



ESPE

**UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA**

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS

DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA,
AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL**

**TRABAJO DE TITULACIÓN, PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO EN ELECTRÓNICA,
AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL**

**TEMA: DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA SCADA
COMPLEMENTARIO PARA CONTROL Y MONITOREO DE LA
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA SAN GABRIEL**

AUTORES:

**BÁEZ RIVERA CINDY ALEJANDRA
LEÓN GUERRERO COOPER DANILO**

DIRECTOR:

ING. ORTÍZ HUGO

SANGOLQUÍ - 2016



ESPE

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA, AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL

CERTIFICACIÓN

Certifico que el trabajo de titulación, ***“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA SCADA COMPLEMENTARIO PARA CONTROL Y MONITOREO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA SAN GABRIEL”***, ha sido revisado en su totalidad y analizado por el software anti-plagio, el mismo cumple con los requisitos teóricos, científicos, técnicos, metodológicos y legales establecidos por la Universidad de Fuerzas Armadas ESPE, por lo tanto me permito acreditarlo y autorizar a los señores ***BÁEZ RIVERA CINDY ALEJANDRA*** y ***LEÓN GUERRERO COOPER DANILO*** para que lo sustenten públicamente.

Sangolquí, 30 de septiembre del 2016.

Atentamente,

Ing. Hugo Ortiz

DIRECTOR



ESPE

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA, AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL

AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD

Nosotros, **CINDY ALEJANDRA BÁEZ RIVERA** y **COOPER DANILO LEÓN GUERRERO**, con cédula de identidad N° 103328539 y N° 0401652441 respectivamente, declaramos que este trabajo de titulación **“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA SCADA COMPLEMENTARIO PARA CONTROL Y MONITOREO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA SAN GABRIEL”** ha sido desarrollado considerando los métodos de investigación existentes, así como también se ha respetado los derechos intelectuales de terceros considerándose en las citas bibliográficas.

Consecuentemente declaramos que este trabajo es de nuestra autoría, en virtud de ello nos declaramos responsables del contenido, veracidad y alcance de la investigación mencionada.

Sangolquí, 30 de septiembre del 2016

Firma manuscrita en tinta azul de Cindy Alejandra Báez Rivera.

Cindy Alejandra Báez Rivera

Firma manuscrita en tinta azul de Cooper Danilo León Guerrero.

Cooper Danilo León Guerrero



DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA, AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL

AUTORIZACIÓN

Nosotros, **CINDY ALEJANDRA BÁEZ RIVERA** y **COOPER DANILO LEÓN GUERRERO**, autorizamos a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE publicar en la biblioteca Virtual de la institución el presente trabajo de titulación **“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA SCADA COMPLEMENTARIO PARA CONTROL Y MONITOREO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA SAN GABRIEL”** cuyo contenido, ideas y criterios son de nuestra autoría y responsabilidad.

Sangolquí, 30 de septiembre del 2016

Una firma manuscrita en tinta azul que parece decir "Cindy Báez".

Cindy Alejandra Báez Rivera

Una firma manuscrita en tinta azul que parece decir "Cooper León".

Cooper Danilo León Guerrero

DEDICATORIA

Dedico este proyecto de titulación a Dios, porque ha estado conmigo a cada paso que doy, cuidándome y dándome fortaleza para continuar, a mis padres, quienes a lo largo de mi vida han velado por mi bienestar y educación siendo mi apoyo en todo momento, es por ellos que soy lo que soy ahora. A mi hermano, familiares y amigos por sus consejos, paciencia y toda la ayuda que me brindaron para concluir mis estudios.

Cindy Báez

DEDICATORIA

Este proyecto lo dedico a mis padres, quienes creyeron en mis capacidades brindándome su apoyo incondicional en los momentos más complicados a lo largo de mi carrera universitaria, a mi hermana, quien confió en mí y se convirtió en un pilar fundamental para conseguir mis metas, a mi sobrina que es mi fuente de inspiración en futuros retos y finalmente a mis tías, que con sus consejos, motivaciones y palabras de aliento me inspiraron a no rendirme nunca ante las adversidades.

Danilo León

AGRADECIMIENTO

En primer lugar agradezco a Dios por haberme guiado en todo momento y permitirme culminar mis metas; en segundo lugar a cada uno de los que son parte de mi familia, mis padres Patricia y Fernando por siempre haberme dado su fuerza y apoyo incondicional mi formación académica, creyeron en mí en todo momento y no dudaron de mis habilidades.

A mis amigos por confiar en mí y haber hecho de mi experiencia universitaria un trayecto de vivencias que nunca olvidaré, los llevaré siempre en mi corazón.

Un enorme agradecimiento a EMELNORTE por brindarnos la oportunidad de trabajar en sus instalaciones y en especial a los profesionales Ing. Nelson Vaca e Ing. Jorge Suarez por su paciencia y colaboración durante el proyecto, a nuestro coordinador Ing. Edison Eche, que nos abrió las puertas para el desarrollo del trabajo de titulación.

A la persona que nos guio en cada paso para poder realizar y culminar nuestro proyecto, Ing. Hugo Ortiz, de igual forma a la Universidad de las Fuerzas Armadas por formar los pilares de nuestra educación como excelentes profesionales.

A Danilo por haber sido un excelente compañero de tesis y amigo, por haberme tenido la paciencia necesaria y motivarme a seguir adelante en los momentos de desesperación.

Cindy Báez

AGRADECIMIENTO

A Dios, por permitirme cumplir una de mis metas profesionales.

A mi familia quienes con sus enseñanzas supieron forjar principios de honestidad, responsabilidad y humildad en cada logro conseguido.

Un agradecimiento especial a mi hermana Alexandra, quien estuvo y está presente en los momentos de tristeza y alegría que se nos presentan.

Gracias Ing. Hugo Ortiz, director del proyecto de titulación, quien supo guiar este proyecto, demostrando no solo ser un gran profesional, sino que también cuenta con una calidad humana invaluable. De igual forma gracias a Universidad de las Fuerzas Armadas “ESPE”, y a sus profesionales que supieron transmitir sus conocimientos a lo largo de la carrera universitaria.

Gracias a EMELNORTE y a sus profesionales Ing. Edison Eche, Ing. Nelson Vaca e Ing. Jorge Suarez, quienes demostraron ser excelentes profesionales, brindando el apoyo necesario para la ejecución del proyecto.

A mi amiga y compañera Cindy, con quien compartimos grandes experiencias que han servido para fortalecer nuestra amistad, demostrando gran entusiasmo y optimismo para lograr alcanzar nuestra meta.

Danilo León

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIÓN.....	i
AUTORIZACIÓN.....	iii
DEDICATORIA.....	iv
DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTO.....	vi
AGRADECIMIENTO.....	vii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiii
RESUMEN.....	xviii
ABSTRACT.....	xix
1 CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Justificación e Importancia.....	2
1.3 Alcance.....	4
1.4 Objetivos.....	6
1.4.1 Objetivo General.....	6
1.4.2 Objetivos específicos.....	6
2 CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO.....	7
2.1 Subestación Eléctrica.....	7
2.1.1 Tipos de Subestación Eléctrica.....	7

2.1.2	Elementos principales de una subestación.....	11
2.2	Protección eléctrica en Subestaciones	17
2.3	Simbología de Equipos dentro de una Subestación Eléctrica.....	20
2.4	Automatización de Subestaciones Eléctricas.....	21
2.4.1	Sistema SCADA	21
2.4.2	Automatización de subestaciones mediante RTU:	22
2.4.3	Sistema automatizado de Subestaciones SAS.	23
2.5	Flujo de Datos de la Subestación Eléctricas	30
2.5.1	Modbus RTU	31
2.5.2	DNP3.0	31
2.5.3	Norma IEC 60870 - 5	32
2.5.4	Norma IEC 61850.....	33
2.6	Sector Eléctrico Ecuatoriano	36
2.7	Empresa Eléctrica Regional del Norte (EMELNORTE).....	37
3	CAPÍTULO III. DISEÑO.....	39
3.1	DISEÑO CONCEPTUAL	39
3.1.1	Análisis de la situación Actual de la Subestación Eléctrica “San Gabriel”	39
3.1.2	Requisitos para el sistema SCADA complementario	57
3.1.3	Comunicación PLC S7 1200 con el Concentrador de Datos	59
3.1.4	Comunicación PLC S7 1200 con Medidores ION 8600	65
3.2	INGENIERÍA BÁSICA.....	69
3.2.1	Levantamiento de planos	69
3.2.2	Hardware.....	70

3.2.3	Flujo de Datos con el sistema SCADA.....	74
3.2.4	Interfaz de Usuario HMI.....	75
3.3	INGENIERÍA DE DETALLE.....	84
3.3.1	Datos técnicos de los elementos.....	84
3.3.2	Equipos a Utilizar.....	86
3.3.3	Configuración de Comunicación Modbus en Tía Portal.....	90
3.3.4	Lógica de Programación del PLC S7 1200.....	96
3.3.5	Configuración de la Base de Datos en el Concentrador de EmelNorte.....	101
3.3.6	Configuración de la Pantalla Táctil.....	109
3.3.7	Configuración del Servidor Web.....	112
4	CAPÍTULO IV. IMPLEMENTACIÓN.....	118
4.1	Instalación y conexión de los Equipos.....	118
4.1.1	Equipos de Maniobra.....	120
4.1.2	Controlador S7 1200.....	124
4.1.3	Equipos de Protección.....	126
4.1.4	Pantalla Táctil.....	126
4.2	Cableado de la Subestación.....	128
4.3	Adquisición de la Señal de Resorte Cargado.....	130
5	CAPÍTULO V. PRUEBAS Y RESULTADOS.....	134
5.1.1	Interfaz Pantalla Táctil.....	134
5.1.2	Interfaz Servidor Web.....	140
5.2	Pruebas.....	144

5.2.1	Pruebas en la Línea de 69kV	144
5.2.2	Pruebas del Sistema en el Alimentador 4 de 13,8kV	149
6	CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	152
6.1	Conclusiones.....	152
6.2	Recomendaciones	153
7	BIBLIOGRAFÍA.....	154

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Simbología de Equipo Eléctrico.....	20
Tabla 2 Centrales Generadoras de EMELNORTE (EMELNORTE).....	37
Tabla 3 Subestaciones del Área de Servicio de EMELNORTE.....	38
Tabla 4 Alimentadores de la Subestación San Gabriel.....	40
Tabla 5 Equipos de la Subestación Eléctrica.....	43
Tabla 6 Equipos de los Alimentadores 13,8 kV.....	49
Tabla 7 Tipos de Datos de Modbus TCP.....	61
Tabla 8 Estructura de datos Modbus (ASQUI & LEMA, 2013).....	61
Tabla 9 Posición de Bytes en Modbus TCP.....	62
Tabla 10 Direcciones Medidor ION8600.....	63
Tabla 11 Direccionamiento IP Concentrador de Datos.....	64
Tabla 12 Funciones Modbus.....	64
Tabla 13 Datos del Medidor ION 8600.....	67
Tabla 14 Direccionamiento de las Variables del Medidor.....	68
Tabla 15 Arquitectura del HMI local.....	78
Tabla 16 Designación de colores.....	82
Tabla 17 Información textual.....	82
Tabla 18 Símbolos y representación de equipos de la PC.....	83
Tabla 19 Comandos e ingreso de datos.....	84
Tabla 20 Características Técnicas PLC SIEMENS S7 1200.....	86
Tabla 21 Características Técnicas de Módulos de Entrada SM1221.....	87
Tabla 22 Características Técnicas de Módulos de Entrada y Salida SM1223.....	88
Tabla 23 Características Técnicas de Panel KTP700.....	88
Tabla 24 Características Técnicas de Fuente de 24VDC.....	89
Tabla 25 Presupuesto del Proyecto.....	89
Tabla 26 Direccionamiento Modbus.....	93
Tabla 27 Direccionamiento Servidor Modbus.....	95

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Tipos de Subestaciones Eléctricas.	7
Figura 2 Tipos de Subestación según su Ubicación.	9
Figura 3 Subestación Eléctrica Tipo Interior.....	10
Figura 4 Subestación Eléctrica “San Gabriel” - Subestaciones Tipo Intemperie.....	11
Figura 5 Transformador Industrial.	12
Figura 6 Transformador de Corriente.	13
Figura 7 Transformador de Tensión.	13
Figura 8 Disyuntor de 13,8kV de la Subestación La Esperanza.	14
Figura 9 Seccionador.	15
Figura 10 Estructura del Sistema SAS.	24
Figura 11 Evolución de los Protocolos de Comunicación del Sector Eléctrico.	33
Figura 12 Norma IEC 61850.	35
Figura 13 Organización del MEM.....	36
Figura 14 Subestación eléctrica San Gabriel.....	48
Figura 15 Diagrama de conexión entre San Gabriel y la matriz de Ibarra.	50
Figura 16 Diagrama de comunicaciones.	51
Figura 17 Sistema de Monitoreo de EMELNORTE.	53
Figura 18 Pantalla de Subestaciones de Monitoreo 1.....	54
Figura 19 Pantalla de Subestaciones del sistema de Monitoreo 2.....	54
Figura 20 Pantalla de la Subestación San Gabriel.....	55
Figura 21 Diagrama Unifilar de la Línea 01-Tulcán.	55
Figura 22 Entradas y Salidas de los Dispositivos de Maniobra	56
Figura 23 Pantalla de eventos.....	56
Figura 24 Encapsulamiento de la trama Modbus TCP.	60
Figura 25 Arquitectura Modbus.	63
Figura 26 Medidor ION 8600 (Anexo 7).....	65
Figura 27 Rango de Direccionamiento.....	66
Figura 28 Flujo de Datos del Sistema.....	74

Figura 29 Arquitectura del HMI local.	77
Figura 30 Pantalla de Inicio.	78
Figura 31 Diagrama Unifilar.	79
Figura 32 Señales de Control y Monitoreo de cada Alimentador.	79
Figura 33 Señales de Control y Monitoreo de cada Línea.	80
Figura 34 Alarmas de la PC.	80
Figura 35 Alarmas de la PC.	81
Figura 36 Base de datos del cliente modbus.	91
Figura 37 Base de datos para cada medidor.	92
Figura 38 Configuración bloque Cliente.	92
Figura 39 Base de datos del servidor.	94
Figura 40 Bloque Servidor Modbus.	95
Figura 41 Diagrama de Peticiones de medidores.	97
Figura 42 Lógica de mandos y monitoreo.	98
Figura43. Lógica de programación resorte cargado	100
Figura44. System Configuration Tool	101
Figura45. Inicialización del Programa.	101
Figura46. Pantalla de Inicio del programa	102
Figura47. Apertura del proyecto.	102
Figura48. Base de datos de la subestación San Gabriel	103
Figura49. Administración de canales y links.	103
Figura50. Creación del IED.	104
Figura51. Creación del link para el IED.	104
Figura52. Enlaces del proyecto	105
Figura53. Creación del Dispositivo Maestro Modbus.	105
Figura54. Configuración del IED Maestro Modbus.	106
Figura55. Configuración de puntos del Maestro Modbus	107
Figura56. Configuración de Entradas del PLC con sus respectivas direcciones Modbus..	107
Figura57. Configuración de salidas del PLC.	107
Figura58. Configuración de Peticiones variables Holling Register.	108

Figura59. Configuración de Peticiones variables Input Status.....	108
Figura60. Configuración propiedades de imagen.....	109
Figura61. Configuración propiedades de botones	109
Figura62. Configuración de eventos en los botones.....	110
Figura63. Configuración de animaciones de cada imagen.....	110
Figura64. Configuraciones de eventos en imágenes	111
Figura65. Configuraciones de monitoreo	111
Figura66. Administrador de usuarios	112
Figura67. Programa Básico en Lenguaje HTML	113
Figura68. Resultado de la página creada	114
Figura69. Activación del servidor web en PLC S7 1200	114
Figura70. Contraseña de Seguridad.....	115
Figura71. Página de inicio del Servidor	116
Figura72. Configuración servidor web.....	116
Figura73. Variable de estado para el servidor web	117
Figura74. Página del servidor web	117
Figura75. Tableros de Control lado 13,8kV	118
Figura76. Tablero de Control Alimentador 1	119
Figura77. Parte posterior de las Fallas de Sobrecorriente	119
Figura78. Interior del tablero de control.....	120
Figura79. Ubicación de equipos de maniobra	120
Figura80. Instalación de equipos de Maniobra y control en los gabinetes de 13,8kV	121
Figura81. Tablero de Control de las Líneas de 69kV.....	121
Figura82. Tablero de control ubicado en los gabinetes de las líneas de 69kV.....	122
Figura83. Ubicación equipos de maniobra en gabinetes de 69kV	122
Figura84. Equipos instalados en los gabinetes de 69kV	123
Figura85. Gabinete de Servicios Auxiliares	123
Figura86. Gabinete de Barras de 13,8kV	124
Figura87. Ubicación del controlador en el gabinete de barras	125
Figura88. Equipos de control instalados en el gabinete de Barras	125

Figura89. BREAKER 1P 10AMP P/RIEL.....	126
Figura90. Rack de la Subestación	127
Figura91. Gabinete del Concentrador de Datos.....	127
Figura92. Cableado de los gabinetes al tablero de barras.....	128
Figura93. Canaleta Subterránea para las Líneas de 69kV.....	129
Figura94. Canaleta para conexión de Equipos	129
Figura95. Comunicación del Disyuntor con el tablero de control.....	130
Figura96. Apertura del Disyuntor.....	131
Figura97. Señal de Resorte del Disyuntor	131
Figura98. Conexión en la regleta de salidas del disyuntor.	132
Figura99. Conexión de la señal del resorte	132
Figura100. Borneras del tablero de control	133
Figura101. Interfaz de inicio de la pantalla táctil	134
Figura102. Interfaz de Diagrama Unifilar de la pantalla táctil.....	135
Figura103. Interfaz de Línea 00-Tulcán de la pantalla táctil.....	135
Figura104. Interfaz Alimentadores de la pantalla táctil	136
Figura105. Seguridad para mandos del sistema	137
Figura106. Valores de Medidores de cada Alimentador	137
Figura107. Gráficas de Voltajes y Corrientes de cada Alimentador	138
Figura108. Monitoreo y Control del Cargador de Baterías	138
Figura109. Pantalla de Alarmas	139
Figura110. Registro de Alarmas.....	139
Figura111. Interfaz de inicio del servidor web.....	140
Figura112. Diagrama unifilar del servidor web.....	141
Figura113. Interfaz Línea 00-Tulcán del servidor web	141
Figura114. Figurate los alimentadores del servidor web.....	142
Figura115. Interfaz del cuadro de alarmas del servidor web.....	142
Figura116. Interfaz de Registro de Alarmas del servidor web	143
Figura117. Verificación del Estado de la Línea	144
Figura118. Mando de cerrado en los seccionadores.....	145

Figura119. Mando de cierre de disyuntor.....	145
Figura120. Activación manual de la falla en la línea de 69kV.....	146
Figura121. Activación Falla sobrecorriente Línea de 69kV.....	147
Figura122. Activación de la falla en interfaz HMI.....	147
Figura123. Registro de Alarmas en las Pruebas	148
Figura124. Mando de apertura del disyuntor.....	148
Figura125. Mando de cierre del disyuntor de pruebas	150
Figura126. Mando de apertura del disyuntor de pruebas	150
Figura127. Activación de la Falla de Sobrecorriente en 13,8kV en la interfaz HMI.....	151
Figura128. Registro de alarmas en la interfaz HMI	151

RESUMEN

El presente proyecto de titulación se enfoca en mejorar las prestaciones del sistema SCADA de la subestación San Gabriel de la Empresa Eléctrica Regional del Norte EMELNORTE, mediante un sistema de monitoreo y control local complementario con una pantalla táctil ubicada en el cuarto de control de la subestación y remoto mediante un servidor web con acceso desde toda la red de EMELNORTE. El sistema implica redundar la información actual y aumentar señales de control y monitoreo que se habían despreciado en la automatización inicial, lo cual aumenta la confiabilidad y operatividad del sistema SCADA de la subestación eléctrica, contribuyendo de esta manera a la actualización tecnológica de la empresa y siendo el prototipo inicial para nuevos proyectos de automatización en EMELNORTE. Adicionalmente se implementó un control preventivo para equipos de campo que han presentado daños mecánicos por su tiempo de servicio, permitiendo alertar tanto de forma local como remota de una posible falla en los sistemas electromecánicos. El nuevo sistema SCADA pretende brindar mayor versatilidad en la manipulación de los datos obtenidos de la subestación, ya sean de eventos producidos o valores de los medidores de energía, lo que ayuda a labores de mantenimiento preventivo y correctivo en la subestación.

PALABRAS CLAVE:

- **EMELNORTE**
- **SCADA**
- **HMI**
- **MODBUS**
- **COMPLEMENTARIO**
- **IED**

ABSTRACT

The present degree project is focused in order to improve the SCADA benefits system in the electrical Substation of EMELNORTE company located in San Gabriel city, through a complementary control system with a tactile screen located in the substation control room and remote control through a web server with access from all EMELNORTE network .

This system implies to keep the current information and increases control signals and monitoring ,which had been spurned in the initial automation, which increases the reliability and operability in the SCADA system, also it contributes for technological updating of the company and becomes the initial prototype for new automation projects in EMELNORTE.

Additionally it was implemented a preventive control for field equipment which have presented any mechanical damage because of their service time, also it allows to alert a possible failure in a local manner as well as a remote way in electromechanical systems

The new SCADA system pretends to give a major versatility by manipulating data obtained from the substation , may be facts produced or energy measurers .that helps to prevent and correct maintenance tasks in the substation.

KEYWORDS:

- **EMELNORTE**
- **SCADA**
- **HMI**
- **MODBUS**
- **COMPLEMENTARY**
- **IED**

1 CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

La subestación eléctrica “San Gabriel” se encuentra ubicada en la provincia del Carchi, cantón Montufar en la ciudad de San Gabriel, forma parte del conjunto de subestaciones que conforman la Empresa Eléctrica Regional del Norte-EMELNORTE, la cual tiene su central de operaciones en la ciudad de Ibarra.

Es una subestación eléctrica reductora de distribución de 69KV – 13.8KV, maneja una potencia de 10/12.5 MVA y dispone de cinco alimentadores utilizados para proporcionar energía eléctrica a los sectores:

- Alimentador 1: Sector Terminal
- Alimentador 2: La Bonita y El Playón,
- Alimentador 3: Zona centro de San Gabriel
- Alimentador 4: Banco de concentradores (desactivado)
- Alimentador 5: La Paz

La subestación eléctrica es de tipo exterior ya que sus elementos constitutivos se encuentran instalados en condiciones ambientales y tienen protecciones contra partículas sólidas, gotas de líquidos y contra la humedad del ambiente con resistencias térmicas. Cuenta con equipos de campo, equipos de control y servicios auxiliares. Los equipos e instrumentos instalados a nivel de campo o bahía son transformadores tanto de corriente, tensión y de potencia, interruptores, seccionadores, pararrayos, barrajes y estructuras.

La empresa eléctrica dispone del sistema SCADA Oasys para monitoreo de la subestación desde la central de operaciones de EMELNORTE ubicada en la ciudad de Ibarra, realizando la adquisición directa de la información de los componentes, el cuarto

de control de la subestación únicamente cuenta con un tablero de comunicaciones y servicios auxiliares como banco de baterías e inversores, sin embargo no existe un sistema local para monitorización y control de los equipos.

En el sistema Oasys no se puede discriminar fallas producidas en las fases de cada alimentador, ya que posee un solo contactor que se dispara en la presencia de cualquier eventualidad, lo que hace necesario que un operario supervise el gabinete de dispositivos de maniobra para identificar la falla producida.

Es importante recalcar que las señales de control y monitoreo de la subestación se obtienen mediante adquisición directa por medio de cables subterráneos que van desde las bahías hasta el concentrador de datos ubicado en el cuarto de control, lo que dificulta a la escalabilidad del sistema al aumentar señales de control y monitoreo.

En el centro de comunicaciones se encuentran disponibles las señales de medidores, dispositivos de maniobra y el concentrador de datos el cual integra las señales a la red WAN de la empresa eléctrica para su monitorización y control desde la central ubicada en Ibarra.

El protocolo utilizado en la subestación para la transmisión de datos es el IEC60870-5-104, utiliza una interfaz de comunicación TCP/IP para disponer de conectividad a la red LAN, para su posterior conectividad a la red WAN de EMELNORTE. Los medidores utilizan un protocolo industrial para comunicaciones entre equipos inteligentes y estaciones controladoras componentes de sistemas SCADA como es el protocolo DNP3.

1.2 Justificación e Importancia

EMELNORTE y CNEL EP integraron las subestaciones eléctricas de la zona norte del país mediante el sistema SCADA Oasys, cuya central de monitoreo y control está ubicada en Ibarra. En dicho sistema no existe la discriminación de las fallas de cada

fase de los circuitos de la subestaciones por lo cual al implementar un sistema complementario mediante un dispositivo de control adicional se podrá considerar dichas fallas en el sistema.

La subestaciones eléctricas son sistemas altamente riesgosos debido a su estructura y niveles elevados de tensión, por lo que no es conveniente que un operario acceda a los dispositivos de campo como relés para identificar una eventual falla. Al implementar un monitoreo local se busca proporcionar el dato exacto del lugar donde se produjo la falla, disminuyendo la dependencia del operario a nivel de campo, además de reducir los tiempos de mantenimiento en caso de avería de algún elemento o dispositivo.

A través de un dispositivo de control se hace posible monitorear y manipular equipos y elementos de campo como interruptor, seccionador, disyuntores, entre otros; con el fin de efectuar planes de mantenimiento correctivo del sistema, especialmente al momento de localizar las fallas ocurridas en los distintos circuitos de la subestación. Además el operario podrá tomar decisiones en caso de ocurrir algún tipo de inconveniente.

Además, debido al constante deterioro de los dispositivos electromecánicos como los disyuntores de cada alimentador, en los que se han presentado daños por enclavamiento del sistema mecánico, existe la necesidad de diseñar un método de protección contra dicha falla que prevenga el daño de los dispositivos.

El proyecto propuesto en conclusión podrá ser utilizado para la operación local en mantenimientos programados de la subestación y en la redundancia del control y monitoreo desde el centro de control incrementando la confiabilidad y operatividad del sistema SCADA, contribuyendo de esta manera a la actualización tecnológica de la empresa. Adicionalmente se utilizará el proyecto como prototipo para la automatización del resto de subestaciones de la empresa.

1.3 Alcance

El proyecto se basa en la implementación de sistema SCADA local complementario para control y monitoreo de los estados de la subestación eléctrica, lo que implica varios aspectos como son discriminación de las fallas de cada fase en los circuitos disponibles mediante el dispositivo de control instalado en los gabinetes, que adicionalmente permitirá el control de los estados del sistema. Además se instalará un panel de visualizaciones de señales de estado y alarma en el cuarto de control de la subestación lo que permitirá el control y monitoreo local para los elementos de maniobra de la subestación, contando con la posibilidad de acceder al mismo mediante un servidor web. Se realizará la readecuación y reducción del cableado de paso de las señales, mediante un cable de comunicación Ethernet desde el sistema instalado hacia el cuarto de control. Para la comunicación del SCADA propuesto con el sistema de EMELNORTE se realizará mediante conexión Ethernet TCP/IP con acceso a la red WAN ya instalada.

El sistema requiere un registro de eventos de alarmas producidas, así como un respaldo de la información obtenida de los medidores de la subestación, estos deben estar disponibles constantemente en el servidor web para posteriores análisis por parte de los operarios y el acceso debe estar restringido mediante prioridades de la empresa.

La subestación eléctrica de distribución cuenta con alta y media tensión. Para la realización del monitoreo local en el lado de media tensión se debe tomar en cuenta los cinco circuitos de distribución con los que cuenta la subestación eléctrica “San Gabriel” y el circuito general de media tensión. Cada uno de estos cuenta con ocho señales de fallas de sobrecorriente tanto instantánea como temporizada para fases y neutro, señales de monitoreo y control de abierto y cerrado, además de la falla de baja frecuencia y monitoreo del funcionamiento mecánico del disyuntor. Para esto se utilizará relés para acondicionamiento de señales de entrada y salida al dispositivo de control. En el circuito general de media tensión cuenta con señales de protección diferencial y protección

Buchholz para monitoreo del correcto funcionamiento del transformador de la subestación.

En el lado de alta tensión se debe tomar en cuenta dos líneas de 69kV, cada una con ocho señales de fallas de sobrecorriente direccional tanto instantánea y temporizada para fases y neutro, siete señales de monitoreo y control de abierto y cerrado para el interruptor y los seccionadores de línea, de barra y de puesta a tierra. Además se cuenta con el transformador de alta tensión con cuatro señales de monitoreo y control para la apertura y cierre tanto del seccionador como del interruptor.

El sistema de la subestación cuenta con doce alarmas de estados: alarma de falla de sobrecorriente, alarma de falla de alimentación 69 kV, alarma de baja presión de gas, alarma de sobretensión del trafo, alarma de bajo nivel de aceite del trafo, alarma de falla de motor interruptor-seccionador, falla de alimentación 13.8 kV, falla de transformador, falla de alimentación V.C.A., falla de sobrecorriente 13.8 kV, operación de relé de frecuencia, falla de enfriamiento - trafo; que se adquieren mediante relés conversores de señal que se colocan en las entradas del dispositivo de control. Adicionalmente la subestación cuenta con un gabinete de cargador de baterías, el cual cuenta con dos señales de control y monitoreo tanto de ecualizador como flotante, y el monitoreo del estado de falla del mismo. Todas estas señales deberán ser monitoreadas y controladas tanto de manera local en el panel instalado como de manera remota mediante el uso de un servidor web.

El sistema que se implementará contará con mandos para la apertura y cierre de disyuntores y seccionadores tanto de media como de alta tensión y un botón para abrir el disyuntor de bloqueo mecánico en caso de falla.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Diseñar e implementar un sistema SCADA complementario para el control y monitoreo de la subestación eléctrica San Gabriel.

1.4.2 Objetivos específicos

- Aumentar la confiabilidad y operatividad de la subestación eléctrica implementando un sistema redundante para el control y monitoreo de la misma.
- Discriminar las fallas de las fases de cada circuito mediante el dispositivo de control a instalarse para reducir el tiempo de mantenimiento correctivo de los elementos en caso de existir algún evento.
- Integrar dispositivos y herramientas de diferentes tecnologías para realizar la gestión y manipulación de información que permita reconocer los diferentes eventos de la subestación.
- Generar registros de los eventos ocurridos en la operación de la subestación eléctrica para evaluar el desempeño de la misma.
- Diseñar un sistema de control para el mantenimiento preventivo de los disyuntores de media tensión de la subestación.

2 CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

2.1 Subestación Eléctrica

Las subestaciones eléctricas se encargan de modificar los niveles de tensión para así destinarlos a diferentes aplicaciones requeridas, como la industria, alumbrado público, residencias, entre otras.

Se compone de distintos equipos eléctricos, destinados a la transferencia de energía eléctrica, basándose en la transformación de potencia. Los equipos de subestaciones se encargan de hacer interactuar varios circuitos eléctricos, otorgando funciones de maniobra, protección y supervisión, que permitan el funcionamiento seguro de una subestación. (HIDALGO, 2008)

2.1.1 Tipos de Subestación Eléctrica

En la Figura 1 se muestra los diferentes tipos de subestaciones eléctricas, desde las centrales de generación hasta las subestaciones de distribución de baja tensión.

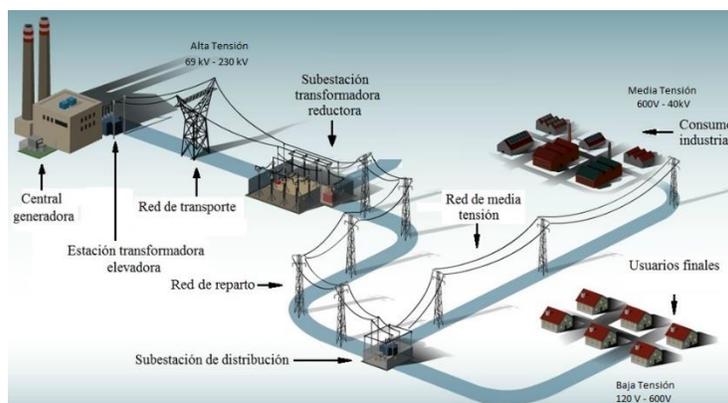


Figura 1 Tipos de Subestaciones Eléctricas.

Fuente: (MAR, 2011)

2.1.1.1 *Según su Función*

- **Subestación de Transformación**

Este tipo de subestaciones se encarga de modificar valores nominales de tensión, generalmente se utilizan después de las centrales de generación para transmisión de energía a las subestaciones de distribución. (MAR, 2011)

- **Elevadoras:**

Se utilizan para elevar el voltaje y reducir la corriente para evitar pérdidas en la transmisión de energía a largas distancias.

- **Reductoras:**

Se utilizan para reducir el voltaje y aumentar la corriente para transmitir potencia a medias distancias, a través de líneas de transmisión, subtransmisión y circuitos de distribución para aplicaciones generales. (HIDALGO, 2008)

- **Subestación de Seccionamiento:**

Cuenta con elementos de protección y maniobra. Se caracteriza por no tener transformador y se utiliza para la interconexión de líneas, derivaciones, conexión y desconexión de circuitos.

2.1.1.2 *Según su Ubicación en el Sistema Eléctrico*

En la Figura 2 se muestra la clasificación de las subestaciones eléctricas según la ubicación en el sistema eléctrico.

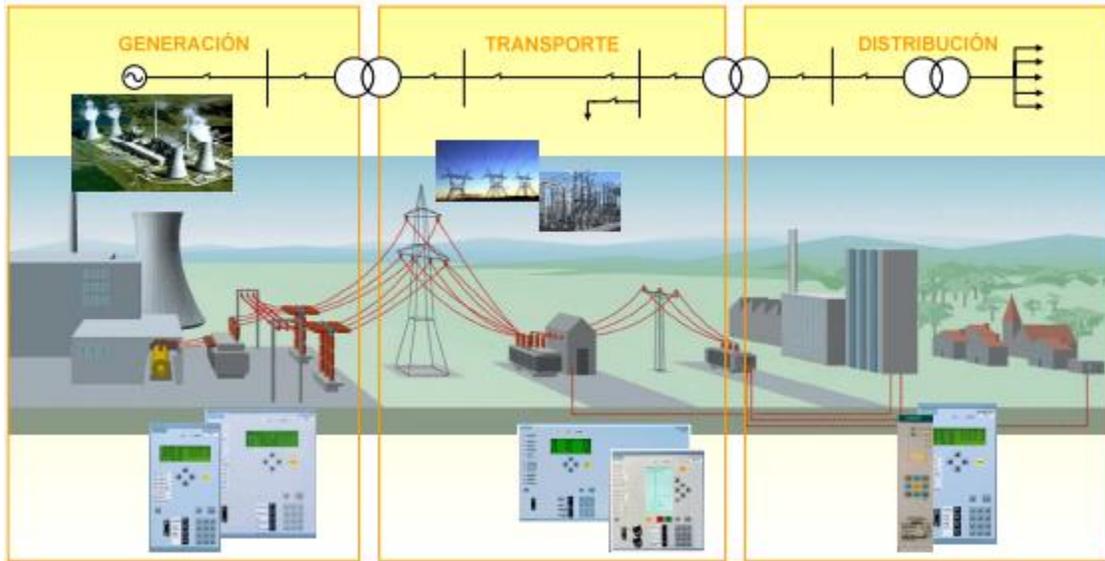


Figura 2 Tipos de Subestación según su Ubicación.

Fuente: (SISON, 2010)

- **Subestación de Generación:**

Su función es aumentar los niveles de tensión para transmitir la energía con el mínimo de pérdidas de potencia.

- **Subestación de Transmisión o Transporte:**

Dichas subestaciones se usan para interconectar circuitos de alta tensión, para evitar dependencias de una sola fuente y poder aislar los circuitos sin que se ocasionen daños generales.

- **Subestación de Distribución:**

Su función es de reducir niveles de alta tensión a media tensión para la comercialización de energía eléctrica en aplicaciones generales.

2.1.1.3 Según el Nivel de Tensión

- **Baja tensión** 120V – 600V
- **Media tensión** 600 V – 40 kV
- **Alta tensión** 69 kV – 138 kV – 230kV

2.1.1.4 Según su Forma de Instalación

- **Interior:**

Estas subestaciones se encuentran protegidas a condiciones ambientales, como la contaminación salina, industrial y agrícola. Esto permite reducir costos en mantenimiento, seguridad en instalación en zonas urbanas y aumentar la vida útil de los dispositivos.



Figura 3 Subestación Eléctrica Tipo Interior.

Fuente: (PUMA, 1012)

- **Intemperie:**

Operan expuestas a las condiciones ambientales como lluvia, nieve, viento y contaminación ambiental, en la Figura 4 se muestra una subestación eléctrica de tipo exterior.



Figura 4 Subestación Eléctrica “San Gabriel” - Subestaciones Tipo Intemperie.

2.1.2 Elementos principales de una subestación

Una subestación está formada por varios circuitos eléctricos conectados a través de un sistema de barras conductoras, cada circuito eléctrico está compuesto a su vez por interruptores, transformadores, seccionadores, entre otros dispositivos.

2.1.2.1 Interruptor

Este dispositivo se utiliza para la apertura o cierre de los circuitos eléctricos, de igual manera garantizan la protección de los mismos contra cortocircuitos. Estos se componen de aisladores terminales, TC's, válvulas de llenado, descarga y muestreo del fluido aislante de los dispositivos mecánicos como el compresor, resortes, bobinas de disparo y los equipos de control, protección y medición. (HIDALGO, 2008)

2.1.2.2 Transformador

Es un elemento encargado de elevar o reducir niveles de tensión, mediante relaciones de transformación entre su devanado primario y secundario, bajo el principio de inducción electromagnética, se caracteriza por mantener la frecuencia constante. Por medio del transformador los circuitos eléctricos se enlazan magnéticamente y se aíslan eléctricamente. En la Figura 5 se muestra un transformador de potencia.



Figura 5 Transformador Industrial.

Fuente: (VALENZUELA, 2009)

- **Transformador de Voltaje y Corriente**

Se utilizan para obtener valores de voltaje y corriente de un circuito eléctrico, es decir reducen el valor de una magnitud eléctrica a rangos admisibles por instrumentos de medición.

En la Figura 6 y 7 se muestran los transformadores tanto de corriente como de tensión respectivamente que existen en las subestaciones eléctricas.



Figura 6 Transformador de Corriente.

Fuente: (VALENZUELA, 2009)



Figura 7 Transformador de Tensión.

Fuente: (VALENZUELA, 2009)

- **Transformadores de Potencia**

Los transformadores de potencia desarrollan la función de transformar niveles de media tensión a niveles de baja tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión. (HIDALGO, 2008)

2.1.2.3 *Disyuntor*



Figura 8 Disyuntor de 13,8kV de la Subestación La Esperanza.

En la Figura8 se muestra un disyuntor ubicado en una subestación eléctrica. Estos equipos se encargan de transformar la tensión y aislar los instrumentos de medición y protección conectados a los circuitos de alta tensión. (VALENZUELA, 2009)

2.1.2.4 *Seccionador*

Estos equipos se utilizan para aislar eléctricamente una instalación, sirven para brindar seguridad en labores de mantenimiento. Son utilizados para maniobra sin carga en la subestación y son vulnerables ante efectos de arco eléctrico debido a su baja capacidad de interrupción. En la Figura 9 se muestra un seccionador industrial. (DORANTES, 2008)



Figura 9 Seccionador.

Fuente: (DORANTES, 2008)

Existen distintos tipos de seccionadores como:

- **Seccionador de Línea:** Son utilizados para aislar la línea de transmisión de los interruptores para que de esta manera no haya presencia de tensión en la línea. (HIDALGO, 2008)
- **Seccionador de Barra:** Se ubican entre la barra y el interruptor de barra para aislar eléctricamente al interruptor de la barra. (HIDALGO, 2008)

- **Seccionador de puesta a Tierra:** Se encuentran únicamente en módulos de línea y generalmente forma parte del seccionador de línea. Su función es no permitir que la línea tenga presencia de tensión por inducción una vez que esta está aislada. (HIDALGO, 2008)
- **Seccionador de Derivación:** Usando en la barra partida con interruptor de reserva. Cuando un módulo sale de operación se utiliza un módulo de reserva para sustituirlo y así mantener la continuidad del servicio. (HIDALGO, 2008)
- **Seccionador de Medio Diámetro:** Utilizados en el esquema de doble barra con interruptor y medio. Se ubican en ambos lados del interruptor de medio diámetro. (HIDALGO, 2008)

2.1.2.5 Fusible

Protege a un circuito eléctrico por efectos de sobrecorriente, es decir interrumpe un circuito eléctrico cuando el efecto de sobrecorriente sobrepase la capacidad nominal del fusible. Se debe reemplazar luego de su operación.

2.1.2.6 Pararrayos

Son dispositivos usados para protección de los equipos eléctricos contra sobrevoltajes de origen atmosférico.

2.1.2.7 Aisladores

Los aisladores son dispositivos usados para separar barras conductoras de tal forma que se evite la generación de arcos eléctricos entre las mismas.

2.1.2.8 *Relés*

Estos dispositivos de protección de la subestación y se clasifican en:

- **Clasificación General:**
 - Estáticos
 - Electromagnéticos
- **Clasificación según Grado de Tecnología**
 - Digitales
 - Electromecánicos
 - Basados en Microprocesadores
- **Clasificación según Naturaleza del Parámetro:**
 - Relé de Corriente
 - Relé de Voltaje
 - Relé de Impedancia
 - Relé de Frecuencia
- **Clasificación según Esquema de Protección**
 - Protección Primaria
 - Protección Auxiliar

2.2 Protección eléctrica en Subestaciones

Es importante que el sistema de protección esté debidamente dimensionado con márgenes de seguridad estandarizados, de tal forma que reduzca el riesgo dentro de la subestación.

Este sistema lo conforman varios equipos encargados de detectar y eliminar eventos anormales, de tal forma que aíslan una parte del circuito de la red eléctrica de origen.

Para que el sistema de protección sea lo más efectivo posible, todo el sistema eléctrico queda dividido en zonas que puedan ser desconectadas fácilmente de la red, para producir el mínimo daño posible.

En un funcionamiento adecuado de los sistemas de protección se deben cumplir una serie de características como:

- **Fiabilidad:** Capacidad de actuar correctamente, es decir, actúa cuando se debe.
- **Sensibilidad:** Implica que el relé debe actuar eficazmente ante la más mínima condición que se requiera.
- **Selectividad:** Es la capacidad de un relé para que desconecte únicamente la parte de la red que está afectada por la falla.
- **Rapidez:** Capacidad para que el tiempo entre la aparición de la perturbación y la actuación de las protecciones sea lo más pequeño posible para que las consecuencias de la perturbación sean mínimas.

2.2.1.1 Tipos de Fallas en Subestaciones Eléctricas

En cualquier instalación eléctrica se pueden generar fallas de distintos tipos, que pueden ocasionar daños tanto en equipos eléctricos como en el personal a cargo de la instalación eléctrica.

- **Protección de Sobreintensidad (50/50N/51/51N)**

Estas protecciones evitan que las medidas de las intensidades tanto de las fases como de neutro alcancen valores que puedan dañar a los equipos instalados. El relé produce el disparo del interruptor cuando la corriente excede el valor calibrado en dicho relé. Existen dos tipos de protección de contra sobreintensidad, con característica de disparo instantáneo y temporizado, se diferencian en el tiempo de retardo antes de la acción del relé.

- **Protección de sobreintensidad direccional (67/67N)**

Dicha protección tiene la misma función de la protección de sobreintensidad con la diferencia de que no solo mide la magnitud, sino también el sentido del flujo de potencia entregado. Su aplicación es como protección de líneas aéreas y cables, de transformadores de distribución, motores entre otras.

En transformadores de potencia conectados en paralelo y en líneas paralelas alimentadas por un extremo, las protecciones de sobreintensidad necesitan el criterio de direccionalidad para ser selectivas. (BARRANTES, 2011)

- **Protección diferencial (87)**

Esta protección se utiliza para evitar las fugas de corriente en un circuito eléctrico, esto se realiza mediante la comparación entre la intensidad de entrada y la de salida de dos transformadores de medida de intensidad. Este elemento está destinado para proteger la vida de las personas, ya que su tiempo de operación es en el orden de los milisegundos.

- **Protección Buchholz (63)**

Se utiliza para detectar fallas en el transformador, como puede ser acumulación lenta de gas, bajo nivel de aceite en caso de fuga del refrigerante. Este relé permite desconectar el interruptor antes de que se ocasionen daños mayores.

2.3 Simbología de Equipos dentro de una Subestación Eléctrica

Para la operación correcta y segura de las subestaciones, es importante reconocer la nomenclatura usada en subestaciones.

En la tabla 1 se muestra cada uno de los dispositivos eléctricos de que consta una subestación de potencia.

Tabla 1

Simbología de Equipo Eléctrico

Símbolo	Descripción	Símbolo	Descripción
	Conexión de equipo		Aterrizamiento
	Barra		Reactor de derivación
	Transformador de Potencia		Capacitor serie
	Interruptor de potencia		Unidad de generación
	Cuchilla seccionadora		Transformador de corriente
	Cuchilla seccionadora con cuchilla de puesta a tierra		Capacitor en paralelo
	Transformador de potencial		Cruce sin conexión
	Dispositivo de Potencial		Apartarrayos autovalvular
	Trampa de ondas		

Continua



	Banco de baterías
	Apartarrayos Metálico

Fuente: (MAR, 2011)

2.4 Automatización de Subestaciones Eléctricas

La automatización consiste en que todos los equipos de patio, maniobra y control deben integrarse por medio de protocolos de comunicación de tal forma que se pueda tener transferencia de información de manera automática hacia un sistema de monitoreo local y/o remoto en el cual se realice el análisis de dicha información para el correcto funcionamiento de la subestación.

2.4.1 Sistema SCADA

Un sistema de control y adquisición de datos (SCADA) en subestaciones debe monitorear y controlar valores de voltaje, corriente, potencia y los estados de los dispositivos de campo como interruptor y seccionador.

En un SCADA se busca que el operador pueda interactuar fácilmente con todos los dispositivos de la subestación mediante el uso de herramientas amigables con el usuario como pantallas, computadoras, entre otras.

El sistema puede conformarse por unidades remotas (RTU), PLC, encargados de realizar acciones en los dispositivos de campo. Toda la información recopilada por estas unidades debe transmitirse por un medio físico hacia un sistema centralizado.

2.4.1.1 Funciones del sistema SCADA

Las funciones que debe cumplir el sistema SCADA son las siguientes:

- Registro de eventos producidos.
- Análisis de datos.
- Generación de tendencias.
- Diseño escalable.
- Interfaz HMI amigable con el usuario.
- Capacidad de controlar y supervisar todos los sistemas remotos, conocer su desempeño y tener la posibilidad de activarlos o desactivarlos.
- Procesamiento de los datos y generación de reportes.

2.4.2 Automatización de subestaciones mediante RTU:

La única interface entre el nivel de patio, y el sistema de gestión de Red eran las RTU (Unidad Terminal Remota), es la unidad central que posee entradas y salidas y cuenta con la interface de comunicación con el centro de control remoto, siendo estas junto con el centro de control, los que forman en sistema SCADA en subestaciones eléctricas.

Para las funciones de comunicación se ha utilizado módulos adicionales o equipos adicionales como son:

2.4.2.1 Gateway

Es un equipo utilizado para la conversión de protocolos manejados dentro y fuera de la subestación, por lo que dicha conversión debe ser bidireccional; reciben información de los relés de protección que tienen capacidad de comunicación con el fin de enviarlos al dispositivo de control.

2.4.2.2 IED

Son los dispositivos electrónicos inteligentes IED (Intelligent Electronic Devices), estos ofrecen amplias funcionalidades de protección, control, monitoreo, medida y comunicación, con capacidad de generar reportes de falla en tiempos menores a un segundo, listas de eventos y almacenamiento de datos, y además algunos poseen sus propias interfaces gráficas. Generalmente se manejan con protocolos de comunicación estándar, por lo que se puede comunicar con el gateway que a su vez se usa como interfaz para el sistema SCADA.

2.4.2.3 PLC

El controlador lógico programable PLC es un equipo microcontrolador robusto usado para desarrollar funciones específicas dentro de un sistema automatizado. Este dispositivo reemplaza a una gran variedad de equipos electromecánicos en funciones de control más avanzadas.

2.4.3 Sistema automatizado de Subestaciones SAS.

En los Sistemas Automatizados de Subestaciones, a diferencia de las RTU's ejecutan todas las tareas locales en una estructura descentralizada, incluyendo funciones como automatización de todas las señales de control de las subestaciones y archivar los datos monitoreados. (RIVADENEIRA, 2005)

El SAS adquiere y almacena los datos relacionados con los eventos producidos en la subestación. Actualmente sigue siendo necesaria la RTU para la automatización de subestaciones, sin embargo esta se modifica a una interfaz de comunicación implementada comúnmente en un gateway de un IED que depende del protocolo de comunicación que se utilice.

Todas las funciones son ejecutables a través del intercambio de información con los equipos de patio y principalmente con los IED's.

Cabe resaltar que los gateways, además de ser vistos como dispositivos de protección, también son considerados parte del SAS integrado por medio del sistema de comunicación común.

2.4.3.1 Estructura del sistema SAS

La estructura de un SAS está compuesta de tres niveles como se muestra en la Figura 10:

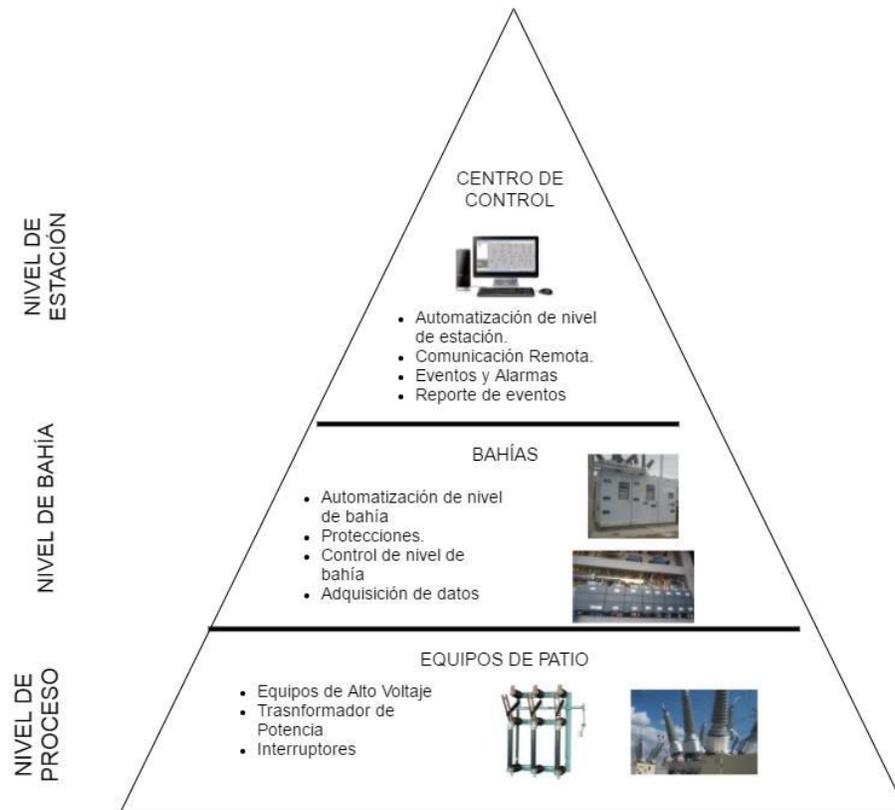


Figura 10 Estructura del Sistema SAS.

- **Nivel de proceso.**

En este nivel se manipulan directamente los equipos de campo, donde se encuentran principalmente:

- Interruptores auxiliares.
- Cableado desde los equipos primarios
- Conexiones de medidores de voltaje y corriente
- Relés de control electromecánicos conectados con los IED's.
- Sensores para mediciones no eléctricas como densidad del gas, presión de aceite y gas, temperaturas, vibraciones, entre otras.
- Enlaces de comunicaciones seriales.

Actualmente se usan equipos eléctricos de medición conectados directamente a los equipos de patio, lo que implica tener disponibilidad de uso de protocolos de comunicaciones, entre ellos se destaca el estándar IEC 61850, que también incluye tener actuadores y sensores inteligentes en caso de requerirlo.

- **Nivel de Bahía**

En este nivel se identifica los siguientes casos:

- En el caso de equipo de medio voltaje, el nivel de bahía es el cubículo de medio voltaje, dentro del cual se puede incorporar IED's de control y protección con el objetivo de ahorrar materiales que en vano se utilizaría en la instalación de otro cubículo para IED's. Los IED incorporados en la HMI pueden ser utilizados directamente para la operación correcta de la bahía.
- En el caso de equipo de alto voltaje es necesario distinguir entre S/E aisladas en aire (AIS) y S/E aisladas por en SF6 (GIS).

Estas últimas son normalmente ubicadas en construcciones de protección en contra de la lluvia, variaciones de temperatura, viento y polvo.

La función de control del nivel de bahía, permite operar una bahía localmente. Todas las medidas, alarmas e información de estados relacionados con la bahía son visualizadas aquí, y los comandos de control pueden ser iniciados por la actuación de un panel de control normalmente ubicado en el mismo lugar de los cubículos del nivel de bahía. Este tipo de interfaz puede también ser integrada en la unidad de control de bahía (BCU) como pantalla de toque o pantalla con botones funcionales.

- **Nivel de Estación**

En este nivel se utiliza a la interfaz hombre-Máquina como el lugar central para la operación de la subestación, y se encuentra generalmente ubicado en una sala central protegida contra la interferencia electromagnética generada por el equipo de campo. Encontramos elementos como:

- Hardware para propósitos generales
- Pantallas de visualización de información e impresoras.

Este equipo requiere de alimentación de corriente alterna, que debe ser suministrada desde una fuente ininterrumpida de potencia, así como también necesita operar en condiciones ambientales adecuadas.

De igual forma en este nivel las interfaces de comunicación con centros remotos para control de la red, monitoreo o mantenimiento, son usualmente utilizadas.

2.4.3.2 Interfaz Hombre-Máquina (HMI)

Esta interfaz se utiliza para monitorear y controlar la subestación. En la automatización de subestaciones, esta HMI comprende varias unidades o puestos de operadores, los cuales están compuestos por herramientas capaces de alertar y diagnosticar un evento en caso de producirse.

2.4.3.3 Base de Datos

Debido a las prestaciones del nivel de estación como son uso de gran cantidad de memoria, se hace posible guardar un archivo de datos que pueda servir como respaldo del sistema automatizado, ya sea para análisis de datos, configuración del sistema o para programar mantenimientos preventivos en la subestación.

Esta base de datos debe tener la suficiente capacidad de almacenar en tiempo real los eventos producidos.

2.4.3.4 Funciones de monitoreo, supervisión y control de un SAS

Las funciones del sistema local incluyen:

- Adquisición de datos de la red de energía por medio de los interruptores, disyuntores y transformadores de medición (función de sensores).
- Monitorización de la calidad de energía.
- Mostrar el estado del proceso
- Archivar datos para una evaluación posterior y del desempeño del proceso, o, para posteriores análisis en caso de que ocurran algunas fallas o incidentes graves.

Estas funciones permiten que los datos puedan ser transmitidos desde cualquier dispositivo que los requiera, que incluye en nivel del centro de control.

Los componentes del patio de maniobras, son monitoreados constantemente para obtener todos los datos que sean posibles para su mantenimiento. Además el Sistema de Automatización de Subestaciones será capaz de realizar funciones de monitoreo, de protección y supervisión automáticamente; de tal manera que de encontrarse alguna falla, se iniciarán acciones correctivas o se activarán las alarmas correspondientes.

Toda la información relacionada a la Subestación puede ser utilizada mediante el HMI (Interface Hombre-Máquina) local de la estación, el cual es usado, también, para operaciones locales. En condiciones normales, todas las Subestaciones deben estar operando automáticamente y de forma remota, desde el Centro de Control.

Entre las funciones de monitoreo encontramos:

- Muestran el estado actual de los equipos de la subestación, de los equipos de control y de todos los eventos y perturbaciones que puedan ocurrir en la subestación.
- Se utilizan para monitorear las condiciones o para el análisis posterior a cualquier falla, debido a esto el tiempo de transmisión remota de datos no es crítico y puede estar dentro del orden de los minutos, debido a esto existen enlaces de comunicación dedicados para el monitoreo y separa este del sistema de comunicación de los demás sistemas.
- Manejo de alarmas
- Manejo de eventos
- Almacenamiento de datos
- Grabar perturbaciones / recuperar datos por defecto
- Diario de manejo

Las tecnologías de comunicación actuales, conducen al protocolo para el control y el monitoreo, como se lo ha logrado en el estándar IEC 61850. Entre las funciones de control encontramos:

- Son usadas para la operación del día a día en una subestación.
- Son ejecutadas por medio de un HMI, que puede estar localizado, localmente, en la subestación o en la bahía, o remotamente, por medio de una red con el centro de control.
- El HMI presenta al operador el estado del proceso y le habilita el control del proceso. El tiempo de respuesta de las funciones operacionales y la comunicación correlacionada, normalmente es de 1 segundo.

Los comandos que directamente controlan el proceso deben estar protegidos por niveles de acceso, específicamente en las siguientes funciones:

- Control de acceso al identificador del operador
- Modo de control operativo
- Control de Seccionadores
- Control de transformadores
- Gestión de cambios de posición espontáneos
- Establecimiento de parámetros. (PAUTE, 2011)

2.4.3.5 Funciones de protección y seguridad

Estas funciones deben ser ejecutadas en el menor tiempo y deben ser independientes de la intervención de un operador en el sistema. Pueden ser de tres clases:

- **Protección.-** Supervisa el proceso en situaciones peligrosas y abre los circuitos de los disyuntores. Este es el nivel activo de seguridad.
- **Iterbloqueo.-** Identifica operaciones peligrosas y bloquea comandos que podrían perjudicar a los dispositivos. Es un nivel pasivo de seguridad.

- **Automáticas.-** Se ejecutan automáticamente después de producirse un evento y a su vez pueden ejecutarse mediante un operador.

2.5 Flujo de Datos de la Subestación Eléctricas

El intercambio de datos dentro de una subestación es necesario en sistemas distribuidos y sistemas redundantes, entre partes que han sido físicamente separadas por razones de confiabilidad. Una función típica de comunicación dentro de una subestación permite intercambiar datos entre instrumentos de protección y control. Esta tarea se ha simplificado desde la inclusión del estándar IEC 60870-5-103 para la comunicación serial de instrumentos de protección de un sistema de automatización de subestaciones. (RIVADENEIRA, 2005)

Sin embargo, el protocolo IEC 61850 ha hecho posible una comunicación más segura y liviana dentro de una subestación.

Actualmente la mayoría de empresas eléctricas cuentan con sistemas SCADA para el monitoreo y control en tiempo real de los diversos equipos eléctricos, entre ellos los denominados IED (Dispositivos Eléctricos Inteligentes) y RTU (Unidad Terminal Remota).

Se utiliza varios protocolos industriales que pueden ser privados o abiertos para la interconexión de IED's y RTU's a los SCADA.

Entre los protocolos privados más conocidos están los exclusivos de cada marca comercial (Siemens, ABB, GE, etc.), y protocolos abiertos como son Modbus, DNP 3.0, IEC 60870-5-101, IEC 61850 entre otros. (QUINTANA, 2012)

2.5.1 Modbus RTU

Modbus es un protocolo serie para el intercambio de mensajes, posicionado en el nivel 7 del modelo OSI. Desarrollado por Modicon en 1979 y ha sido muy utilizado en la industria de procesos, manufactura y eléctrica.

Este protocolo puede ser utilizado utilizando:

- Basada en la arquitectura maestro-esclavo o cliente-servidor.
- Transmisiones seriales asíncronas sobre una variedad de medios físicos (RS-232, RS-422, RS-485; fibra óptica, radio enlaces, etc.)
- TCP/IP sobre ethernet.
- Red de alta velocidad con pasaje de token, como control de acceso al medio.

2.5.2 DNP3.0

Este protocolo de comunicación usa una estructura maestro – esclavo, originalmente propuesto por la compañía General Electric (GE) en 1990, en la época en que el 60870-5 todavía no era un estándar de referencia, pero deriva muchas de sus características de ello. Se usa esencialmente en los sistemas de producción y distribución eléctrica.

Representó uno de los mayores esfuerzos para lograr un protocolo abierto dentro de la industria eléctrica, basados en la interoperabilidad entre estaciones maestras, RTU's e IED's.

Este protocolo presenta las siguientes características:

- Requerimientos (request) y respuesta con múltiple tipos de información en un mismo mensaje.
- Segmentación de mensajes en múltiples tramas, para asegurar excelente detección y recuperación de errores.

- Inclusión de cambios solamente en mensajes de respuesta; asignación de prioridades a ítems de información y requerimiento periódico de los ítems de información, basados en su prioridad.
- Respuesta sin solicitud.
- Soporta sincronización de tiempo y un formato de tiempo estándar.
- Permite operaciones de múltiples maestros punto a punto.
- Permite la definición de objetos por el usuario, incluyendo transferencia de archivos.
- Actualmente se está usando el protocolo TCP/IP para el transporte de mensajes DNP 3.0, los mensajes con formato de la capa de enlace (Nivel 2) son encapsulados en paquetes TCP/IP. (GONZALEZ, 2006)

2.5.3 Norma IEC 60870 - 5

Con el fin de lograr comunicación de la subestación eléctrica nace la norma IEC 60870-5, la cual se fundamenta en buscar soluciones apropiadas de protecciones entre subestaciones de energía eléctrica y sistemas de supervisión de las mismas, dentro de esta norma se distinguen los siguientes protocolos como los más utilizados en el sector eléctrico e industrial.

- IEC 60870-5-101: Su comunicación es de tipo serial, y es usado para tareas de telecontrol de sistemas eléctricos.
- IEC 60870-5-102: Posee comunicación serial y es usado para la lectura de integrados o contadores.
- IEC 60870-5-103: Posee comunicación serial y es usado para protecciones eléctricas.
- IEC 60870-5-104: Es la reforma de la IEC 60870-5-101, con cambio en el tipo de comunicación que ahora se usa sobre redes LAN utilizando TCP/IP, de igual forma su uso es para tareas de telecontrol de sistemas eléctricos.

Esta norma fue diseñada de acuerdo a los estándares, tipos de datos, procedimientos de transferencia de información y gestión de tramas ya definidas en la IEC 101, por lo que cuenta con el conjunto de funciones y procedimientos que le permiten hacer el reporte de eventos de protección, reposición y anomalías en valores de las variables registradas por los sistemas de protección y control del sistema.

2.5.4 Norma IEC 61850

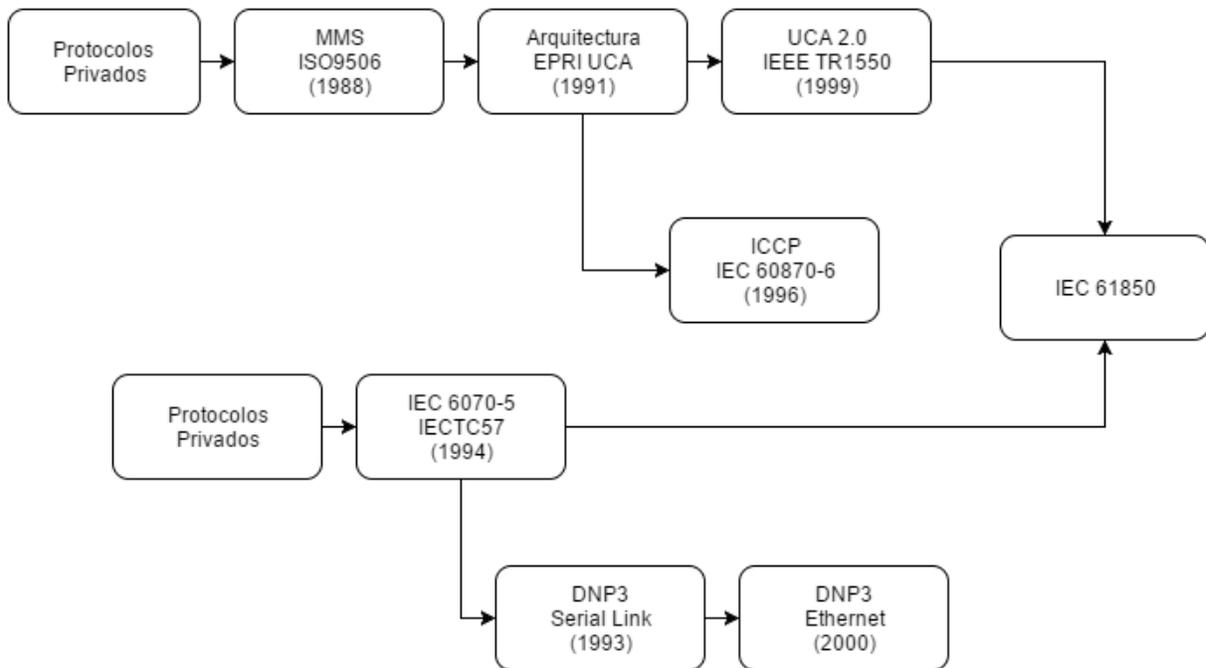


Figura 11 Evolución de los Protocolos de Comunicación del Sector Eléctrico.

Fuente: (QUINTANA, 2012)

En la Figura 11 se muestra la evolución de los protocolos de comunicación en el sector eléctrico. Las comunicaciones en las subestaciones eléctricas tradicionales típicamente se han realizado con protocolos seriales de baja velocidad, se usaban conexiones alambradas entre múltiples IEDs con una naturaleza poco flexible y limitada.

Dichas comunicaciones se limitan a arreglos tipo maestro/esclavo, por lo que comunicaciones punto a punto en tiempo real entre IEDs son difíciles de realizar.

En vista de los problemas encontrados aparece Ethernet que se basa en una red LAN, teniendo como principales ventajas:

- Comunicaciones punto a punto de alta velocidad entre IEDs.
- Mínimo cableado entre IEDs.
- Múltiples protocolos (DNP, Modbus, IEC 61850, entre otros).
- Uso de switches Ethernet, conversores de medio, servidores seriales y routers diseñados con los mismos estándares y normas que los dispositivos críticos de protección eléctrica.

Esta norma está considerada como el estándar para automatización de equipos de subestaciones eléctricas, ha sido diseñado con la intención de tener interoperabilidad entre equipos de diferentes fabricantes. Actualmente no ha sido totalmente perfeccionado por lo que muchas empresas eléctricas prefieren mantenerse en los protocolos anteriores, hasta que se realicen las pruebas de funcionamiento necesarias para la utilización del protocolo IEC 61850. (QUINTANA, 2012)

La Figura 12 especifica 10 partes de la norma para su funcionamiento:

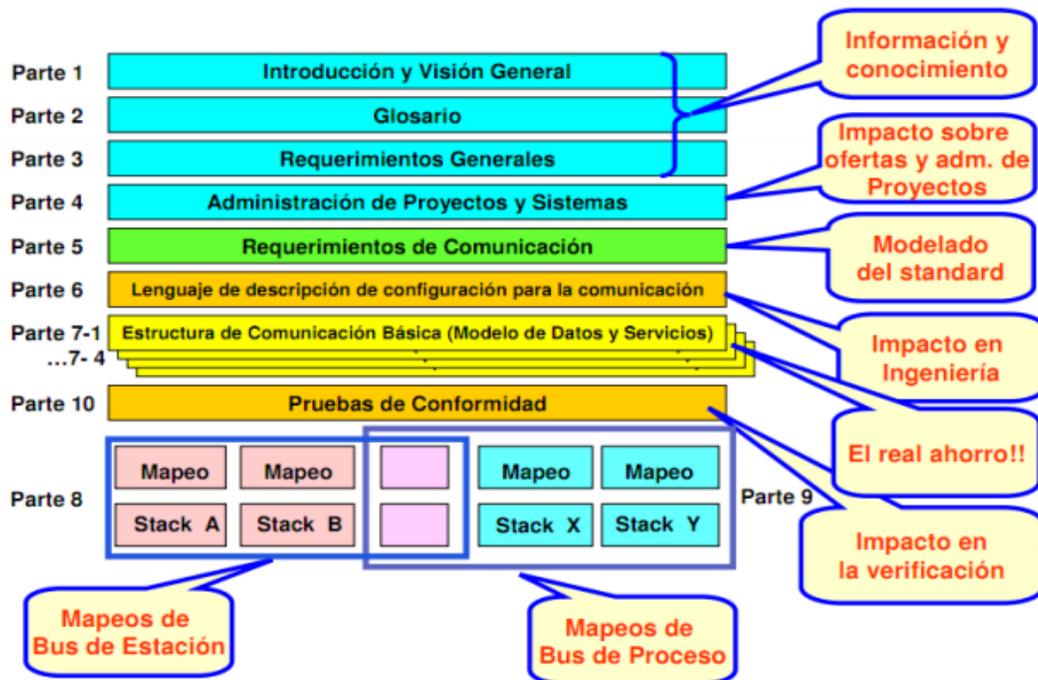


Figura 12 Norma IEC 61850.

Fuente: (QUINTANA, 2012)

- La primera parte define la comunicación entre la subestación eléctrica y los IED's de acuerdo a los requisitos del sistema.
- En la segunda parte se especifica los términos y definiciones para sistemas automáticos en subestaciones eléctricas.
- La tercera parte indica requisitos de normas y especificaciones estándar para subestaciones, utilizados para las redes de comunicación de las mismas.
- En la cuarta parte se indica los requerimientos de las herramientas de ingeniería para procesos de gestión.
- La quinta parte describe los modelos de comunicaciones entre los equipos de campo de las subestaciones.
- La sexta parte describe una metodología para la configuración de los diferentes IED's.

- En la séptima parte describe estructuras de comunicación entre los equipos eléctricos y los alimentadores de distribución.
- La octava parte define los servicios de la interfaz de comunicación con especificación de mensajes de fabricación.
- La novena parte el mapeo de comunicaciones para el nivel de bahía y el nivel de campo.
- En la décima y última parte se definen protocolos de pruebas para equipos utilizados en subestaciones eléctricas.

2.6 Sector Eléctrico Ecuatoriano

En 1999 el Sector Eléctrico Ecuatoriano mediante la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) separó actividades de generación, transmisión y distribución de energía. Esta Ley permitió la modernización del Sector Eléctrico. (RIVADENEIRA, 2005). La Figura13 muestra el nuevo modelo que comprende el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), un Administrador de Mercado (CENACE) y una entidad reguladora (CONELEC). (RIVADENEIRA, 2005)

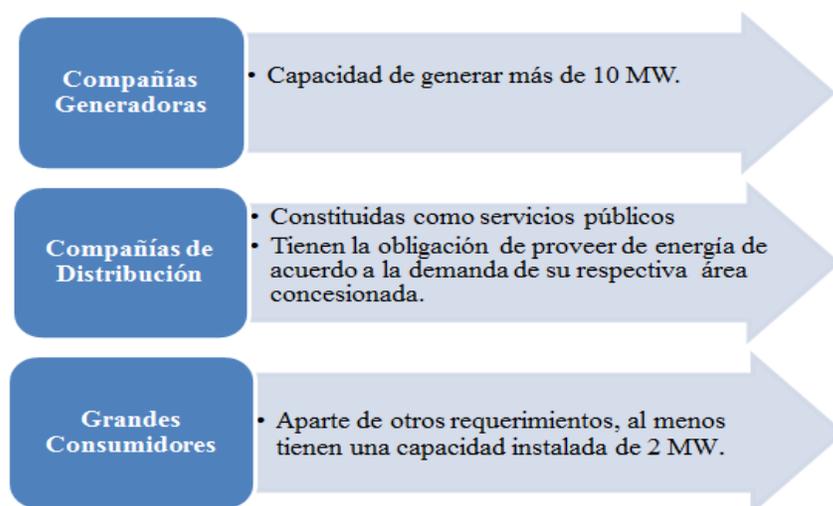


Figura 13 Organización del MEM.

Fuente: (RIVADENEIRA, 2005)

2.7 Empresa Eléctrica Regional del Norte (EMELNORTE)

La Empresa Eléctrica Regional del Norte, se encarga de comercializar y distribuir energía eléctrica en las provincias de Imbabura y Carchi, así como en los cantones de Cayambe y Pedro Moncayo de la provincia de Pichincha y en el cantón Sucumbíos de la provincia del mismo nombre. (EMELNORTE, 2016). EMELNORTE S.A. recibe alimentación del Sistema Nacional Interconectado y de algunas centrales de generación cuya capacidad de generación se muestra en la tabla 2.

Tabla 2

Centrales Generadoras de EMELNORTE (EMELNORTE)

Central	Tipo	Generación
El Ambi	Hidráulica	2 x 4 MW
La Playa	Hidráulica	3 x 0,4 MW
San Miguel de Car	Hidráulica	1 x 3 MW
San Francisco	Térmica	1 x 2.5 MW

El área de servicio de EmelNorte distribuido por subestaciones se muestra en la tabla 3.

Tabla 3

Subestaciones del Área de Servicio de EMELNORTE

SUBESTACIÓN	UBICACIÓN		TIPO	VOLTAJE (kV)			CAPACIDAD (MVA)	
	Cantón	Provincia		1	2	3	OA	FA
Cayambe	Cayambe	Pichincha	R	69	13.8	-	10	12.5
Tabacundo	Pedro Moncayo	Pichincha	R	34.5	13.8	-	3.75	-
Otavaló	Otavaló	Imbabura	R	69	13.8	-	10	12.5
San Vicente	Otavaló	Imbabura	S	34.5	34.5	-	-	-
Atuntaqui	Antonio Ante	Imbabura	R	34.5	13.8	-	8.5	9.5
Despacho de Carga	Ibarra	Imbabura	R	34.5	13.8	6.3	15	17.5
Retorno	Ibarra	Imbabura	R	69	13.8	-	10	12.5
San Agustín	Ibarra	Imbabura	R	67	13.8	-	10	12.5
Alpachaca	Ibarra	Imbabura	S	34.5	34.5	-	-	-
El Chota	Ibarra	Imbabura	R	69	13.8	-	5	-
El Ángel	Espejo	Carchi	R	69	13.8	-	2.5	-
San Gabriel	Montúfar	Carchi	R	69	13.8	-	10	12.5
Tulcán	Tulcán	Carchi	R	69	13.8	-	10	12.5
El Rosal	Tulcán	Carchi	R	69	34.5	-	10	12.5
La Playa	Tulcán	Carchi	R	13.8	6.3	-	1.5	-

Fuente: (EMELNORTE)

3 CAPÍTULO III. DISEÑO

3.1 DISEÑO CONCEPTUAL

3.1.1 Análisis de la situación Actual de la Subestación Eléctrica “San Gabriel”

La subestación eléctrica de distribución San Gabriel 69 kV – 13.8 kV, ubicada en la provincia del Carchi, cantón Montufar, ciudad de San Gabriel es parte del sistema interconectado de subestaciones de EMELNORTE. Es alimentada por la línea de 69 kV proveniente de la Subestación Tulcán de CELEC – TRANSELECTRIC EP y maneja una potencia de 10 MVA en operación normal, 12.5 MVA en operación con aire forzado y dispone de cinco alimentadores utilizados para proporcionar energía eléctrica a los sectores:

- Alimentador 1: Sector Terminal
- Alimentador 2: La Bonita y El Playon,
- Alimentador 3: Zona centro de San Gabriel
- Alimentador 4: Banco de concentradores (desactivado)
- Alimentador 5: La Paz

Los lugares a los que alimenta cada uno de los circuitos se muestran en la tabla 4.

Tabla 4

Alimentadores de la Subestación San Gabriel

Alimentadores de la Subestación Eléctrica San Gabriel				
Circuito 1	Circuito 2	Circuito 3	Circuito 4	Circuito 5
Santa Marta Idugel	Parte de San Gabriel	San Gabriel	Desconectado	Tesalia
Canchauno	El Carmen	Taquis		El Capuli
Chingual	Queler	Paluz		El Prado
Altal	Chitian de Navarrete	Chutan Bajo		Indugen
El Chamizo La Esperanza	San Juan	El Falso		La Cofradia
El Dorado	Cumbaltar	Chutan Alto		Capulicito
El Rosal	Chumba	Chutan		Lacteos Kiosco
San Pedro	Pioter	Total		Sandial
El Ejido	San Luis	San Cristobal		Rumichaca
San Pablo	San Vicente	Chumbaltar		La Calera
El Tambo	Panamericana norte hasta Julio Andrade	Chiles		Pisan
Porvenir		La Delicia		Tuquer
Loma El Centro		Huaquer		Yall
Miraflores		Chilitaran		Gruta
Fernandez Salvador		El Colorado		La Paz
Chumban				Santa Clara
San Luis				Goldenlan
Moral				Cuesaca
El Casa Fría				Herrería
El Rosal				Bolivar
Yangorral				San Francisco
Caofradia				Capellania
Michuquer				Monjas
Cauchin				Cuarenum
Casa Grande				Puntales Bajo
Yalquer				Los Andes
Bella Vista				Chulunhusi
Frallejon La Pintada				Almuchin
La Aguada				San Francisco
				El Izal

Continua



Loma de Ipueran	Cunquer
El Troje	Capellania
La Playa	
Minas	
El Arrayan	
Playon	
Santa Rosa	
San Pedro de Huaca	
Julio Andrade	
Mariscal Sucre	
Purificación	
Guanangicho	
Santa Barbara	
El Playon	
Rosa Florida	

- **Alimentador 1 - Sector Terminal:**

Tiene aproximadamente 85 km de recorrido con cargas de tipo residencial, comercial e industrial con capacidad de distribución de 9015 kVA. Este alimentador cuenta con seis transformadores indistintamente conectados de acuerdo a los sectores a cuales abastece energía eléctrica.

- **Alimentador 2 - La Bonita y El Playon:**

El alimentador tiene aproximadamente 12 km de recorrido con cargas de tipo residencial, comercial e industrial con capacidad de distribución de 3095 kVA.

- **Alimentador 3 - Zona centro de San Gabriel:**

El alimentador se conecta directamente a la zona central de San Gabriel y la capacidad de distribución depende de la carga a la cual está conectado.

- **Alimentador 4 - Banco de concentradores:**

Este alimentador actualmente se encuentra desactivado, es disponible para trabajos futuros o como gabinete de pruebas.

- **Alimentador 5 - La Paz:**

El alimentador se conecta directamente a la ciudad de La Paz y la capacidad de distribución depende de la carga a la cual está conectado.

3.1.1.1 Sistema de operación actual

En circunstancias normales la subestación funciona con las siguientes condiciones de servicio:

- Temperatura: 25 °C máxima y 10 °C media.
- Humedad Relativa de 98% máxima y 85% media.
- Voltaje de Alimentación de: 120/208 VAC, 3Y, 60 Hz, 125 VCC.
- Capacidad de interrupción para Relé y Switch: 0.79A

3.1.1.2 Equipos de la subestación eléctrica

A continuación se detalla una tabla con los equipos tanto de potencia, medición y protección para la línea de 69 kV y 13,8 kV ubicados en la subestación de San Gabriel.

Tabla 5
Equipos de la Subestación Eléctrica

69 kV		
Equipo	Nomenclatura	Características
Equipos de Potencia		
Seccionador con Puesta a Tierra	89I1-1	DS 72,5 Kv 600 A 20 kA
Seccionador con Puesta a Tierra	89I1-2	DS 72,5 Kv 600 A 20 kA
Seccionador con Puesta a Tierra	89I2-1	DS 72,5 Kv 600 A 20 kA
Seccionador con Puesta a Tierra	89I2-2	DS 72,5 Kv 600 A 20 kA
Seccionador	89H	DS 72,5 Kv 600 A 20 kA
Disyuntor	52I1	GC3 72,5 Kv 600A, 20 kA
Disyuntor	52I2	GC3 72,5 Kv 600A, 20 kA
Disyuntor	52H	GC3 72,5 Kv 600A, 20 kA

Continua



Transformador	Δ/Y	69/13,8 kV 10/12,5 MVA
Equipos de Protección		
Pararrayos con Contador de Descarga	LAX3	60 kV
Pararrayos con Contador de Descarga	LAX3	60 kV
Otros Equipos		
Transformador de Corriente TC	Para medición	600/5 A MR 0,62-0.5
Transformador de Corriente TC	Para falla (67,67N)	600/5 A MR C100, 8-1
Transformador de Corriente TC	Para medición	600/5 A MR 0,62-0.5
Transformador de Corriente TC	Para falla (67,67N)	600/5 A MR C100, 8-1
Transformador de Corriente tipo Bushing	Para falla (87)	600/5 A MR C100, 8-1
	13,8 kV	
Equipo	Nomenclatura	Características
Equipos de Potencia		
Disyuntor	52L	VCB 15 kV, 23kA 1200 A
Disyuntor	52F1	VCB 15 kV, 23kA



Disyuntor	52F2	600 A VCB 15 kV, 23kA
Disyuntor	52F3	600 A VCB 15 kV, 23kA
Disyuntor	52F4	600 A VCB 15 kV, 23kA
Disyuntor	52F5	600 A VCB 15 kV, 23kA

Equipo de Medición

Medidor Power Logix ION 8200	Medición de voltaje, corriente, alimentación, frecuencia, factor de potencia, demanda, energía y tiempo de uso
Medidor Power Logix ION 8600	Medición de voltaje, corriente, alimentación, frecuencia, factor de potencia, demanda, energía y tiempo de uso
Medidor Power Logix ION 8600	Medición de voltaje, corriente, alimentación, frecuencia, factor de potencia, demanda, energía y tiempo de uso
Medidor Power Logix ION 8600	Medición de voltaje, corriente, alimentación, frecuencia, factor de potencia, demanda, energía y tiempo de uso
Medidor Power Logix ION 8600	Medición de voltaje, corriente, alimentación, frecuencia, factor de potencia, demanda, energía y tiempo de uso

Equipo de Protección

Pararrayos sin contador de descarga	LAX3	12 kV
--	------	-------

Pararrayos sin contador de descarga	LAX3	12 kV
Pararrayos sin contador de descarga	LAX3	12 kV
Pararrayos sin contador de descarga	LAX3	12 kV
Pararrayos sin contador de descarga	LAX3	12 kV
Otros Equipos		
Transformador de Corriente tipo Bushing	Para falla (87)	600/5 A MR C100, 8-1
Transformador de Corriente TC	Para medición	1200/5 A MR 0,65-0.5
Transformador de Corriente TC	Para medición	600/5 A MR 0,65-0.5
Transformador de Corriente TC	Para medición	600/5 A MR 0,65-0.5
Transformador de Corriente TC	Para medición	600/5 A MR 0,65-0.5
Transformador de Corriente TC	Para medición	600/5 A MR 0,65-0.5
Transformador de Corriente TC	Para medición	600/5 A MR 0,65-0.5
Transformador de Corriente TC	Para falla	1200/5 A MR

Continua 

de Corriente TC	(50,50N, 51,51N)	C100, 8-1
Transformador de Corriente TC	Para falla (50,50N, 51,51N)	600/5 A MR C100, 8-1
Transformador de Corriente TC	Para falla (50,50N, 51,51N)	600/5 A MR C100, 8-1
Transformador de Corriente TC	Para falla (50,50N, 51,51N)	600/5 A MR C100, 8-1
Transformador de Corriente TC	Para falla (50,50N, 51,51N)	600/5 A MR C100, 8-1
Transformador de Corriente TC	Para falla (50,50N, 51,51N)	600/5 A MR C100, 8-1
Transformador de Servicios Auxiliares		(13,8/3 ^{0,5})/(0,12-0,24 kV) 15 KVA (1 ϕ)

3.1.1.3 Estructura de la Subestación San Gabriel



Figura 14 Subestación eléctrica San Gabriel.

La subestación San Gabriel es una subestación de tipo exterior por lo que los gabinetes tanto de control como de la línea de 69 kV se encuentran a la intemperie junto con el transformador de potencia. Como se muestra en la Figura14.

Los gabinetes de control incluyen cinco alimentadores, un gabinete del transformador de 13,8 kV, un gabinete de servicios auxiliares, un gabinete de cargador de baterías y el gabinete de barras.

En la línea de 69kV se encuentra la línea de Tulcán, la línea de El Ángel y el transformador GIS.

3.1.1.4 Estructura de los Alimentadores

Cada alimentador cuenta con equipos de potencia, equipos de medición y equipos de protección como se ilustra en la tabla 6.

Tabla 6
Equipos de los Alimentadores 13,8 kV

Equipo de Potencia		
Equipo	Nomenclatura	Características
Disyuntor	52L	VCB 15 kV, 23kA 1200 A
Otros Equipos		
Transformador de Corriente TC	Para medición	600/5 A MR 0,65-0.5
Transformador de Corriente TC	Para falla (50,50N, 51,51N)	1200/5 A MR C100, 8-1
Equipo de Medición		
Medidor Power Logix ION 8600		Medición de voltaje, corriente, alimentación, frecuencia, factor de potencia, demanda, energía y tiempo de uso

Los alimentadores de la subestación de San Gabriel poseen relés de sobrecorriente 50 y 51 para cada una de las fases del transformador incluido el neutro, cada una de estas señales activan la bobina del disyuntor. Adicionalmente el reseteo de todos los alimentadores se realiza mediante un pulsador ubicado en el gabinete de servicios auxiliares del lado de 13,8 kV.

El disyuntor de cada alimentador posee dos mandos de apertura y cierre, además de una señal de resorte cargado que permite la activación de dichas señales.

3.1.1.5 Sistema de comunicaciones

La Figura15 muestra un diagrama de conexiones de la red de la subestación San Gabriel con la matriz en Ibarra.

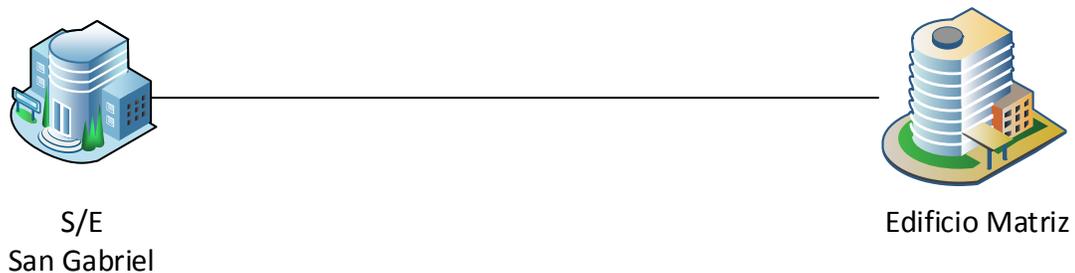


Figura 15 Diagrama de conexión entre San Gabriel y la matriz de Ibarra.

- **Nivel de Proceso y Nivel de Bahía**

Para la comunicación entre nivel de proceso y de bahía de la subestación se cuenta con cable de cobre conectado entre dispositivos, y se manejan señales como valores de voltaje y corriente de los TC's y TP's, señales binarias entre los interruptores, seccionadores y demás equipos de campo.

- **Nivel de Bahía y Nivel de Estación**

En este caso se cuenta con un concentrador de datos a los cuales llegan las señales ya sea por medio de un protocolo de comunicación o señales binarias cableadas, para lo cual se muestra en la Figura16 referente al diagrama de comunicaciones:

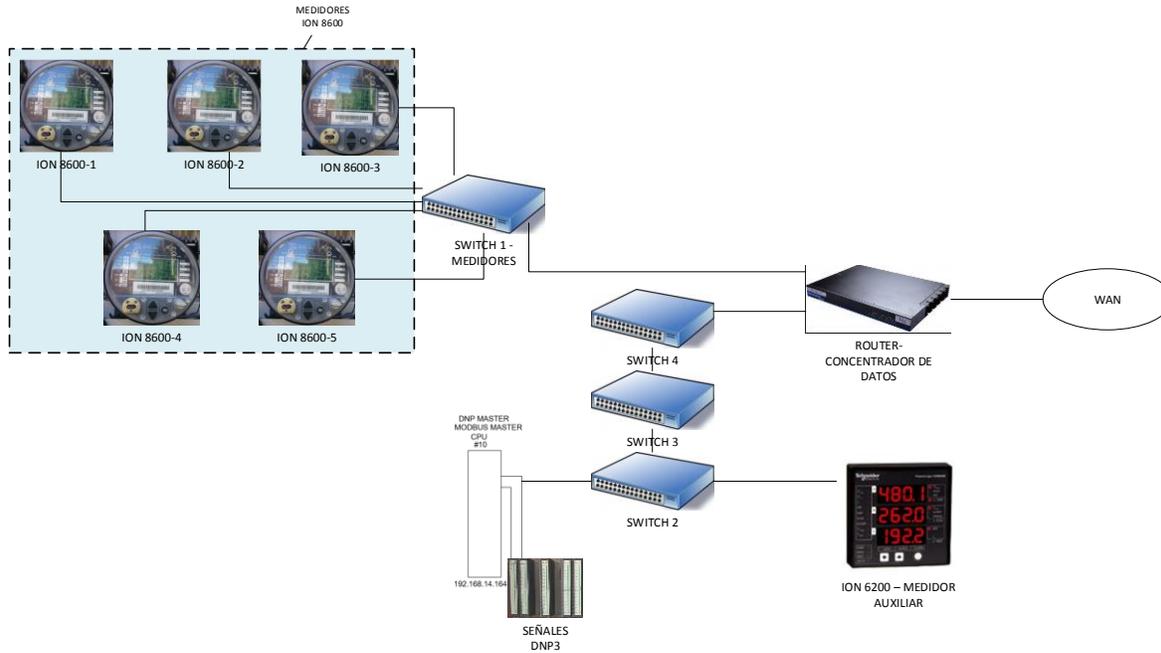


Figura 16 Diagrama de comunicaciones.

Como se observa en la Figura16, los medidores son conectados mediante protocolo DNP 3.0 hacia un switch 1, de igual forma el medidor de servicios auxiliares se conecta a otro switch 2, mediante protocolo Modbus, por último se manejan todas las señales de entrada y salida mediante conversores de datos, que se conectan al switch 3 y 4, todas estas señales se envían a un router concentrador de datos mediante protocolo Ethernet TCP/IP, que a su vez se conecta con la red WAN que va a la central de operaciones de EMELNORTE.

- **Interconexión con la Central de Operaciones**

Para la comunicación con la central de operaciones de EMELNORTE se usa una red de área amplia (WAN), que es propiedad de EMELNORTE, en la cual se tiene dos tipos de medios con los cuales se comunican las señales:

- Con fibra óptica.
- Vía Radio frecuencia.

3.1.1.6 Sistema de Monitoreo Actual

EMELNORTE cuenta con un sistema de supervisión y control de las subestaciones eléctricas desde el centro de operaciones ubicado en Ibarra llamado OASYS el cual se conforma de equipos de impresión y una interfaz en las estaciones de trabajo para los usuarios.

Se puede acceder al sistema de monitoreo desde cualquier sitio seguro de la red LAN de la empresa. Los usuarios tienen acceso restringido para datos, reportes, aplicaciones, entre otras, de modo que aumenta la seguridad del sistema.

El sistema posee un registro de acciones del usuario, que almacena los eventos como cambios en datos del sistema o condiciones operacionales por parte de los operadores del sistema. El sistema genera una señal de alarma cuando se intenta violar la seguridad del mismo.

El SCADA utiliza arquitectura maestro esclavo y adquiere datos mediante interrogaciones, reportes espontáneos y por demanda.

El Sistema permite realizar gráficos como curvas de tendencias e históricos de voltajes, corrientes y potencias en tiempo real.

- **Sistema OASYS de EMELNORTE**

El sistema de monitoreo de EMELNORTE tiene una interfaz que se muestra en la Figura 17. En la parte izquierda se encuentran todas las herramientas y las pantallas disponibles para la monitorización del sistema,

- Subestaciones
- Alarmas
- Eventos

- Etiquetas
- Modos
- DistribuSyS
- Curvas de Tendencia
- Listado ACE

La ventana de subestaciones que se presenta en la Figura18 y 19 nos permite acceder a todas las pantallas de las subestaciones existentes.

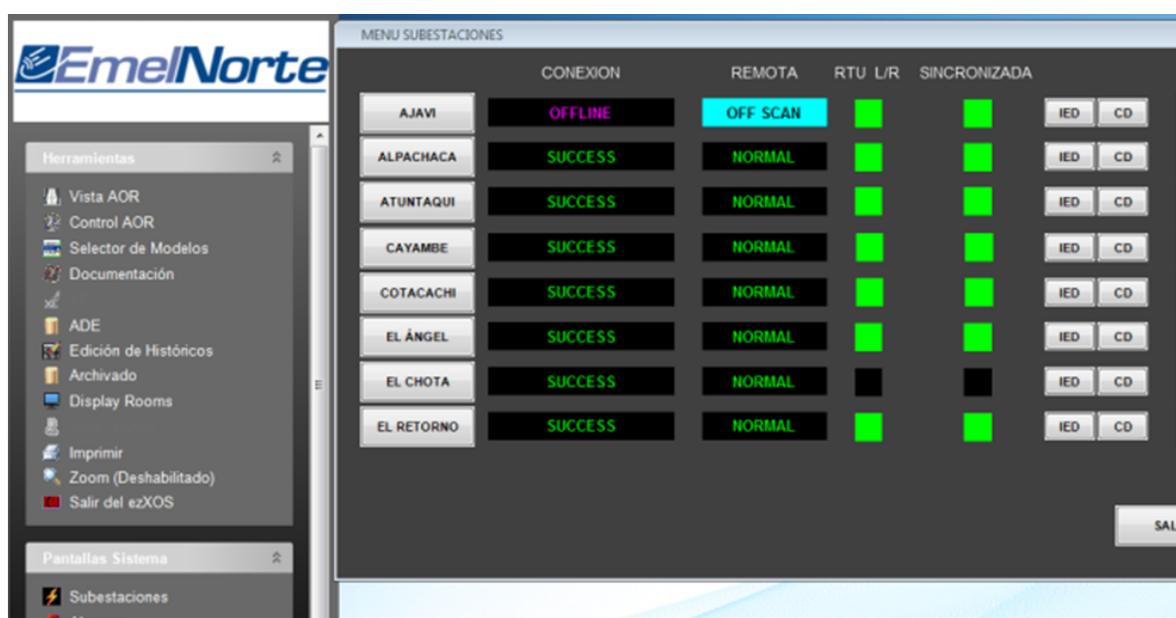


Figura 17 Sistema de Monitoreo de EMELNORTE.

MENU SUBESTACIONES					
	CONEXION	REMOTA	RTU L/R	SINCRONIZADA	
AJAVI	OFFLINE	OFF SCAN	■	■	IED CD
ALPACHACA	SUCCESS	NORMAL	■	■	IED CD
ATUNTAQUI	SUCCESS	NORMAL	■	■	IED CD
CAYAMBE	SUCCESS	NORMAL	■	■	IED CD
COTACACHI	SUCCESS	NORMAL	■	■	IED CD
EL ÁNGEL	SUCCESS	NORMAL	■	■	IED CD
EL CHOTA	SUCCESS	NORMAL	■	■	IED CD
EL RETORNO	SUCCESS	NORMAL	■	■	IED CD

Figura 18 Pantalla de Subestaciones de Monitoreo 1.

	CONEXION	REMOTA	RTU L/R	SINCRONIZADA	
EL ROSAL	SUCCESS	NORMAL	■	■	IED CD
LA CAROLINA	SUCCESS	NORMAL	■	■	IED CD
LA ESPERANZA	SUCCESS	NORMAL	■	■	IED CD
OTAVALO	SUCCESS	NORMAL	■	■	IED CD
SAN AGUSTÍN	SUCCESS	NORMAL	■	■	IED CD
SAN GABRIÉL	SUCCESS	NORMAL	■	■	IED CD
SAN VICENTE	SUCCESS	NORMAL	■	■	IED CD
TULCAN	SUCCESS	NORMAL	■	■	IED CD

Figura 19 Pantalla de Subestaciones del sistema de Monitoreo 2.

Al seleccionar una subestación aparecerá el diagrama unifilar de la misma con sus componentes y el estado actual de cada uno de ellos. Para conocer los valores que manipula o recibe cada dispositivo de maniobra se selecciona en el botón del lado izquierdo del mismo.

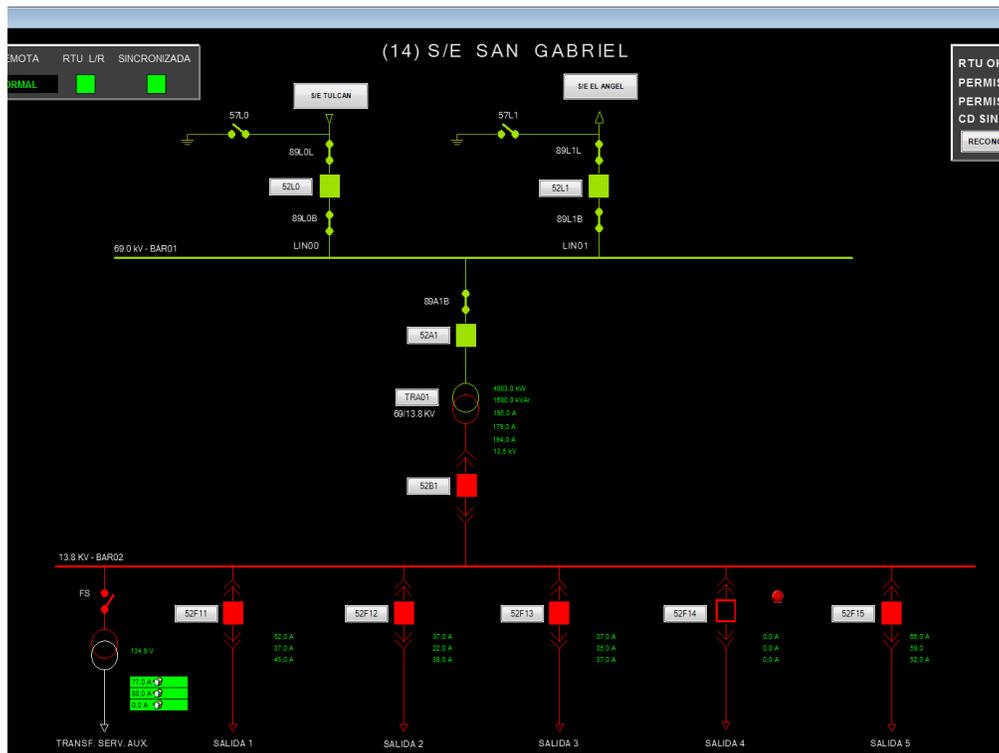


Figura 20 Pantalla de la Subestación San Gabriel.

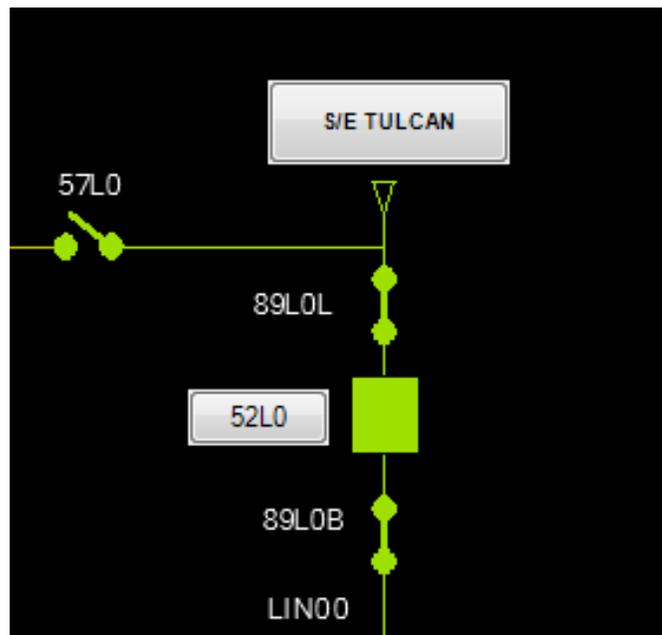


Figura 21 Diagrama Unifilar de la Línea 01-Tulcán.

INFORMACIÓN			
DIGITALES DE ENTRADA		DIGITALES DE SALIDA	
INFORMACIÓN DIGITALES DE ENTRADA			
	Nombre	Descripción	Estado
	13SG14CLIN00-69-52L0-D67A----	13-SG14 - 52L0 DISP SOBRECORR INST DIREC FASE A	NORMAL
	13SG14CLIN00-69-52L0-D67B----	13-SG14 - 52L0 DISP SOBRECORR INST DIREC FASE B	NORMAL
	13SG14CLIN00-69-52L0-D67C----	13-SG14 - 52L0 DISP SOBRECORR INST DIREC FASE C	NORMAL
	13SG14CLIN00-69-52L0-D67N----	13-SG14 - 52L0 DISPARO SOBRECOR INST DIREC NEUT	NORMAL
	13SG14CLIN00-69-52L0-INT----	13-SG14 - 52L0 ESTADO	CERRADO

Figura 22 Entradas y Salidas de los Dispositivos de Maniobra

Sumario de Eventos					
<input type="checkbox"/> Subestación	<input type="text"/>	<input type="checkbox"/> Punto	<input type="text"/>	<input checked="" type="checkbox"/> F. Inicio	<input type="text" value="13/04/2016"/>
<input checked="" type="checkbox"/> Remota	<input type="text" value="SGABRIEL"/>	<input type="checkbox"/> Mensaje	<input type="text"/>	<input type="checkbox"/> F. Final	<input type="text" value="13/04/2016"/>
Marca de Tiempo	Subestación	Tipo Dispositivo	Tabla	Punto	
13/04/2016 7:45:09,361	EMELNORTE_S/E SGA		analog	13SG14CPRI11-13_852F11-1C----	
13/04/2016 7:42:53,000	EMELNORTE_S/E SGA		analog	13SG14CPRI11-13_852F11-1C----	
13/04/2016 7:40:53,000	EMELNORTE_S/E SGA		analog	13SG14CPRI11-13_852F11-1C----	
13/04/2016 7:36:52,000	EMELNORTE_S/E SGA		analog	13SG14CPRI11-13_852F11-1C----	
13/04/2016 7:34:52,000	EMELNORTE_S/E SGA		analog	13SG14CPRI11-13_852F11-1C----	
13/04/2016 4:06:58,777	EMELNORTE_S/E SGA		analog	13SG14CPRI11-13_852F11-1C----	
13/04/2016 3:28:11,000	EMELNORTE_S/E SGA		analog	13SG14CPRI11-13_852F11-1C----	
13/04/2016 2:27:48,525			analog	13SG14CPRI11-13_852F11-1C----	
13/04/2016 0:46:50,850	EMELNORTE_S/E SGA		analog	13SG14CPRI12-13_852F12-1B----	
13/04/2016 0:45:36,190	EMELNORTE_S/E SGA		analog	13SG14CPRI12-13_852F12-1B----	
13/04/2016 0:44:30,850	EMELNORTE_S/E SGA		analog	13SG14CPRI12-13_852F12-1B----	

Figura 23 Pantalla de eventos

En la pantalla de eventos se muestran los eventos ocurridos en las subestaciones, se puede acceder a los eventos de una subestación y un periodo de tiempo específico. En la Figura23 se muestra los eventos ocurridos en la subestación San Gabriel en la noche del trece de abril.

3.1.2 Requisitos para el sistema SCADA complementario

El sistema complementario a implementarse pretende brindar un monitoreo y control local de las señales disponibles en la subestación, en la cual adicionalmente se incluya la discriminación de fallas de cada uno de los alimentadores existentes ya que estas señales actualmente no están disponibles en el sistema SCADA actual. Los principales aspectos consideran dentro del sistema a implementarse son:

- Suministrar la información suficiente, de manera oportuna y confiable independientemente del sistema SCADA actual, de tal forma que se pueda redundar en la información obtenida para así aumentar la confiabilidad y seguridad, en tiempo real del proceso de la subestación eléctrica.
- Disponer de una herramienta de monitoreo como es un panel local, que permita realizar el diagnóstico y control de las señales monitorizadas en el proceso.
- Almacenar todas las señales de la subestación de tal forma que permita realizar el análisis de la red eléctrica y la elaboración de reportes en los niveles interno y externo tanto corporativo como de ente regulador.
- Incluir funciones de monitorización y control carentes en el sistema actual, que permitan optimizar labores de mantenimiento de la subestación.
- El sistema no reemplazará al SCADA actual, servirá como sistema de monitoreo y control complementario totalmente independiente.
- El proyecto incluye todos los suministros y servicios necesarios para realizar el diseño de ingeniería, elaborar e implantar la arquitectura, satisfacer los requisitos de explotación, efectuar las pruebas, la implantación y puesta en servicio, así como cumplir con las necesidades establecidas en cuanto a capacitación, documentación y organización del proyecto.

El sistema SCADA de control y monitoreo local es de tipo centralizado, debido a que recibirá información de los diferentes medidores y relés de la subestación tanto de los gabinetes del lado de 13,8kV como de las líneas de 69kV.

Realizará el control de los disyuntores y seccionadores de la subestación, así como de las alarmas del sistema del gabinete de servicios auxiliares. Adicionalmente los datos se monitorean y controlan de forma remota mediante el servidor web desde el centro de control ubicado en Ibarra.

3.1.2.1 Control y Monitoreo del Sistema

- **Adquisición**

Los datos se recolectarán a partir de las siguientes fuentes de datos:

- Unidades terminales remotas (RTUs) convencionales.
- Sistema SCADA Local y remoto con sistemas de automatización pertenecientes al sistema eléctrico.
- El SCADA soportará el protocolo de comunicación Modbus TCP/IP para intercambio de información con el centro de control, y protocolo Profinet para la pantalla táctil local.

- **Supervisión**

Los datos que se almacenarán en registros de datos de tiempo real del SCADA serán procesados en relación a los siguientes aspectos:

- Datos análogos de medidores ION 8600.
- Datos de estado de interruptores y seccionadores.

Los datos guardados en el SCADA, podrán estar disponibles a partir de ficheros excel generados desde el servidor web.

- **Control**

Las acciones de control se realizarán mediante el controlador a instalarse, el cual recibirá comandos tanto del SCADA actual como del sistema complementario a implementarse, pudiendo así cumplir con el requerimiento de redundancia en los mandos y monitoreo de las variables de la subestación.

Las acciones de control deben ejecutarse con la debida seguridad, es decir tendrá acceso restringido tanto de la pantalla táctil como del servidor web mediante una clave de seguridad.

3.1.2.2 *Servidor Web*

El servidor web es configurado mediante el PLC s7 1200, en el cual se observan todas las variables de lectura y escritura.

Para conseguir esto es necesario definir una página web propia, diseñada a conveniencia para poder acceder a todos los datos de la subestación eléctrica, para esto la página debe ser configurada en lenguaje HMTL, esto se puede lograr con ayuda de cualquier software, por ejemplo, Dreamweaver.

3.1.3 Comunicación PLC S7 1200 con el Concentrador de Datos

3.1.3.1 *Protocolo Modbus TCP/IP*

Basado en modbus RTU, solo que en este caso una trama Modbus es encapsulada en un segmento TCP como se muestra en la Figura24, además proporciona un servicio orientado a la conexión, lo que permite mantener el control de una operación.

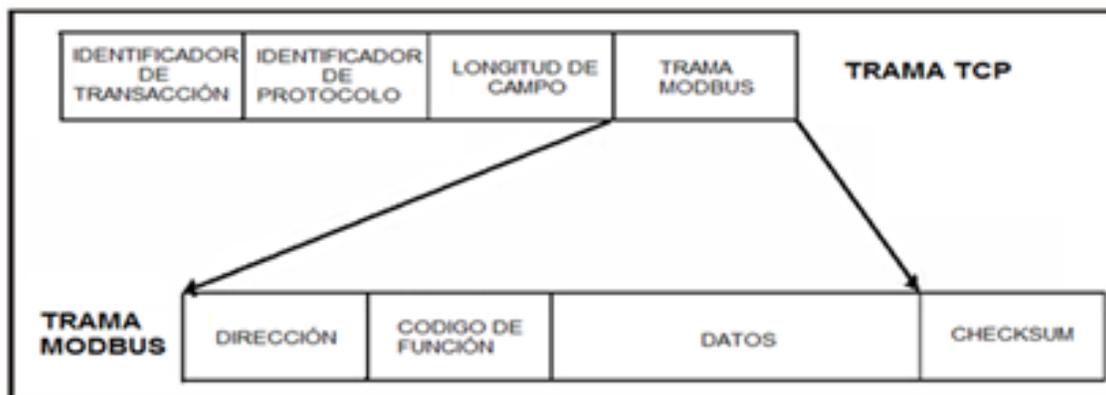


Figura 24 Encapsulamiento de la trama Modbus TCP.

Fuente: (ASQUI & LEMA, 2013)

Este tipo de servicio encaja con el tipo de arquitectura que Modbus maneja como es Maestro/Esclavo, con la ventaja de que las redes Ethernet pueden ser determinísticas y que proporciona conectividad de muchos nodos en la red.

Este protocolo es uno de los más utilizados debido a su gran conectividad al manejarse sobre redes Ethernet, ofrece prestaciones como:

- Diagnóstico, reparación y mantenimiento de forma remota.
- Gestión de sistemas distribuidos usando Internet/Intranet.
- Es de muy alto desempeño, limitado por las capacidades de comunicación del sistema operativo del computador, se puede obtener tiempos de respuesta en el rango de milisegundos.
- Es un tipo de protocolo abierto de bajo costo.
- Es un lenguaje muy conocido y utilizado por lo que hace versátil su utilización en la industria, ya que la mayoría de dispositivos disponen de este protocolo de comunicación.

- **Numero de Referencia**

Modbus basa su modelo de datos en una serie de tablas que distinguen los tipos de datos que fluyen por este protocolo como se muestra en la tabla 7.

Tabla 7

Tipos de Datos de Modbus TCP

Tipo de datos	Identificador	Descripción
Datos de entrada discretos	1	Tipo bool, proporcionada por un sistema de entrada/salida de solo lectura.
Datos de salida	2	Tipo bool, se puede cambiar mediante un programa de aplicación, lectura y escritura.
Registros de entrada	3	Registro de 16 bits, proporcionada por un sistema de entrada/salida de solo lectura.
Registros de salida	4	Registro de 16 bits, se puede cambiar mediante un programa de aplicación, lectura y escritura.

En cada tabla, este protocolo permite la selección individual de 65536 elementos de datos, y las operaciones de lectura o escritura de los elementos; Modbus usa los identificadores para la interpretación más natural de un índice entero sin signo a partir de cero.

- **Estructura de datos Modbus**

Los mensajes de solicitud – respuesta poseen un encabezado de seis bytes como se muestra en la tabla 8.

Tabla 8

Estructura de datos Modbus (ASQUI & LEMA, 2013)

Ref	Ref	00	00	00	Len
------------	------------	-----------	-----------	-----------	------------

Los campos “Ref Ref” no tienen valor en el servidor, pero son copiados desde la solicitud a la respuesta a conveniencia del cliente. Suele utilizarse para múltiples

conexiones con varios servidores. El tercero y cuarto campo son para identificación del protocolo, el siguiente siempre está en cero, y el campo “Len” especifica el número de bytes que siguen.

El mensaje completo posee la siguiente estructura. Ver tabla 9.

Tabla 9

Posición de Bytes en Modbus TCP

Posición del Byte	Significado
Byte 0	Identificador de transacción. Copiado por el servidor-normalmente 0
Byte 1	Identificador de transacción. Copiado por el servidor-normalmente 0
Byte 2	Identificador de protocolo = 0
Byte 3	Identificador de protocolo =0
Byte 4	Campo de longitud (Byte alto)=0, ya que los mensajes son menores a 256
Byte 5	Campo de longitud (Byte bajo). Numero de bytes siguientes
Byte 6	Identificador de unidad, previamente “dirección esclavo”
Byte 7	Código de función Modbus
Byte 8...	Los datos necesarios

Fuente: (ASQUI & LEMA, 2013)

3.1.3.2 Modbus TCP/IP – Controlador S7 1200

El controlador Siemens S7 1200 tiene incorporado el protocolo de comunicación Modbus TCP-IP mediante el puerto Profinet integrado, con el cual se hace posible el intercambio de datos entre uno o varios equipos que tengan disponible dicho protocolo mediante una conexión Ethernet.

Siemens utiliza el puerto Profinet manejado con características TCP/IP Cliente – Servidor, por lo cual la referencia Maestro-Esclavo de Modbus RTU se traduce a Cliente – Servidor respectivamente, pudiendo disponer de las mismas prestaciones. Ver Figura 25.

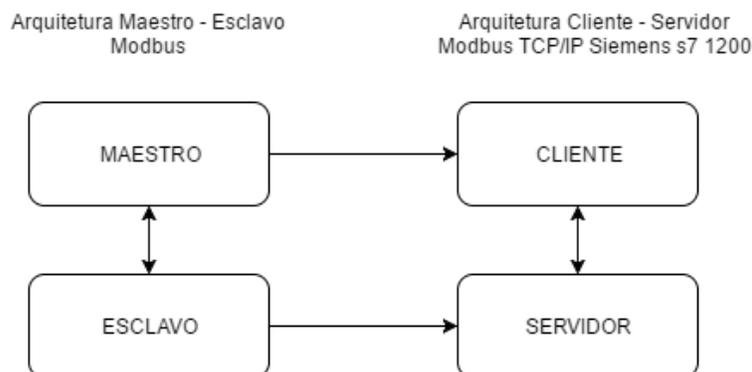


Figura 25 Arquitectura Modbus.

- **Protocolo Modbus en PLC Siemens S7 1200**

Para poder establecer una comunicación entre el controlador PLC siemens S7 1200 y otros dispositivos mediante Modbus TCP/IP, se utiliza el software propio de Simenes (TIA Portal). Como ya se conoce, se accederá a los datos de seis medidores ION 8600 que utilizan este tipo de comunicación y que ya están configurados como esclavos en la subestación, estos medidores y el PLC tienen las direcciones IP asignadas como se muestra en la tabla 10.

Tabla 10

Direcciones Medidor ION8600

DESCRIPCIÓN	Tipo de Comunicación	DIRECCIÓN IP
MEDIDOR ION 8600 ALIMENTADOR 1	Esclavo – Modbus TCP/IP	172.17.34.81
MEDIDOR ION 8600 ALIMENTADOR 2	Esclavo – Modbus TCP/IP	172.17.34.82
MEDIDOR ION 8600 ALIMENTADOR 3	Esclavo – Modbus TCP/IP	172.17.34.83
MEDIDOR ION 8600 ALIMENTADOR 4	Esclavo – Modbus TCP/IP	172.17.34.84
MEDIDOR ION 8600 ALIMENTADOR 5	Esclavo – Modbus TCP/IP	172.17.34.85
MEDIDOR ION 8600 TRANSFORMADOR	Esclavo – Modbus TCP/IP	172.17.34.80
PLC Siemens s7 1200	Maestro (Cliente)-Modbus	-----

Además de la lectura de los medidores para el SCADA es necesario realizar la comunicación Modbus con el concentrador de datos existente, el cual en este caso será el Maestro (Cliente), mientras que el PLC tendrá que ser el Esclavo (Servidor), en el cual se tiene el control y monitoreo de todas las variables ya configuradas en el PLC. En este caso el concentrador de datos es quien accede al PLC mediante Modbus TCP/IP utilizando la dirección IP del PLC. Ver tabla 11.

Tabla 11**Direccionamiento IP Concentrador de Datos**

DESCRIPCIÓN	Tipo de Comunicación	DIRECCIÓN IP
Concentrador de datos	Maestro (CLiente) – Modbus TCP/IP	-----
PLC Siemens s7 1200	Esclavo (Servidor)- Modbus TCP/IP	172.17.34.88

Como se observa en las tablas 10 y 11 respectivamente el PLC deberá ser configurado tanto como Maestro (Cliente) y Esclavo (Servidor) para los medidores y el concentrador de datos respectivamente. En el caso del PLC al ser servidor solo se deberá configurar las direcciones y el bloque de comunicación a utilizarse. En este caso se tienen disponibles los siguientes rangos de direcciones tanto para el concentrador de datos y para el PLC. Ver tabla 12.

Tabla 12**Funciones Modbus**

Función	Funciones Modbus		S7 – 1200	
	Área de datos	Direcciones	Área de datos	Direcciones CPU
Lectura/Escritura Bits	Salidas	1 a 8192	Salidas Imagen de proceso	Q0.0 a Q1023.7
Lectura Bits	Entradas	10001 a 18192	Entradas Imagen de proceso	I0.0 a I1023.7
Lectura Palabras	Registros de Entrada	30001 a 30512	Entrada imagen de proceso	IW0 a IW1022

Continua 

Lectura/Escritura de Palabras	Registro de Salida	40001 a 40099	Salida Imagen de proceso	MW100 a MW298
--------------------------------------	--------------------	---------------	--------------------------	---------------

3.1.4 Comunicación PLC S7 1200 con Medidores ION 8600

Este tipo de medidores se encuentran instalados en los alimentadores y transformador de 13.8kV de la subestación eléctrica San Gabriel, proporciona medidas precisas de Voltaje, Corriente, Potencia y Energía, y se complementa con funciones de medición de calidad de energía y comprobación del cumplimiento de capacidades de entrada y salida; además cuentan con una amplia selección de pantallas y mediciones de datos preconfiguradas. Es ideal para sistemas SCADA, automatización y sistemas de comunicaciones a través de internet y los múltiples estándares de la industria.

Una de las grandes ventajas es la utilización de múltiples protocolos de comunicación, en los que se encuentra Modbus TCP/IP.



Figura 26 Medidor ION 8600 (Anexo 7)

3.1.4.1 Medidor ION 8600 con Modbus TCP/IP

Usa el puerto preconfigurado (502), y se comunica mediante el puerto ethernet integrado, este puede ser configurado ya sea como maestro o como esclavo, cuando actúa como maestro Modbus puede escribir datos y leer datos de dispositivos esclavos

Modbus, de similar forma cuando se configura como esclavo, se puede acceder a los datos del medidor desde algún dispositivo maestro.

En este caso el PLC S7 1200 va a actuar como Maestro y cada medidor será un Esclavo.

3.1.4.2 Rango de direcciones Modbus utilizada por el medidor ION 8600

Las direcciones Modbus a las que se asignan los datos del medidor vienen predefinidas y se deberá acceder a esas direcciones desde cualquier dispositivo Maestro configurado. Esto se especifica en la Figura 27.

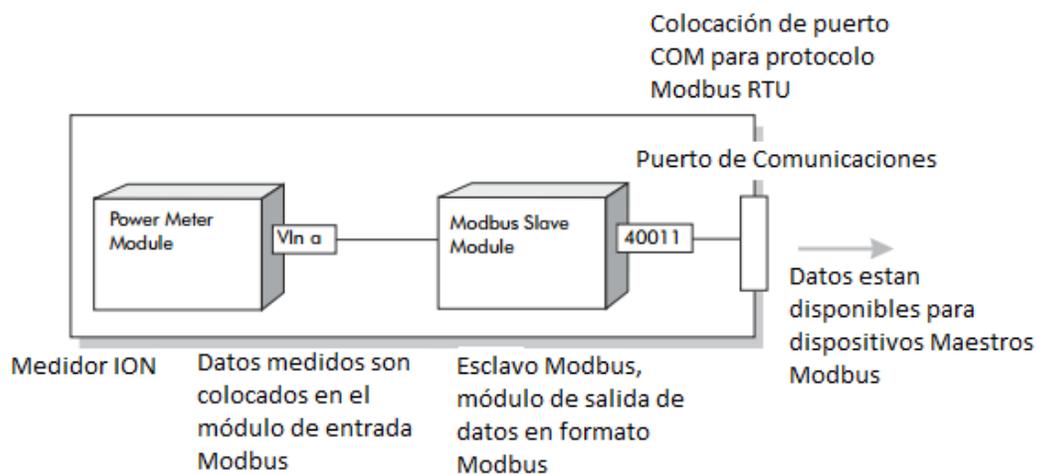


Figura 27 Rango de Direccionamiento.

Los datos Modbus se encuentran disponibles como se muestra en la tabla 13.

Tabla 13
Datos del Medidor ION 8600

Amp/Freq/Unbal			Volts		
Format:	unsigned 16 bit	InZero: 0	Format:	unsigned 32 bit	InZero: 0
Base Address:	40150	InFull: 6,000	Base Address:	40166	InFull: 1,000,000
Scaling:	Yes	OutZero: 0	Scaling:	No	OutZero: 0
		OutFull: 60,000			OutFull: 10,000,000
Input	Modbus Registers	Parameter	Input	Modbus Registers	Parameter
Source #1	40150	Ia	Source #1	40166 to 40167	VIn a
Source #2	40151	Ib	Source #2	40168 to 40169	VIn b
Source #3	40152	Ic	Source #3	40170 to 40171	VIn c
Source #4	40153	I4	Source #4	40172 to 40173	VIn avg
Source #5	40154	I5	Source #5	40174 to 40175	VIn avg mx
Source #6	40155	I avg	Source #6	40176 to 40177	
Source #7	40156	I avg mn	Source #7	40178 to 40179	VII ab
Source #8	40157	I avg mx	Source #8	40180 to 40181	VII bc
Source #9	40158	I avg mean	Source #9	40182 to 40183	VII ca
Source #10	40159	Freq	Source #10	40184 to 40185	VII avg
Source #11	40160	Freq mn	Source #11	40186 to 40187	VII avg mx
Source #12	40161	Freq mx	Source #12	40188 to 40189	
Source #13	40162	Freq mean	Source #13	40190 to 40191	
Source #14	40163	V unbal	Source #14	40192 to 40193	
Source #15	40164	I unbal	Source #15	40194 to 40195	
Source #16	40165	Phase Rev	Source #16	40196 to 40197	

kW/kVAr/kVA			kWh/kVArh		
Format:	signed 32 bit	InZero: -1,000,000,000	Format:	signed 32 bit	InZero: -1,000,000,000
Base Address:	40198	InFull: 1,000,000,000	Base Address:	40230	InFull: 1,000,000,000
Scaling:	No	OutZero: -1,000,000	Scaling:	No	OutZero: -1,000,000
		OutFull: 1,000,000			OutFull: 1,000,000
Input	Modbus Registers	Parameter	Input	Modbus Registers	Parameter
Source #1	40198 to 40199	kW a	Source #1	40230 to 40231	kWh del
Source #2	40200 to 40201	kW b	Source #2	40232 to 40233	kWh rec
Source #3	40202 to 40203	kW c	Source #3	40234 to 40235	kVArh del
Source #4	40204 to 40205	kW tot	Source #4	40236 to 40237	kVArh rec
Source #5	40206 to 40207	kW tot max	Source #5	40238 to 40239	kVAh del+rec
Source #6	40208 to 40209	kvar a	Source #6	40240 to 40241	
Source #7	40210 to 40211	kvar b	Source #7	40242 to 40243	
Source #8	40212 to 40213	kvar c	Source #8	40244 to 40245	
Source #9	40214 to 40215	kvar tot	Source #9	40246 to 40247	
Source #10	40216 to 40217	kvar tot max	Source #10	40248 to 40249	
Source #11	40218 to 40219	kVA a	Source #11	40250 to 40251	
Source #12	40220 to 40221	kVA b	Source #12	40252 to 40253	
Source #13	40222 to 40223	kVA c	Source #13	40254 to 40255	
Source #14	40224 to 40225	kVA tot	Source #14	40256 to 40257	
Source #15	40226 to 40227	kVA tot max	Source #15	40258 to 40259	
Source #16	40228 to 40229		Source #16	40260 to 40261	

Continua 

PF/THD/Kfactor		
Format:	signed 16 bit	InZero: -100
Base Address:	40262	InFull: 100
Scaling:	No	OutZero: -10,000
		OutFull: 10,000
Input	Modbus Registers	Parameter
Source #1	40262	PF sign a
Source #2	40263	PF sign b
Source #3	40264	PF sign c
Source #4	40265	PF sign tot
Source #5	40266	V1 THD mx
Source #6	40267	V2 THD mx
Source #7	40268	V3 THD mx
Source #8	40269	I1 THD mx
Source #9	40270	I2 THD mx
Source #10	40271	I3 THD mx
Source #11	40272	I1 K Factor
Source #12	40273	I2 K Factor
Source #13	40274	I3 K Factor
Source #14	40275	I1 Crest Factor
Source #15	40276	I2 Crest Factor
Source #16	40277	I3 Crest Factor

3.1.4.3 DATOS OBTENIDOS DEL MEDIDOR ION 8600 MEDIANTE EL PLC S7 1200

Las direcciones modbus de los datos monitorizados de los medidores ION 8600 en el sistema SCADA se encuentran detallados en la tabla 14.

Tabla 14

Direccionamiento de las Variables del Medidor

Dirección Modbus	Descripción
40150	Ia
40151	Ib
40152	Ic
40163	V umbral
40164	I umbral
40178 a 40179	Vab
40180 a 40181	Vbc
40182 a 40183	Vca

Continua



40166 a 40167	Va
40168 a 40169	Vb
40170 a 40171	Vc
40204 a 40205	kW tot
40214 a 40215	Kvar tot
40230 a 40231	kWh del
40232 a 40233	kWh rec
40234 a 40235	kVARhdel
40236 a 40237	kVARhrec
40238 a 40239	kVARh del +rec
40265	FP
40268	THD V
40268	THD I

De esta forma en la base de datos del PLC S7 1200 se deberá acceder a las direcciones especificadas para poder obtener los datos requeridos.

3.2 INGENIERÍA BÁSICA

3.2.1 Levantamiento de planos

3.2.1.1 *Diagrama Unifilar de EMELNORTE*

Este diagrama permite observar las conexiones de las 16 subestaciones eléctricas de distribución con el centro de control ubicado en Ibarra. Ver Anexo 1.

3.2.1.2 *Diagrama Unifilar de la Subestación*

La subestación eléctrica San Gabriel está constituida por equipos de control, maniobra y protección como seccionadores, interruptores, transformadores, medidores, entre otros. Los cuales se pueden observar en el diagrama unifilar mostrado en el Anexo 2.

3.2.1.3 Diagramas eléctricos

Las conexiones internas de cada uno de los gabinetes de la subestación, con los elementos incorporados para la implementación del sistema redundante se encuentran detalladas en los Anexo 3.

3.2.1.4 Diagrama de conexionado

La conexión del controlador con cada uno de los dispositivos duplicadores incorporados se encuentra en el Anexo 4.

3.2.1.5 Diagrama de Red

En este diagrama se muestra la conexión lógica entre IED's, medidores, switch, controlador, con sus respectivas direcciones y medio de comunicación. Ver Anexo 5.

3.2.2 Hardware

En la subestación eléctrica San Gabriel se tiene señales de 125 VDC a 1A tanto de los gabinetes de control como de los gabinetes de la línea de 69 kV. Para la implementación del proyecto se utilizará duplicadores de señal, un PLC modular escalable, una pantalla táctil y una fuente de poder para abastecer tanto al PLC como a los duplicadores de señal.

3.2.2.1 Dimensionamiento duplicadores de señal

El proyecto requiere adquirir señales de 125 VDC de los equipos de campo a monitorizar y controlar, sabiendo que el sistema a implementar es redundante a lo instalado en la subestación, es necesario un dispositivo que permita mantener la conexión actual y generar una señal para el controlador. Debido a las dimensiones de los

gabinetes de control y a la cantidad de variables a manipular es necesario que el dispositivo sea compacto y de fácil montaje, por lo que se propone utilizar un relé que debe cumplir con las siguientes especificaciones:

- Tipo de accionamiento del contactor: electromagnético
- Frecuencia: 60 Hz
- Voltaje en la bobina: 125 VDC
- Corriente de activación: 1A
- Categoría: DC-1 (IEC 947-4)
- Clase de servicio: Ininterrumpida
- Dos contactos auxiliares NA
- Voltaje salida 1: 24 VDC
- Corriente salida 1: 10mA
- Voltaje salida 2: 125 VDC
- Corriente salida 2: 1A

3.2.2.2 *Dimensionamiento PLC*

Las variables de entrada y salida están detalladas en el Anexo 7. Tabla de variables del PLC, en base a las cuales el PLC deberá contar con las siguientes especificaciones.

- 120 Entradas 24 VDC, 5mA
- 35 salidas tipo transistor 24 VDC
- Diseño Escalable un 20%
- Capacidad de programa 40 K (mínimo).
- Comunicación Ethernet, (Modbus TCP-IP) , DNP3
- Web Server
- Retardo de conmutación 500 us debido a la velocidad de conmutación de los equipos instalados en la subestación eléctrica.

- Frecuencia de conmutación 50kHz

3.2.2.3 *Características Pantalla Táctil*

El proyecto requiere un monitoreo y control local, para lo cual se colocará en el cuarto de control una pantalla táctil con las siguientes características:

- Display:
- Las especificaciones de la empresa exigen 7 pulgadas (mínimo).
- Elementos de mando:
- Para mayor facilidad al usuario se requiere pantalla táctil
- Resolución:
- Según requerimientos de los operarios del sistema debe ser de 800 x 480 (mínimo).
- Memoria:
- Debe ser de 5 MB para solventar todas las necesidades del proyecto.
- Interfaz de comunicación: Industrial Ethernet (RJ 45)
- Variables:
- La capacidad debe solventar las necesidades del proyecto es decir 200 (mínimo), tanto para el monitoreo como el control del proceso.
- Pantallas de proceso:
- Para los requerimientos del proceso que se va a monitorear exige 20 pantallas (mínimo).
- Grado de Protección:
- Para la implementación en la subestación eléctrica debe ser de IP65 (mínimo)

3.2.2.4 Dimensionamiento Fuente

El consumo de corriente del PLC y módulos de expansión es de 4 mA por cada entrada y máximo 0.5 A por salida.

- Alimentación 110 – 220 VAC
- Voltaje de salida 24 VDC
- Intensidad de salida 10 A

3.2.2.5 Dimensionamiento de los Contactores

Debido a las características de los disyuntores tanto del lado de 69kV y de 13,8kV es necesario utilizar dispositivos para apertura y cierre de los mismos, que cumplan con las siguientes especificaciones de diseño:

- I contactos= 6A(disyuntor de 69kV) y 2A(disyuntor de 13,8kV)
- Voltaje de activación=125VDC
- N° de contactos principales = 1
- N° de contactos auxiliares = 0
- Corriente de activación = 1A
- Categoría: DC-1 (IEC 947-4)
- Clase de servicio: Ininterrumpida
- Tipo de accionamiento del contactor: electromagnético
- Frecuencia: 60 Hz

3.2.3 Flujo de Datos con el sistema SCADA

El Sistema SCADA redundante que se implementa va a tener el mismo flujo de datos existente para el sistema SCADA OASYS, es decir nuestro dispositivo de control PLC S7 1200 se conectará directamente con el switch de la subestación San Gabriel, por lo que se tendrá que configurar el Concentrador de Datos con una base de datos que sustituya y complemente a la existente.

La misma enviará datos desde el router del concentrador en la RED 192.168.10.x y lo transmitirá a una RED 172.17.34.x para la comunicación con los dispositivos de la subestación como medidores y nuestro dispositivo de control. Los datos saldrán del Router de la subestación al Datacenter de Emelnorte y este a su vez se comunica con el switch del centro de control ubicado en Ibarra para que el sistema pueda tener un control remoto desde el mismo. En la Figura 28 se muestra un diagrama de flujo de datos desde la subestación San Gabriel hasta el centro de control.

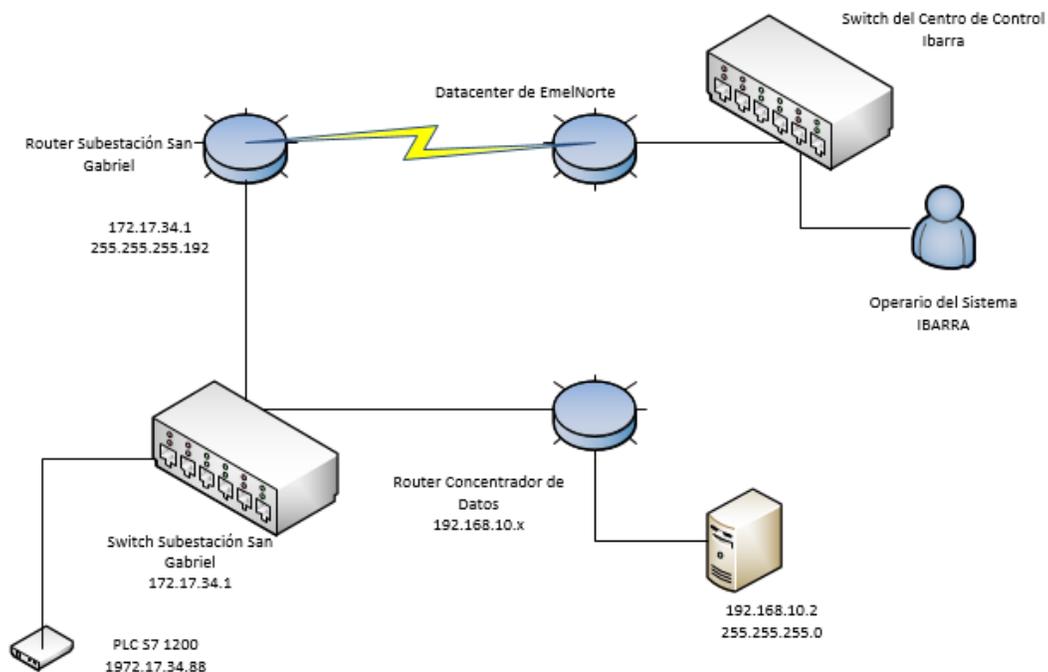


Figura 28 Flujo de Datos del Sistema.

3.2.4 Interfaz de Usuario HMI

El presente proyecto deberá contar con interfaces humano máquina que permitan al operario navegar por un entorno simple e intuitivo con el fin de realizar el control y supervisión del proceso mediante el uso de indicadores que permitan realizar el mantenimiento y administración centralizada y automática, pudiendo acceder desde cualquier sitio de la red LAN de la subestación.

Los usuarios externos a la red LAN, es decir desde la red WAN, utilizaran la misma interfaz a través de un ambiente especialmente configurado con capacidad de permitir restricciones funcionales del sistema.

Cabe recalcar que se seguirá la guía GEDIS para el desarrollo de todas las interfaces, si bien es cierto no se la seguirá al pie de la letra se tomaran varios parámetros de esta.

3.2.4.1.1 Criterios de diseño de la HMI

Las interfaces humano máquina serán diseñadas tomando parámetros estéticos como son la proporción, la simetría y el equilibrio con el objetivo de facilitar al operador la visualización de los datos y establecer diferencias entre ellos. Así como la realización de interfaces a prueba de fallas e intuitivas para el usuario

Las interfaces contarán con criterios tales como:

- **Visibilidad:** la información en la pantalla debe permitir la identificación de elementos gráficos tanto como el texto, con un tamaño adecuado para que el operario no confunda información, de igual forma las páginas deberán cargarse rápidamente, es decir que se debe cumplir con tiempos de respuesta mínimos.
- **Perceptibilidad:** La identificación del estado de las señales de la subestación debe ser fácil de identificar para que el operario tome acciones.

- **Información:** Se suministrará ayudas de navegación para permitir a los usuarios cual es el despliegue que se está observando y así facilitar el movimiento alrededor del despliegue actual y a otros despliegues, la pantalla tiene elementos que permiten dar información clara e intuitiva sobre el estado del sistema de tal forma que el usuario podrá tener realimentación visual cuando se realice una selección.
- **Interactividad:** La interfaz facilita accionar comandos al operario con la debida confirmación de cambio de estado.

3.2.4.1.2 Diseño del HMI

- **Especificaciones**

La interfaz humano máquina será desarrollada para un panel táctil de siete pulgadas y presenta un diseño sencillo, pero a la vez completo que permite al usuario el control y visualización del estado de todas las señales necesarias de la subestación, de forma cómoda tanto visual como funcional. El Sistema suministrado deberá proveer un amplio soporte del Lenguaje Español, para el operador, menús y ayudas en línea a tal punto que acepte entradas, transferencias e intercambios de datos entre todos sus componentes y que ningún carácter sea perdido o transformado cuando esté siendo transferido desde un elemento de hardware o de software de un sistema a otro.

Las alarmas son presentadas al usuario tanto visual como audible dando a conocer de manera inmediata la existencia de fallo y que hacer para solucionar el problema. La ayuda está presente en cualquier momento que el usuario la requiera para el correcto funcionamiento del sistema. Cuando se visualicen datos históricos en una o varias ventanas, el color del borde de la ventana cambiará y la fecha/hora de los datos que se presentan serán desplegados en un marco de ventana.

Se cuenta con control de acceso, restringiendo opciones según corresponda. Además de indicadores de comprobación de cualquier acción realizada. Se indicará en que Sistema se está trabajando; SCADA Principal (CDNs) o SCADA Local (Contingencia)

Todas las acciones del usuario que cambien datos del Sistema o condiciones operacionales se registrarán como eventos.

Ejecución de funciones de análisis de red del sistema eléctrico en el modo de estudio, incluyendo configuración de datos, configuración de ejecución y ejecución. Cada registro de evento incluirá:

- La identificación de autenticación del usuario.
- Hora y fecha de la acción.
- Identificación completa del punto afectado.
- **Arquitectura.**

Para el diseño de la arquitectura se ha tomado en cuenta las pantallas principales para para el correcto monitoreo del sistema evitando la redundancia de información, como se muestra en la Figura29.

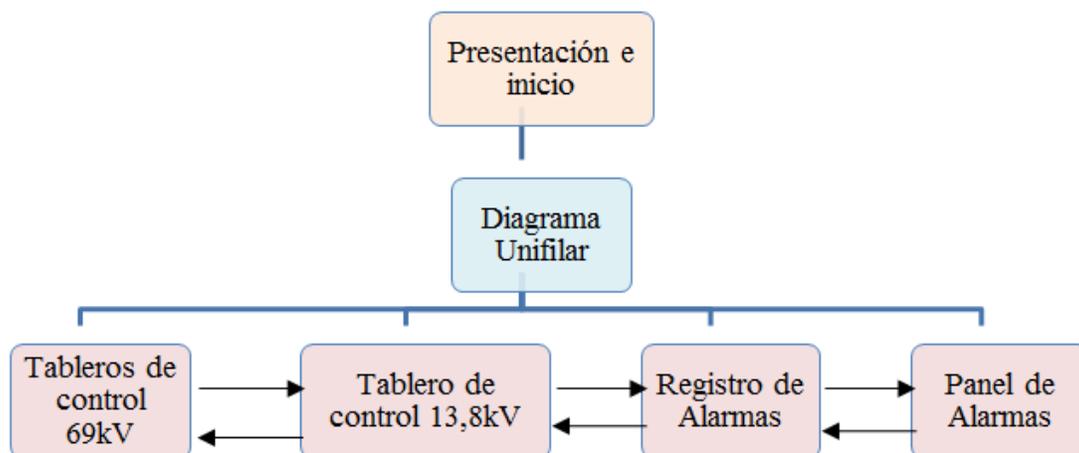


Figura 29 Arquitectura del HMI local.

La descripción de las pantallas se encuentra detallada en la tabla 15.

Tabla 15

Arquitectura del HMI local

Pantalla	Actividad Realizada
Presentación e Inicio	Permite acceder al sistema mediante un usuario y contraseña con el cual se desplegará las opciones correspondientes.
Diagrama Unifilar	Permite observar de manera general a los componentes de la subestación
Tableros de Control 13,8kV	El sistema mostrará cada señal de control y monitoreo dependiendo del alimentador donde se encuentre.
Tableros de Control 69kV	El sistema mostrará cada señal de control y monitoreo dependiendo de la línea donde se encuentre.
Panel de Alarmas	Muestra un mal funcionamiento en el proceso, además de permitir la desactivación de la alarma activada.
Registro de Alarmas	Muestra una tabla con la descripción detallada de una alarma producida.

- **Distribución de las pantallas**

- *Pantalla de Inicio*

En la Figura 30 se muestra la pantalla de inicio de la subestación de San Gabriel, así como el título del proyecto con la fecha y hora actual.

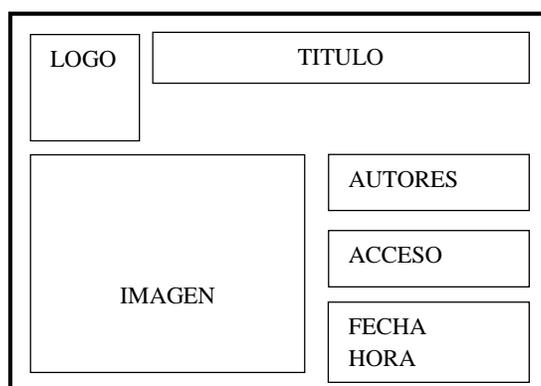


Figura 30 Pantalla de Inicio.

- *Diagrama Unifilar*

Como se muestra en la Figura 31 se encuentra el diagrama unifilar de la subestación con todas las variables de monitoreo de cada alimentador y de las líneas.

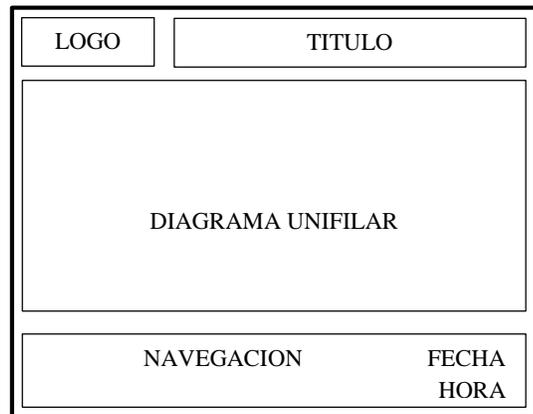


Figura 31 Diagrama Unifilar.

- *Tableros de Control 13,8kV*

Para mayor facilidad e control del sistema se tendrá una pantalla para cada alimentador como se muestra en la Figura 32.

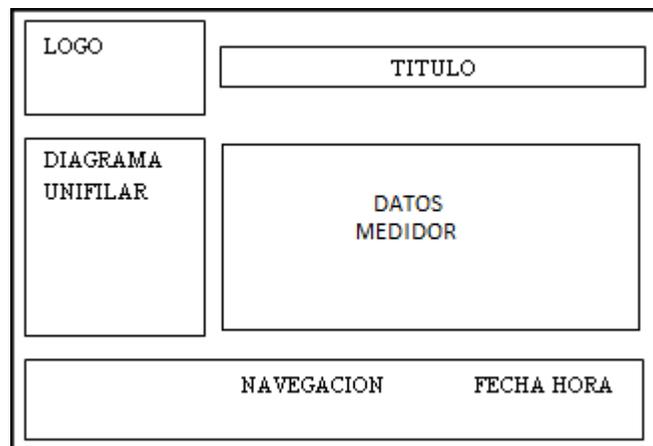


Figura 32 Señales de Control y Monitoreo de cada Alimentador.

- *Tableros de Control 69kV*

Para mayor facilidad e control del sistema se tendrá una pantalla para cada alimentador como se muestra en la Figura 33.

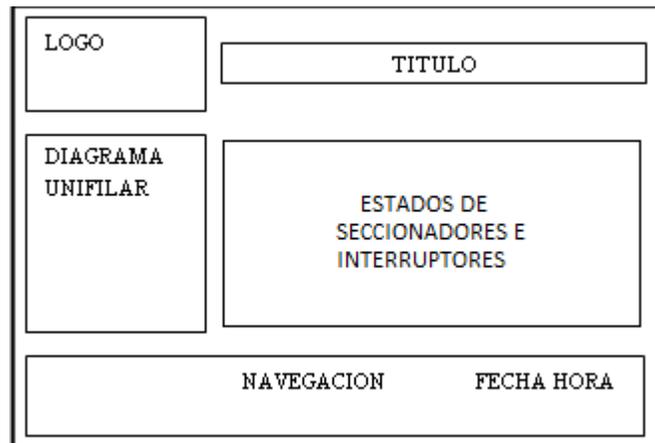


Figura 33 Señales de Control y Monitoreo de cada Línea.

- *Panel de Alarmas*

En la Figura 34 se muestra el esquema de la pantalla de alarmas con los indicadores y explicación de las alarmas.

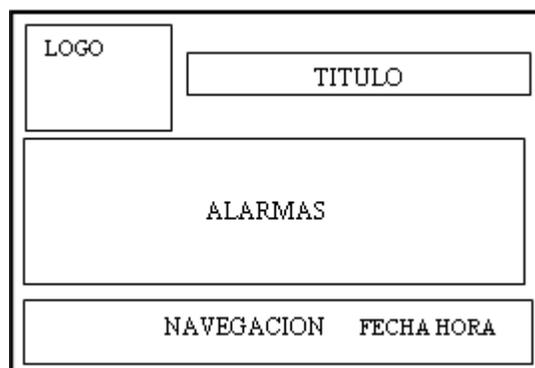


Figura 34 Alarmas de la PC.

- *Registro de Alarmas*

En la Figura 35 se muestra el esquema de la pantalla del registro de alarmas con el detalle de la hora, fecha, tipo de alarma y descripción de la misma.

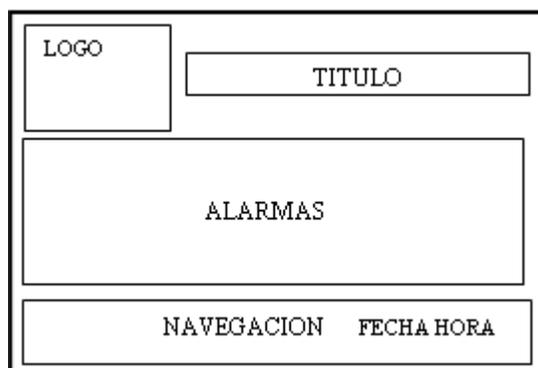


Figura 35 Alarmas de la PC.

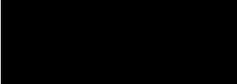
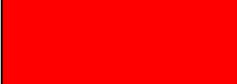
- **Uso del color**

Se ha seleccionado un fondo de color negro (Matiz 160/ Saturación 0/ Luminosidad 0), el cual contrasta con las letras de color blanco y el color gris de las maquinas del proceso. Este contraste no afecta a la visión tras una exposición prolongada de tiempo.

- *Designación de colores*

Dentro de la gama de colores seleccionada para el diseño, se utilizará distintos tipos de colores para identificar un objeto o función de otro, como se muestra en la tabla 16.

Tabla 16
Designación de colores

Item	Color	Descripción	Matiz/Sat/Lum	Rojo/Verde/Azul
Fondo de pantalla		Negro	160/0/0	0/0/0/
Fondo de submenús		Gris	170/0/127	127/127/127
Equipos de Proceso		Negro	160/0/0	0/0/0/
Alarma crítica		Rojo	0/240/120	255/255/0
Funcionamiento normal		Verde	85/241/144	39/249/39
Alarma preventiva		Amarillo	42/255/128	100/31/0
Texto Fallas Críticas		Rojo	0/240/120	255/0/0
Texto general		Azúl marino	140/240/60	0/64/128
Botones		Gris Plata	160/0/224	238/238/238

- **Información textual**

El tipo de fuente y tamaño será estándar para todas las pantallas del HMI y el detalle se muestra en la tabla 17.

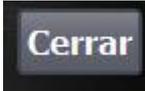
Tabla 17
Información textual

Pantalla	Actividad Realizada
Tipo de fuente	MS Sans Serif
Número de fuentes	Títulos: 24
	Texto general: 14

- **Símbolos y representación de equipos**

En la tabla 18 se detalla los distintos indicadores visuales que se utilizan en el diseño de las interfaces HMI.

Tabla 18
Símbolos y representación de equipos de la PC

Elemento	Descripción	Gráfica
Disyuntor	Visualización del estado del disyuntor	
Acción de Abrir	Cambiar el estado del disyuntor.	
Acción de Cerrar	Cambiar el estado del disyuntor.	
Indicador de alarma	Indica el estado de las alarmas.	
Indicador de variable	Indicador de variable del medidor	
Acción de ingreso de pantalla	Acción de ingreso a la pantalla.	

- **Comandos e ingreso de datos**

Los distintos comandos e ingreso de datos de las interfaces HMI se muestra en la tabla 19.

Tabla 19

Comandos e ingreso de datos

Comando	Descripción	Retroalimentación
	Botón de Portada	Dirige a la pantalla de portada.
	Botón de Salida	Apaga la pantalla
	Botón Medidores	Direcciona a la pantalla de los medidores de cada una de los alimentadores.
	Botón Gráficas	Direcciona a la pantalla de análisis de cada medidor.
	Botón de Alarmas	Direcciona a la pantalla de alarmas.

3.3 INGENIERÍA DE DETALLE

3.3.1 Datos técnicos de los elementos

Para la implementación del sistema diseñado se requiere equipos con las siguientes especificaciones técnicas:

PLC Modular

- 120 Entradas 24 VDC, 5mA
- 35 salidas tipo transistor 24 VDC
- Diseño Escalable
- Capacidad de programa 40 K (mínimo).
- Memoria de datos 2M (mínimo).

- Comunicación Ethernet, (Modbus TCP-IP) , DNP3
- Web Server
- Protección IP 65 o mayor
- Retardo de conmutación 500 us
- Frecuencia de conmutación 50kHz

Módulos de expansión Entradas

- Tensión de alimentación 24 VDC
- Número de entradas digitales en total 120
- Retardo a la entrada (transición de 0 a 1) 30 ms

Módulos de expansión Salidas

- Tensión de Polarización 24 VDC
- Salidas tipo transistor
- Capacidad de Switching a la salida 0.5 A (mínimo)
- Número de salidas digitales en total 35
- Retardo de conmutación 500us

Panel Táctil

- Display: 7 pulgadas (mínimo)
- Elementos de mando: Pantalla Táctil
- Resolución: 800 x 480 (mínimo)
- Memoria: 5 MB
- Interfaz de comunicación: Industrial Ethernet (RJ 45)
- Variables: 200 (mínimo)

- Pantallas de proceso: 20 (mínimo)
- Grado de Protección: IP65 (mínimo)

Fuente de alimentación

- Alimentación 110 – 220 VAC
- Voltaje de salida 24 VDC
- Intensidad de salida 10 A

Duplicadores de señal

- 1 Entrada (135 VDC), 2 salidas (O1: 0-135 VDC/1A ; O2: 0-135 VDC/ 10 mA).
Cantidad 120
- 1 Entrada (24 VDC), 1 salida (135 VDC/1A). Cantidad 35

3.3.2 Equipos a Utilizar

3.3.2.1 Características de los equipos

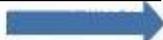
Los equipos que cumplen con las características de diseño requeridas para la implementación del proyecto se detallan en las tablas a continuación.

- **PLC SIEMENS S7 1200 CPU 1214C DC/DC/DC**

Tabla 20

Características Técnicas PLC SIEMENS S7 1200

Tensión de alimentación	20.4 a 28.8 VDC
Intensidad de entrada	1500 mA con todos los módulos de ampliación
Intensidad de cierre máxima	12 A con 28.8 V
Tiempos de ejecución para operaciones	0.085 us

Continua 

de bits	
Número de entradas digitales	14 a 24 VDC
Número de salidas digitales	10 a 24 VDC
Retardo a la entrada (transición de 0 a 1)	12,8 ms
Poder de corte de las salidas (con carga resistiva)	0.5 A
Intensidad de salida	0.5 A
Retardo a la salida con carga resistiva	0 a 1 1us 1 a 0 5 us
Frecuencia de conmutación	100kHz
Retardo de conmutación	200 us (1 a 0) 50 us (0 a 1)
Módulos de señal	8
Comunicación	16 conexiones máximo
Profinet – Industrial Ethernet	1 puerto integrado
Modbus TCP-IP	Hasta 8 equipos en red mediante el puerto integrado
DNP3	Conexión hasta 4 maestros DNP3
Web server	Si

- **5 MÓDULOS DE SEÑAL 16 DI a 24V DC Modelo SM1221**

Tabla 21

Características Técnicas de Módulos de Entrada SM1221

Tensión de alimentación	20,4 a 28.8 VDC
Intensidad de entrada	4 mA por canal
Número de entradas digitales	16 a 24 VDC
Retardo a la entrada (transición de 0-1)	12.8 ms

- **2 MODULOS DE SEÑAL 16 DI A 24V DC Y 16 DO 24V DC Modelo SM1223**

Tabla 22

Características Técnicas de Módulos de Entrada y Salida SM1223

Número de entradas digitales	16 a 24 VDC
Número de salidas a transistor	16 a 24 VDC
Intensidad de entrada	4 mA por canal
Capacidad de switching a la salida	0.5 A (carga máxima 5W)
Corriente de salida	0.5 A
Retardo de conmutación	200 us (1 a 0) 50 us (0 a 1)

- **1 SIMATIC BASIC PANEL KTP700 PN Basic A COLOR**

Tabla 23

Características Técnicas de Panel KTP700

Display	7 pulgadas 64k colores
Elementos de mando	Pantalla táctil con 8 teclas de función
Resolución	800 x 480
Memoria	10 MB
Interfaz de comunicación	Profinet – Industrial Ethernet (RJ 45)
Variables	800
Pantallas de proceso	250
Grado de Protección	IP65 Parte frontal

- **1 Fuente SITOP modular 24VDC 10A**

Tabla 24**Características Técnicas de Fuente de 24VDC**

Alimentación	110 – 220 VAC
Voltaje de salida	24 VDC
Intensidad de salida	10 A

3.3.2.2 Cotización de equipos

Se realizó cotizaciones para la adquisición de los equipos, dichas cotizaciones se muestran en los Anexos 7.

3.3.2.3 Presupuesto

Para el presupuesto final del proyecto de titulación se tomó en cuenta todos los materiales necesarios para el control y monitoreo, así como también los materiales para la correcta señalización y conexión de los mismos. El presupuesto se detalla en la tabla 25.

Tabla 25**Presupuesto del Proyecto**

Cantidad	Equipo	Descripción	Valor Unitario (USD)	Total (USD)
1	6ES7214-1AG40-0CB0	CPU SIEMENS 1214C	718,00	718,00
5	6ES7221-1BH32-0xB0	Módulo S7 1200 DI 16x 24 VDC	331,00	1655,00
2	6ES7223-1BL32-0xB0	Módulo de Señal DI 16x 24 VDC / DO 16 a 24 VDC	521,00	1042,00
1	6EP1334-3BA00	Fuente SITOP 120/230-500VAC /24 VDC	437,00	437,00
1	6AV2123-2GB03-	KTP700 COLOR Pantalla 7"	955,50	955,50

Continua 

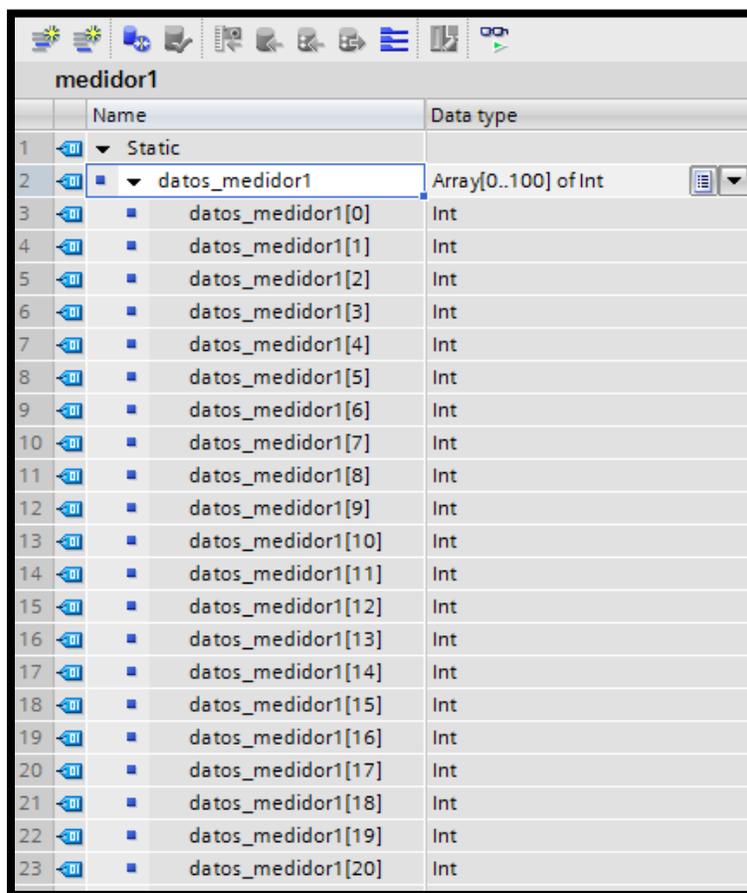
	0AX0			
123	EB158.15	Duplicador de Señal digital: 1 IN(135 VDC); 2 OUT (O1:135 VDC/1A, O2: 135VDC/10mA)	23,29	2864,67
33	EB029.16	Duplicador de Señal digital: 1 IN(24 VDC); 1 OUT (135 VDC/1A)	23,29	768,57
18	AF09-30-10-13	Contactador ABB 9A BOBINA MULTIVOLTAJE 100... 250V AC/DC	26,06	469,08
10	95100007	Terminal PIN Azul PTV2 16-14 PIN 2	7,50	75,00
10	STR-PTV212	Terminal U Azul PTV2 16-14 PIN 2	5,02	50,20
3	95100009	Terminal U Amarillo PTV2 20-23	6,00	18,00
5	S/E	Amarras	10,00	50,00
30	CSC-09612	Barra de tierra 12H 9x6mm	2,56	76,80
8	CSC-09602	Barra de tierra 6H 9x6mm	2,80	22,40
2	5SX1106-7	BREAKER 1P 6AMP P/RIEL	11,15	22,30
1	5SL3110-7	BREAKER 1P 10AMP P/RIEL	8,40	8,40
8	50232	RIEL DIN (1MTR)	2,50	20,00
3	M21-750-595-WT	CINTA VINIL BLANCO 0.75 IN X 21 FT	47,53	142,59
30	S/E	Tornillos	0,15	4,50
Total				9400,01

3.3.3 Configuración de Comunicación Modbus en Tía Portal

Se configuran los bloques “MB_CLIENT” para el cliente (Maestro) y el bloque “MB_SERVER” para el servidor (Esclavo), para esto es necesario definir una base de datos en la cual se accederá a los registros de cada comunicación establecida.

3.3.3.1 Configuración de MB_CLIENT

Las bases de datos deben ir de acuerdo al rango de direcciones disponible, en este caso como son datos de Lectura y Escritura de direcciones 40001 a 40099 se definen bases de datos de 100 cada una como se ve en la Figura36.



	Name	Data type
1	Static	
2	datos_medidor1	Array[0..100] of Int
3	datos_medidor1[0]	Int
4	datos_medidor1[1]	Int
5	datos_medidor1[2]	Int
6	datos_medidor1[3]	Int
7	datos_medidor1[4]	Int
8	datos_medidor1[5]	Int
9	datos_medidor1[6]	Int
10	datos_medidor1[7]	Int
11	datos_medidor1[8]	Int
12	datos_medidor1[9]	Int
13	datos_medidor1[10]	Int
14	datos_medidor1[11]	Int
15	datos_medidor1[12]	Int
16	datos_medidor1[13]	Int
17	datos_medidor1[14]	Int
18	datos_medidor1[15]	Int
19	datos_medidor1[16]	Int
20	datos_medidor1[17]	Int
21	datos_medidor1[18]	Int
22	datos_medidor1[19]	Int
23	datos_medidor1[20]	Int

Figura 36 Base de datos del cliente modbus.

De igual forma se realiza para los demás medidores, en total se tendrán seis bases de datos para lectura de datos de los medidores, como se muestra en la Figura37.

 medidor1 [DB5]	
 medidor2 [DB6]	
 medidor3 [DB7]	
 medidor4 [DB8]	
 medidor5 [DB10]	
 medidor6 [DB11]	

Figura 37 Base de datos para cada medidor.

En el bloque MB_CLIENT se configura los parámetros como se muestra en la Figura38.

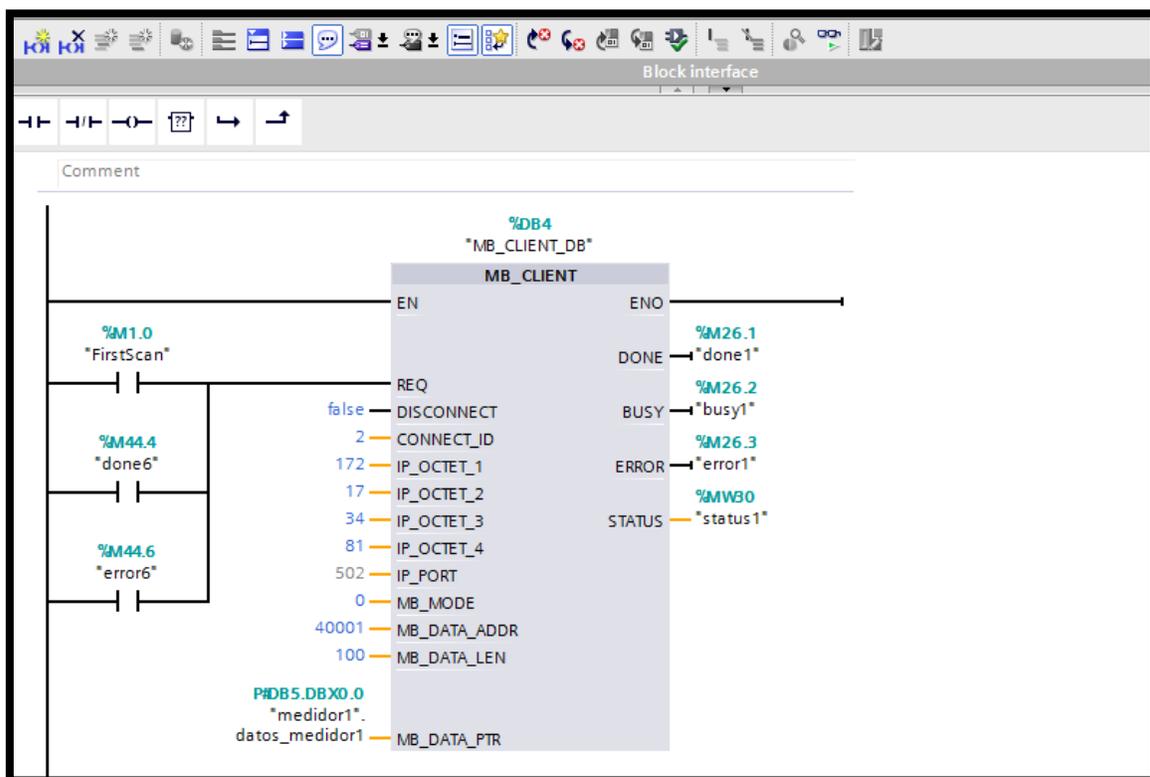


Figura 38 Configuración bloque Cliente.

Como se observa se debe agregar la dirección IP del servidor (esclavo) al que se desee acceder, el rango de direcciones que se leerán que en este caso es de 40001 a

40100, y por último en la entrada “MB_DATA_PTR” se agrega en modo puntero la primera base de datos creada para el medidor 1 en este caso, el cual se activará la petición únicamente cuando se termine de leer el medidor 6 o se produzca error en el medidor 6. De esta forma nos aseguramos que no se realicen peticiones de datos simultáneas.

3.3.3.2 Configuración Del Servidor MB_Server

De igual forma que para el cliente se necesita una base de datos para esto, la cual se utilizara en este caso con un rango de 200 seccionado de la siguiente forma (Ver tabla 26):

Tabla 26

Direccionamiento Modbus

DIRECCIONES	TIPO DE DATOS
1 a 100	Monitoreo de Variables del PLC
101 a 200	Mandos remotos

El concentrador de datos utiliza datos dobles para mandos y monitoreo, es decir registros de las direcciones 40001 en adelante. Con esto se hace necesaria la validación respectiva en el PLC de estos datos para accionar o monitorear datos. La base de datos creada se observa en la Figura 39.

	Name	Data type	Offset	Start value
1	▼ Static			
2	▼ Registro400x	Array[0..200...	0.0	
3	■ Registro400x[0]	Int	0.0	0
4	■ Registro400x[1]	Int	2.0	0
5	■ Registro400x[2]	Int	4.0	0
6	■ Registro400x[3]	Int	6.0	0
7	■ Registro400x[4]	Int	8.0	0
8	■ Registro400x[5]	Int	10.0	0
9	■ Registro400x[6]	Int	12.0	0
10	■ Registro400x[7]	Int	14.0	0
11	■ Registro400x[8]	Int	16.0	0
12	■ Registro400x[9]	Int	18.0	0
13	■ Registro400x[10]	Int	20.0	0
14	■ Registro400x[11]	Int	22.0	0
15	■ Registro400x[12]	Int	24.0	0
16	■ Registro400x[13]	Int	26.0	0
17	■ Registro400x[14]	Int	28.0	0
18	■ Registro400x[15]	Int	30.0	0
19	■ Registro400x[16]	Int	32.0	0
20	■ Registro400x[17]	Int	34.0	0
21	■ Registro400x[18]	Int	36.0	0
22	■ Registro400x[19]	Int	38.0	0
23	■ Registro400x[20]	Int	40.0	0

Figura 39 Base de datos del servidor.

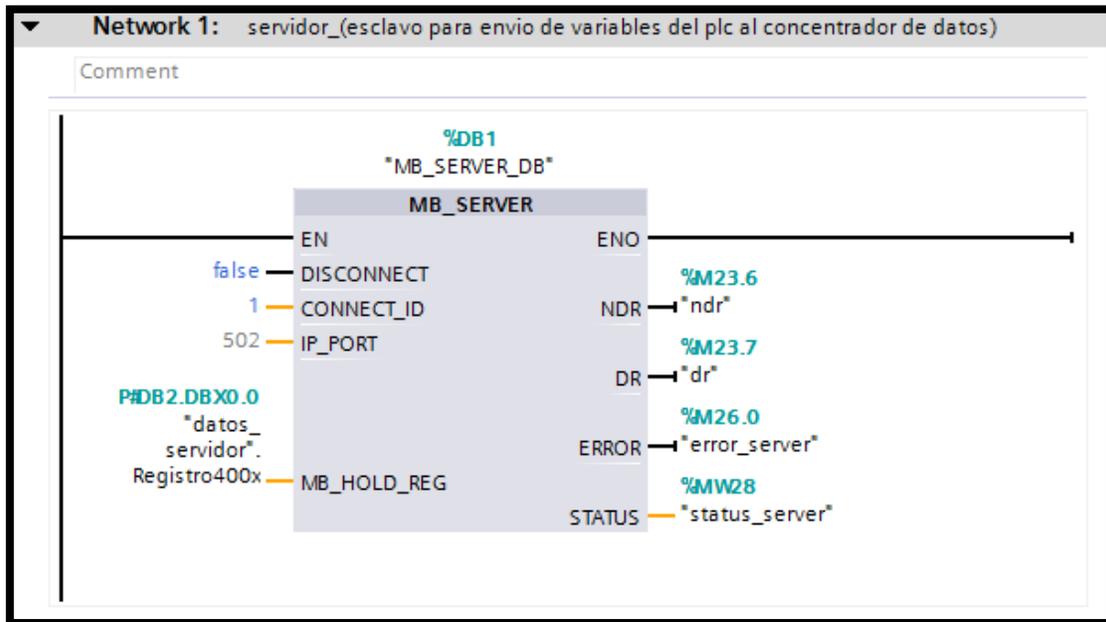


Figura 40 Bloque Servidor Modbus.

En este caso solo se define el puerto de comunicación que por defecto se configura en 502, y se agrega la base de datos ya creada de donde se podrán leer y escribir datos.

Adicional se usan las direcciones propias ya definidas para monitoreo de las demás variables del proceso como fallas, estados de alarmas, entre otras, para esto basta con el bloque MB_SERVER, no es necesario definir dichas variables.

Tabla 27

Direccionamiento Servidor Modbus

DIRECCIONES	Rango
Estados de entrada	De 10001 hasta 10200

3.3.4 Lógica de Programación del PLC S7 1200

3.3.4.1 Variables del sistema

Las variables se encuentran detalladas, de acuerdo al nombre y tipo tanto en la dirección física, en la dirección de memoria del PLC, y en la dirección Modbus. Ver anexo 6.

3.3.4.2 Peticiones de datos de los medidores via Modbus TCP/IP

Al tener que acceder a varios medidores simultáneamente desde el PLC, se hace necesario configurar el programa de tal forma que este no genere conflictos, por lo cual se realiza una sola petición a la vez como se muestra en la Figura 41.

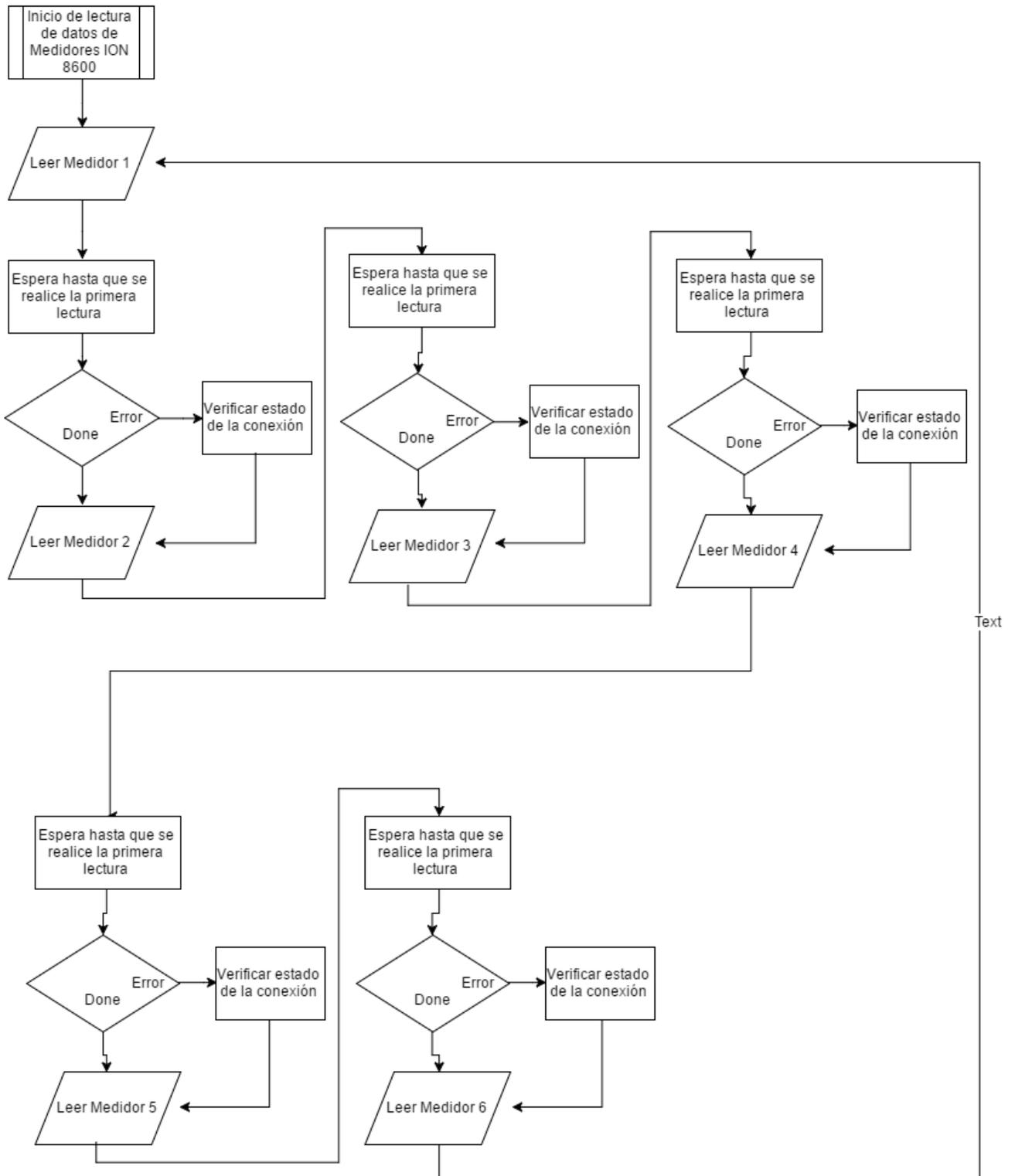


Figura 41 Diagrama de Peticiones de medidores.

3.3.4.3 Mandos y Monitoreo Remotos

Debido a que se utilizan registros para realizar los mandos y monitoreo se realiza la validación necesaria en el PLC de acuerdo a la siguiente lógica.

Valor del Mando = 0 → No definido

Valor del Mando = 1 → Abrir Interruptores o Seccionadores

Valor del Mando = 2 → Cerrar Interruptores o Seccionadores

Valor del Mando = 3 → Error en la comunicación

Estos valores van de acuerdo al concentrador de datos existente que maneja variables dobles. Considerando esto, los mandos se realizan de la siguiente forma como se muestra en la Figura 42.

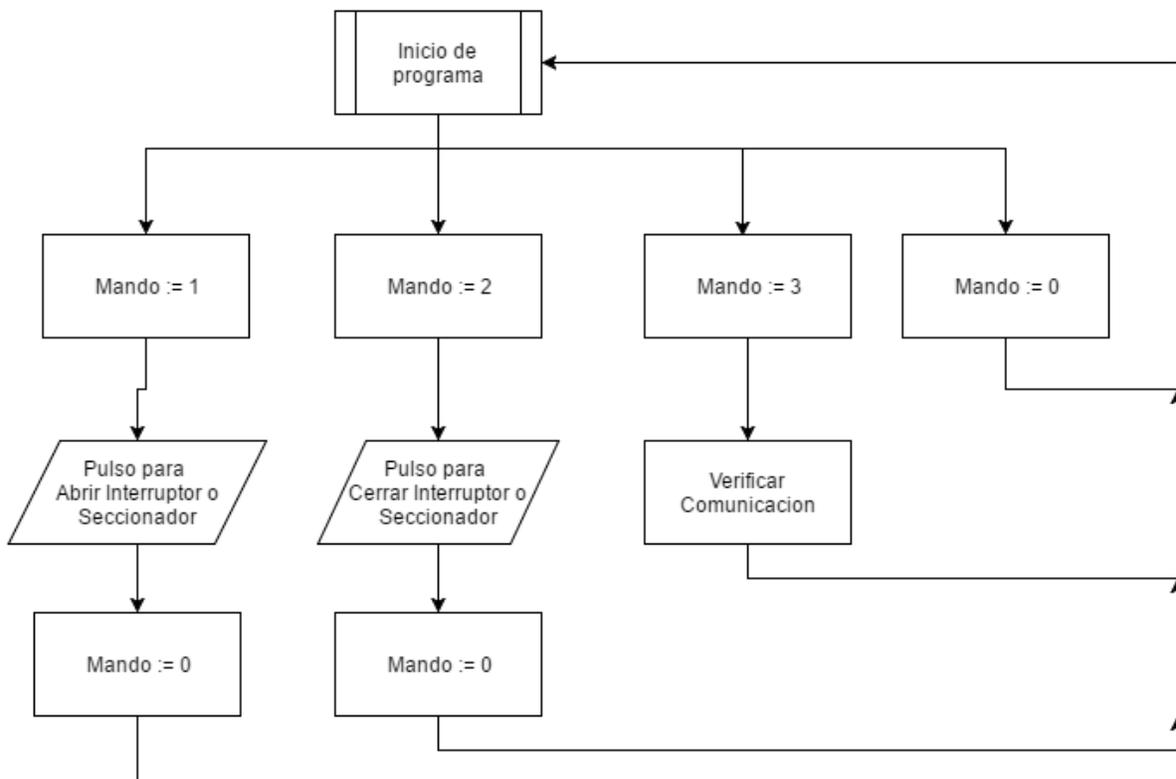


Figura 42 Lógica de mandos y monitoreo.

En el caso de monitoreo se realiza una verificación del estado de las variables de entrada de cada interruptor o seccionador, y de igual forma se valida en el PLC para enviar al concentrador de datos el valor de cada variable, esto en base a la siguiente lógica:

indicador de abierto (Rele)= 1 → Valor de interruptor o seccionador = 2

indicador de cerrado (Rele) = 1 → Valor de interruptor o seccionador = 1

3.3.4.4 Control de Disyuntor de 13.8 kV

Los disyuntores instalados en la subestación son de tipo electromecánicos, y debido a la antigüedad se suelen presentar problemas en dichos disyuntores.

3.3.4.4.1 Funcionamiento

El funcionamiento de los disyuntores es mecánico, para poder abrir el disyuntor es necesario cargar un resorte que realiza el cambio, lo cual internamente está conectado a un motor que se activa automáticamente cuando se cierra el disyuntor, cuando ya se ha cargado completamente el resorte topa con fines de carrera que desenclavan al motor, pudiendo abrir el disyuntor si es necesario. El problema que se tiene es que por el envejecimiento de los contactos, y la lubricación de las partes mecánicas del disyuntor, en ocasiones se enclava el motor, pudiendo producir aperturas y cierres continuos del disyuntor, lo que puede dañar al mismo. Para esto se ha hecho necesario monitorear el estado del resorte para poder verificar si este se ha cargado o no correctamente, y con esto poder prevenir el daño del disyuntor. La lógica con la cual se realizó esto es la siguiente:

- **Accionamiento de 3 veces continuas de la señal de resorte cargado → Falla= Se abre el disyuntor y se bloquea los mandos**
- **Tiempo de estado de resorte cargando mayor a dos minutos → Falla = Se abre el disyuntor y se bloquea los mandos**

Esto se especifica en el siguiente diagrama de flujo (Ver Figura 43):

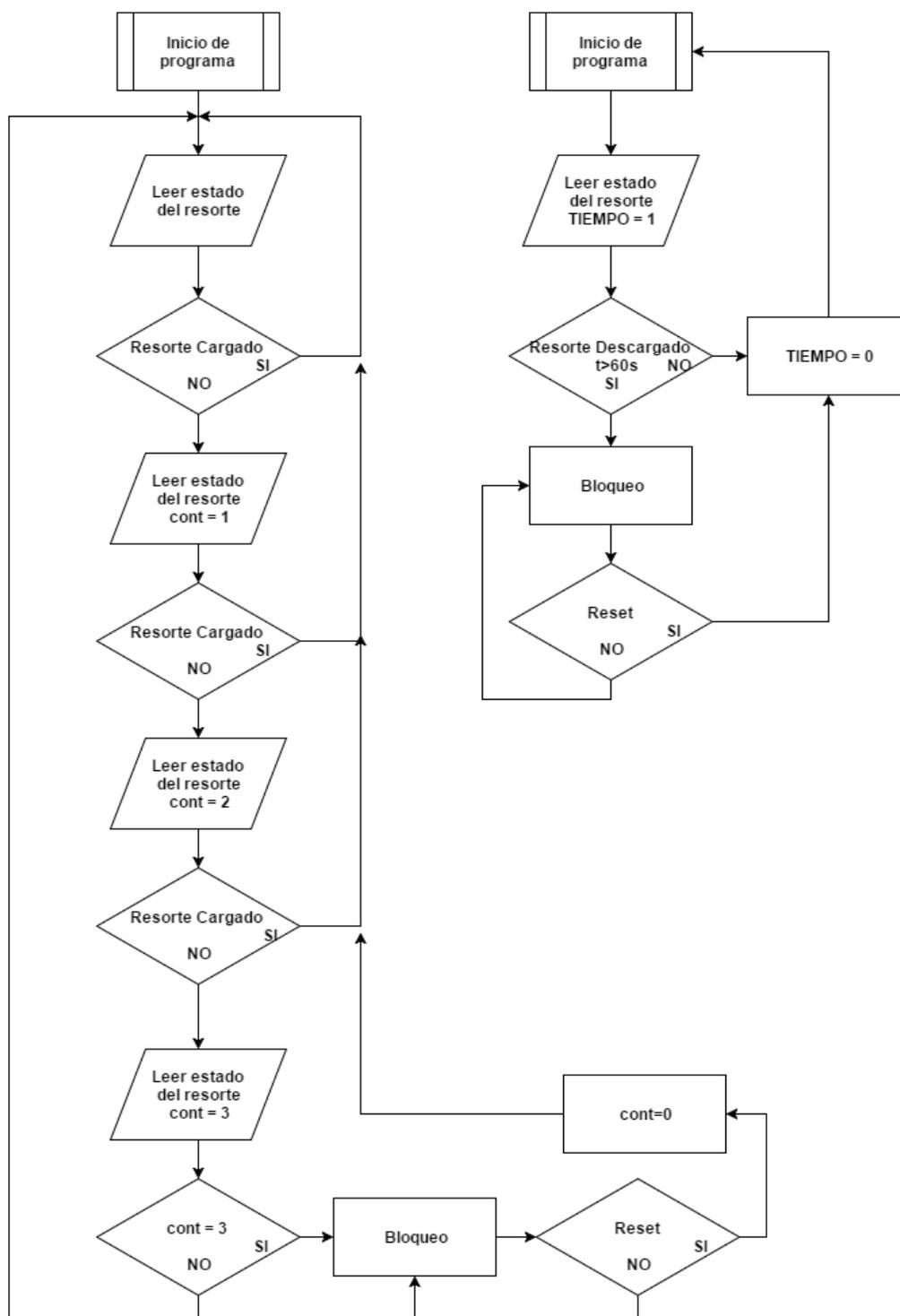


Figura 43 Lógica de programación resorte cargado.

3.3.5 Configuración de la Base de Datos en el Concentrador de EmelNorte

Para reemplazar y complementar la base de datos del concentrador se debe crear el maestro Modbus en el mismo para poder asignar las mismas IOA's que maneja el sistema Oasys. Para ello se utiliza el programa System Configuration Tool.

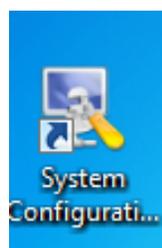


Figura 44 System Configuration Tool.

Al inicializar el programa saldrá una pantalla de configuración mostrada en la Figura 45.



Figura 45 Inicialización del Programa.

Al abrir el programa se mostrará la pantalla de inicio mostrada en la Figura 46.

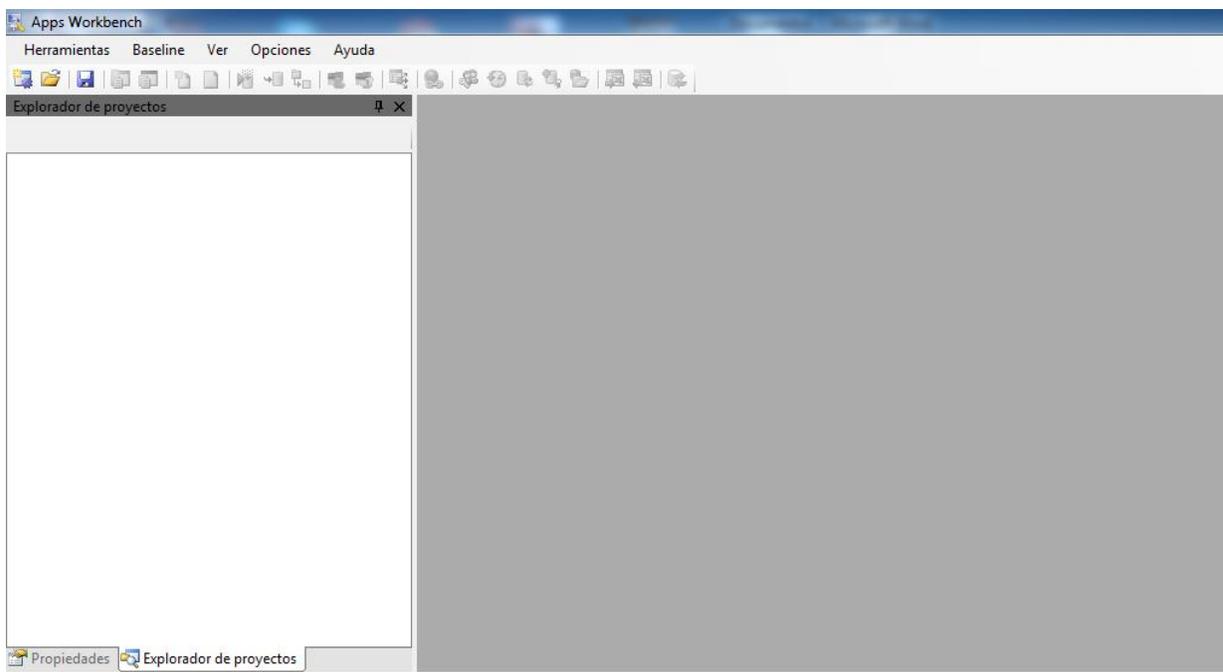


Figura 46 Pantalla de Inicio del programa.

Para realizar la configuración se asigna las mismas IOA's utilizadas por el Sistema Oasys para el sistema redundante y complementario con las variables monitoreadas y controladas por el controlador del proyecto. En la Figura 47 se muestra la base de datos agregada para la configuración.

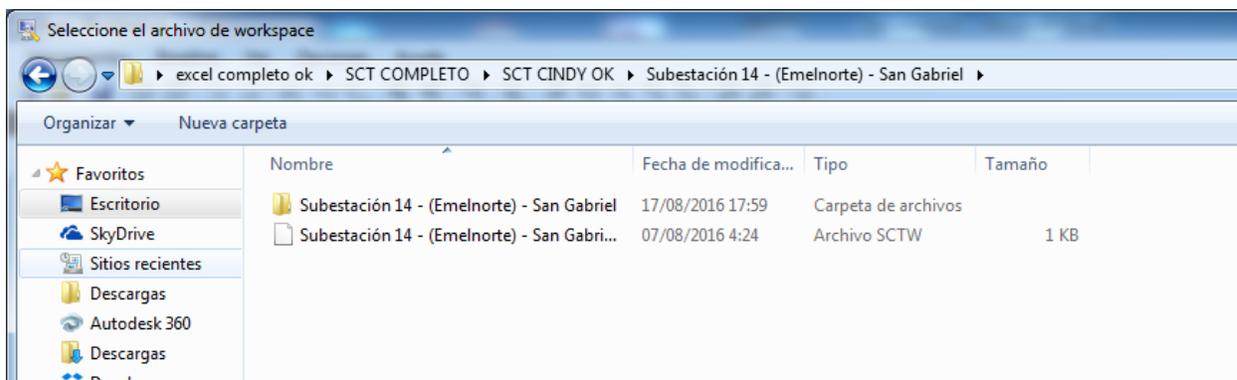


Figura 47 Apertura del proyecto.

Para la configuración primero se debe crear los canales y enlaces del PLC como se muestran en las Figuras 48 y 49.

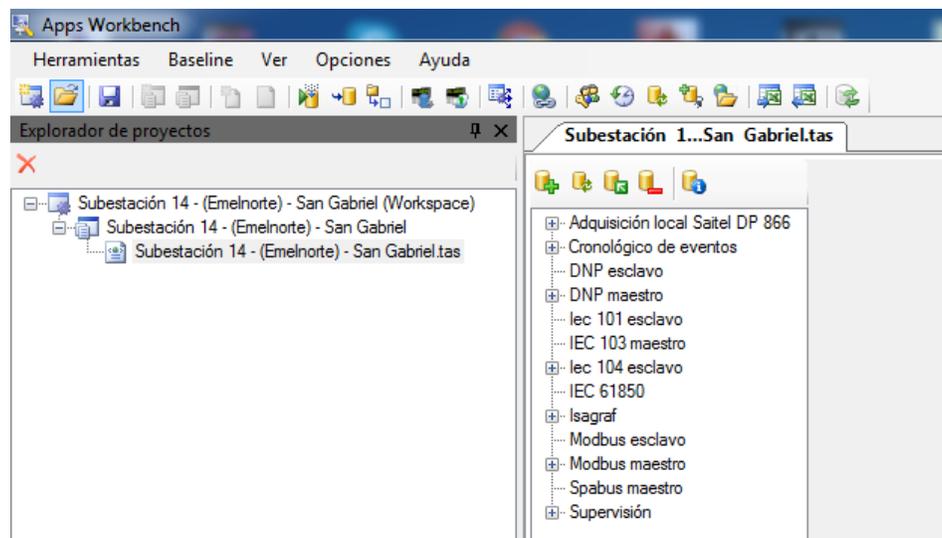


Figura 48 Base de datos de la subestación San Gabriel.

Se deberá crear el IED del PLC en el Administrador de canales y links, como se muestra en la Figura 49.

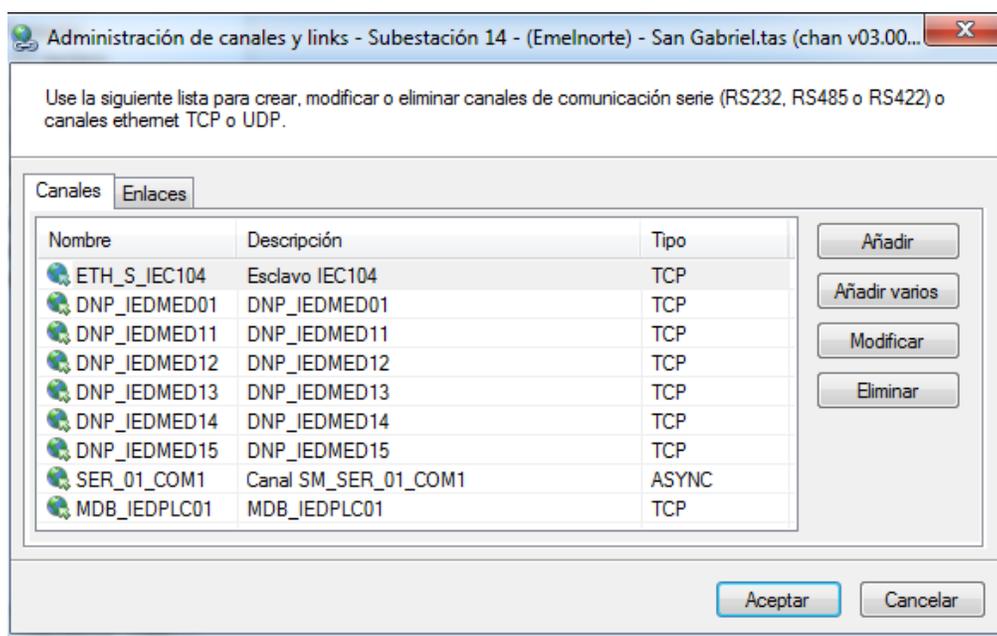


Figura 49 Administración de canales y links.

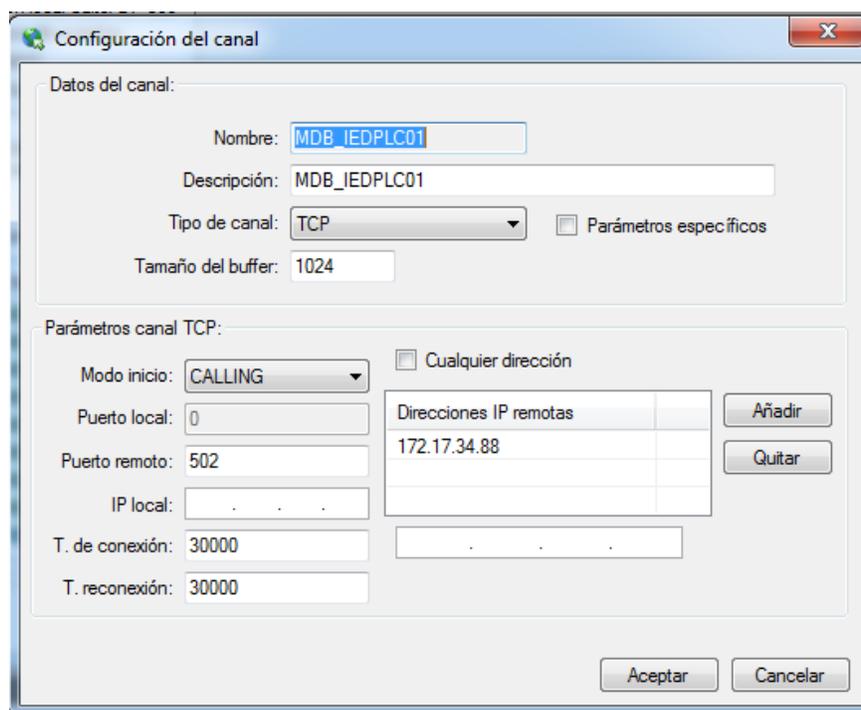


Figura 50 Creación del IED.

Se deberá agregar el tipo de canal y la dirección IP del dispositivo.

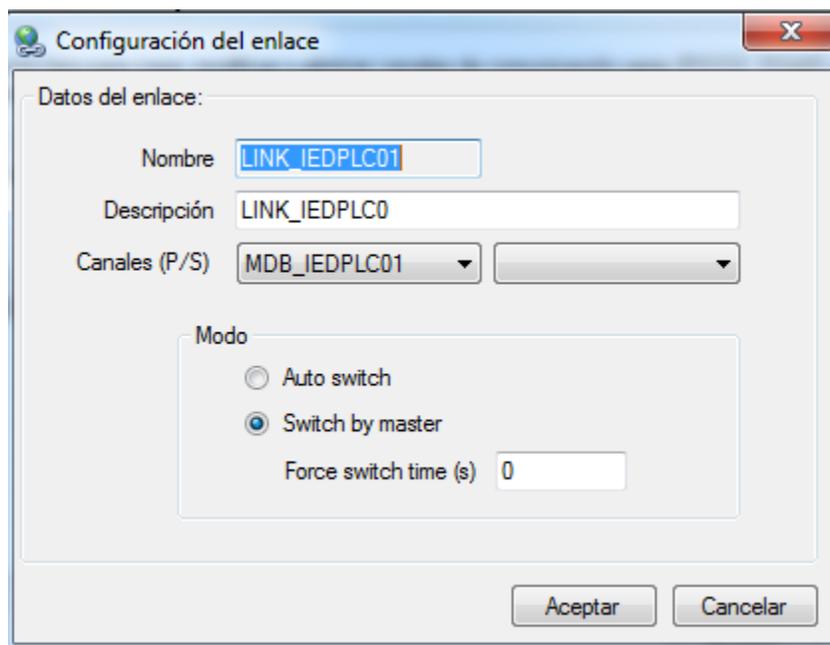


Figura 51 Creación del link para el IED.

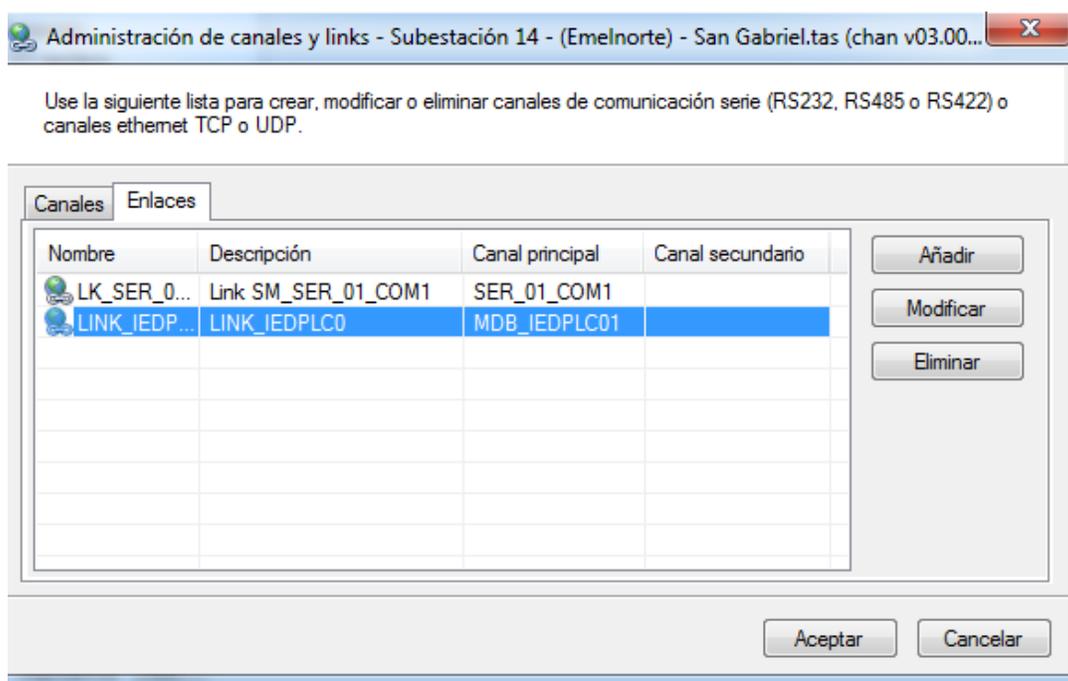


Figura 52 Enlaces del proyecto.

Adicionalmente se debe crear el maestro Modbus con el IED creado del PLC como se muestra en la Figura 53.

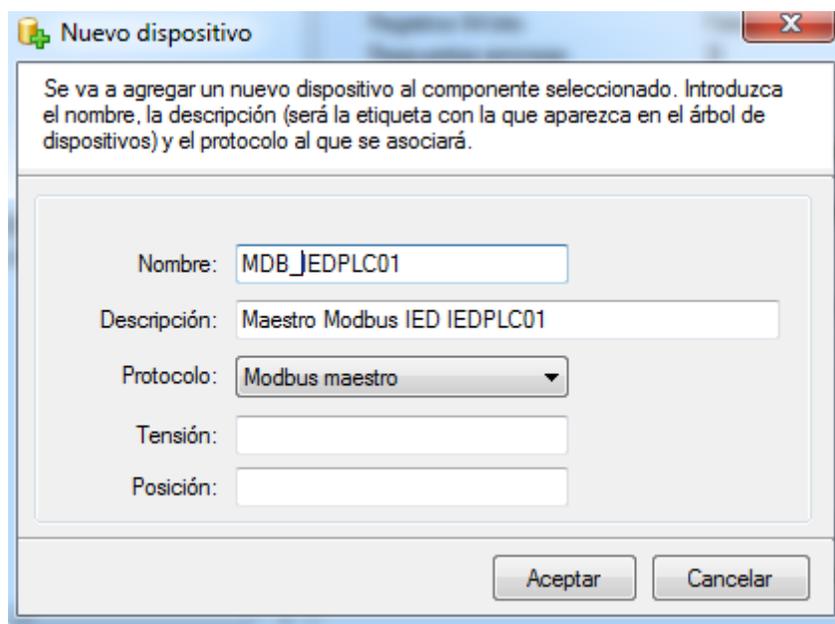


Figura 53 Creación del Dispositivo Maestro Modbus.

Se deberá configurar el canal con el link del IED PLC, el tipo de comunicación, número de esclavo y las peticiones del dispositivo.

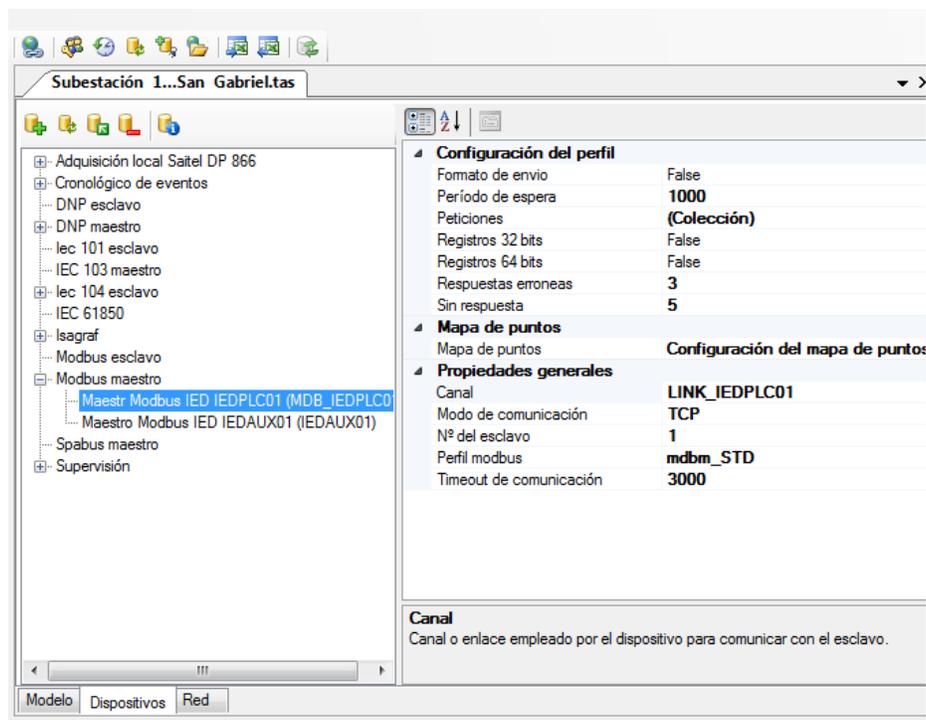


Figura 54 Configuración del IED Maestro Modbus.

Dentro de la configuración de puntos de debe configurar las variables de diagnóstico para el sistema como se muestra en la Figura 55.

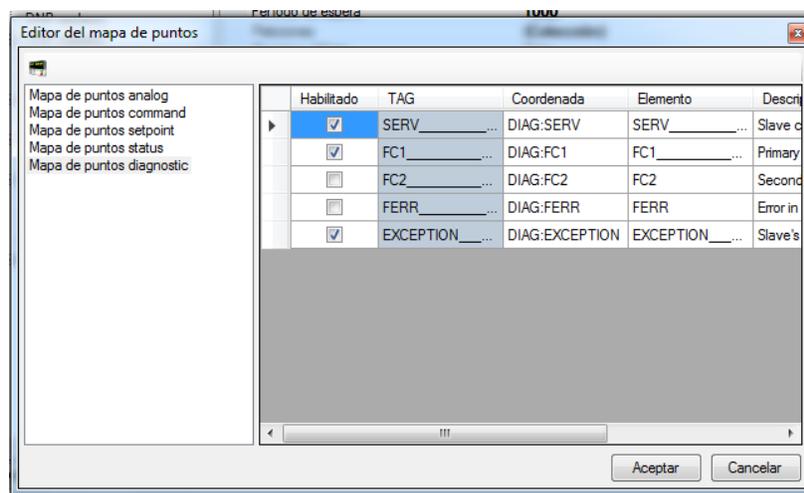


Figura 55 Configuración de puntos del Maestro Modbus.

Adicionalmente se debe realizar la configuración de entradas del PLC con sus respectivas direcciones modbus.

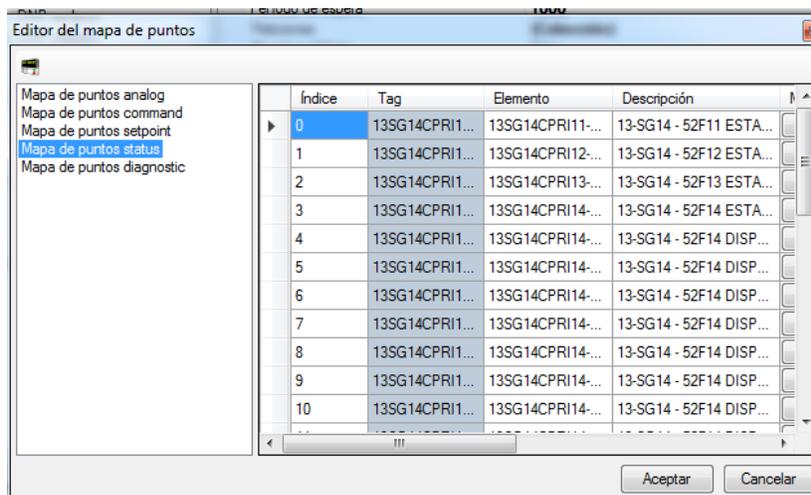


Figura 56 Configuración de Entradas del PLC con sus respectivas direcciones Modbus

Se debe realizar la configuración de salidas del PLC con sus respectivas direcciones modbus.

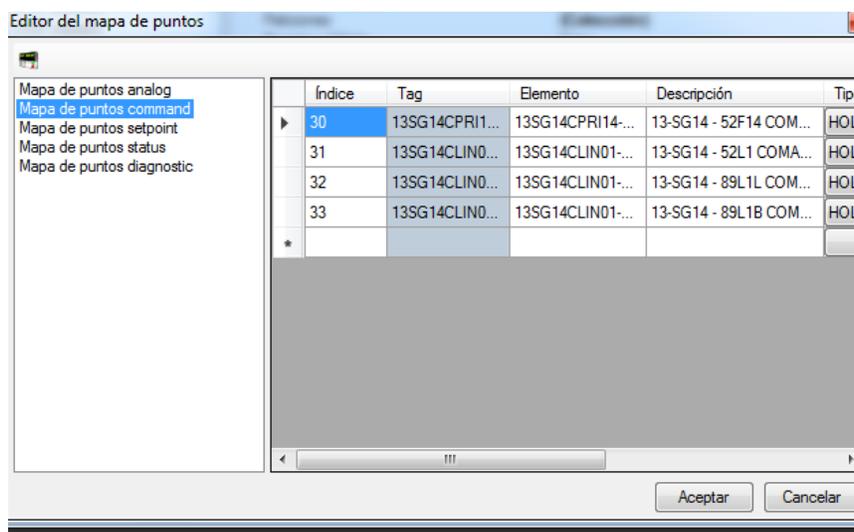


Figura 57 Configuración de salidas del PLC.

Para las entradas del PLC se debe realizar la configuración de peticiones dependiendo del tipo de variable que se solicita y del número de puntos del sistema, como se muestra en las Figuras siguientes.

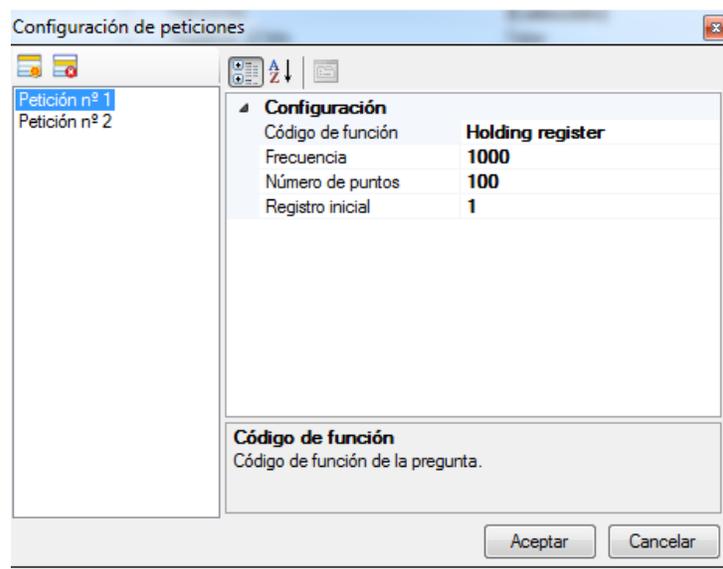


Figura 58 Configuración de Peticiones variables Holding Register.

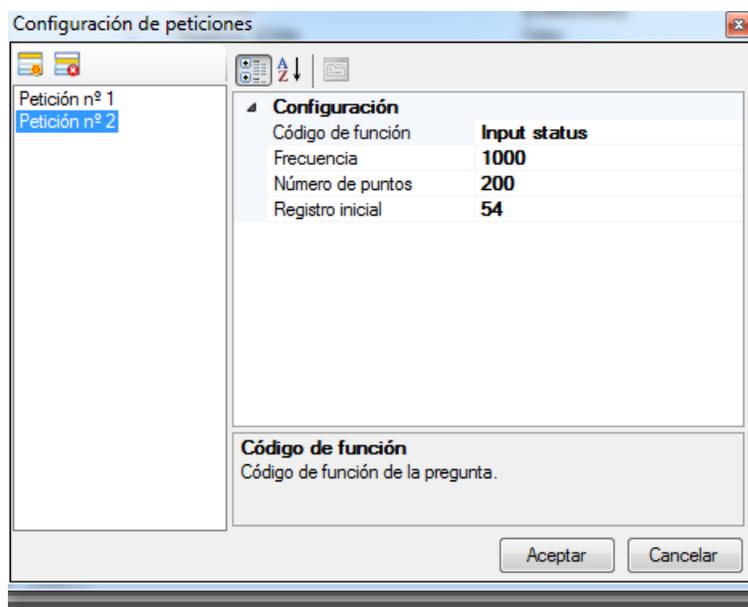


Figura 59 Configuración de Peticiones variables Input Status.

3.3.6 Configuración de la Pantalla Táctil

Para la configuración de la pantalla táctil se debe especificar las propiedades de cada una de las imágenes, como se muestra en la Figura 60.

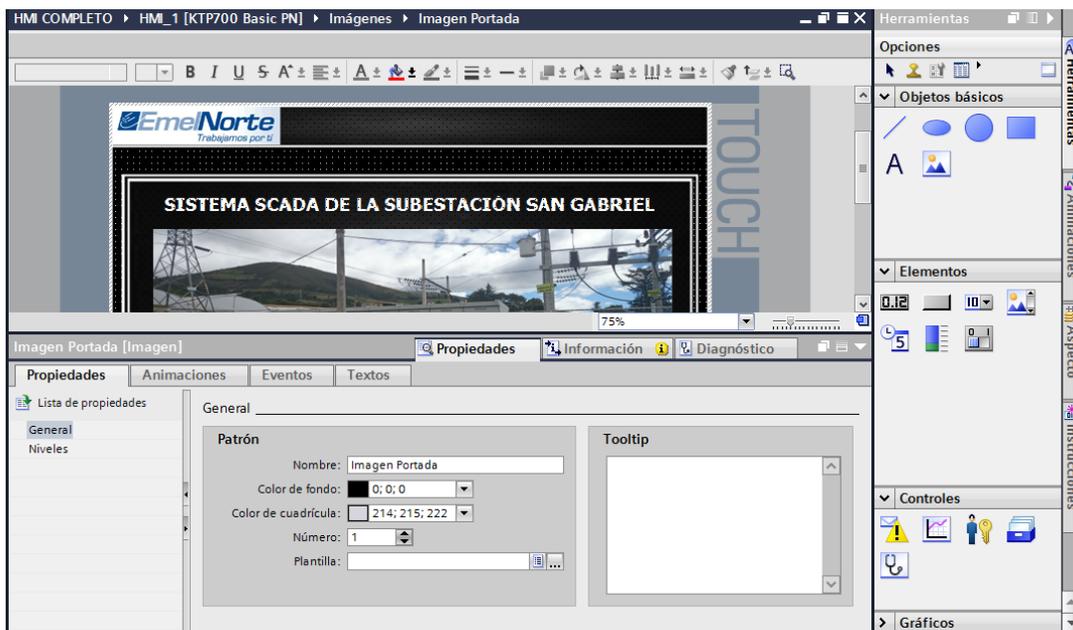


Figura 60 Configuración propiedades de imagen.

En las propiedades de cada botón se especifica la apariencia del mismo como se muestra en la Figura 61.

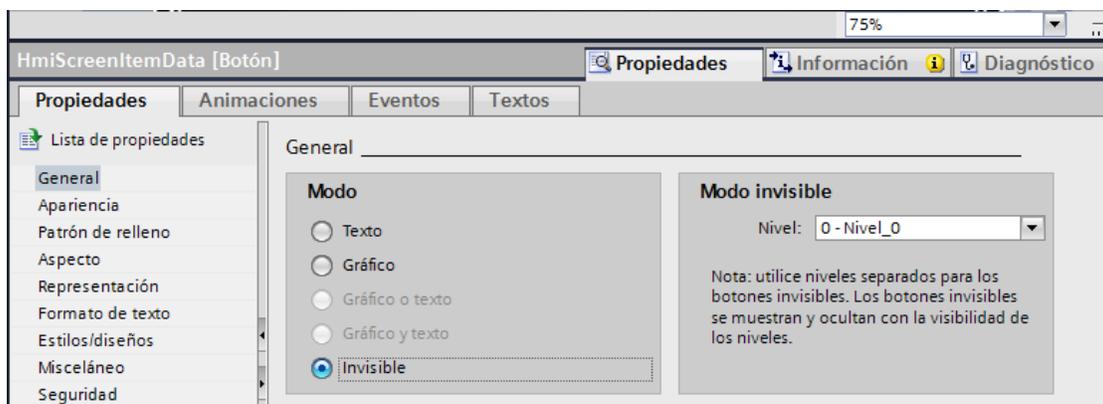


Figura 61 Configuración propiedades de botones.

La configuración de los eventos de cada botón se realiza en la pestaña evento y dependiendo de la acción se escoge una propiedad y se configura el evento.

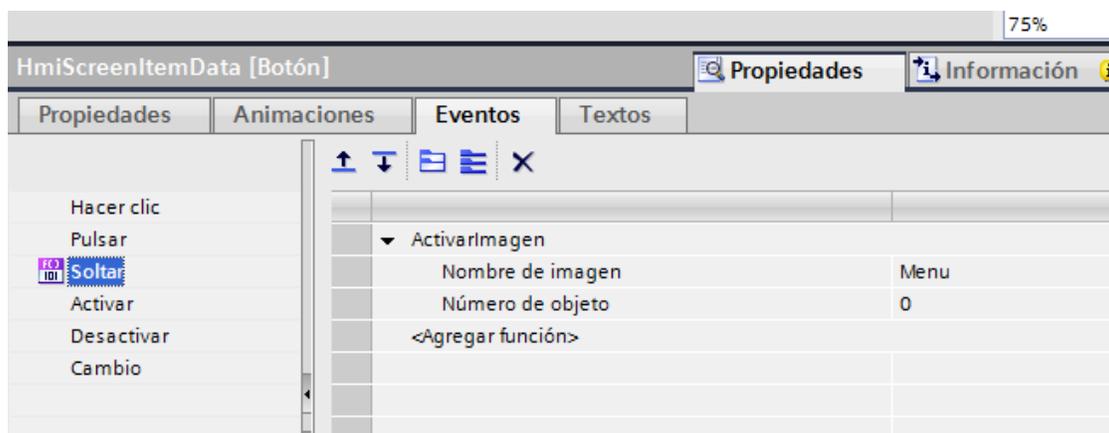


Figura 62 Configuración de eventos en los botones.

Para realizar el monitoreo de las variables se realiza animaciones en las imágenes, agregando la variable a monitorear y asignando colores a cada estado de la variable, como se muestra en la Figura 63.

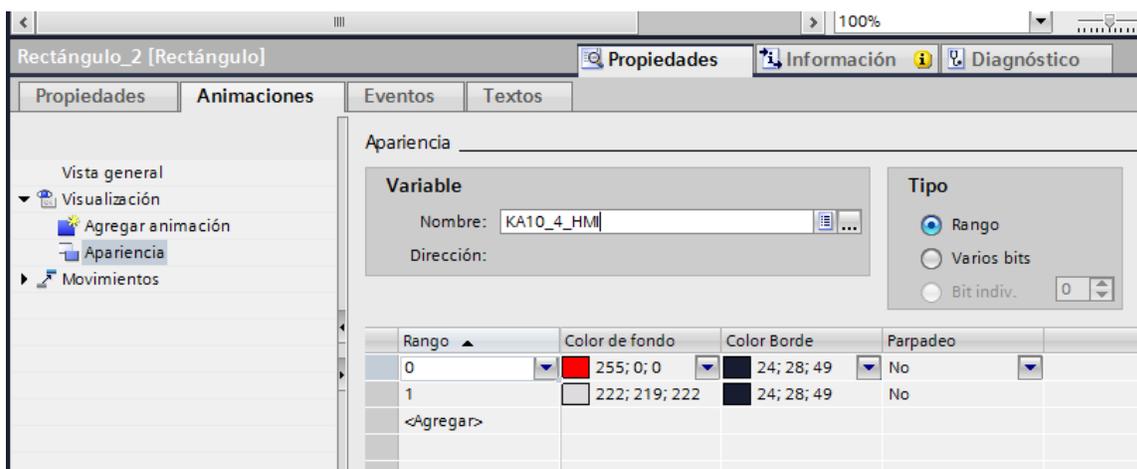


Figura 63 Configuración de animaciones de cada imagen.

Las variables de control se realizan con eventos en cada imagen para precisar mayor entendimiento, como se muestra en la Figura 64.

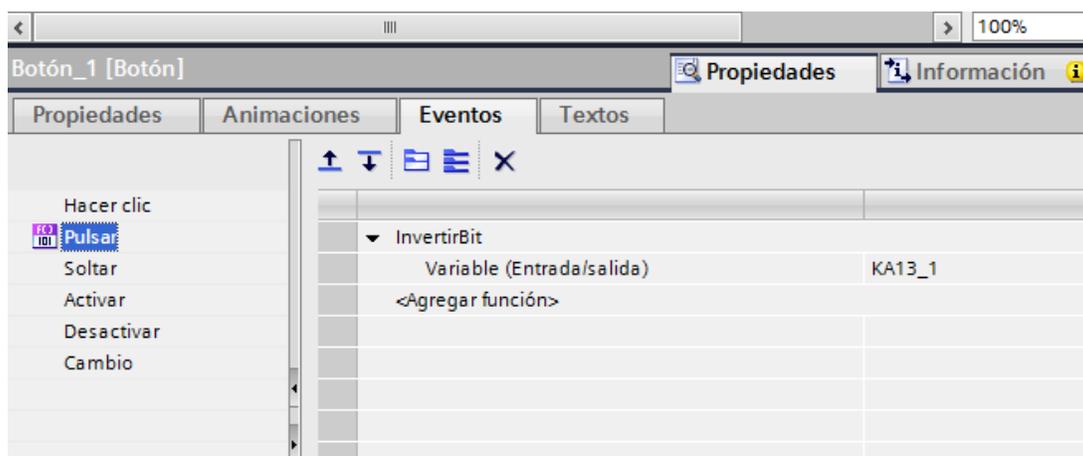


Figura 64 Configuraciones de eventos en imágenes.

Las variables de los medidores se almacenan en una base de datos del PLC y para que se pueda monitorear desde la pantalla táctil se debe asignar la variable correspondiente y el tipo de variable que se desea, en este caso el modo sería de salida.

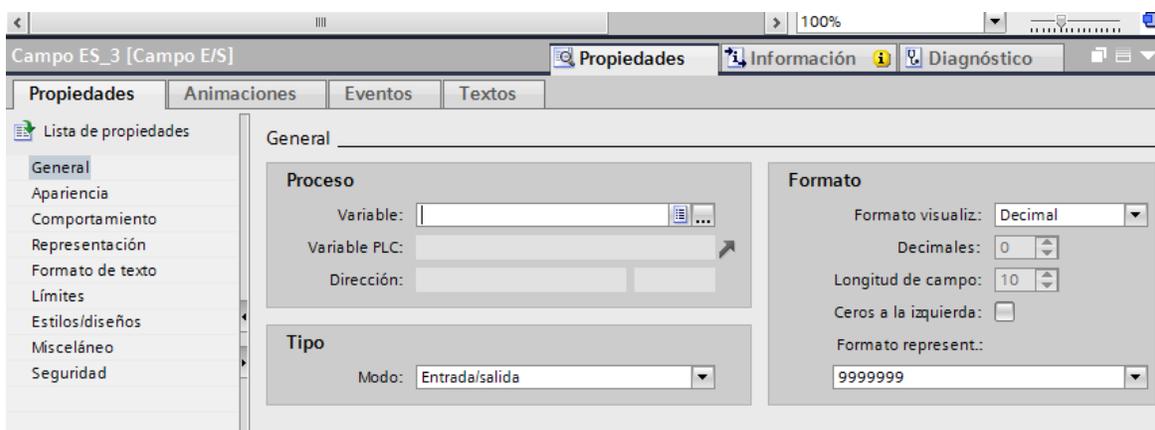


Figura 65 Configuraciones de monitoreo.

Adicionalmente se debe requiere un administrador de usuarios para permitir el ingreso al monitoreo y control del sistema mediante la pantalla táctil como se muestra en la Figura 66.

The screenshot shows a software interface for user management. At the top, there is a breadcrumb trail: 'HMI COMPLETO > HMI_1 [KTP700 Basic PN] > Administración de usuarios'. Below this, there are two tabs: 'Usuarios' (selected) and 'Grupos'. The 'Usuarios' section contains a table with the following data:

	Nombre	Contraseña	Cierre de sesión autom..	Tiempo de cierre de sesió	Número	Comentario
	Administrador	*****	<input type="checkbox"/>	5	1	El usuario 'A
	<Agregar>					

Below the 'Usuarios' table is a 'Grupos' section with a table containing the following data:

	Miembro de	Nombre	Número	Nombre de visualización	Caducidad de l...	Comentario
		Grupo de administradores	1	Grupo de administradores	<input type="checkbox"/>	El grupo 'Adm
		Usuarios	2	Usuarios	<input type="checkbox"/>	El grupo 'Usua
	<Agregar>					

Figura 66 Administrador de usuarios.

3.3.7 Configuración del Servidor Web

3.3.7.1 Creación de la Página Web en HTML

En este apartado se muestra como se debe configurar botones y etiquetas para escritura y lectura de datos del PLC respectivamente, para esto se define un programa básico en Lenguaje HTML como se muestra en la Figura67. El código de toda la interfaz en HTML se muestra en el Anexo 13.

```

<html>
<!-- AWP_In_Variable Name=""MOTOR"" -->
<!-- AWP_In_Variable Name=""ENCENDER"" -->
<!-- AWP_In_Variable Name=""APAGAR"" -->
<head>
<meta http-equiv="Content-Type" content="text/html; charset=utf-8" />
<title>PANTALLA PARA MOSTRAR DATOS</title>
</head>

```

```
<body>
<p>index cambiada
</p>
<p>&nbsp;</p>

<form>

<p>
<input type="submit" value="ENCENDER">
<input type="hidden" name=""MOTOR"" value="1">
</form>
</p>
<form>
<p>
<input type="submit" value="APAGAR">
<input type="hidden" name=""MOTOR"" value="0">
</p>
</form>

<p>Motor: :="MOTOR": </p>

<p>&nbsp;</p>
</body>
</html></body>
</html>
```

Figura 67 Programa Básico en Lenguaje HTML.

Como se puede observar se han definido tres variables para realizar la prueba, el resultado de la página creada es el mostrado en la Figura 68.

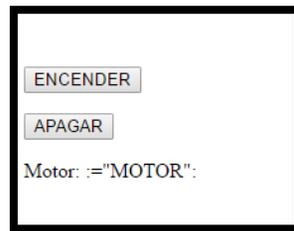


Figura 68 Resultado de la página creada.

Como se observa se han creado los botones y variables necesarias en la página web, para la visualización se usa cualquier navegador web, en este caso se ha usado Google Chrome.

3.3.7.2 Configuración del servidor web en el PLC S7 1200

Para poder activar el servidor web del controlador, es necesario activar una marca disponible en las propiedades del controlador en la sección del web server como se muestra en la Figura 69.

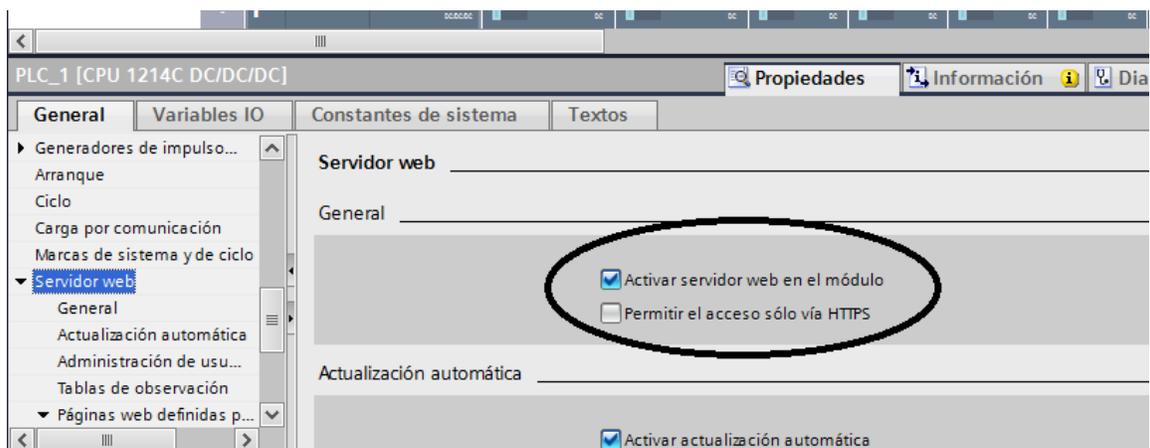


Figura 69 Activación del servidor web en PLC S7 1200.

Si se requiere mayor seguridad se puede activar la casilla de abajo en donde se podrá acceder únicamente vía HTTPS.

A continuación se define el nivel de seguridad, inicialmente el dispositivo no trae configurado ningún acceso de usuario, por lo que se deberá configurar uno si se requiere, por motivos de seguridad si se lo hará, para esto nos dirigimos a la pestaña “Administración de usuarios” en donde se configura el usuario, el nivel de acceso, y la contraseña de seguridad como se muestra en la Figura 70.

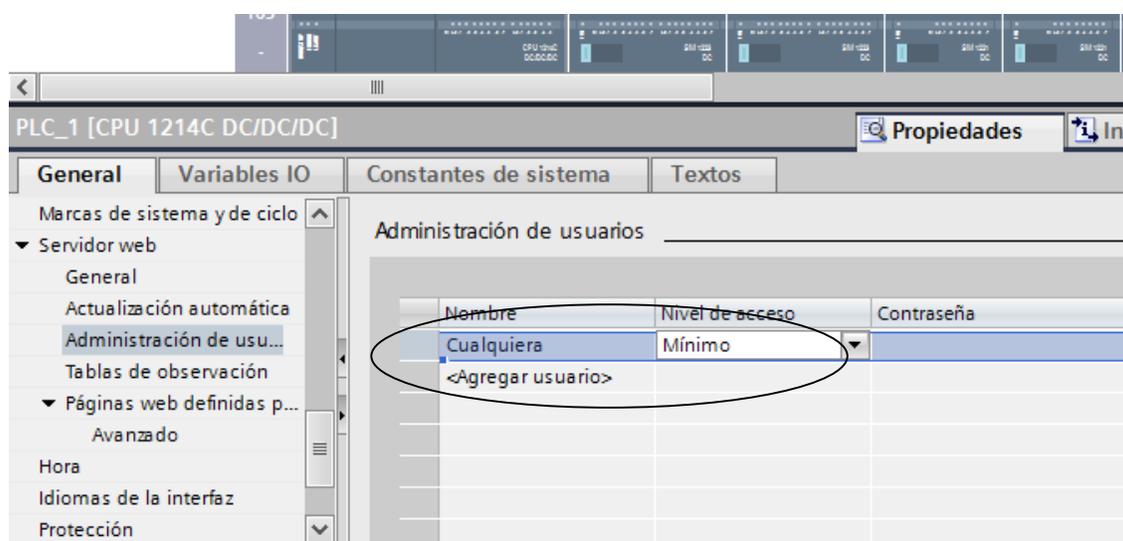


Figura 70 Contraseña de Seguridad.

Con esto es suficiente para observar remotamente desde cualquier servidor web hacia las características configuradas dependiendo del usuario previa carga de las configuraciones en la CPU.

Luego basta con colocar la dirección IP del dispositivo en el navegador y se obtendrá acceso a las pestañas habilitadas del controlador como se muestra en la Figura 71.



Figura 71 Página de inicio del Servidor.

Como se observa ya se tiene configurado y habilitado el servidor web propio de la CPU s7 1200, en este caso si se tiene acceso a todas las configuraciones de la CPU, con la cual se podrá verificar o cambiar el estado de cualquier variable del PLC; sin embargo aún no se ha cargado la página realizada, para esto es necesario volver al Tia Portal a la configuración del Web Server en la pestaña “Páginas web definidas por el usuario” como se muestra en la Figura 72.

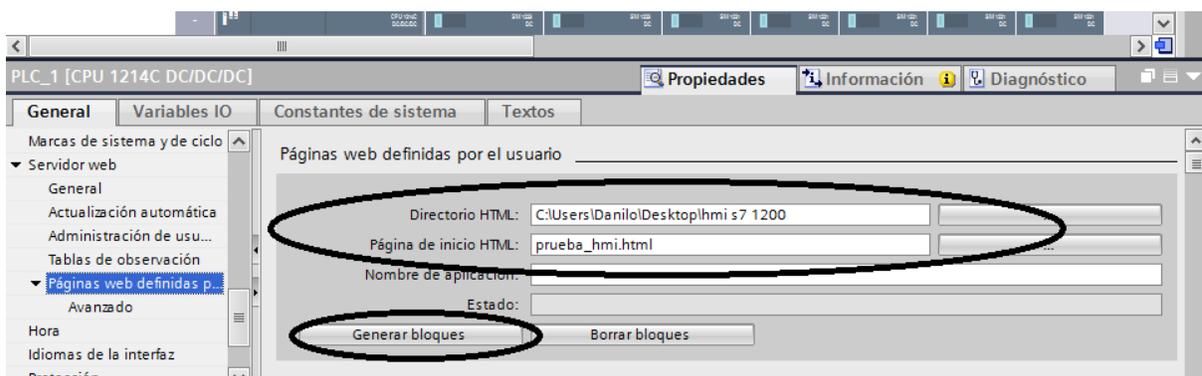


Figura 72 Configuración servidor web.

Se debe cargar la dirección donde se ha guardado la página web, y la página web de inicio en formato HTML, posteriormente se Genera los bloques necesarios que usa la CPU para acceder a la página web, para esto se presiona sobre la pestaña “Generar Bloques”, la cual genera automáticamente los bloques necesarios para la página web, por último se deberá realizar una llamada cíclica al servidor web, mediante el bloque de programa “WWW”, en donde se especifica el bloque de datos inicial y una variable de estado del programa como se indica en la Figura 73.

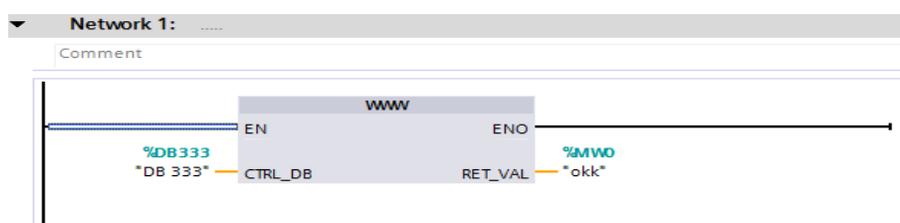


Figura 73 Variable de estado para el servidor web.

Con esto basta con configurar variables internas del PLC con los nombres ya creados en la página web, y se podrá acceder a las variables mencionadas.

Se realiza la carga del programa al PLC y se podrá acceder a la página web definida mediante el mismo método anterior, en la pestaña de “Páginas web definidas por el usuario”.

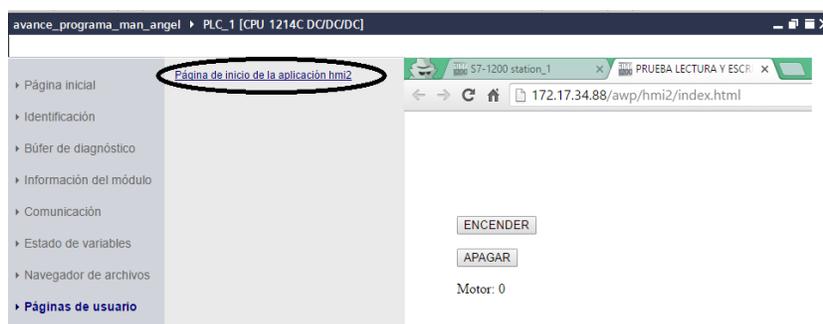


Figura 74 Página del servidor web.

En este caso ya se encuentra monitoreando el estado de las variables configuradas.

4 CAPÍTULO IV. IMPLEMENTACIÓN

4.1 Instalación y conexión de los Equipos

En la Figura 75 se muestran los tableros de control de 13,8kV de la subestación eléctrica San Gabriel en la que se realizó la implementación del proyecto de titulación.



Figura 75 Tableros de Control lado 13,8kV.

En los alimentadores de los tableros de control encontramos en la parte superior los relés de fallas de sobrecorriente de cada fase como se muestra en la figura 76.

Posterior a estos se encuentran todos los equipos de maniobra y control del tablero y en la parte inferior se encuentra ubicado el disyuntor de 13,8kV como se muestra en las figuras 77 y 78.



Figura 76 Tablero de Control Alimentador 1.



Figura 77 Parte posterior de las Fallas de Sobrecorriente.

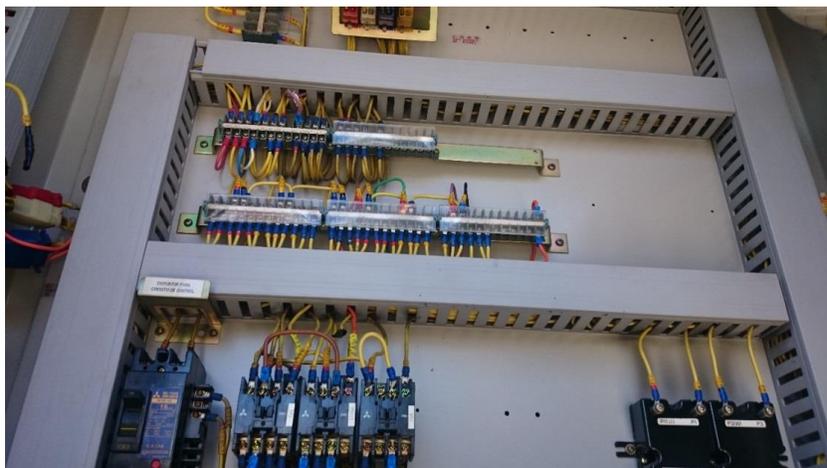


Figura 78 Interior del tablero de control.

4.1.1 Equipos de Maniobra

Los equipos de maniobra del sistema se colocaron en la parte superior derecha del alimentador y los contactores para el control del disyuntor en la parte media del alimentador como se muestra en la Figura 79 y 80.

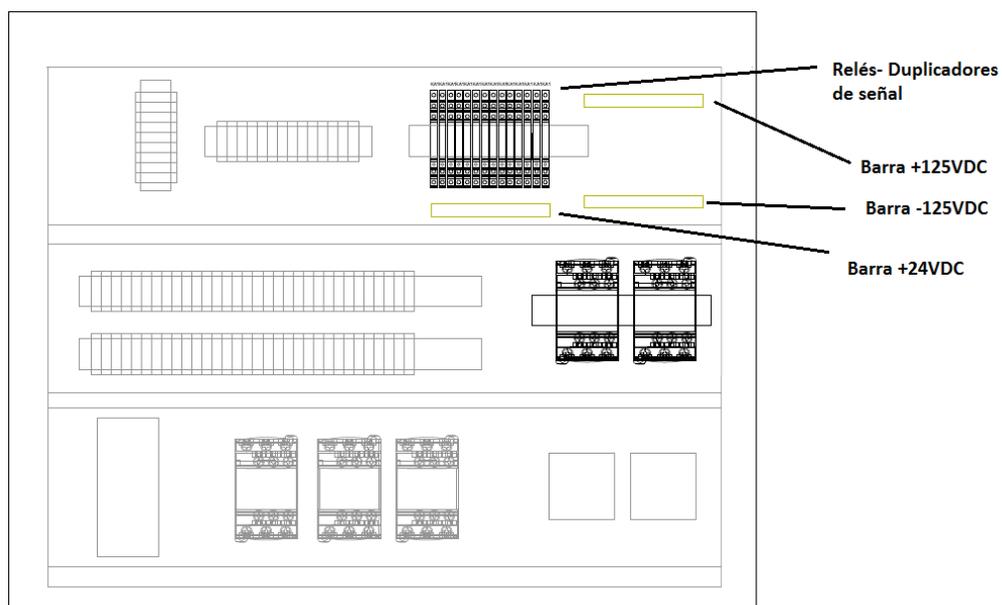


Figura 79 Ubicación de equipos de maniobra.

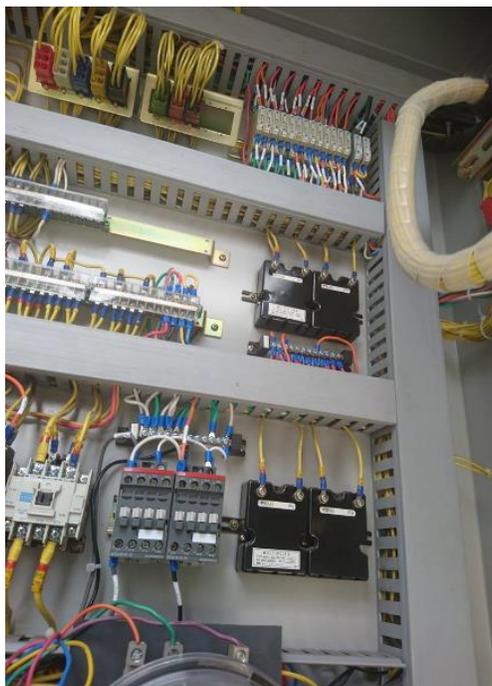


Figura 80 Instalación de equipos de Maniobra y control en los gabinetes de 13,8kV.

Los tableros de control de las líneas de 69kV de la subestación se muestran en la Figura 81.



Figura 81 Tablero de Control de las Líneas de 69kV.

En el interior de los gabinetes de las líneas encontramos un tablero de control con los mandos y monitoreo de la misma, donde se realiza la instalación de los equipos de mando del proyecto de titulación, como se muestra en la Figura 82 y 83.



Figura 82 Tablero de control ubicado en los gabinetes de las líneas de 69kV.

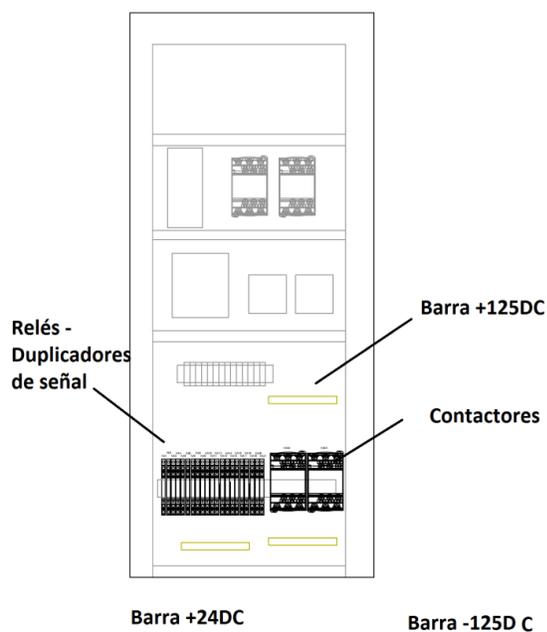


Figura 83 Ubicación equipos de maniobra en gabinetes de 69kV.



Figura 84 Equipos instalados en los gabinetes de 69kV.



Figura 85 Gabinete de Servicios Auxiliares.

Para el monitoreo de las alarmas de la subestación se realiza la adquisición de dichas señales en el tablero de Servicios Auxiliares y adicionalmente se realiza el control del reseteo de la subestación, los equipos de maniobra del proyecto se ubican en la parte inferior derecha del tablero, como se muestra en la Figura 85.

4.1.2 Controlador S7 1200

Debido a que los tableros de control tenían espacios reducidos para los equipos del sistema se realizó la instalación del controlador en un gabinete equidistante de los demás como fue el gabinete de Barras de 13,8kV, con los respectivos módulos de entrada y salida del sistema, como se muestra en la Figura 86 y 87.



Figura 86 Gabinete de Barras de 13,8kV.

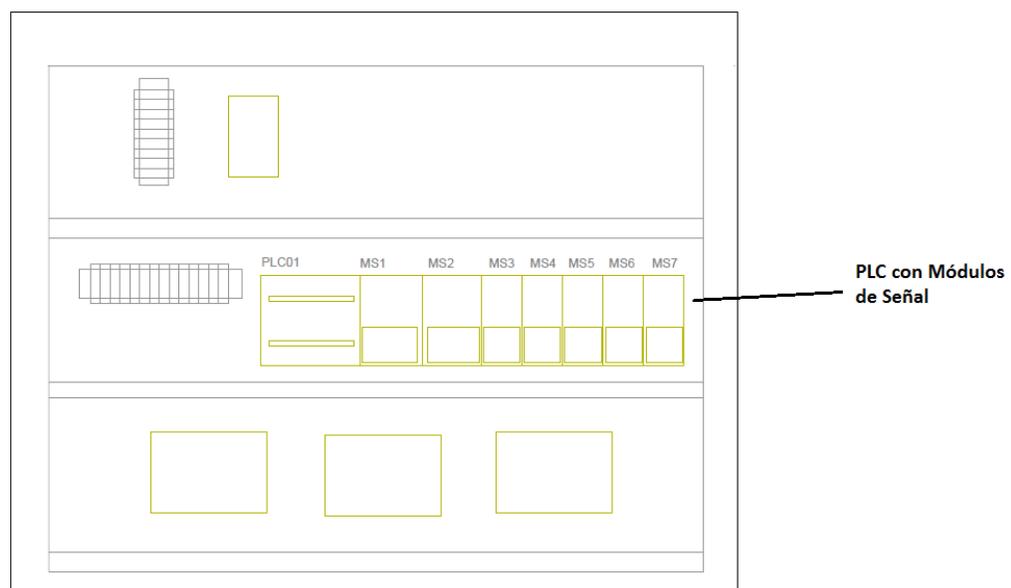


Figura 87 Ubicación del controlador en el gabinete de barras.

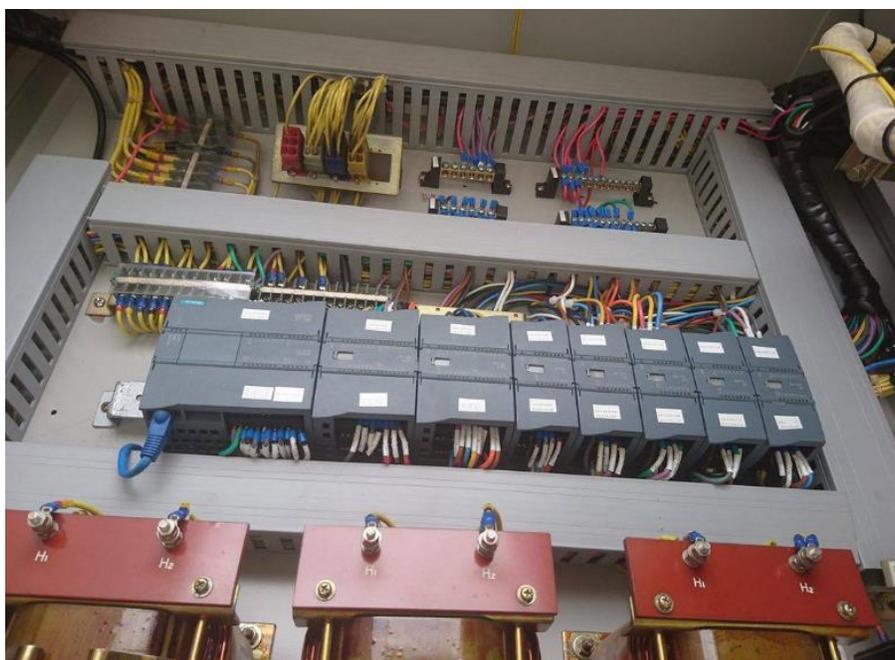


Figura 88 Equipos de control instalados en el gabinete de Barras.

4.1.3 Equipos de Protección

Se utilizó breakers para la protección de los equipos tanto de la fuente que alimenta todos los equipos de maniobra como del PLC que es el dispositivo de control del sistema.

Para la fuente de poder SITOP 120/230-500VAC /24 VDC se utilizó el BREAKER 1P 10AMP P/RIEL y la alimentación se la hizo mediante el inversor que está conectado directamente al banco de baterías ubicado en el cuarto de control de la subestación, con el objetivo que el controlador nunca deje de funcionar en caso de mantenimiento o pérdida de energía de la subestación. En la Figura89 se muestra el breaker implementado.

En el caso del controlador S7 1200 se utilizó un BREAKER 1P 6AMP P/RIEL para protección ante alguna falla de la fuente de poder.



Figura 89 BREAKER 1P 10AMP P/RIEL.

4.1.4 Pantalla Táctil

La pantalla táctil se instaló en el cuarto de control en el rack de la subestación San Gabriel para facilitar el monitoreo y control local del sistema. En la Figura 90 se muestra el gabinete.



Figura 90 Rack de la Subestación.

La Figura 91 muestra el gabinete del concentrador de datos de donde se adquirió la alimentación de 24VDC para la pantalla táctil mediante un cable 3x16 AWG.



Figura 91 Gabinete del Concentrador de Datos.

4.2 Cableado de la Subestación

Debido a que el controlador del sistema se encuentra ubicado en el tablero de Barras del lado de 13,8kV, se debe realizar el cableado de cada tablero para realizar la adquisición de las señales y el control de las mismas.

Para esto se utilizó canaletas subterráneas y dos cables 10x16 AWG para cada gabinete de control tanto del lado de 13,8kV como del lado de las líneas de 69kV.

En las Figuras 92 se muestra los cables que llegan al tablero de barras de cada alimentador.



Figura 92 Cableado de los gabinetes al tablero de barras.

Las conexiones internas de cada tablero de control se detallan en el Anexo 4. Diagrama Eléctrico.

En las Figuras 93 y 94 se muestran las canaletas subterráneas que se utilizó para el cableado de las señales de monitoreo y control.



Figura 93 Canaleta Subterránea para las Líneas de 69kV.



Figura 94 Canaleta para conexión de Equipos.

4.3 Adquisición de la Señal de Resorte Cargado

Para la adquisición de la señal de resorte cargado se tuvo que configurar uno de los pines libres del disyuntor, específicamente el pin 28 de la regleta de salidas del disyuntor, el diagrama eléctrico de la conexión de los pines del disyuntor se encuentra detallado en el Anexo 4. Diagrama Eléctrico.

En la Figura 95 se muestra la comunicación de las señales internas del disyuntor con el gabinete de control mediante un cable conectado a borneras ubicadas en la parte izquierda del tablero de control de los alimentadores.



Figura 95 Comunicación del Disyuntor con el tablero de control.

Se realizó la apertura del disyuntor para poder adquirir dicha señal como se muestra en la Figura 96.



Figura 96 Apertura del Disyuntor.

En la Figura 97 se muestra la adquisición manual con el cable de color azul desde el resorte del disyuntor.



Figura 97 Señal de Resorte del Disyuntor.

En la Figura 98 y 99 se muestra la conexión de la señal adquirida al pin 28 de la regleta de señales del disyuntor que se conectan al tablero de control del alimentador.

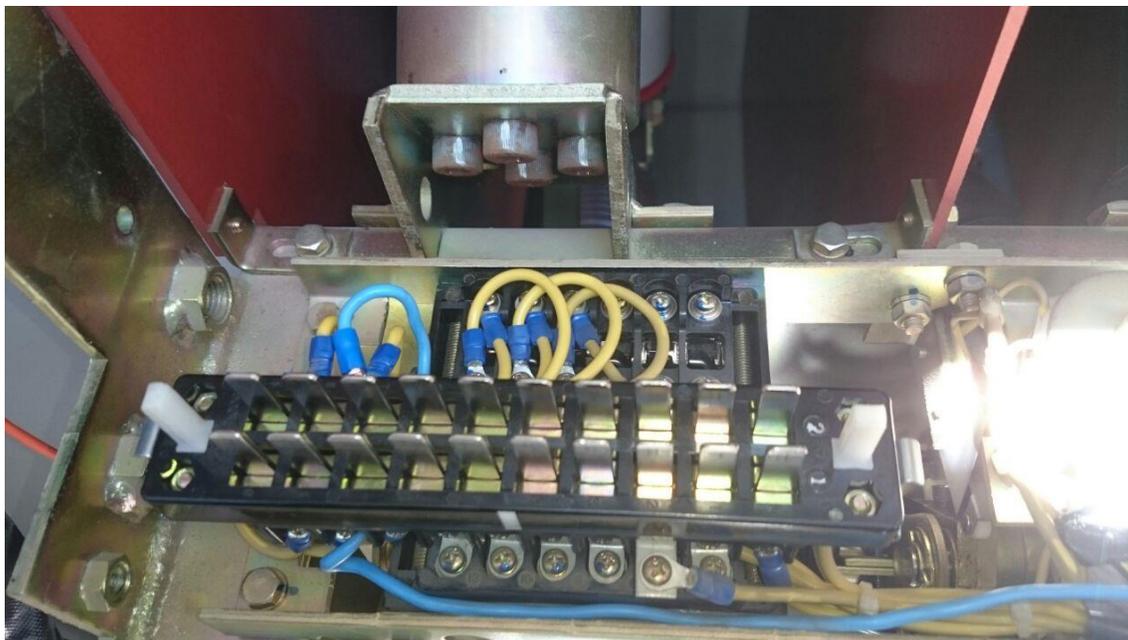


Figura 98 Conexión en la regleta de salidas del disyuntor.



Figura 99 Conexión de la señal del resorte

Dicha señal fue adquirida de las borneras del tablero de control ubicadas a la izquierda del mismo con los equipos de maniobra del sistema ubicados en la esquina superior derecha del tablero como se muestra en la Figura 100.

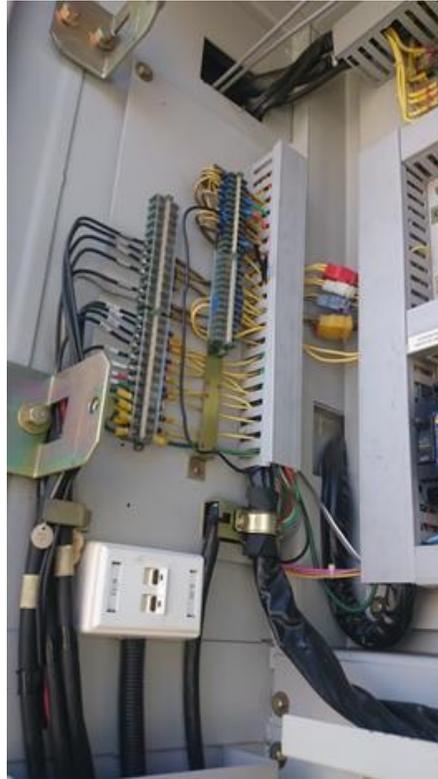


Figura 100. Borneras del tablero de control

5 CAPÍTULO V. PRUEBAS Y RESULTADOS

5.1.1 Interfaz Pantalla Táctil

La pantalla táctil se utiliza para el control local del sistema en la subestación San Gabriel, por lo que se realizó las siguientes pantallas.

En la Figura 101 se muestra la pantalla de inicio del sistema.



Figura 101 Interfaz de inicio de la pantalla táctil.

En la Figura 102 se muestra el diagrama unifilar de la subestación, que muestra el monitoreo de los estados de los disyuntores tanto de los alimentadores de 13,8kV como de las líneas de 69Kv.

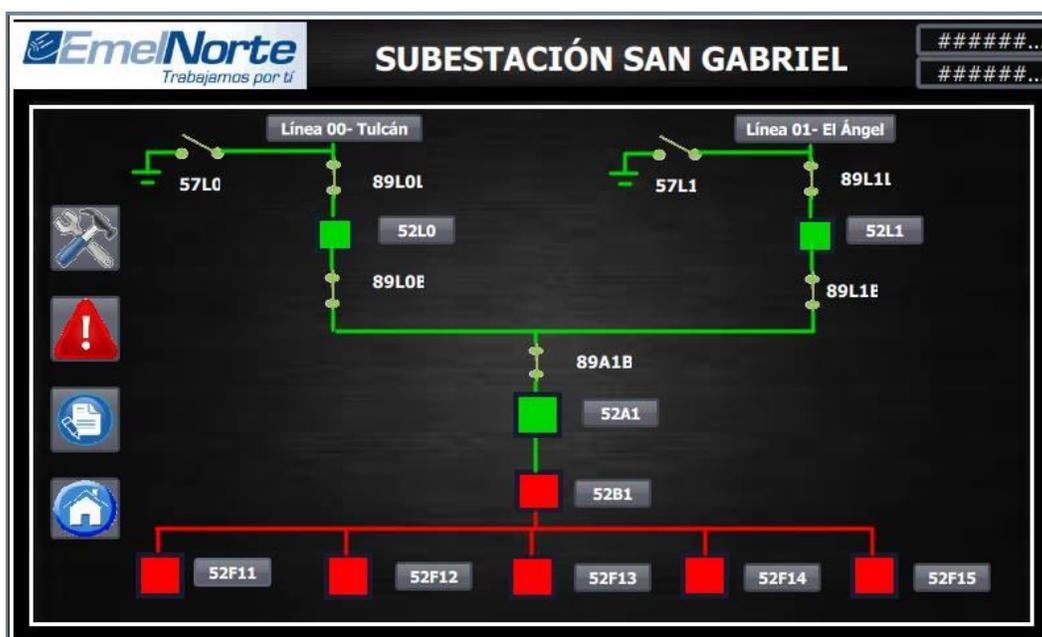


Figura 102 Interfaz de Diagrama Unifilar de la pantalla táctil.

Adicionalmente la pantalla de diagrama unifilar direcciona a las pantallas de cada uno de los alimentadores y de las líneas.

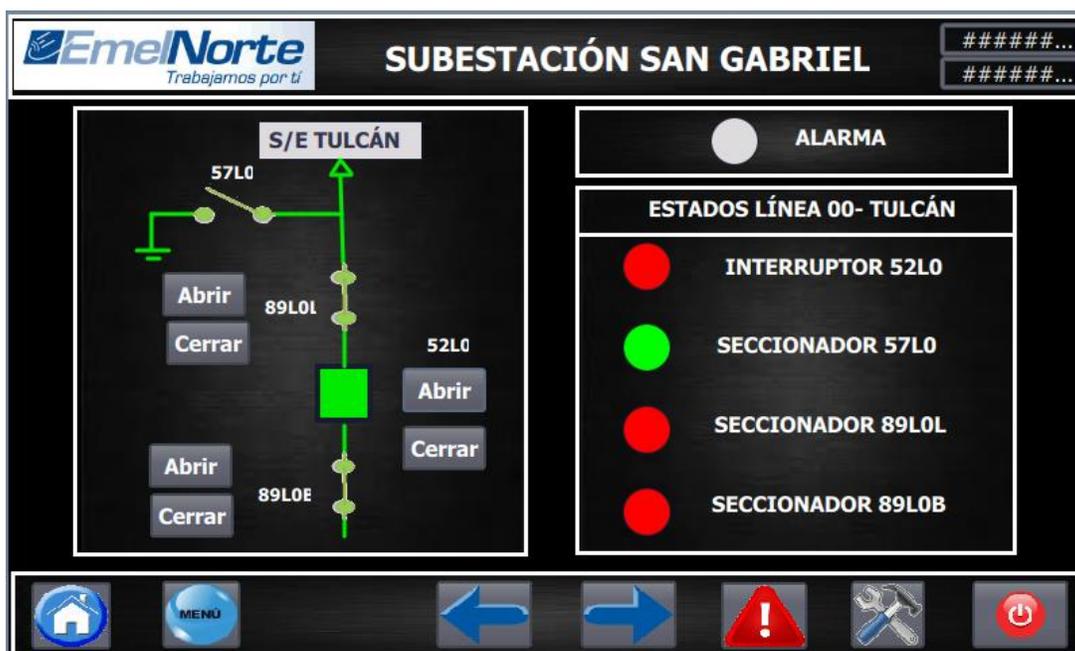


Figura 103 Interfaz de Línea 00-Tulcán de la pantalla táctil.

En la Figura103 se muestra la pantalla de la Línea 00-Tulcán con el control tanto de los seccionadores como del disyuntor. Adicionalmente el monitoreo de las mismas se encuentra ubicado en la parte derecha de la pantalla.

En la Figura 104 se muestra la pantalla del Alimentador 1 con su respectivo control y monitoreo del disyuntor en la parte izquierda y en a la derecha de la pantalla se encuentran las variables de los medidores ION 8600 a monitorear.



Figura 104 Interfaz Alimentadores de la pantalla táctil.

El control de apertura y cierre de los seccionadores y del interruptor tienen una clave de seguridad para evitar acciones involuntarias, como se muestra en la Figura105.



Figura 105 Seguridad para mandos del sistema.

El usuario y contraseña autorizados para realizar el mando es:

Usuario: admin

Contraseña: admin

Cada alimentador tiene acceso a una pantalla de Medidores ubicada en el lado derecho de la pantalla, la cual se muestra en la Figura 106.



Figura 106 Valores de Medidores de cada Alimentador.

En la pantalla de Análisis de datos se tiene las gráficas tanto de voltajes y corrientes de cada alimentador respectivamente. Los datos se adquieren directamente de los medidores lo que hace que la gráfica sea en tiempo real, como se muestra en la Figura 107.



Figura 107 Gráficas de Voltajes y Corrientes de cada Alimentador.

Adicionalmente se tiene una pantalla de monitoreo y control del gabinete de cargador de baterías, donde se muestra el voltaje del mismo, como se muestra la Figura 108.



Figura 108 Monitoreo y Control del Cargador de Baterías.

Adicionalmente también se cuenta con una pantalla de Alarmas en la cual podemos dar Reposición al sistema al momento de quitar la falla del mismo, como se muestra en la Figura 109.



Figura 109 Pantalla de Alarmas.

En el registro de alarmas se muestra un buffer de alarmas ocasionadas en el sistema, como se muestra en la Figura 110.



Figura 110 Registro de Alarmas.

Para las pantallas de los demás alimentadores como de la otra línea de 69kV se replica las pantallas puestas anteriormente.

El detalle del funcionamiento de cada pantalla se encuentra especificado en el Anexo 8. Manual de Usuario.

5.1.2 Interfaz Servidor Web

Al ingresar se debe configurar el usuario y contraseña establecidos y aparecerá la pantalla que se muestra en la Figura 111.



Figura 111 Interfaz de inicio del servidor web.

En la pantalla de Diagrama Unifilar mostrada en la Figura 106 encontramos el monitoreo del estado de los seccionadores y disyuntores tanto de los alimentadores como de las líneas de 69kV.



Figura 112 Diagrama unifilar del servidor web.

En la pantalla de las Líneas se tiene el monitoreo y control de cada uno de los seccionadores y del disyuntor de la línea respectiva. De igual manera se tiene en la parte inferior la navegación entre pantallas. Como se muestra en las Figura 113.



Figura 113 Interfaz Línea 00-Tulcán del servidor web.

En la Figura 114 se muestra las pantallas de los gabinetes de 13,8kV muestran el control y monitoreo de los mismos, adicionalmente se muestran las variables de los medidores en la parte derecha.



Figura 114 Figura de los alimentadores del servidor web.

En la pantalla del cuadro de fallas se encuentra el monitoreo de todas las alarmas del gabinete de servicios auxiliares, como se muestra en la ilustración 115.



Figura 115 Interfaz del cuadro de alarmas del servidor web.

En el menú principal del servidor web se puede encontrar los documentos que se generan por defecto, como son el documento de las variables de los medidores de todos los alimentadores y del transformador de 13,8kV. Además al producirse una falla se genera otro documento que registra las alarmas producidas en el sistema.

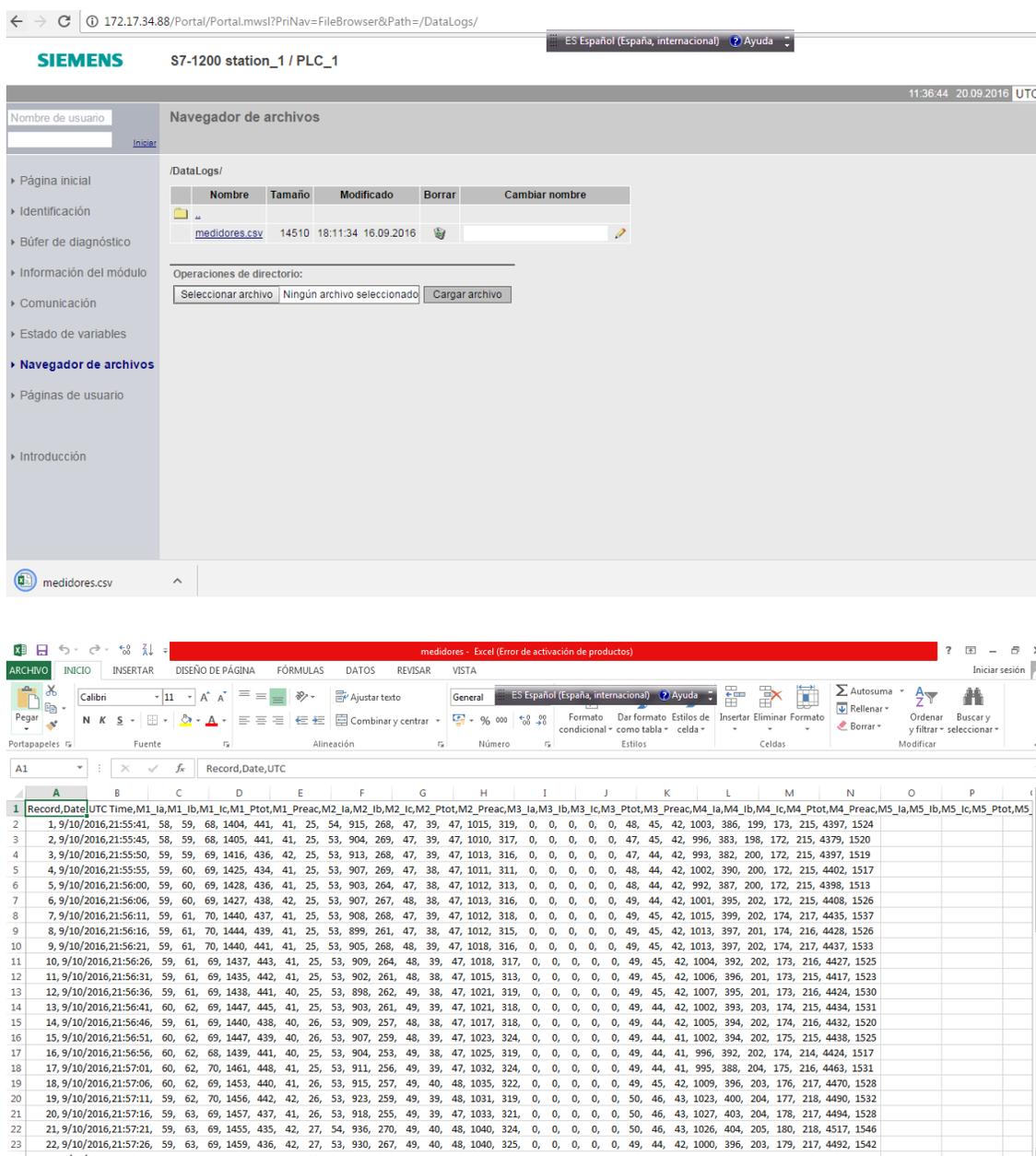


Figura 116 Interfaz de Registro de Alarmas del servidor web.

5.2 Pruebas

Para realizar las pruebas del sistema SCADA redundante se deberá seguir una serie de pasos para evitar el daño a los equipos y para seguridad de los operadores.

5.2.1 Pruebas en la Línea de 69kV

Para realizar las pruebas en los gabinetes de 69kV se debe esperar a que se desconecten desde el sistema interconectado SI. Las pruebas para la verificación del proyecto se realizaron durante el mantenimiento de la Subestación El Ángel, con lo que se aisló la Línea 01 de El Ángel en la subestación San Gabriel.

Para dar inicio se debe verificar si se realizó la desconexión de la línea con el personal del centro de control. El estado inicial tanto del disyuntor como de los seccionadores de la línea es de abierto, como se muestra en la Figura 117.



Figura 117 Verificación del Estado de la Línea.

- Realizar el mando de cerrar los seccionadores de la línea, como se muestra en la Figura 118.



Figura 118 Mando de cerrado en los seccionadores.

- Para realizar el mando de cerrar disyuntor de la línea se debe primero verificar que no se realicen maniobras en la subestación de El Ángel.
- Dar el mando de cierre de disyuntor. En la Figura 119 se muestra el estado de cerrado de los seccionadores y del disyuntor.



Figura 119 Mando de cierre de disyuntor.

- Activar manualmente la activación de las fallas de sobrecorriente direccional en cada fase de la línea, en la Figura 120 se muestra la activación manual de las fallas.



Figura 120 Activación manual de la falla en la línea de 69kV.

En la Figura121 se muestra el panel del gabinete de servicios auxiliares con la falla de sobrecorriente diferencial activada.



Figura 121 Activación Falla sobrecorriente Línea de 69kV.



Figura 122 Activación de la falla en interfaz HMI.

En la Figura123 se muestra la activación de la falla en la interfaz del servidor web.

- Culminadas las pruebas se debe dar aviso al centro de control. En la Figura 123 se encuentra el registro de alarmas almacenado en la interfaz HMI.

EmelNorte Trabajamos por ti

SUBESTACION "SAN GABRIEL"

ESPE UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

MENU

- INICIO
- DIAGRAMA UNIFILAR
- LINEA 1
- LINEA 2
- GIS
- SERVICIOS AUXILIARES
- TRANSFORMADOR
- ALIMENTADOR 1
- ALIMENTADOR 2
- ALIMENTADOR 3
- ALIMENTADOR 4
- ALIMENTADOR 5
- FALLAS
- REGISTRO DE ALARMAS
- TENDENCIAS

="KA10_4" := "KA9_4"

REGISTRO DE ALARMAS PRODUCIDAS

FECHA	HORA	TIPO DE ALARMA	ALARMA	DESCRIPCION
24/07/2016	02:41:23 am	FALLA	AL4-FALLA 50 FASE A	Falla de sobrecorriente momentanea en fase A
24/07/2016	02:50:23 am	FALLA	AL4-FALLA 50 FASE B	Falla de sobrecorriente instantanea en fase B
24/07/2016	02:50:54 am	FALLA	AL4-FALLA 51 FASE B	Falla de sobrecorriente instantanea en fase B
24/07/2016	02:58:14 am	FALLA	AL4-FALLA 51 NEUTRO	Falla de sobrecorriente temporizada Neutro
24/07/2016	04:58:04 am	ALTA TENSION	AL4 la fase	Corriente bajo 500 nivel minimo

EXPORTAR DATOS

Figura 123 Registro de Alarmas en las Pruebas.

- Realizar el mando de abrir primero el disyuntor de la línea, en la Figura 124 se evidencia el estado del disyuntor.



Figura 124 Mando de apertura del disyuntor.

- Realizar el mando de abrir seccionadores.
- Verificación del estado de la línea de la subestación en el centro de control.

5.2.2 Pruebas del Sistema en el Alimentador 4 de 13,8kV

Debido a que este alimentador se encuentra actualmente desconectado no se debe realizar la desconexión de la energía en la subestación, únicamente se debe avisar al centro de control de las maniobras realizadas en la subestación y seguir el siguiente procedimiento.

- Verificar la conexión del dispositivo de control, en el caso del proyecto el PLC S7 1200 y la pantalla táctil.
- Cargar la base de datos del proyecto en el concentrador de datos de la subestación.
- Verificar la alimentación tanto de los duplicadores como de los contactores para la activación de las salidas del Alimentador.
- Verificar que las variables de monitoreo estén funcionando correctamente.
- Debido a que el alimentador 4 esta desconectado inicialmente el estado del alimentador debe ser abierto, por lo que se debe realizar la orden de cerrar, sea desde la pantalla táctil o desde el servidor web ubicado en el centro de control.

En la Figura 125 y 126 se muestra los mandos de apertura y cierre del disyuntor del Alimentador 4 de pruebas mediante la pantalla táctil.



Figura 125 Mando de cierre del disyuntor de pruebas.



Figura 126 Mando de apertura del disyuntor de pruebas.

- Realizar manualmente la activación de las fallas de sobrecorriente en las diferentes fases.

- Verificación de la activación de las fallas en el centro de control y en la pantalla táctil o servidor web, como se muestra en la Figura 127.



Figura 127 Activación de la Falla de Sobrecorriente en 13,8kV en la interfaz HMI.

- Una vez culminadas las pruebas en el alimentador se debe dar la orden de apertura del disyuntor. En la Figura 128 se muestra el registro de alarmas producidas durante las pruebas, con el detalle de las mismas.



Figura 128 Registro de alarmas en la interfaz HMI.

6 CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

Con el sistema SCADA implementado se ha logrado aumentar la confiabilidad del proceso de la subestación, debido a que se cuenta con mayor detalle de los eventos ocurridos en los circuitos, así como también con acciones de control, que ayudan al mantenimiento preventivo de disyuntores.

El protocolo Modbus TCP/IP se usa frecuentemente en equipos de automatización, teniendo grandes prestaciones de comunicación a bajos costos, este protocolo resultó ser idóneo para los propósitos del sistema SCADA propuesto, otros protocolos como DNP3, IEC 61850, específicos para subestaciones limitan su uso debido al costo y disponibilidad en controladores lógico programables de gama media.

Se ha conseguido reducir los tiempos de mantenimiento, considerando que con el proyecto funcionando no es necesario la revisión de los equipos de campo, para conocer en que parte se produjo una falla, sino que se lo realizará directamente desde el sistema SCADA.

Los reportes generados han ayudado a conocer a detalle los tipos de alarmas producidos en la subestación, permitiendo así una manipulación externa de los datos obtenidos.

En el proyecto se consiguió integrar satisfactoriamente la tecnología Siemens en la subestación eléctrica, resultando relativamente una solución más económica respecto a Marcas Comerciales conocidas como Schneider o Mitsubishi, que son mayormente usadas en este tipo de proyectos, sin embargo, su costo es más elevado.

El sistema ha servido como proyecto piloto para ser implementado en otras subestaciones, para lo cual se ha comprobado su funcionalidad, en el que las especificaciones requeridas se han cumplido a cabalidad, además de considerarse un costo relativamente económico en comparación a marcas comerciales especializadas en subestaciones, con esto se puede aumentar la confiabilidad del sistema SCADA.

Este proyecto consistió en la adquisición de datos completa de la subestación, considerando señales antes no existentes en el SCADA actual, consecuentemente EMELNORTE decidió usarlo como base para el sistema SCADA principal de la subestación San Gabriel, contando ahora con un sistema de monitoreo y control más operativo que el anterior.

Los datos registrados de los medidores de la subestación, permiten tener redundancia de información, con la opción de tener disponible los ficheros de datos para su análisis y edición, por tanto ahora existe una mayor versatilidad para la manipulación de los datos.

6.2 Recomendaciones

Verificar las características técnicas de los equipos de campo existentes, para dimensionar los nuevos dispositivos adecuadamente antes de realizar la adquisición de equipos.

Capacitar al personal adecuadamente para el uso de herramientas en trabajos de media y alta tensión, para evitar accidentes eléctricos.

Utilizar EPP adecuado alrededor de las instalaciones de la subestación eléctrica.

Investigación preliminar de los protocolos de comunicación más adecuados de acuerdo a la aplicación que se vaya a realizar.

Es necesario conocer las redes y subredes que se usan a niveles locales, para configurar los equipos adecuadamente, y no generen problemas en la comunicación del SCADA

Manipular todos los equipos de campo con las herramientas adecuadas, para evitar daños en sus estructuras.

Etiquetar debidamente los cables de conexión.

Realizar verificaciones constantes de las direcciones Modbus asignadas debido que se puede realizar manipulaciones indebidas en los dispositivos de campo.

Realizar un mapeo de memoria del PLC para distribuir adecuadamente las direcciones que se vayan a asignar.

En la programación lo más recomendable es realizar funciones independientes para cada línea/alimentador, debido a que se pueden presentar más de un evento simultáneamente.

7 BIBLIOGRAFÍA

ASQUI, L. M., & LEMA, I. (2013). *Diseño e Implementación de una Red Ethernet didáctica con PLC's para el control y monitoreo de procesos modulares*. Riobamba.

BARRANTES, L. (2011). *Diseño del Sistema de Protección y Control de Subestaciones Eléctricas*. Leganés.

DORANTES, A. (2008). *Componentes del Sistema Eléctrico de Potencia*. Obtenido de <http://slideplayer.es/slide/1073981/>

EMELNORTE. (10 de Abril de 2016). Obtenido de http://www.emelnorte.com/eern/index.php?option=com_content&view=article&id=55&Itemid=61

EMELNORTE, S. E. (s.f.). *Sistema Eléctrico EMELNORTE*. Recuperado el 10 de Abril de 2016, de Repositorio UTN: <http://repositorio.utn.edu.ec/bitstream/123456789/2182/1/FECYT%20934%20TESIS%20FINAL.pdf>

GONZALEZ, H. (2006). *Supervisión de las Unidades de Transmisión Remota de la Electrificadora de Santander S.A. ESP Mediante Protocolo IEC 60870 5 101*. Bucaramanga.

HERNANDEZ, M., & LEDESMA, D. (2010). *Desarrollo de un sistema SCADA para la medición de voltajes con sistemas embebidos*.

HIDALGO, J. (2008). *Guía Básica de Diseño de Subestaciones Eléctricas con Énfasis en el Arreglo de Barras Colectoras de Interruptor y Medio*. Ciudad Universitaria Rodrigo Facio.

JIMENEZ, E. (2004). *Técnicas de Automatización Avanzadas en Procesos Industriales*.

- MAR, J. V. (2011). *Descripción y Función del Equipo de una Subestación Eléctrica*. Poza Rica.
- PAUTE, C. (2011). *Estudio de un Sistema SCADA Aplicable a las Subestaciones Eléctricas de Distribución*. Cuenca-Ecuador.
- PUMA, M. (27 de Mayo de 1012). Obtenido de ELECTRICIDAD: Subestaciones Eléctricas: <http://claudio-puma.blogspot.com/2012/05/electricidad-subestaciones-electricas.html>
- QUINTANA, M. (2012). *Migración de una Red Industrial para Subestaciones Eléctricas al Protocolo IEC 61850*. Lima.
- RIVADENEIRA, I. (2005). *Análisis de Protocolos de Comunicación para la Automatización de Subestaciones de Transmisión Eléctrica*. Sangolquí Ecuador.
- ROBALINO, C. (2007). *Diseño e Implementación de un sistema SCADA*.
- RODRIGUEZ, J. (s.f.). *Protocolos Industriales y de Telecontrol para Sistemas Distribuidos*. Universidad de San Buenaventura.
- SISON, M. (2010). *SlidePlayer*. Obtenido de Subestaciones Eléctricas Definiciones, tipos y configuraciones.: <http://slideplayer.es/slide/2692667/>
- VALENZUELA, P. L. (2009). *Automatización de la Subestación San Agustín de Emelnorte para su Integración a un Sistema SCADA*. Quito.
- XM S.A. (s.f.). *Expertos en Mercados*. Obtenido de Introducción a las Subestaciones Eléctricas.