



**UNIVERSIDAD ESTATAL  
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES  
CARRERA DE ELECTRONICA Y TELECOMUNICACIONES**

**TEMA**

“Análisis y diseño para la automatización de la subestación  
Manglaralto Cnel Ep de acuerdo al protocolo IEC 61850”

**TESIS DE GRADO**

Previo a la obtención de Título de:

**INGENIERO/INGENIERIA EN ELECTRÓNICA  
Y TELECOMUNICACIONES**

**AUTOR**

**ALEJANDRO DE LA A SERGIO LUIS**

**PROFESOR TUTOR**

**ING. BUSTOS GAIBOR SAMUEL**

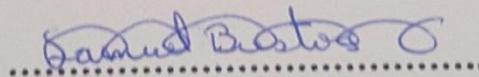
**LA LIBERTAD - ECUADOR**

**2016**

## **APROBACIÓN DEL TUTOR**

En mi calidad de Tutor del trabajo de titulación denominado, “ **Análisis y diseño para la automatización de la subestación Manglaralto Cnel Ep de acuerdo al protocolo IEC 61850** “ elaborado por el egresado Alejandro De La A Sergio Luis, de la Carrera de Electrónica y Telecomunicaciones de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la Apruebo en todas sus partes y autorizo al estudiante para que inicie los trámites legales correspondientes.

**La Libertad, Enero del 2016**



**Ing. Samuel Bustos Gaibor**

**TUTOR**

## **DEDICATORIA**

A Dios por darme salud, fortaleza y esperanza durante el tiempo de la realización de la tesis.

A mis queridos Padres Domingo Alejandro y Reyna De La A, hermanos Jeidy Alejandro e Inés Alejandro, esposa Edith Intriago a mi hija Maritza Intriago por su incondicional apoyo, comprensión, motivación y consejos constantes.

Alejandro De La A Sergio Luis

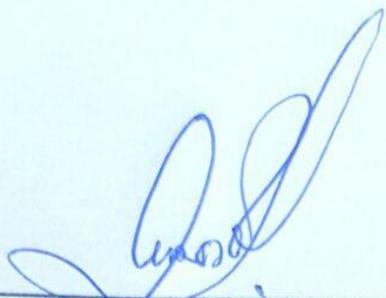
## **AGRADECIMIENTOS**

A mi tutor porque me supo guiar de forma profesional y desinteresada, por haber compartido sus conocimientos en la elaboración del trabajo de tesis.

Agradezco a mis padres, a mi querida esposa y a mi familia por el apoyo constante que me brindaron para culminar el presente trabajo de tesis.

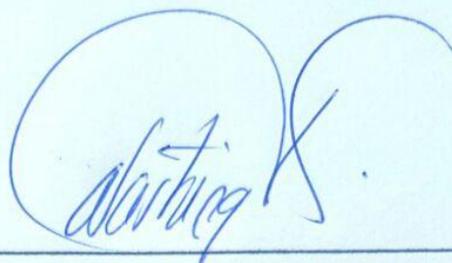
Alejandro De La A Sergio Luis

**TRIBUNAL DE GRADO**



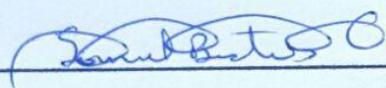
---

Ing. Walter Orozco Iguasnia, MSc.  
**DECANO DE LA FACULTAD**



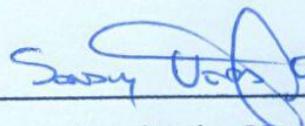
---

Ing. Washington Torres Guin, MSc.  
**DIRECTOR DE CARRERA**



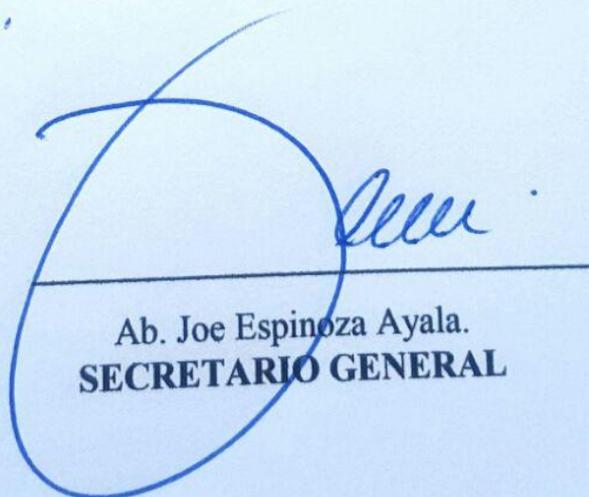
---

Ing. Samuel Bustos Gaibor.  
**PROFESOR - TUTOR**



---

Ing. Sendey Vera  
**PROFESOR DE ÁREA**



---

Ab. Joe Espinoza Ayala.  
**SECRETARIO GENERAL**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES  
CARRERA DE ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES**

“Análisis y Diseño para la Automatización de la Subestación Manglaralto Cnel Ep  
de Acuerdo al protocolo IEC 61850”

**RESUMEN**

La preferencia en el campo de la Ingeniería Eléctrica, es obtener sistemas inteligentes que sean capaces de auto administrarse en un gran porcentaje. El desarrollo tecnológico permite este propósito con el uso de hardware y software adecuados.

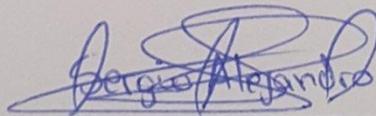
La estabilidad y seguridad eléctrica, monitoreo y diagnóstico en tiempo real de la red eléctrica, para la identificación preventiva y correctiva de errores, llevar registros estadísticos que optimicen el sistema y disminuir costos operaciones, son prioridades en los sistemas actuales, por tal motivo se vuelve importante la automatización de subestaciones.

El informe de tesis tiene como objetivo principal diseñar el sistema de automatización de la subestación Manglaralto de acuerdo al protocolo IEC 61850, para mejorar la recolección de datos generados en los alimentadores o bahías, integrando equipos IED's a la red LAN de la subestación.

La norma IEC 61850 ha sido creada para perdurar en el tiempo con ella conseguimos la comunicación entre equipos de control, protección y medición dentro de las subestaciones eléctricas, además la interoperabilidad entre equipos de diferentes fabricantes.

## DECLARACIÓN

El contenido del presente trabajo de graduación es de mi responsabilidad, el patrimonio intelectual del mismo pertenece a la Universidad Estatal Península de Santa Elena.



---

Sergio Luis Alejandro De La A

## TABLA DE CONTENIDOS

ITEM	PÁGINA
<b>APROBACIÓN DEL TUTOR</b> .....	<b>I</b>
<b>DEDICATORIA</b> .....	<b>II</b>
<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	<b>III</b>
<b>TRIBUNAL DE GRADO</b> .....	<b>IV</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>V</b>
<b>DECLARACIÓN</b> .....	<b>VI</b>
<b>TABLA DE CONTENIDOS</b> .....	<b>VII</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I: MARCO REFERENCIAL</b> .....	<b>3</b>
1.1 Descripción del Problema .....	3
1.2 Delimitación del Problema.....	4
1.3 Justificación del Tema.....	4
1.4 Objetivos .....	5
1.4.1 Objetivo General .....	5
1.4.2 Objetivos Específicos.....	5
1.5 Alcance .....	5
1.6 Hipótesis .....	6
<b>CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO</b> .....	<b>7</b>
2.1 Antecedentes .....	7
2.2 Históricos .....	8
2.3 Subestación Eléctrica Convencional .....	8
2.3.1 Redes Eléctricas de Potencia .....	8
2.3.2 Elementos principales en una Subestación .....	10
2.3.3 Seccionadores.....	13
2.3.4 Equipos de medición .....	13
2.3.5 Equipos de Protección .....	17
2.3.6 Protecciones eléctricas principales .....	17
2.3.7 Descripción de equipos de la Subestación Manglaralto .....	19
2.4 Unidades de procesos .....	23

2.4	Sistemas de comunicación.....	26
2.4.1	Protocolos de comunicación.....	26
<b>CAPÍTULO III: ANÁLISIS.....</b>		<b>29</b>
3.1	Diagrama de procesos de operación en la subestación Manglaralto.....	29
3.1.1	Proceso de recolección de Datos de Energía.....	29
3.1.2	Proceso de Control de Alimentadores desde los tableros.....	30
3.1.3	Proceso de seteo de alarmas por fallas.....	30
3.2	Identificación de requerimientos de Hardware.....	31
3.2.1	Medidor con conexión Ethernet para la adquisición de datos.....	31
3.2.2	IED'S para el control de Bahía.....	33
3.2.3	Switch para red IEC61850.....	35
3.3	Análisis del Sistema.....	36
3.3.1	Análisis Técnico.....	37
3.3.2	Costos.....	37
<b>CAPÍTULO IV: DISEÑO.....</b>		<b>39</b>
4.1	Diseño.....	39
4.2	Descripción niveles sistema Scada.....	39
4.3	Arquitectura de la solución.....	43
4.3.1	Diseño Sistema de comunicación IEC 61850.....	43
4.3.2	Diseño red LAN de la subestación Manglaralto.....	45
4.3.3	Arquitectura de red IEC61850 para el sistema de comunicación de la S/E.....	45
4.3.4	IEC 61850 Domino de la aplicación para la automatización de la S/E.....	48
4.3.5	Tipos de mensajes en IEC 61850 en la red de comunicación.....	49
4.3.6	Sistema de fuerza general de la subestación Manglaralto.....	52
4.3.7	Diseño sistema de señales para la automatización de la S/E Manglaralto.....	52
<b>CAPÍTULO V: IMPLEMENTACIÓN PROTOTIPO SISTEMA SCADA.....</b>		<b>54</b>
5.1	Construcción Prototipo Sistema Scada.....	54
5.2	Requerimientos de hardware para el prototipo Scada.....	54
5.2.1	EDS Gestor Energético.....	55
5.2.2	CVM C10 Analizador de redes Eléctricas.....	58
5.2.3	Telerruptor Finder.....	60

5.2.4	Transformador de Corriente 50/5 .....	61
5.2.5	Alarma Sonora Buzzer .....	62
5.2.6	Pulsadores .....	63
5.2.7	Selectores.....	63
5.2.8	Luces Piloto.....	64
5.2.9	Cables utilizados para el prototipo.....	64
5.3	Requerimientos de Software para el prototipo Scada .....	65
5.3.1	Software PowerStudio Scada.....	65
5.3.2	Crear la aplicación en el editor.....	68
5.3.3	Visualizar la aplicación en el cliente .....	69
5.4	Diseño del sistema de Comunicación, Fuerza y Control Scada.....	70
5.4.1	Diseño del sistema de comunicación del sistema Scada .....	70
5.4.2	Diseño del sistema de fuerza Prototipo Scada .....	72
5.4.3	Diseño del sistema de Control Prototipo Scada.....	73
5.5	Ensamblaje y cableado de equipos para el prototipo Scada.....	75
5.6	Diseño, configuración y programación del Prototipo Scada en PowerStudio .....	77
5.6.1	Aplicación Scada EDS MNG creada en PowerStudio .....	77
5.6.2	Aplicación Tablero Demo creada en Power Studio.....	84
5.6.3	Creación y configuración de Pantallas HMI .....	85
5.6.4	Pantalla Analizador de Redes para visualizar datos.....	90
5.7	Pruebas Prototipo.....	92
5.7.1	Prueba prototipo Scada control local.....	92
5.7.2	Pruebas prototipo desde la HMI .....	94
5.8	Demostración de Hipótesis.....	97
5.8.1	Prueba recolección de datos.....	97
5.8.2	Prueba reconexión automática por disparo de sobrecorriente prototipo.....	100
5.8.3	Prueba de sistema fuera de servicio por segundo disparo .....	102
	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>104</b>
	<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>106</b>
	<b>Bibliografía .....</b>	<b>107</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>N.</b>	<b>Descripción</b>	<b>Página</b>
Figura 1	Sistema Eléctrico de Potencia .....	9
Figura 2	Diseños Dominantes de Interruptores de potencia .....	11
Figura 3	Funcionamiento de un Interruptor SF6 .....	12
Figura 4	Transformador de corriente TC's .....	14
Figura 5	Estructura de un transformador de Potencial.....	16
Figura 6	Transformador de corriente óptico .....	17
Figura 7	Diagrama Unifilar de la Subestación Manglaralto .....	20
Figura 8	Líneas de transmisión de 69Kv .....	21
Figura 9	Presión - Temperatura de gas Sf6 .....	21
Figura 10	Disyuntor 69Kv Subestación Manglaralto .....	22
Figura 11	Transformador de Potencia Subestación Manglaralto .....	23
Figura 12	Cuarto de Control o Cabina .....	23
Figura 13	RTU Procesa los datos de entrada y/o salida en forma correcta .....	24
Figura 14	Gateway de Comunicación .....	25
Figura 15	Relé de protección digital equipo IED .....	25
Figura 16	Controlador Lógico Programable .....	26
Figura 17	IEC 61850.....	28
Figura 18	Procesos de operación en la subestación Manglaralto .....	29
Figura 19	Recolección de datos.....	30
Figura 20	Conexiones ION 8650.....	33
Figura 21	IED Relé de protección ABB REF630.....	34
Figura 22	Switch Magnum 6KL.....	36
Figura 23	Diagrama de bloques del sistema Scada.....	40
Figura 24	Nivel de campo de la subestación .....	40
Figura 25	Nivel de Bahía comunicación IEC 61850 Ethernet .....	41
Figura 26	Nivel de Control de la subestación a través de la HMI .....	42
Figura 27	Diagrama de comunicación sistema Scada subestación Manglaralto .....	43
Figura 28	Clases de direcciones ip .....	44
Figura 29	Octetos binarios a decimal .....	44
Figura 30	Direcciones Ip asignadas para el sistema de comunicación IEC 61850 .....	44
Figura 31	Red LAN Subestación Manglaralto .....	45
Figura 32	Arquitectura de red anillo IEC 61850 .....	46
Figura 33	Arquitectura para la Automatización mediante IEC 61850 .....	48
Figura 34	Estructura IEC 61850 y tipos de mensajes .....	50
Figura 35	Envío y recepción de un mensaje convencional .....	50
Figura 36	Estructura de comunicación de un mensaje GOOSE.....	51

Figura 37 Sistema de fuerza general subestación Manglaralto .....	52
Figura 38 Diseño del sistema de señales de los equipos para la Automatización .....	53
Figura 39 Arquitectura del EDS .....	57
Figura 40 Conexión del EDS mediante RS-485 .....	57
Figura 41 CVM-C10 Analizador de redes Eléctricas .....	59
Figura 42 Bornes del equipo CVM-C10.....	60
Figura 43 Conexión bifásico para prototipo .....	60
Figura 44 Telerruptor utilizado para el prototipo .....	61
Figura 45 Transformador de corriente 50/5A utilizados en el prototipo.....	62
Figura 46 Buzzer alarma sonora.....	62
Figura 47 Pulsador de marcha y paro .....	63
Figura 48 Selector remoto-local .....	63
Figura 49 Luces piloto .....	64
Figura 50 Instalación Power Studio Scada .....	66
Figura 51 Configuración del Motor del PowerStudio Scada .....	67
Figura 52 Pantalla del editor del PowerStudio Scada .....	68
Figura 53 Exportar una aplicación hacia el motor .....	69
Figura 54 Conectar desde el Cliente.....	70
Figura 55 Diagrama de comunicaciones Modbus mediante RS-485 .....	70
Figura 56 Diagrama de Fuerza prototipo sistema Scada.....	72
Figura 57 Diagrama entradas digitales del EDS para el prototipo .....	73
Figura 58 Diagrama salidas digitales del EDS para el prototipo .....	74
Figura 59 Perforación de tablero para colocación de equipos .....	75
Figura 60 Montaje de equipos en el tablero.....	76
Figura 61 Cableado del sistema de fuerza del prototipo Scada .....	76
Figura 62 Cableado de señales de control para el prototipo Scada .....	77
Figura 63 Sucesos creados en PowerStudio Scada .....	78
Figura 64 Variables calculadas creadas en PowerStudio Scada .....	82
Figura 65 Variable calculada Conectar .....	83
Figura 66 Variable calculada Setpoint .....	83
Figura 67 Variables calculas alarmas .....	84
Figura 68 EDS agregado como dispositivo Motor .....	85
Figura 69 Pantalla principal HMI para control .....	85
Figura 70 Configuración botón Desconectar en la HMI.....	86
Figura 71 Configurar el botón conectar en la HMI.....	87
Figura 72 Configuración imagen luz roja-verde en la HMI.....	88
Figura 73 Configuración para valor de seteo del sistema .....	88
Figura 74 Configuración para seteo por fallas del sistema .....	89
Figura 75 Pantalla analizador de redes para visualización de datos de energía .....	90
Figura 76 Ventana de dialogo ayuda a la creación de formulas.....	91
Figura 77 Ventana de dialogo para selección de equipos .....	91

Figura 78 Parámetros a seleccionar del CVM C10.....	92
Figura 79 Conectar sistema desde el tablero .....	93
Figura 80 Conectar sistema desde Tablero .....	94
Figura 81 Desconectar sistema desde la HMI .....	95
Figura 82 Conectar sistema desde la HMI.....	95
Figura 83 Desconexión y cierre automático por falla .....	96
Figura 84 Desconexión del sistema por intentos de reconexión automática .....	97
Figura 85 Reconexión automática por falla de sobrecorriente.....	101
Figura 86 Valor de seteo del sistema para prueba de reconexión automática .....	101
Figura 87 Sistema fuera de servicio por segundo disparo consecutivo luego de una reconexión automática .....	103

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>N.</b>	<b>Descripción</b>	<b>Página</b>
	Tabla 1 Equivalencia para los equipos de medición .....	15
	Tabla 2 Características Transformador de Potencia Subestación Manglaralto .....	22
	Tabla 3 Requerimientos de hardware para Sistema Scada .....	31
	Tabla 4 Características del Relé ABB REF630 .....	35
	Tabla 5 Costos de Equipos para la Automatización .....	38
	Tabla 6 Lista de materiales para prototipo Scada de subestación Manglaralto .....	55
	Tabla 7 Características del EDS .....	56
	Tabla 8 Descripción de los Bornes del equipo CVM-C10.....	59
	Tabla 9 Datos obtenidos por el prototipo sistema de automatización .....	98
	Tabla 10 Datos obtenidos manualmente desde el medidor del prototipo.....	98
	Tabla 11 Experimento 2 datos obtenidos por el prototipo sistema automatización .....	99
	Tabla 12 Experimento 2 datos obtenidos por el prototipo sistema de automatización.....	99

## INTRODUCCIÓN

Los procesos de transformación realizados en las subestaciones tanto de transmisión como de distribución, en la actualidad, se realizan de una forma tolerable y cumpliendo en la mayoría de los casos con requerimientos mínimos exigidos por organismos de control, por la conservación de la calidad en el servicio de suministro de energía eléctrica y de la vida útil de los equipos.

Sin embargo, existe cierto tipo de eventos y parámetros de operación que deben ser cubiertos y prevenidos de manera muy efectiva y rápida para conservar la integridad del sistema y ocasionar el menor daño posible tanto a las redes eléctricas como a los usuarios finales.

Actualmente, los sistemas encargados de proteger y controlar a las redes eléctricas son sistemas electromecánicos, que brindan una acertada protección y un control eficaz de la operación de los elementos de corte y seccionamiento. Sin embargo, estos sistemas poseen ciertas limitaciones que no permiten obtener funcionalidades completamente eficientes, debido a que son elementos convencionales que no poseen comunicación, auto supervisión, ni la capacidad de monitorear en tiempo real la operación de las redes, para adoptar los correctivos oportunos en el menor tiempo posible y evitar daños graves o irreversibles en el sistema eléctrico.

Estas condiciones son las que generan la necesidad de obtener sistemas de control y protección que puedan interactuar entre ellos y con el sistema eléctrico, para de esta forma obtener registros y datos de los parámetros de operación en tiempo real, y la capacidad de auto administrarse evitando la intervención de trabajos manuales los cuales requieren tiempo y autorizaciones que limitan la rápida recuperación de los parámetros normales de operación. Esta labor se ha

identificado como “Power System Management” (Administración de los Sistemas de Potencia).

Los sistemas de automatización de subestaciones proveen protección, control remoto, monitoreo, supervisión y comunicación a todo tipo de instalación eléctrica que los implemente.

En el presente trabajo se analizan las funcionalidades, adecuaciones y parámetros aplicables a la automatización de las subestaciones con el propósito de conservar un elevado índice en la continuidad del servicio, incrementar la confiabilidad del sistema y mejorar el tiempo de respuesta ante la presencia de situaciones anormales en la operación de la subestación Manglaralto que son puntos sensibles dentro de los sistemas eléctricos de potencia.

# CAPÍTULO I

## MARCO REFERENCIAL

### **1.1 Descripción del Problema**

La subestación Manglaralto posee equipos eléctricos que son operados de forma manual, como ejemplo disyuntores y seccionadores, lo cual en caso de presentarse lluvias fuertes sería un riesgo la manipulación de los mismos ya que podría haber descargas eléctricas que afectarían la integridad física del operador.

Los relés de protección son digitales que en caso de fallas el operador debe visualizar las alarmas accionadas, resetearlas y hacer la respectiva verificación manualmente de las señalizaciones de estos relés, lo cual sería un problema cuando el operador por distintas situaciones no se dé cuenta en el momento exacto de cualquier acontecimiento que pase con los relés.

Los valores de voltajes, corrientes, potencias activas, potencias reactivas, factor de potencia y energía consumida se los obtiene de equipos de medición digitales en la cual el operador toma lectura cada hora y son transcritos en una bitácora, este proceso presenta problemas cuando ocurren imprevisto en el sistema, por ejemplo el disparo de un alimentador antes de coger los datos de cada hora, el operador no tendría los valores exactos para determinar cuanta carga activa y reactiva se ha perdido.

Todos los datos antes mencionados son reportados por el operador vía a radio al centro de control Ubicado en la Libertad.

## **1.2 Delimitación del Problema**

La subestación Manglaralto se encuentra ubicado en la Provincia de Santa Elena, Cantón Santa Elena, en la Parroquia Manglaralto a unos 500 metros de la junta administradora de agua potable Manglaralto.

## **1.3 Justificación del Tema**

A nivel mundial los sistemas eléctricos han evolucionado, debido al creciente desarrollo tecnológico, con el objetivo de brindar a los usuarios mayor confiabilidad, calidad de servicio, continuidad y una alta eficiencia y eficacia en su operación.

Dichos cambios están enfocados en obtener mayor exactitud en la medición, mayor capacidad de respuesta de los equipos de campo ante la presencia de eventos imprevistos y a su vez que el sistema sea capaz de responder ante fenómenos no planificados en el menor tiempo posible.

Con el desarrollo tecnológico en los sistemas eléctricos de potencia nos permite tener la capacidad de auto administrarse y manejar fenómenos de operación con decisiones tomadas automáticamente con equipos inteligentes a través de un software adecuado.

Adicionalmente, la automatización de Subestaciones se encuentra en pleno proceso en las empresas distribuidoras de nuestro país; es por ello que se considera necesario un estudio que revele los caminos óptimos y apropiados para cumplir con este propósito.

## **1.4 Objetivos**

### **1.4.1 Objetivo General**

- Diseñar el sistema de automatización de la subestación Manglaralto de acuerdo al protocolo IEC 61850, para mejorar la recolección de datos generados en los alimentadores o bahías, integrando equipos IED's a la red LAN de la subestación.

### **1.4.2 Objetivos Específicos**

- Aplicar la tecnología de automatización en el control, comunicación y protección de los equipos que conforman la subestación Manglaralto.
- Analizar el protocolo IEC 61850 para la automatización de la subestación Manglaralto.
- Diseñar un sistema SCADA (Supervisión, control y adquisición de datos) prototipo para la subestación Manglaralto.
- Integrar IED'S (Dispositivos electrónicos inteligentes) en la subestación Manglaralto, usando el protocolo IEC 61850, para concentrar la información en un sistema Scada HMI local.

## **1.5 Alcance**

Mediante el sistema de automatización integrando equipos IED's (Dispositivos electrónicos inteligentes) a la red LAN de la subestación nos permitirá mejorar el control y la recolección de los datos generados en las bahías o alimentadores.

Al igual que se determinara las condiciones técnicas para realizar la modernización de una subestación convencional a una subestación automática.

Adicionalmente, se justificará el uso de equipo microprocesado y multifuncional en el cumplimiento de dicho proceso y se establecerán las condiciones técnicas necesarias para la integración de la Subestación Automatizada con un sistema Scada HMI y las ventajas que proporcionaría.

### **1.6 Hipótesis**

Con el prototipo del sistema de automatización para la subestación Manglaralto integrado a un sistema Scada (Supervisión Control y Adquisición de datos) mejorara la recolección de los valores de energía generados en una subestación y el tiempo de respuesta ante una desconexión por falla de un alimentador en su intento de cerrar y normalizar.

# CAPÍTULO II

## MARCO TEÓRICO

### 2.1 Antecedentes

En la actualidad las Subestaciones Eléctricas existentes en nuestro país son sistemas electromecánicos, con equipos que en su mayoría tienen antigüedad de 10 a 20 años pero que no impiden que efectúan de manera adecuada sus funciones de protección y medida, proveen a los operadores de información analógica para el monitoreo y registros de operación.

Sin embargo, estos sistemas no poseen la capacidad de comunicación y procesamiento de las señales que reciben, esto deriva en la limitación de poseer supervisión y control en tiempo real, con datos reales provenientes del equipo mismo de patio.

Dichas limitaciones no permiten que los sistemas electromecánicos cumplan con todos los requerimientos que actualmente son necesarios para que los sistemas eléctricos de potencia en conjunto muestren la funcionalidad, confiabilidad y calidad que los usuarios y proveedores debemos poseer para utilizar de manera óptima la energía eléctrica.

La tendencia en el campo de la ingeniería eléctrica, es obtener sistemas inteligentes que sean capaces de auto administrarse. Para esto es necesario utilizar las herramientas provenientes del desarrollo tecnológico a través de las cuales se puede integrar diferentes funciones específicas aplicables a las Subestaciones de distribución de energía eléctrica, que es el objeto de estudio del presente proyecto.

## **2.2 Históricos**

A lo largo del tiempo los procesos de automatización de las subestaciones eléctricas se han venido incrementando, enfocados principalmente a la correcta operación y funcionalidad de los equipos que conforman la subestación eléctrica, pero se ven obstaculizados por la antigüedad de los equipos existentes.

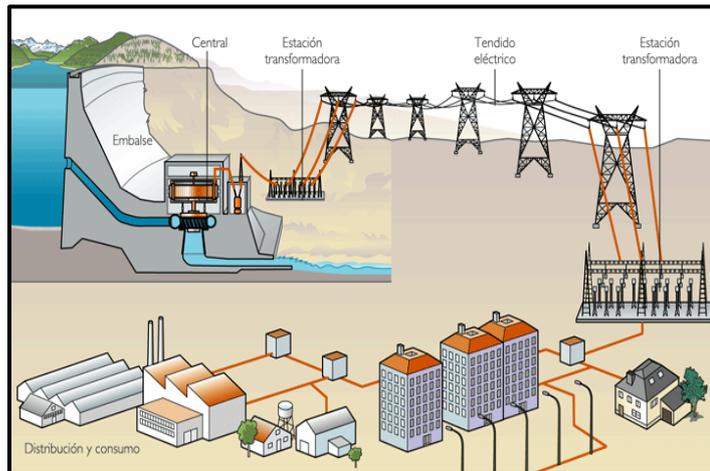
No obstante, la automatización de las subestaciones eléctricas se viene dando de tal modo que equipos IED'S son integrados a sistemas SCADA HMI (Interfaz Hombre Maquina), a través de diversos protocolos, dependiendo del fabricante de cada uno de los equipos, es por eso que se ven integraciones de sistemas SCADA de igual marca, otras integraciones con equipos de diferente marca, o incluso se ven integraciones mixtas en las cuales se integran a un mismo sistema SCADA diferentes equipos de distintos fabricantes, esto se logra por la utilización de protocolos libres.

## **2.3 Subestación Eléctrica Convencional**

Las subestaciones son nodos en la red eléctrica de potencia, son parte elemental de un sistema eléctrico de potencia en su función de conectar las líneas de transmisión por el lado de entrada y las líneas de subtransmisión o distribución por el lado de salida, permitiendo el control del flujo de energía, proporcionando seguridad para el sistema eléctrico, equipos y para el personal de operación y mantenimiento.

### **2.3.1 Redes Eléctricas de Potencia**

Una red eléctrica de potencia está compuesta por subsistemas de generación, transmisión y distribución para alimentar de energía eléctrica a los consumidores.



**Figura 1 Sistema Eléctrico de Potencia**

## **Generación Eléctrica**

La generación de energía eléctrica consiste en transformar alguna clase de energía (química, cinética, térmica o lumínica, nuclear, solar entre otras), en energía eléctrica. Una central hidroeléctrica es aquella que se utiliza para la generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de la energía potencial del agua embalsada en una presa situada a más alto nivel que la central. El agua se traslada por una tubería de descarga a la sala de máquinas de la central, donde mediante enormes turbinas hidráulicas se produce la electricidad en alternadores. La potencia de una central hidroeléctrica puede variar desde unos pocos MW, hasta varios GW. Hasta 10 MW se consideran minicentrales.

## **Transmisión Eléctrica**

Es la transferencia masiva de energía eléctrica entre la central eléctrica y una subestación, las líneas de transmisión trabajan en niveles desde 110 a 440v.

## **Distribución Eléctrica**

El subsistema de distribución se extiende en todas direcciones a través de los circuitos llamados alimentadores que están encargados de suministrar electricidad a todos los que viven dentro de un área de servicio de la compañía eléctrica. Una vez que el voltaje es reducido a través de una subestación la energía esta lista para ser distribuida a los hogares.

### **2.3.2 Elementos principales en una Subestación**

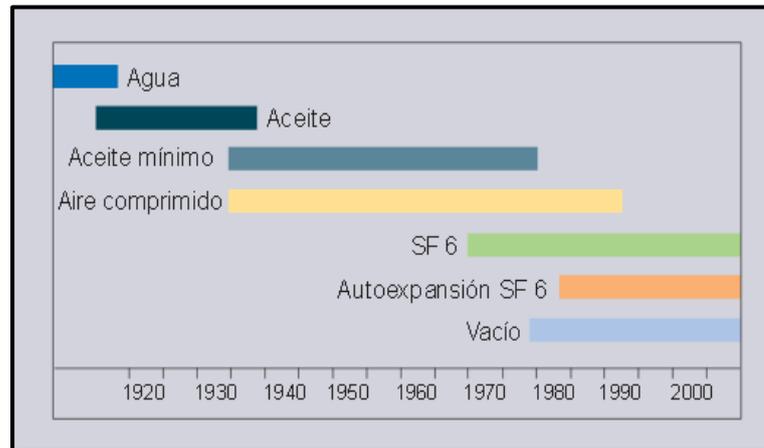
#### **Interruptores**

Los interruptores son imprescindibles para el funcionamiento de una red eléctrica, son capaces de mantener e interrumpir la intensidad de la corriente en condiciones normales o de vacío y en cortocircuitos además debe ser capaz de disipar la energía producida por un arco sin que dañe los equipos y restablecer inmediatamente la rigidez dieléctrica del medio comprendido entre los contactos.

Un interruptor tiene dos tareas principales: es responsable de la conmutación de las líneas durante el funcionamiento normal y de la desconexión del suministro eléctrico en caso de sobrecarga o cortocircuito. Un interruptor puede controlar varios GVA de potencia en fracciones de segundo.

Los arcos eléctricos tienen una energía enorme: su temperatura puede llegar hasta los 50.000°C con presiones de hasta 100 MPa contenidas en un volumen de menos de un litro, los interruptores han incorporado distintos medios para disipar esta energía, como agua, aceite, gases inertes y aire comprimido. El intenso calor del arco eléctrico se puede dispersar mediante la aplicación de un gas a alta presión o mediante el flujo gaseoso causado por la vaporización del medio interno, que se produce como resultado de la formación del arco.

En la figura 2.2 se muestra los diferentes tipos de interruptores utilizadas en el tiempo por la compañía ABB.



**Figura 2 Diseños Dominantes de Interruptores de potencia**

### **Interruptores en aceite**

Estos interruptores eran de construcción sencilla con alta capacidad de ruptura, podían conectarse a los transformadores de corriente en los bushings de entrada, pero desafortunadamente requerían de grandes volúmenes del medio, estos dispositivos eran bastante voluminosos y poco manejables, y en caso de avería del interruptor de aceite podía acumularse la presión, con gran riesgo de explosión e incendio.

### **Interruptor de aire comprimido**

Este interruptor era uno de los que operaba con mayor satisfacción a altas tensiones hasta la aparición del interruptor de SF6, incluso en una época fue el único interruptor apropiado para operar a tensiones mayores a 300Kv.

Con el desarrollo de este interruptor se eliminó el riesgo de explosión de los interruptores de aceite.

El apagado del arco se efectúa por la acción de un chorro de aire comprimido que barre el aire ionizado del arco.

### Interruptor en SF6

El SF6 es un gas muy pesado 5 veces la densidad del aire, contiene propiedades aislantes en presiones bajas es decir 0,5 Mpa. Cuando se forma el arco el gas SF6 comprimida, puede interactuar con el arco y difundir su energía

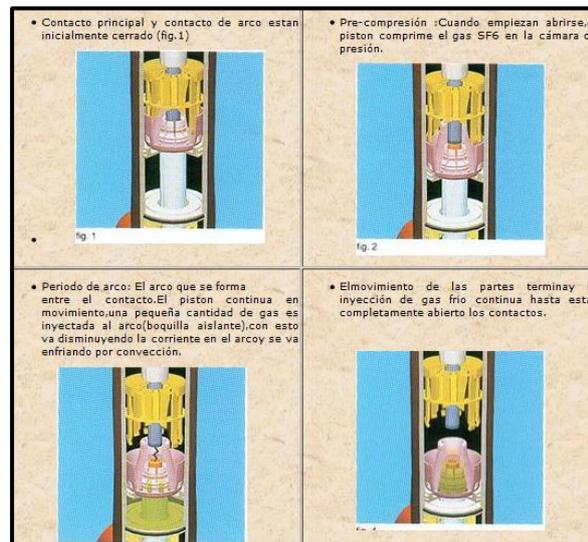


Figura 3 Funcionamiento de un Interruptor SF6

### Interruptor en vacío

Este interruptor tiene alta rigidez dieléctrica entre los contactos pudiendo restablecerse rápidamente impidiendo la reignición del arco, son menos pesados y más económicos, su desventaja es que tienen dificultades para mantener la condición de vacío y tienen capacidad de interrupción limitada.

### **2.3.3 Seccionadores**

Llamados también separadores, cumplen la función de conectar y desconectar visiblemente un circuito, para realizar maniobras de operación o de mantenimiento, deben ser capaces de soportar corrientes nominales, sobreintensidades y corrientes de cortocircuito durante un tiempo específico.

Son de variada fabricación se los puede clasificar según su modo de accionamiento:

- Seccionadores de cuchillas giratorias
- Seccionadores de cuchillas deslizantes
- Seccionadores de columnas giratorias
- Seccionadores de pantógrafo
- Seccionadores semipantógrafos o tipo rodilla.

### **2.3.4 Equipos de medición**

Estos equipos tienen como finalidad censar, medir y reducir los valores de tensión y corriente a niveles inferiores para conectar los equipos de medición y los relés de protección. Se los clasifica en:

- Transformadores de Potencial (TP's)
- Transformadores de Corrientes (TC'S)

Son de vital importancia ya que son necesarios para controlar la energía eléctrica y vigilar las variaciones de corriente y voltaje para proteger los sistemas eléctricos, permiten que los instrumentos de medición mantengan la proporcionalidad y el ángulo de fase.

Los TC's se conectan en serie con la línea, mientras que los TP's se conectan en paralelo, entre dos fases o entre fases y neutro.

### Transformadores de corrientes TC

Estos equipos tienen como función transformar la corriente y aislar los instrumentos de medición y protección conectados a los circuitos de alta tensión, el devanado primario se conecta en serie con el circuito donde circula la corriente que se desea medir, mientras que los equipos de medición que requieren ser energizados se conectan en serie a su devanado secundario.

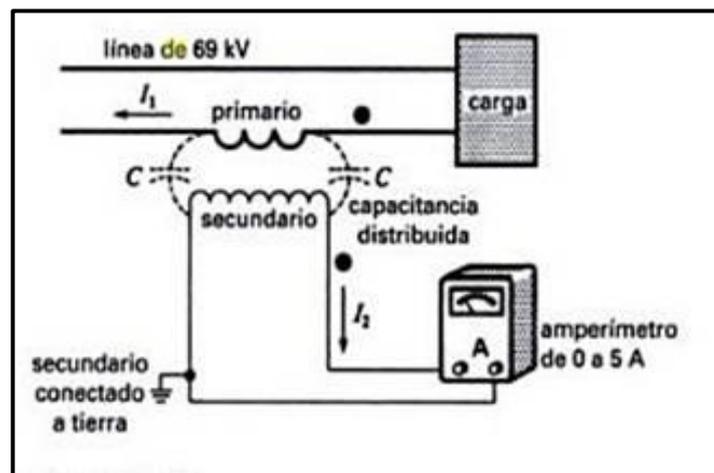


Figura 4 Transformador de corriente TC's

Las corrientes en el primario pueden ser 100, 300, 400, 600, 800, 1200, 1500, 2000 hasta 4000 Amp. y las corrientes del secundario muy pequeñas desde 1 a 5 Amp. En la tabla 1.1 se muestran las equivalencias.

<b>Corriente</b>	<b>Manejo</b>
<b>0,1</b>	Mediciones y calibraciones de laboratorio
<b>0,2 a 0,3</b>	Para medidores KWh de Alimentadores de potencia.
<b>0,5 a 0,6</b>	Para medidores KWh de facturación en circuitos de distribución industriales.
<b>1,2</b>	Alimentación bobinas de medición, relés de protección diferencial, de impedancia y de distancia.
<b>3 a 5</b>	Alimentación a las bobinas de los relés de sobrecorriente.

**Tabla 1 Equivalencia para los equipos de medición**

### **Transformadores de Potencial TP**

Esta encargado de suministrar el voltaje adecuado a equipos como voltímetros, amperímetros wattímetros, frecuencímetros, a los relevadores en los cuales el voltaje secundario es proporcional al voltaje primario y desfasada respecto a ella un ángulo próximo a cero. El devanado primario se conecta en paralelo con el circuito a controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de voltaje de los equipos de medición y protección que requieran ser energizados. Reducen valores de tensiones hasta los 115v.

Existen dos tipos de TP's de tipo inductivo y de tipo capacitivo. Los inductivos se usan generalmente para esquemas de protección ya que responde al instante a los cambios de voltaje. Los de tipo capacitivo son utilizados para teleprotección ya que filtran y sintonizan frecuencias, pero no responden enseguida a los cambios de voltaje.

Generalmente los datos recogidos por las unidades de adquisición de datos son:

- Mediciones de voltaje y corriente de los TC's y TP's

- Datos analógicos y digitales
- Niveles de aceite en los transformadores
- Temperaturas de los transformadores
- Estado de operación de los equipos

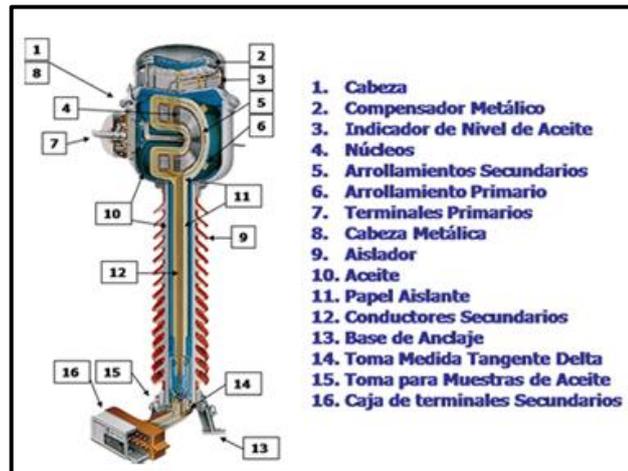


Figura 5 Estructura de un transformador de Potencial

### Transformadores de corrientes ópticos

Los equipos para mediciones con tecnología anterior cumplen su función, son confiables y económicos, pero las nuevas tecnologías hacen que se las tome en cuenta para el mejoramiento de la operación en las subestaciones, es así que ahora se dispone de equipos de medición como el transformador de corriente óptico para la automatización en subestaciones, ofreciendo una solución de medición basada en tecnología óptica. Sus características principales son:

- Ancho de banda amplio, capaz de medir corrientes CD como CA hasta el armónico 100 y superiores.
- Posen aislamiento sólido no utilizan aceite, respetando el medio ambiente.



**Figura 6 Transformador de corriente óptico**

### **2.3.5 Equipos de Protección**

Estos equipos están encargados de interrumpir de forma inmediata el servicio de energía en cualquier sistema de potencia en caso de fallas y aislar el equipo que ocasiona el problema, limitando el daño del mismo y disminuir los daños en equipos adyacentes a la falla así como también limitar el riesgo de daño al personal que trabaje en el sistema o en la subestación.

### **2.3.6 Protecciones eléctricas principales**

Tienen como finalidad a través de los relés de protección de originar el retiro inmediato del sistema de potencia cuando haya un cortocircuito o cuando no funcionen de manera correcta e interfiera con el funcionamiento eficaz del resto del sistema.

Las protecciones más comunes se presentan a continuación:

- Protección diferencial (87)
- Protección de distancia (21)
- Protección de sobre corriente temporizada (50)
- Protección de corriente instantáneamente (51)

### **Protección diferencial (87)**

Esta protección actúa comparando las corrientes del lado de alto voltaje con las corrientes de baja, entra en acción cuando la diferencia supera los valores normales especificados, es así que detecta los cortocircuitos entre las espiras que producen cambios de relación de transformación.

Generalmente se utilizan para proteger de fallas internas a transformadores barras o líneas. Los códigos ANSI son los siguientes

- Diferencial para Transformador (87T)
- Diferencial para barra (87B)
- Diferencial para línea (87L)

### **Protección de distancia (21)**

Operan en líneas de transmisión. Se utiliza este tipo de protección ya que funcionan de acuerdo a la característica de impedancia o reactancia de la línea y los demás parámetros de las líneas de transmisión que varían constantemente, como el voltaje, corriente, potencia, carga, etc. El código ANSI para esta protección es el 21.

### **Protección de sobre corriente temporizada (50)**

Actúa en el orden de 0.05 segundos, opera en forma casi inmediata cuando hay corrientes excesivas, indicando una falla en el equipo o circuito protegido. El código ANSI para esta protección es:

- Sobrecorriente temporizada de fase (50)
- Sobrecorriente temporizada de neutro (50N)

## **Protección de corriente instantánea (51)**

Un corto circuito es una de las fallas más comunes en un sistema eléctrico sus corrientes llegan a valores fuera del rango de operación, es ahí donde actúa esta protección. Los códigos ANSI para sobrecorriente instantánea en subestaciones de distribución son:

- Sobrecorriente instantánea de fase (51)
- Sobrecorriente instantánea Neutro (51N)

### **2.3.7 Descripción de equipos de la Subestación Manglaralto**

La subestación Manglaralto forma parte de una de las 14 subestaciones perteneciente a la CNEL EP unidad de Negocios Santa Elena, actualmente la subestación posee un transformador de 5 a 6 MVA 69Kv a 13,8Kv instalado en el año 2012.

La subestación tiene 2 Alimentadores y un Breakers Principal 13,8V el Alimentador Montañita maneja corrientes en días normales como un 27 Mayo a las 18:00 Horas de F1:50 Amp F2: 42 Amp y F3:66 Amp con una carga de 1067Kw y reactiva de 557Kvar, Alimentador Alón F1:45 Amp F2:54 Amp F3:44 Amp con una carga de 1014Kw y una reactiva de 499Kavar, en feriados la carga de los dos alimentadores han llegado hasta 2500Kw trabajando con normalidad.

La subestación Manglaralto en los últimos años ha tenido cambios importantes ya que hasta el 2013 poseía equipos de protección electromecánicos en la actualidad estos han sido reemplazados por equipos digitales inteligentes de la marca ABB al igual que los medidores totalizadores, cabe recalcar que los equipos anteriores cumplían su función sin problemas, pero debido a los constantes cambios de

tecnología fueron remplazados por los equipos IED que aún no trabajan explotando todas su características funcionales.

### Equipos de alta y media tensión

La subestación Manglaralto es de tipo exterior su medio de aislamiento es el aire, recibe voltaje de 69Kv proveniente de la subestación Colonche, las subestaciones Capaes, Punta Blanca, Colonche, Manglaralto pertenecen a la posición Colonche.

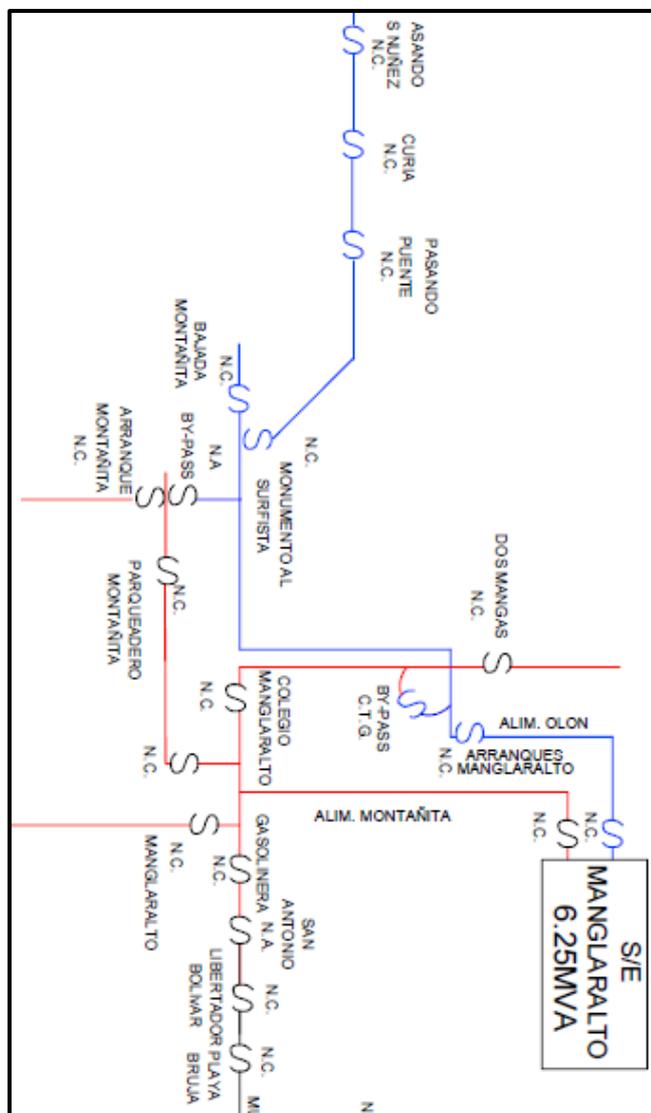


Figura 7 Diagrama Unifilar de la Subestación Manglaralto

## Líneas de 69Kv

Estas líneas de transmisión de 69Kv llegada a la subestación Manglaralto tienen una distancia aproximada de 20Km que proviene de la subestación colonche.



Figura 8 Líneas de transmisión de 69Kv

## Disyuntor 69Kv

La subestación posee un disyuntor aislado en SF6 hexafluoruro de azufre cuyas características de presión le mostramos en la siguiente figura.

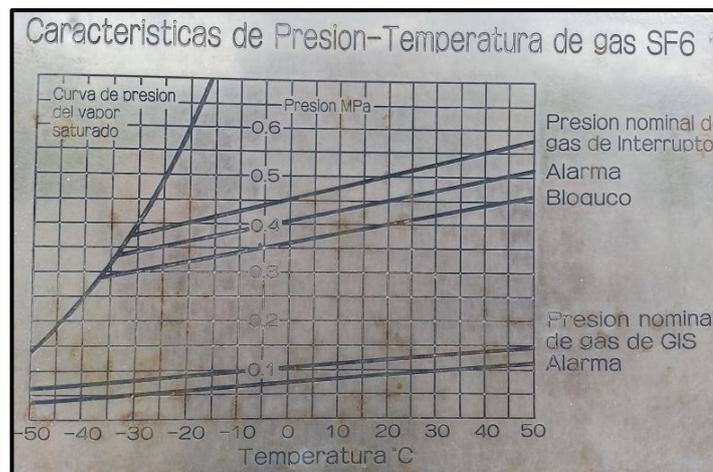


Figura 9 Presión - Temperatura de gas Sf6



**Figura 10 Disyuntor 69Kv Subestación Manglaralto**

### **Transformador de Potencia**

La subestación Manglaralto tiene un transformador de potencia las características la mostramos en la siguiente tabla.

<b>TRANSFORMADOR MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION</b>					
5000/6250 KVA		IEC-76 (1993)		MODEL CRB	
60 Hz		TIPO ACORAZADO		TIPO DE ENFRIAMIENTO	
TRIFASICO		CAPACIDAD CONTINUA		ONAN/ONAF	
A.T	69000 V	NIVEL BASICO DE IMPULSO		ACEITE	5200 e
	41.8/52.3 A	A.T	350 Kv	PESO	
B.T	13800 V	B.T	110 Kv	NUCLEO Y BOBINAS	8500 Kg
	209/261 A	IMPEDANCIA		TANQUE Y ACCESORIOS	4900 Kg
ELEVACIONDE TEMP.		A 6250 KVA	7.11 %	ACIETE	4700 Kg
ACEITE	55° C	FECHA	JUNIO 1998	TOTAL	18100 Kg
DEVANADOS	60° C	L - SPEC	HB61558	NUM. DE SERIE	9812281303

**Tabla 2 Características Transformador de Potencia Subestación Manglaralto**



**Figura 11 Transformador de Potencia Subestación Manglaralto**

### **Cuarto de Control**

Aquí se encuentran elementos como tableros de control, protección y medición de los equipos que se encuentran en el patio de maniobras, los tableros contienen relés de protección, medidores, voltímetros, amperímetros y también encontramos el banco de baterías.



**Figura 12 Cuarto de Control o Cabina**

### **2.4 Unidades de procesos**

La utilización de terminales remotas, Gateway, Controladores lógicos programables PLC, además de los dispositivos electrónicos inteligentes IED

constituyen un sistema integrado que congrega procesos de control, protección monitoreo y adquisición de datos de los sistemas eléctricos como en una subestación.

## RTU

La unidad terminal remota es imprescindible de un sistema SCADA, recopila datos la codifica para poder ser transmitido hacia una estación central como el centro de control, también recibe información la decodifica y realiza ordenes enviadas desde la estación central. La RTU contiene canales de entrada para medición de las variables de un proceso al igual que canales de salida para control o activación de actuadores y alarmas, y un puerto de comunicaciones.

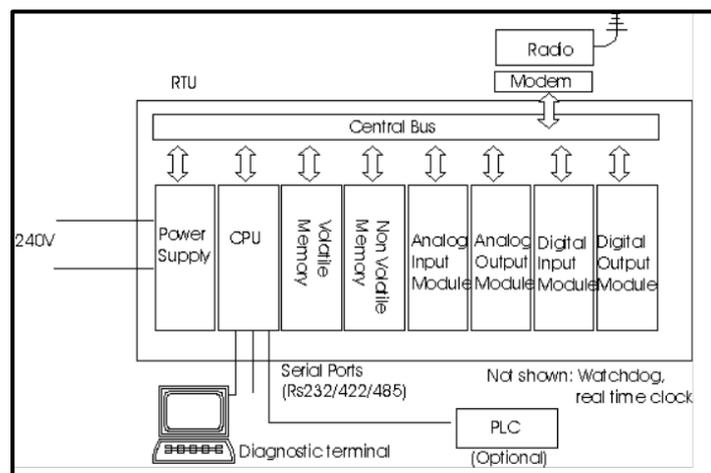


Figura 13 RTU Procesa los datos de entrada y/o salida en forma correcta

## Gateway

El Gateway está encargado de recibir y almacenar información de los relés de protección que posean capacidad de comunicación con el objetivo de ser enviados al centro de control.



**Figura 14 Gateway de Comunicación**

### **Dispositivos Electrónicos Inteligentes IED**

Los Dispositivos electrónicos inteligentes ofrecen control, protección, monitoreo medida y comunicación ya que están provistos de tecnología de microprocesadores. Almacenan datos y poseen sus propios interfaces gráficos, a través de sus protocolos de comunicación pueden acoplarse a los sistemas de automatización, utilizan el Gateway como interfaz para comunicarse con un sistema SCADA.



**Figura 15 Relé de protección digital equipo IED**

## PLC

Los controladores lógicos programables son utilizados para automatizar procesos electromecánicos, anteriormente eran utilizados para automatizar procesos industriales, en la actualidad han sido integrados para subestaciones debido a versatilidad de aplicación y bajo costo con respecto a la RTU.



Figura 16 Controlador Lógico Programable

### 2.4 Sistemas de comunicación

A través de sus redes locales permite asociar los sistemas de control, protección y monitoreo para la automatización de subestaciones, para su funcionamiento pueden utilizar fibra óptica, cobre, o inalámbricamente.

#### 2.4.1 Protocolos de comunicación

Tienen como finalidad u objetivo permitir la interoperabilidad entre equipos, mejorar la interacción en bahías, estación de trabajo y centros de control, permitiendo el flujo e intercambio de información o datos en forma ordenada y codificada, veloz y confiable. Existen los protocolos propietarios y los protocolos abiertos.

- Protocolos Proprietarios: Estos protocolos trabajan bajo una misma línea de dispositivos, sus equipos tienen que ser de una sola marca para la comunicación.
  
- Protocolos abiertos: Estos protocolos permiten la utilización de dispositivos de diferentes fabricantes permitiendo la adaptación a un sistema general sin problemas de comunicación.

Los protocolos más utilizados para los sistemas de automatización de subestaciones son:

- IEC 60870
- IEC 61850
- UCA2
- DNP3

### **IEC 61850**

IEC 61850 es un estándar mundial para Sistemas y Redes de Comunicaciones en Subestaciones, respalda la libre asignación de funciones a dispositivos, entrega un lenguaje descriptivo de configuración en la subestación (SCL), utiliza Ethernet y TCP/IP para la comunicación, pese a ser europea ha tenido la aceptación en América y el respaldo del Instituto Nacional Estadounidense de estándares (ANSI).

El protocolo IEC 61850 fue emitido en el año 2015 con el objetivo de facilitar el diseño de los sistemas de protección, control, monitoreo de las subestaciones y lograr la integración de equipos de diferentes fabricantes a los sistemas automatizados de subestaciones.

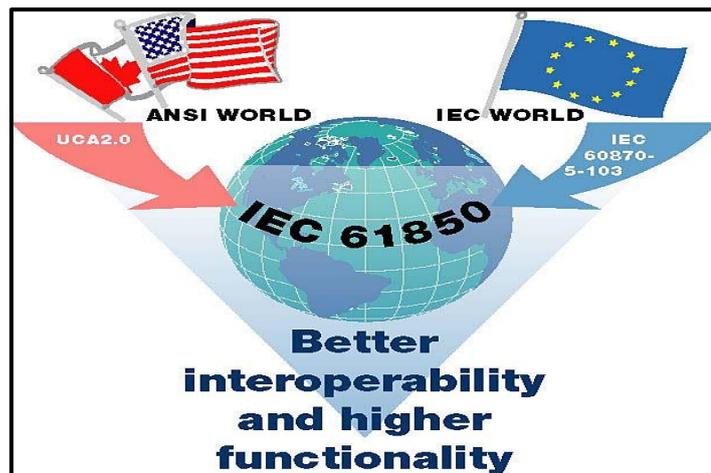


Figura 17 IEC 61850

Esta norma sincroniza los elementos de su red a través de cable Ethernet además algunos equipos de comunicación en las subestaciones poseen GPS realizando las funciones de servidor distribuyendo la sincronización al resto de IED'S de la subestación.

La norma IEC 61850 ofrece flexibilidad de comunicación debido a los mensajes de eventos de subestación orientados a objetos genéricos o (GOOSE) proporcionando soporte a la arquitectura física y permitiendo la comunicación de los equipos dentro de la subestación.

# CAPÍTULO III

## ANÁLISIS

### 3.1 Diagrama de procesos de operación en la subestación Manglaralto

Los procesos de control y adquisición de datos en la subestación se los realiza manualmente desde el interior de la cabina en donde se encuentran los tableros de control de bahías de media tensión 13,8Kv para la distribución a las poblaciones.

A continuación se muestra la situación actual de cómo se realizan los procesos de operación en la subestación.

- Recolección de datos de energía y transcritos en una bitácora
- Control manual de los alimentadores desde los tableros
- Supervisión y seteo de alarmas por fallas desde los tableros de cada bahía



Figura 18 Procesos de operación en la subestación Manglaralto

#### 3.1.1 Proceso de recolección de Datos de Energía

Los procesos que se siguen actualmente en la subestación Manglaralto de recolección de datos de voltaje, corriente, potencias activas, potencias reactivas,

factor de potencia y energía se los hace desde sus medidores ubicados en los tableros de cada alimentador o bahías, esto lo realizan los operadores cada hora para tener registro de carga, para en caso de que por fallas el alimentador se dispare poder tener el registro aproximado de los datos que tenía antes del evento, todos estos datos son transcritos en una bitácora.



**Figura 19** Recolección de datos

### **3.1.2 Proceso de Control de Alimentadores desde los tableros**

Los mandos de control de apertura y cierre de los alimentadores también se encuentran en los tableros correspondientes a cada bahía, cuando por solicitud del centro de control se requiera abrir y cerrar los breaker de cada alimentador, o cuando por fallas se dispare un alimentador, se lo realiza de forma manual con los pulsadores correspondiente, esta acción también la realiza el operador de forma manual.

### **3.1.3 Proceso de seteo de alarmas por fallas**

Estas alarmas son supervisadas y reseteadas por los operadores que se encuentran en la cabina de control, al igual que los demás procesos esto lo realizan de forma manual. Cuando por eventos externos que se produzcan en las líneas de transmisión causen su accionamiento el operador deber tomar la hora en que

ocurrió la falla resetear las alarmas y pasar la novedad vía radio al centro de control ubicado en la Libertad.

Por distintas circunstancias existen ocasiones en que las protecciones se accionan y el operador no se da cuenta de la hora en que ocurrió el evento, al igual que no se tiene los registro de energía que se aproximen con más exactitud ya que las lecturas de estas se toman cada hora.

### **3.2 Identificación de requerimientos de Hardware**

En el presente trabajo se han descrito los equipos y funciones que realizan los equipos comunes que hay en una subestación convencional, pero es necesario reemplazar alguno de ellos para la operación del sistema eléctrico automatizado.

Los sistemas de automatización permiten realizar funciones de protección medición y supervisión, integran todo el sistema de comunicaciones entre la subestación, la red de potencia y los niveles jerárquicos de control, con el objetivo de reducir costos de operación y mantenimiento por parte de los operadores.

<b>CANT</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
3	Relés de protección sobrecorriente ABB Modelo REF630 IED's
3	Medidores Schneider Electric ION8650 Alimentadores
4	Switch Magnun, 4 puertos cobre Rj45, 4 de fibra óptica MM
1	Router Magnun, 4 puertos cobre Rj45, 4 de fibra óptica SM

**Tabla 3 Requerimientos de hardware para Sistema Scada**

#### **3.2.1 Medidor con conexión Ethernet para la adquisición de datos**

Necesariamente para poder integrar a un sistema de adquisición de datos y poder obtener desde una Interfaz Hombre maquina HMI los datos de energía para la

administración y supervisión de la subestación se hace necesario utilizar medidores con tecnología de comunicación Ethernet.

Con ello a través de la HMI obtendremos registros automáticamente guardados en una base de datos para así, en casos de fallas y disparo del sistema tener registros de cargas activas, reactivas, corrientes más aproximados hasta antes del evento de falla sucedido.

### **Medidor Schneider Electric ION8650 para B. Principal y Alimentadores**

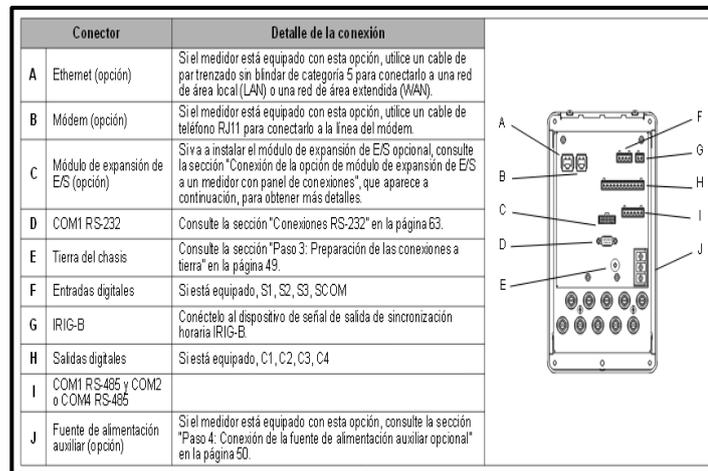
Este medidor lo utilizaremos para la adquisición de datos generados en la subestación como son voltajes, corrientes, potencias activas, potencias reactivas, factor de potencia, etc.

Este es un medidor de red avanzado, se utiliza para el monitoreo de redes eléctricas en sistemas de generación, transmisión y distribución, Este medidor permite la integración con el software de gestión de energía ION Enterprise y otros sistemas Scada a través de múltiples canales de comunicación y protocolos. Incluye puertos seriales y Ethernet con protocolo DNP3 y IEC61850.



**Tabla 3. 1 Medidor ION 8650**

En la siguiente figura se muestra los puertos y conexiones que tiene el medidor ION 8650



**Figura 20 Conexiones ION 8650**

### 3.2.2 IED'S para el control de Bahía

Otro de los requerimientos que se hace indispensable para el proceso de automatización son los relés de protección digitales ya que estos son capaces de generar un reporte de eventos, intercambiar datos oportunamente, incorporan microprocesadores con la capacidad de recibir y enviar datos facilitando la comunicación, el IED de control debe proporcionar una interfaz serial para intercambio de información con otros IED's, tanto del nivel de bahía como de estación y cumplir con el estándar IEC 61850.

### Relé de Protección ABB REF630

Necesariamente para el sistema de automatización se hace necesario la utilización de equipos IED's de protección como es este Relé para las protecciones de cada una de las bahías o alimentadores.

El Relé REF630 es un IED de gama alta para la administración de los alimentadores para su protección, control, medición y supervisión de subestaciones de distribución, se caracteriza por escalabilidad funcional y configurabilidad flexible, ofrece funciones de control necesarias constituyéndose en una solución ideal para control de bahía de alimentadores.



**Figura 21 IED Relé de protección ABB REF630**

Los IED's de la serie 630 vienen incorporados con el nuevo protocolo para la automatización de subestaciones IEC61850 incluye comunicación horizontal GOOSE.

Los archivos de perturbaciones se acceden usando el protocolo IEC 61850 y están disponibles para cualquier aplicación basada en Ethernet en el formato estándar COMTRADE. Adicionalmente, el IED envía y recibe señales binarias de otros IED's usando el perfil IEC61850-8-1 GOOSE.

El IED cumple con los requerimientos de comportamiento GOOSE para aplicaciones de disparo en subestaciones de distribución, según lo define el estándar IEC 61850.

Todos los conectores de comunicación, excepto para el conector de puerto frontal están colocados módulos de comunicación integrados. El IED se conecta a

sistemas de comunicaciones basadas en Ethernet a través del conector RJ-45 o conector de fibra óptica multi-modo.

<b>RELÉ ABB REF630</b>	
Control	Monitoreo de interruptor de circuito
Localización de fallas	Supervisión de circuito de disparo
Medición	Auto-supervisión
Grabador de perturbaciones	Supervisión de falla de fusible
Registro de Eventos	Supervisión de circuito de corriente
Reporte de perturbaciones	Control de acceso

**Tabla 4 Características del Relé ABB REF630**

### **3.2.3 Switch para red IEC61850**

Este es un dispositivo muy importante para lograr la automatización de la subestación Manglaralto mediante el lograremos el intercambio de información y comunicación entre los distintos equipos dentro del sistema Scada.

La integración de una red LAN en la subestación se hace indispensable para la implantación de la norma IEC61850 creada y pensada para dar soluciones internas de las subestaciones eléctricas, ya que a través de ella se podrán integrar los equipos IED's para el control y protección de los interruptores o breaker de cada alimentador de la subestación, también se integraran los medidores de energía para la posterior adquisición de datos desde una Interfaz Hombre maquina a través de la LAN de la subestación.

#### **Switch Magnum 6KL**

Otro de los equipos necesarios para la integración de la subestación Manglaralto a un sistema Scada mediante la norma IEC61850 es el Switch Magnum 6KL para la integración de los equipos del sistemas de automatización a la Red LAN de la Subestación.

Es un conmutador industrial Ethernet, dispone de las siguientes características.

- Altamente configurable, todos los tipos de puertos e fibra, hasta 2 GB con SFP.
- Cuatro puertos de fibra (SC, ST, LC, MTRJ) Puede ser configurado multimodo y monomodo.
- Cuatro puertos de fibra ST.
- Cumple con IEC61850 del medio ambiente estándar para la energía eléctrica en subestaciones.



Figura 22 Switch Magnum 6KL

### 3.3 Análisis del Sistema

Una automatización más sofisticada de una subestación se logra incorporando equipos IED's que tienen las características para efectuar medición, control y monitoreo, estos reemplazan a los equipos de protección electromecánicos ya que estos últimos son digitales y poseen tecnología avanzada con características de comunicación mediante protocolo IEC61850 para mayor confiabilidad en la comunicación.

### **3.3.1 Análisis Técnico**

La utilización de equipos IED's (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) como protección en la subestación Manglaralto para los Alimentadores Montañita, Olón y en el Breaker Principal incorpora una automatización total ya que estos equipos basados en microprocesadores ofrecen nuevas posibilidades como auto supervisión, análisis de señales, facilidades computacionales para los algoritmos de protección y control, almacenamiento de datos, análisis de fallas y manejo de eventos. La unidad controladora de la bahía toma información a través de sus puertos de comunicación de las entradas y salidas digitales y analógicas de estos equipos.

Es así como se puede tener el control remoto de la subestación, a través de la transferencia de estados, control, mediciones, contadores y archivos que contiene el concentrador de datos de la subestación y el centro de control remoto ubicado en la Libertad.

Los relés con tecnología IED's brindan inteligencia y seguridad al realizar las labores de operación y maniobras en los sistemas automatizados, al igual que permiten la reducción de costos de equipos de comunicación en la subestación, eliminan múltiples líneas de cableado entre los IED's de las bahías y la red LAN de la subestación, gracias a la integración en el concentrador de una sola base de datos por bahía, permitiendo su acceso desde la red LAN de la subestación.

### **3.3.2 Costos**

Para la implementación del proyecto necesitaremos de hardware y software a través de los cuales determinaremos los equipos a utilizar y sus respectivos costos.

## Costos de Inversión

Al utilizar equipos IED'S como equipos de protección para los alimentadores y el Breaker Principal se requiere poderlos integrar a una red LAN en la subestación. Los costos para la automatización de la subestación Manglaralto se detallan a continuación.

<b>CANT</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>Costo Unit.</b>	<b>Costo Total</b>
3	Relés de protección sobrecorriente ABB Modelo REF630 IED's	4.200,00	12.600,00
3	Medidores Schneider Electric ION8650 B. Principal y aliment.	800,00	2.400,00
3	Switch Magnun, 4 puertos cobre Rj45, 4 de fibra óptica MM	1.100,00	3.300,00
1	Router Magnun, 4 puertos cobre Rj45, 4 de fibra óptica SM	1.400,00	1.400,00
	<b>TOTAL EQUIPAMIENTO</b>		<b>19.700,00</b>
	<b>COSTOS INSTALACIÓN</b>		
1	Cableado de IED's, TC's	2.000,00	2.000,00
1	Conexión de red medidores, Fibra óptica al sistema Scada	1.500,00	1.500,00
	<b>TOTAL INSTALACION</b>		<b>3.500,00</b>
	<b>TOTAL EQUIPAMIENTO MAS INSTALACION</b>		<b>23.200,00</b>

Tabla 5 Costos de Equipos para la Automatización

# CAPÍTULO IV

## DISEÑO

### **4.1 Diseño**

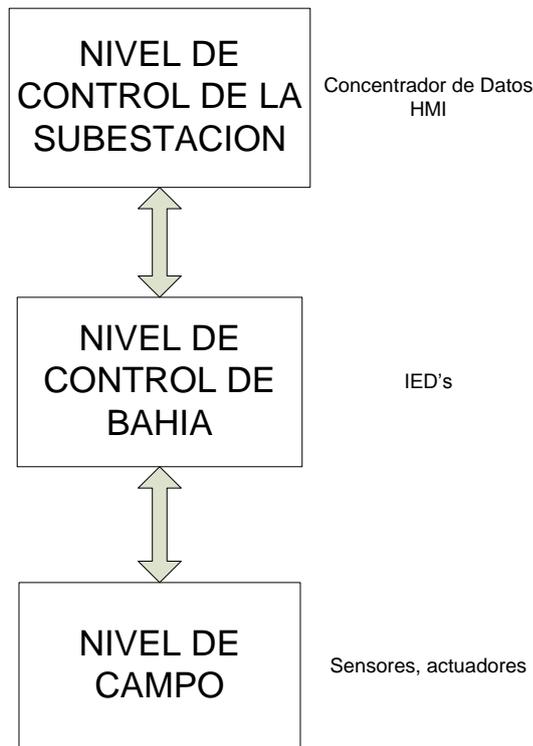
El diseño está encaminado a definir una visión general de un futuro sistema a implementar, este nos permitirá identificar un bosquejo de la forma de comunicación del sistema Scada, para definir cómo y con que se realizan el proceso de automatización para realizar la supervisión control y adquisición de valores de energía en la subestación Manglaralto.

Mediante el diseño integraremos equipos IED's (Dispositivos electrónicos inteligente) para la protección de la subestación al igual que medidores de gama alta que nos permitan integran a la red LAN de la subestación mediante la norma IEC 61850 para la recolecion de datos de voltaje, corriente, potencia activa y reactiva, factor de potencia, etc.

### **4.2 Descripción niveles sistema Scada**

Para tener un control total de los componentes de campo, control y supervisión es necesario poder manejar bajo tres niveles diferentes la automatización, estos son:

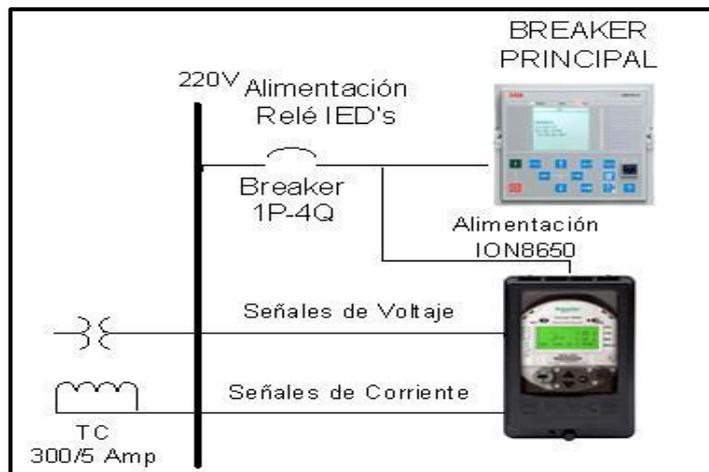
- Nivel 0: Nivel de Equipos de Campo.
- Nivel 1: Nivel de Control de Bahía.
- Nivel 2: Nivel de Control de la Subestación.



**Figura 23 Diagrama de bloques del sistema Scada**

### Nivel de Campo

Este es el primero dentro del nivel jerárquico donde encontramos el equipo existente en el patio de maniobras.



**Figura 24 Nivel de campo de la subestación**

## Nivel de Bahía

En este nivel se presentan todos los procesos y funciones orientados a las bahías, en las bahías encontramos equipos IED's a través de ellos obtenemos supervisión control y adquisición de datos, cada control de los alimentadores es independiente a los demás.

Los IED's son los encargados de la protección y control de los equipos primarios como transformador, interruptor, alimentador, obtienen datos analógicos y digitales para ser enviados a una unidad de control de bahía a través de sus puertos de comunicación.

A través de los IED's podemos abrir, cerrar, vigilar y monitorear los alimentadores de la subestación, estos a su vez se pueden comunicar entre sí para compartir información que necesiten por medio de mensajes GOOSE.

Cada alimentador es independiente para poder controlarse de forma local o remota y a su vez si existe una falla poder aislarla sin que afecte a todo el sistema, en la figura se muestra la conexión de equipo primario con los IED's, estos interconectados a un Switch en el bus de la subestación.

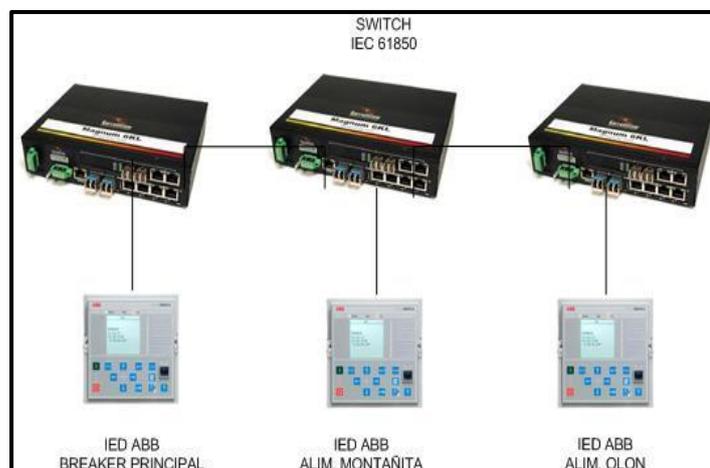


Figura 25 Nivel de Bahía comunicación IEC 61850 Ethernet

## Nivel de Control de la Subestación

En este nivel encontramos los elementos a través de los cuales podemos realizar la administración de la subestación, al igual que la interfaz hombre maquina HMI, ubicado en una sala de control. Aquí se realizan los trabajos de operación y monitoreo de los alimentadores en una subestación los operadores se encargan de ordenar todas las maniobras dentro del subestación como apertura y cierre de un alimentador.

Los alimentadores a través de los IED's se pueden administrar de forma local o remoto, en modo remoto inhibirá los controles de operación hechos en el alimentador pero mantienen activas las funciones de almacenamiento y supervisión, en modo local inhibirá los controles desde la estación de operación.

La HMI controla y monitorea las operaciones de los alimentadores en una subestación y el Gateway realiza la función de enlace entre los diferentes protocolos que puedan existir dentro de la subestación.

A continuación se muestra el esquema de conexión IEC61850 en donde una vez conectado los IED's al Switch Magnum con soporte para protocolo IEC 61850 observamos el computador conectado al Switch Magnum que va a contar con la interfaz HMI perteneciente al nivel de control de la Subestación.

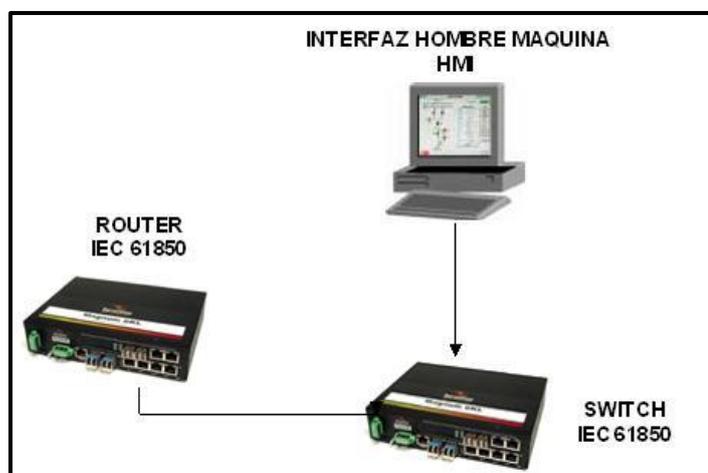


Figura 26 Nivel de Control de la subestación a través de la HMI

## 4.3 Arquitectura de la solución

### 4.3.1 Diseño Sistema de comunicación IEC 61850

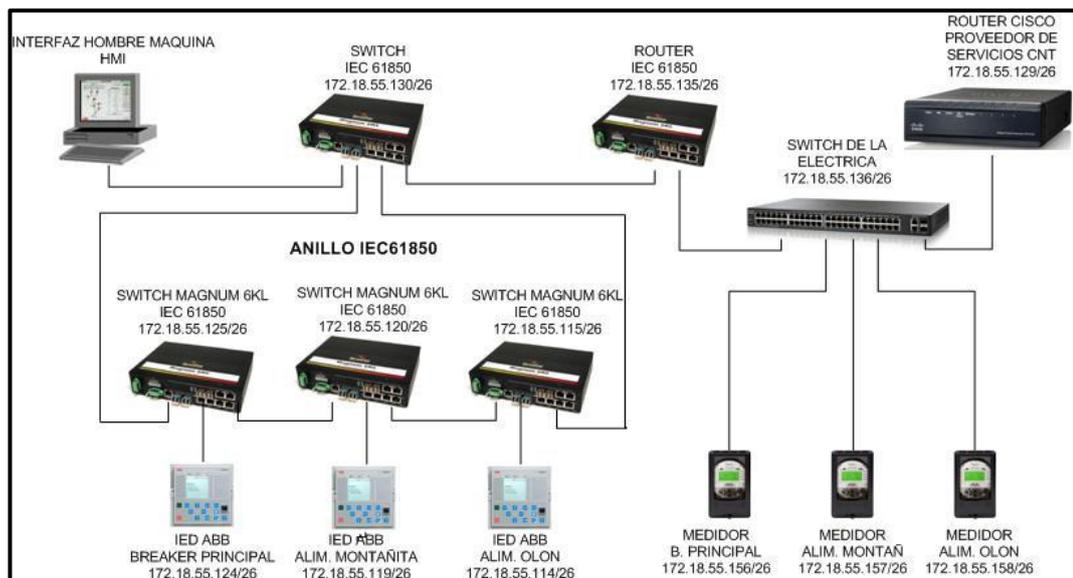


Figura 27 Diagrama de comunicación sistema Scada subestación Manglaralto

### Asignación de direcciones ip en el sistema de comunicación IEC61850

Para la asignación de direcciones ip al sistema de comunicación utilizamos direcciones ip clase B a partir de las direcciones asignadas a los equipos de la red LAN existen en la subestación Manglaralto por parte de la corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT y la Empresa Pública estratégica Cnel Ep a los equipos Router Cisco 172.18.55.129/26 que nos indica que la máscara de red en números binarios sería 11111111.11111111.11111111.11000000 consta de 26 unos de izquierda a derecha entonces su dirección ip en números decimales sería 255.255.255.192 de acuerdo a conversión de octetos binarios a decimal. Al Switch Cisco con dirección ip 172.18.55.136/26.

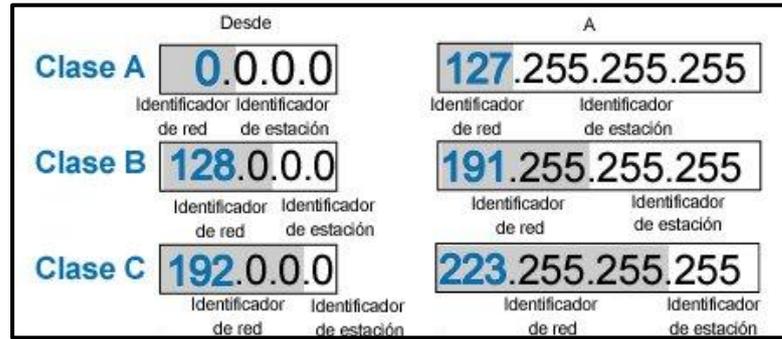


Figura 28 Clases de direcciones ip

**Conversión de octetos binarios a decimal:** de derecha a izquierda empiezan los bits menos significativos, de un octeto lleva a cabo un valor de  $2^0$  seguido a la izquierda de  $2^1$  hasta los bits más significativos que lleva un valor de  $2^7$ . Es así que si todos los bits son un uno, el equivalente decimal sería 255 como se muestra en la figura.



Figura 29 Octetos binarios a decimal

Equipo	IP Clase B desde 128.0.0.0. Hasta 191.255.255.255	Mascara	Puerta de Enlace
Router Cisco Proveedor de Servicio CNT	172.18.55.129/26	172.18.55.1	255.255.255.192
Switch Cisco de la Eléctrica	172.18.55.136/26		
Medidor ION8650 Breaker Principal	172.18.55.156/26		
Medidor ION8650 Alim. Montañita	172.18.55.157/26		
Medidor ION8650 Alimentador Olón	172.18.55.158/26		
Router Magnun IEC61850	172.18.55.135/26		
Switch Magnun 6KL IEC61850	172.18.55.130/26		
Switch Magnun 6KL IEC61850	172.18.55.125/26		
IED ABB Breaker Principal	172.18.55.124/26		
Switch Magnun 6KL IEC61850	172.18.55.120/26		
IED ABB Alimentador Montañita	172.18.55.119/26		
Switch Magnun 6KL IEC61850	172.18.55.115/26		
IED ABB Alimentador Olón	172.18.55.114/26		

Figura 30 Direcciones Ip asignadas para el sistema de comunicación IEC 61850

### 4.3.2 Diseño red LAN de la subestación Manglaralto

Para el proceso de automatización es necesario contar con una red LAN en la subestación, para esto haremos uso de la existente en la subestación Manglaralto, el servicio es a través de fibra óptica por parte de la empresa pública Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT, con un Router y Switch marca Cisco con direcciones ip asignadas como se muestra en la figura.

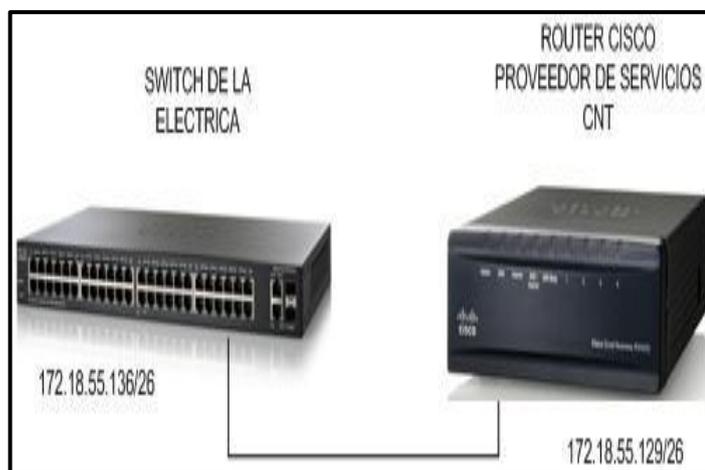
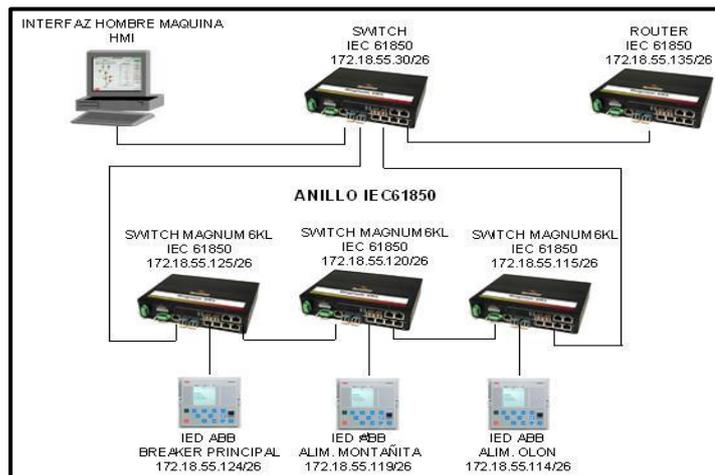


Figura 31 Red LAN Subestación Manglaralto

### 4.3.3 Arquitectura de red IEC61850 para el sistema de comunicación de la S/E

Con los dispositivos totalmente configurados y teniendo en cuenta que cada uno de ellos cuenta con un puerto Ethernet 10/100 Kbps, con una lista de direcciones IP e IED Name establecidas, el siguiente paso es definir cuál será la arquitectura a implementar, hay que tener en cuenta que el protocolo IEC 61850 no es soportado por cualquier tipo de Switch, por lo que hay que considerar un Switch que cumpla con el estándar, es así que se eligió el Switch Magnun Garrettcom.



**Figura 32 Arquitectura de red anillo IEC 61850**

### **Topología Anillo IEC 61850 para el sistema de comunicación de la S/E**

La red IEC 61850 está basada en arquitectura anillo, esto proporciona niveles de redundancia superior si alguna de las conexiones de anillo falla, cuando se le aplica redundancia física a la red utilizando switches se logra una seguridad en cuanto a conectividad. En este sentido un aspecto a ser llevado en cuenta es la redundancia del sistema debido a que los mensajes trip y de bloqueo son considerados altamente críticos.

La red IEC 61850 en anillo para los alimentadores Montañita y Olón, el lazo se cierra entre el Switch 1 y en N. Esto proporciona niveles de redundancia superior si alguna de las conexiones falla. Sin embargo, para los switches de Ethernet, las conexiones en anillo, pueden suponer que los mensajes que se están enviando circulen indefinidamente dentro del lazo y eventualmente reducir el ancho de banda disponible.

Los switches que contienen procesador de dirección interno poseen un algoritmo llamado Spanning Tree Protocol, definido en el estándar IEEE 802.1D, este permite que los switches detecten los bucles e internamente bloquear la circulación del mensaje del otro bucle. Esto nos indica que los switches pueden abrir de forma lógica, no físicamente el anillo, bloqueando internamente. Esto significa que la arquitectura anillo es similar a la de en cascada, con la ventaja de

que si alguno de los enlaces se rompe, el Switch con procesador interno reconfigurara la estructura quedando dos caminos distintos.

### **Dispositivos de comunicación de la red IEC 61850 para la automatización**

En el diseño se muestra el diagrama de comunicaciones para el sistema Scada de la subestación Manglaralto el cual consta de los siguientes elementos:

**Router Cisco**, proveedor de servicio CNT. Este Router es parte de la Red LAN de la subestación Manglaralto con dirección IP 172.18.55.129/26, a través de fibra óptica brindado por la Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT.

**Switch Cisco**, este Switch lo utilizaremos para la comunicación con los medidores ION 8650 correspondientes al Breaker Principal con ip 172.18.55.156/26, Alimentadores Montañita con ip 172.18.55.157/26 y Alón con ip 172.18.55.158/26, este Switch está conectado al Router Cisco, el Switch tiene la dirección ip asignada 172.18.55.136/26.

**Router Magnun IEC 61850**, mediante este Router proporcionaremos una red IEC 61850 para que los equipos IED's logren tener la comunicación en toda la red, a este Router le asignamos la dirección ip 172.18.55.135/26.

**Switch Magnum 6KL IEC 61850**, para el sistema Scada utilizamos 4 Switch para poderla integrar mediante topología anillo ya que esta nos permitirá tener un sistema más confiable debido a la importancia del reporte de señales por parte de los IED's.

Para el sistema Scada mediante IEC 61850 se hace necesario la utilización de este Switch conectado a cada uno de los IED's correspondientes a cada alimentador, el diseño nos muestra la red en anillo en la cual encontramos un Switch magnum con ip 172.18.55.125/26 conectado al IED del Breaker Principal con ip

172.18.55.124/26, otro Switch magnum con ip 172.18.55.120/120 conectado al IED del Alimentador Montañita con ip 172.18.55.119/26 y por ultimo otro Switch Magnus con ip 172.18.55.115/26 conectado con el IED del Alimentador Olón, todos estos conectados con el Switch Magnus principal con ip 172.18.55.30/26 formando la red en anillo.

**Computador HMI**, es a través de este host que administraremos la subestación a través de una interfaz hombre maquina HMI la cual nos proporciona los estados de las bahías al igual que los estados de los IED's, reporte en caso de accionamientos por fallas, a su vez nos brindara los datos de energía corrientes, potencias etc.

#### 4.3.4 IEC 61850 Domino de la aplicación para la automatización de la S/E

Los datos son obtenidos en el nivel de proceso mediante el funcionamiento de unidades remotas analógicas-digitales, al igual que sensores y actuadores inteligentes; el bus de procesos conecta al equipo de nivel de bahía, en donde se encuentra las protecciones y la HMI, la comunicación del nivel de bahía con la de nivel de estación se la realiza mediante una barra de interbahía.

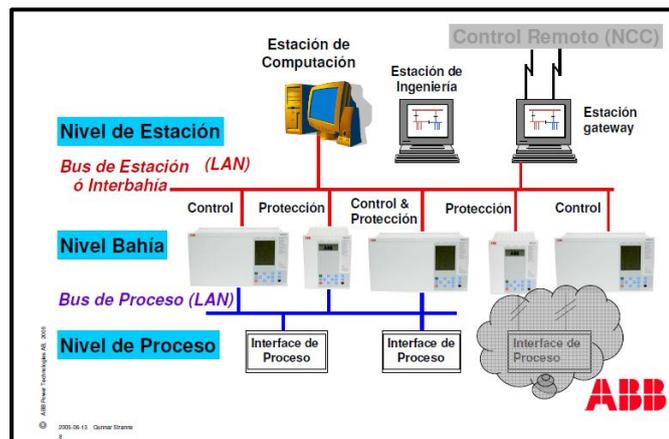


Figura 33 Arquitectura para la Automatización mediante IEC 61850

### **Bus de proceso**

Obtiene datos en tiempo real y la transmisión en el menor tiempo posible conectando a la unidad de procesamiento de bahía actuadores, sensores, unidades periféricas secundarias y unidades remotas analógicas-digital.

### **Bus de estación o interbahía**

Conecta elementos de bahía al nivel de estación mediante comunicación vertical, al igual que la comunicación en tiempo real entre los equipos de bahía realizando comunicación horizontal, también se utiliza para la conexión de la HMI, impresoras, al igual que para labores de supervisión entre servidores.

#### **4.3.5 Tipos de mensajes en IEC 61850 en la red de comunicación**

Tener un sistema de comunicación óptimo es de vital importancia en una subestación, ya que el envío y recepción de mensajes ya sea por fallas o maniobras, requiere de una excelente coordinación para actuar ante algunas de estas situaciones, para el protocolo IEC 61850 la comunicación se da mediante mensajes convencionales y mensajes GOOSE.

Cuando nos referimos a mensajes convencionales estos son los que se envían a los IED's hacia los centros de control y no tienen carácter de urgente y cuando hablamos de mensajes GOOSE estos son de orden prioritario y se dan entre IED's o hacia otros dispositivos.

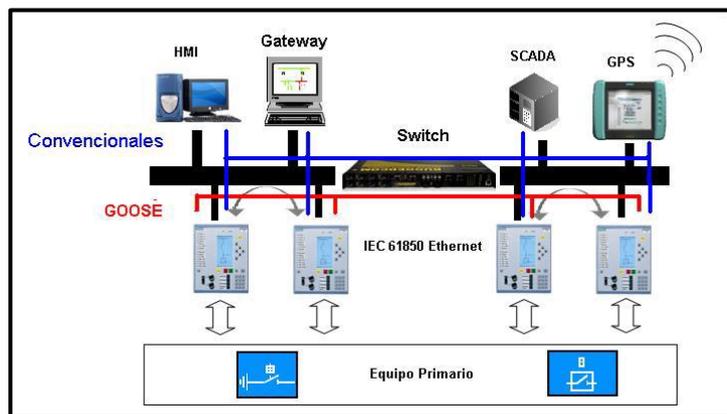


Figura 34 Estructura IEC 61850 y tipos de mensajes

### Mensajes Convencionales en el sistema de automatización de la S/E

En ciertas ocasiones existen subestaciones que trabajan con diferentes protocolos como IEC 61850 y DNP3 para el control de ciertos equipos es así que en estas circunstancias se crea una interface de protocolos mediante un Gateway. La arquitectura DNP3 se basa en red maestro – esclavo transmitiendo los mensajes de manera serial entre los equipos, es decir el maestro pregunta a cada dispositivo si tiene que reportar alguna novedad, su gran desventaja es que el algún dispositivo tiene que pasarle alguna novedad tiene que esperar su turno para poder hacerlo.



Figura 35 Envío y recepción de un mensaje convencional

## Mensajes GOOSE en el sistema de comunicación de S/E Manglaralto

La transmisión de mensajes GOOSE se los hace a través de un bus de comunicación Ethernet reportando cada microsegundo mediante telegramas rápidos de trama corta realizando una comunicación horizontal. También se utilizan para transmitir eventos entre IED's punto a punto. La gran ventaja de mensajes GOOSE es que no se detienen a formar parte de la fila de mensajes como pasa con los mensajes convencionales ya que tienen su propio carrier de comunicación y llegan al momento dado que son telegramas urgentes y tienen una connotación de prioritarios. Los mensajes pueden ser:

- Mensajes de Disparo de Interruptores
- Mensajes de cierre de interruptores
- Estado de una salida lógica de un relevador para supervisión de acciones de protección o de control en otros relevadores o zonas de protección.

En la siguiente figura se muestra como se publican los, mensajes GOOSE, observamos que el equipo X envía un mensaje al bus de comunicación y el equipo Y y el equipo Z que estas suscritos pueden o no ocupar esta información.

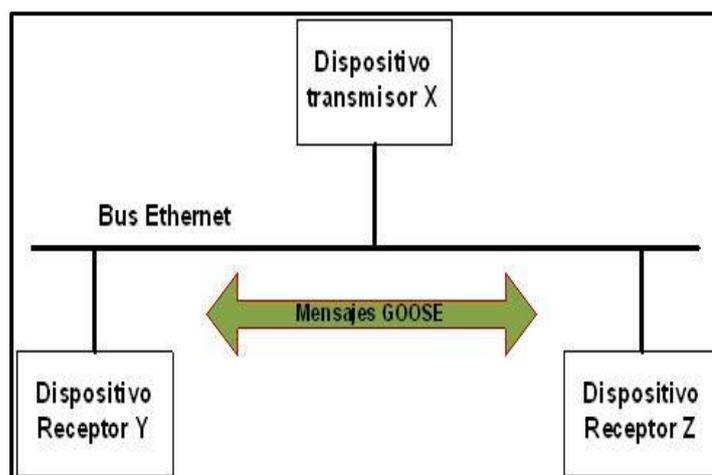


Figura 36 Estructura de comunicación de un mensaje GOOSE

#### 4.3.6 Sistema de fuerza general de la subestación Manglaralto

La subestación Manglaralto cuenta con un transformador de potencia de 10 MVA con configuración DELTA – Y como se observa en la figura con sus respectivos Alimentadores de 13,8Kv Montañita y Olón.

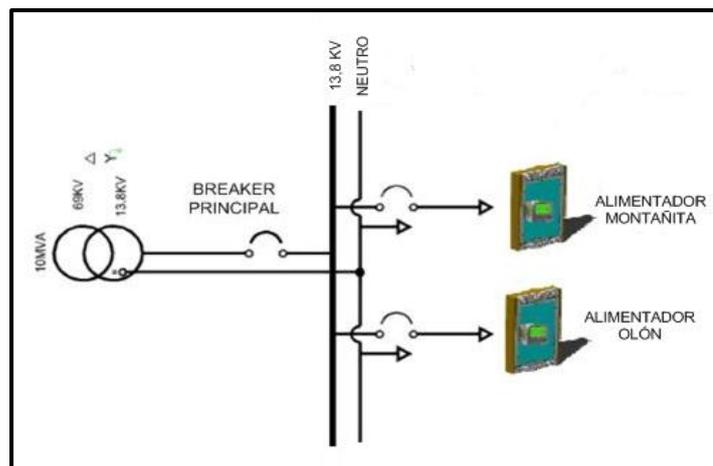


Figura 37 Sistema de fuerza general subestación Manglaralto

#### 4.3.7 Diseño sistema de señales para la automatización de la S/E Manglaralto

En el siguiente diseño se muestra el diagrama unifilar para el cableado del sistema de fuerza para la conexión de los equipos del sistema de automatización de la subestación Manglaralto, en los cuales encontramos los siguientes elementos:

- 3 Breaker un polo 4 Amperios 1P-4A encargados de la alimentación y protección de los Relés IED's ABB REF630 y de los Medidores ION8650 del breaker principal, y alimentadores Montañita y Olón.
- 3 Breaker de 3 polos de 2 Amperios 3P-4A encargados de la alimentación y protección de las señales de voltaje para el medidor analizador de redes ION8650.

- 3 TC de 200/5 para la conexión de las señales de corriente al medidor ION 8650 cabe recalcar que estos TC's son los que actualmente están trabajando y cumpliendo su función en la subestación Manglaralto, su reemplazo no es necesario ya que realizan su trabajo de forma normal y no intervienen en el proceso de automatización para integrar la subestación a un sistema Scada.



Figura 38 Diseño del sistema de señales de los equipos para la Automatización

# CAPÍTULO V

## IMPLEMENTACIÓN Y DEMOSTRACIÓN DE HIPÓTESIS PROTOTIPO SISTEMA SCADA

### **5.1 Construcción Prototipo Sistema Scada**

En el presente capítulo se describirá las partes construidas en el prototipo del sistema Scada para la respectiva demostración.

Para efectos de la demostración se realizara el prototipo en niveles de voltaje de 220 – 110v, con protocolo de comunicaciones MODBUS ya que en niveles de alta tensión 13,8Kv y en protocolo IEC61850 implican gastos extremadamente elevados, pero cave recalcar que se lograra comprobar la hipótesis planteada en el proyecto de integrar una subestación a un sistema Scada para controlar supervisar y adquirir datos generados en una subestación.

### **5.2 Requerimientos de hardware para el prototipo Scada**

A continuación se muestra los requerimientos necesarios para la construcción del prototipo del sistema Scada.

<b>CANT</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
	<b>HARDWARE</b>
1	EDS Gestor de Eficiencia energética
1	CVM Analizador de redes eléctricas
2	Telerruptores
2	Transformadores de corriente 50/5a
1	Breaker 2P-20A para riel DIN
1	Breaker 2P-2A para riel DIN Señal Voltaje CVM-C10
1	Breaker 1P-4A para riel DIN Alimentación CVM-C10
1	Buzzer Alarma sonora
2	Luz Piloto
2	Botoneras o pulsadores
2	Selectores
2	Tomacorriente 110v
1	Tablero metálico 40X30X15 para montaje de equipos
	<b>SOFTWARE</b>
1	Power Studio Scada con licencia demo

**Tabla 6 Lista de materiales para prototipo Scada de subestación Manglaralto**

### **5.2.1 EDS Gestor Energético**

El EDS o gestor energético es un equipo de última tecnología aplicada al software PowerStudio, contiene en su interior una memoria de 200mb, se recomienda no conectar más de 5 analizadores de redes con comunicación Modbus a su puerto de comunicaciones RS-485, si bien el número de equipos puede ser superior, en función del número de parámetros que entreguen los equipos conectados.

Mediante su conexión Ethernet es posible acceder a su memoria mediante comunicaciones remotas, como ejemplo internet.

El EDS puede formar parte de una solución global de adquisición de datos, útiles para la gestión y la eficiencia energética. En caso de una pérdida puntual o prolongada de la comunicación entre el EDS y el servidor PowerStudio, una vez recuperada la comunicación, el EDS devuelven los datos almacenados en su

memoria local al sistema de control Scada superior, evitando la pérdida de datos mientras no existió la comunicación.



**Figura 5. 1 EDS Gestor de eficiencia energética**

<b>Descripción</b>	<b>Comunicaciones Protocolo MODBUS/RTU</b>	<b>Ethernet</b>	<b>Internet</b>	<b>No. Entradas Digitales</b>	<b>No. Salidas Digitales</b>
Telegestor energético con tecnología PowerStudio Embedded	RS-485	Si	Servidor Web y XML integrado	8 (Libres de Tensión)	6 por relé

**Tabla 7 Características del EDS**

### **Arquitectura del EDS**

El EDS posee dos puertos diferenciales. El principal es el puerto Ethernet por el que se comunica el usuario vía XML, permitiendo visualizar los datos en tiempo real o bien extraer información almacenada en el dispositivo. Esta vía de conexión es la que permite la comunicación con el usuario por ser servidor web o XML. La conexión Ethernet es la que permite interrogar equipos que estén en su rango de Ip, para introducir la información a su sistema, es decir, puede registrar datos de otros equipos vía Modbus TCP.



Figura 39 Arquitectura del EDS

### Conexión del EDS

Para permitir la comunicación con los dispositivos esclavos, es necesario cablear las tres conexiones del bus maestro RS-485 del EDS (A+ S y B-) a los diferentes equipos con los que se quiere comunicar. La distancia máxima entre el EDS y el equipo esclavo es de 100 metros mediante pares trenzados y apantallados, los posibles campos magnéticos alrededor del bus puede mermar la distancia considerablemente.

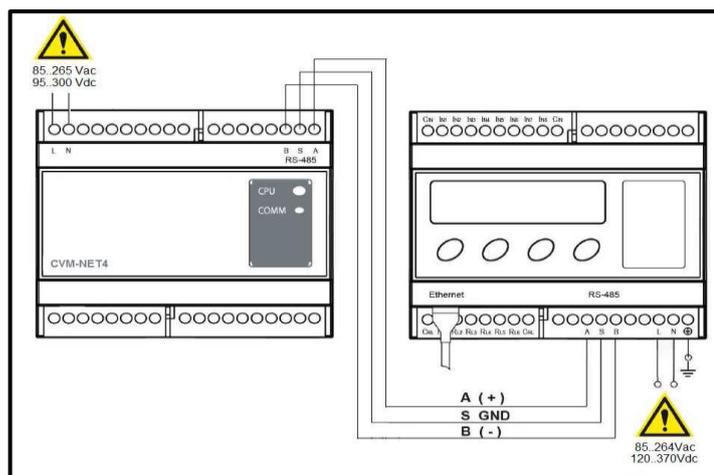


Figura 40 Conexión del EDS mediante RS-485

## **Configuración de IP del EDS**

Cuando hayamos alimentado el equipo aparece la fecha y hora en el display, para la configuración de la Ip pulsamos simultáneamente las teclas ►+▲+▼ durante más de dos segundos el display advierte con un mensaje.

Con la configuración de la IP y la máscara de subred es suficiente para poder conectar con el equipo mediante un OC conectado a la misma red LAN y un navegador de internet compatible con la plataforma JAVA.

## **Acceso a la página WEB del EDS**

Una vez que hayamos asignado la IP al EDS, comprobamos la conexión y la configuración accediendo a su página WEB de configuración.

[Http://direccion\\_ip\\_del\\_EDS/html/setup.html](Http://direccion_ip_del_EDS/html/setup.html)

El navegador tiene que ser compatible con la plataforma java y estar actualizada a la última versión. Si no es posible la conexión con la página WEB, puede ser debido a lo mencionado anteriormente o a su vez el firewall o antivirus puede estar filtrando los datos, se desactiva temporalmente este servicio para realizar las comprobaciones.

### **5.2.2 CVM C10 Analizador de redes Eléctricas**

El CVM-C10 es un analizador de redes con registros de energías compacto y con medida en 4 cuadrantes (consumo y generación). Adecuado para instalaciones de media y baja tensión, tanto en circuitos trifásicos a 3 o 4 hilos, 2 fases con o sin neutro, conexiones ARON o sistemas monofásicos.



Figura 41 CVM-C10 Analizador de redes Eléctricas

### Características del CVM C10

- Comunicación serie RS-485 Modbus
- 2 salidas a transistor configurables para impulsos o alarmas
- 2 salidas a relé configurables como alarma
- 2 entradas digitales para selección de tres tarifas o detección de estados lógicos
- Permite selección de tarifas mediante comunicaciones
- Precisión clase 0.5 en tensión y corriente 0.5 en Potencia y Energía.

<b>Bornes del Equipo</b>	
<b>1: A1</b> Alimentación Auxiliar	<b>13: I2</b> , entrada digital 2/ selección de tarifa
<b>2: A2</b> Alimentación Auxiliar	<b>14: VL1</b> , entrada de tensión L1
<b>3: RC</b> , Común de las salidas de relé	<b>15: VL2</b> , entrada de tensión L2
<b>4: R2</b> , Salida de Relé 2	<b>16: VL3</b> , entrada de tensión L3
<b>5: R1</b> , Salida de Relé 1	<b>17: N</b> , Neutro
<b>6: Tc</b> , Común de las salidas digitales	<b>18: S1</b> , Entrada de corriente L1
<b>7: T2</b> , Salida digital 2	<b>19: S2</b> , Entrada de corriente L1
<b>8: T1</b> , Salida Digital 1	<b>20: S1</b> , Entrada de corriente L2
<b>9: A(+)</b> , RS485	<b>21: S2</b> , Entrada de corriente L2
<b>10: B(-)</b> , RS485	<b>22: S1</b> , Entrada de corriente L3
<b>11: GND</b> , para RS485 y para las entradas digitales	<b>23: S2</b> , Entrada de corriente L3
<b>12: I1</b> , entrada digital 1/ selección de tarifa	

Tabla 8 Descripción de los Bornes del equipo CVM-C10

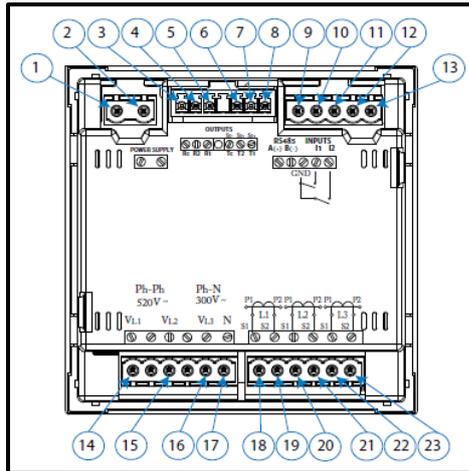


Figura 42 Bornes del equipo CVM-C10

### CVM-C10 Conexionado para prototipo bifásico

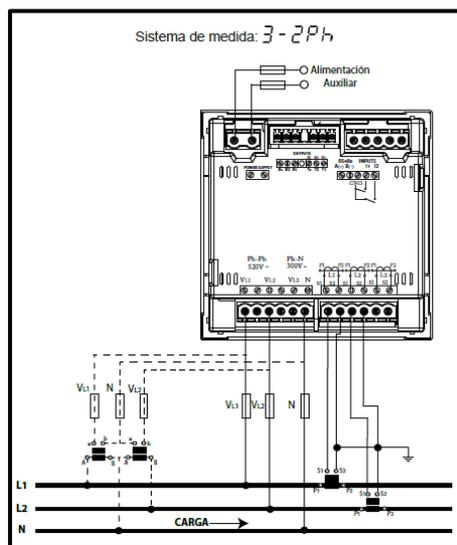


Figura 43 Conexionado bifásico para prototipo

### 5.2.3 Telerruptor Finder

El principio de funcionamiento consiste en el estado del contacto del relé, este cambia cuando su bobina recibe un pulso, manteniéndose así hasta que un nuevo pulso lo regrese a su estado original, y así sucesivamente por esto se los conoce como bi-estables y actualmente conocidos como Telerruptores.



**Figura 44 Telerruptor utilizado para el prototipo**

#### **5.2.4 Transformador de Corriente 50/5**

El transformador de corriente tiene como función reducir valores normales y no peligrosos, las características de corriente en un sistema eléctrico, con el fin de permitir el empleo de aparatos de medición normalizados, por consiguiente más económicos y pueden manipularse sin peligro.

Un transformador de corriente es un transformador de medición, donde la corriente secundaria es dentro de las condiciones normales de operación, prácticamente proporcional a la corriente primaria, y desfasada de ella un ángulo cercano a cero, para un sentido apropiado de conexiones. El primario de dicho transformador está conectado en serie con el circuito que se desea controlar, en tanto que el secundario está conectado a los circuitos de corriente de uno o varios aparatos de medición, relevadores o aparatos análogos, conectados en serie.

Para el Prototipo se utilizaron 2 Tc de 50 a 5 Amperios para las señales de corriente del Analizador de redes CVM-C10.



**Figura 45** Transformador de corriente 50/5A utilizados en el prototipo

### **5.2.5 Alarma Sonora Buzzer**

Es un transductor electroacústico que produce un sonido o zumbido continuo. Para el prototipo lo usaremos como aviso ante acontecimientos o alarmas producidas por sobrecorriente en el sistema.



**Figura 46** Buzzer alarma sonora

### 5.2.6 Pulsadores

Como se muestra en la figura utilizaremos un pulsador rojo para desconectar y un pulsador negro para energizar el sistema.



**Figura 47 Pulsador de marcha y paro**

### 5.2.7 Selectores

En el prototipo del sistema Scada tendremos selectores para control local y remoto cuando estos estén en posición local se podrá controlar el sistema manualmente y desde la HMI, en posición remoto no se podrá ejecutar las acciones de apertura y cierre del sistema desde el tablero piloto.



**Figura 48 Selector remoto-local**

### 5.2.8 Luces Piloto

Para el prototipo la luz roja nos indicara que el sistema esta energizado y la luz verde nos indica que el sistema esta des energizado.



Figura 49 Luces piloto

### 5.2.9 Cables utilizados para el prototipo

Para el cableado del prototipo se utilizaran los siguientes cables:

Sistema de fuerza cable #12

- Color rojo para positivo línea 1
- Color negro para positivo línea 2
- Color blanco negativo
- Color verde tierra

Sistema de control cable #9

- Color negro para señales entradas y salidas digitales

### **5.3 Requerimientos de Software para el prototipo Scada**

Para la respectiva realización y configuración de las pantallas Scadas utilizaremos el Software PowerStudio Scada.

#### **5.3.1 Software PowerStudio Scada**

PowerStudio es un software potente, sencillo y de entorno amigable, permite una completa supervisión energética de analizadores de redes, contadores, su principal característica es la configuración comunicación y monitorización de dispositivos y la creación de pantallas Scada e informes, dispone de un conjunto de herramientas como sucesos, discriminadores, variables calculadas, gestor de imágenes y estilos para facilitar la interacción del usuario.

Está dividido en tres módulos fundamentales, el editor de aplicaciones, el motor de comunicaciones y el cliente.

#### **Editor PowerStudio Scada**

El editor es el módulo que se encarga de la gestión de aplicaciones y permite crear, modificar una aplicación, al igual que importar una aplicación del motor o exportar una aplicación hacia el motor.

#### **Motor PowerStudio Scada**

El motor es el módulo que se encarga de ejecutar la aplicación que recibe del editor y de comunicar con los diferentes dispositivos, almacenar datos descargados y atender las diferentes peticiones realizadas tanto por el editor como por el cliente.

## Ciente PowerStudio Scada

El cliente es el módulo que permite conectar con un motor y acceder a las pantallas Scada, informes y visualizar los valores de energía registrados por los dispositivos. Se puede realizar gráficas y listado de valores registrados, visualizar sucesos, ver el estado de los dispositivos, etc.

## Instalación de Software PowerStudio Scada

- 1.- Ejecutar el archivo Setup PSS v4.0.4 Deluxe seleccionamos el idioma.
- 2.- Luego de seleccionar el idioma accedemos a la pantalla de licencia, donde debemos aceptar los términos de la misma.
- 3.-Accedemos a la pantalla de registro del producto donde es obligatorio el nombre de usuario, el nombre de la empresa y el número de serie del Software.
- 4.- A continuación nos muestra la selección del tipo de instalación, le damos clic en completa para que instale el Editor, Motor y el Cliente.
- 5.- Una vez finalizado la preparación de la instalación aparecerá el dialogo donde se pide el directorio de la instalación de la aplicación, le damos en siguiente.
- 6.- En la siguiente pantalla podemos seleccionar los módulos a instalar. Seleccionamos el Editor, Cliente y Motor.

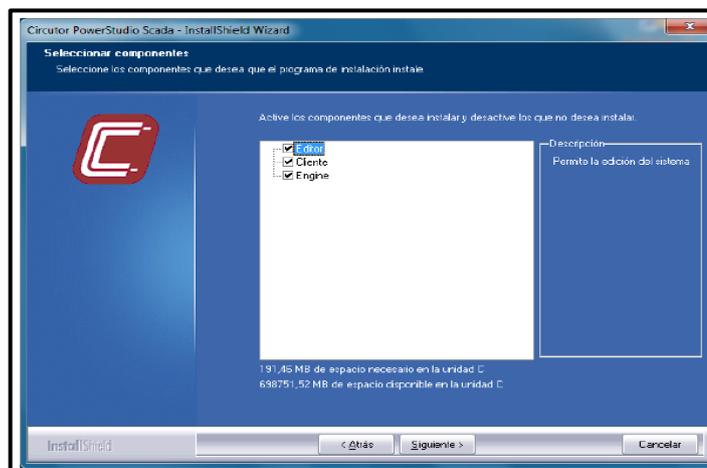


Figura 50 Instalación Power Studio Scada

## Configurar el motor de comunicaciones

Configurar el motor de comunicaciones es el primer paso a realizar para el correcto funcionamiento de la aplicación. Cuando se realiza la instalación del motor se copia en el mismo directorio el ejecutable PSEngineManager en ella configuramos los parámetros de servidor web y los directorios de trabajo dando clic en modificar y colocamos Puerto 80, en caso que se quiera tener usuario y contraseña para el acceso al motor se los configura caso contrario estos parámetros quedan vacíos.

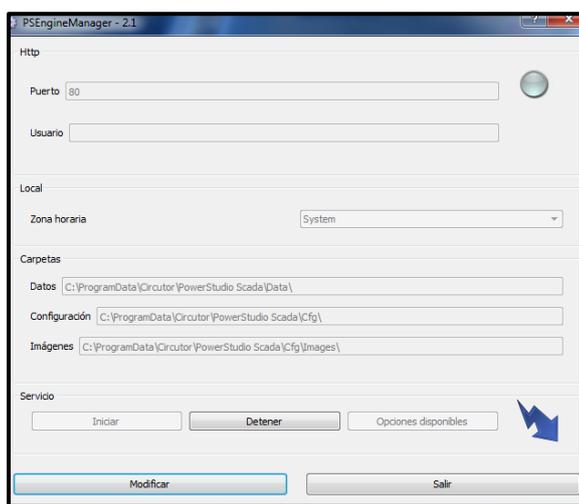


Figura 51 Configuración del Motor del PowerStudio Scada

## Estados del motor de comunicaciones

En la parte superior derecha de la pantalla se observa una imagen que nos indica el estado en que se encuentra el motor estos son:

-  El Motor está inhabilitado.
-  El Motor está habilitado, no hay sucesos ni problemas con las comunicaciones.

-  El motor está habilitado, no hay sucesos pero hay problemas de comunicación.
-  El motor está habilitado, hay problemas de comunicación y sucesos activos.
-  El motor está habilitado, no hay problemas de comunicación pero hay sucesos activos.

### 5.3.2 Crear la aplicación en el editor

- Añadir configurar dispositivos: Se puede añadir equipos de primer y segundo nivel y configurar los parámetros de comunicación.
- Crear grupo de dispositivos: Organizar los dispositivos en grupos según la estructura especificada por el usuario.
- Crear estilos: Definir configuraciones de estilos para aplicar a las fuentes de los diferentes controles de pantalla Scadas e informes.
- Crear pantallas Scada: Crear una o varias pantallas que permitan representar de forma visual la aplicación.
- Crear sucesos: Definir los sucesos de la aplicación, horarios de inhabilitación, filtros y configuración de los mismos.

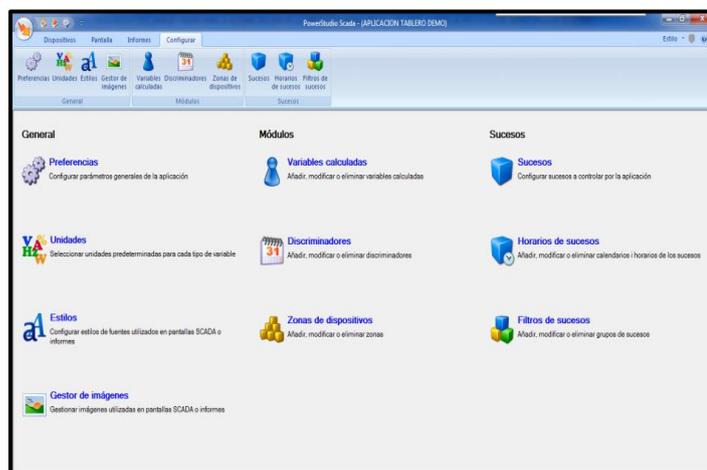


Figura 52 Pantalla del editor del PowerStudio Scada

## Exportar la aplicación creada en el Editor hacia el motor

Una vez concluido la aplicación, debemos exportarla hacia el motor de comunicaciones. Mientras estamos editando una aplicación el motor de comunicaciones sigue ejecutando la última aplicación que tiene configurada hasta que no se realice otra exportación desde el Cliente del PowerStudio Scada ya con los cambios realizados en el Editor.

En el dialogo de exportación colocamos la dirección Ip y puerto del motor al que vamos a enviar

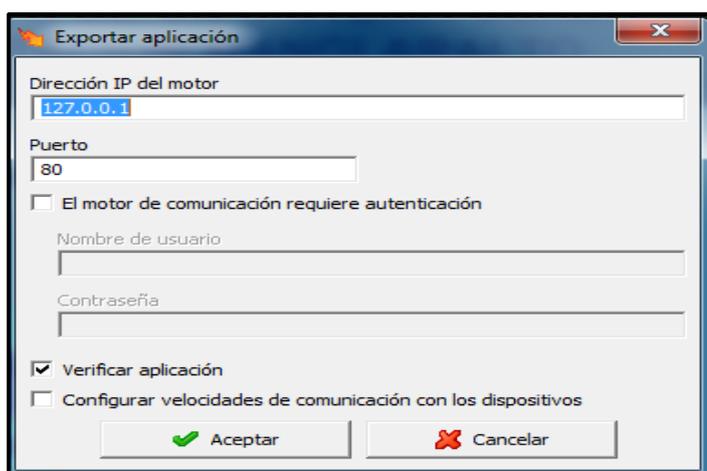
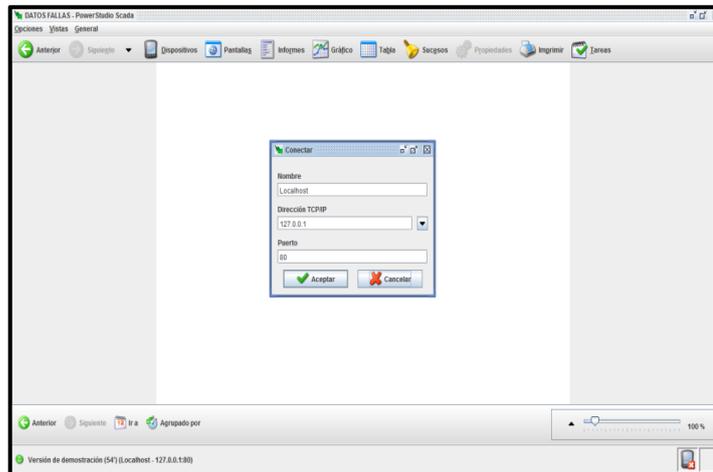


Figura 53 Exportar una aplicación hacia el motor

### 5.3.3 Visualizar la aplicación en el cliente

Para poder visualizar la aplicación creada entramos al Cliente del PowerStudio Scada en la opción de menú General damos en conectar y nos aparece una ventana de dialogo donde colocamos la dirección Ip del motor de la máquina que generalmente viene dado por defecto 127.0.0.1 la ventana de dialogo se muestra en la figura.



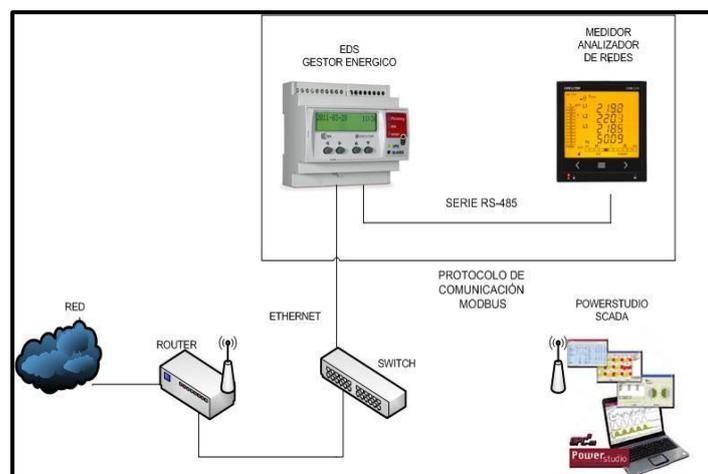
**Figura 54 Conectar desde el Cliente**

Desde el cliente se puede observar los estados de los equipos, la vista de monitorización de pantallas Scadas creadas y exportadas desde el Editor.

## 5.4 Diseño del sistema de Comunicación, Fuerza y Control Scada

A continuación se realizaron los diseños para el respectivo montaje del prototipo Scada.

### 5.4.1 Diseño del sistema de comunicación del sistema Scada



**Figura 55 Diagrama de comunicaciones Modbus mediante RS-485**

En la figura se observa el diseño del sistema de comunicación con protocolo Modbus mediante comunicación serial RS-485

Al Gestor energético EDS es un equipo que dispone de un servidor Web integrado que permite consultar cualquier variable accediendo a través de la red de área local.

Mediante el analizador de redes CVM C10 conectado al equipo EDS, se podrá realizar la adquisición de datos y a su vez con el software PowerStudio Scada nos permitirá visualizar en tiempo real los valores de energía generados.

Para el respectivo funcionamiento del prototipo es necesario contar con una red de área local para integrar los equipos a la misma.

### **Protocolo Modbus sobre conexión Rs485 utilizado en el prototipo**

Modbus es un protocolo de comunicaciones serial basado en el modelo maestro/esclavo, tiene más de 30 años en la industria, es público y muy seguro que no requiere licencia y su implementación es relativamente fácil.

El protocolo Modbus es un protocolo que usa líneas seriales, por lo que comúnmente se implementa sobre redes de comunicación RS485 sobre una red Ethernet.

Mediante el software PowerStudio Scada Deluxe nos permite interactuar con cualquier equipo que disponga de comunicaciones con protocolo Modbus, en caso del Prototipo el gestor energético EDS hará las funciones de maestro encargado de enviar los mensajes de solicitud de información de valores de energía mientras que el analizador de redes CVM C10 será el esclavo encargado de responder al respectivo mensaje.

## 5.4.2 Diseño del sistema de fuerza Prototipo Scada

En el siguiente diseño se muestra el diagrama unifilar para el cableado del sistema de fuerza para el prototipo, en los cuales encontramos los siguientes elementos:

- Tenemos un breaker de 2P-20A que es el encargado de la alimentación y protección de todo el sistema eléctrico para el prototipo.
- Dos transformadores de corriente de 50/5 Amp conectados a las entradas de corriente L1 y L2 del analizador de redes eléctrica CVM-C10.
- Un breaker 1P-4A encargado de alimentar y proteger al EDS gestor energético.
- Un breaker de 2P-2A encargado de alimentar y proteger al analizador de redes electricas CVM C10.
- 2 Telerruptores 1P-16A conectados a 2 tomacorrientes a 120v.

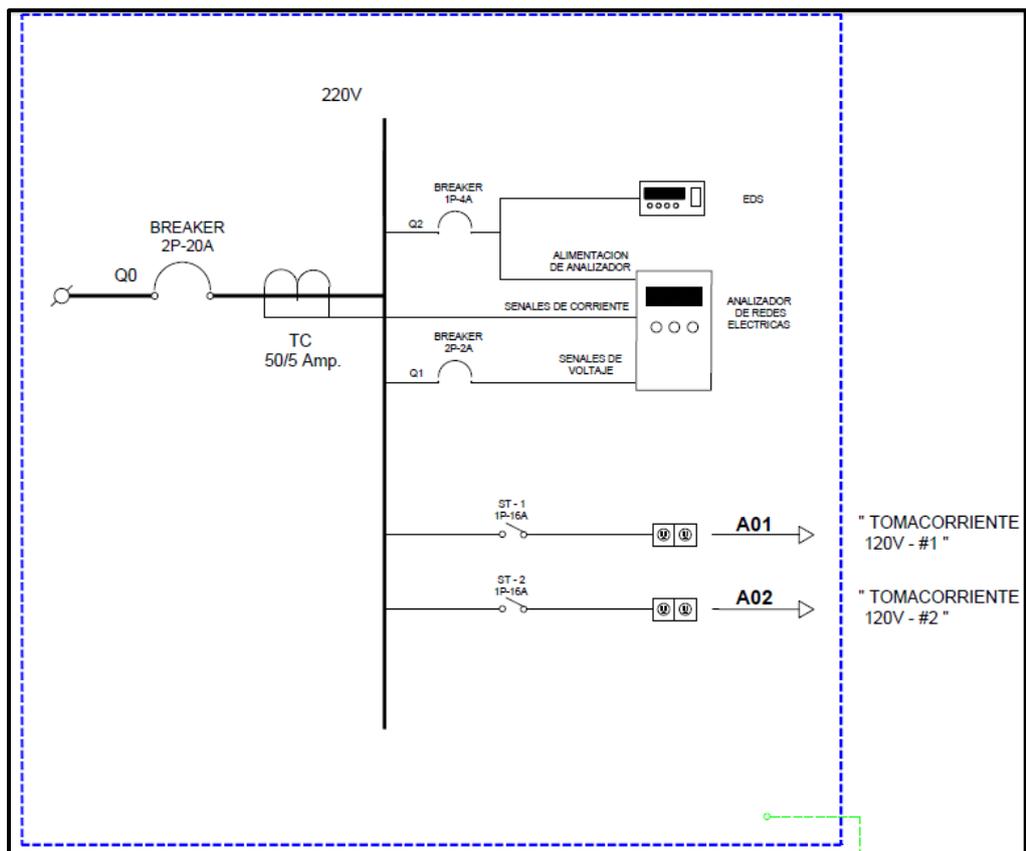


Figura 56 Diagrama de Fuerza prototipo sistema Scada

### 5.4.3 Diseño del sistema de Control Prototipo Scada

A continuación se muestra el diseño del sistema de control para la construcción del prototipo del sistema Scada para las Entradas y Salidas Digitales del EDS.

#### EDS- Entrada Digitales

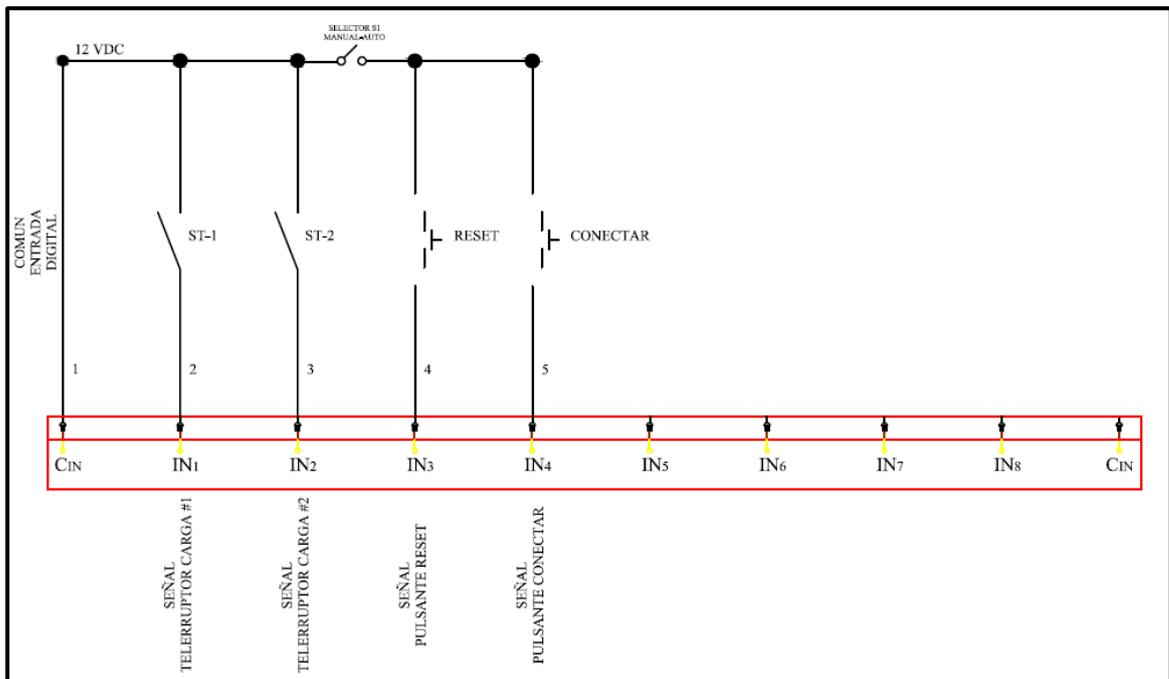


Figura 57 Diagrama entradas digitales del EDS para el prototipo

El Gestor energético EDS cuenta con 8 entradas digitales y 2 entradas en sus extremos del común para el dispositivo.

- 1: CIN: Corresponde al común del EDS para las entradas digitales
- 2: IN1: Señal entrada digital del Telerruptor para la carga numero 1
- 3: IN2: Señal entrada digital del Telerruptor para la carga numero 2
- 4: IN3: Señal entrada digital de pulsante para desenergizar el sistema
- 5: IN4: Señal entrada digital de pulsante para energizar el sistema

IN3 e IN4: Con selector para control remoto-local del sistema

## EDS Salidas Digitales

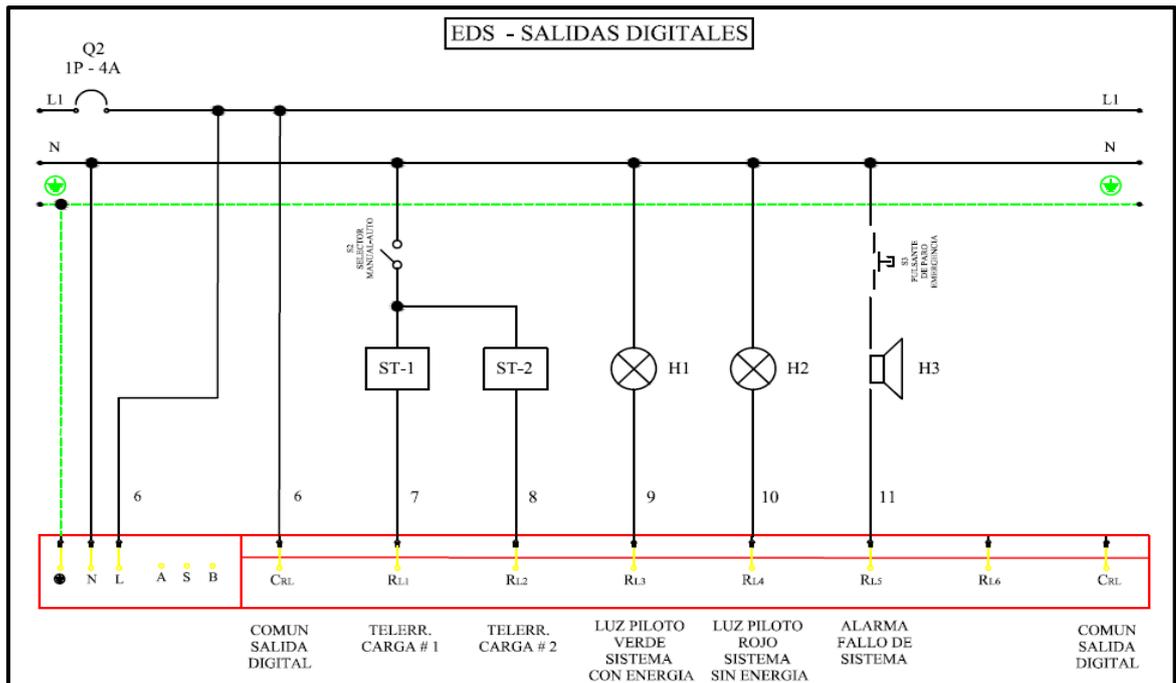


Figura 58 Diagrama salidas digitales del EDS para el prototipo

El EDS Gestor energético cuenta con 6 salidas Digitales por Relé.

6: CRL: Corresponde al común del EDS para las salidas Digitales

7: RL1: Salida Digital del Telerruptor para carga numero 1

8: RL2: Salida Digital del Telerruptor para carga numero 2

RL1 y RL2: Con selector para control remoto-local del sistema

9: RL3: Salida Digital Luz Piloto Verde sistema sin energía

10: RL4: Salida Digital Luz Piloto Roja sistema con energía

11: RL5: Salida Digital Alarma Fallo del sistema con selector para resetear la alarma

## **5.5 Ensamblaje y cableado de equipos para el prototipo Scada.**

A continuación mostramos el montaje, cableado de los equipos de acuerdo a los diseños realizados anteriormente.

### **Perforación de tablero para colocación de equipos**

Para la creación del prototipo utilizamos un tablero metálico 40x30x15 cm para el montaje de equipos, en la cual se hizo el respectivo calado para la colocación del analizador de redes CVM-C10 al igual que para los pulsantes, selectores y para los tomacorrientes.



**Figura 59 Perforación de tablero para colocación de equipos**

### **Montaje de equipos**

El montaje del EDS, Telerruptores y Breaker de protección se los hizo a través de rieles DIN como se muestra en la figura acoplando de mejor manera para el respectivo cableado.



**Figura 60 Montaje de equipos en el tablero**

### **Cableado del sistema de Fuerza**

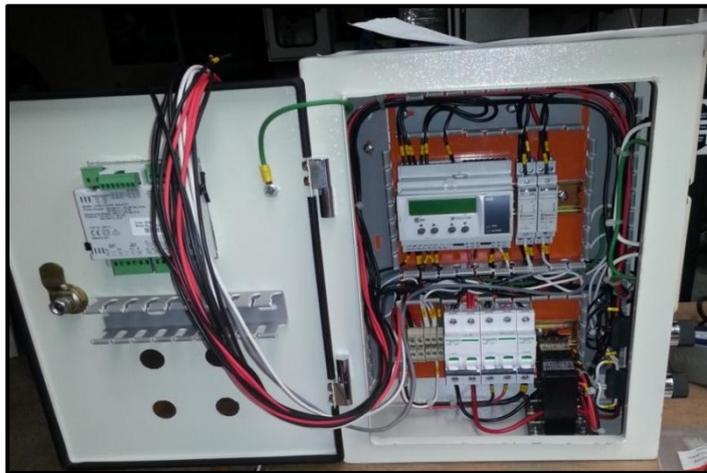
Como se indicó anteriormente para el cableado del sistema de fuerza se utilizó cable #12, Línea 1 color rojo y línea 2 color negro.



**Figura 61 Cableado del sistema de fuerza del prototipo Scada**

## **Cableado del sistema de control**

Como se indicó anteriormente para el cableado de señales de entradas y salidas digitales se utilizó cable #9 para el respectivo prototipo. Esto se lo realizo de acuerdo al Diagrama de conexiones mostrado anteriormente.



**Figura 62** Cableado de señales de control para el prototipo Scada

## **5.6 Diseño, configuración y programación del Prototipo Scada en PowerStudio**

Para la realización del sistema Scada se procedió a crear dos aplicaciones desde el Editor del PowerStudio Scada estas son: Aplicación Tablero Demo y Scada EDS MNG.

### **5.6.1 Aplicación Scada EDS MNG creada en PowerStudio**

En la aplicación Scada EDS MNG se agregó un dispositivo EDS Embebido con el nombre EDS MNG, es aquí en donde se configuran todos los sucesos que van a ser controlados por la aplicación, una vez configurado estos sucesos que necesitemos para el funcionamiento del prototipo exportamos la aplicación hacia

el motor del EDS Físico, la dirección Ip que nos pide al exportar la aplicación va a ser la misma que configuremos en el EDS físico ubicado en el tablero.

## Sucesos Configurados en PowerStudio Scada

Una vez que hemos añadido el EDS como dispositivo embebido en el Editor del PowerStudio Scada, nos dirigimos a la barra de tareas en configurar nos aparece una serie de opciones las cuales utilizaremos añadir sucesos y variables calculadas.

A continuación se muestran todos los sucesos creados y su configuración:

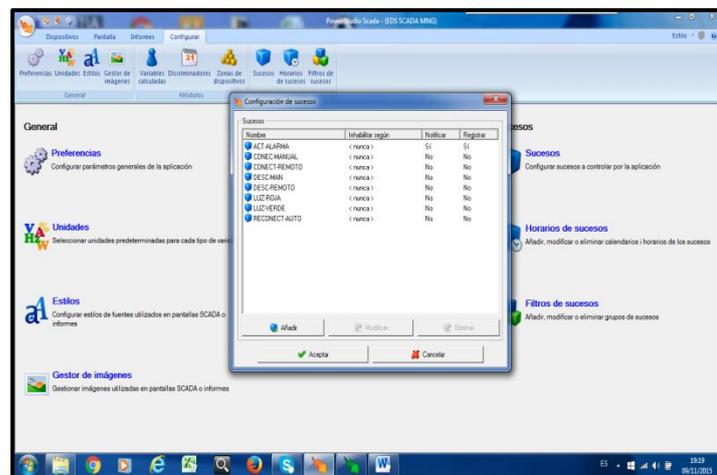


Figura 63 Sucesos creados en PowerStudio Scada

**ACT-ALARMA:** este suceso es para activar la alarma sonora o Buzzer cuando se produce una falla en el sistema.

Condición ACT-ALARMA cuando la entrada digital del EDS 1 y 2 sean igual a 1 y la corriente en L1 o L2 del CVM-C10 sean mayores iguales al valor del Setpoint.

[EDS MNG.DI1]==1&&[EDS MNG.DI2]==1&&[CVM

C10.AI1]>=[R\$CAL\_SETPOINT.IL1]||[CVM

C10.AI2]>=[R\$CAL\_SETPOINT.IL2]

Las acciones del motor son:

Enviar un pulso sobre la Salida Digital 5 del EDS lo cual activaría la alarma, para efectos de que el sistema se conecte automáticamente solo en una ocasión, cuando ocurre un disparo por falla se le agrego una variable calculada y un contador, ya que este es el proceso que se sigue generalmente en una subestación, cuando ocurre un disparo por falla se hace un intento de cerrar, pero en este caso el sistema lo hará automáticamente. La variable calculada Conectar se hace 0 que sería la imagen del botón desconectar en la pantalla Scada.

[EDS MNG.DO5]=(1)

[R\$CAL-ALARMAS.CONTAL]=([R\$CAL-ALARMAS.CONTAL]+1)

[R\$CAL-ALARMAS.DESCAL]=(1)

[R\$CAL\_CONECTAR.CONECT]=(0)

**CONECT-MANUAL:** este suceso es para conectar el sistema manualmente desde el tablero con el pulsante conectar.

Condición CONECT-MANUAL cuando la entrada digital del EDS 1 y 2 sean igual a 0 es decir este des energizado el sistema y la entrada digital 4 del EDS sea igual a 1 es decir se dé un pulso a la botonera conectar en el tablero.

[EDS MNG.DI1]==0&&[EDS MNG.DI2]==0&&[EDS MNG.DI4]==1

Las acciones del motor son: Envía un pulso a la salida digital 5 del EDS lo cual desactivaría la alarma sonora o Buzzer, manda a 0 las variables calculadas Alarmas de reconexión automática por fallas y la variable conectar la hace 1 que sería la imagen botonera de conectar en la pantalla Scada.

[EDS MNG.DO5]=(0)

[R\$CAL\_ALARMAS.CONTAL]=(0)

[R\$CAL\_ALARMAS.DESCAL]=(0)

[R\$CAL\_CONECTAR.CONECT]=(1)

**DES-MANUAL:** este suceso es para desconectar el sistema manualmente desde el tablero con el pulsante desconectar.

Condición DES-MANUAL Cuando la salida digital 1 y 2 del EDS sean 1 es decir esté energizado el sistema y la entrada digital 3 del EDS sea 1 es decir se dé un pulso a la botonera desconectar en el tablero.

[EDS MNG.DI1]==1&&[EDS MNG.DI2]==1&&[EDS MNG.DI3]==1

La acción del motor es:

La variable calculada de desconexión por alarma o falla la manda a 0 y la variable calculada Conectar se haga 0

[R\$CAL\_ALARMAS.DESCAL]=(0)

[R\$CAL-CONECTAR.CONECT]=(0)

**CONECT-REMOTO:** este suceso representa a la imagen conectar desde la pantalla Scada.

Condición CONECT-REMOTO cuando la variable calculada Conectar sea 1 y las entradas digitales 1 y 2 del EDS sean 0 es decir el sistema este des energizado.

[R\$CAL\_CONECTAR.CONECT]==1&&[EDS MNG.DI1]==0&&[EDS MNG.DI2]==0

Las acciones del motor son:

Se envía un pulso 0 a la salida digital 5 del EDS lo cual apagaría la alarma, y a las salidas Digitales del EDS 1 y 2 se envía un pulso 1 para energizar el sistema.

[EDS MNG.DO5]=(0)

[EDS MNG.DOP1]=(1)

[EDS MNG.DOP2]=(1)

**DESC-REMOTO:** este suceso representa a la imagen desconectar desde la pantalla Scada.

Condición DESC-REMOTO cuando la variable calculada Conectar sea 0 y las entradas digitales 1 y 2 del EDS sean 1 es decir este energizado el sistema.

[R\$CAL\_CONECTAR.CONECT]==0&&[EDS MNG.DI1]==1&&[EDS MNG.DI2]==1

Las acciones del motor son:

Se envía un pulso sobre las salidas digitales 1 y 2 del EDS para des energizar el sistema y envía a 0 la variable calculada conectar.

[EDS MNG.DOP1]=(1)

[EDS MNG.DOP2]=(1)

[R\$CAL\_CONECTAR.CONECT]=(0)

**LUZ-ROJA:** este suceso maneja la luz piloto roja del tablero metálico.

Condición LUZ-ROJA cuando las entradas digitales 1 y 2 del EDS se encuentran en 1 es decir el sistema esta energizado.

[EDS MNG.DI1]==1&&[EDS MNG.DI2]==1

La acción del motor es: la salida digital 3 del EDS la mantiene en 0 luz verde apagada y la salida digital 4 del EDS la luz roja esta en 1 prendida.

[EDS MNG.DO3]=(0)

[EDS MNG.DO4]=(1)

**LUZ-VERDE:** este suceso maneja la luz piloto verde del tablero metálico.

Condición LUZ-VERDE cuando las entradas digitales 1 y 2 del EDS se encuentran en 0 es decir el sistema esta des energizado.

[EDS MNG.DI1]==0&&[EDS MNG.DI2]==0

La acción del motor es: la salida digital 3 del EDS la mantiene en 1 luz verde prendida y la salida digital 4 del EDS la luz roja esta en 0 apagada.

[EDS MNG.DO3]=(1)

[EDS MNG.DO4]=(0)

**RECONNECT-AUTO:** Este suceso lo utilizamos para que el sistema se conecte automáticamente solo en una ocasión cuando se dispara por falla ya que este el proceso que se sigue generalmente en una subestación a diferencia que en la mencionada se lo realiza manualmente desde el tablero del alimentador afectado.

Condición RECONNECT-AUTO que la variable calculada Alarmas desconectadas se haga 1 ,la variable calculada Contador de Alarmas sea menor o igual a 1 y que las salidas digitales 1 y 2 del EDS sean 0 es decir el sistema este desconectado, para realizar la reconexión automática.

$[R\$CAL\_ALARMAS.DESCAL]==1\&\&[R\$CAL\_ALARMAS.CONTAL]<=1\&\&[EDS\ MNG.DI1]==0\&\&[EDS\ MNG.DI2]==0$

La acción del motor es:

La salida digital 5 del EDS se hace 0 es decir apaga el buzzer y la variable calculada Conectar se haga 1.

$[EDS\ MNG.DO5]=(0)$

$[R\$CAL\_CONECTAR.CONECT]=(1)$

## Variables calculadas creadas en PowerStudio Scada

Para añadir una variable calculada nos dirigimos a la barra de tareas del Editor del PowerStudio Scada, se añadieron 3 variables calculadas las cuales las describimos a continuación.

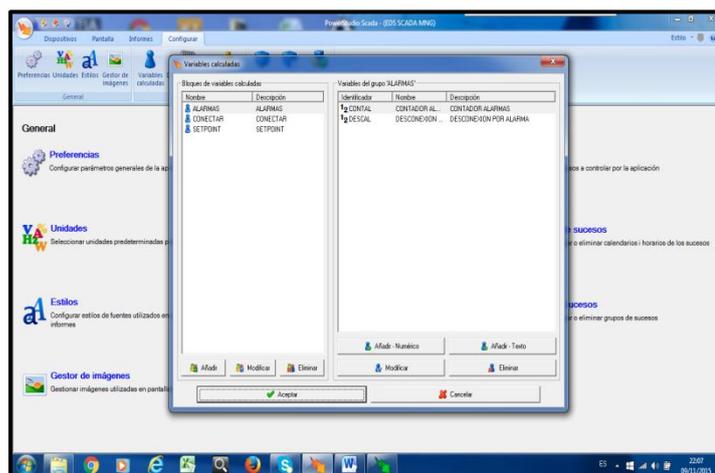


Figura 64 Variables calculadas creadas en PowerStudio Scada

[R\$CAL-CONECTAR.CONECT] esta variable calculada la configuramos con los parámetros que se muestran en la figura. La cual nos va a permitir realizar los mandos de conectar y desconectar desde la pantalla principal del Scada.

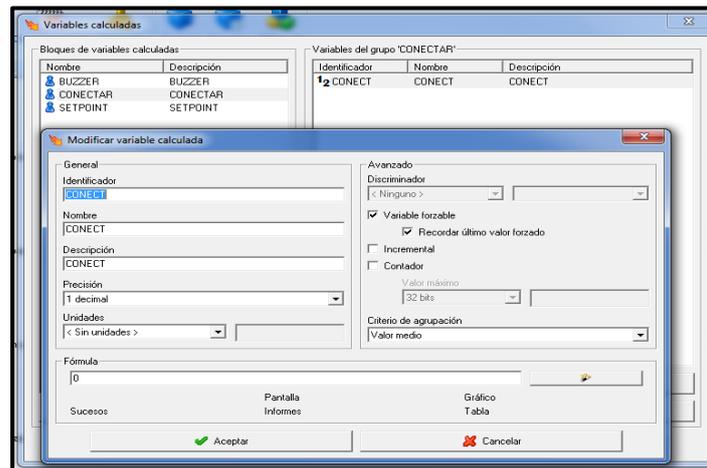


Figura 65 Variable calculada Conectar

**SETPOINT:** esta variable calculada nos va a permitir ingresar un valor de seteo desde la pantalla principal Scada en amperios en L1 y L2, los parámetros se muestran en la figura.

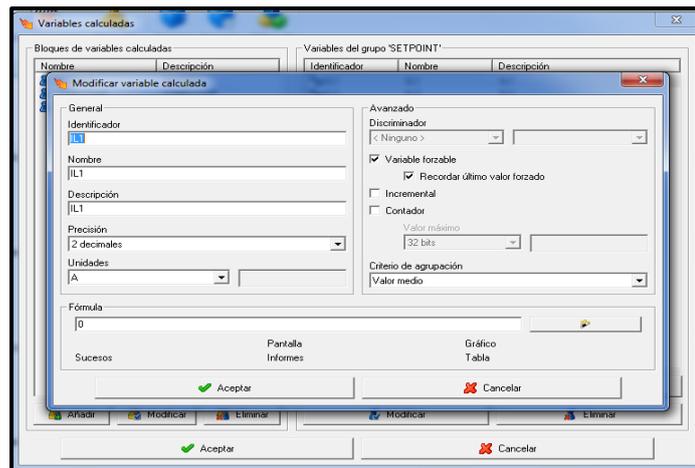
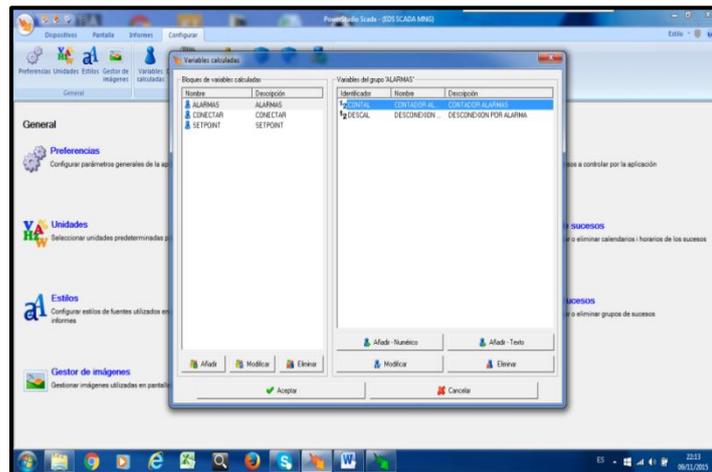


Figura 66 Variable calculada Setpoint

**ALARMAS:** en este bloque de variables se añadieron 2 variable calculadas llamadas Contador de Alarmas y Desconexión por alarmas, las cuales me van a permitir hacer la conexión automática del sistema por fallas.



**Figura 67** Variables calculas alarmas

### 5.6.2 Aplicación Tablero Demo creada en Power Studio

En Aplicación Tablero Demo se agregó un dispositivo EDS motor con el Nombre EDS SCADA MNG con dirección Ip 10.0.1.254 Puerto 80 como se muestra en la figura.

La dirección IP del Equipo Motor agregado en el Editor del PowerStudio Scada tiene que ser la misma del EDS Físico ubicado en el tablero metálico ya que desde aquí se exportara la aplicación hacia el motor de la máquina que por defecto viene dada con dirección Ip 127.0.0.1, y es el motor de la máquina que logra la comunicación con el EDS Físico para la comunicación y los respectivos mandos de control.

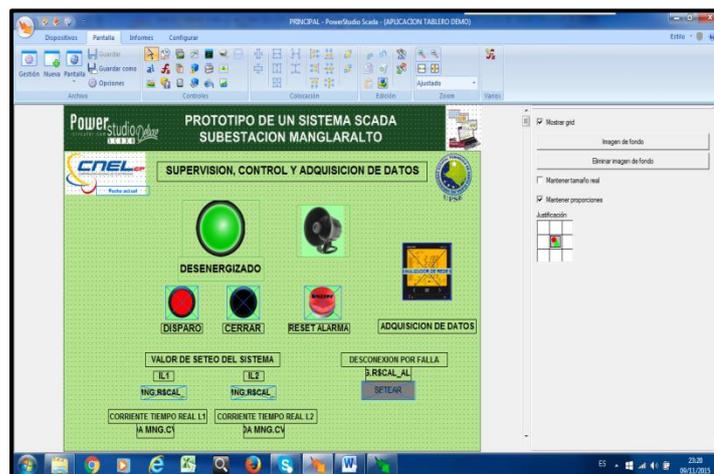


**Figura 68 EDS agregado como dispositivo Motor**

### 5.6.3 Creación y configuración de Pantallas HMI

En la aplicación creada llamada Aplicación Tablero Demo se realizaron 2 pantallas una para Control llamada Principal y otra para la adquisición de datos la cual le dimos como nombre Analizador de Redes.

**Pantalla Principal:** En la pantalla principal encontramos botones de mando de conectar y desconectar el sistema, botón para resetear la alarma sonora, tenemos para ingresar un valor de seteo del sistema en amperios y un botón para setear desconexión por falla.



**Figura 69 Pantalla principal HMI para control**

## Configuración del Botón Desconectar en la HMI

Para configurar el mando de desconectar colocamos la herramienta de control forzar variable, en visualización seleccionamos tipo imagen para poder agregar una imagen botonera y agregamos la variable forzada [R\$CAL-CONECTAR.CONECT] creada anteriormente ingresamos los campos como se muestra en la figura.

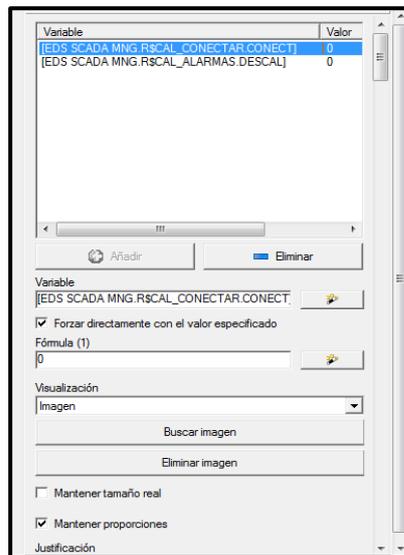
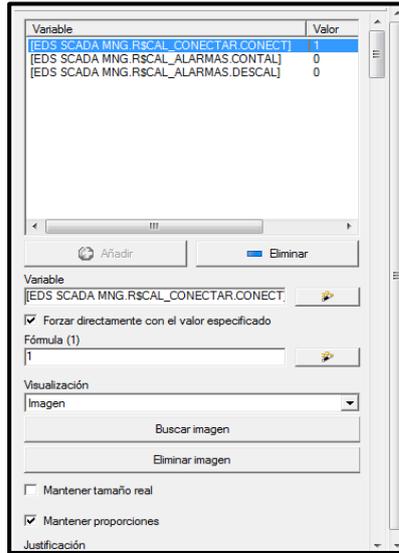


Figura 70 Configuración botón Desconectar en la HMI

## Configuración del Botón Conectar en la HMI

Para configurar el mando de conectar colocamos la herramienta de forzar variable sobre el dibujo de la botonera verde y agregamos la variable forzada [R\$CAL-CONECTAR.CONECT] creada anteriormente ingresamos los campos como se muestra en la figura.



**Figura 71 Configurar el botón conectar en la HMI**

### **Configuración del Botón Reset Alarma**

Para configurar el mando de resetear alarma colocamos la herramienta de control forzar variable, la seleccionamos como imagen y añadimos la imagen botonera buzzer, luego agregamos en variable [EDS SCADA MNG.EDS MNG.DO5] mediante esta mando al pulsar sobre la imagen botonera buzzer actúa sobre la salida digital 5 del EDS que corresponde a la Alarma.

### **Configurar imagen de Luz indicadora Abierto-Cerrado**

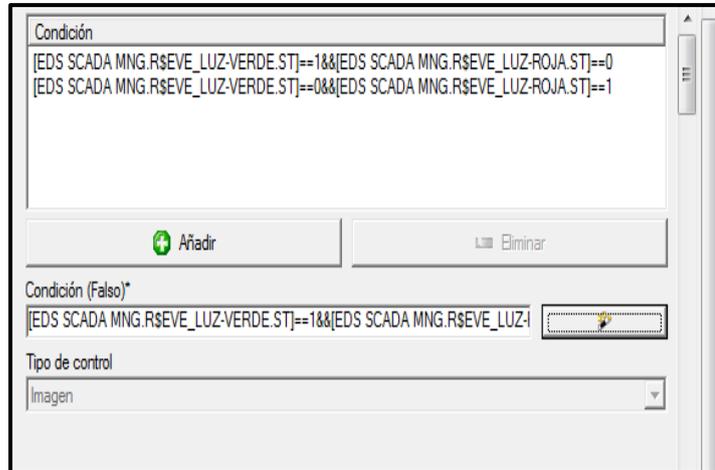
Para configurar la visualización de la luz piloto verde y roja para la visualización en la pantalla principal del Scada colocamos la herramienta de condicionado sobre las imágenes y agregamos en los diálogos en Tipo de control seleccionamos imagen y añadimos el condicionado como se muestra en la figura.

Para mostrar figura luz piloto verde des energizado

[EDS SCADA MNG.R\$EVE\_LUZ-VERDE.ST]==1&&[EDS SCADA MNG R\$EVE\_LUZ ROJA.ST]==0

Para mostrar figura luz piloto roja energizado

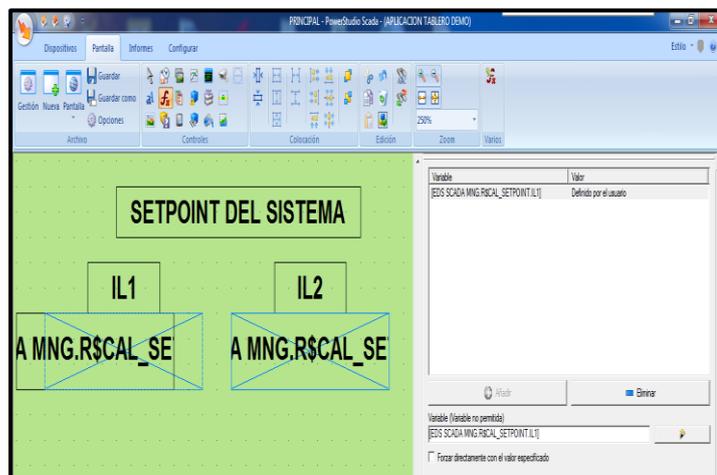
[EDS SCADA MNG.R\$EVE\_LUZ-VERDE.ST]==0&&[EDS SCADA MNG R\$EVE\_LUZ ROJA.ST]==1



**Figura 72 Configuración imagen luz roja-verde en la HMI**

### Configuración para ingreso de valor de corriente de seteo

Para la configuración del valor de corriente de seteo del sistema en L1 y L2 nos dirigimos a la herramienta de controles y añadimos formula y en su ventana de dialogo añadimos [EDS SCADA MNG.R\$CAL:SETPOINT.IL1] encargada de llamar a la variable forzada creada. Sobre el cuadro añadido de formula se añade otro control de forzado de variables, en su ventana de dialogo añadimos la misma variable pero la configuramos con un valor definido por el usuario para que desde el cliente me permita modificar el valor de corriente de seteo del sistema con el cual yo quiero que trabaje.



**Figura 73 Configuración para valor de seteo del sistema**

## Configuración para seteo de desconexión por fallas

Para la configuración el seteo del contador de desconexión por fallas nos dirigimos a la herramienta de controles y añadimos forzado de variables en el campo visualización seleccionamos como botón, en el campo variable añadimos la variable forzada [EDS SCADA MNG.R\$CAL\_ALARMAS.CONTAL] como se muestra en la figura.

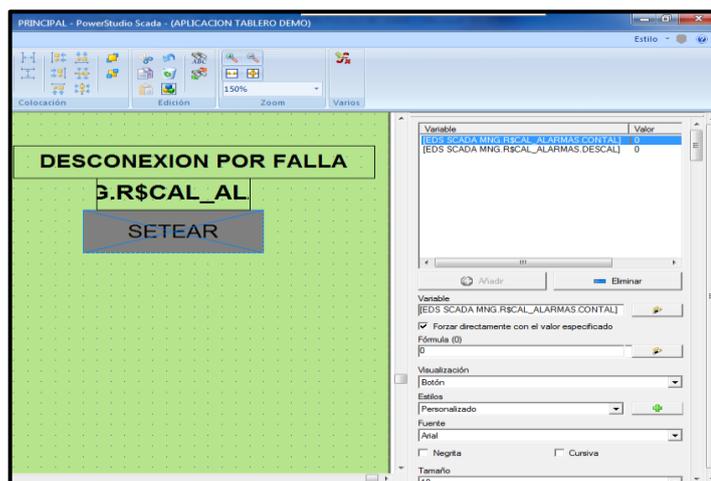


Figura 74 Configuración para seteo por fallas del sistema

## Configuración de botón de acceso a los datos de energía

Para configurar este botón nos dirigimos a la herramienta de controles en ella seleccionamos y añadimos un control llamado dispositivos lo agregamos sobre la imagen del CVMC-10 y en su ventana de dialogo en Pantalla seleccionamos la pantalla creada para que muestre los datos llamada Analizador de redes.

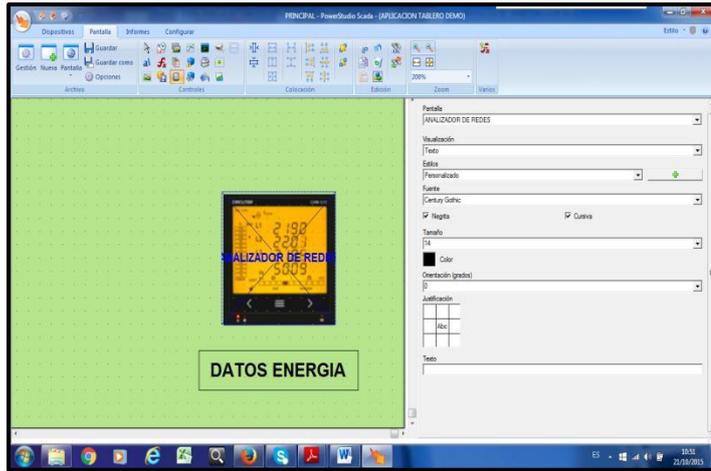


Figura 5. 2 Configuración del botón de acceso a los datos de energía

#### 5.6.4 Pantalla Analizador de Redes para visualizar datos

En esta pantalla se va a poder configurar para poder visualizar en tiempo real los datos de energía desde el cliente del PowerStudio Scada.

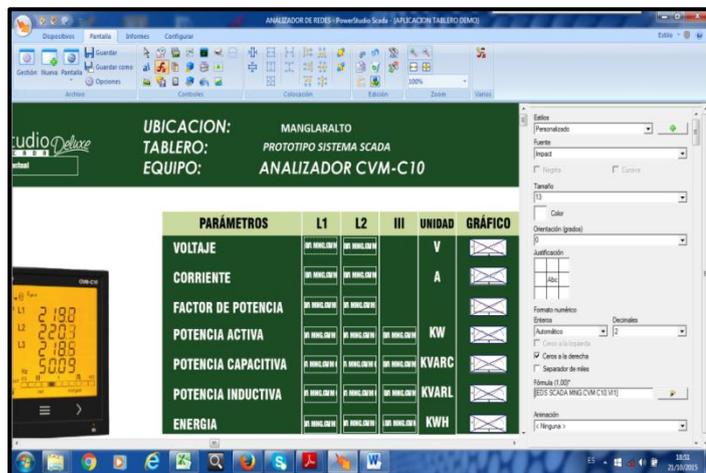


Figura 75 Pantalla analizador de redes para visualización de datos de energía

#### Configuración para visualizar datos de Línea 1 y 2

Para poder visualizar los datos de voltaje, corriente, potencia activa, etc. Agregamos a cada campo desde las herramientas de controles la opción formula,

luego desde el cuadro de dialogo ubicado a la derecha damos clic en formula y elegimos quiero añadir una referencia a una variable de un equipo le damos en aceptar como se muestra en la figura.

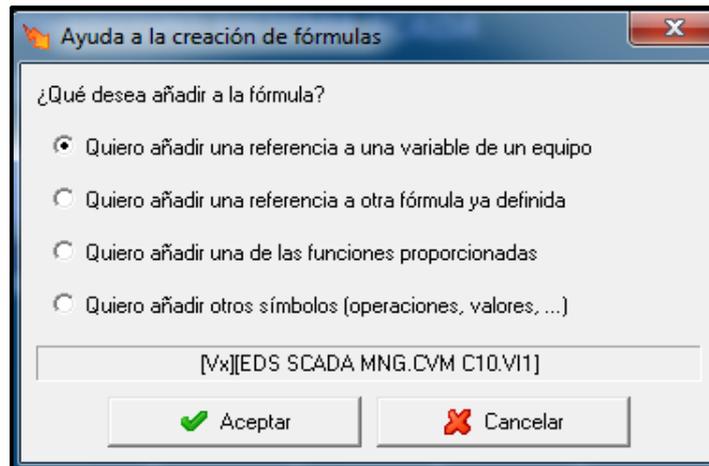


Figura 76 Ventana de dialogo ayuda a la creación de formulas

A continuación nos aparece una ventana con los dispositivos agregados, sucesos y variables calculadas que hemos creado, le damos en CVM C10 ya que es desde este equipo que vamos a recibir la información de energía.

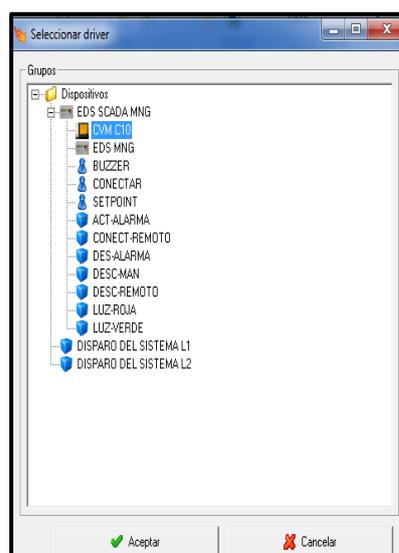
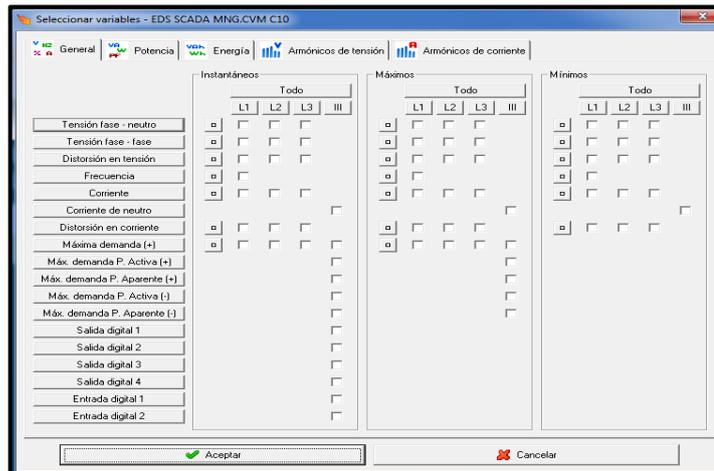


Figura 77 Ventana de dialogo para selección de equipos

Luego de seleccionar el analizador de redes CVM C10 nos aparece una ventana de dialogo en donde seleccionamos el parámetro que queremos mostrar, esto haremos para cada uno de los datos que queremos visualizar desde la pantalla HMI en el cliente.



**Figura 78 Parámetros a seleccionar del CVM C10**

## 5.7 Pruebas Prototipo

Las pruebas para el prototipo del sistema Scada se las realiza desde el tablero manualmente o desde la HMI creada en Power Studio Scada para la supervisión control y adquisición de datos.

### 5.7.1 Prueba prototipo Scada control local

Para las pruebas del prototipo desde el tablero introducimos carga en los dos toma corrientes ubicados a un costado del tablero esa carga nos refleja los datos en el Analizador de redes CVM-C10 tanto en corrientes como potencias energía consumida

## Desconectar sistema

Para la prueba realizada de desconexión del sistema desde el tablero se la realiza con la botonera de desconectar o pulsador rojo la cual me permite abrir el circuito tanto para L1 y L2, para el caso de una subestación esto se lo realiza solo cuando por órdenes del centro de control se pida abrir el alimentador para trabajos en sus líneas de media tensión 13,8Kv, como se observa en la figura cuando el sistema está fuera de servicio enciende la luz verde y se mantendrá en ese estado hasta que el alimentador entre o se haga su respectivo cierre.



Figura 79 Conectar sistema desde el tablero

## Conectar sistema

Para la conexión del sistema desde el tablero se utiliza el pulsador color negro de conectar, que nos servirá para normalizar el sistema en caso de que por órdenes nos hayan pedido abrir el sistema para trabajos en sus líneas, como se muestra en la figura una vez que el sistema entre en funcionamiento la luz piloto roja ubicada en la parte de arriba se prendera y quedara en ese estado siempre que el sistema este entregando energía.



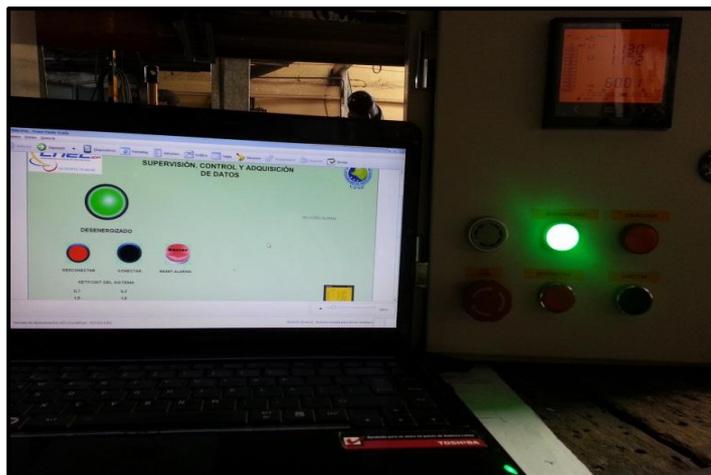
**Figura 80 Conectar sistema desde Tablero**

### **5.7.2 Pruebas prototipo desde la HMI**

Para las pruebas desde la HMI se realizaron las respectivas pantallas explicadas anteriormente para tener supervisión control y adquisición de datos desde en un Host.

#### **Desconectar sistema desde la HMI**

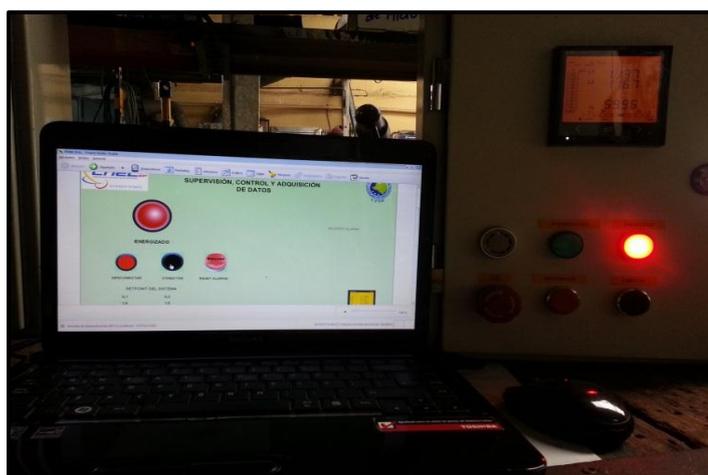
Para desconectar el sistema desde la HMI accedemos al Cliente del Power Studio Scada mediante la aplicación creada nos brinda una interfaz gráfica del estado del alimentador en tiempo real como se muestra en figura al darle desconectar se abre el sistema y cambia el estado de la imagen de luz ubicada en la parte de arriba tanto en la HMI con en el Tablero.



**Figura 81 Desconectar sistema desde la HMI**

### **Conectar sistema desde la HMI**

Al igual como se mencionó anteriormente para conectar el sistema desde la HMI lo hacemos desde el Cliente del Power Studio Scada que nos ofrece la interfaz gráfica creada, cuando damos en conectar el sistema se cierra por ende se energiza, como se observa en la figura cambia el estado de la luz piloto del tablero como de la interfaz gráfica.



**Figura 82 Conectar sistema desde la HMI**

## **Disparo por falla y cierre automático**

Para las prueba de disparo por falla el sistema está en la capacidad de reconexión automática una vez. Se realizó una prueba de disparo por sobrecorriente, en la pantalla HMI del Scada muestra una ventana emergente con la Hora y la fase en que ocurrió la falla, el sistema cierra automáticamente cuando ocurre una falla, pero si este en su intento de cierre vuelve a desconectar ya no conectaría automáticamente hasta que no se lo haga desde la HMI mediante los controles de conectar o desde los pulsantes en el tablero.

En la figura nos muestra el sistema conectado luego de haberse abierto por fallas y cerrado automáticamente.



**Figura 83 Desconexión y cierre automático por falla**

## **Desconexión del sistema por intentos de reconexión automática**

Como ya lo mencionamos anteriormente cuando el sistema en su intento de cierre cuando se ah desconectado por falla vuelve a dispararse cumpliría con su intento de conectarse automáticamente, luego tendríamos que conectar el sistemas desde la HMI o desde los pulsadores en el tablero, en la figura se muestra el sistema desconectado como nos indica la Luz verde luego de haber cumplido con su reconexión automática.



**Figura 84** Desconexión del sistema por intentos de reconexión automática

## **5.8 Demostración de Hipótesis**

Se planteó al principio del trabajo que mediante el prototipo del sistema de automatización se obtiene un número mayor de datos cada 15 minutos el sistema guarda automáticamente de manera precisa los valores de energía generados por cargas que se le administren, al igual que el tiempo de respuesta ante una falla de disparo el sistema, haga el intento de cierre automáticamente.

### **5.8.1 Prueba recolección de datos**

#### **Objetivo**

En estado de operación del prototipo del sistema Scada (Supervisión, control y adquisición de datos) se desea que recolecte información de valores de energía generados por cargas que se le suministraran para las respectivas pruebas, esto lo hará cada 15 minutos automáticamente.

#### **Criterio de Éxito**

Se considera que la adquisición de datos se realice de forma exitosa si el sistema constantemente almacena cada 15 minutos los datos de energía generados por cargas que se le suministren.

### Experimento 1

Los experimentos para la adquisición de datos con el prototipo del sistema Scada para la subestación Manglaralto se lo hicieron administrando carga al sistema con diferentes electrodomésticos conectados al mismo para la generación de información. Adicionalmente se recolectaron los datos manualmente desde el tablero prototipo para comparar las cargas con el sistema automático.

VALORES OBTENIDOS CON EL PROTOTIPO SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN									
	HORA	VL1	VL2	IL1	IL2	KW-L1	KW-L2	KVA-L1	KVA-L2
<b>12-dic-15</b>	17:00	124,10	123,90	0,3	0,6	0,00	0,10	0,00	0,10
	17:15	124,00	124,30	0,7	0,2	0,10	0,00	0,10	0,00
	17:30	123,60	124,00	1,9	0,8	0,20	0,10	0,20	0,10
	17:45	124,00	124,20	2,6	1,2	0,30	0,10	0,30	0,10
	18:00	124,80	123,60	0,4	1,6	0,00	0,10	0,00	0,20

**Tabla 9 Datos obtenidos por el prototipo sistema de automatización**

Como se muestra en la tabla los valores obtenidos por el sistema de automatización son puntuales y tomados de manera exacta cada 15 minutos el sistema los guarda automáticamente.

VALORES OBTENIDOS MANUALMANTE DESDE EL MEDIDOR									
	HORA	VL1	VL2	IL1	IL2	KW-L1	KW-L2	KVA-L1	KVA-L2
<b>12-dic-15</b>	17:00	124,00	122,00	0,25	0,56	0,00	0,05	0,00	0,06
	18:00	125,10	123,80	0,28	1,64	0,01	0,15	0,03	0,20

**Tabla 10 Datos obtenidos manualmente desde el medidor del prototipo**

A diferencia del sistema de adquisición de datos, los valores mostrados en esta tabla fueron cogidos manualmente desde el medidor ubicado en el tablero prototipo, cabe recalcar que en una subestación generalmente solo se cogen lecturas cada hora.

### Experimento 2 recolecciones de datos

VALORES OBTENIDOS CON EL PROTOTIPO SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN									
	HORA	VL1	VL2	IL1	IL2	KW-L1	KW-L2	KVA-L1	KVA-L2
<b>12-dic-15</b>	18:15	123,50	122,40	0,5	1,8	0,00	0,20	0,10	0,20
	18:30	121,50	121,50	2,9	1,8	0,30	0,20	0,30	0,20
	18:45	121,90	121,50	0,6	0,6	0,10	0,10	0,10	0,10
	19:00	121,10	121,50	2,8	0,9	0,30	0,10	0,30	0,10

Tabla 11 Experimento 2 datos obtenidos por el prototipo sistema automatización

Al igual que en el primer experimento de recolección de datos el sistema continuamente nos demuestra que almacena la información.

VALORES OBTENIDOS MANUALMANTE DESDE EL MEDIDOR									
	HORA	VL1	VL2	IL1	IL2	KW-L1	KW-L2	KVA-L1	KVA-L2
<b>12-dic-15</b>	18:15	122,70	123,70	3,14	1,65	0,23	0,15	0,38	0,20
	19:00	118,70	122,00	10,7	1,63	1,27	0,15	1,27	0,19

Tabla 12 Experimento 2 datos obtenidos por el prototipo sistema de automatización

Como ya se mencionó anteriormente los protocolos de recolección de lectura en las subestaciones a nivel península solo se los hace cada hora y anotados en una

bitácora, ya que si fuera cada 15 minutos al final del día se tendría una lista muy extensa de datos.

### **5.8.2 Prueba reconexión automática por disparo de sobrecorriente prototipo**

#### **Objetivo**

Ante un evento de falla de disparo del sistema por sobrecorriente se desea que el prototipo responda automáticamente a un intento de cierre para normalizar y así reducir el tiempo de desconexión.

#### **Criterio de Éxito**

Se considera que el cierre luego de ocurrir un disparo por sobrecorriente en el prototipo, este se haga automáticamente en un intento.

Solo se considera un intento de cierre, en caso de que el sistema entre y vuelva a disparar quedara fuera de servicio debido a que estos son los protocolos de manejo que se siguen en una subestación, hasta su posterior revisión por parte de las cuadrillas en el sistema de distribución de energía.

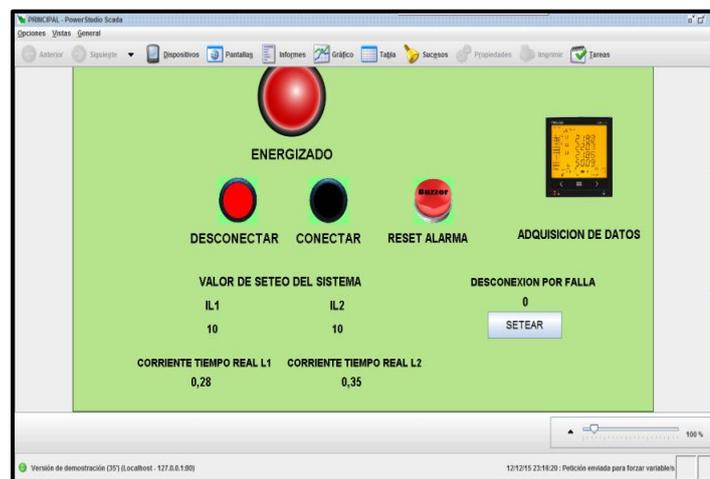
#### **Experimento**

Para el experimento de reconexión automática se seteo los valores de corriente en 10 amperios para suministrar una corriente superior y verificar el disparo y reconexión automática del sistema.



**Figura 85 Reconexión automática por falla de sobrecorriente**

Como se observa en la figura ocurrió un disparo por sobrecorriente y nos muestra la fase en que se dio L1 con 11,01 Amperios ya que el sistema como lo mencionamos anteriormente para este experimento lo seteamos en 10 amperios, inmediatamente luego del disparo por sobrecorriente se quitó la sobrecarga, y el sistema entro automáticamente de forma normal.



**Figura 86 Valor de seteo del sistema para prueba de reconexión automática**

### **5.8.3 Prueba de sistema fuera de servicio por segundo disparo**

#### **Objetivo**

Ante un evento de falla de disparo del sistema por sobrecorriente se desea que el prototipo responda automáticamente a un intento de cierre para normalizar y así reducir el tiempo de desconexión.

En caso de volver a disparar el sistema debe quedar fuera de servicio.

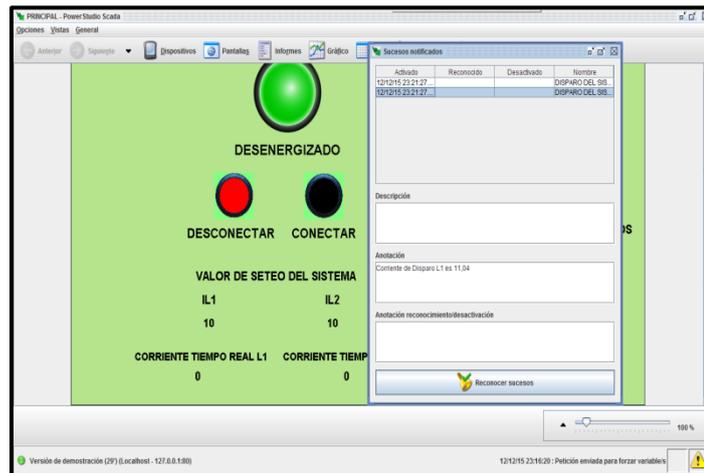
#### **Criterio de Éxito**

Se considera que el cierre luego de ocurrir un disparo por sobrecorriente en el prototipo, este se haga automáticamente en un intento. Pero en caso de que el sistema entre y vuelva a disparar ya no se haría el cierre automático por segunda ocasión.

Solo se considera un intento de cierre, debido a que este es el protocolo de manejo que se siguen en una subestación, hasta su posterior revisión por parte de las cuadrillas en el sistema de distribución de energía en caso de que el alimentador haya intentado ingresar y haya vuelto a disparar.

#### **Experimento**

Para el experimento de reconexión automática y sistema fuera de servicio por segundo disparo consecutivo por sobrecorriente se seteo los valores en 10 amperios para suministrar una superior y sin quitar esta carga para el experimento de que este se quede fuera de servicio por segundo disparo.



**Figura 87 Sistema fuera de servicio por segundo disparo consecutivo luego de una reconexión automática**

Como se observa en la figura el sistema luego de haber entrado o cerrado automáticamente luego de un evento de falla por sobrecorriente, vuelve a disparar ya que la carga continua con un amperaje superior al de seteo, nos muestra el valor del segundo disparo L1 11,04 amperios como se observa en la figura de IL1 10 amperios y el estado de des energizado.

## CONCLUSIONES

- Con el prototipo del sistema de automatización para la subestación Manglaralto se logró la integración de una bahía o alimentador para su control mediante una HMI (Interfaz hombre maquina) y la protección de los equipos mediante disparo por sobrecorriente del sistema.
- El protocolo IEC 61850 en la red brinda la capacidad de que con los equipos IED's en la subestaciones se notifiquen entre si informando a las estaciones de trabajo alguna falla o incidente mediante mensajes GOOSE o convencionales incluso pueden tomar decisiones ante ciertos eventos.
- Los mensajes GOOSE que se envían a los centros de control nos brindan mayor velocidad de respuesta ante cualquier maniobra o falla dentro de las instalaciones.
- Para el correcto registro de datos tanto en condiciones normales como de falla es necesario integrar los equipos de medición a una interfaz que permita digitalizar y mantener el registro continuo de la información generada, el prototipo del sistema de automatización permitió la visualización en tiempo real y almacenamiento de los datos generados.
- La integración de equipos IED's nos brinda una gran cantidad de información confiable y precisa lo cual servirá para los departamentos de la Cnel Regional Santa Elena para estudios de la calidad de servicio y perdidas de energía.
- Para la transferencia de datos hacia una aplicación remota y poder visualizarla en tiempo real es necesario que la red cuente con velocidades altas como lo ofrece el medio de transmisión de fibra óptica.

- Los equipos de adquisición de señales de corriente y voltaje TC's y TP's existentes en la subestación Manglaralto cumplen con los requerimientos y rangos de valores para el trabajo de los IED's, lo cual no es necesario su reemplazo.
- En la actualidad la mayoría de subestación aun utilizan protocolo DNP3, Modbus, etc. debido a que la integración a un protocolo IEC 61850 involucra en la mayoría de los casos cambiar equipos, cableado y procesos de comunicación control y monitoreo.
- En el prototipo construido se utilizó protocolo Modbus serial el cual su medio físico es el cobre que para la implementación en una subestación con varias bahías ocuparía mucho espacio y su velocidad de trasmisión es limitada a diferencia del Protocolo IEC 61850 que a través de sus equipos IED's nos brindan conectividad con cable Ethernet o fibra óptica.
- Con el prototipo del sistema Scada construido se realizaron pruebas de adquisición de datos de valores de energía como voltajes, corrientes, potencias activas, potencias reactivas lo cual nos da valores exactos y confiables obtenidos cada 15 minutos comparado con los valores que se cogen manualmente desde el tablero.

## **RECOMENDACIONES**

- Se recomienda reemplazar los seccionadores manuales por seccionadores motorizados a la llegada en la Subestación 69Kv al igual que los seccionadores de salida de cada alimentador 13,8Kv.
- Es recomendable que los equipos de patio que van a ser controlados se encuentren en óptimas condiciones ya que el sistema de automatización requiere de una operación muy efectiva.
- Para tener un sistema de automatización sostenible es necesario contar con una red de comunicaciones a altas velocidades para que los tiempos de respuestas sean inmediatos.
- Para una automatización completa se requiere la motorización de los diferentes equipos de corte y seccionamiento como las cuchillas de llegada y salidas de los disyuntores, seccionadores de líneas para su control automático y remoto.

## **BIBLIOGRAFÍA**

### **LIBROS**

- [1] L. Tapia, «Operacion de Subestaciones,» 2005.
- [2] W. Tomasi, Sistemas de comunicaciones, 2003.
- [3] J. C. P. Aguilar, «Automatizacion de Subestaciones e Integracion al Sistemas Scada,» Quito, 2007.
- [4] C. M. Gerardo, «Propuesta de automatizacion de una subestacion electrica de Distribución,» 2013.
- [5] G. E. M. Suárez, Criterios de automatización de Subestaciones con la norma IEC 61850, 2012.
- [6] H. E. M. V. Carlos Orlando Omaña Perez, Scada para transmisión de Energia Electric, 2012.
- [7] U. o. Louisville, Secure Internet - based communication Protocol for Scada Network, 2006.
- [8] R. L. Krutz, Securing SCADA Systems, 2005.
- [9] E. G. Moreno, Automatización de procesos industriales: Robótica y automática, Valencia, 1999.
- [10] F. S. I. Guamantica, «Automatizacion de la S/E Eugenio Espejo de la Empresa Electrica Quito S.A Aplicando la norma IEC 61850,» Quito, 2013.
- [11] Rivadeneira, «Análisis de protocolos de comunicación para la automatización de subestaciones,» Tesis Escuela Politécnica del Ejército, Sangolqui, 2015.
- [12] «Electricidad interamericana,» 2001.
- [13] E. Harper, «Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales».
- [14] F. J. R. Rodríguez, «Automatización y supervisión de maniobras en

subestaciones eléctricas,» 2001.

[15] I. F. R. Astudillo, «Análisis de protocolos de comunicación para la Automatización de subestaciones de transmisión Electrica,» Sangolquí - Ecuador, 2005.

[16] J. T. MONTECELOS, «Subestaciones eléctricas».

[17] L. S. B. PINELA, «Diseño del sistema de protección y control de subestaciones eléctricas,» Leganés, 2011.

[18] «Manual del técnico en subestaciones eléctricas,» Limusa, 2008.

### **SITIOS WEB**

[19] «Interruptores Automaticos,»  
[http://library.abb.com/global/scot/scot271.nsf/veritydisplay/047b0b97ebd23dbcc125728f004cf83e/\\$File/75-78%201M720\\_SPA72dpi.pdf](http://library.abb.com/global/scot/scot271.nsf/veritydisplay/047b0b97ebd23dbcc125728f004cf83e/$File/75-78%201M720_SPA72dpi.pdf). [Último acceso: 15 Mayo 2015].

[20] «Sistemas Scada,»  
<http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/10020/2/PARTE%202.pdf>. [Último acceso: 21 Mayo 2015].

[21] G. Fuentes, «IEC 61850 ABB Group,»  
[http://www02.abb.com/global/clabb/clabb151.nsf/0/584514dde9936a10c12571ef00716097/\\$file/IEC61850\\_Santiago.pdf](http://www02.abb.com/global/clabb/clabb151.nsf/0/584514dde9936a10c12571ef00716097/$file/IEC61850_Santiago.pdf). [Último acceso: 10 Junio 2015].

[22] «Tecnología para la eficiencia energética,» <http://circutor.es/es>. [Último acceso: 12 septiembre 2015].

[23] «GarrettCom Industrial Networking at Its Best: Ethernet,»  
<http://info.belden.com/garrettcom>. [Último acceso: 27 Octubre 2015].

[24] «ION8650 PowerLogic power-monitoring units Technical data sheet,» 2011. [http://www.schneider-electric.com.au/documents/product-services/en/product-launch/powerlogic/ION8650\\_datasheet.pdf](http://www.schneider-electric.com.au/documents/product-services/en/product-launch/powerlogic/ION8650_datasheet.pdf). [Último acceso: 25 Noviembre 2015].

[25] Circutor, «Analizador de reds CVM-C10,»  
<http://circutor.com/docs/M001B01-01.pdf>. [Último acceso: 15 Agosto

2015].

- [26] Circutor, «Telegestión Energética EDS. Gestor energetico CIREOS. Indicador de eficiencia,» [http://circutor.com/docs/EDS-CIREOS\\_SP\\_Cat.pdf](http://circutor.com/docs/EDS-CIREOS_SP_Cat.pdf). [Último acceso: 14 Agosto 2015].
- [27] FINDER, «FINDER Relés Serie 20 - Telerruptor modular 16 A,» <http://www.finder-relais.net/es/finder-reles-serie-20.pdf>.
- [28] «Manual software power studio scada circutor 2\_7.pdf - Inel,» [www.sainel.es/intraweb/buscadocman/lanzar.php?idarch=5485](http://www.sainel.es/intraweb/buscadocman/lanzar.php?idarch=5485). [Último acceso: 20 agosto 2015].
- [29] «IEC 61850,» SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES <https://www.selinc.com/61850/?LangType=1034>. [Último acceso: 9 SEPTIEMBRE 2015].