesta generada por el esclavo tiene el mismo valor en el campo dirección del esclavo.

1.13. Control Automático

El control automático desempeña un papel importante vital en el avance de la ingeniería y la ciencia, convirtiéndose en una parte importante e integral en los sistemas que requieran el control de temperatura, presión, humedad, flujo etc.

“El control moderno se basa en el análisis del dominio temporal de los sistemas de ecuaciones diferenciales, simplificando el diseño de los sistemas de control porque se basa en un modelo del sistema real que se requiere controlar”. (Ogata, 2010, p. 2)

Para entender más a fondo la teoría del control se necesita definir términos utilizados en el área.

Planta: Se puede definir a la planta como un equipo o un conjunto de elementos de una máquina que funcionan juntos para realizar una operación.

Proceso: En el área de control automático se puede definir al proceso como cualquier operación artificial o voluntaria que conducirá a un resultado o propósito.

Sistema: Se define al sistema como como una combinación de componentes que actuaran juntos para lograr un objetivo determinado.

Perturbación: La perturbaciones pueden ser cualquier señal externa o interna que puede afectar negativamente al valor de la salida de un sistema.

1.14. Sensores

Los sensores son dispositivos diseñados para captar variaciones de tipo mecánico, magnético, térmico, óptico o químico y convertirlas en señales del tipo eléctrico las cuales mediante su procesamiento se las utiliza como señales de control o indicadores. (Creus, 2012, p. 17)

CAPITULO II

2. MARCO METODOLÓGICO

Para el desarrollo de la configuración del sistema de Scada fue necesario el uso de un conjunto de técnicas basadas en sistemas capaces de recibir información del proceso sobre el cual actúan, realizar acciones de análisis, organizarlas y controlarlas apropiadamente con el objetivo de optimizar los recursos de producción, como los materiales, humanos, económicos, financieros. (Garcia Moreno, 2002, p. 1)

El sistema de automatización de las subestaciones del área de concesión de CNEL EP Unidad de negocio Bolívar están conectadas con el Centro de Control del SIN o conocido como Centro de Control Nacional, donde están integrados los equipos y sistemas para la operación, supervisión y control en tiempo real. (Electricidad, 2016).

En el año 2012, La CNEL EP Unidad de Negocio Bolívar se planteó la necesidad de contar con un Sistema Automatizado, y utilizando tecnología de punta, le permita realizar la telemedición y el telecomando de todos los equipos de campo que pertenecen a la parte de seccionamiento del Sistema Eléctrico de Potencia, de igual manera vigilar las subestaciones en tiempo real.

Para la realización del trabajo de titulación se empleó el Método Científico, debido a que mediante este método se constituye el marco general de referencia que guiará todo el proceso. Para lo cual se consideraron los siguientes puntos:

- ✓ Planteamiento del problema
- ✓ Levantamiento de información
- ✓ Realizar pruebas experimentales
- ✓ Análisis e interpretación de resultados
- ✓ Difusión de resultados

Junto con la utilización de los Métodos Investigativo y Experimental, ya que ayudaron para generar un criterio de manejo de investigación, en base a la recopilación, análisis y clasificación de toda la información relacionada con las diferentes tecnologías, métodos y herramientas involucradas en el proyecto. Será experimental pues se implementará en la vida real, probando de manera sistematizada los diseños del equipo realizado, hasta la finalización satisfactoria del proyecto.

Como técnicas empleadas en la elaboración del trabajo de titulación tenemos la Observación y toma de datos ya que nos posibilitan recolectar información que permita solucionar los problemas planteados, según necesidades y requerimientos de la empresa y de la Subestación.

2.1. Situación Actual de la CNEL EP Unidad de Negocio Bolívar

La Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP) Unidad de Negocio Bolívar actualmente consta de seis subestaciones que forman parte de dicha unidad de negocio, las cuales se detallan a continuación y localizadas a lo largo de la provincia de Bolívar como se muestra en la **Figura 1-2**:

- Subestación Guaranda
- Subestación Guanujo
- Subestación Cochabamba
- Subestación Sicoto
- Subestación Caluma
- Subestación Echeandía

En la **Tabla 1-2** se observa la ubicación geográfica de cada una de las subestaciones pertenecientes a la unidad de Negocio CNEL EP. Bolívar.

Tabla 1-2. Ubicación de Subestaciones CNEL EP. Bolívar

Lugar	Altitud	Latitud	Longitud
Guaranda	2595 m	01° 35'45.54" S	78° 59'45.96" W
Guanujo	2963 m	01° 33'11.84" S	79° 0'31.10" W
Echeandía	322 m	01°25'58.8" S	78°16'10.2" W
Cochabamba	2849 m	01° 40'23.77" S	79° 6'11.99" W
Sicoto	2185 m	01° 51'19.80" S	79° 3'52.92" W
Caluma	320 m	01° 37'48.72" S	79° 15'7.10" W

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

Fuente: <https://www.cnelep.gob.ec/>

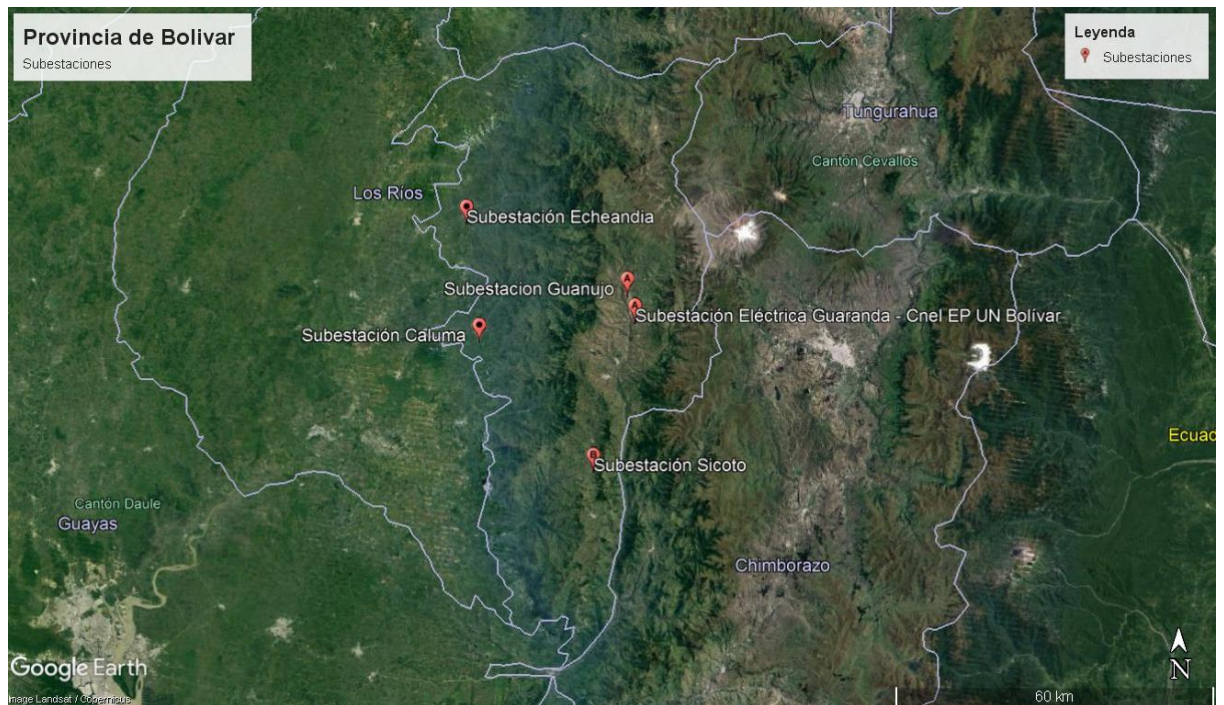


Figura 1-2. Localización Geográfica de las Subestaciones

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

La infraestructura de cada una de las subestaciones consta básicamente de los siguientes elementos recalando que el número de elementos varía de acuerdo a la potencia de trabajo de cada una de las estaciones.

- Transformadores de Potencia Siemens 10 MVA
- Disyuntor 69 KV de subtransmisión
- Breaker de 13.8 kV de Salida Alimentadores, Transformador
- Cargador de Baterías
- Transformadores de Potencial y de Corriente
- Seccionadores de 69 kV
- Interruptores
- Medidores ION 6800
- Relés ABB REF630
- RTU
- Rack conector de datos para RTU
- Módulos de E/S RTU
- Inversor de 125 Vdc/125Vac
- Switch conexión equipos de patio
- Fuente de voltaje de 24 V para SCADA

- Fuente de Voltaje 120 V/ 12 Vdc
- UPS cámaras
- Carro alimentadores
- Modulador de audio
- Fuentes de voltaje ABB
- Tanques sf6 grandes y pequeños

Los Medidores ION 8600 son esenciales para la adquisición de datos proporcionados por los Transformadores de Potencial y los Transformadores de Corriente, en la actualidad se obtiene información con equipos de adquisición de parámetros eléctricos que demandan de un tiempo estimado muy elevado lo que provoca deficiencia en la toma de decisiones en el departamento de pérdidas de la empresa, debido a que un operario debe ir al sitio y colocar el equipo considerando los riesgos que este demanda, eso implica problemas.

2.2. Escenario

De las seis Subestaciones pertenecientes a la Empresa CNEL EP Unidad de Negocio Bolívar se eligieron la subestación Guaranda y la Subestación Guanajo, debido a la gran demanda de clientes que tienen a su servicio. Además forman parte de los requerimientos de la Empresa.

El trabajo de titulación se basa en la información generada en la Subestación GUANUJO y GUARANDA que es el centro de operaciones perteneciente a la Unidad de negocio Bolívar teniendo sus valores nominales de trabajo en la **Tabla 2-2**.

Tabla 2-2. Información de subestación Guaranda

Subestación GUARANDA	
POTENCIA	15/17.50 MVA
VOLTAJE	69/13.8 KV

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

Fuente: <https://www.cnelep.gob.ec/>

El trabajo de titulación da la importancia de realizar el control, monitoreo y gestión de datos para futuros estudios de ampliación del sistema eléctrico en la Provincia Bolívar así como el análisis de pérdidas forman parte fundamental de gerenciamiento de la información corporativa.

2.2.1. Subestación Guaranda

La Subestación Guaranda consta de los siguientes equipos:

- 2 transformadores de Potencia (Un transformador de 5 MVA y Un Transformador de 10 MVA)
- Centro de Operaciones
- Disyuntor 69 KV de subtransmisión
- Breaker de 13.8 kV de Salida Alimentadores, Transformador
- Cargador de Baterías
- Transformadores de Potencial y de Corriente
- Seccionadores de 69 kV
- Interruptores
- Medidores ION 6800
- Relés ABB REF630
- RTU
- Rack conector de datos para RTU
- Módulos de E/S RTU
- Inversor de 125 Vdc/125Vac
- Switch conexión equipos de patio
- Fuente de voltaje de 24 V para SCADA
- Fuente de Voltaje 120 V/ 12 Vdc
- UPS cámaras
- Carro alimentadores
- Modulador de audio
- Fuentes de voltaje ABB
- Tanques sf6 grandes y pequeños



Figura 2-2. Transformador de Potencia de 5MVA, SE Guaranda

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

2.2.2. Subestación Guanujo

La Subestación Guanujo consta de los siguientes equipos:

- Transformador de potencia de 10 MVA



Figura 3-2. SE Guanujo Actualmente en funcionamiento.

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018


- Disyuntor 69 KV de subtransmisión
- Breaker de 13.8 kV de Salida Alimentadores, Transformador
- Cargador de Baterías
- Transformadores de Potencial y de Corriente

- Seccionadores de 69 kV
- Interruptores
- Medidores ION 6800
- Relés ABB REF630
- RTU
- Rack conector de datos para RTU
- Módulos de E/S RTU
- Inversor de 125 Vdc/125Vac
- Switch conexión equipos de patio
- Fuente de voltaje de 24 V para SCADA
- Fuente de Voltaje 120 V/ 12 Vdc
- UPS cámaras
- Carro alimentadores
- Modulador de audio
- Fuentes de voltaje ABB
- Tanques sf6 grandes y pequeños

2.3. Recursos para la integración de las subestaciones

2.3.1. Recursos Físicos

Las Subestaciones de Guanajuo y Guaranda llevan relación en los recursos físicos que disponen, como se puede observar en la **Figura 4-2** se enumeran el equipamiento que poseen con sus respectivas características generales, además de tener el número de elementos en existencia por cada elemento.



LEVANTAMIENTO DE ACTIVOS FIJOS

CARACTERISTICAS DE EQUIPOS DE SUBESTACION

SUBESTACION DE DISTRIBUCION :	GUANUJO
PROVINCIA	BOLIVAR
CANTON	GUARANDA
UBICACION	
AREA DEL TERRENO (m2):	

GRUPO	DESCRIPCION DEL BIEN	CANT.	CARACTERISTICAS GENERALES				
			MARCA	PAIS	AÑO DE FABRICACION	MODELO	SERIE
EQUIPOS DE SUBESTACIONES	1 TRANSFORMADOR SIEMENS 10 MVA	1	SIEMENS	ALEMANIA	2010	SIEMENS CKLUM 130	323277
	2 Disyuntor 69KV linea de subtransmision Guanujo, Trafo 1	1	CROMPTON	INDIA	2012	CROMPTON 69KV 600A	X305305
	3 Disyuntor 69KV linea de subtransmision Guanujo, Trafo 1	1	CROMPTON	INDIA	2012	CROMPTON 69KV 600A	X305305
	4 Brecker_13.8KV Salidas Alimentadores, Trafo	4	EIB			52_EIB_13,8KV_800A	
	5 Brecker_13.8KV Salidas Alimentadores	2	ABB	ALEMANIA	2012	ABB	
	6 Seccionadores Guanujo_69KV	4	CLEVELAND	USA	2010	CLEVELAND_69KV	11H1506-0201-1
	7 Cargador de Baterias	1	TCR				
	8 Baterias de S5AA	20	CHALLENGE	UK	1993	LITIO	JUB001
	9 Trafo de S5AA	1	PAUWELS		1993	PAUWELS	93 N 8164
	10 Reles_ABB REF630	5	ABB	ALEMANIA	2013	REF630	
	11 Reles_ABB RET630 TRANSFORMADORES	1	ABB	ALEMANIA	2013	RET630	
	12 MEDIDORES ION 6800	6	SCHNEIDER	FRANCIA	2013	ION6800	
	13 Carro alimentadores	1					GCE8003854R0104
CONCENTRADOR DE DATOS	14 Transformador de Corriente	1	ALSTOM	USA	1999	ALSTOM_SBD 82/2	1
		1	ALSTOM	USA	1999	ALSTOM_SBD 82/2	2
		1	ALSTOM	USA	1999	ALSTOM_SBD 82/2	3
		1	ABB	SUIZA	2013	ABB_AB	1HSE8827660
	15 Transformador de Tension	1	ABB	SUIZA	2013	ABB_AB	1HSE8827661
		1	ABB	SUIZA	2013	ABB_AB	1HSE8827662
	16 RTU GUANUJO	1	ABB	ALEMANIA		RTU560	1KGT013000R001
	17 Rack concentrador de datos para RTU	1	ABB	ALEMANIA		RACK ABB	
	18 Inversor 125Vdc/125Vac	1	MAJQA POWER				EB122700140W0
	19 switch conexión equipos de patio	1	RADEGGON	USA			
20 regleta	1						
21 fuente de Voltaje 24V para scada	1	ReingPower			RPT-100		
22 Fuente de Voltaje 120V/12Vdc	1						
23 UPS camaras	1				INS732VA		
24 Modulador de Audio	1	MP3 power Ampl					
25 Modulos E/S RTU	3	ABB	ALEMANIA				
26 Fuente de Voltaje ABB	1	ABB	ALEMANIA				
27 Baterias de S5AA_GUANUJO	12						
28 Tanques de sfs_pequeños	6						
29 Tanques de sfs_grandes	2						
30 MOVILIARIO							
31 Modular	1						
32 telefono	1						
33 reloj	1						
34 closed	1						

Figura 4-2. Equipamiento de la Subestación Guanujo

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

2.3.2. Recursos Lógicos

Para poder realizar la integración de los medidores ION 8600 al sistema SCADA se realizó un Banco de IP estáticos para cada Subestación proporcionadas por la Empresa, se muestra en las siguientes tablas. Hay que especificar que se realizó la integración específicamente a los ION 8600 de la empresa ABB.

Tabla 3-2. Banco de Direcciones IP Guanujo

SE GUANUJO			
ION 8600	Master	Esclavo	IP
4 Esquinas	10	100	172.17.167.55
Salinas	20	200	172.17.167.56
Guanujo Centro	30	300	172.17.167.60
La Cena	40	400	172.17.167.59
Simiatug	50	500	172.17.167.57

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

Tabla 4-2. Banco de Direcciones IP Guaranda

SE GUARANDA			
ION 8600	Master	Esclavo	IP
Totalizador Guaranda 10MVA	60	600	172.17.166.37
Totalizador Guaranda 5MVA	10	100	172.17.166.30
Vinchoa	20	200	172.17.166.31
Primero de Mayo	30	300	172.17.166.32
Maldonado	40	400	172.17.166.33
Chimbo	50	500	172.17.166.34

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

Como se aprecia en las **Tabla 3-2** y **Tabla 4-2** se encuentran las direcciones IP estáticas asignadas para cada ION 8600 de las salidas de los alimentadores de cada Subestación.

La Subestación Guaranda cuenta con 6 medidores ION 8600 designadas a las diferentes salidas de los alimentadores:

- Totalizador Guaranda 10MVA
- Totalizador Guaranda 5MVA
- Vinchoa
- Primero de Mayo
- Maldonado
- Chimbo

La Subestación Guanajuco cuenta con 5 medidores ION 8600 designadas a las diferentes salidas de los alimentadores:

- 4 Esquinas
- Salinas
- Guanajuco Centro
- La Cena
- Simiatug

2.4. Diseño del sistema para integración ION al sistema Scada

2.4.1. Etapas del sistema

El sistema de monitoreo y de integración inicia desde las bahías las cuales están controladas por un relé orientado a la protección de los equipos y cual está compuesta por los equipos de campo.

El esquema de conexión en cada subestación se puede observar en la **Figura 5-2**. La cual inicia desde los equipos de campo de la bahía hacia los medidores ION conectados a través de un Switch hacia los RTU para finalmente formar parte del sistema Scada en donde se realiza el monitoreo y control del sistema completo.

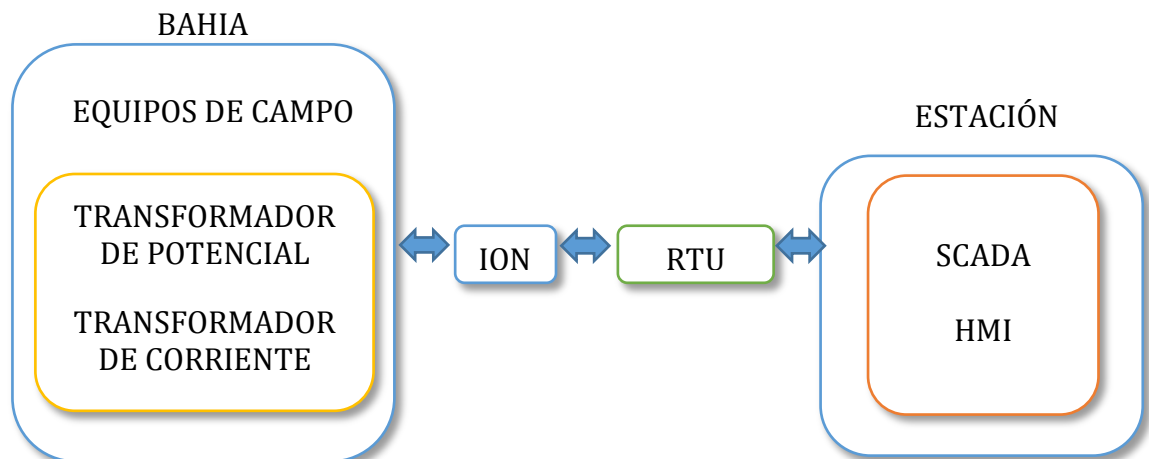


Figura 5-2. Etapas del sistema

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

Para gestionar la información utilizamos protocolos propietarios en este caso ENTERPRISE que se comunica con la RTU por medio de DNP llegando a la estación remota.

Se utilizó RTU560 para configura cada uno de los ION de las subestaciones mediante la asignación de un nombre para reconocer el ION 8600 (Medidor de energía eléctrica), asignación de una dirección master, una dirección para el esclavo y una dirección IP para la comunicación.

2.4.2. Diagrama de comunicación del sistema

El centro de operaciones de CNEL Bolívar se encuentra en la Subestación Guaranda encargado de controlar, monitorear y supervisar de manera remota los procesos de las subestaciones eléctricas a través de software y hardware, emplea como medio de comunicación enlaces para tomar la información de las RTU y transmitirla a los equipos del Centro de Control, en donde los datos se presentan de manera comprensible al operador, Para luego esta información ser anexada al sistema nacional interconectado en la **Figura 6-2** observamos el funcionamiento del sistema desde el nivel de subestación al de monitoreo y control en el sistema SCADA.

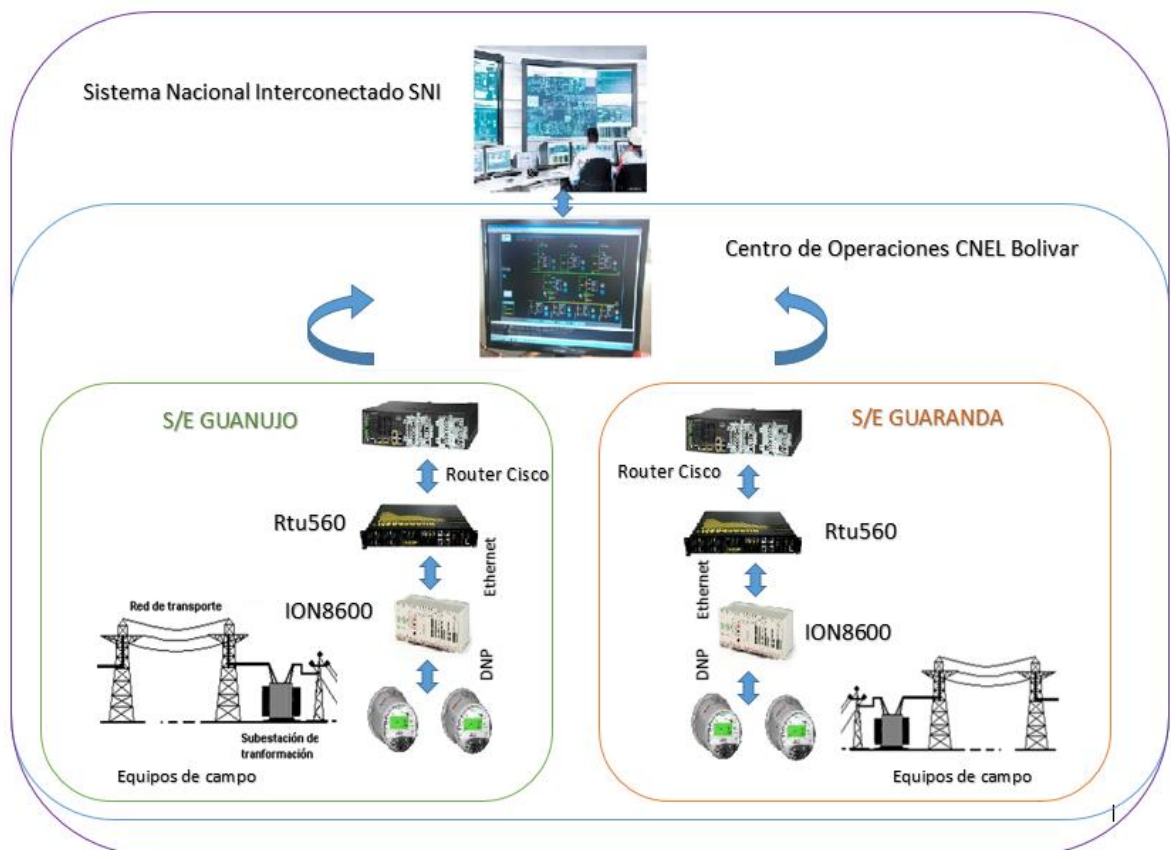


Figura 6-2. Comunicación del sistema

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

2.5. Equipos de campo

El proceso de integración del sistema inicia en los equipos de campos, los cuales son los transformadores de potencial y transformadores de corriente, dichos equipos son conectados al medidor el cual es capaz de sensor y procesar la información proveniente de dichos equipos.

2.5.1. Transformador de Potencial

Los transformadores de potencial instalados en las subestaciones se encargan de convertir voltajes de mayor a menor es decir los miles de voltios detrás de los sistemas de transmisión de energía y disminuirá el voltaje hacia algo que los medidores ION puedan manejar. Estos transformadores funcionan para sistemas monofásicos y trifásicos, y están unidos AL punto donde se mide el voltaje.



Figura 7-2. Transformador de Potencial

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

Como se puede ver en la **Figura 7-2** los transformadores de potencial instalados en la subestaciones de Guaranda son de marca Siemens.

2.5.2. *Transformador de Corriente*

Los transformadores de potencia instalados en la subestación Guaranda(ver la **Figura 8-2**), se utilizan para reducir valores elevados reales de corriente alterna que tiene una línea o un alimentador a valores bajos, los cuales se utilizan para alimentar instrumentos o aparatos de medición, protección o de control.



Figura 8-2. Transformador de Corriente

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

2.5.3. *Sistema Instalado ION 8600*

En la **Figura 9-2** se muestra el sistema ION 8600 instalado en la subestación el cual nos permite conocer la cantidad de energía así como de voltaje y corriente que circula por ese punto.

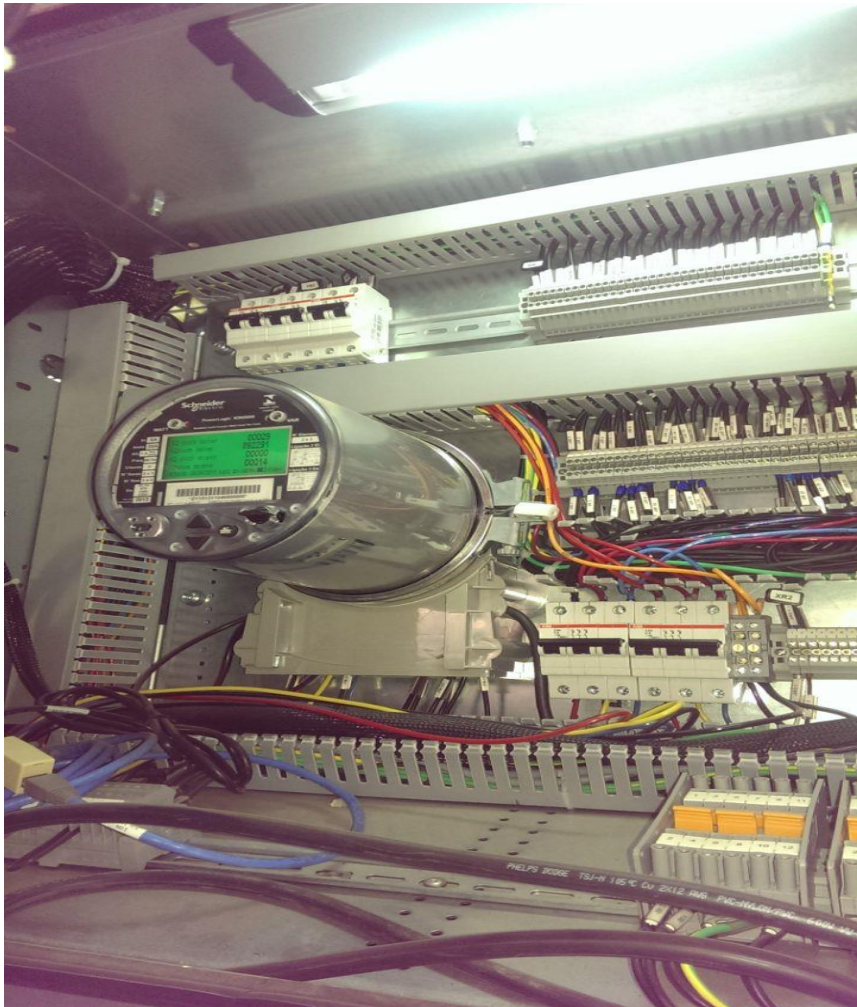


Figura 9-2. ION 8600 Instalado

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

2.6. Configuración ION 8600 en software IONSetup

Para el correcto funcionamiento del medidor ION 8600 tenemos que realizar una serie de configuración de software que se mencionan a continuación:

Como primer paso configuramos el Medidor ION para una comunicación Cliente-Servidor, habilitando la comunicación Ethernet, como se muestra en la **Figura 10-2**.

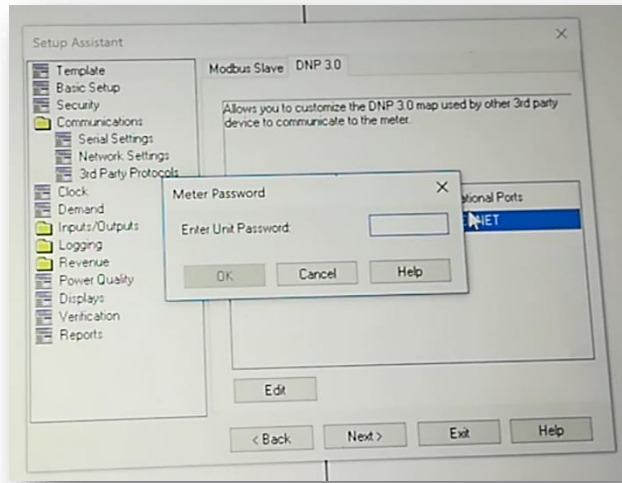


Figura 10-2. Configuración ION 8600

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

Como se muestra en la **Figura 11-2** el medidor puede trabajar con 3 tipos de conexiones, pudiendo establecer varios clientes. En donde nuestros ION trabajan como clientes.

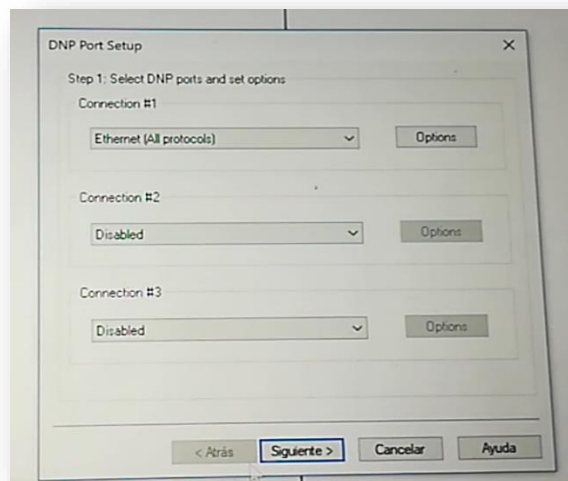


Figura 11-2. Conexión ION 8600

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

Una vez seleccionada la conexión podemos habilitar las señales analógicas, binary input o contadores de 32 bits para tener una mejor precisión de la información.

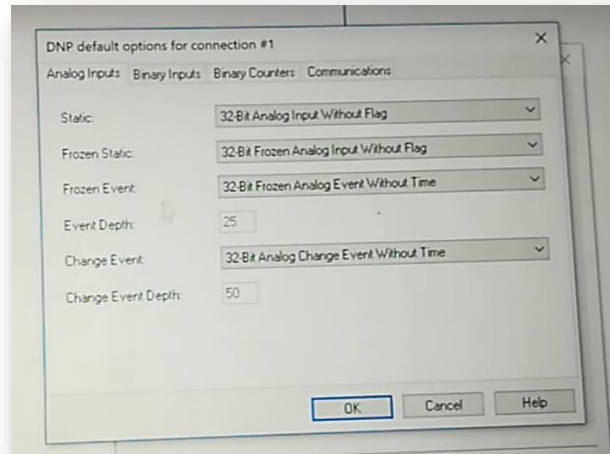


Figura 12-2. Conexión 2 ION 8600

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

En la ventana de sincronización seleccionamos la frecuencia de muestreo de datos, además de seleccionar la Ip del master la cual será nuestra IP del RTU.

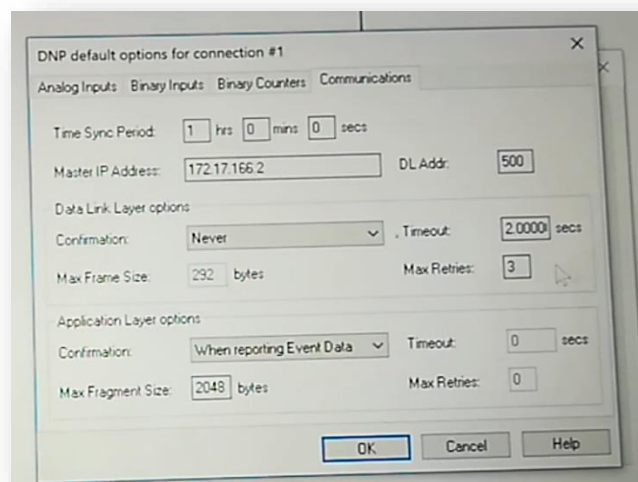


Figura 13-2. Parámetros de conexión 8600 Instalado

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

Una vez establecidos los parámetros de conexión procedemos a la configuración de señales, pudiendo añadir las señales necesarias, indicando que para evitar saturaciones podemos definir bandas muertas en el RTU, en donde la banda muerta es el rango de medición de señal.

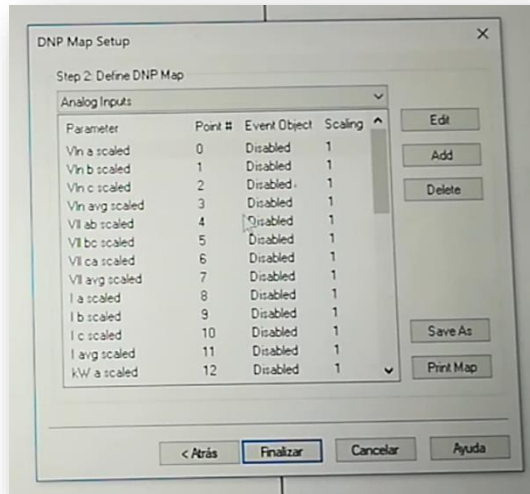


Figura 14-2. Señales ION 8600

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

En la ventana de DNP **Figura 14-2**, podemos declarar clases de acuerdo a la prioridad de la señal, por ejemplo la clase 1 es de mayor prioridad que la clase 3, inclusive pudiendo generar reportes solo por clases si fuese necesario.

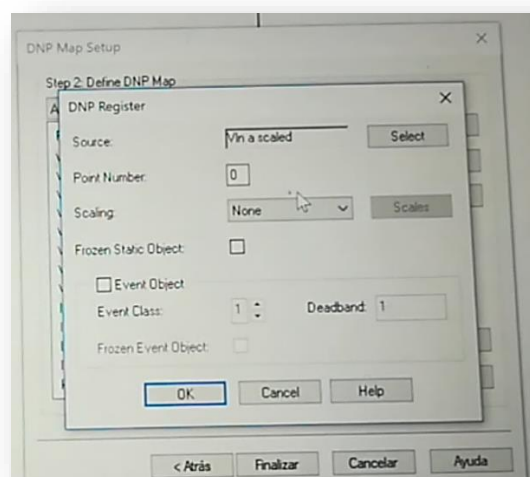


Figura 15-2. Configuración de clases ION 8600

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

Una vez establecida la configuración del ION podemos ver los datos que este registra en tiempo real ya sea voltajes, corrientes o como se muestra en la **Figura 15-2** la energía del sistema.

Añadiendo que se muestra graficas de la fase de voltaje con sus respectivos parámetros (Ver **Figura 16-2**, derecha)

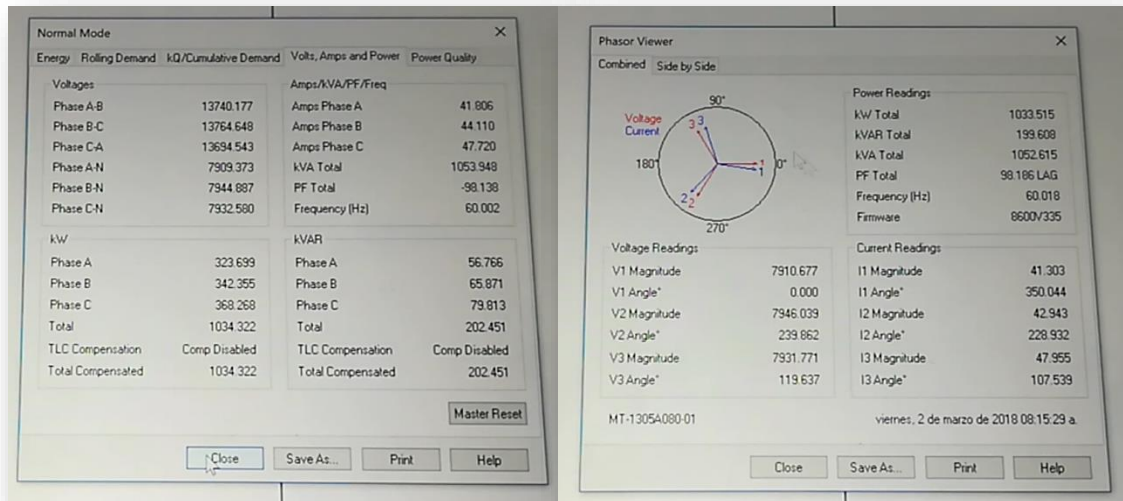


Figura 16-2. Valores en tiempo real ION 8600

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

2.6.1. Conexión RTU560

El sistema RTU560 se conecta a las entradas y salidas paralelas, conectadas en serie y comunicación a través de IEC 68150. Todos estos datos en tiempo real se transmiten al sistema central SCADA para acciones críticas ya sean de control o monitoreo, como se observa en la **Figura 17-2** el RTU establece varios niveles de comunicación desde el registro de información primaria a su monitoreo en la sala de control.

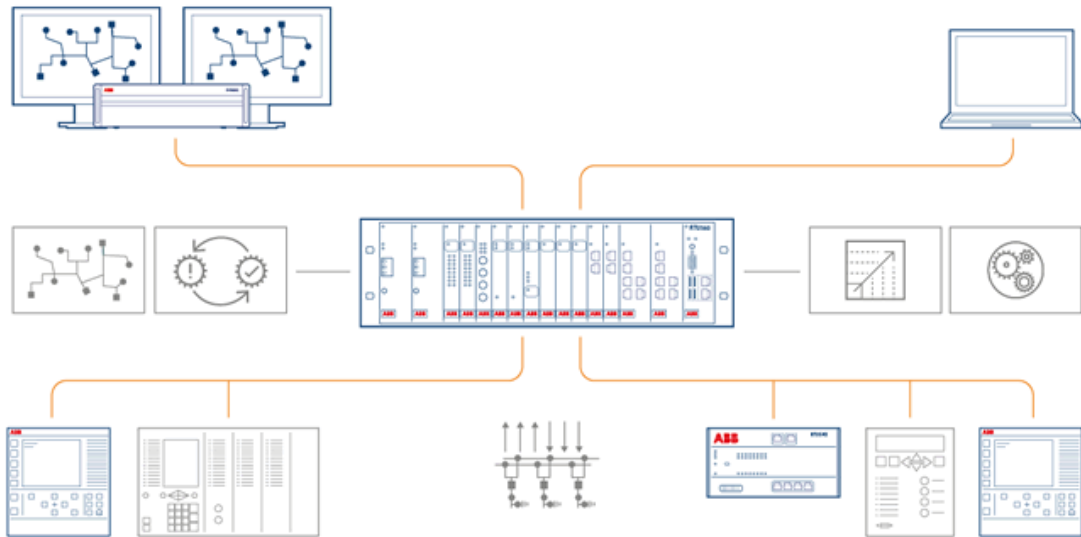


Figura 17-2. Configuración del sistema RTU560

Fuente: <http://new.abb.com/substation-automation/products/remote-terminal-units/rtu560>

2.6.2. Integración de medidores ION al sistema

El proceso de integración de medidores ION al sistema, estableció las principales características de la estructura de árbol de la RTUil560 como se puede apreciar en la **Figura 18-2**.

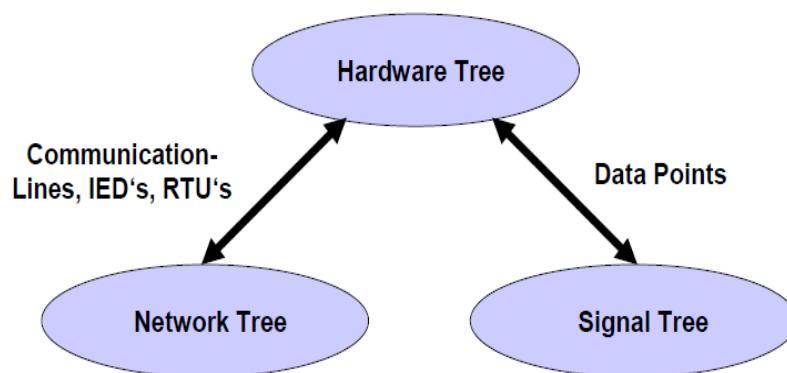


Figura 18-2. Estructura del árbol RTUil560

Fuente: <https://es.scribd.com/document/328836281/14-RTU560-RTUil560-1-E>

Parametrización manual:

1. Red – Árbol
2. Señal – Árbol
3. Hardware – Árbol

Parametrización usando, Excel-Import

4. Red – Árbol
5. Hardware – Árbol
6. Excel – Importar

RTUtil560 usa dos operaciones básicas:

- Agregar artículo

Inserta un nuevo elemento en la configuración

- Artículo de enlace

Enlaza un elemento ya presente en otro árbol

2.6.3. *Enlace de elementos RTU*

Todos los elementos, que están disponibles en más de un árbol deber ser vinculados, siempre cuidando una regla para la correcta configuración.

Los elementos enlazados son:

Líneas de comunicación

(Proceso) Puntos de datos

Elementos no enlazables en el árbol de hardware



Bus periférico serial (PBP)

Archivos, función de impresión local

Funciones lógicas, PLC, HMI.

Los elementos vinculados tienen una señalización de acuerdo a la **Tabla 5-2:**

Tabla 5-2. Señalización de elementos enlazados

SEÑALIZACION	
Los elementos no vinculados	
Los elementos vinculados (Con un círculo amarillo/rojo)	

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

En la conexión se debe tomar en cuenta ciertos parametros como:

- El nodo RTU560 se agregara en el árbol de red y se vinculara al árbol de hardware.
- Las líneas de comunicación deben tener un destino (Sistema de control/ IEE de Subestación).
Para definir el tipo de comunicación (Host/Subdispositivo)

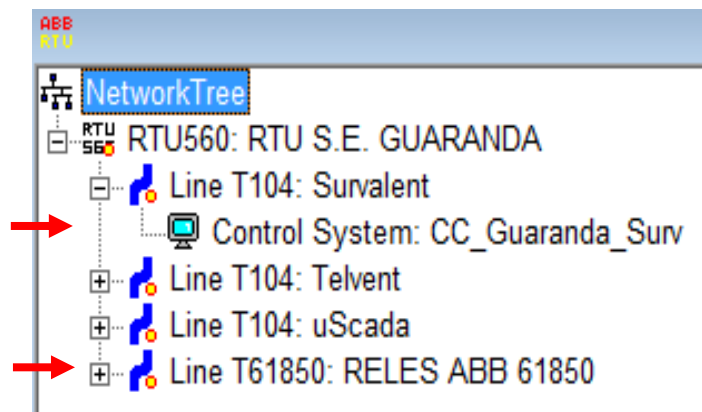


Figura 19-2. Configuración RTUutil560

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

Los elementos de nivel superior del árbol de hardware deben contener solo elementos vinculados del árbol de red (RTU, IED) como se ve en la **Figura 20-2**.

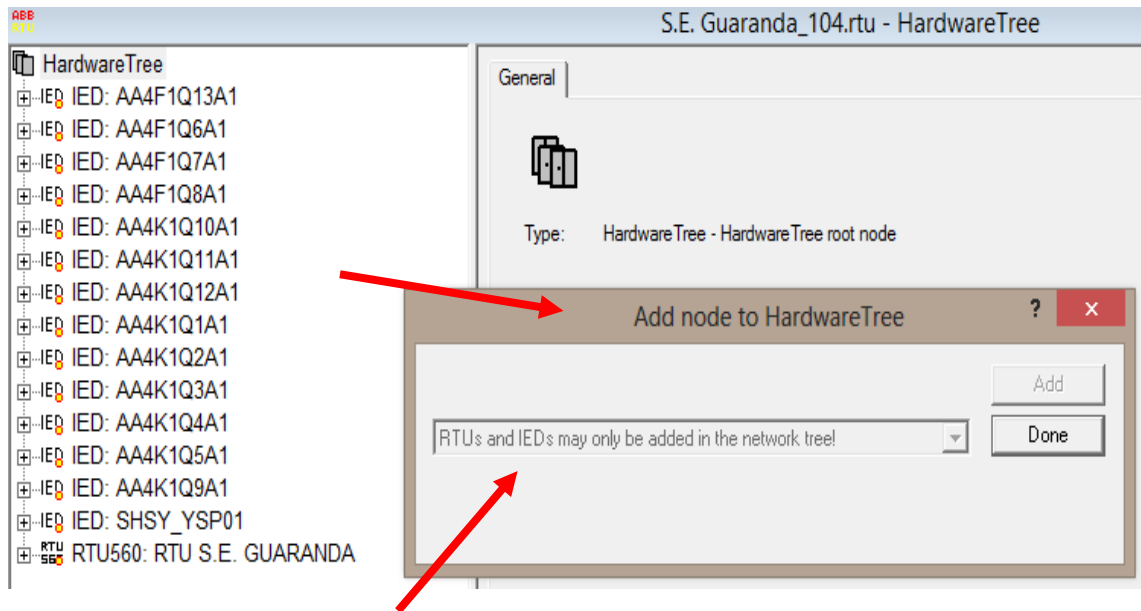


Figura 20-2. Adición de Nodo RTUtil560

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

El proceso se llevó a cabo utilizando la RTUtil560 para integrar las señales que nos proporcionaba el ION utilizando protocolos de comunicación como el 61850 de los relés ABB.

El primer paso fue crear un nuevo proyecto donde se dio los nombres de cada subestación para su identificación ver la **Figura 21-2**.

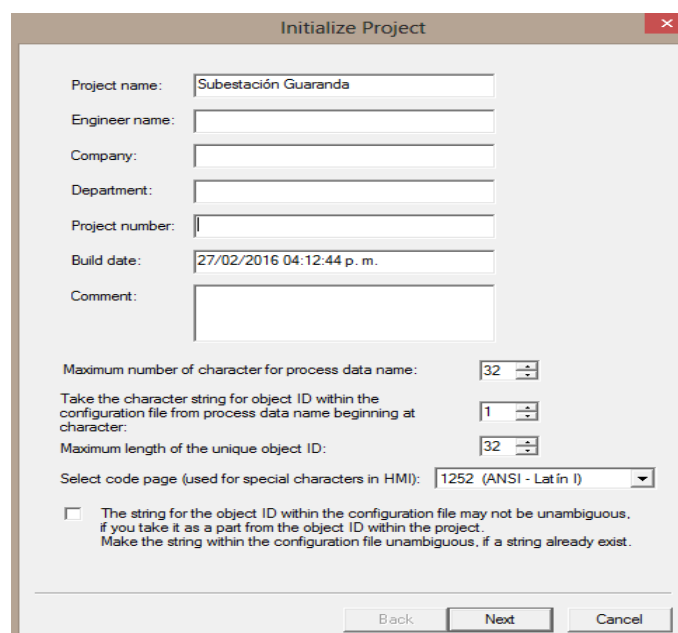


Figura 21-2. Creación de Proyecto RTUtil560

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

Asignamos un nombre a la señal de árbol, Luego se creó el Hardware Tree donde se agregaron los IED.

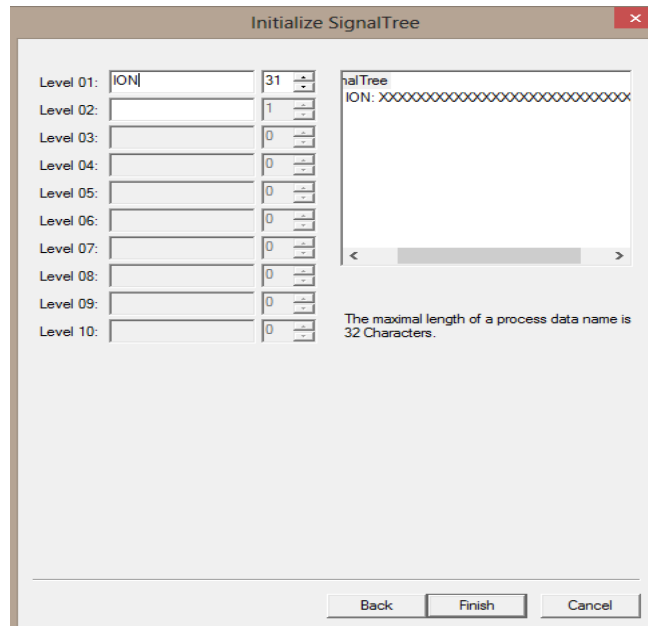


Figura 22-2. Ingreso de IED RTUtl560

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

El siguiente paso fue crear Signal Tree con el nombre de la Estación que pertenece al nivel 1 y luego se creó el nombre de la bahía que es de nivel 2.

El nivel 3 de la señal de árbol pertenece a los equipos que se integraron del ION respectivo como se puede observar en la **Figura 23-2**.

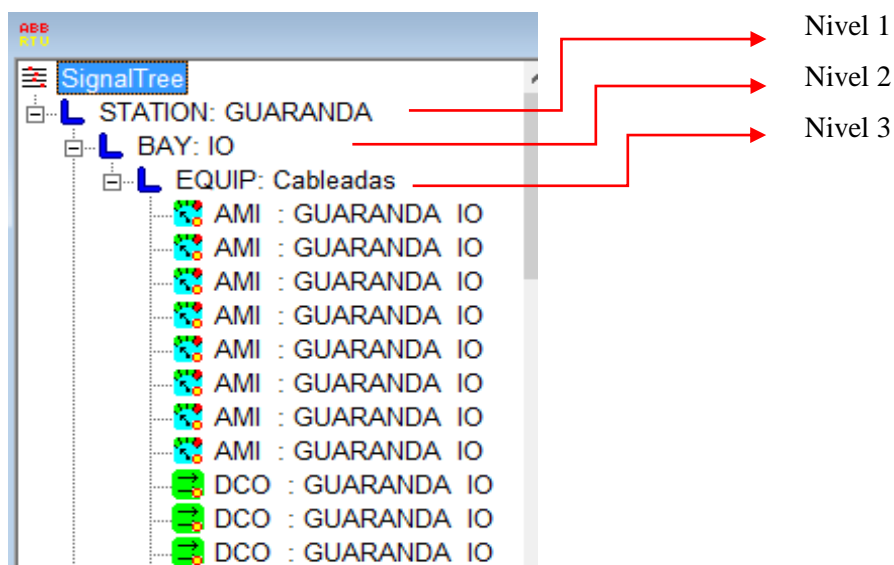







Figura 23-2. Adición de ION RTUtl560

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

Aquí se tiene que conocer los diferentes ítems que nos da para seleccionar dependiendo el tipo de dato que deseamos adquirir como por ejemplo:

-  AMI Nos indica que podemos medir una señal de entrada análoga
-  DCO Significa doble salida de comando
-  SPI Significa punto único de entrada
-  DPI Significa punto doble de entrada
-  MFI Significa entrada flotante de valor de medida analógica.

Luego de haber realizado cada una de las asignaciones dependiendo del tipo de entrada o salida se enlaza mediante protocolo T104 de Survalent, Telvent y uScada, los equipos de manera correcta. Además de una línea que utiliza protocolo T61850 para los relés ABB

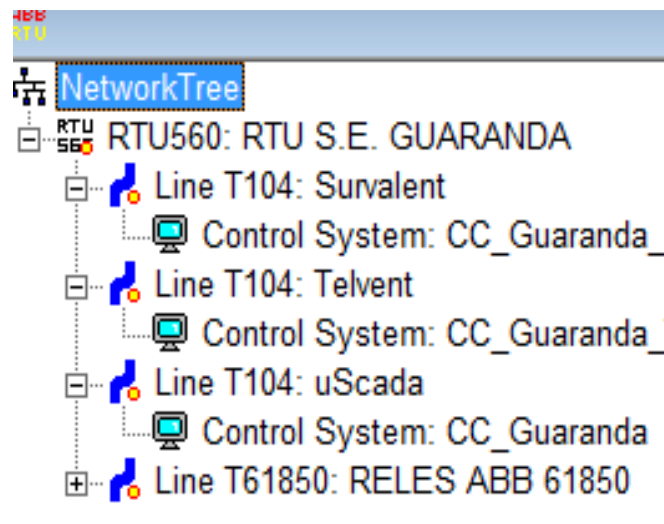


Figura 24-2. NetworkTree RTUutil560

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

En la **Tabla 6-2** se observa la información de las direcciones IP que se utilizaron en la identificación de los ION así como el Master y Esclavo para cada una de las subestaciones.

Tabla 6-2. Direcciones IP Se Guanujo

SE GUANUJO			
ION 8600	Master	Esclavo	IP
4 Esquinas	10	100	172.17.167.55
Salinas	20	200	172.17.167.56
Guanujo Centro	30	300	172.17.167.60
La Cena	40	400	172.17.167.59
Simiatug	50	500	172.17.167.57

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

Como existe un medidor ION para cada salida de los alimentadores también se configuro los parámetros para que exista comunicación con el sistema SCADA ubicado en el Centro de Control mediante el protocolo T104

2.6.4. *RTU560 instalado en el sistema*

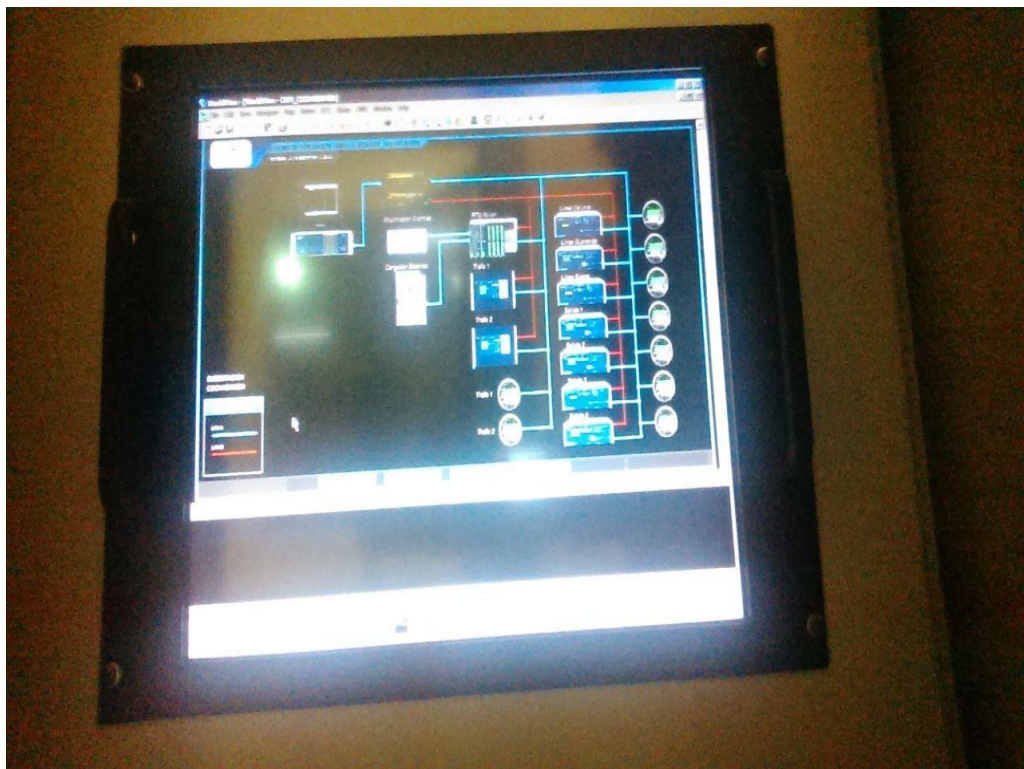


Figura 25-2. RTU560 instalado

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

En la **Figura 25-2** se muestra las lecturas del sistema RTU560, la cuales indican gráficamente mediante el HMI el estado en que se encuentran las variables del sistema de la Subestacion.

2.6.5. Configuración RTU para medición de Señales

La configuración para identificar cada uno de los parámetros medidos por el medidor de energía eléctrica ION se la realiza previa la configuración en las señales.

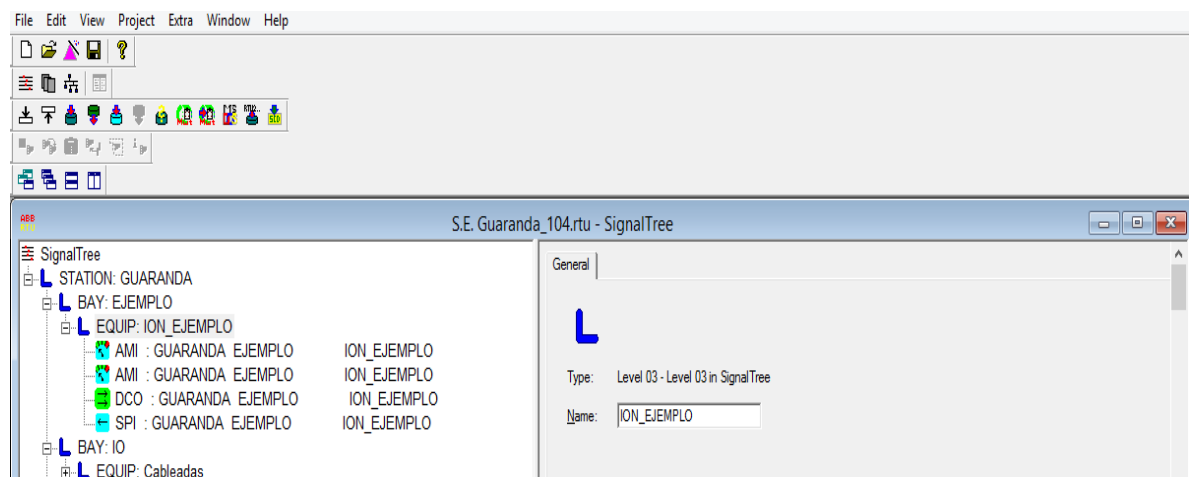


Figura 26-2. Creación de una Estación RTU

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

Iniciamos con la creación de una estación en este caso en Signal Tree como se puede ver en la **Figura 26-2**.

Nivel 1.- Estación Guaranda

Nivel 2.- Bahía Ejemplo

Nivel 3.- Equipo ION_Ejemplo

Una vez establecidos los niveles e identificamos los diferentes parámetros que se integraron haciendo uso de los protocolos de comunicación eléctrico RS323 y RS485 que sirven para el intercambio de datos binarios entre dos dispositivos.

Además se utilizó el protocolo Modbus que actúa como maestro/esclavo intercambian información por medio de mensajes formados por una dirección de esclavo, un código de función y unos datos. Cada dispositivo utiliza una dirección única.

El siguiente proceso es la configuración de nuestro dispositivo:

Creamos un Network Tree en la opción Línea TDNP3: EJEMPLO

Creamos un IED: ION_EJEMPLO

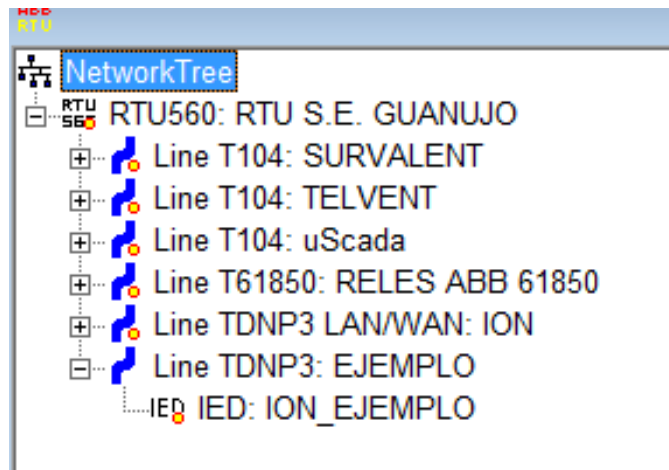


Figura 27-2. Nueva Network Tree

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

A continuación realizamos clic derecho en el mouse seleccionando Hardware Tree cuando tenemos el submenú seleccionamos la opción Link Item y agregamos nuestro IED: ION_EJEMPLO

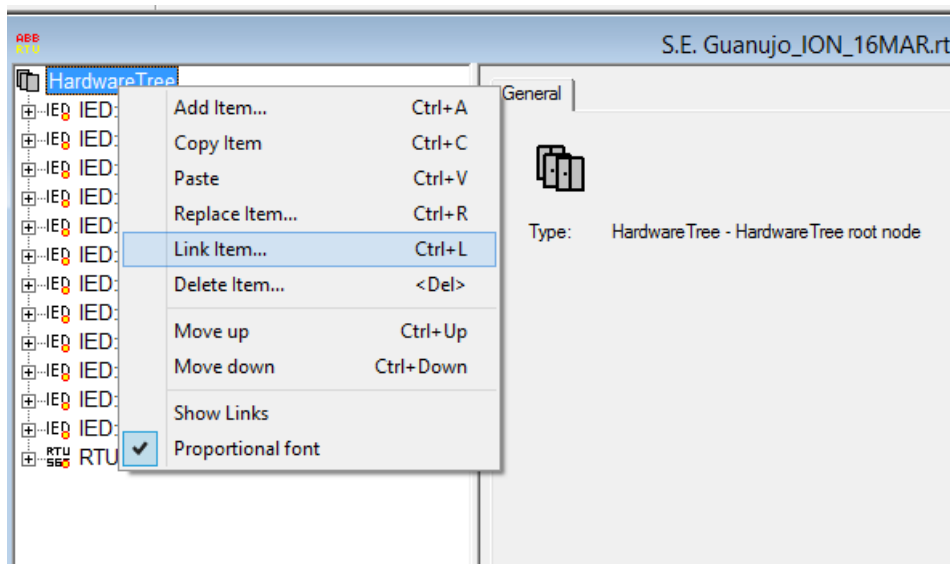


Figura 28-2. Añadimos un Link Item

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

Seleccionamos en link node Hardware Tree y la opción que nos interesa es IED: ION_EJEMPLO y damos clic en Link

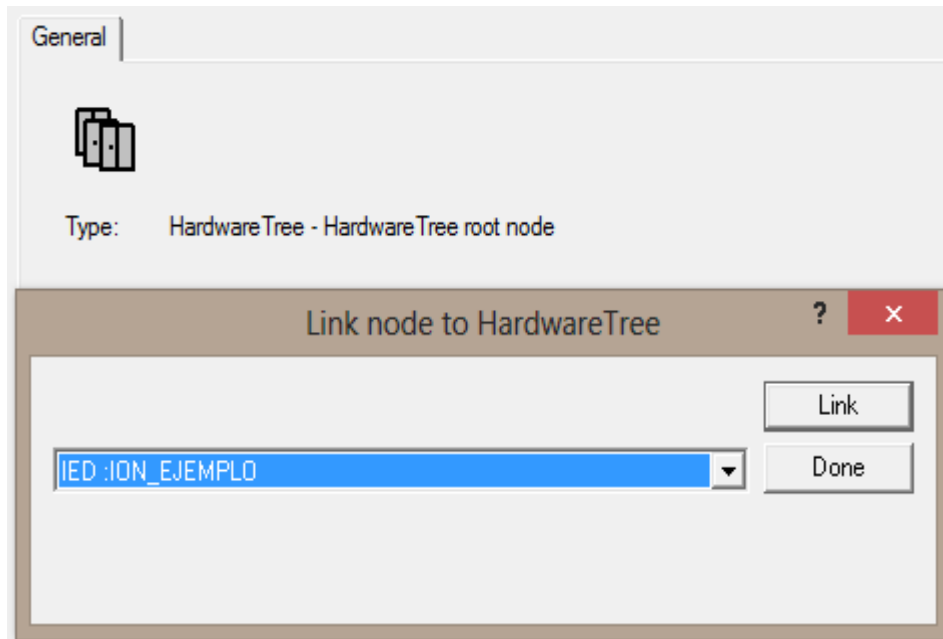


Figura 29-2. Link node

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

Link ítem en Hardware Tree para agregar las señales en este caso elegimos MFI Analog Measured value Floating Input

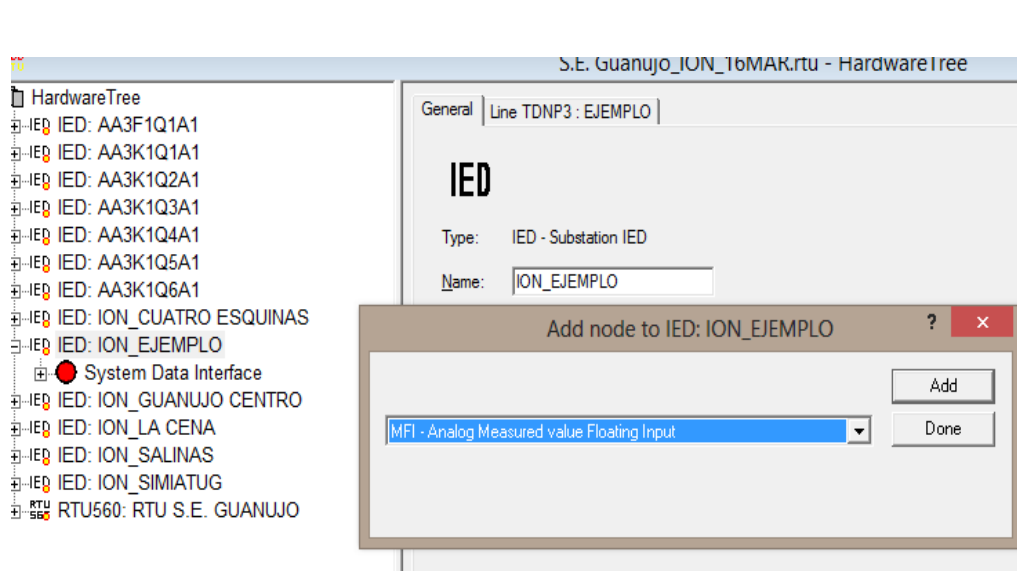


Figura 30-2. Add node RTU

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

Damos clic derecho en IED: ION_EJEMPLO y seleccionamos Link Item y luego nuestras señales con las que trabajamos.

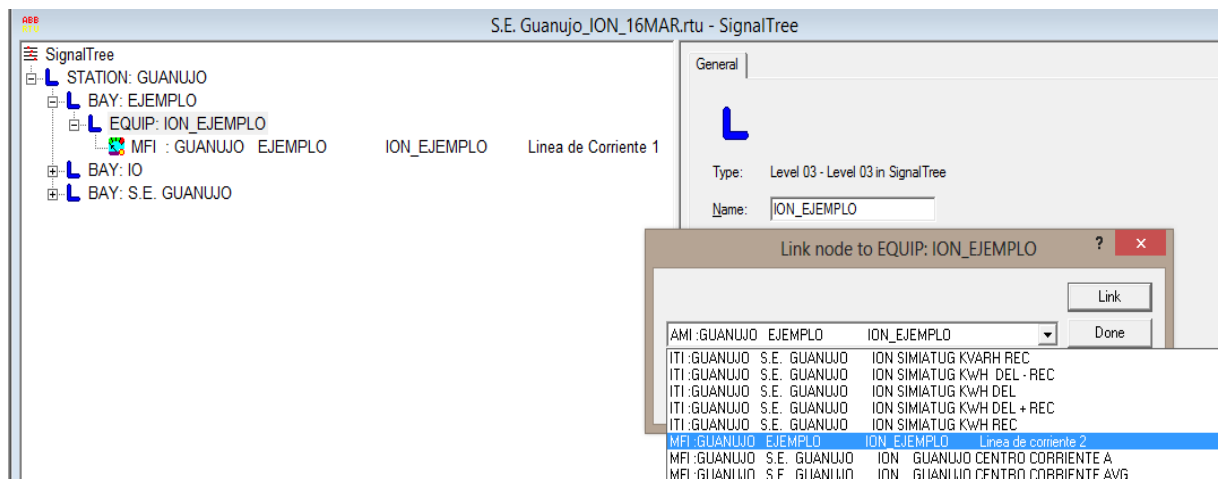


Figura 31-2. Link ítem RTU

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

Luego tendremos los siguientes elementos que van a ser vinculados:

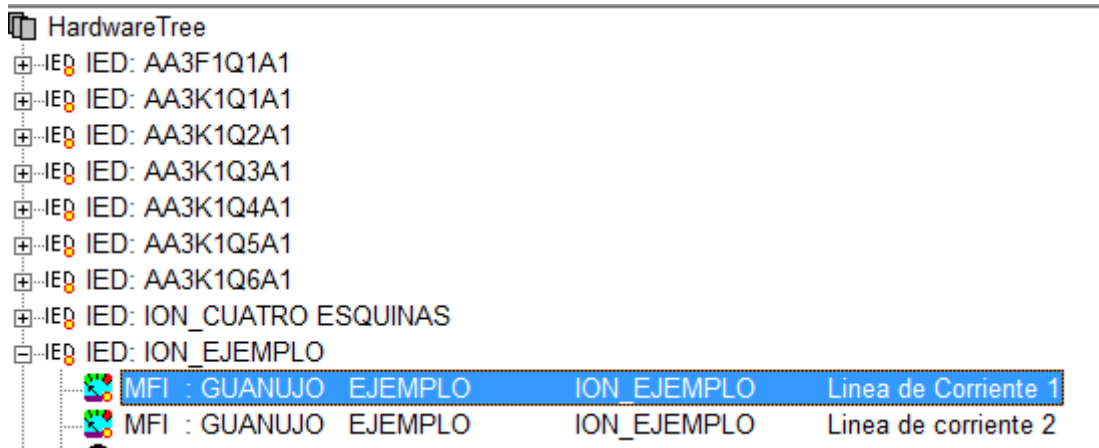


Figura 32-2. RTU560 instalado

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

Por ultimo vinculamos los elementos en el Signal Tree, guardamos los cambios realizados y los elementos quedan integrados al sistema SCADA

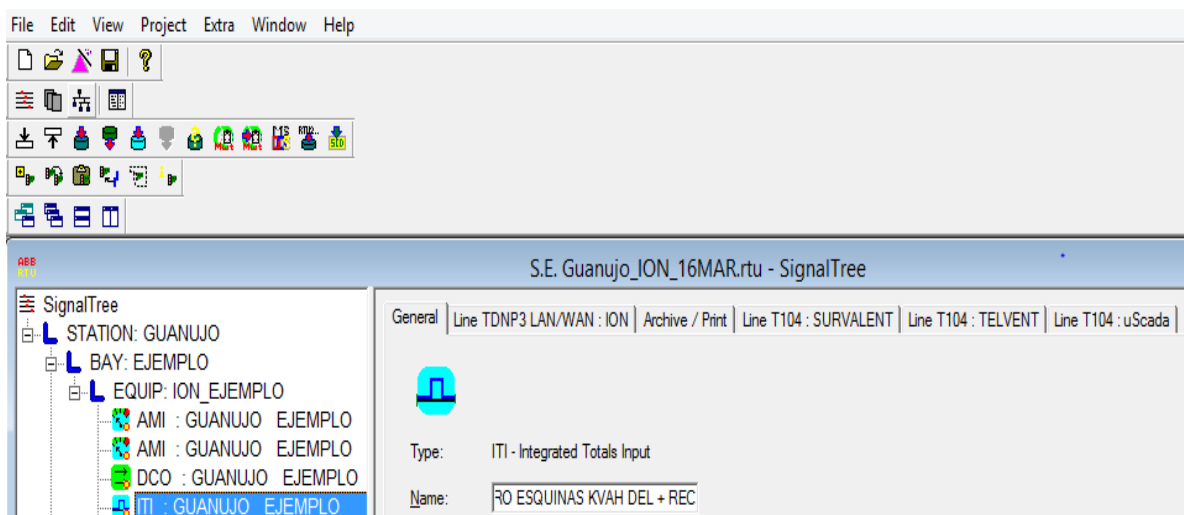


Figura 33-2. Vinculamos el Signal Tree al SCADA

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

El procedimiento se realizó en los medidores de energía eléctrica de las subestaciones pertenecientes al área de concesión de la CNEL EP Unidad de Negocio Bolívar.

Estos archivos se guardan y cargan en la RTU de cada una de las subestaciones y fueron aprobadas por el responsable del Centro de operaciones, los archivos generados en la RTUutil560 fueron subidas en forma remota y acudiendo al sitio en varios de los casos.

2.7. Sistema SCADA

El Sistema Scada de la CNEL EP Unidad de Negocio Bolívar está conformado por el Hardware y el Software el cual se monitorea desde el Centro de Operaciones ubicado en la Subestación Guaranda, y 6 RTU's en las subestaciones.

Con la unificación del sistema ION al sistema Scada se tiene un sistema completo en donde se puede observar el orden jerárquico de los equipos además de tener un control y monitoreo en tiempo real de los mismos.

En la **Figura 34-2** podemos observar el sistema Scada Guanujo el cual nos muestra parámetro de voltaje, corriente, potencia y del funcionamiento y control, y en la **Figura 35-2** de Sicoto tomando solo estas dos como ejemplo.



Figura 34-2. Sistema Scada Guanujo

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

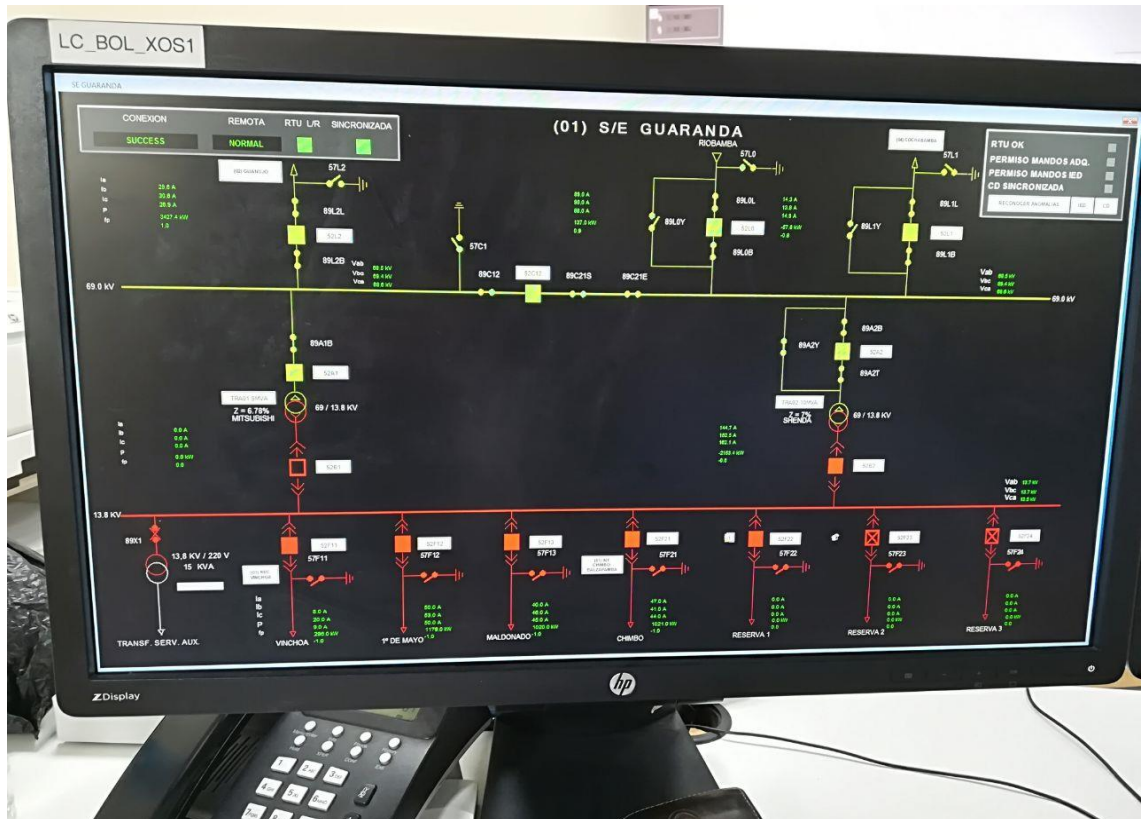


Figura 35-2. Sistema Scada Guaranda

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

Centro de Operaciones.

El Centro de Operaciones está conformado por tres áreas: Sala de Servidores, Sala de Comando y Respaldo de Energía.

Sala de Servidores.

La sala esta adecuada exclusivamente para alojar equipos de computación (SCADA y Centro de Cómputo), sala para reuniones en caso de soluciones emergentes, un espacio de oficinas para atención al personal y un sistema de extinción de incendios automático.

En operación normal El servidor A, también llamado de Desarrollo, tiene los controles, mientras que el servidor B, también llamado de Runtime, se encuentra funcionando en modo redundante (Hot stand by). Así, si se llegara a producir la falla del servidor A, el servidor B toma todos los controles.

La modificación de la base de datos, creación de puntos, líneas de comunicación con RTU's, se realiza en el servidor A, mientras tanto el sistema sigue funcionando bajo la supervisión y control del servidor B, o en su defecto se puede hacer fuera de línea en un computador aparte.

Además se dispone de un tercer servidor, donde se almacenan los datos históricos, el mismo que tiene las mismas características que los servidores antes mencionados, con una capacidad de almacenamiento de 500 Gb, lo que permite almacenar información de hasta 6 meses.

Todos los servidores disponen de dos fuentes de poder que trabajan en forma redundante. Por otro lado, se dispone de un equipo de grabación en cinta, para almacenar los datos históricos, configuraciones, etc. Este respaldo, se lo realiza mensualmente.

CAPITULO III

3. MARCO DE RESULTADOS, ANÁLISIS Y DISCUSIÓN

En el presente capítulo se tratarán los resultados obtenidos al realizar la configuración del sistema Scada para el trabajo de titulación, estableciendo los procesos que componen el sistema final.

3.1. Sistema SCADA

Una vez realizada la integración del sistema ION 8600 al sistema Scada, el operario en la sala de control y monitoreo está en la capacidad de adquirir información en tiempo real del sistema eléctrico ya sea esta información de errores generados en el sistema o información del correcto funcionamiento.

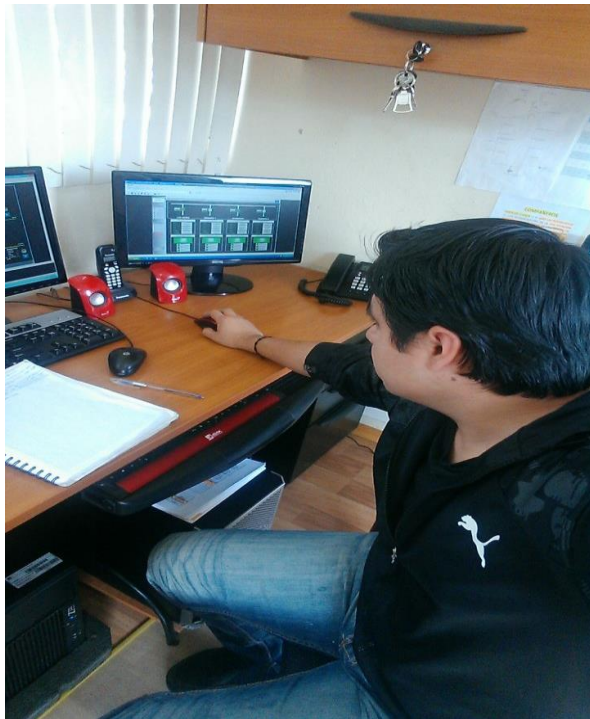


Figura 1-3. Sala de Monitoreo y control

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

3.2. Reportes y Pruebas del sistema Scada

Con la puesta en marcha del sistema Scada junto al integración de sistema ION 8600 se pueden generar reportes los cuales muestran en tiempo real el estado de la variables de cada una de la subestación, teniendo en cuenta coordenadas, tipo de señal(Analógico, Contador ,Digital), y su procedencia. Como se pude observar en la **Figura 2-3** y **Figura 3-3** se tomaron como ejemplo los sistemas ION de las estaciones 4 Esquinas y Salinas.

SE GUANUJO						
ION 8600	Señal	Unidad	Tipo de Señal A/Contador	Coordenada D	Coordenada 10	ESTADO
4 Esquinas	VIn a scaled	Kv	Analógica	0	800	ABIERTO
	VIn b scaled	Kv	Analógica	1	801	CERRADO
	VIn c scaled	Kv	Analógica	2	802	ABIERTO
	VIn avg scaled	Kv	Analógica	3	803	ABIERTO
	VII ab scaled	Kv	Analógica	4	804	ABIERTO
	VII bc scaled	Kv	Analógica	5	805	CERRADO
	VII ca scaled	Kv	Analógica	6	806	CERRADO
	VII avg scaled	Kv	Analógica	7	807	CERRADO
	I a scaled	A	Analógica	8	808	ABIERTO
	I b scaled	A	Analógica	9	809	CERRADO
	I c scaled	A	Analógica	10	810	ABIERTO
	I avg scaled	A	Analógica	11	811	ABIERTO
	kW a scaled	Kw	Analógica	12	812	ABIERTO
	kW b scaled	kW	Analógica	13	813	CERRADO
	kW c scaled	kW	Analógica	14	814	CERRADO
	kW tot scaled	kW	Analógica	15	815	CERRADO
	kVAR a scaled	kVAR	Analógica	16	816	ABIERTO
	kVAR b scaled	kVAR	Analógica	17	817	CERRADO
	kVAR c scaled	kVAR	Analógica	18	818	ABIERTO
	kVAR tot scaled	kVAR	Analógica	19	819	ABIERTO
	kVA a scaled	kVA	Analógica	20	820	ABIERTO
	kVA b scaled	kVA	Analógica	21	821	ABIERTO
	kVA c scaled	kVA	Analógica	22	822	CERRADO
	kVA tot scaled	kVA	Analógica	23	823	CERRADO
	PF sign a	-	Analógica	24	824	CERRADO
	PF sign b	-	Analógica	25	825	ABIERTO
	PF sign c	-	Analógica	26	826	CERRADO
	PF sign tot	-	Analógica	27	827	ABIERTO
	V unbal	V	Analógica	28	828	ABIERTO
	I unbal	A	Analógica	29	829	ABIERTO
	unused		Analógica	30	830	ABIERTO
	Freq	Hz	Analógica	31	831	CERRADO
	kW sd del-rec	kW	Analógica	32	832	CERRADO
	kVAR sd del-rec	kVAR	Analógica	33	833	CERRADO
	kVA sd del-rec	kVA	Analógica	34	834	ABIERTO
	kWh del	kWh	Contador	0	835	ABIERTO
	kWh rec	kWh	Contador	1	836	CERRADO
	kWh del+rec	kWh	Contador	2	837	CERRADO
	kWh del-rec	kWh	Contador	3	838	CERRADO
	kVARh del	kVARh	Contador	4	839	ABIERTO
	kVARh rec	kVARh	Contador	5	840	ABIERTO
	kVARh del+rec	kVARh	Contador	6	841	CERRADO
	kVARh del-rec	kVARh	Contador	7	842	CERRADO
kVAh del+rec	kVAh	Contador	8	843	CERRADO	

Figura 2-3. Reportes Generados en Scada Estación 4 Esquinas

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

Salinas	VIn a scaled	Kv	Analógica	0	850	ABIERTO
	VIn b scaled	Kv	Analógica	1	851	ABIERTO
	VIn c scaled	Kv	Analógica	2	852	CERRADO
	VIn avg scaled	Kv	Analógica	3	853	CERRADO
	VII ab scaled	Kv	Analógica	4	854	CERRADO
	VII bc scaled	Kv	Analógica	5	855	ABIERTO
	VII ca scaled	Kv	Analógica	6	856	ABIERTO
	VII avg scaled	Kv	Analógica	7	857	CERRADO
	I a scaled	A	Analógica	8	858	CERRADO
	I b scaled	A	Analógica	9	859	CERRADO
	I c scaled	A	Analógica	10	860	ABIERTO
	I avg scaled	A	Analógica	11	861	ABIERTO
	kW a scaled	Kw	Analógica	12	862	CERRADO
	kW b scaled	kW	Analógica	13	863	CERRADO
	kW c scaled	kW	Analógica	14	864	CERRADO
	kW tot scaled	kW	Analógica	15	865	ABIERTO
	kVAR a scaled	kVAR	Analógica	16	866	ABIERTO
	kVAR b scaled	kVAR	Analógica	17	867	CERRADO
	kVAR c scaled	kVAR	Analógica	18	868	CERRADO
	kVAR tot scaled	kVAR	Analógica	19	869	CERRADO
	kVA a scaled	kVA	Analógica	20	870	ABIERTO
	kVA b scaled	kVA	Analógica	21	871	ABIERTO
	kVA c scaled	kVA	Analógica	22	872	CERRADO
	kVA tot scaled	kVA	Analógica	23	873	CERRADO
	PF sign a	-	Analógica	24	874	CERRADO
	PF sign b	-	Analógica	25	875	ABIERTO
	PF sign c	-	Analógica	26	876	ABIERTO
	PF sign tot	-	Analógica	27	877	CERRADO
	V unbal	V	Analógica	28	878	CERRADO
	I unbal	A	Analógica	29	879	CERRADO
	unused		Analógica	30	880	ABIERTO
	Freq	Hz	Analógica	31	881	ABIERTO
kW sd del-rec	kW	Analógica	32	882	CERRADO	
kVAR sd del-rec	kVAR	Analógica	33	883	CERRADO	
kVA sd del-rec	kVA	Analógica	34	884	CERRADO	
kWh del	kWh	Contador	0	885	ABIERTO	
kWh rec	kWh	Contador	1	886	ABIERTO	
kWh del+rec	kWh	Contador	2	887	CERRADO	
kWh del-rec	kWh	Contador	3	888	CERRADO	
kVARh del	kVARh	Contador	4	889	CERRADO	
kVARh rec	kVARh	Contador	5	890	ABIERTO	
kVARh del+rec	kVARh	Contador	6	891	ABIERTO	
kVARh del-rec	kVARh	Contador	7	892	CERRADO	
kVAh del+rec	kVAh	Contador	8	893	CERRADO	

Figura 3-3. Reportes Generados en Scada Estación Salinas

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

Como parte fundamental de la comunicación entre los equipos instalados en la subestación y el sistema Scada, se la puede verificar en los propios equipos de medición y control como por ejemplo el sistema de Guanujo ver **Figura 4-3** nos brinda la información que se genera en tiempo real misma información que es mostrada en el centro de monitoreo del sistema Scada

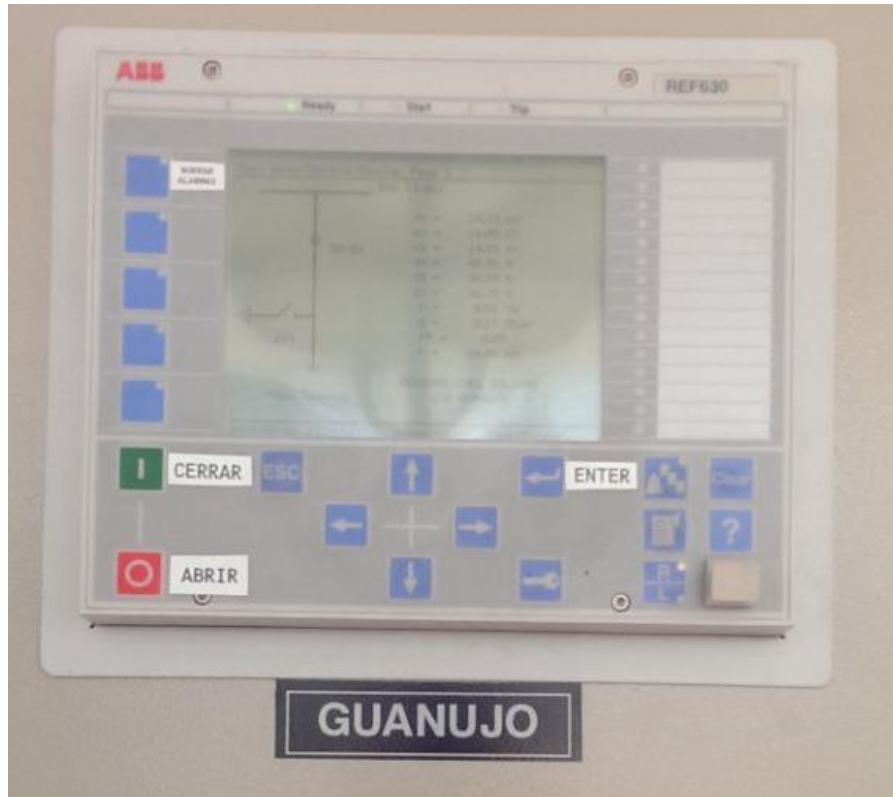


Figura 4-3. Sistema Instalado perteneciente a Guanujo

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

El sistema Scada además puede generar reportes de variables analógicas ya sea esta en tiempo real o en históricos gráficamente de los sistemas ION 8600 como se puede apreciar en la **Figura 5-3**, brindando facilidad al operario de notar patrones anómalos en la funcionalidad del sistema.

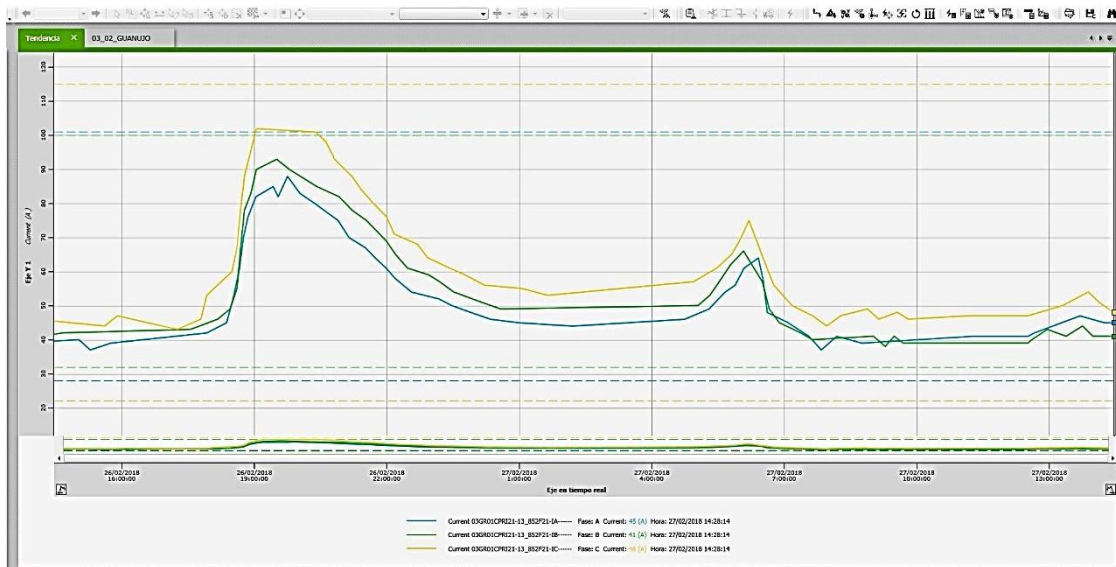


Figura 5-3. Sistema de Monitoreo de Corriente Scada

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

En la **Figura 6-3** podemos observar como resultado final el sistema Scada de la subestación Guanujo, el cual tomamos como ejemplo de funcionamiento del sistema, en la **Tabla 1-3** se indican los valores obtenidos desde los medidores ION 8600 mismos valores que se muestran en la pantalla del sistema Scada.

Tabla 1-3. Parámetros Scada Subestación Guanujo

PARAMETROS MOSTRADOS EN EL SISTEMA SCADA

4 ESQUINAS			
CORRIENTE IA	35 A	POTENCIA S	6.58 KVA
CORRIENTE IB	25 A	POTENCIA P	6.57 KVA
CORRIENTE IC	20 ^a	POTENCIA Q	11.51 KVA
SALINAS			
CORRIENTE IA	6 A	POTENCIA S	160 KVA
CORRIENTE IB	1 A	POTENCIA P	143 KVA
CORRIENTE IC	2 A	POTENCIA Q	40 KVA
GUANUJO			
CORRIENTE IA	27 A	POTENCIA S	468 KVA
CORRIENTE IB	17 A	POTENCIA P	451.31 KVA
CORRIENTE IC	18 A	POTENCIA Q	10.45 KVA
LACENA			
CORRIENTE IA	5 A	POTENCIA S	10.27 KVA
CORRIENTE IB	11 A	POTENCIA P	10.01 KVA
CORRIENTE IC	8 A	POTENCIA Q	6.42 KVA

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

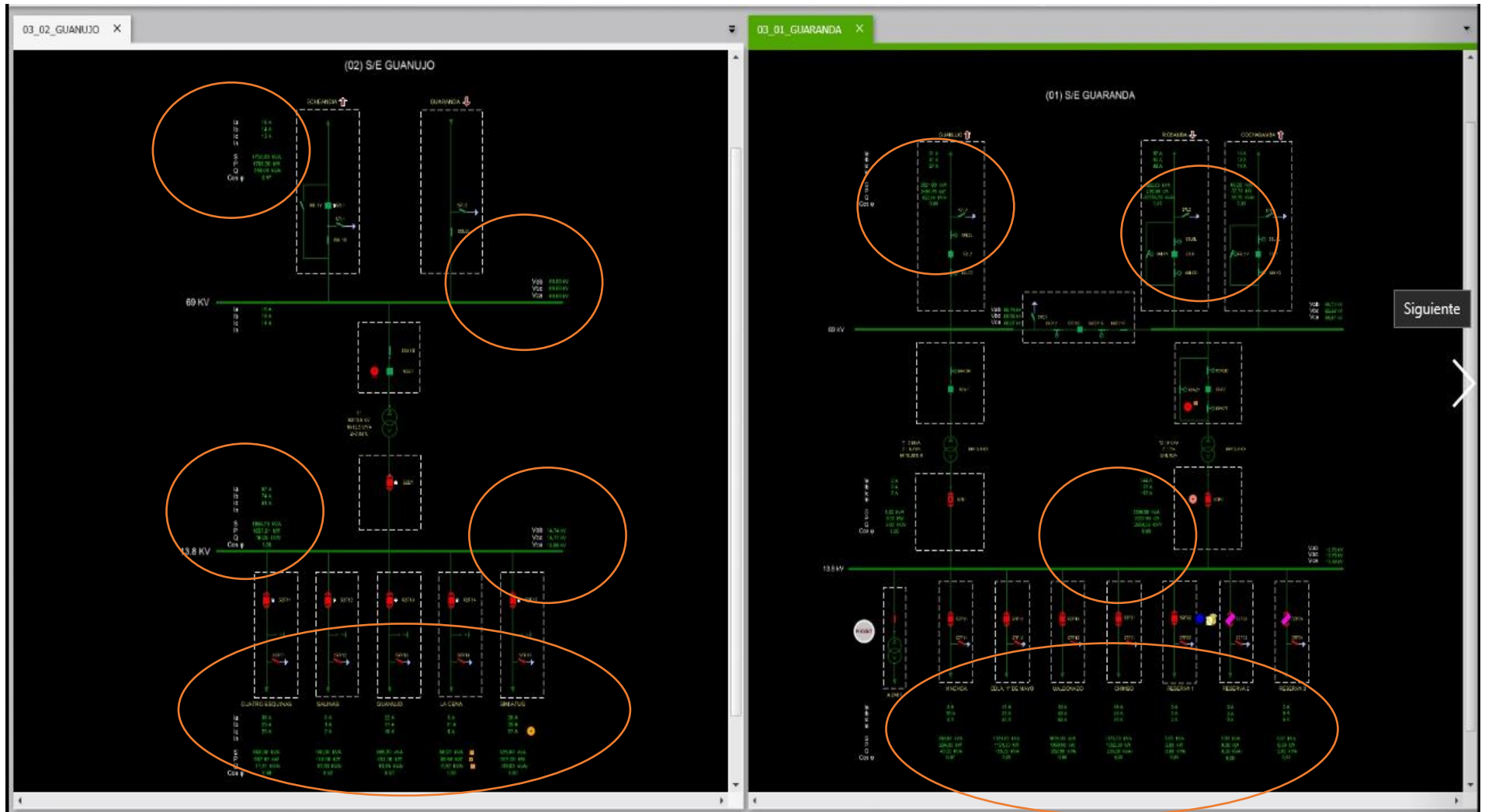


Figura 6-3. Sistema Scada Guanujo y Guaranda

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

Tabla 2-3. Parámetros Scada Subestación Guaranda

PARAMETROS MOSTRADOS EN EL SISTEMA SCADA			
VINCHOA			
CORRIENTE IA	6 A	POTENCIA S	291.91 KVA
CORRIENTE IB	20 A	POTENCIA P	234.01 KVA
CORRIENTE IC	8 A	POTENCIA Q	42.00 KVA
CDLA PRIMERO DE MAYO			
CORRIENTE IA	47 A	POTENCIA S	1211.00 KVA
CORRIENTE IB	51 A	POTENCIA P	1191 KVA
CORRIENTE IC	61 A	POTENCIA Q	155.00 KVA
MALDONADO			
CORRIENTE IA	40 A	POTENCIA S	1079 KVA
CORRIENTE IB	46 A	POTENCIA P	1060 KVA
CORRIENTE IC	46 A	POTENCIA Q	256.06 KVA
CHIMBO			
CORRIENTE IA	45 A	POTENCIA S	1476 KVA
CORRIENTE IB	41 A	POTENCIA P	1062 KVA
CORRIENTE IC	51 A	POTENCIA Q	233.30 KVA

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

3.2.1. *Análisis de la información*

Para realizar el análisis de la precisión del sistema anterior ante la integración del sistema a ION8600 se tomaron muestras diarias de potencia en diferentes horarios del día, los cuales a su vez fueron calculados en un promedio mensual de potencia, para nuestro ejemplo el mes de enero del 2018, una vez obtenidos dichos promedios se realizó una diferencia con valores medidos de potencia con el sistema antiguo de medición, obteniendo un valor porcentual de variación de la media del sistema Scada con respecto al valor de la media del sistema anterior.

En la **Tabla 3-3** podemos observar dichos cálculos de la subestación Guaranda, resaltando que el valor porcentual Total de mejora en la exactitud de los valores leídos es del **8.52 %** con respecto al sistema anterior.

Tabla 3-3. Análisis de Parámetros Scada Subestación Guaranda

MES	HORA	ANTES		DESPUES	=POTENCIA Scada-POTENCIA medida	ERROR %
		Demanda Media MEDIDA W	Demanda Media MEDIDA MW	POTENCIA W SCADA		
enero-2018	0:00	713072,48	0,713	743401,917	30329,43343	4,08%
enero-2018	0:30	687289,14	0,687	734040,039	46750,90246	6,37%
enero-2018	1:00	669454,68	0,669	711566,895	42112,2135	5,92%
enero-2018	1:30	657298,33	0,657	673087,28	15788,94886	2,35%
enero-2018	2:00	648207,94	0,648	655726,501	7518,560714	1,15%
enero-2018	2:30	636776,73	0,637	661417,114	24640,381	3,73%
enero-2018	3:00	624288,57	0,624	642720,459	18431,885	2,87%
enero-2018	3:30	623070,19	0,623	639650,391	16580,201	2,59%
enero-2018	4:00	614622,25	0,615	655216,309	40594,056	6,20%
enero-2018	4:30	637994,32	0,638	650530,334	12536,01	1,93%
enero-2018	5:00	668214,48	0,668	685830,2	17615,722	2,57%
enero-2018	5:30	697232,18	0,697	712941,223	15709,045	2,20%
enero-2018	6:00	815261,29	0,815	704451,904	-110809,388	15,73%
enero-2018	6:30	862278,63	0,862	609657,837	-252620,788	41,44%
enero-2018	7:00	828996,03	0,829	668151,367	-160844,666	24,07%
enero-2018	7:30	883825,50	0,884	751752,136	-132073,3645	17,57%
enero-2018	8:00	964746,77	0,965	809031,799	-155714,9749	19,25%
enero-2018	8:30	982962,39	0,983	841221,924	-141740,4678	16,85%
enero-2018	9:00	1020566,86	1,021	901858,643	-118708,2157	13,16%
enero-2018	9:30	1039773,75	1,040	913329,956	-126443,7972	13,84%
enero-2018	10:00	1046746,28	1,047	921591,98	-125154,3032	13,58%
enero-2018	10:30	1045280,50	1,045	992338,867	-52941,63797	5,34%
enero-2018	11:00	1049523,33	1,050	989320,923	-60202,4055	6,09%
enero-2018	11:30	1057479,41	1,057	1008136,475	-49342,93436	4,89%
enero-2018	12:00	1052977,94	1,053	1014258,24	-38719,70232	3,82%
enero-2018	12:30	1029643,94	1,030	971092,59	-58551,34611	6,03%
enero-2018	13:00	1010716,98	1,011	949545,593	-61171,38915	6,44%
enero-2018	13:30	1011514,28	1,012	946147,644	-65366,64052	6,91%
enero-2018	14:00	1013972,14	1,014	966772,4	-47199,7387	4,88%
enero-2018	14:30	1028904,08	1,029	904648,193	-124255,8869	13,74%
enero-2018	15:00	1029443,49	1,029	930072,937	-99370,54904	10,68%
enero-2018	15:30	1024993,57	1,025	929907,166	-95086,40722	10,23%
enero-2018	16:00	1022955,40	1,023	887095,52	-135859,8836	15,32%
enero-2018	16:30	1025373,41	1,025	899622,009	-125751,4041	13,98%
enero-2018	17:00	1030671,10	1,031	957725,525	-72945,57452	7,62%
enero-2018	17:30	1057640,66	1,058	956558,655	-101082,0061	10,57%
enero-2018	18:00	1138185,44	1,138	974421,936	-163763,5069	16,81%
enero-2018	18:30	1362190,30	1,362	1137547,119	-224643,1796	19,75%
enero-2018	19:00	1380331,68	1,380	1315070,068	-65261,61511	4,96%
enero-2018	19:30	1368803,19	1,369	1301354,614	-67448,57244	5,18%
enero-2018	20:00	1320440,19	1,320	1275932,617	-44507,57759	3,49%
enero-2018	20:30	1273451,19	1,273	1258932,617	-14518,56844	1,15%
enero-2018	21:00	1178038,60	1,178	1173024,658	-5013,938778	0,43%
enero-2018	21:30	1092315,83	1,092	1075798,218	-16517,60726	1,54%
enero-2018	22:00	975020,13	0,975	986297,729	11277,60085	1,14%
enero-2018	22:30	895416,38	0,895	919276,917	23860,53285	2,60%
enero-2018	23:00	823557,19	0,824	842572,388	19015,20259	2,26%
enero-2018	23:30	760837,00	0,761	805749,207	44912,2047	5,57%
					TOTAL	8,52%

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

En la **Tabla 4-3** podemos observar dichos cálculos de la subestación Guanujo, resaltando que el valor porcentual Total de mejora en la exactitud de los valores leídos es del **14.33 %** con respecto al sistema anterior.

Tabla 4-3. Análisis de Parámetros Scada Subestación Guanajuo

MES	HORA	ANTES		DESPUES	=POTENCIA Scada-POTENCIA Medida	ERROR %
		Demanda Media MEDIDA W	Demanda Media MEDIDA MW	POTENCIA W SCADA		
ene-2018	0:00	1667040	1,67	1,84	0,17	9,48%
ene-2018	1:00	1547361	1,55	1,72	0,17	10,06%
ene-2018	2:00	1469739	1,47	1,67	0,20	12,10%
ene-2018	3:00	1439941	1,44	1,65	0,21	12,91%
ene-2018	4:00	1435020	1,44	1,69	0,25	15,02%
ene-2018	5:00	1528555	1,53	1,91	0,38	19,86%
ene-2018	6:00	1657150	1,66	2,20	0,55	24,77%
ene-2018	7:00	1486462	1,49	2,19	0,71	32,21%
ene-2018	8:00	1653235	1,65	2,08	0,43	20,59%
ene-2018	9:00	1841275	1,84	2,10	0,26	12,23%
ene-2018	10:00	1970595	1,97	2,09	0,12	5,87%
ene-2018	11:00	2021333	2,02	2,08	0,06	2,77%
ene-2018	12:00	1907099	1,91	2,06	0,15	7,33%
ene-2018	13:00	1961221	1,96	2,01	0,05	2,56%
ene-2018	14:00	1762279	1,76	2,00	0,24	11,87%
ene-2018	15:00	1793149	1,79	2,06	0,26	12,77%
ene-2018	16:00	1831423	1,83	2,10	0,27	12,89%
ene-2018	17:00	1818711	1,82	2,18	0,37	16,76%
ene-2018	18:00	1969613	1,97	2,47	0,50	20,26%
ene-2018	19:00	2912154	2,91	3,86	0,94	24,47%
ene-2018	20:00	2965714	2,97	3,74	0,78	20,80%
ene-2018	21:00	2665640	2,67	3,19	0,52	16,35%
ene-2018	22:00	2363506	2,36	2,78	0,41	14,84%
ene-2018	23:00	2019094	2,02	2,13	0,11	5,13%
TOTAL						14,33%

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

3.2.2. Pruebas del Sistema HMI en el SCADA

El sistema HMI es la parte fundamental del sistema Scada en donde la información que se recolecto desde la fuente que son los medidores ION 8600 se muestran en un medio (ver la **Figura 7-3**) en el cual el operador puede visualizar directamente los parámetros eléctricos que desee.



Figura 7-3. HMI del sistema Scada

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

La integración de los medidores ION de energía eléctrica al sistema SCADA mejoran la eficiencia del sistema eléctrico y de sus operarios, ya que se elimina el proceso de visita a cada una de las estaciones para recolectar información en los cuales los operarios y técnicos invertían horas en

traslado hacia la estación más lejana, como se muestra en la **Figura 8-3** el método de lectura anterior era físico en donde el operador incluso ponía en peligro su seguridad al realizar medidas desde los equipos y de las instalaciones directamente.

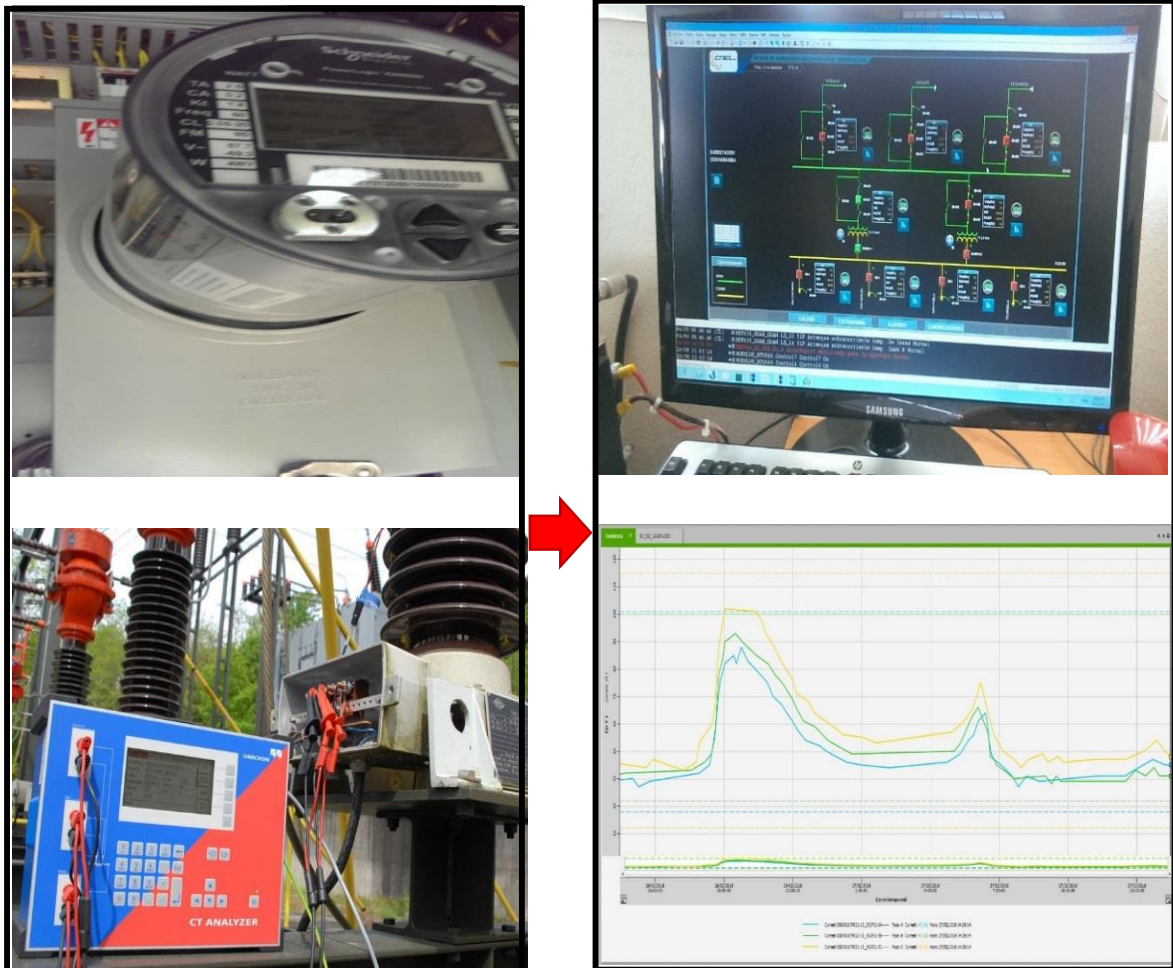


Figura 8-3. Cambio del sistema de lectura

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

3.3. Análisis económico del Sistema

La **Tabla 5-3** indica el valor generado por el desarrollo del sistema en el cual se muestran los valores individuales de una sola rama del sistema es decir solo se toma en cuenta el sistema que conforma una bahía.

Tabla 5-3. Costos de desarrollo e ingeniería

Equipos/Actividades	Cant /Horas de Trabajo	VALOR/HOR A	VALOR TOTAL
Medidor ION	1	1500	1500
RTU	1	12000	12000
Switch	1	2500	2500
Actividades de Ingeniería/configuración	80	4,92	393,6
		VALOR TOTAL	16393,6

Realizado por: Andrade N. y Miranda S., 2018

CONCLUSIONES

Con la integración de medidores de energía eléctrica al sistema SCADA se logró optimizar la precisión en la adquisición de parámetros eléctricos en un 8.52 % con respecto al sistema anterior en la Subestación Guaranda y de 14.33 % en la Subestación Guanujo, permitiendo al departamento de CNEL PE realizar cálculos de ingeniería que ayudan a determinar varios aspectos como la planificación de expansión, mejoras en el sistema eléctrico, mejoras en la calidad del servicio y una forma más precisa de monitoreo en tiempo real.

Debido a que la integración de los medidores al sistema SCADA se encuentra monitoreada por el Sistema Nacional Interconectado ellos pueden adquirir información en tiempo real para saber si existen pérdidas en el sistema eléctrico y poder corregirlas a tiempo.

El sistema SCADA en la subestación del sistema eléctrico brinda un método de control y de monitoreo eficaz del sistema eléctrico ya que al generar reportes en tiempo real del sistema se previenen fallas técnicas en cualquiera de los niveles de control, las cuales pueden ser tratadas de manera inmediata evitando pérdidas económicas y optimizando tiempos de ejecución de procesos.

La integración de medidores de energía eléctrica al sistema SCADA ayuda en la estimación de datos que son una parte fundamental en los sistemas de gestión de energía modernos y el rendimientos de otras aplicaciones, en este caso para el análisis de seguridad, despacho económico, etc., obedecen en gran medida de la fidelidad de los datos que suministra el estimulador de estado.

Con la Integración de los ION se mejora la calidad de la medición esto permite que las herramientas ADMS funcionen adecuadamente. Las herramientas ADMS son necesarias para la gestión general de la red eléctrica, suministran un recurso integral de gestión de redes con herramientas de monitorización, análisis, control, optimización y planificación que conlleva la misma base de datos.

RECOMENDACIONES

Se recomienda definir bien las direcciones que ocupan tanto el Maestro como el esclavo para no tener conflictos internos en la comunicación y recibir la información requerida exacta para los análisis respectivos en el departamento de pérdidas.

Se recomienda realizar un respaldo de los archivos originales antes de ser modificados, porque durante las pruebas que se realizaron algunos archivos no fueron del todo óptimos debido a la falta de memoria RAM de la RTU que provocaba un colapso al sistema de comunicaciones.

Es recomendable realizar integración de todos los equipos que forman parte de una subestación al sistema SCADA porque son fuentes de información necesarias para el estimador de estado que procesa toda la información adecuada del sistema interconectado y crea una base de datos para las funciones de control.

BIBLIOGRAFÍA

ALEMÁN, Randy. Diseño y ajuste de protecciones para una subestación elevadora, aplicada a la subestación eléctrica Chiripa. [En línea], Universidad de Costa Rica, Costa Rica, 2014. pp. 90-97. [Consulta: 14 de Octubre de 2017.] Disponible en: <http://eie.ucr.ac.cr/uploads/file/proybach/pb0893t.pdf>.

Asea , Brown B. RTU560 series (Substation Automation Products). [En línea], Consulta: 4 de Septiembre de 2017. Disponible en: <http://new.abb.com/substation-automation/products/remote-terminal-units/rtu560>.

Bustos, Alvaro. Sistemas Electrónicos Para Mecatrónica. [En línea], [Consulta: 3 de Septiembre de 2017.] Disponible en: <http://mecatricabustos.blogspot.com/2008/09/sistemas-electronicos-para-mecatronica.html>.

CARDENAS T, Sofia X y MORENO G, Paulina I. Implementación de la subestación vilcabamba al sistema scada de la empresa eléctrica regional sur s.a, segunda etapa. [En línea], Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, Ecuador, 2011. p. 29. [Consulta: 20 de Octubre de 2017.] Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/1453/13/UPS-CT002332.pdf>.

Creus, Antonio. *Instrumentación Industrial*. 8 Ed. Mexico DF : Alfaomega, 2012. p. 17.

Daneri, Pablo. *Automatización y Control Industrial*. Buenos Aires : HASA, 2008.p. 91.

Enric, V. ADMS: la clave para la gestión integral de la red eléctrica y la transformación hacia la Smart Utility. *Manager en Schneider Electric*. [En línea], 2017. [Consulta: 2017 de Octubre de 15.] Disponible en: www.energetica21.com/descargar.php?seccion=articulos&archivo.pdf.

García Moreno, Emilio. *Automatización de Procesos Industriales*. 1 Ed. México : Alfaomega, 2002.p. 1-2.

GUZMAN F, Rafael. Sistemas Scada en distribución de energía eléctrica. [En línea], Escuela Superior Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 1993. pp. 14-15. [Consulta: 10 de Diciembre de 2017.] Disponible en : <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/7019/1/T64.pdf>.

LLoret, Jose A. Sistemas de Visualización Industriales. [En línea], 2015. [Consulta: 24 de Febrero de 2018.]. Disponible en: <http://www.bautistasanz.com/sistemas-de-visualizacion-industriales/>.

Muñoz Razo, Carlos. *Cómo elaborar y asesorar una investigación de tesis*. 2a Ed.: PEARSON, 2010.pp. 1-10.

Ogata, Katsuhiko. *Ingeniería de Control Moderna*. 5 Ed. Madrid-España : PEARSON, 2010. p. 2.

Opiron, E. Que es modbus. [En línea], 2017. [Consulta: 28 de Enero de 2018.] Disponible en: <https://www.opiron.com/2017/06/29/que-es-modbus/>.

Pérez Cruz, Juan y Pineda Sánchez, Manuel. *Automatización de maniobras industriales mediante autómatas programables*. México DF-México : Alfaomega, 2008. pp. 1-5.

WEBER C, Pablo Andrés. Diseño e implementación de la plataforma scada para sistema de electrificación sustentable en la localidad de huatacondo. [En línea], Universidad de Chile., 2011. p. 38. [Consulta: 10 de Enero de 2018.] Disponible en: http://repositorio.uchile.cl/tesis/uchile/2011/cf-weber_pc/pdf.

YACCHIREMA, Gladys. Sistema de comunicación de alta disponibilidad para la transmisión de datos entre la central y las subestaciones de la corporación nacional de electricidad empresa pública unidad de negocio bolívar. [En línea], Universidad Técnica de Ambato, Ambato, Ecuador , 2016. pp. 46-47. [Consulta: 2 de Enero de 2018.] Disponible en: http://repo.uta.edu.ec/bitstream/123456789/23464/1/Tesis_t1137ec.pdf.

ANEXOS



ANEXO A

DE ALIMENTADOR G1. PRIMERO MAYO GUARANDA -

Tiempo	Demanda Media	Demanda Maxima	Demanda Minima
Horas	MW	MW	MW
0:00	0,71	0,70	0,73
0:30	0,69	0,68	0,69
1:00	0,67	0,66	0,70
1:30	0,66	0,66	0,67
2:00	0,65	0,64	0,64
2:30	0,64	0,63	0,63
3:00	0,62	0,64	0,64
3:30	0,62	0,63	0,63
4:00	0,61	0,65	0,63
4:30	0,64	0,64	0,65
5:00	0,67	0,67	0,65
5:30	0,70	0,70	0,66
6:00	0,82	0,77	0,66
6:30	0,86	0,79	0,65
7:00	0,83	0,90	0,63
7:30	0,88	0,94	0,61
8:00	0,96	1,02	0,63
8:30	0,98	1,06	0,74
9:00	1,02	1,07	0,80
9:30	1,04	1,11	0,77
10:00	1,05	1,13	0,87
10:30	1,05	1,15	0,85
11:00	1,05	1,08	0,91
11:30	1,06	1,14	0,81
12:00	1,05	1,12	0,86
12:30	1,03	1,11	0,83
13:00	1,01	1,04	0,83
13:30	1,01	1,08	0,82
14:00	1,01	1,12	0,79
14:30	1,03	1,11	0,82
15:00	1,03	1,10	0,76
15:30	1,02	1,11	0,78
16:00	1,02	1,14	0,79
16:30	1,03	1,15	0,76
17:00	1,03	1,12	0,76
17:30	1,06	1,23	0,73

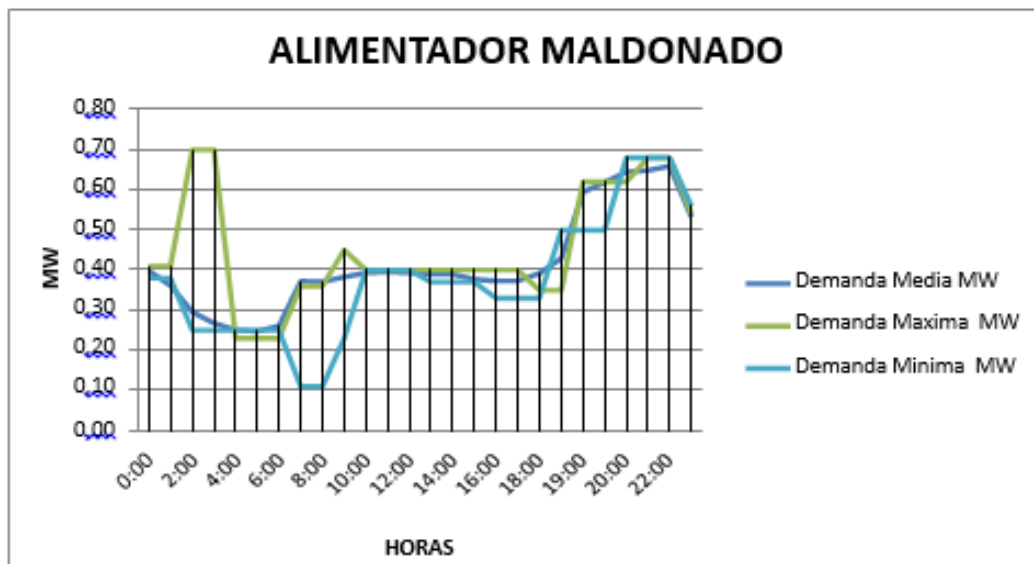
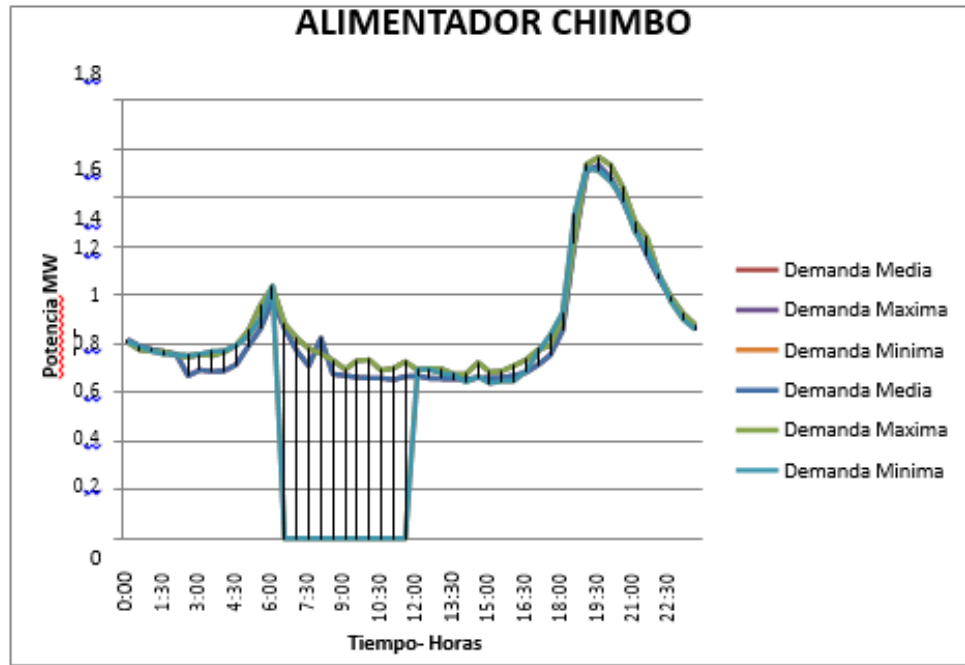
ALIMENTADOR G2. GUARANDA - CHIMBO

Tiempo	Demanda Media	Demanda Maxima	Demanda Minima
Horas	MW	MW	MW
0:00	0,82	0,81	0,81
0:30	0,79	0,77	0,79
1:00	0,78	0,77	0,77
1:30	0,77	0,77	0,76
2:00	0,76	0,75	0,75
2:30	0,67	0,74	0,75
3:00	0,69	0,76	0,76
3:30	0,69	0,75	0,77
4:00	0,69	0,77	0,77
4:30	0,71	0,79	0,79
5:00	0,79	0,85	0,83
5:30	0,86	0,96	0,90
6:00	0,98	1,03	1,04
6:30	0,86	0,88	0,00
7:00	0,77	0,82	0,00
7:30	0,71	0,78	0,00
8:00	0,82	0,76	0,00
8:30	0,67	0,73	0,00
9:00	0,67	0,69	0,00
9:30	0,66	0,73	0,00
10:00	0,66	0,73	0,00
10:30	0,66	0,69	0,00
11:00	0,65	0,70	0,00
11:30	0,66	0,73	0,00
12:00	0,67	0,69	0,69
12:30	0,66	0,70	0,69
13:00	0,66	0,70	0,68
13:30	0,65	0,67	0,67
14:00	0,66	0,67	0,64
14:30	0,66	0,72	0,67

ALIMENTADOR G3. GUARANDA –MALDONADO

Tiempo	Demanda Media	Demanda Maxima	Demanda Minima
Horas	MW	MW	MW
0:00	0,40	0,41	0,38
1:00	0,36	0,41	0,38
2:00	0,30	0,70	0,25
3:00	0,27	0,70	0,25
4:00	0,25	0,23	0,25
5:00	0,25	0,23	0,25
6:00	0,26	0,23	0,25
7:00	0,37	0,36	0,11
8:00	0,37	0,36	0,11
9:00	0,38	0,45	0,23
10:00	0,39	0,40	0,40
11:00	0,40	0,40	0,40
12:00	0,39	0,40	0,40
13:00	0,39	0,40	0,37
14:00	0,39	0,40	0,37
15:00	0,38	0,40	0,37
16:00	0,37	0,40	0,33
17:00	0,37	0,40	0,33
18:00	0,39	0,35	0,33
18:30	0,43	0,35	0,50
19:00	0,59	0,62	0,50
19:30	0,62	0,62	0,50
20:00	0,64	0,62	0,68
21:00	0,65	0,68	0,68
22:00	0,66	0,68	0,68
23:00	0,53	0,54	0,56

CURVAS DE CARGA ALIMENTADORES CNEL EP UNIDAD



PowerLogic™ ION8600

Energy and power quality meter

User Guide



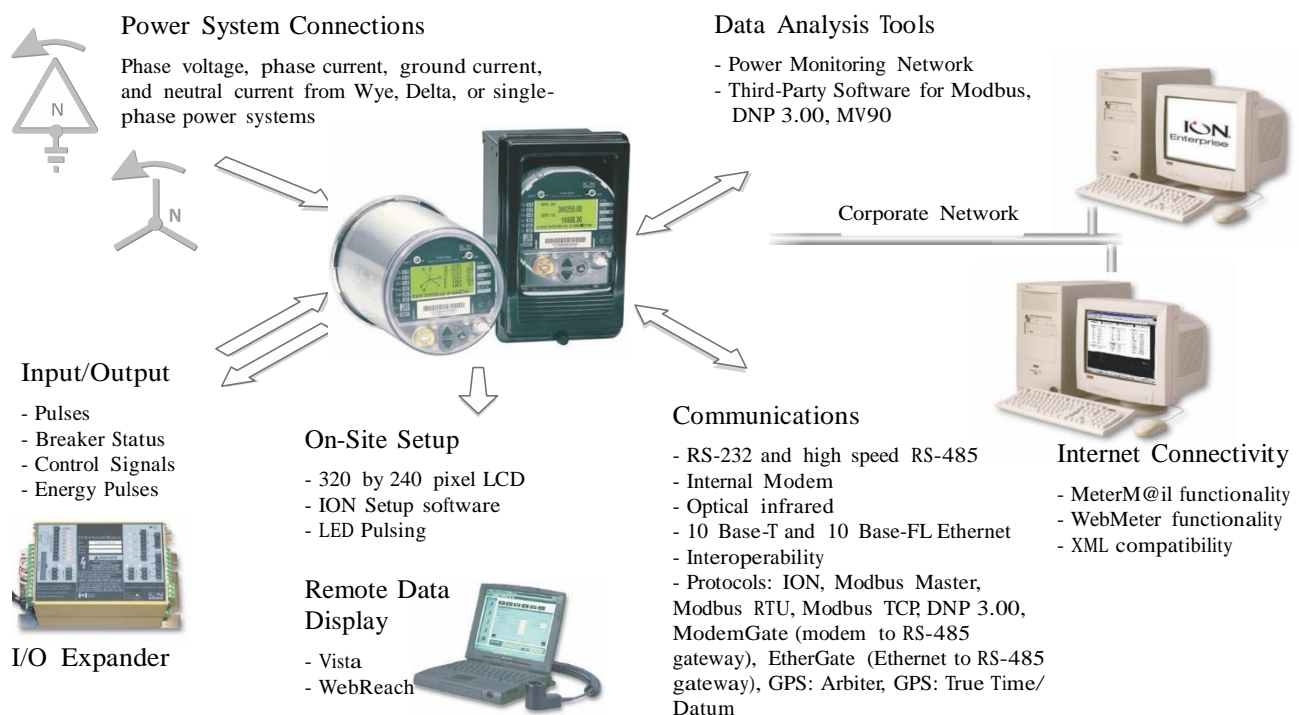
Schneider
Electric



ION8600 in Enterprise Energy Management Systems

Applications that include the meter typically require additional equipment. Display and analysis software tools are almost always used to manage, interpret and distribute the data measured or logged by a meter. There are usually a variety of tools used, and often these tools are connected using different communications standards and protocols. In many cases, a meter must also provide control capabilities and device-level data sharing.

The meter can adapt to many situations. Advanced communications allow data to be shared simultaneously across multiple networks, built-in I/O provides monitoring and control capabilities, and a variety of display and analysis tools can be used to monitor your power system.

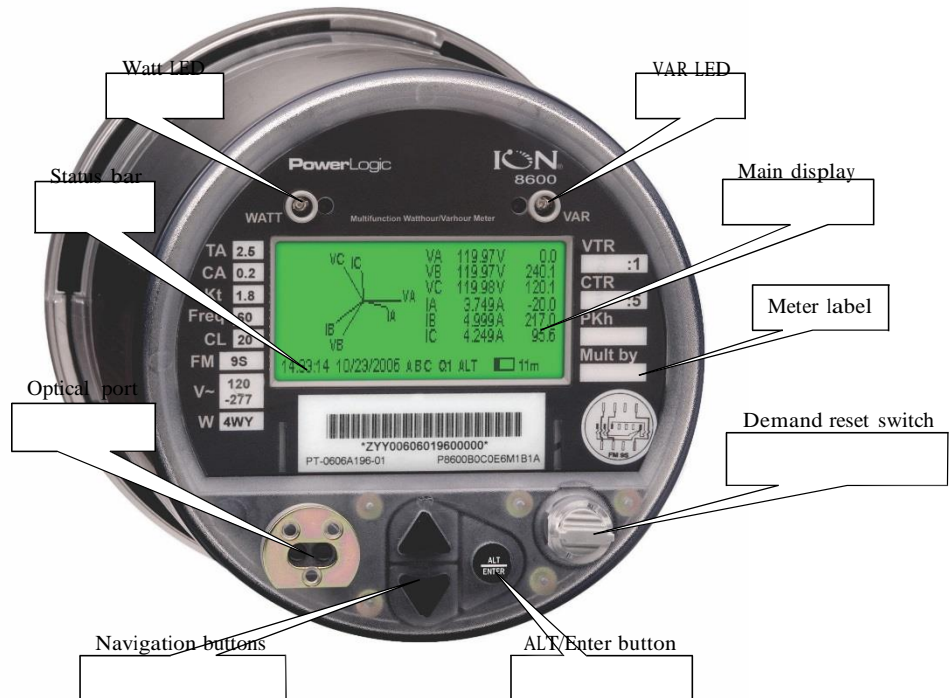


Data Display and Analysis Tools

Not only does the meter's front panel allow meter configuration and data display, but the meter also integrates seamlessly with display and analysis software available from Schneider Electric™. ION Enterprise™ software is the network and device configuration software that also lets you analyze and monitor your system and produce reports for any department in an organization. Furthermore, you can use data acquired by the meter in a variety of third-party systems. ION Enterprise software is designed to make use of all the available advanced capabilities.

Front Panel Features

The front panel of the ION8600 includes a liquid crystal display with detailed graphics and text, Up and Down arrow buttons to aid in screen navigation and basic setup procedures, as well as LED pulsers to aid in testing the meter. This section outlines the features available on the front panel of the meter.



The meter's display can show numeric data screens, event logs, phasor diagrams, bar graphs and harmonics histograms. As the graphic above illustrates, the display screen is divided into two sections: the main display area and the status bar.

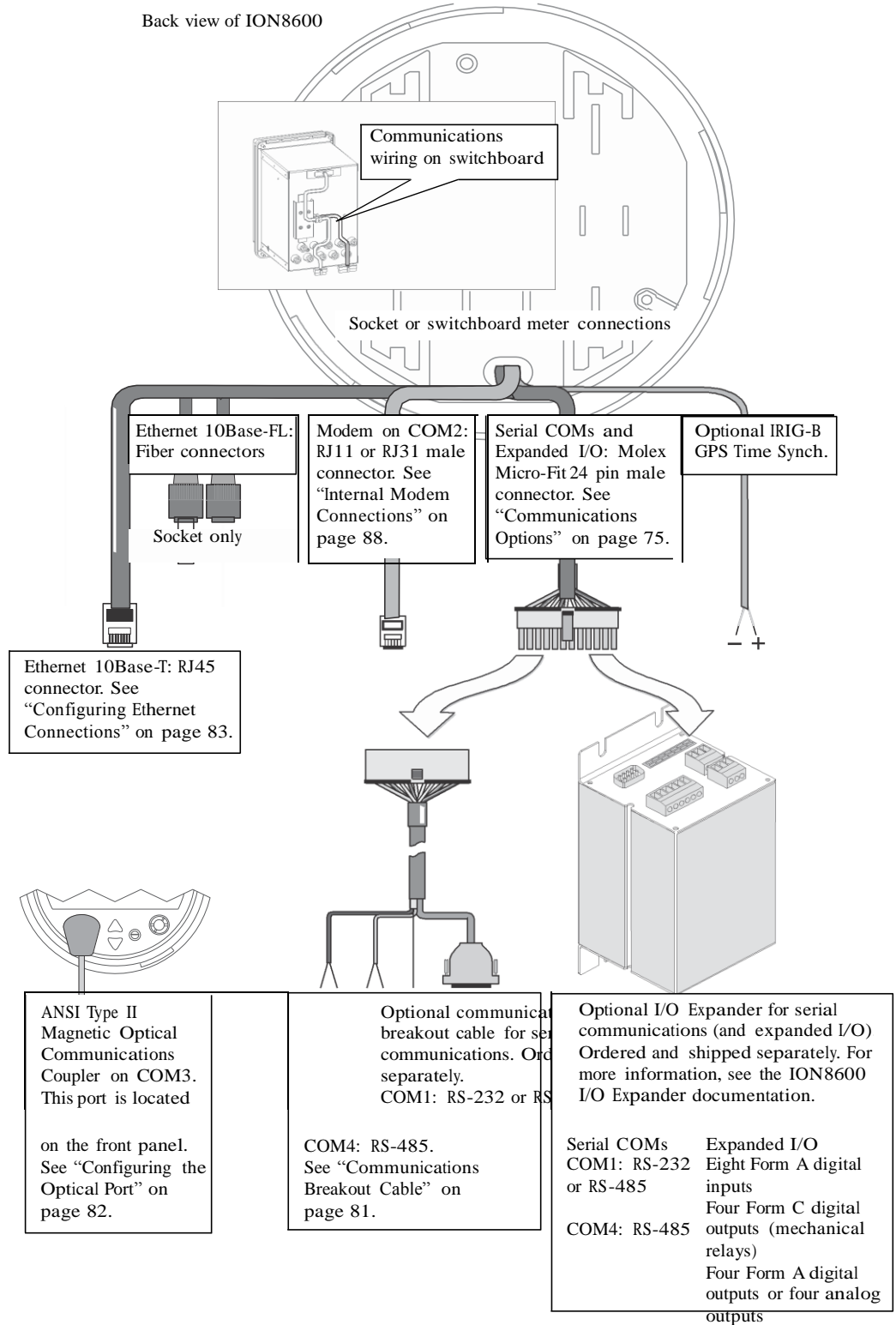
The main display area presents meter data and status information; the status bar provides time, date, phase, quadrant, and mode information. During normal operation, the main display area automatically cycles through a series of several displays. If you prefer, you can use the Up or Down arrow buttons to step manually through these displays. By default, the automatic scrolling will resume 60 seconds after you have pressed a button.

TIP

To adjust the contrast, hold down the Up and Down arrow buttons simultaneously. When the contrast reaches the desired level, release the buttons.

Communications Overview

The following illustration shows all the possible connections to the communications card.



Communications Options

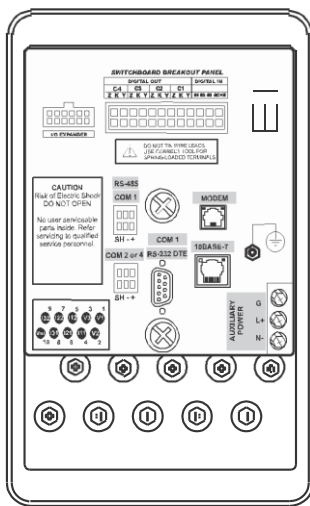
ION8600 meters have numerous communication possibilities depending on your ordering preferences. Not all models have exactly the same communications options available. Refer to the PowerLogic website for the latest ordering options and documentation. All communications ports can be used simultaneously.

Socket and Switchboard Meters

Port	Available Options	Notes
COM1	RS-232 / RS-485	User selectable RS-232 or RS-485
COM2	Internal Modem RJ11 or	Maximum 57.6 kbps baud rate modem
	Internal Modem RJ31	
COM3	Optical Port	ANSI Type II optical port located at front of meter
COM4	RS-485	
Network	Ethernet RJ45 (10Base-T)	Ethernet Fiber is only available on socket-style meters, not switchboard.
	Ethernet Fiber ¹ (10Base-FL)	

¹ Onboard I/O is not available with the Ethernet Fiber option.

Optional Switchboard Breakout Panel



Connector Type	Available	Comments
RS-485	Yes	Captured wire connector
RS-232	Yes	DB9 connector
Internal Modem RJ11	Yes	RJ11 connector
Internal Modem RJ31	No	RJ31 connector
Ethernet RJ45	Yes	RJ45 connector
Ethernet Fiber	No	This option available only on socket-style meters
Onboard I/O expansion	Yes	Captured wire connector (requires onboard expansion I/O card)
IRIG-B	Yes	Captured wire connector (requires optional IRIG-B feature)
Auxiliary Power	Yes	Terminal connectors (requires one of the Auxiliary Power Options)

NOTE

The COMs on an I/O Expander are not enabled when connected to a breakout panel. Use the RS-485 and RS-232 provided on the breakout panel.

Optional IRIG-B GPS Time Synchronization

IRIG-B cannot be configured via the meter's front panel. See the *IRIG-B Product Option* document for configuration procedures

Connections and Settings DIN Rail RTU 560CIG10

Application, characteristics and technical data have to be taken from the hardware data sheet:

- 560CIG10 1KGT 150 719

Operation

The 560CIG10 is a DIN rail RTU560 consisting of a communication unit (CMU), a multi-I/O module (MIO) and a power supply (PSU) in a metal DIN rail housing.

The essential tasks of the 560CIG10 are:

- Capturing of 8 analog input signals (mA or V signals)
- Capturing of 16 digital input signals
- Output of 8 binary commands (by relay)
- (1 out of n) check
- Managing and controlling of the RTU211 I/O modules via the 10 pole Wired-OR-Bus (WOB).
- Reading Process events from the input boards.
- Writing commands to the output boards
- Communicating with control systems and local MMI systems via the 3 integrated serial line interfaces and the Ethernet 10/100 BaseT LAN interface.
- Managing the time base for the RTU560 station and synchronizing the I/O modules.
- Handling the dialogue between RTU560 and Web-Browser via the Ethernet interface.

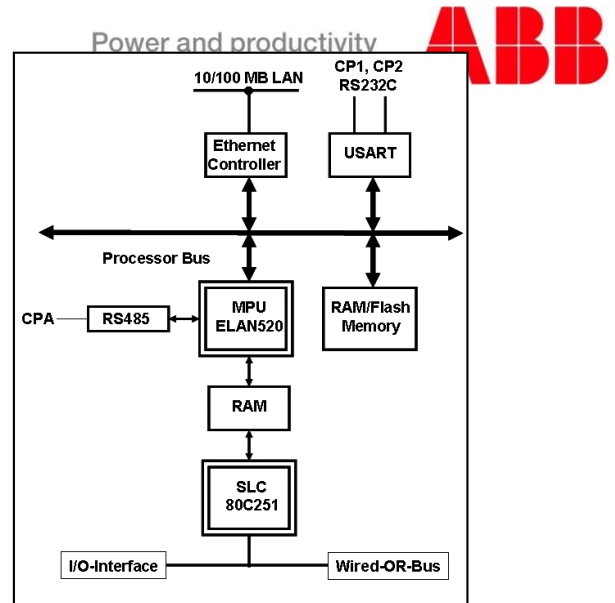


Fig. 1: Block diagram 560CIG10

To force the IP-Address to a default value at start-up, the "Def. IP-Addr" switch on the front side (see Fig. 16) has to be switched "ON". The 560CIG10 starts with the factory settings for the Ethernet Interface (see Fig. 2) which are 192.168.0.1 for

the IP-address with the network setting 255.255.255.0 for the subnet mask and 192.168.0.20 for the gateway.

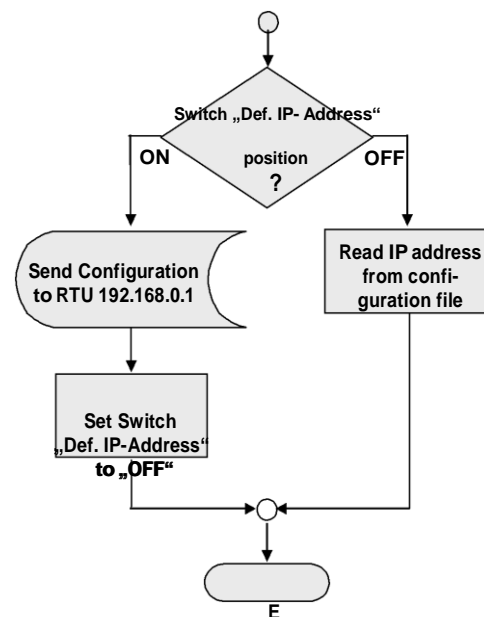


Fig. 2: Usage of Switch „Def. IP-Addr“

RTU560

Connections and Settings DIN Rail RTU 560CIG10

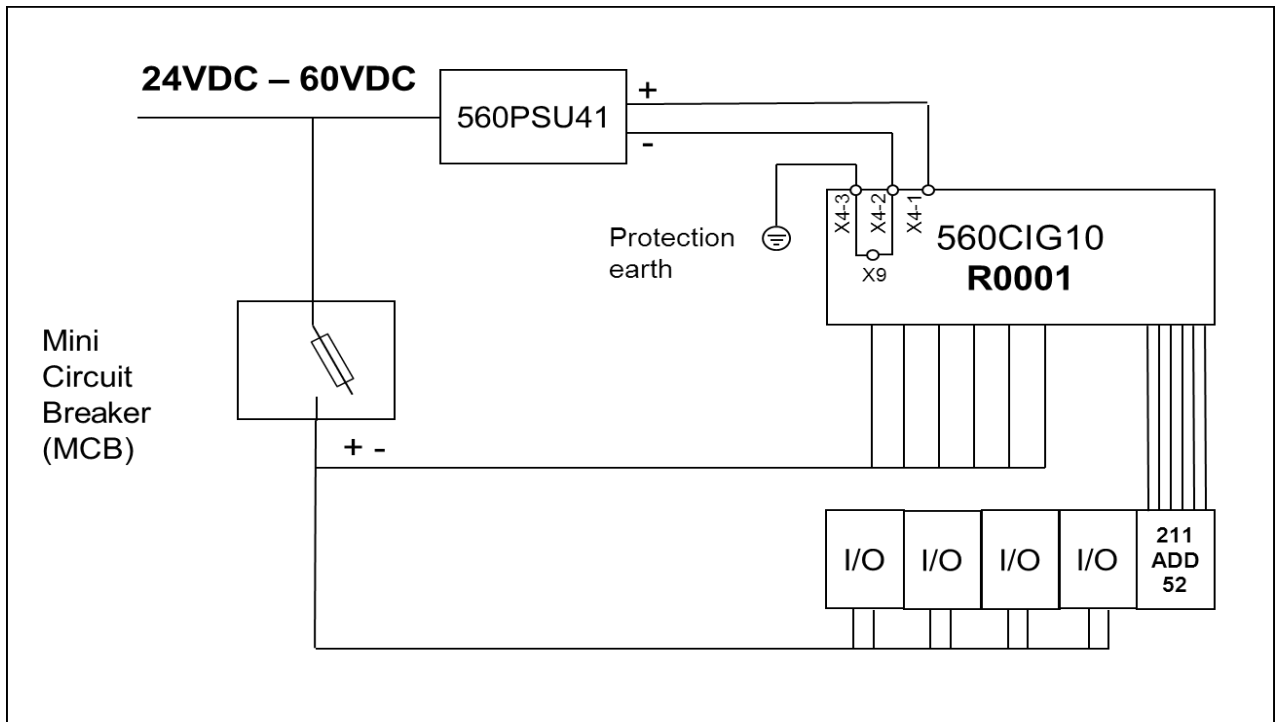


Fig. 7: Power Supply 560CIG10 R0001

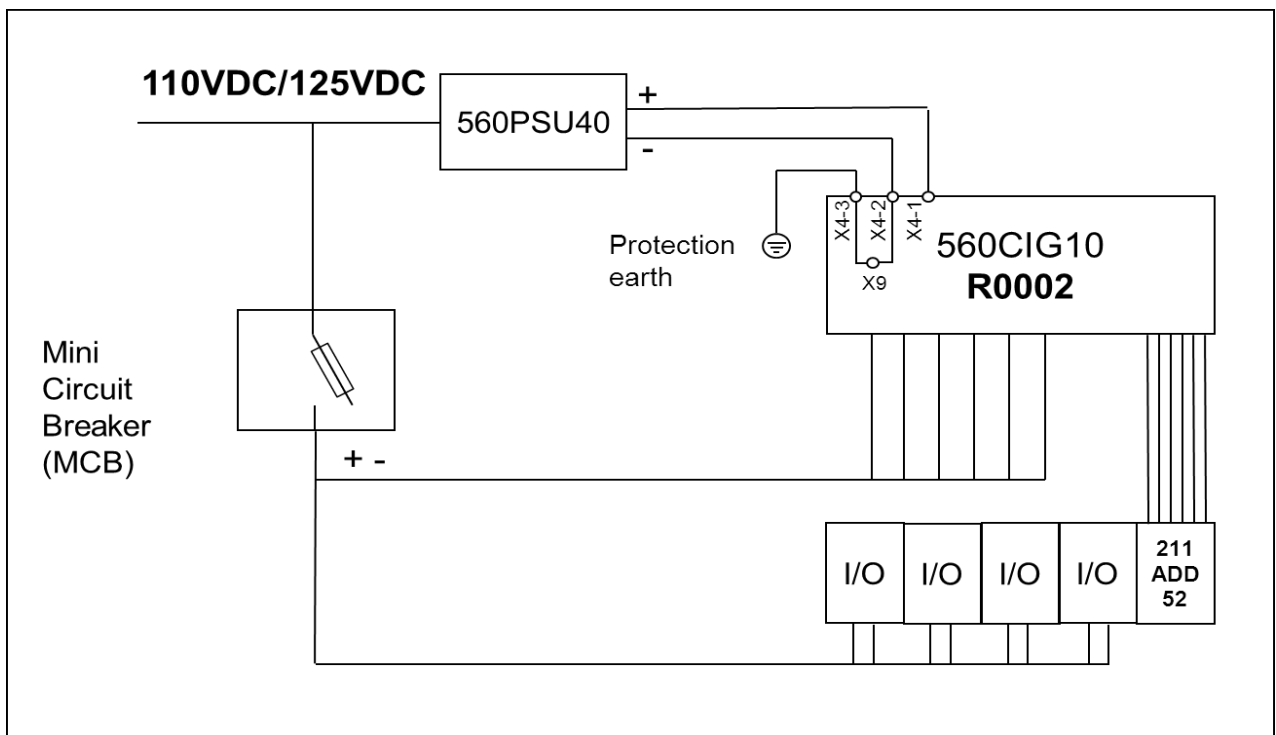


Fig. 8: Power Supply 560CIG10 R0002

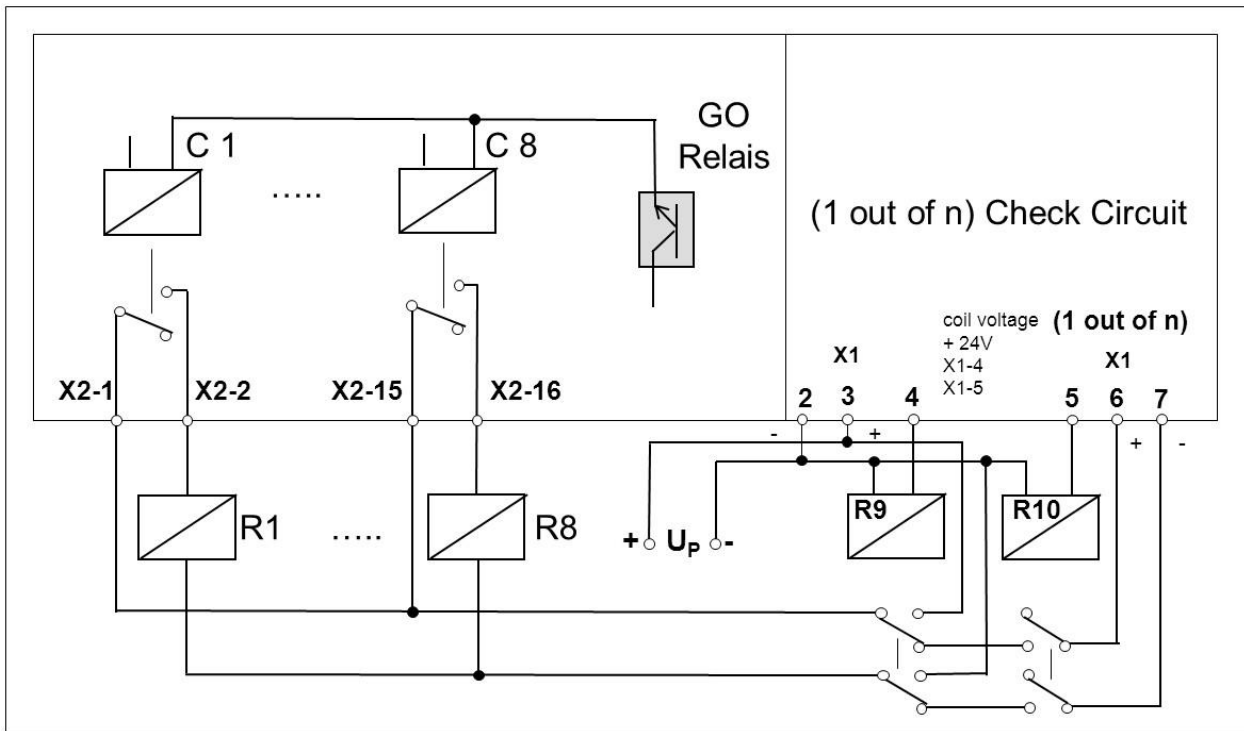


Fig. 13: Binary Output, (1 out of n) check, single command, 1 pole connection

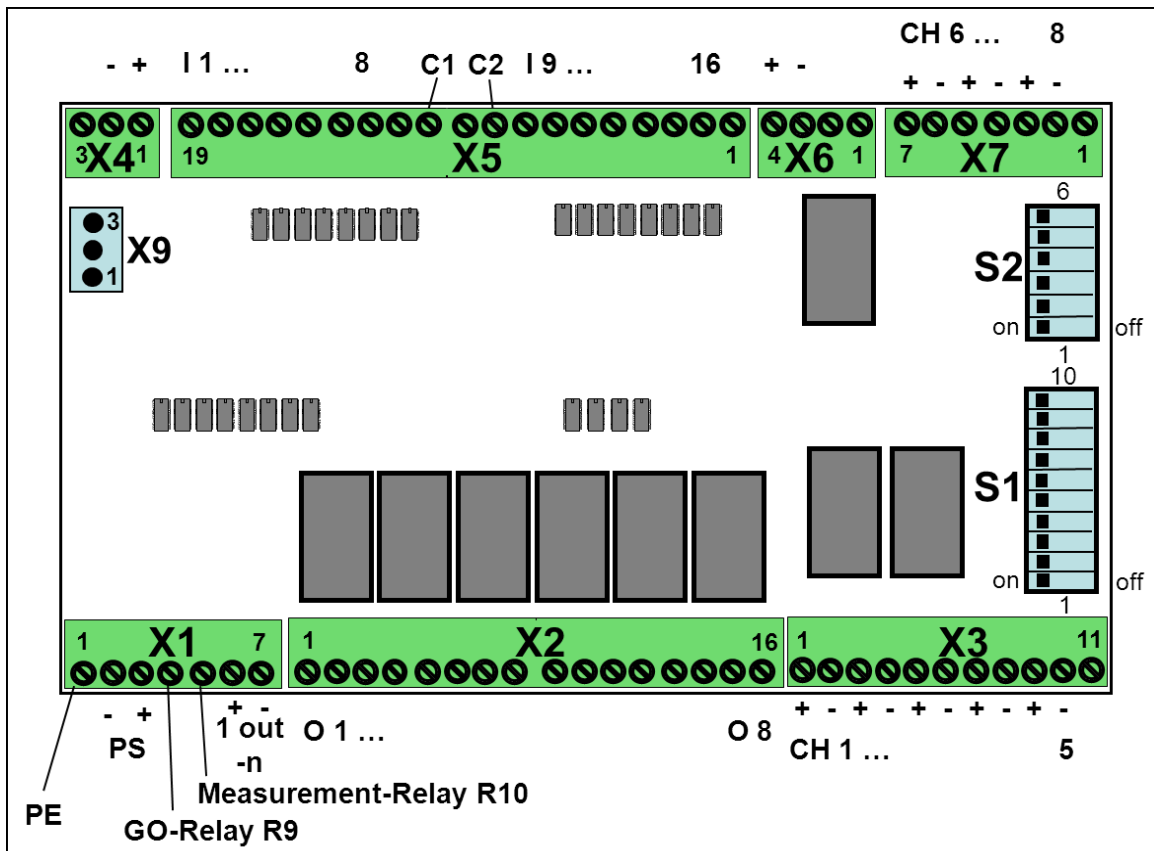


Fig. 14: Placement of the terminal screws and switches

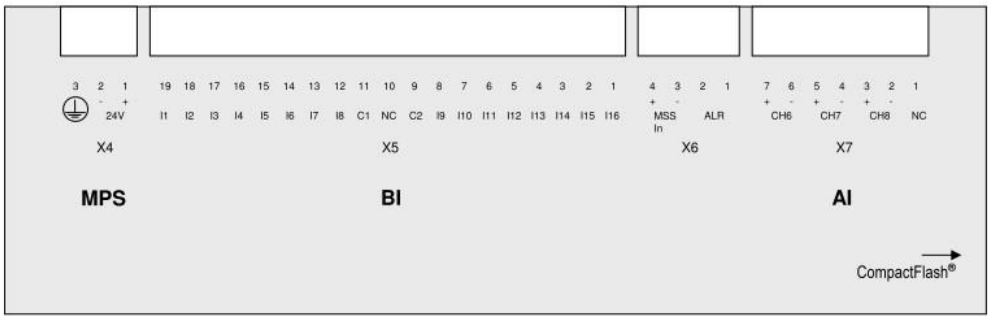


Fig. 15: Top side of 560CIG10 housing

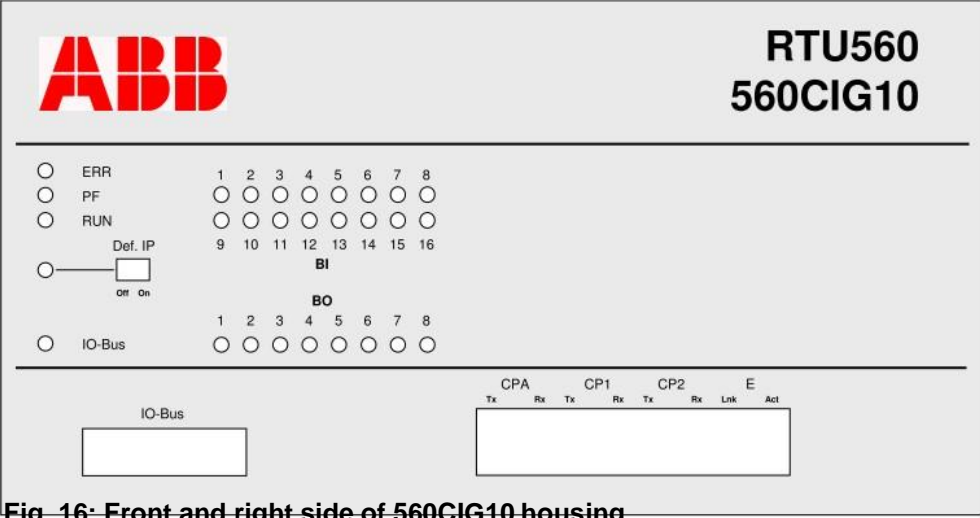


Fig. 16: Front and right side of 560CIG10 housing

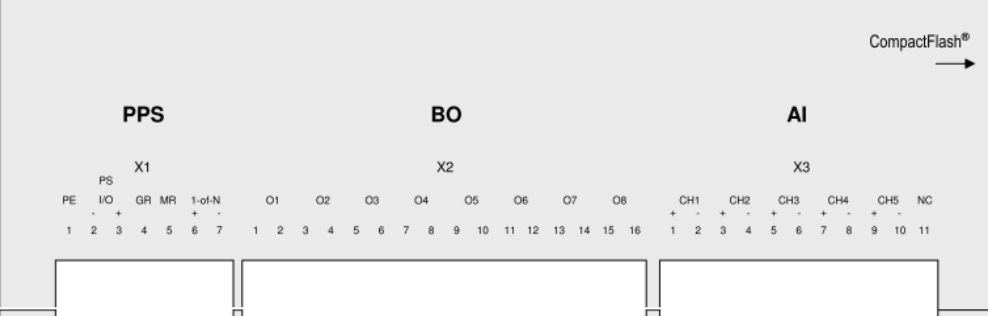
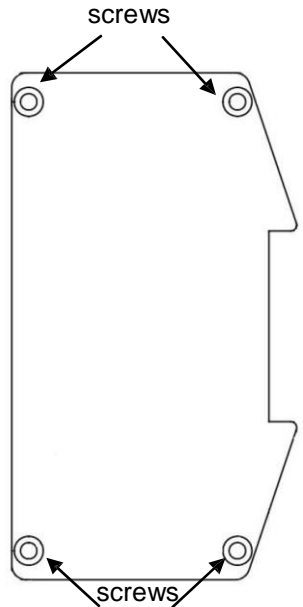


Fig. 17: Bottom side of 560CIG10 housi

ANEXO D

SUBESTACIÓN GUARANDA



ANEXO E

SUBESTACIÓN GUARANDA-INTERNO

