



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA E
INSTRUMENTACIÓN**

**PROYECTO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO EN ELECTRÓNICA E
INSTRUMENTACIÓN**

**TEMA: “IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA SCADA LOCAL
MEDIANTE PROTOCOLO IEC61850 PARA LAS CELDAS DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LAS SUBESTACIONES DE LA
EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL DE COTOPAXI S.A.,
COMO PARTE DEL SISTEMA INTEGRADO PARA LA GESTIÓN
DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN CONVENIO CON EL
MEER”.**

AUTORES: NANCY JIMENA TAPIA QUEVEDO

ANDRÉS SEBASTIÁN TOBAR VILLACÍS

DIRECTOR: ING. CÉSAR NARANJO H.

CODIRECTOR: ING. WILSON TRÁVEZ P.

LATACUNGA

2015

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS – ESPE
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA E INSTRUMENTACIÓN

CERTIFICADO

Ing. César Naranjo H. (DIRECTOR)
Ing. Wilson Trávez P. (CODIRECTOR)

CERTIFICAN

Que el trabajo titulado “IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA SCADA LOCAL MEDIANTE PROTOCOLO IEC61850 PARA LAS CELDAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LAS SUBESTACIONES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL DE COTOPAXI S.A., COMO PARTE DEL SISTEMA INTEGRADO PARA LA GESTIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN CONVENIO CON EL MEER”, realizado por la Señorita Nancy Jimena Tapia Quevedo y el Señor Andrés Sebastián Tobar Villacís, ha sido guiado y revisado periódicamente y cumple normas estatutarias establecidas por la Universidad de las Fuerzas Armadas - ESPE.

Debido a que constituye un trabajo de excelente contenido científico y aplicable para el desarrollo profesional, se recomiendan su publicación.

El mencionado trabajo consta de un documento empastado y un disco compacto el cual contiene los archivos en formato portátil de Acrobat (pdf). Autoriza la Señorita Nancy Jimena Tapia Quevedo y el Señor Andrés Sebastián Tobar Villacís que lo entregue al Ing. Franklin Silva, en su calidad de Director de Carrera.

Latacunga, Septiembre del 2015

Ing. César Naranjo H.
DIRECTOR

Ing. Wilson Trávez P.
CODIRECTOR

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS – ESPE
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA E INSTRUMENTACIÓN

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Nosotros, NANCY JIMENA TAPIA QUEVEDO

ANDRÉS SEBASTIÁN TOBAR VILLACÍS

DECLARO QUE:

El proyecto de grado denominado “IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA SCADA LOCAL MEDIANTE PROTOCOLO IEC61850 PARA LAS CELDAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LAS SUBESTACIONES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL DE COTOPAXI S.A., COMO PARTE DEL SISTEMA INTEGRADO PARA LA GESTIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN CONVENIO CON EL MEER”, ha sido desarrollado en base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros, conforme las citas correspondientes, cuyas fuentes se incorporan en las referencias bibliográficas.

Consecuentemente este trabajo es de nuestra autoría.

En virtud de esta declaración, nos responsabilizamos del contenido, veracidad y alcance científico del proyecto de grado en mención.

Latacunga, Septiembre del 2015

Nancy Jimena Tapia Quevedo
C.C.: 050349442-9

Andrés Sebastián Tobar Villacís
C.C.: 180343538-5

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS – ESPE
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA E INSTRUMENTACIÓN

AUTORIZACIÓN DE PUBLICACIÓN

Nosotros: Nancy Jimena Tapia Quevedo

Andrés Sebastián Tobar Villacís

Autorizamos a la UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS – ESPE, la publicación, en la biblioteca virtual de la Institución del “IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA SCADA LOCAL MEDIANTE PROTOCOLO IEC61850 PARA LAS CELDAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LAS SUBESTACIONES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL DE COTOPAXI S.A., COMO PARTE DEL SISTEMA INTEGRADO PARA LA GESTIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN CONVENIO CON EL MEER”, cuyo contenido, ideas y criterios son de nuestra exclusiva responsabilidad y autoría.

Latacunga, Septiembre 2015

Nancy Jimena Tapia Quevedo
C.C.: 050349442-9

Andrés Sebastián Tobar Villacís
C.C.: 180343538-5

DEDICATORIA

Dedico este proyecto en primer lugar a DIOS, a mis Padres por el apoyo incondicional, por todo el esfuerzo y sacrificio que han hecho para poder culminar esta meta. De manera especial a mi Hermano y Hermanas por haberme dado su fuerza y confianza en mi formación académica.

JIMENA

AGRADECIMIENTO

En primer lugar quiero agradecer a Dios por haberme guiado por el buen camino, A mis padres por todo el apoyo brindado en mi vida académica, por la confianza, amor y sacrificio para poder cumplir esta meta.

A mis tutores Ing Wilson Trávez, Ing César naranjo que supieron compartir sus experiencias y conocimientos para culminar esta meta.

JIMENA

DEDICATORIA

Dedico este proyecto de tesis principalmente a Dios, por darme la fortaleza necesaria para afrontar las adversidades.

A mis padres, Delfo y Dora por ser el pilar más importante y por demostrarme siempre su amor y apoyo incondicional. A mis hermanos Carol, Delfo, Alexis, por su apoyo cuando sentía desmayar y su comprensión cuando más lo necesitaba.

ANDRÉS

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios, por permitirme estar junto a mi familia y por darme la fortaleza necesaria para culminar esta meta.

A mis Padres, Delfo Tobar y Dora Fanny Villacís, mi eterno agradecimiento por el esfuerzo realizado en cada jornada de trabajo para darme la mejor educación ya que sin ellos este logro no hubiera sido posible.

A mis Hermanos Carol, Delfo, Alexis, por su apoyo incondicional.

De manera especial al Ing. César Naranjo y al Ing. Wilson Trávez quienes en calidad de tutores, aportaron con sus conocimientos y experiencia.

ANDRÉS

ÍNDICE DE CONTENIDO

PORTADA	i
CERTIFICADO	ii
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	iii
AUTORIZACIÓN DE PUBLICACIÓN.....	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
ÍNDICE DE CONTENIDO	ix
ÍNDICE DE TABLAS	xv
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xvii
RESUMEN	xxi
ABSTRACT	xxii

CAPÍTULO 1

1.1 Antecedentes	1
1.2 Análisis del problema	2
1.3 Justificación e importancia	2
1.4 Objetivos.....	3
1.4.1 Objetivo general	3
1.4.2 Objetivo específicos	3
1.5 Alcance	4
1.6 Introducción	5

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....	6
2.1 Sistema SCADA local	6
2.1.1 Características:	7
2.2 Equipos y dispositivos electrónicos que forman parte de un sistema.....	
SCADA.....	7
2.2.1 Unidad terminal remota.	7
2.2.2 Equipos de corte y maniobra eléctricos.....	8
2.2.3 Seccionadores.....	9
2.2.3.a Seccionador de cuchillas giratorias.....	10
2.2.3.b Seccionador de cuchillas deslizantes.....	10
2.2.3.c Seccionadores de columnas giratorias.....	11
2.2.3.d Seccionadores de pantógrafo	11
2.2.4 Disyuntor de potencia.....	12
2.2.4.a Disyuntores en aceite:.....	12
2.2.4.b Disyuntor en gas SF6 hexafluoruro de azufre.....	13
2.2.4.c Disyuntor de soplado de aire.....	14
2.2.4.d Disyuntores de media tensión en vacío	14
2.2.5 Medidores.....	14
2.2.5.a Medidor ION 7650.....	15
2.2.5.b Aplicaciones eléctricas	15
2.2.6 Relés de protección.....	15
2.2.6.a Tipos de relés de protección	16
2.2.7 Relé GE MULTILIN F650	17
2.2.7.a Características:	17
2.2.8 Relé REF 615.....	18
2.2.8.a Características:	19

2.2.8.b Software PCM600	19
2.2.9 Relé RET 615	20
2.2.9.a Características:	21
2.2.10 Relé REU 615	21
2.2.10.a Características:	22
2.2.11 Relé SIPROTEC 7SJ62.....	22
2.2.11.a Características	23
2.2.12 Software para diseño HMI	23
2.2.12.a Software LabVIEW	24
2.2.12.b Recursos de LabVIEW.....	25
2.2.13 OPC.....	25
2.2.13.a Tipos de OPC.....	26
2.2.13.b OPC IOserver	26
2.3 Evolución de la automatización en subestaciones.....	27
2.4 Introducción estándar IEC 61850.....	28
2.4.1 Estructura del estándar IEC 61850	29
2.4.2 Características del estándar IEC 61850.....	30
2.5 Integración de IED's y RTU's mediante el uso del estándar IEC 61850.....	32
2.6 RTU SAITEL DP	33
2.6.1 Principales características:.....	34
2.6.2 Buses de comunicaciones SAITEL 2000DP.....	35
2.6.3 Configuración de parámetros SAITEL	36
2.7 Subsistemas de control centralizado	36
2.7.1 Control centralizado con adquisición centralizada.....	36
2.7.2 Control centralizado con adquisición distribuida.....	37
2.7.3 Subsistemas de control distribuido.....	38
2.7.4 Sistemas de control completos.....	39

CAPÍTULO 3

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN	40
3.1 Antecedentes	40
3.2 Topología de red en las subestaciones	40
3.2.1. Tablas de topologías de red de subestaciones	42
3.3 Topología de red entre subestaciones	46
3.4 Direccionamiento lógico de red de equipos	48
3.4.1 Tablas de direcciones.....	48
3.5 Diagrama de comunicaciones de las subestaciones de ELEPCO S.A. .	57
3.6 Diagrama de conexiones de equipos de campo al concentrador de..... datos.....	58
3.7 Comunicación entre IED'S y concentradores de datos mediante el..... estándar IEC 61850.....	59
3.7.1 Diseño de la red IEC 61850 en las subestaciones de..... ELEPCO S.A.....	59
3.8 Configuración de dispositivos de medición, protección y control para..... las subestaciones de ELEPCO S.A.....	61
3.8.1 Configuración del medidor ION 7650	62
3.8.2 Configuración de los relés de medición, protección y control.....	68
3.8.2.a Configuración de la comunicación entre PCM600 y el IED..	68
3.8.3 Configuración de relés ABB con mensajería GOOSE por..... intermedio del software PCM600 2.6.	75
3.8.3.a Ajustes de las funciones del relé de protección.	75
3.8.3.b Matriz de señales.	78
3.8.3.c Configuración de mensajería GOOSE a través del software..... PCM 600.....	80
3.8.3.d Configuración de la matriz de funciones para integrar..... señales con mensajes GOOSE.	80
3.8.3.e Configuración de la estación IEC-61850.....	83

3.8.3.f Consideraciones para la supervisión de los mensajes.....	
GOOSE.	84
3.9 Configuración del OPC IO Server	85
3.10 Diseño del HMI para monitoreo y control de parámetros eléctricos.....	93
3.10.1 Programación de la pantalla principal del sistema SCADA en la....	
subestación San Rafael.	94
3.10.2 Programación ventana diagrama unifilar	96
3.10.3 Históricos de las salidas de las subestaciones de.....	
ELEPCO S.A.....	102

CAPÍTULO 4

IMPLEMENTACIÓN, PRUEBAS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS DE.....	
RESULTADOS	105
4.1 Introducción	105
4.2 Pruebas de conexión física	105
4.3 Conectividad de IED's.....	107
4.3.1 Resultados de comunicaciones en las subestaciones de.....	
ELEPCO S.A.....	108
4.4 Funciones del HMI	113
4.4.1 Ventana de entrada del transformador.....	113
4.5 Interface históricos.....	114
4.6 Reportes en excel	116

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	118
5.1 Conclusiones	118
5.2 Recomendaciones	120
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	121

ANEXOS.....125

- Anexo A** Glosario de términos.
- Anexo B** Topologías de red en las subestaciones de la empresa eléctrica provincial Cotopaxi.
- Anexo C** Diagramas de comunicaciones en las subestaciones de la empresa eléctrica provincial Cotopaxi.
- Anexo D** Diagramas de conexiones de equipos de campo al concentrador de datos.
- Anexo E** Diagramas de conexión red Ethernet en IED's instalados en las subestaciones de la empresa eléctrica provincial Cotopaxi.
- Anexo F** Plantillas de adquisición de datos, protocolos y configuración de los IED's.
- Anexo G** Diagrama de flujo de envío y recepción de mensajes GOOSE.
- Anexo H** Configuración IED REF-615 en PCM600.
- Anexo I** Ingeniería IEC 61850.
- Anexo J** Características IED REF-615.
- Anexo K** Características RTU SAITEL DP.
- Anexo L** Diagramas unifilares de subestaciones.

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 3

Tabla 3.1	Descripción de la arquitectura de red en la subestación San... Rafael	42
Tabla 3.2	Descripción de la arquitectura de red en la subestación El..... Calvario.....	42
Tabla 3.3	Descripción de la arquitectura de red en la subestación..... Salcedo.....	43
Tabla 3.4	Descripción de la arquitectura de red en la subestación..... Mulaló	43
Tabla 3.5	Descripción de la arquitectura de red en la subestación..... Lasso.. ..	44
Tabla 3.6	Descripción de la arquitectura de red en la subestación La..... Cocha	44
Tabla 3.7	Descripción de la arquitectura de red en la subestación..... Sigchos	45
Tabla 3.8	Descripción de la arquitectura de red en la subestación La..... Maná.....	45
Tabla 3.9	Descripción de la arquitectura de red en la subestación Pujilí..	46
Tabla 3.10	Descripción de elementos de la topología de red.....	47
Tabla 3.11	Direccionamiento IP de la subestación San Rafael	49
Tabla 3.12	Direccionamiento IP de la subestación El Calvario.....	50
Tabla 3.13	Direccionamiento IP de la subestación Salcedo	51
Tabla 3.14	Direccionamiento IP de la subestación Mulaló	52
Tabla 3.15	Direccionamiento IP de la subestación Lasso	53
Tabla 3.16	Direccionamiento IP de la subestación La Cocha	54
Tabla 3.17	Direccionamiento IP de la subestación Sigchos	55
Tabla 3.18	Direccionamiento IP de la subestación Pujilí	56
Tabla 3.19	Direccionamiento IP de la subestación La Maná	56
Tabla 3.20	Funciones de los IED´S ABB REF-615 de la subestación San... Rafael	76

Tabla 3.21	Funciones de protección principales bajo estándar.....	
	IEC 61850.....	81
Tabla 3.22	Características de diagnóstico en data objects	85
Tabla 3.23	Configuración del canal para el OPC IO Server con el.....	
	estándar IEC61850.....	89
Tabla 3.24	Configuración TCP/IP	92

CAPÍTULO 4

Tabla 4.1	Tiempo de respuesta en la subestación San Rafael.....	108
Tabla 4.2	Tiempo de respuesta en la subestación El Calvario.....	109
Tabla 4.3	Tiempo de respuesta en la subestación Salcedo	109
Tabla 4.4	Tiempo de respuesta en la subestación Mulaló.....	110
Tabla 4.5	Tiempo de respuesta en la subestación Lasso.....	110
Tabla 4.6	Tiempo de respuesta en la subestación La Cocha.....	111
Tabla 4.7	Tiempo de respuesta en la subestación Sigchos	111
Tabla 4.8	Tiempo de respuesta en la subestación La Maná.	112
Tabla 4.9	Tiempo de respuesta en la subestación Pujilí	112

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 2

Figura 2.1:	Niveles y equipos de un sistema SCADA	6
Figura 2.2:	RTU-tarjetas convertidoras.	8
Figura 2.3:	Seccionador de línea	9
Figura 2.4:	Seccionador de cuchillas giratorias.....	10
Figura 2.5:	Seccionador de cuchillas deslizantes	10
Figura 2.6:	Seccionador de columnas giratorias	11
Figura 2.7:	Seccionador de pantógrafo	11
Figura 2.8:	Disyuntor en aceite	13
Figura 2.9:	Disyuntor en gas SF6	13
Figura 2.10:	Disyuntores de media tensión en vacío	14
Figura 2.11:	Relé de medición ION 7650	15
Figura 2.12:	Relé GE multilin F650	17
Figura 2.13:	Relé REF 615	19
Figura 2.14:	Software PCM600.....	20
Figura 2.15:	Relé RET 615	21
Figura 2.16:	Relé REU 615.....	22
Figura 2.17:	Relé SIPROTEC 7SJ62	23
Figura 2.18:	Interfaces de un VI.....	25
Figura 2.19:	OPC IOSERVER.....	26
Figura 2.20:	Niveles de la automatización	27
Figura 2.21:	Estructura del estándar IEC 61850.....	29
Figura 2.22:	Agrupamientos lógico IEC 61850.....	31
Figura 2.23:	Arquitectura IEC 61850, integración de dispositivos.....	32
Figura 2.24:	SCL nodos lógicos	32
Figura 2.25:	SAITEL 2000DP.....	34
Figura 2.26:	RTU SAITEL DP	34
Figura 2.27:	Buses de interconexión en un backplane SAITEL 2000DP	35
Figura 2.28:	Configuraciones de adquisición centralizada.....	37
Figura 2.29:	Adquisición distribuida	38
Figura 2.30:	Subsistema de control distribuido	38

Figura 2.31: Sistema de control completo.....	39
--	----

CAPÍTULO 3

Figura 3.1: Topología de red-subestación San Rafael.....	41
Figura 3.2: Arquitectura de red de las subestaciones ELEPCO S.A.....	41
Figura 3.3: Diagrama de comunicación subestación San Rafael.....	57
Figura 3.4: Diagrama de conexiones del disyuntor 52L0 al concentrador..... de datos	58
Figura 3.5: Diagrama de comunicación subestación San Rafael.....	60
Figura 3.6: Ventana de acceso al programa ION SETUP	63
Figura 3.7: Interfaz de comunicación	63
Figura 3.8: Configuración de parámetros del equipo ION 7650	64
Figura 3.9: Setup assistant en ION SETUP	64
Figura 3.10: Firmware upgrade.....	65
Figura 3.11: Ventana de diálogo meter password.....	65
Figura 3.12: Versión firmware	66
Figura 3.13: Características del firmware V3.6 del equipo ION SETUP	66
Figura 3.14: Proceso de instalación del firmware	67
Figura 3.15: Configuración del ION 7650.....	67
Figura 3.16: Actualización de firmware completa ION 7650	68
Figura 3.17: Software PCM600 V2.6	68
Figura 3.18: Creación nuevo proyecto en PCM600	69
Figura 3.19: Estructura de planta subestación eléctrica en PCM600.....	70
Figura 3.20: Creación de planta subestación eléctrica en PCM 600.....	70
Figura 3.21: Bahía en la estructura de una subestación eléctrica.....	71
Figura 3.22: Estructura de la bahía de una subestación eléctrica.....	72
Figura 3.23: Configuración del IED modo online.....	72
Figura 3.24: Asistente de configuración con estándar IEC 61850	73
Figura 3.25: Escaneo de la orden de código del IED.....	73
Figura 3.26: Resumen de características del IED.....	74
Figura 3.27: Asistente de configuración del IED	74
Figura 3.28: Ventana de configuración de funciones en PCM 600, para..... relés REF 615... ..	77

Figura 3.29: Ventana de configuración de protección de sobrecorriente..... instantánea de fase.	77
Figura 3.30: Matriz de configuración de funciones de IED's REF 615	78
Figura 3.31: Hojas de combinaciones de los bloques de funciones del..... relé ABB REF 615	79
Figura 3.32: Grupo de señales creado en la matriz de funciones para..... configuración de mensajes GOOSE	80
Figura 3.33: Selección de transmisión de mensajes GOOSE.....	82
Figura 3.34: Configuración de señales en logical device	82
Figura 3.35: Configuración del modelo de datos en la estación IEC 61850.	83
Figura 3.36: Menú de la estación IEC 61850 para designación de señales.... para mensajes GOOSE.	84
Figura 3.37: Configuración IOSever- nuevo tablero.....	86
Figura 3.38: Configuración IOSever-board	86
Figura 3.39: Configuración IOSever-new port.....	87
Figura 3.40: Configuración IOSever-estándar IEC 61850	87
Figura 3.41: Configuración IOSever- canal IOSERVER	88
Figura 3.42: Configuración IOSever-nuevo dispositivo.....	90
Figura 3.43: Configuración IOSever- device name	90
Figura 3.44: Configuración IOSever-address.....	91
Figura 3.45: Configuración IOSever- direcciones IP.....	91
Figura 3.46: Pantalla principal SCADA de la subestación San Rafael.....	93
Figura 3.47: Programación de la pantalla principal del sistema SCADA en.... la subestación San Rafael.	94
Figura 3.48: Unifilar de la subestación San Rafael.	95
Figura 3.49: Programación del diagrama unifilar	96
Figura 3.50: Panel frontal salida 1 PRI11	97
Figura 3.51: Panel frontal salida 2 PRI12	97
Figura 3.52: Panel frontal salida 3 PRI13	98
Figura 3.53: Panel frontal salida 4 PRI14	98
Figura 3.54: Panel frontal salida 5 PRI15	99
Figura 3.55: Panel frontal transformador	99
Figura 3.56: Programación de la salida1 PRI11.....	100
Figura 3.57: Programación de la salida 2 PRI12.....	100

Figura 3.58: Programación de la salida 3 PRI13.....	101
Figura 3.59: Programación de la salida 4 PRI14.....	101
Figura 3.60: Programación de la salida 5 PRI15.....	102
Figura 3.61: Pantalla de históricos del sistema SCADA	103
Figura 3.62: Pantalla programación de históricos del sistema SCADA	104

CAPÍTULO 4

Figura 4.1: Pruebas de conectividad con IED's	106
Figura 4.2: Pruebas de conectividad con el concentrador de datos.....	106
Figura 4.3: Conectividad con los equipos REF615	107
Figura 4.4: Tiempo de respuesta de los equipos REF 615	107
Figura 4.5: Valores de corrientes, voltajes, potencias.....	113
Figura 4.6: Ventana de la salida 2 del REF 615.....	114
Figura 4.7: Ventana históricos potencias	114
Figura 4.8: Ventana históricos voltajes	115
Figura 4.9: Ventana históricos corrientes.....	115
Figura 4.10: Registro de valores potencias MW, MVAR, MVA	116
Figura 4.11: Registro de valores voltajes [V].....	117
Figura 4.12: Registro de valores corrientes [A].....	117

RESUMEN

Las empresas de distribución eléctrica del Ecuador plantean la automatización de las subestaciones de distribución eléctrica por intermedio de sistemas SCADA locales, los cuales se enlazan a un sistema SCADA nacional con el objetivo de mejorar la eficiencia operativa, mejorar la productividad, calidad de servicio y la continuidad del suministro eléctrico en el Ecuador. En el presente proyecto, se tiene como propósito el diseño e implementación del sistema SCADA local mediante estándar IEC 61850 para las celdas de distribución eléctrica de las subestaciones de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A., como parte del sistema integrado para la gestión de la distribución eléctrica en convenio con el MEER. El enfoque de este proyecto es implementar un sistema SCADA que permita realizar supervisión, control y monitoreo de las celdas de distribución eléctrica de las subestaciones de ELEPCO S.A. El estándar de comunicación que se implementó es IEC 61850, su arquitectura se fundamenta en una red Industrial Ethernet, que permite el intercambio de información de los relés de protección, medición y control con el OPC IOSERVER y el software LabVIEW en el cual se desarrolló la interfaz gráfica HMI. Para el monitoreo de los parámetros voltaje, corriente y potencia, se diseñó una interface gráfica HMI utilizando LabVIEW 2012. Esta interfaz permite observar las pantallas con los diagramas unifilares de cada subestación y sus respectivos parámetros eléctricos medidos en tiempo real.

PALABRAS CLAVE:

- **SISTEMA SCADA**
- **ESTANDARIZACIÓN INTERNACIONAL DE COMUNICACIÓN 61850**
- **RED INDUSTRIAL ETHERNET**
- **DISPOSITIVO ELECTRÓNICO INTELIGENTE**
- **RELÉS DE PROTECCIÓN**

ABSTRACT

The electricity distribution companies of Ecuador raised the automation of power distribution substations through local SCADA systems, which to a national SCADA system are linked with the aim of improving operational efficiency, improve productivity, service quality and continuity of electricity supply in Ecuador. This project has a purpose to design and implement local SCADA system using IEC 61850 standard for cells power distribution substations of Cotopaxi Provincial Electric Company S.A., as part of the integrated management of the electrical distribution system in agreement with the MEER. The focus of this project is to implement a SCADA system that allows supervision, control and monitoring to cell electrical distribution for substations of Cotopaxi Provincial Electric Company S.A. The communication standard which was implemented is IEC 61850, this architecture is based on an Industrial Ethernet network, which allows the exchange of information protection relays, measurement and control with OPC IO Server and LabVIEW software in which it developed the HMI graphical interface. For monitoring the electric parameters such as voltage, current and power, a graphical HMI interface was designed using LabVIEW 2012. This interface allows watching the screens with line diagrams for each substation and their respective electrical parameters measured in real time.

KEYWORDS:

- **SCADA SYSTEM**
- **INTERNATIONAL STANDARDIZATION COMMUNICATION**
- **INDUSTRIAL ETHERNET**
- **INTELLIGENT ELECTRONIC DEVICE**
- **PROTECTION RELAYS**

CAPÍTULO 1

1.1 ANTECEDENTES

En Mayo del 2009, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER, en adelante) y las Empresas de distribución eléctrica del Ecuador firmaron un convenio de cooperación institucional para el fortalecimiento del sector de la distribución eléctrica, con el objetivo de lograr un cambio de paradigma hacia un adecuado y moderno servicio de distribución y comercialización. Dentro de este contexto, todas las Empresas de distribución eléctrica del país se comprometieron, a través de la firma de dicho convenio, a trabajar en forma unida y homogénea para:

- Mejorar la eficiencia operativa.
- Mejorar la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico.
- Impulsar la eficiencia energética en armonía con el ambiente.

Para conseguir tales objetivos se diseñó el proyecto SIGDE “Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica”, que actualmente se encuentra en ejecución.

El proyecto SIGDE, persigue la implantación de un modelo de gestión único, sustentado en estándares de la industria eléctrica en el ámbito del control y las comunicaciones, que proporcione la homologación de procesos, procedimientos, modelo común de información (CIM), estructuras, sistemas, y tecnologías, aprovechando las mejores prácticas de cada una de las Empresas de Distribución Eléctrica a nivel nacional e internacional.

En este marco se plantea un nuevo escenario cuyo objetivo es el de integrar procesos, componentes y módulos; que se fundamente en la asignación de capacidades entre plataformas especializadas, de forma que se optimiza la capacidad de gestión y la funcionalidad global del sistema comercial único a implantar en el sector eléctrico ecuatoriano.

El desarrollo del proyecto se sustenta en la incorporación de las subestaciones eléctricas y centrales de generación descritas a continuación de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. al SIGDE permitiendo la homologación de procesos y tecnología.

- Centro de Control de ELEPCO S.A.
- Subestación El Calvario

- Subestación La Cocha
- Subestación Salcedo
- Subestación Sigchos
- Subestación La Maná
- Subestación Lasso
- Subestación Mulaló
- Subestación Pujilí

1.2 ANÁLISIS DEL PROBLEMA

Las Subestaciones de Distribución Eléctrica de ELEPCO S.A., en la necesidad de incorporarse al proyecto SIGDE considera el cambio de tecnología en equipos y dispositivos de protección, medición y control que permitan incorporar las señales eléctricas y electromecánicas provenientes de transformadores, seccionadores y disyuntores; así como, también identificar las características físicas y lógicas de comunicación de los equipos existentes en las mismas, para la creación de un sistema inteligente que cumpla con el estándar de regulación eléctrica No. CONELEC–005/08 instaurada por el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables.

Bajo este paradigma, la ELEPCO S.A. se encuentra en la necesidad de implementar un sistema SCADA local en las Subestaciones de distribución eléctrica que permita la interconexión de los equipos de protección, medición y control, garantizando eficiencia y fiabilidad en el monitoreo y control de parámetros eléctricos.

1.3 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

En la actualidad el desarrollo de la electrónica está avanzando en otros campos tales como, sistemas de comunicaciones inalámbricas, Smart Grid y protocolos de comunicación usados para la distribución de energía eléctrica a los clientes, experimentado un crecimiento acelerado; por lo que, es necesario que los estudiantes de la Carrera de Ingeniería Electrónica e Instrumentación, experimenten una formación adecuada sobre estas tecnologías y se familiaricen con su investigación y manipulación de modo práctico.

El desarrollo de este proyecto tiene como propósito implementar un SISTEMA SCADA LOCAL MEDIANTE PROTOCOLO IEC 61850 PARA LAS CELDAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LAS SUBESTACIONES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A., COMO PARTE DEL SISTEMA INTEGRADO PARA LA GESTIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN CONVENIO CON EL MEER es importante indicar que el desarrollo de este proyecto contribuye al desarrollo de la matriz productiva en cuanto a innovación del sistema de distribución eléctrica por parte de ELEPCO S.A., disminuyendo los tiempos de respuesta en reposición del sistema eléctrico, en lugares alejados a los que el personal técnico tardaría mucho tiempo en llegar, además se puede obtener registros inmediatos de las causas o efectos de las fallas en el sistema permitiendo generar soluciones adecuadas para disminuir posibles fallas futuras.

Así mismo, no se puede dejar de lado la responsabilidad que como estudiantes de la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE Latacunga se ha contribuido con las empresas del País, poniendo al servicio los conocimientos adquiridos durante nuestros años de estudio.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 OBJETIVO GENERAL

Implementar un sistema SCADA Local mediante protocolo IEC 61850 para las celdas de distribución eléctrica de las subestaciones de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. como parte del sistema integrado para la gestión de la distribución eléctrica en convenio con el MEER.

1.4.2 OBJETIVO ESPECÍFICOS

- Investigar sobre la evolución y desarrollo del protocolo IEC 61850 en subestaciones de distribución eléctrica.
- Identificar los equipos de protección, medición y control; interfaces y protocolos de comunicación requeridos para el sistema SCADA local en las subestaciones de ELEPCO S.A
- Analizar e investigar las particularidades que presentan los sistemas de comunicación mediante el uso del protocolo IEC 61850 para la

interconexión de equipos de protección, medición y control de las celdas de distribución eléctrica.

- Instalar los equipos de protección, medición y control que forman parte de la repotenciación de las subestaciones de distribución eléctrica dispuestas para para la implementación del sistema SCADA local.
- Configurar el mapeo de memoria de las señales eléctricas proveniente de los equipos electrónicos mediante el protocolo IEC 61850.
- Parametrizar y configurar las interfaces de comunicación Ethernet para uso del protocolo IEC 61850 sobre TCP/IP.

1.5 ALCANCE

- Recopilar información del proceso de implementación del Sistema SCADA para el desarrollo integral en ELEPCO S.A.
- Configurar los aplicativos de software y hardware necesario para soportar los procesos relacionados con los sistemas en las subestaciones eléctricas de ELEPCO S.A.
- Verificar y analizar los protocolos en los concentradores a ser instalados en las Subestaciones de Distribución Eléctrica de ELEPCO S.A.
- Configurar y parametrizar los equipos disponibles en las subestaciones de distribución eléctrica, usando los protocolos de comunicación apropiados para su integración a los concentradores previstos por TELVENT.
- Realizar el sistema SCADA Local para las subestaciones de la ELEPCO S.A con el fin de incorporarse al proyecto SIGDE.

1.6 INTRODUCCIÓN

El cambio tecnológico industrial y energético plantean la automatización de un conjunto de procesos en su respectivo entorno, apuntando al mejoramiento de la productividad, al aumento en la calidad del producto final o servicio y al incremento de seguridad en el desempeño laboral de los operadores.

En concordancia con lo expuesto, la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. y el MEER persiguen la implantación de un modelo de gestión único, sustentado en estándares de la industria eléctrica y de comunicaciones, que proporcione la homologación de procesos y procedimientos mediante un sistema SCADA dedicado al monitoreo y control de parámetros eléctricos que se manejan en cada una de las subestaciones de distribución.

Con el propósito de mejorar la eficiencia operativa, la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico e impulsar la eficiencia energética en armonía con el ambiente se han desarrollado protocolos de comunicación para aplicaciones eléctricas, tales como DNP3¹, IEC 60870-5-101/103/104², Profibus³ e IEC 61850⁴ cumpliendo con requerimientos, más allá de la definición de bits, tramas de comunicación, y mecanismos de transferencia de datos entre nodos de la red, el IEC 61850, protocolo de comunicación eléctrico con el que se instaurara la red de comunicaciones para los equipos de protección y medición que forman parte de la red de distribución eléctrica de las subestaciones de ELEPCO S.A. incorporando nuevos servicios, modelos de datos, y demás funciones que se den como resultados de necesidades futuras en las mismas.

¹**DNP3:** Es un protocolo industrial para comunicaciones ampliamente utilizado en el sector eléctrico.

²**IEC 60870-5-101/103/104:** Protocolos estándar para telecontrol, teleprotección y telecomunicaciones para sistemas de energía eléctrica.

³**Profibus:** Estándar de comunicaciones para buses de campo, orientado a las comunicaciones de instrumentos de procesos.

⁴**IEC 61850:** Protocolo que permite la interoperabilidad de los sistemas y arquitecturas flexibles en el dominio de la automatización de subestaciones distribución eléctrica.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

2.1 SISTEMA SCADA LOCAL

Un sistema SCADA hace referencia a un sistema de adquisición de datos y control supervisorio, permite controlar y/o supervisar una planta o proceso por medio de una estación central (generalmente una PC) que hace de Master (llamada también unidad terminal maestra MTU) y una o varias unidades remotas (unidad terminal remota RTU) por medio de las cuales se hace el control/adquisición de datos hacia/desde el campo o proceso.

El sistema SCADA es el encargado de recolectar la información de cada una de las RTU. Esta información es procesada y analizada, siendo presentada al operador en una interfaz visual de fácil manejo (HMI – Interfaz Humano Máquina) que le permite tomar decisiones y modificar parámetros del proceso [1].

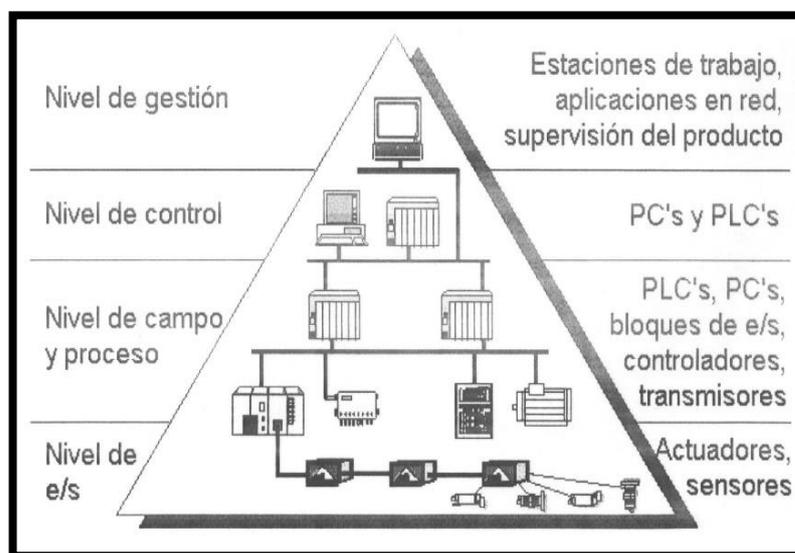


Figura 2.1: Niveles y Equipos de un Sistema SCADA

Fuente: [2]

2.1.1 CARACTERÍSTICAS:

- Generación de datos históricos de las señales de las plantas.
- Ejecución de programas, que pueden modificar los lazos y modos de control e incluso anular o modificar las tareas asociadas al autómata, bajo ciertas condiciones.
- Posibilidad de programación numérica, que permita realizar cálculos aritméticos complejos en el ordenador [3].

2.2 EQUIPOS Y DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS QUE FORMAN PARTE DE UN SISTEMA SCADA.

2.2.1 Unidad Terminal Remota.

Una RTU es un equipo instalado en una localidad remota que recopila datos y luego la codifica en un formato que le permita transmitirlos hacia una estación central (Unidad Terminal Maestra, MTU) u otra RTU. Suelen estar basadas en ordenadores especiales que controlan directamente el proceso mediante tarjetas convertidoras adecuadas o que se comunican con los elementos de control (PLC, Reguladores) mediante los protocolos de comunicación adecuados, como se indica en la figura 2.2.

Una RTU también recibe información desde la estación central, decodifica los datos enviados y posibilita la ejecución de órdenes enviadas desde la misma.

Una RTU está equipada de canales de entrada para detección o medición de las variables de un proceso y de canales de salida para control o activación de alarmas, y un puerto de comunicaciones [4].

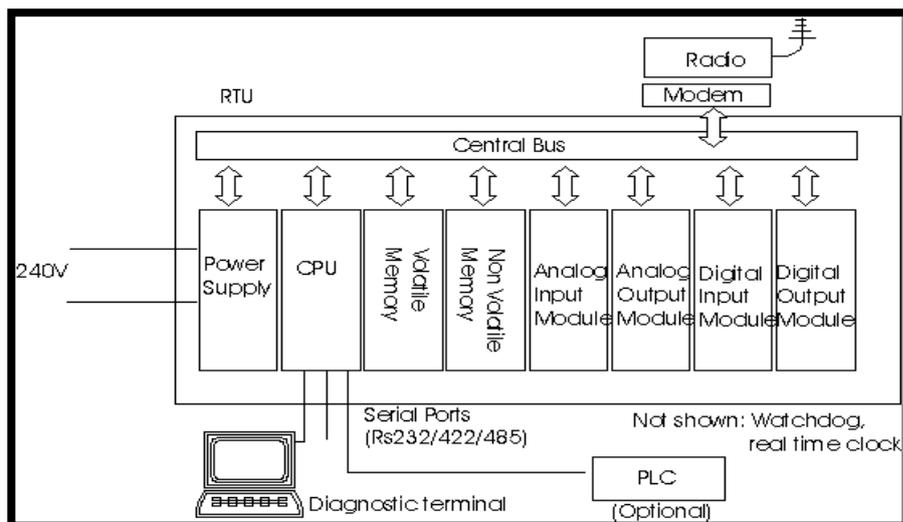


Figura 2.2: RTU-Tarjetas Convertidoras.

Fuente: [4]

2.2.2 Equipos de Corte y Maniobra Eléctricos.

Una subestación de distribución eléctrica es un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman una parte de un sistema eléctrico de potencia, donde su principal función es: “Transformar tensiones y derivar circuitos de potencia”, permitiendo el control del flujo de energía, brindando seguridad para el sistema eléctrico, para los respectivos equipos de una subestación eléctrica y para el personal de operación y mantenimiento.

Básicamente se podría decir que las subestaciones y estaciones transformadoras se componen de cinco partes que serían: mando, regulación, corte, protección, transformación y medida. En realidad las labores de mando, corte y protección pueden aparecer combinadas, ya que la aparamenta eléctrica (conjunto de aparatos de maniobra, utilizados en instalaciones eléctricas) utilizada en este tipo de instalaciones lo permite.

La función de los equipos de maniobra y corte, permiten un servicio continuo y aislar eléctricamente partes del sistema que, por diferentes motivos, deban quedar libres de tensión.

En las estaciones y subestaciones transformadoras se encontraran con los siguientes dispositivos que realizan funciones de corte y maniobra [5].

- Seccionadores.
- Interruptor automático de Potencia o Disyuntor.

- Conmutadores de puesta a tierra.
- Transformadores de corriente.
- Transformadores de potencial.
- Capacitores de acoplamiento.
- Filtros de línea
- Apartarrayos
- Transformadores de potencia
- Sistemas de puesta a tierra

2.2.3 SECCIONADORES

Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien de mantenimiento. La misión de estos aparatos es la de aislar tramos de circuitos de una forma visible. Los circuitos que debe interrumpir deben hallarse libres de corriente. No obstante, debe ser capaz de soportar corrientes nominales, sobre intensidades y corrientes de cortocircuito durante un tiempo especificado, un ejemplo de seccionador se muestra en la figura 2.3 [6].



Figura 2.3: Seccionador de línea

Fuente: [7]

Atendiendo a su forma constructiva y a la forma de realizar la maniobra de apertura, se distinguen cinco tipos de seccionadores empleados en media y alta tensión.

2.2.3.a SECCIONADOR DE CUCHILLAS GIRATORIAS

Como su propio nombre indica, la forma constructiva de estos seccionadores permite realizar la apertura mediante un movimiento giratorio de sus partes móviles [8]. Su constitución permite el uso de este elemento tanto en interior como en intemperie.

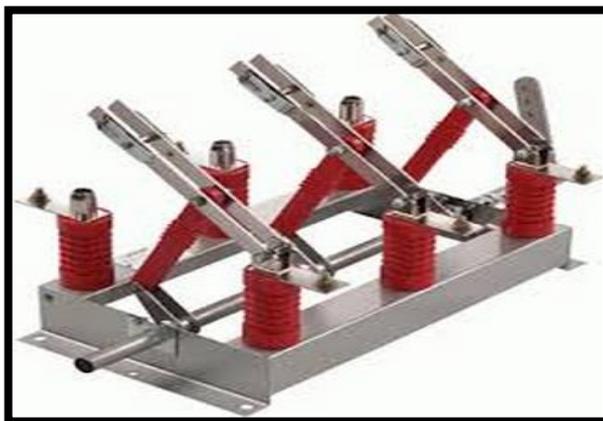


Figura 2.4: Seccionador de cuchillas giratorias

Fuente: [9]

2.2.3.b SECCIONADOR DE CUCHILLAS DESLIZANTES

El movimiento de sus cuchillas se produce en dirección longitudinal (de abajo a arriba). Son los más utilizados debido a que requieren un menor espacio físico que los anteriores, por el contrario, presentan una capacidad de corte menor que los seccionadores de cuchillas giratorias [8].

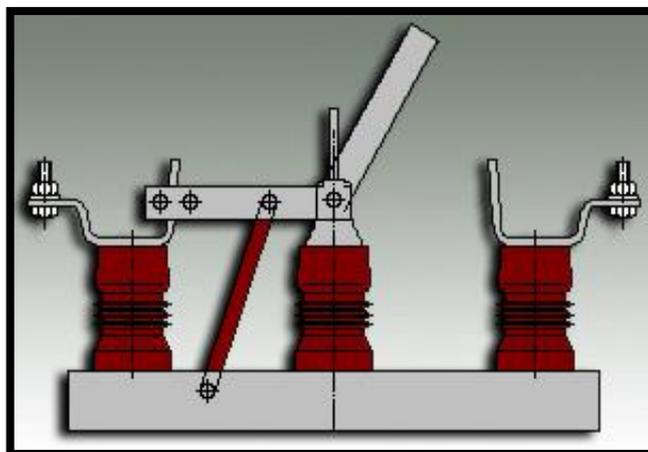


Figura 2.5: Seccionador de cuchillas deslizantes

Fuente: [9]

2.2.3.c SECCIONADORES DE COLUMNAS GIRATORIAS

Su funcionamiento es parecido al de los seccionadores de cuchillas giratorias, la diferencia entre ambos radica en si la pieza aislante realiza el movimiento de manera solidaria a la cuchilla o no. En los seccionadores de columnas giratorias, la columna aislante que soporta la cuchilla realiza el mismo movimiento que ésta. Están pensados para funcionar en intemperie a tensiones superiores a 30 kV [10].



Figura 2.6: Seccionador de columnas giratorias

Fuente: [11]

2.2.3.d Seccionadores de pantógrafo

Estos seccionadores realizan una doble función, la primera la propia de maniobra y corte y la segunda la de interconectar dos líneas que se encuentran a diferente altura [10]. En este tipo de seccionadores se debe prestar especial atención a la puesta a tierra de sus extremos.



Figura 2.7: Seccionador de pantógrafo

Fuente: [11]

2.2.4 Disyuntor de Potencia

El interruptor de potencia es el dispositivo encargado de desconectar una carga o una parte del sistema eléctrico, tanto en condiciones de operación normal (máxima carga o en vacío) como en condición de cortocircuito. La operación de un interruptor puede ser manual o accionada por la señal de un relé encargado de vigilar la correcta operación del sistema eléctrico, donde está conectado. Debe ser capaz de disipar la energía producida por el arco sin que se dañe el equipo.

Al producirse la maniobra en carga, entre los extremos del aparato puede producirse un arco eléctrico, estos elementos incorporan varios sistemas para extinguir ese arco y evitar de esta manera las consecuencias que ello pudiera tener [5].

Según el medio eléctrico, los tipos de contactos empleados para los disyuntores son los siguientes:

1. En aceite.
2. En SF6 (hexafluoruro de azufre).
3. De soplado de aire.
4. En vacío.

2.2.4.a DISYUNTORES EN ACEITE:

Se aprovecha la energía desprendida por el arco mismo para apagarlo. La separación de los contactos se hace en baño de aceite, lo cual tiene dos ventajas para aumentar el poder de corte:

- a) La rigidez dieléctrica del aceite es mayor que la del aire a presión atmosférica.
- b) El arco descompone el aceite, generando hidrógeno, que es un medio refrigerante superior al aire.

Los contactos están en un pequeño recipiente, llamado cámara de explosión, provista de orificios de salida. El hidrógeno desprendido por el arco y contenido en la cámara de explosión aumenta la presión, lo cual hace crecer la rigidez dieléctrica del aceite [5].

Además el gas a presión que atraviesa el arco para salir por los orificios de la cámara lo alarga, lo enfría y lo apaga.



Figura 2.8: Disyuntor en Aceite

Fuente: [11]

2.2.4.b DISYUNTOR EN GAS SF6 (HEXAFLUORURO DE AZUFRE)

Desde ya unos cuantos años, el interruptor en aceite se ha reemplazado por el de SF6, que es un gas inerte que se hace trabajar a la presión de 2 o 3 kg/cm². Se manda SF6 a presión sobre el arco, generalmente a lo largo del eje del arco, lo cual lo adelgaza y lo apaga [5].

El disyuntor en SF6 es totalmente hermético para mantener la presión, presentando varias ventajas que hacen que sea cada vez más empleado: el SF6 no es tóxico, el disyuntor ocupa poco espacio (ideal en subestaciones compactas).



Figura 2.9: Disyuntor en gas SF6

Fuente: [12]

2.2.4.c DISYUNTOR DE SOPLADO DE AIRE

Este disyuntor incorpora un cilindro que lanza una gran cantidad de aire comprimido sobre la zona en la que se produce el arco.

Se manda sobre el arco aire comprimido a 15 kg/cm², siendo el principio de funcionamiento similar al de SF₆. Pero la presión elevada requiere mayores precauciones para impedir escapes de aire [5].

2.2.4.d DISYUNTORES DE MEDIA TENSIÓN EN VACÍO

Los interruptores de media tensión deben cerrar y cortar todas las corrientes dentro del margen de sus valores asignados, desde pequeñas corrientes de carga inductivas y capacitivas hasta la corriente de cortocircuito, sobrecorrientes, sobretensiones, frecuencia y esto bajo todas las condiciones de defecto de la red tales como defectos a tierra, oposición de fases etc [13].



Figura 2.10: Disyuntores de Media Tensión en Vacío

Fuente: [13]

2.2.5 MEDIDORES

Los medidores de energía eléctrica son instrumentos que se utilizan para medir la demanda de energía eléctrica que consume una carga eléctrica; son dispositivos que permiten visualizar los valores característicos como son: tensión, corrientes eficaces, potencias activa, reactiva y aparente y el factor de potencia. A continuación se menciona el medidor que existe en las subestaciones de la ELEPCO S.A.

2.2.5.a MEDIDOR ION 7650

El medidor Power Logic ION7650 de Schneider Electric como se aprecia en la figura 2.11, se usa en puntos fundamentales de distribución y en cargas sensibles, ofrece una funcionalidad incomparable que incluye el análisis avanzado de calidad de la energía combinado con precisión de la facturación, múltiples opciones de comunicaciones, compatibilidad Web y capacidades de control, integra datos de sus operaciones con sistemas SCADA mediante múltiples interfaces y protocolos de comunicación [14].



Figura 2.11: Relé de Medición ION 7650

Fuente: [14]

2.2.5.b APLICACIONES ELÉCTRICAS

- Disponibilidad y confiabilidad de la energía.
- Mejora en la confiabilidad de la red de transmisión y distribución.
- Automatización de las subestaciones para reducir el tiempo de servicio en el campo.
- Maximiza el uso de la infraestructura existente, medición para facturación del consumo eléctrico y calidad de la energía.
- Cumplimiento con las nuevas normas de calidad de la energía [14].

2.2.6 RELÉS DE PROTECCIÓN

El avance tecnológico y el desarrollo del software asociado han permitido que los relés de protección de los sistemas eléctricos se transformen en un dispositivo inteligente que adquiere señales de campo y realiza varias funciones de control, protección y medida. Así el relé de protección multifunción adquiere aún mayor relevancia para los sistemas eléctricos de potencia.

Los relés de protección deben responder a diversas exigencias:

- Consumo propio reducido.
- Sensibilidad.
- Capacidad de soportar cortocircuitos sin deformarse.
- Exactitud de los valores de funcionamiento.
- Indicación de los valores de funcionamiento mediante señales ópticas.
- Posibilidad de transmisión de los valores medidos para la indicación a distancia.

El funcionamiento general de los relés de protección es tal que, al sobrepasar o descender por debajo de un valor de la magnitud de acción que ellos vigilan, hace dispararse al interruptor de potencia [5].

2.2.6.a TIPOS DE RELÉS DE PROTECCIÓN

- **Relé de intensidad.**

El aparato actúa cuando la corriente que circula sobrepasa la corriente nominal. El relé de sobreintensidad no retrasado tiene el mismo funcionamiento pero tiene un contacto auxiliar.

- **Relés de tensión.**

Su comportamiento es similar al relé de sobreintensidad no retardado, distinguiéndose dos tipos: mínima y máxima tensión.

- ✓ El relé de mínima tensión actúa cuando la tensión de red disminuye a un valor que pudiera ser peligroso para los receptores ($< 85\%$ de V_L) y que persiste durante cierto tiempo.
- ✓ El relé de máxima tensión tiene la misión de evitar la elevación de la tensión de red a valores superiores al máximo previsible.
- ✓ El relé de vigilancia de la tensión trifásica se coloca en redes trifásicas para la vigilancia de las tres tensiones en relés de protección o contadores y así evitar disparos o mediciones erróneas. Generalmente señalan fuertes descensos o la caída de una o varias tensiones.

- **Relé diferencial.**

Tiene la misión de detectar la corriente de defecto de una línea por comparación de las corrientes en sus dos extremos captadas por medio de transformadores de intensidad. Cuando la comparación de corrientes se hace de dos líneas en paralelo, se llama relé diferencial transversal.

- **Relé de distancia.**

Es un dispositivo que actúa al producirse cortocircuitos en las líneas durante un tiempo que resulta proporcional a la distancia donde se haya producido dicho defecto. Este tipo de protección es el más generalizado en líneas de media y alta tensión [15].

2.2.7 RELÉ GE MULTILIN F650

El Relé General Electric F-650, como se indica en la figura 2.12 es un equipo de protección, control, monitorización, medida y registro, actúa como protección principal de alimentadores de distribución y líneas de transmisión o protección de respaldo para transformadores, barras, bancos de condensadores etc. Opera mediante un software de monitoreo, mantenimiento y análisis oscilográfico [16].



Figura 2.12: Relé GE Multilin F650

Fuente: [16]

2.2.7.a CARACTERÍSTICAS:

- Protección de sobre intensidad direccional para fases, neutro y tierra.
- Protección de máxima y mínima tensión.
- Protección de máxima y mínima frecuencia.

- Capacidad de recierre.
- Sincronismo.
- Medida.
- Registros oscilográficos, reporte de faltas, registrador de datos.
- Control de posición (maniobras de apertura y cierre, etc.)
- Mímico de la posición.
- Comunicaciones (RS232/RS485/fibra óptica/Ethernet) [16].

2.2.8 RELÉ REF 615

El relé REF 615, como se indica en la figura 2.13 es un IED⁵ específico para la protección y control de alimentadores perfectamente alineado para la protección, medición y supervisión de subestaciones de servicios públicos y sistemas eléctricos industriales, compacto y extraíble. Los relés de protección de alimentadores REF 615 han sido concebidos para desarrollar todo el potencial de la norma IEC 61850 sobre comunicación e interoperabilidad de dispositivos de automatización de subestaciones.

El REF615 proporciona protección principal para líneas aéreas, cables alimentadores y sistemas de barra colectora de subestaciones de distribución.

Se adapta por igual a redes de neutro aislado y redes con puesta a tierra resistivas o mediante impedancia.

La implementación del IEC61850 en el REF615 incluye tanto comunicación vertical como horizontal con mensajes GOOSE. Con los mensajes GOOSE los IED's REF615 de las acometidas y líneas pueden cooperar de forma estable, confiable y rápida [17].

⁵IED: Dispositivo electrónico inteligente



Figura 2.13: Relé REF 615

Fuente: [17]

2.2.8.a CARACTERÍSTICAS:

- Estándar: IEC 61850.
- Aplicación principal: Control y protección del alimentador.
- Entradas I/O analógicas y digitales opcionales.
- Protección de O/C direccional y de E/F direccional con medidas basadas en tensiones de fase, protección de subtensión y sobretensión, control y monitoreo del estado del CB.
- Módulos de comunicación: (Serie/Ethernet), Serie RS-485, incluye una entrada para IRIG-B + Ethernet 100base.
- Protocolos de comunicación: IEC 61850, Modbus, DNP3 [17].

2.2.8.b SOFTWARE PCM600

En la figura 2.14 se puede visualizar el Software PCM600 el cual ofrece funcionalidades versátiles para todo el ciclo de vida de la protección e IED de control en aplicaciones de transmisión y distribución.

- Planificación
- Ingeniería
- Puesta en marcha
- Operación y perturbación manejo
- Análisis funcional

El PCM600 al ser compatible con la norma IEC⁶ 61850, simplifica la ingeniería del IED y permite el intercambio de información con otras herramientas compatibles IEC 61850 [18].

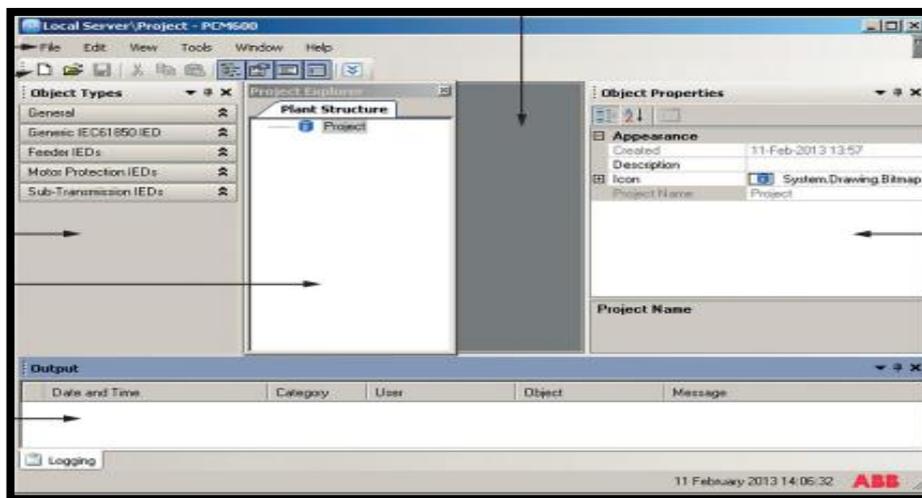


Figura 2.14: Software PCM600

Fuente: [18]

2.2.9 Relé RET 615

El relé de protección RET615, que se muestra en la figura 2.15 es una protección del transformador, relé de control dedicado para transformadores de dos devanados de energía, y transformadores elevadores, incluyendo energía de bloque generador/transformador en los sistemas de servicios públicos y de distribución de energía de la industria.

RET615 ofrece un apoyo real para el estándar IEC 61850 para la comunicación en subestaciones, incluyendo IEC 61850-9-2 LE, y también para Protocolos de redundancia paralela (PRP) y protocolos de alta disponibilidad. Este relé también es compatible con los protocolos DNP3, IEC 60870-5-103 y Modbus [19].

⁶**IEC:** Es la organización mundial que publica normas internacionales globalmente pertinentes para todas las tecnologías eléctricas y electrónicas.



Figura 2.15: Relé RET 615

Figura: [19]

2.2.9.a CARACTERÍSTICAS:

- Estándar: IEC
- Aplicación principal: Protección y control de transformador
- Configuraciones estándar, I/O analógicas y digitales opcionales:
- I/O: 7CT – 5VT 12BI 4 PO + 6 SO
- Módulos de comunicación: (Serie/Ethernet) Serie RS-485, incluye una entrada para IRIG-B + Ethernet 100base-FX (1 x RJ45)
- Protocolos de comunicación: IEC 61850 + Modbus, para Ethernet o serie + módulos de comunicación Ethernet [19].

2.2.10 Relé REU 615

El relé REU615, que se indica en la figura 2.16 es una protección de tensión y de control de relé, perfectamente alineada para tensión y protección basada en frecuencia en los sistemas de servicios públicos y de distribución de energía industrial, incluida las redes con la generación de energía distribuida. REU615 también es ideal para la regulación de voltaje, ha sido diseñado para bajo y sobre voltaje de supervisión, deslastre de carga (desconexión) y restauración (reconexión) de aplicaciones. También se puede utilizar para sobre y baja frecuencia, como protección de los generadores de energía y otros equipos de CA, tales como los bancos de condensadores [20].



Figura 2.16: Relé REU 615

Figura: [20]

2.2.10.a CARACTERÍSTICAS:

- Estándar: IEC
- Aplicación principal: Protección y control de voltaje basado en la frecuencia en sistemas de servicios públicos y de distribución de energía industrial, incluyendo redes con generación de energía distribuida.
- Módulos de comunicación: (Serie/Ethernet) Serie RS-485, incluye una entrada para IRIG-B + Ethernet 100base-FX (1 x RJ45)
- Protocolos de comunicación: IEC 61850 + Modbus, para Ethernet o serie + módulos de comunicación Ethernet [20].

2.2.11 Relé SIPROTEC 7SJ62

Los Relés SIPROTEC4 7SJ62 como se observa en la figura 2.17 , se pueden utilizar para protección de la línea de las redes de alta y media tensión con puesta a tierra, de baja resistencia a tierra, aislada o punto neutro compensado. Con respecto a la protección del motor, el SIPROTEC 4 7SJ62 es adecuado para máquinas asíncronas de todos los tamaños. El relé realiza todas las funciones de protección de reserva suplementaria al transformador de protección diferencial [21].



Figura 2.17: Relé SIPROTEC 7SJ62

Figura: [21]

2.2.11.a CARACTERÍSTICAS

- Estándar: IEC 60870-5-103
- Protocolos de comunicación: IEC 60870-5-103

2.2.12 SOFTWARE PARA DISEÑO HMI

Existen en el mercado distintos tipos de software orientados a la realización de las interfaces, cada uno de ellos orientado a su propio hardware y algunos de ellos orientados a protocolos abiertos.

Al ser sistemas propietarios el costo de la licencia es alto pero la comunicación es sumamente eficiente con los dispositivos de control de la marca “propietario”.

Comprende diversas funciones como:

- Manejo del soporte o canal de comunicación.
- Manejo de uno o varios protocolos de comunicación (Drive)
- Manejo y actualización de una Base de Datos
- Administración de alarmas (Eventos)
- Generación de archivos históricos.
- Interfaces con el operador (HMI - Human Machine Interface)
- Capacidad de programación (Visual Basic, C)

- Transferencia dinámica de datos (DDE)
- Conexión a redes

Hay varios paquetes de calidad: iFIX, InTouch, FACTORY, TAURUS, REALFLEX, GENESIS, LABVIEW por nombrar proveedores independientes, que no son fabricantes de equipos de medición y control [22].

2.2.12.a SOFTWARE LabVIEW

Es una herramienta de programación gráfica, está orientado a instrumentos electrónicos para aplicaciones que involucren adquisición, control, análisis y presentación de datos. Cada VI de LabVIEW cuenta con dos interfaces: panel frontal y diagrama de bloques, como se indica en la figura 2.18.

Las ventajas que proporciona el empleo de LabVIEW son las siguientes:

- Se reduce el tiempo de desarrollo de las aplicaciones al menos de 4 a 10 veces, ya que es muy intuitivo y fácil de aprender.
- Ofrece gran flexibilidad al sistema, permitiendo cambios y actualizaciones tanto de hardware como de software.
- Da la posibilidad a los usuarios de crear soluciones complejas y completas.
- Con un único sistema de desarrollo se integran las funciones de adquisición, análisis y presentación de datos.
- El sistema está dotado de un compilador gráfico para lograr la máxima velocidad de ejecución posible
- Tiene la posibilidad de incorporar aplicaciones escritas en otros lenguajes [23].

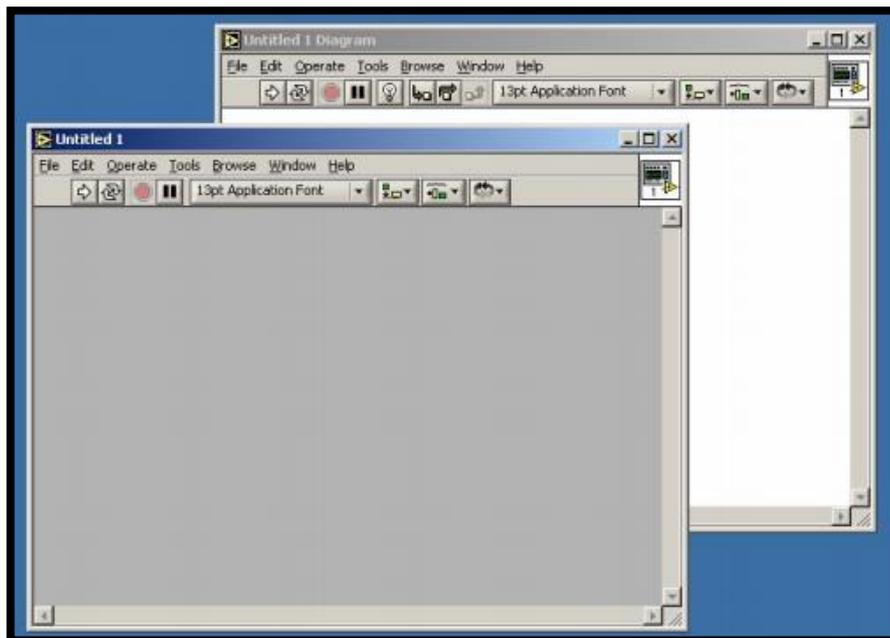


Figura 2.18: Interfaces de un VI

Fuente: [23]

2.2.12.b RECURSOS DE LabVIEW.

- Interfaz Gráfica
- Alarmas y Mensajes
- Generación de Históricos
- Generación de Informes
- Monitorización Remota
- Comunicación con los Controladores Industriales
- Entradas y Salidas directas
- Redes Industriales (Profibus , Ethernet IP, Device Net y otras)
- Servidor OPC [23].

2.2.13 OPC

Se ha desarrollado una norma de intercambio de datos para el nivel de planta basada en la tecnología OLE (Enlace e incrustación de objetos) denominada OPC (Enlace e incrustación de objetos para control de procesos), que permite un método para el flujo transparente de datos entre aplicaciones corriendo bajo sistemas operativos basados en Microsoft Windows.

Se dispone de una versión inicial de la norma desde mayo de 1996. OPC es un primer paso concreto que permite una red para compartir los datos de los dispositivos a nivel de proceso [24].

2.2.13.a TIPOS DE OPC

- Top Server
- Kep Server.
- IO Server
- Matrikon OPC

2.2.13.b OPC IO Server

IO Server, como se indica en la figura 2.19 es un OPC del software Toolbox y aplicación nativa de software de conectividad del panel de operador, impulsado por la tecnología líder en la industria de Kepware, permitiendo al usuario probar la funcionalidad del IO Server antes de configurar los programas de operador que interactuar en última instancia, con la parte superior del servidor [25].

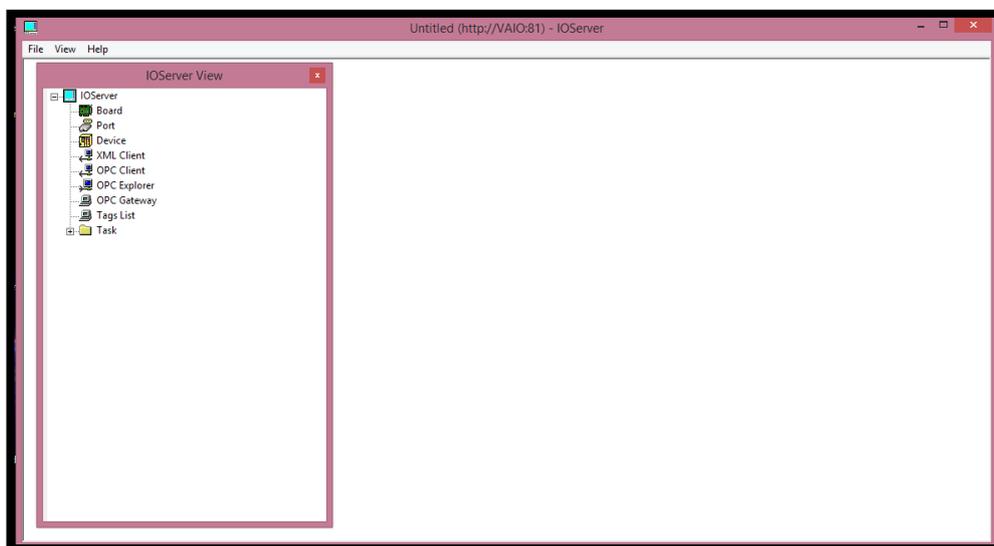


Figura 2.19: OPC IO Server

Fuente: [25]

2.3 Evolución de la Automatización en Subestaciones

De acuerdo a los modelos de los sistemas de control de Subestaciones Eléctricas, desde el punto de vista del control y automatización, está dividida en 4 niveles de automatización, considerado el nivel 0 como el inferior y el 3 como el superior como se muestra en la figura 2.20 [1].

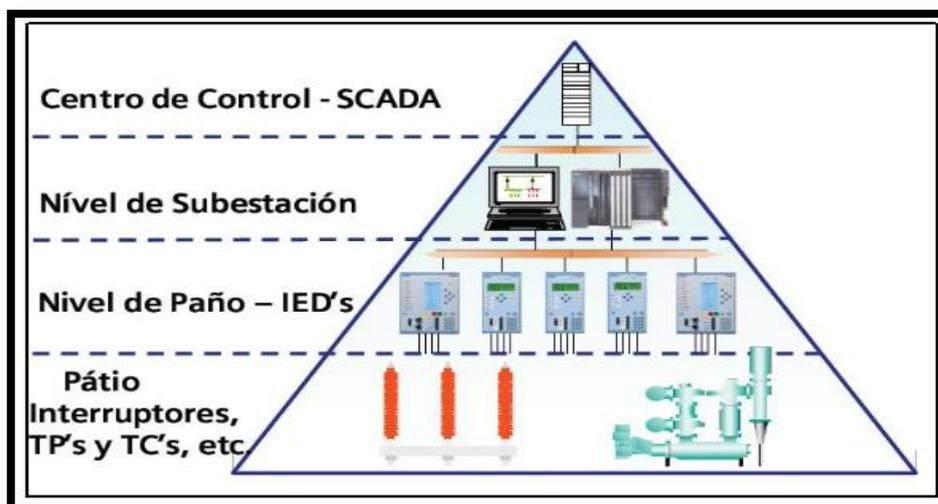


Figura 2.20: Niveles de la Automatización

Fuente: [26]

a. Primer nivel (nivel 0)

Es el nivel de Patio en el cual se encuentran los equipos de campo, como son disyuntores y seccionadores, estos equipos por lo general poseen el mando del control en cada uno de ellos.

El control de la operación de este nivel se puede realizar desde cada uno de los equipos o desde los circuitos de cada una de las celdas, de acuerdo a la lógica de control y enclavamientos que posea cada circuito.

b. Segundo nivel (nivel 1)

Es el nivel IED's, está conformado por equipos especializados en controlar y proteger la operación de los equipos de campo. En este nivel se encuentran los equipos con características diversas incluso con funciones de integración de varias IED's en una sola.

En este nivel el control de la operación es dada desde el propio IED o desde los tableros en los cuales se encuentre instalado el IED, en dichos tableros se encuentran pulsadores, botones y relés auxiliares que en

conjunto realizan las funciones de control, enclavamientos, regulación, protección y medición de las señales de campo [26].

c. Tercer nivel (nivel 2)

Es el nivel de Subestación, en el cual desde un Sistema SCADA HMI, se realizan las funciones de control, supervisión y adquisición de datos de la misma, en este nivel se cuenta con un desarrollo de ingeniería para la integración de todos los IED's en un solo sistema SCADA, el control de la operación se realiza desde el SCADA implementado y el control y la seguridad de las maniobras a efectuarse es resguardada bajo el control de cada uno de los operadores y supervisores [26]. Desde este nivel se puede obtener la información general de cada uno de los IED's, como:

- Estado de los equipos de campo (interruptores y seccionadores)
- Valores analógicos de medición (tensiones, corrientes y más)
- Niveles de aceite y gas.
- Consumo de energía

d. Cuarto nivel (nivel 3)

Es el nivel de Centro de Control, se concentra la información de los Sistemas SCADA HMI implementados en el tercer nivel siendo primordial el medio de comunicación establecido entre el Centro de control con el Sistema SCADA de cada Subestación, pues la confiabilidad del sistema será controlada y supervisada desde este nivel [26].

2.4 Introducción estándar IEC 61850

IEC 61850 es un estándar global para “Redes y Sistemas de comunicación de subestaciones” surge con el objetivo de garantizar la interoperabilidad entre distintos equipos electrónicos inteligentes (IED, Intelligent Electronic Device) que componen un sistema de automatización de una subestación eléctrica, permite la integración de todas las funciones de protección, control, medición y monitoreo de funciones por un protocolo común.

Para lograr este objetivo, la norma desarrolla un modelo de datos que recoge toda la información que puede ser necesaria en un sistema de automatización de una instalación eléctrica, de modo que todos los IED's que cumplen con la norma organicen su información según el mismo modelo de datos, con lo cual este estándar proporciona los medios para aplicaciones de subestaciones de alta velocidad, estación de amplio enclavamiento y otras funciones que necesita la intercomunicación entre los IED [27].

2.4.1 Estructura del Estándar IEC 61850

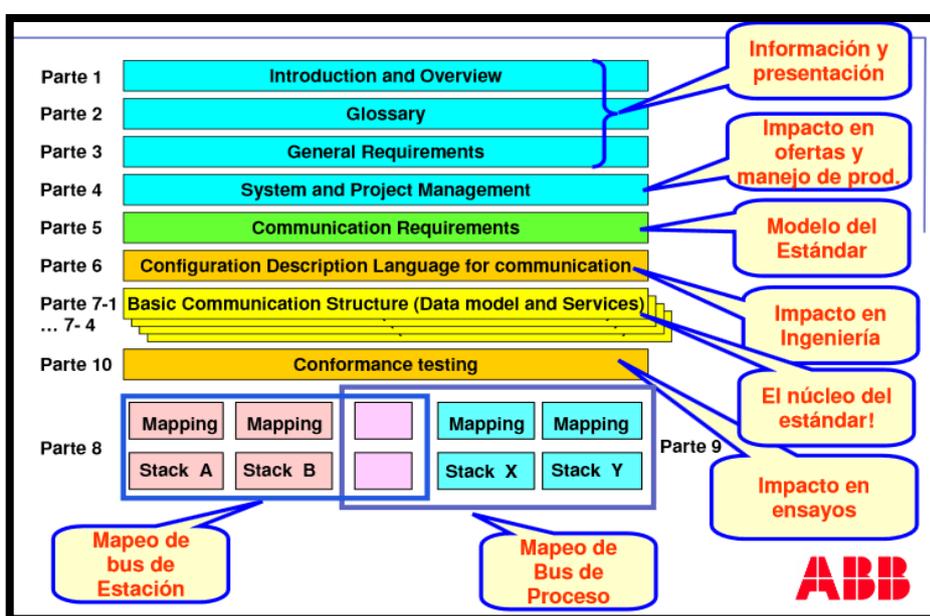


Figura 2.21: Estructura del estándar IEC 61850

Fuente: [27]

El estándar IEC 61850 para la comunicación en las subestaciones, traerá la interoperabilidad de los sistemas y arquitecturas flexibles en el dominio de la automatización de las subestaciones, las utilidades funcionan de una forma más global y requieren sistemas flexibles, lo que ha originado la necesidad de un nuevo estándar para asegurar las características esenciales tales como la interoperabilidad entre los dispositivos de diversos fabricantes, asignación libre de funciones, capacidad de adaptación en el desarrollo de las tecnologías de comunicación, etc. Las inversiones de los sistemas son salvaguardadas por la estabilidad a largo plazo del estándar.

El desarrollo de protocolos no propietarios ha cobrado mayor importancia en los últimos años debido a la necesidad de crear un único estándar internacional aplicado a subestaciones eléctricas con la finalidad de brindar al cliente diferentes soluciones de diversas marcas. Como resultado de esta necesidad, apareció el protocolo IEC 61850, gracias a la colaboración de los trabajos realizados en Europa (IEC) y América del Norte (EPRI) [27].

2.4.2 Características del Estándar IEC 61850

Las principales características del protocolo IEC 61850 son descritas a continuación:

a. Interoperabilidad de Equipos

El estándar tiene la capacidad de que varios dispositivos de diferentes fabricantes puedan intercambiar información en tiempo real, logrando así la operación y toma de decisiones entre los mismos dispositivos. Es muy importante destacar que interoperabilidad no significa intercambiabilidad de datos, pero si es un requisito para conseguirla.

b. Configuración de Equipos

El estándar IEC 61850 permite tener una configuración de equipos, rápida y sencilla en la cual se presenta la asignación de protecciones y funciones de manera ordenada y de muy fácil uso, denominándolo de esta manera de “Libre Configuración”.

Se pueden mencionar las siguientes características:

- Especifica un ampliable modelo de datos y servicios
- No bloquea futuros desarrollos de funciones.
- Respalda la Libre Asignación de Funciones a Dispositivos, no especifica funciones de control o protección.
- Todo tipo de asignaciones se pueden desarrollar usando el estándar IEC 61850, ya que las funciones se dividen en pequeñas partes de comunicación denominados Nodos lógicos (Logical Nodes), estos nodos son objetos que incluyen datos y sus servicios relativos [27].

c. Agrupamientos Lógicos de dispositivos

Los dispositivos se modelan en términos de Nodos Lógicos (LN), como se indica en la figura 2.22. Un LN es la entidad más pequeña de una función que intercambia información, diversos Nodos Lógicos, conforman un Dispositivo Lógico, y a su vez, un dispositivo lógico es siempre implementado en un IED.

En síntesis, los dispositivos físicos, son modelados como un modelo virtual. Un Nodo Lógico contiene una serie de aproximadamente 20 datos específicos, cada uno de los cuales comprende diversos detalles, denominados en la norma "atributos de información". Una conexión lógica es el enlace de comunicación entre nodos lógicos [28].

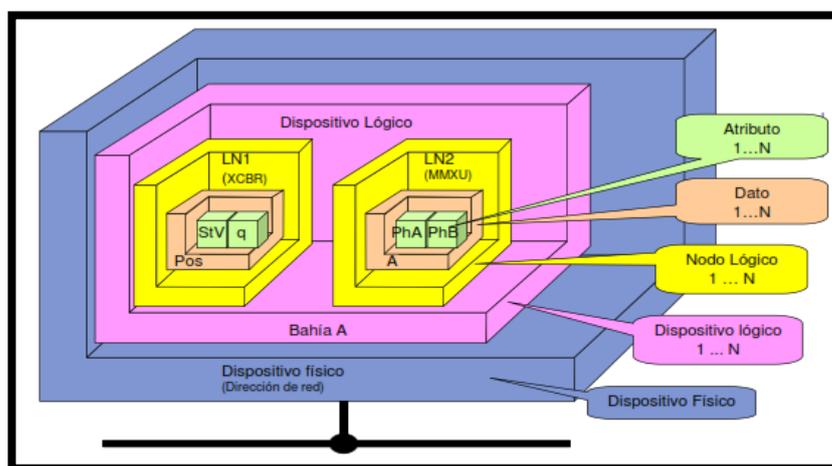


Figura 2.22: Agrupamientos Lógico IEC 61850

Fuente: [28]

d. Lenguaje de Configuración de Subestaciones

El lenguaje de comunicación SCL (Substation Configuration Language) es un lenguaje de descripción para la comunicación de IED's en la Subestación Eléctrica. Es un lenguaje basado en formatos XML que provee una formal descripción de los IED's.

Con este lenguaje de comunicación toda la información intercambiada en la red de comunicación de las subestaciones se puede describir y preservar para su utilización en cualquier etapa del ciclo de vida del sistema. El estándar requiere que los dispositivos a integrar provean un archivo SCL con

la descripción de sus capacidades, por tal razón es muy importante que este archivo pueda ser leído por otros dispositivos [28].

2.5 Integración de IED's y RTU's mediante el uso del estándar IEC 61850.

La integración de IED's y RTU's utilizando el protocolo IEC 61850, como se demuestra en la figura 2.23, implica contar con el estándar de este protocolo en cada uno de los dispositivos, considerando que todos los que cuenten con este estándar son en su mayoría dispositivos nuevos.

Para la integración de IED's y RTU's hay que tener en cuenta una red LAN (red de área local) en la cual están involucrados todos los dispositivos a ser integrados, por lo que se necesita de un switch diseñado para trabajar con el protocolo IEC 61850, para que de esta manera se pueda interpretar la información que los dispositivos intercambian.

Se debe tener en consideración la implementación del proceso de ingeniería con SCL, especificando, modelando y dividiendo los datos en grupos lógicos, datos con los que cuentan los dispositivos, configurando los nodos lógicos y asignando las funciones que le correspondan [29].

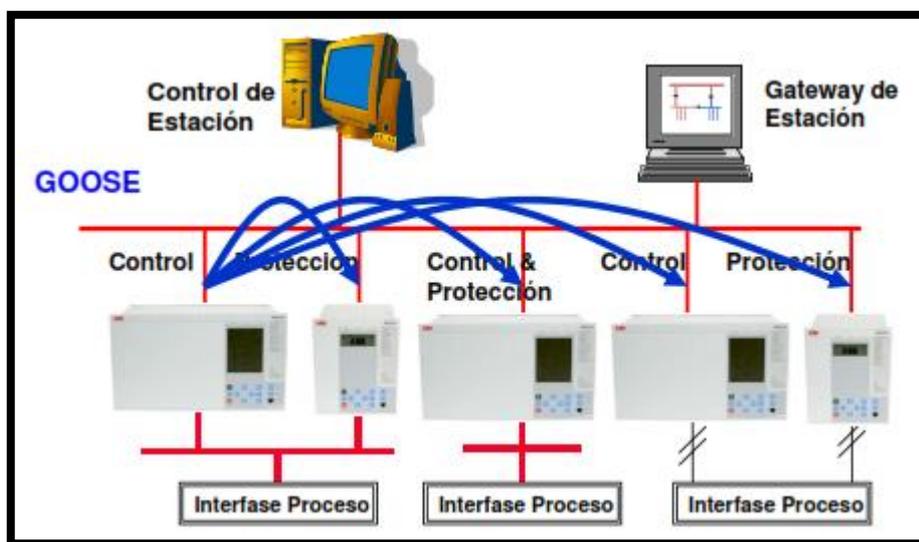


Figura 2.23: Arquitectura IEC 61850, integración de dispositivos

Fuente: [29]

Es importante tener en consideración la implementación del proceso de ingeniería con SCL, especificando, modelando y dividiendo los datos en grupos lógicos, datos con los que cuentan nuestros dispositivos, configurando los nodos lógicos y asignando las funciones que le correspondan [29].

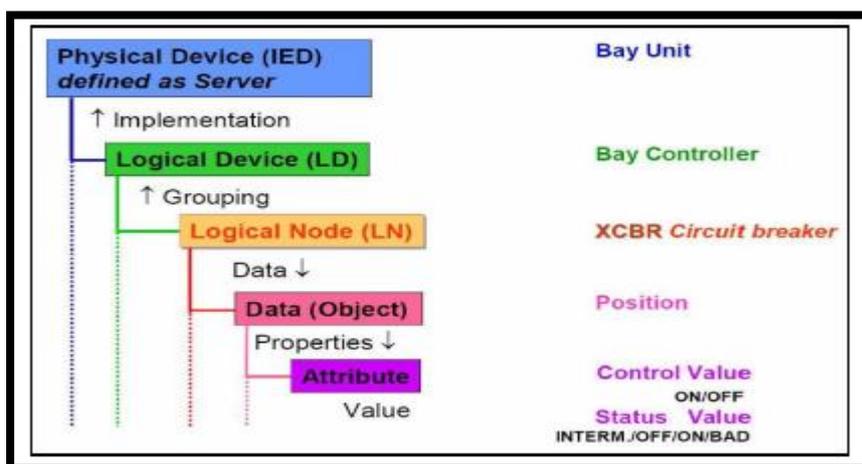


Figura 2.24: SCL Nodos Lógicos

Fuente: [29]

2.6 RTU SAITEL DP

Saitel DP es la plataforma de Schneider Electric para aplicaciones de automatización y control en tiempo real, compuesta por dispositivos muy avanzados que ofrecen una sólida plataforma para la integración de las comunicaciones y aplicaciones para automatización de procesos y el control de sistemas con numerosas referencias mundiales.

Lo que distingue a Saitel 2000 DP, como se visualiza en la figura 2.25 es su capacidad para soportar de forma concurrente un gran número de conexiones Fast-Ethernet, protocolos de comunicaciones estándares y propietarios, así como sofisticadas aplicaciones de automatización y control. Se basa en un diseño modular y dispone de una arquitectura abierta con una amplia capacidad de E/S y comunicaciones [30].



Figura 2.25: SAITEL 2000DP

Fuente: [30]

2.6.1 Principales Características:

- Saitel DP se basa en una arquitectura distribuida y ampliable, que emplea una serie de módulos inteligentes con gran potencia y funcionalidad.
- Capacidad de control y monitorización de miles de puntos de E/S.
- Redundancia operacional para fuente de alimentación, CPU, canales de comunicación, e incluso para el sistema completo (con capacidad de conmutación automática en caliente).
- Extenso catálogo de protocolos estándares y propietarios para intercambio de información entre múltiples maestros y RTU.
- Módulos de adquisición E/S con mecanismos de sincronización (1 ms) y marca de tiempo independiente [30].

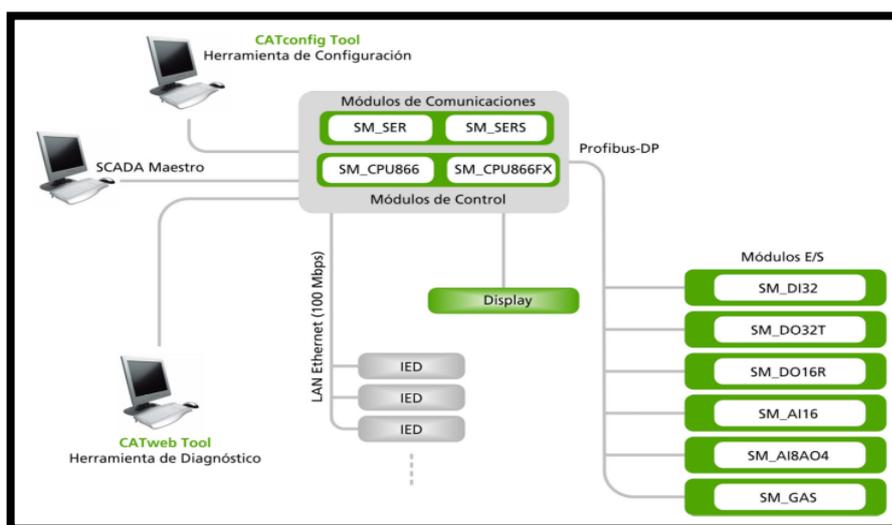


Figura 2.26: RTU SAITEL DP

Fuente: [30]

2.6.2 Buses de Comunicaciones SAITEL 2000DP.

Saitel 2000DP ofrece un amplio número de opciones de conectividad gracias a los buses de comunicaciones que integra.

a. Buses de comunicaciones Ethernet

Cada equipo Saitel 2000DP es capaz de conectarse a un máximo 4 buses Ethernet para comunicaciones de alta velocidad (10/100Mbps).

b. Comunicaciones serie

Aunque no son estrictamente buses de comunicaciones, cada equipo Saitel 2000DP ofrece hasta 60 canales de comunicaciones serie.

c. Profibus-DP

Saitel 2000DP incluye un bus Profibus-DP estándar para la adquisición de datos. Este bus permite integrar los módulos de adquisición de la familia Saitel 2000DP y módulos Profibus-DP, incluyen además un bus propietario para la sincronización de los módulos de adquisición.

La familia Saitel 2000DP incluye una serie de módulos backplane que cumplen las siguientes funciones:

- Soporte mecánico de los módulos para su instalación.
- Alimentación de los módulos conectados.
- Incluye cuatro buses de comunicaciones para la interconexión de los módulos.

En lo que se refiere a la arquitectura de sistema como se indica en la figura 2.27, lo más significativo del backplane son los distintos buses de comunicaciones, que permiten definir topologías de adquisiciones, tanto centralizadas como distribuidas [30].

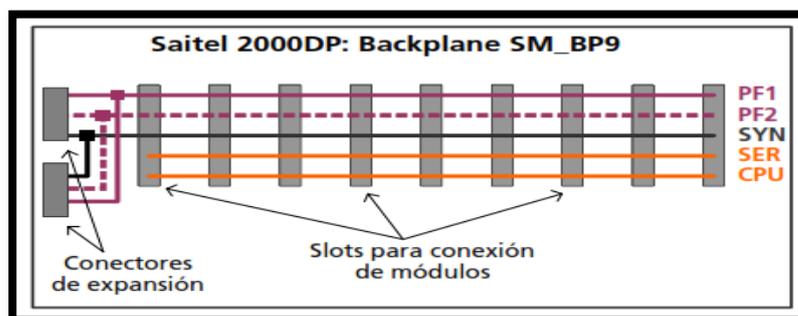


Figura 2.27: Buses de interconexión en un backplane Saitel 2000DP

Fuente: [30]

2.6.3 Configuración de parámetros SAITEL

- **Actualización Analógica (Analog Period):** Periodo de actualización de los puntos analógicos. Por defecto es de 1 segundo.
- **Actualización Digital (Digital Period):** Tiempo de actualización de los puntos digitales leídos por polling. Por defecto es de 300 milisegundos.
- **Periodo de integridad (Integrity Period):** Estado de integridad de los puntos digitales actualizados por evento [30].

2.7 Subsistemas de Control Centralizado

El concepto de control centralizado se refiere a que existe en el subsistema una única unidad de control (SM_CPU, SM_CPU866, Saicom_E, Saicom_I/O o Saitel 100) que adquiere, procesa y gestiona toda la información del sistema, de una manera centralizada.

El subsistema de control centralizado más simple consiste en un módulo Saitel100 funcionando de manera autónoma, comunicando con un centro de control directamente. El micro RTU Saitel100 realiza la adquisición local, la procesa, y en determinadas circunstancias la reporta al centro de control [31].

2.7.1 Control Centralizado con Adquisición Centralizada

Un subsistema de adquisición centralizada, como se indica en la figura 2.28 es el caso más básico de un sistema de control.

Incluye una serie de módulos de adquisición y un módulo de control, instalados en un único armario. Este tipo de arquitectura está indicada para aquellas aplicaciones en las que el cableado es más eficaz si se lleva desde el campo al armario de control central.

Se puede realizar en diversas configuraciones, garantizando así la adaptabilidad a cualquier tipo de instalación [31].

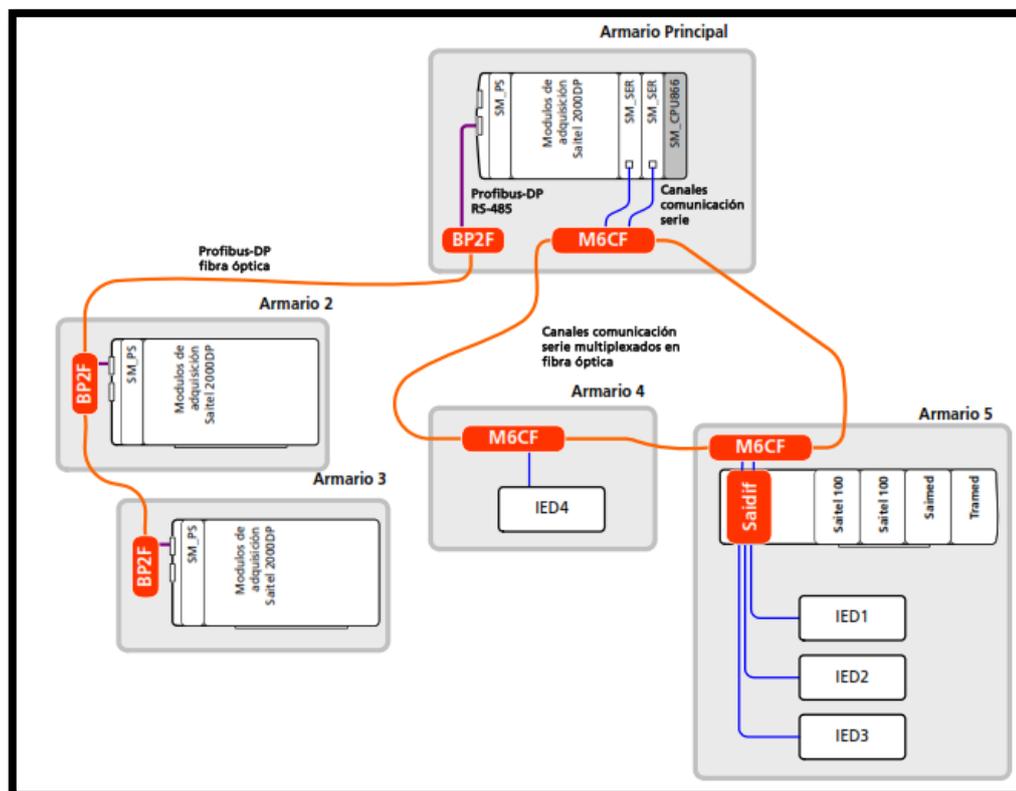


Figura 2.28: Configuraciones de adquisición centralizada

Fuente: [31]

Tanto los backplanes de Saitel 2000DP como de Saitel100 incluyen conectores para la expansión del subsistema. En el caso de que todos los módulos sean instalados en un mismo armario, el cableado de la interconexión de backplanes se realiza mediante cable de cobre, y no es necesario ningún elemento auxiliar para este propósito [31].

2.7.2 Control Centralizado con Adquisición Distribuida.

En el caso de que el número de módulos de adquisición exceda la capacidad del armario o si las señales de campo a adquirir se encuentran geográficamente dispersas, las RTU SAITEL DP permiten desarrollar subsistemas de control con adquisición distribuida [31], como se indica en la figura 2.29.

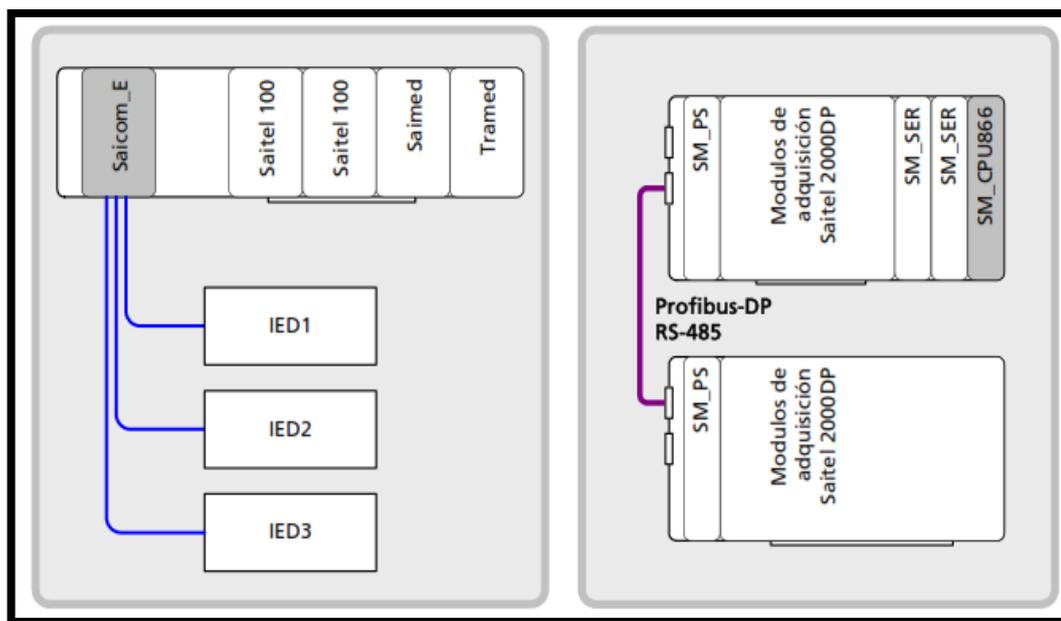


Figura 2.29: Adquisición Distribuida

Fuente: [31]

2.7.3 Subsistemas de Control Distribuido

La siguiente evolución del sistema de control con adquisición distribuida es dotar a cada elemento distribuido de la inteligencia suficiente para operar de manera autónoma [31].

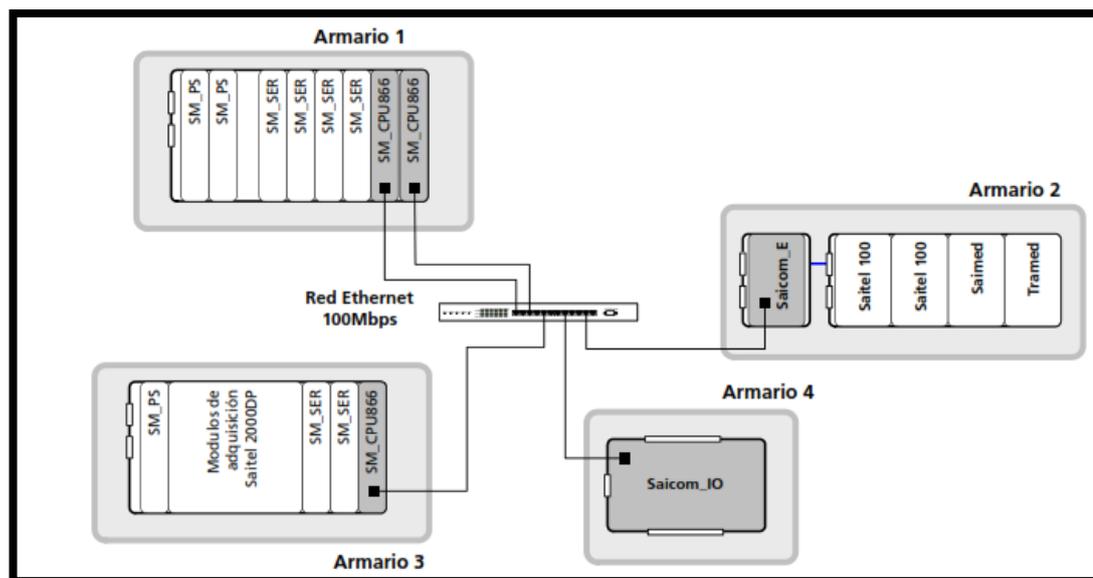


Figura 2.30: Subsistema de control distribuido

Fuente: [31]

Un subsistema de control distribuido se divide en elementos autónomos, cada uno con una unidad de control que gestiona la base de datos de la información asociada. Cada elemento independiente tiene su propia adquisición y comunicaciones. Por lo general, en los sistemas de control distribuido existe cierta jerarquía, habiendo algunas funciones de gestión centralizada.

Los distintos bloques autónomos se comunican mediante una red Ethernet de 100Mbps. Los sistemas de control distribuidos son más fiables que los sistemas centralizados en cuanto que el fallo del elemento central no supone el fallo del sistema completo, sino que el sistema pasa a operar en un modo "degradado" [31].

2.7.4 Sistemas de Control Completos

Los distintos subsistemas distribuidos se combinan para formar un sistema de control completo. Las RTU SAITEL permiten comunicar con múltiples centros de control utilizando, además de configuración, diagnóstico y mantenimiento remoto.

En la figura 2.31 se muestra un ejemplo de lo que puede ser un sistema completo. Dadas las variantes posibles en cuanto a los subsistemas de control, las posibles arquitecturas de los sistemas de control completos son casi ilimitadas [31].

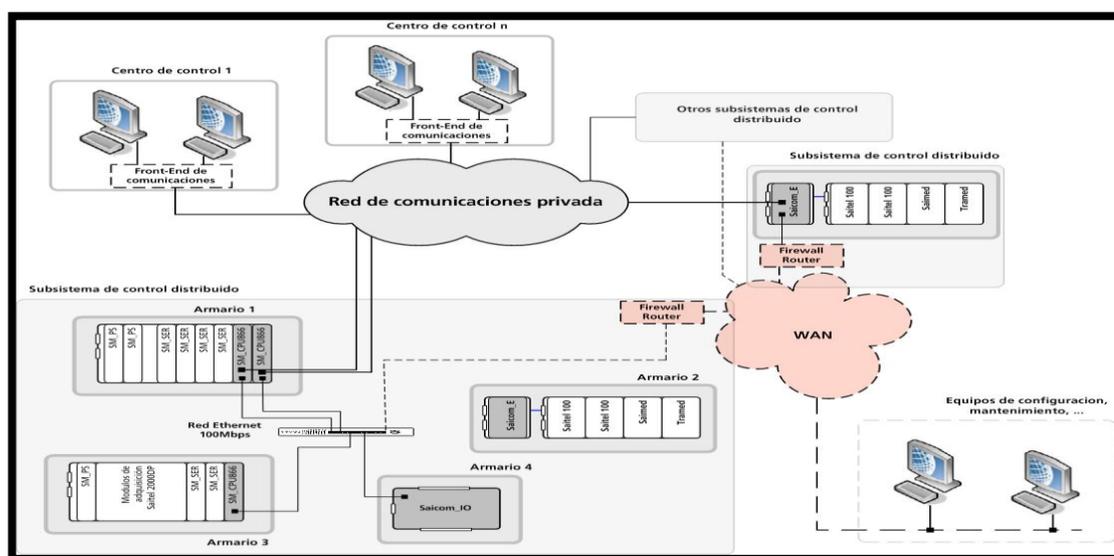


Figura 2.31: Sistema de control completo

Fuente: [31]

CAPÍTULO 3

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN

3.1 ANTECEDENTES

En este capítulo, se presenta el diseño de la topología de red conformada por los IED's en las celdas de los alimentadores de las S/E de distribución eléctrica, se configurará el estándar de comunicación IEC 61850 para el monitoreo de parámetros eléctricos mediante la interfaz humano máquina dedicada; además, se considera el conexionado de las señales eléctricas de los equipos de maniobra de apertura y cierre como seccionadores y disyuntores existentes en el campo. Se utiliza el software propietario de fabricantes de IED'S⁷ como ION SETUP, PCM 600; con la finalidad de realizar la configuración, ajustes y calibración de parámetros eléctricos de los alimentadores de distribución eléctrica que permitan una gestión de la información de los IED's para garantizar mayor fiabilidad y confiabilidad de los parámetros eléctricos.

Se desarrollan planos As-built tanto en los equipos de campo como en las Unidades Terminales Remotas dispuestas en los concentradores de datos, finalmente el sistema SCADA permitirá controlar los equipos de maniobra de apertura y cierre como seccionadores de puesta a tierra, seccionadores de línea y disyuntores. También el monitoreo de voltaje, corriente, frecuencia y potencia representadas en históricos, gestión de usuarios entre otros.

3.2 TOPOLOGÍA DE RED EN LAS SUBESTACIONES

De acuerdo con los requerimientos del sistema, se configura la red de gestión de la información en **topología estrella**, todos los relés de protección están conectados a un switch⁸ de interconexión de equipos por medio del cual se envían datos de los parámetros eléctricos y señales de control al sistema SCADA.

⁷**IED's:** Dispositivos electrónicos inteligentes utilizados en la industria de la energía eléctrica para describir equipos de regulación electrónica inmersos en los sistemas eléctricos.

⁸**Switch:** Es un dispositivo que sirve para conectar varios elementos dentro de una red.

Se realizó una topología estrella para los equipos de protección, medición y control de las celdas de distribución eléctrica de las subestaciones de ELEPCO S.A., de acuerdo a la disposición física de los dispositivos que se van a comunicar entre sí.

La ventaja de la conexión en estrella implica que si un relé de protección o nodo falla, esta no afecta el funcionamiento del resto de la red, pero si el switch que hace la función de concentrador falla entonces falla toda la red.

La implementación de redes LAN bajo estándar Ethernet en las subestaciones con topología estrella permitió tener un alto grado de confiabilidad en la comunicación de las redes. En la arquitectura se muestra el diseño de la red utilizando un switch externo Magnum 6KL que permite la comunicación IEC61850 de tal forma que los IED's cumplan exclusivamente funciones de control y protección.

La comunicación y administración de las redes LAN se realizaron por intermedio de dispositivos externos más eficientes y diseñados para ejecutar exclusivamente las funciones de guiar los paquetes de datos entre los diferentes IED's, con el switch Magnum 6KL; como se indica el esquema de topología de red en la figura 3.1.

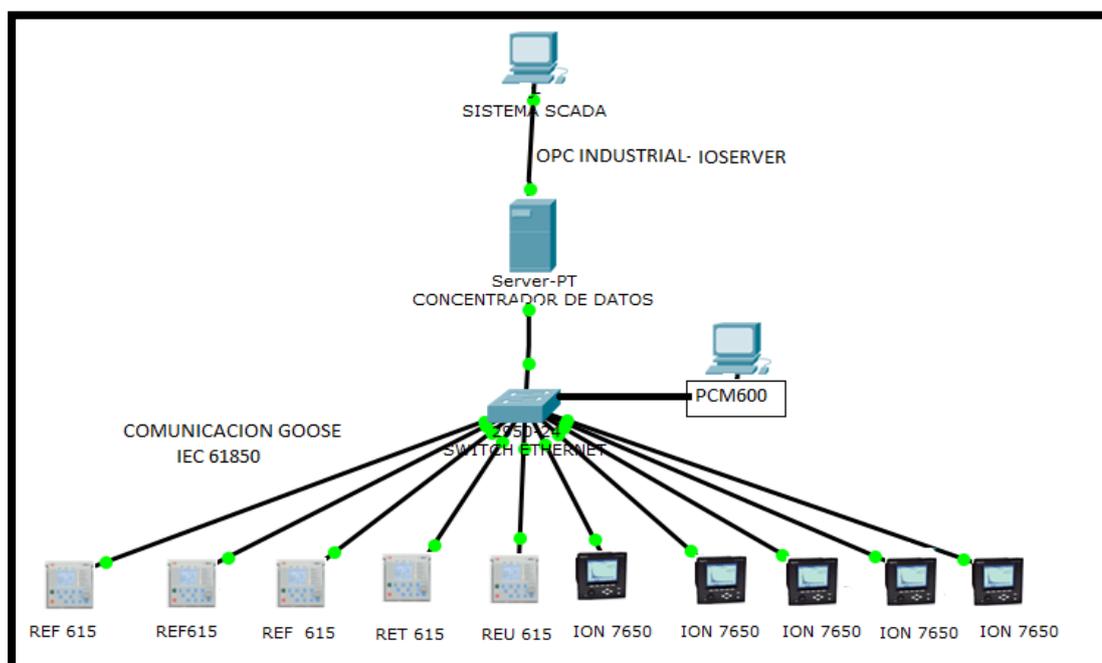


Figura 3.1: Topología de red-subestación San Rafael

3.2.1. TABLAS DE TOPOLOGÍAS DE RED DE SUBESTACIONES

En las siguientes tablas se detalla la topología física de red de los dispositivos que conforman la arquitectura de red de las subestaciones de ELEPCO S.A.; que permitan la integración de los IED's al sistema SCADA.

Tabla 3.1

Descripción de la Arquitectura de Red de la Subestación San Rafael

SUBESTACIÓN	IED's.	CELDA	TOPOLOGÍA FÍSICA RED	ESTÁNDAR DE COMUNICACIÓN
SAN RAFAEL	RET 615	CELDA 1	Estrella	Ethernet TCP/IP
	REU 615	CELDA 1	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	CELDA 1	Estrella	Ethernet TCP/IP
	REF 615	CELDA 2	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	CELDA 2	Estrella	Ethernet TCP/IP
	REF 615	CELDA 3	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	CELDA 3	Estrella	Ethernet TCP/IP
	REF 615	CELDA 4	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	CELDA 4	Estrella	Ethernet TCP/IP
	REF 615	CELDA 5	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	CELDA 5	Estrella	Ethernet TCP/IP
	REF 615	CELDA 6	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	CELDA 6	Estrella	Ethernet TCP/IP

Tabla 3.2

Descripción de la Arquitectura de Red en la Subestación El Calvario

SUBESTACIÓN	IED's.	CELDA	TOPOLOGÍA FÍSICA RED	ESTÁNDAR DE COMUNICACIÓN	
EL CALVARIO	ION 7650	E TRAF0	Estrella	Ethernet TCP/IP	
	ION 7650	CELDA 1	Estrella	Ethernet TCP/IP	
	ION 7650	CELDA 2	Estrella	Ethernet TCP/IP	
	ION 7650	CELDA 3	Estrella	Ethernet TCP/IP	
	ION 7650	CELDA 4	Estrella	Ethernet TCP/IP	
		IED's.	CELDA	TOPOLOGÍA RED	INTERFAZ DE COMUNICACIÓN
	SIPROTEC 7SJ62	E. TRAF0	Estrella	Ethernet TCP/IP	
	SIPROTEC 7SJ62	CELDA 1	Estrella	Ethernet TCP/IP	
	SIPROTEC 7SJ62	CELDA 2	Estrella	Ethernet TCP/IP	
	SIPROTEC 7SJ62	CELDA 3	Estrella	Ethernet TCP/IP	
	SIPROTEC 7SJ62	CELDA 4	Estrella	Ethernet TCP/IP	

Tabla 3.3

Descripción de la Arquitectura de Red en la Subestación Salcedo

SUBESTACIÓN	IED's.	CELDA	TOPOLOGÍA FÍSICA RED	ESTÁNDAR DE COMUNICACIÓN
SALCEDO	ION 7650	E. TRAF0	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 11	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 12	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 13	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 14	Estrella	Ethernet TCP/IP
	IED's.	CELDA	TOPOLOGÍA RED	INTERFAZ DE COMUNICACIÓN
	SIPROTEC 7SJ62	E. TRAF0	Estrella	Ethernet TCP/IP
	SIPROTEC 7SJ62	PRI 11	Estrella	Ethernet TCP/IP
	SIPROTEC 7SJ62	PRI 12	Estrella	Ethernet TCP/IP
	SIPROTEC 7SJ62	PRI 13	Estrella	Ethernet TCP/IP
	SIPROTEC 7SJ62	PRI 14	Estrella	Ethernet TCP/IP

Tabla 3.4

Descripción de la Arquitectura de Red en la Subestación Mulaló

SUBESTACIÓN	IED's.	CELDA	TOPOLOGÍA FÍSICA RED	ESTÁNDAR DE COMUNICACIÓN
MULALÓ	G.E. F650	E. TRAF0	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	E. TRAF0	Estrella	Ethernet TCP/IP
	G.E. F650	PRI 11	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 11	Estrella	Ethernet TCP/IP
	G.E. F650	PRI 12	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 12	Estrella	Ethernet TCP/IP
	G.E. F650	PRI 13	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 13	Estrella	Ethernet TCP/IP
	G.E. F650	PRI 14	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 14	Estrella	Ethernet TCP/IP
	G.E. F650	PRI 15	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 15	Estrella	Ethernet TCP/IP

Tabla 3.5

Descripción de la Arquitectura de Red en la Subestación Lasso

SUBESTACIÓN	IED's.	CELDA	TOPOLOGÍA FÍSICA RED	ESTÁNDAR DE COMUNICACIÓN
LASSO	ION 7650	E. TRAF0	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 11	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 12	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 13	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 14	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 15	Estrella	Ethernet TCP/IP
	IED's.	CELDA	TOPOLOGÍA RED	INTERFAZ DE COMUNICACIÓN
	SIPROTEC 7SJ62	E. TRAF0	Estrella	Ethernet TCP/IP
	SIPROTEC 7SJ62	PRI 11	Estrella	Ethernet TCP/IP
	SIPROTEC 7SJ62	PRI 12	Estrella	Ethernet TCP/IP
	SIPROTEC 7SJ62	PRI 13	Estrella	Ethernet TCP/IP
	SIPROTEC 7SJ62	PRI 14	Estrella	Ethernet TCP/IP
	SIPROTEC 7SJ62	PRI 15	Estrella	Ethernet TCP/IP

Tabla 3.6

Descripción de la Arquitectura de Red en la Subestación La Cocha

SUBESTACIÓN	IED's.	CELDA	TOPOLOGÍA FÍSICA RED	ESTÁNDAR DE COMUNICACIÓN
LA COCHA	ION 7650	E. TRAF0	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 11	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 12	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 13	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 14	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 15	Estrella	Ethernet TCP/IP
	IED's.	CELDA	TOPOLOGÍA RED	INTERFAZ DE COMUNICACIÓN
	SIPROTEC 7SJ62	E. TRAF0	Estrella	Ethernet TCP/IP
	SIPROTEC 7SJ62	PRI 11	Estrella	Ethernet TCP/IP
	SIPROTEC 7SJ62	PRI 12	Estrella	Ethernet TCP/IP
	SIPROTEC 7SJ62	PRI 13	Estrella	Ethernet TCP/IP
	SIPROTEC 7SJ62	PRI 14	Estrella	Ethernet TCP/IP
	SIPROTEC 7SJ62	PRI 15	Estrella	Ethernet TCP/IP

Tabla 3.7

Descripción de la Arquitectura de Red en la Subestación Sigchos

SUBESTACIÓN	IED's.	CELDA	TOPOLOGÍA FÍSICA RED	ESTÁNDAR DE COMUNICACIÓN
LASSO	ION 7650	E. TRAF0	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 11	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 12	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 13	Estrella	Ethernet TCP/IP
	IED's.	CELDA	TOPOLOGÍA RED	INTERFAZ DE COMUNICACIÓN
	SIPROTEC 7SJ62	E. TRAF0	Estrella	Ethernet TCP/IP
	SIPROTEC 7SJ62	PRI 11	Estrella	Ethernet TCP/IP
	SIPROTEC 7SJ62	PRI 12	Estrella	Ethernet TCP/IP
	SIPROTEC 7SJ62	PRI 13	Estrella	Ethernet TCP/IP

Tabla 3.8

Descripción de la Arquitectura de Red en la Subestación La Maná

SUBESTACIÓN	IED's.	CELDA	TOPOLOGÍA FÍSICA RED	ESTÁNDAR DE COMUNICACIÓN
LA MANÁ	G.E. F650	E. TRAF0	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	E. TRAF0	Estrella	Ethernet TCP/IP
	G.E. F650	PRI 11	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 11	Estrella	Ethernet TCP/IP
	G.E. F650	PRI 12	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 12	Estrella	Ethernet TCP/IP
	G.E. F650	PRI 13	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 13	Estrella	Ethernet TCP/IP
	G.E. F650	PRI 14	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 14	Estrella	Ethernet TCP/IP
	G.E. F650	PRI 15	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 15	Estrella	Ethernet TCP/IP

Tabla 3.9**Descripción de la Arquitectura de Red en la Subestación Pujilí**

SUBESTACIÓN	IED's.	CELDA	TOPOLOGÍA FÍSICA RED	ESTÁNDAR DE COMUNICACIÓN
PUJILÍ	G.E. F650	E. TRAFO	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	E. TRAFO	Estrella	Ethernet TCP/IP
	G.E. F650	PRI 11	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 11	Estrella	Ethernet TCP/IP
	G.E. F650	PRI 12	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 12	Estrella	Ethernet TCP/IP
	G.E. F650	PRI 13	Estrella	Ethernet TCP/IP
	ION 7650	PRI 13	Estrella	Ethernet TCP/IP

3.3 TOPOLOGIA DE RED ENTRE SUBESTACIONES

Las redes industriales en las subestaciones eléctricas permiten la integración de IED's en sistemas robustos y confiables que puedan trabajar sin detenerse (on-line) las 24 horas del día; para de esta manera, resguardar una correcta operación de todo el sistema, monitoreando y almacenando la información importante ante la ocurrencia de cualquier evento o incidencia.

Está conformada por 9 subestaciones como son: La Mana, Sigchos, Salcedo, San Rafael, La Cocha, Pujilí, Mulaló, Lasso y el Calvario donde se encuentra el Centro de Control Local de ELEPCO S.A., La subestación Lasso y Mulaló se comunican mediante radio frecuencia proveniente de la central hidroeléctrica ILLUCHI 1, mientras las demás subestaciones se comunican mediante fibra óptica que suministra la Empresa TELCONET, siendo esta utilizada cada vez con mayor frecuencia en procesos de automatización para las subestaciones eléctricas. Como se puede observar en la figura 3.2.

La principal ventaja de los enlaces de fibra óptica es su inmunidad total a las perturbaciones de origen electromagnético, las cuales son muy comunes en subestaciones eléctricas.

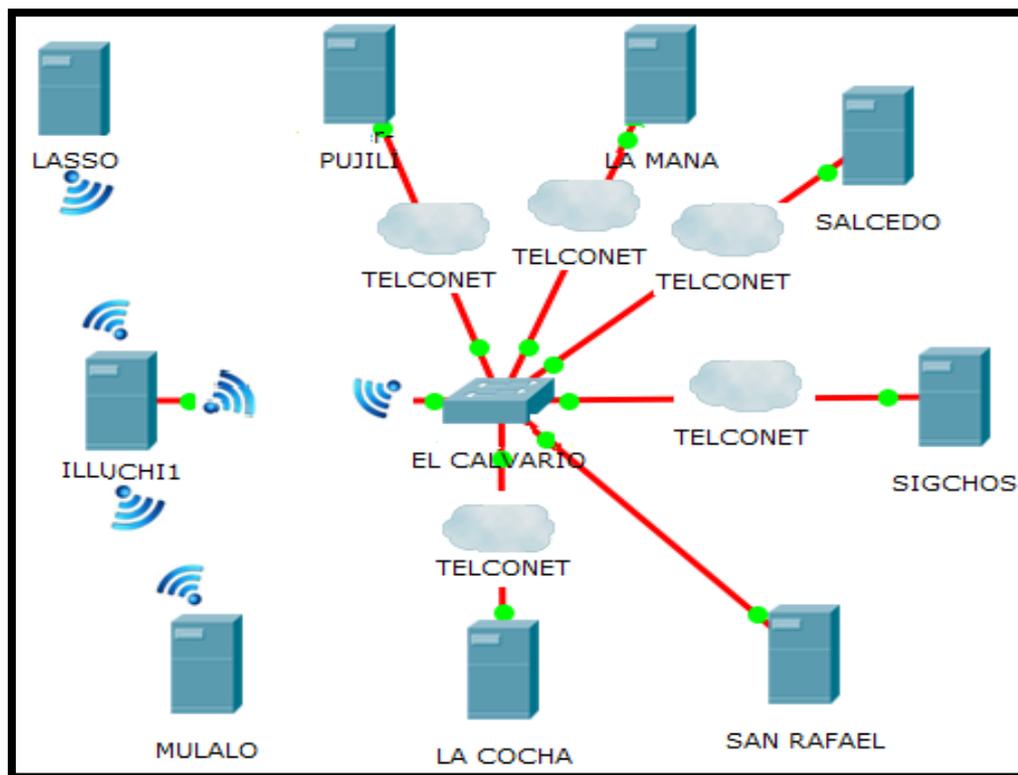


Figura 3.2: Arquitectura de red de las subestaciones ELEPCO S.A

Tabla 3.10

Descripción de elementos de la topología de red

ICONO	REPRESENTACIÓN	INTERFAZ DE COMUNICACIÓN	CONFIGURACIÓN
	CONCENTRADOR DE DATOS	ETHERNET	Gestión de área local
	COMPUTADOR	ETHERNET	Dispositivo final
	SWITCH	ETHERNET	Gestión de área local

3.4 DIRECCIONAMIENTO LOGICO DE RED DE EQUIPOS

Las direcciones IP configuradas en cada IED de las celdas de distribución eléctrica de ELEPCO S.A son designadas por el MEER (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable), este rango de direcciones IP son privadas, tienen un alto rango de seguridad que no permiten vulnerabilidad de la información y la transmisión de datos es segura. Está conformada de 16 direcciones IP las cuales tres son para los servidores y las demás corresponden para los IED's.

3.4.1 TABLAS DE DIRECCIONAMIENTO IP

En las siguientes tablas se ilustran las características de los IED's como: direcciones IP, protocolo de comunicación, celda a la que pertenece el equipo, número de serie y la versión del firmware actualizado para los (IED's) de las subestaciones que permitan la ejecución del estándar IEC 61850 y la integración al sistema SCADA de ELEPCO S.A.

Tabla 3.11

Direccionamiento IP de la subestación San Rafael

SUBESTACIÓN	IED	N° Serie	CELDA	DIRECCIÓN IP
San Rafael	ION 7650	MJ-1104A605-02	CELDA1	172.17.70.114
		MJ-1104A615-02	CELDA2	172.17.70.115
		MJ-1104A607-0 2	CELDA3	172.17.70.116
		MJ-1104A608-02	CELDA4	172.17.70.117
		MJ-1104A603-02	CELDA5	172.17.70.118
		MJ-1104A604-02	CELDA 6	172.17.70.119
	ION 6200	MX-150200824- 03	CELDA7	172.17.70.113
	MULTILIN F650	F650MXBF2G0HI SE	SALIDA A MULALO	172.17.70.111
	REF 615	1VHR91030355	CELDA2	172.17.70.106
		1VHR91030357	CELDA3	172.17.70.107
		1VHR91030356	CELDA4	172.17.70.108
		1VHR91030354	CELDA5	172.17.70.109
		1VHR91030358	CELDA6	172.17.70.110
	RET 615	1VHR91030359	CELDA1	172.17.70.105
	REU 615	1VHR91030360	CELDA1	172.17.70.112

Tabla 3.12

Direccionamiento IP de la subestación El Calvario

SUBESTACIÓN	IED	N° Serie	CELDA	DIRECCIÓN IP
Calvario	ION 7650	MJ-1110A275-02	CELDA1	172.17.70.120
		MJ-1110A272-02	CELDA2	172.17.70.121
		MJ-1110A267-02	CELDA3	172.17.70.122
		MJ-1110A273-02	CELDA4	172.17.70.123
		MJ-1110A270-02	CELDA5	172.17.70.124
	ION 6200	MX-150200866-03	CELDA6	
	SIPROTEC 7SJ62	BF0301060704	CELDA1	172.17.70.126
		BF0301060705	CELDA2	172.17.70.127
		BF0301060706	CELDA3	172.17.70.128
		BF0301060707	CELDA4	172.17.70.129
		BF0301060708	CELDA5	172.17.70.130

Tabla 3.13

Direccionamiento IP de la subestación Salcedo

SUBESTACIÓN	IED	N° Serie	CELDA	DIRECCIÓN IP
Salcedo	ION 7650	MJ-1110A275-02	CELDA1	172.17.70.171
		MJ-1110A272-02	CELDA2	172.17.70.172
		MJ-1110A267-02	CELDA3	172.17.70.173
		MJ-1110A273-02	CELDA4	172.17.70.174
		MJ-1110A270-02	CELDA5	172.17.70.175
	ION 6200	MX-150200866-03	CELDA6	
	SIPROTEC 7SJ62	BF0301060704	CELDA1	172.17.70.176
		BF0301060705	CELDA2	172.17.70.177
		BF0301060706	CELDA3	172.17.70.178
		BF0301060707	CELDA4	172.17.70.179
		BF0301060708	CELDA5	172.17.70.180

Tabla 3.14

Direccionamiento IP de la subestación Mulaló

SUBESTACIÓN	IED	N° Serie	CELDA	DIRECCIÓN IP
Mulaló	ION 7650	EK-1110A040-02	CELDA1	172.17.70.201
		EK-1110A027-02	CELDA2	172.17.70.202
		EK-1110A024-02	CELDA3	172.17.70.203
		EK-1110A037-02	CELDA4	172.17.70.204
		EK-1110A025-02	CELDA5	172.17.70.205
		EK-1110A041-02	CELDA6	172.17.70.206
	ION 6200	MX-150200822-03	CELDA7	
	MULTILIN F650	F650MXBF2G1HISE	CELDA1	172.17.70.207
		F650MXBF2G2HISE	CELDA2	172.17.70.208
		F650MXBF2G3HISE	CELDA3	172.17.70.209
		F650MXBF2G4HISE	CELDA4	172.17.70.210
		F650MXBF2G5HISE	CELDA5	172.17.70.211

Tabla 3.15

Direccionamiento IP de la subestación Lasso

SUBESTACIÓN	IED	N° Serie	CELDA	DIRECCIÓN IP
Lasso	ION 7650	MJ-1110A277-02	CELDA1	172.17.70.235
		MJ-1110A263-02	CELDA2	172.17.70.236
		MJ-1110A257-02	CELDA3	172.17.70.237
		MJ-1110A259-02	CELDA4	172.17.70.238
	ION 6200	MX-150200861-03	CELDA6	
	SIPRO TEC 7SJ62	BF0301060709	CELDA1	172.17.70.239
		BF0301060710	CELDA2	172.17.70.240
		BF0301060711	CELDA3	172.17.70.241
		BF0301060712	CELDA4	172.17.70.242
		BF0301060713	CELDA5	172.17.70.243

Tabla 3.16

Direccionamiento IP de la subestación La Cocha

SUBESTACIÓN	IED	N° Serie	CELDA	DIRECCIÓN IP
La Cocha	SIPROTEC 7SJ62	BF0301060714	CELDA1	172.17.71.11
		BF0301060715	CELDA2	172.17.71.12
		BF0301060716	CELDA3	172.17.71.13
		BF0301060717	CELDA4	172.17.71.14
		BF0301060718	CELDA5	172.17.71.15
	ION 6200	MX- 150200719-03	CELDA7	
	ION7650	PJ-0809A651- 01	CELDA1	172.17.71.16
		PJ-0809A344- 01	CELDA2	172.17.71.17
		PJ-0809A696- 01	CELDA3	172.17.71.18
		PJ-0809A652- 01	CELDA4	172.17.71.19
		EK-1110A038- 02	CELDA5	172.17.71.20
		PJ-0809A650- 01	CELDA6	172.17.71.21

Tabla 3.17

Direccionamiento IP de la subestación Sigchos

SUBESTACIÓN	IED	N° Serie	CELDA	DIRECCIÓN IP
Sigchos	ION 7650	EK-1110A026-02	CELDA1	172.17.71.41
		EK-1110A034-02	CELDA2	172.17.71.42
		EK-1110A026-02	CELDA3	172.17.71.43
	ION 6200	MX-150200803-03	CELDA4	
	SIPROTEC 7SJ62	BF0301060719	CELDA1	172.17.71.44
		BF0301060720	CELDA2	172.17.71.45
		BF0301060721	CELDA3	172.17.71.46

Tabla 3.18

Direccionamiento IP de la subestación Pujilí

SUBESTACIÓN	IED	N° Serie	CELDA	DIRECCIÓN IP
Pujilí	MULTILIN F650	MJ-111-0A268-020	CELDA1	172.17.71.107
		MJ-111-0A268-21	CELDA2	172.17.71.108
		MJ-111-0A268-22	CELDA3	172.17.71.109
	ION 7650	MJ-111-0A268-02	CELDA1	172.17.71.105
		MJ-111-0A262-02	CELDA2	172.17.71.106
	ION 6200	MX-150200802-03	CELDA 4	

Tabla 3.19

Direccionamiento IP de la subestación La Maná

SUBESTACIÓN	IED	N° Serie	CELDA	DIRECCIÓN IP
La Maná	ION 7650	Ek 111BA030-02	CELDA1	172.17.71.75
		EK-1110A047-02	CELDA2	172.17.71.76
		Ek- 1110A046-02	CELDA3	172.17.71.77
		MT- 11004A956-01	CELDA4	172.17.71.78
		MT- 11004A952-07	CELDA5	172.17.71.79
		MT-1104A953-01	CELDA6	172.17.71.80
	ION 6200	MX-150200885-03	CELDA7	
	MULTILIN F650	F650MXBF2G6HISE	CELDA1	172.17.71.81
		F650MXBF2G7HISE	CELDA2	172.17.71.82
		F650MXBF2G8HISE	CELDA3	172.17.71.83
		F650MXBF2G9HISE	CELDA4	172.17.71.84
		F650MXBF2G10HISE	CELDA5	172.17.71.85
		F650MXBF2G11HISE	CELDA6	172.17.71.86

3.6 DIAGRAMA DE CONEXIONES DE EQUIPOS DE CAMPO AL CONCENTRADOR DE DATOS

SUBESTACIÓN SAN RAFAEL

DISYUNTOR DE LÍNEA 52L0 (Entradas Digitales).

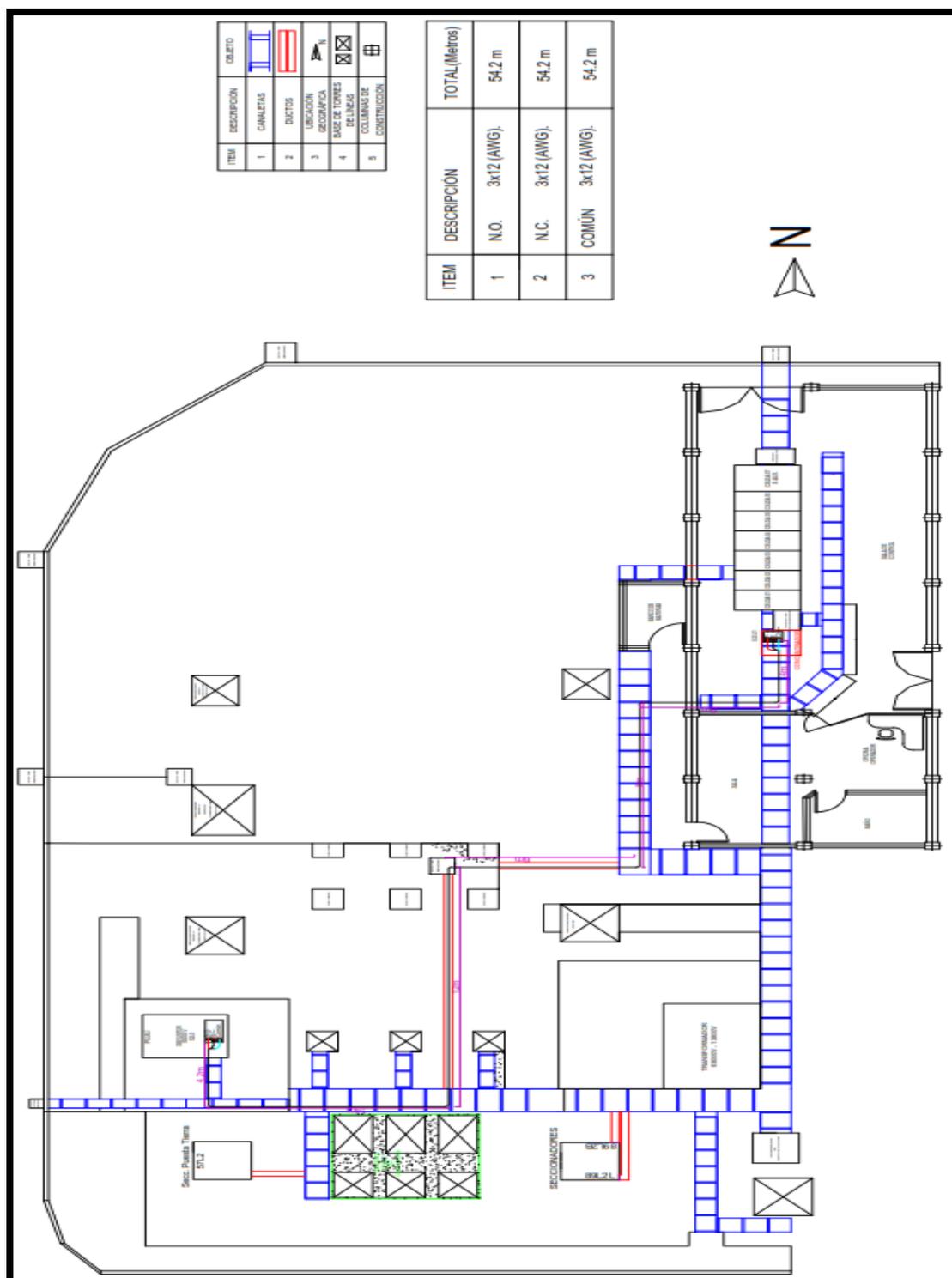


Figura 3.4: Diagrama de conexiones del disyuntor 52L0 al concentrador de datos

3.7 COMUNICACIÓN ENTRE IED'S Y CONCENTRADORES DE DATOS MEDIANTE EL ESTÁNDAR IEC 61850.

La gestión de las comunicaciones del proyecto SCADA de las subestaciones de distribución de ELEPCO S.A.; se basan mediante el estándar IEC 61850.

Los equipos que se encuentran en las subestaciones de ELEPCO S.A., ofrecen un alto grado de flexibilidad para adaptarse de forma óptima a las normas y estándares de automatización de subestaciones eléctricas, por intermedio del estándar IEC-61850 permiten la comunicación entre todos los equipos que se encuentran en las subestaciones de distribución de energía, además los equipos de protección se pueden monitorear y controlar mediante el sistema SCADA local de ELEPCO S.A.

El software PCM600 se comunica con los IED's REF-615, RET-615, REU-615 en cada una de las bahías de los alimentadores, permitiendo la lectura y escritura de todos los datos de configuración y parametrización necesarios para la buena operación hacia o desde el IED y los concentradores de datos.

Por intermedio del estándar IEC 61850 permite intercambiar información entre equipos de patio, de forma que se pueden crear sistemas sencillos que permitan a los IED's actuar de forma autónoma ante valores de sobrecorriente, sobrevoltaje, disparo de apertura y cierre de disyuntores, protección de frecuencia, factor de potencia, valores potencias activa, reactiva y aparente.

3.7.1 Diseño de la red IEC 61850 en las subestaciones de ELEPCO S.A.

Se presenta la red de comunicaciones de los IED's mediante el estándar IEC 61850 basadas en redes Ethernet, lo cual permite una comunicación punto a punto entre los IED's y los equipos de campo. También, se puede identificar la reducción del cableado entre los niveles de proceso y bahía existentes en una arquitectura convencional, esto se debe a la aparición de dispositivos que cuentan con funciones específicas de concentración y transmisión de datos.

SUBESTACIÓN SAN RAFAEL
CONEXIÓN RED ETHERNET EN EQUIPOS ION 7650, REF 615, RET 615,
REU 615.

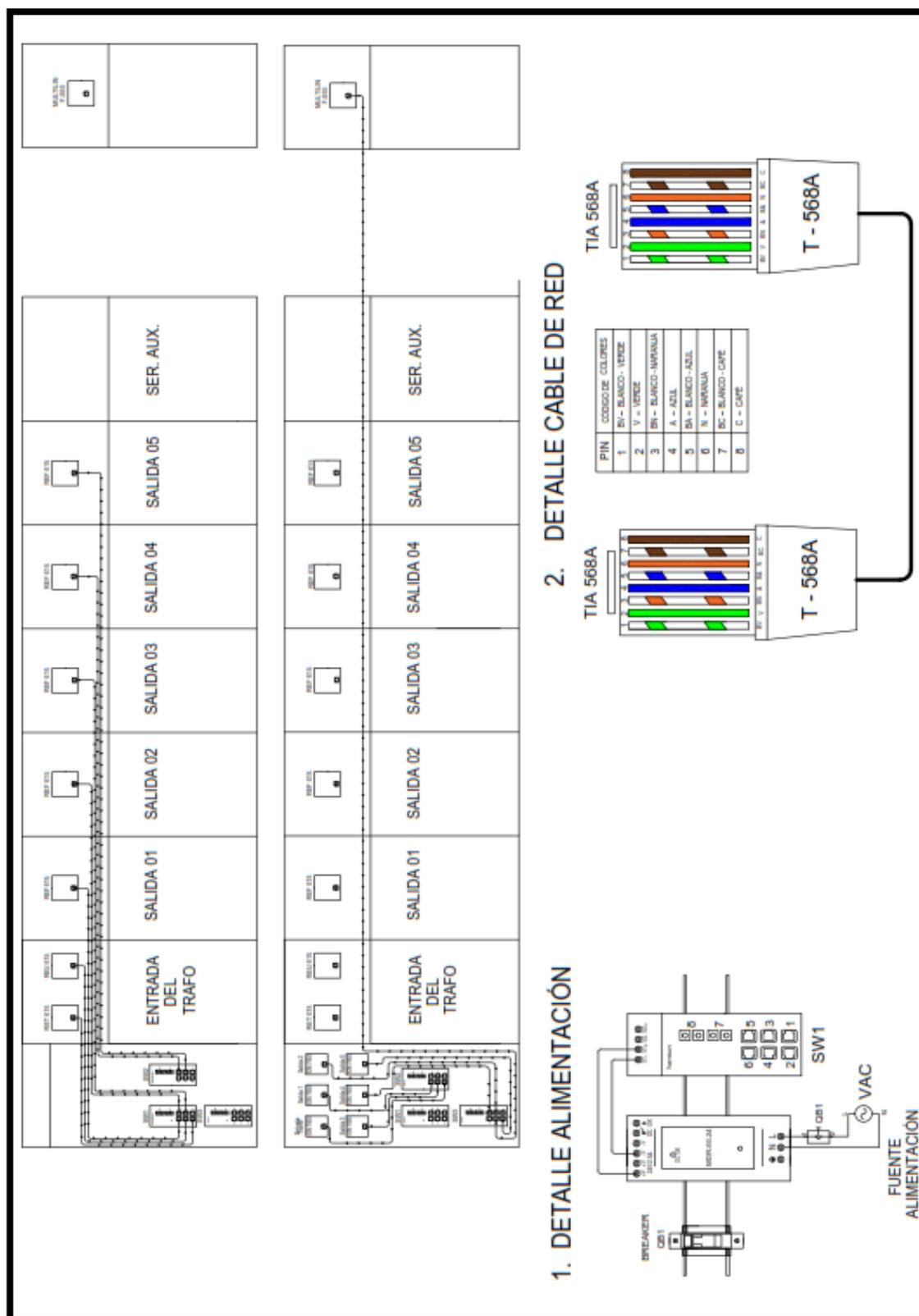


Figura 3.5: Diagrama de comunicación subestación San Rafael

3.8 CONFIGURACIÓN DE DISPOSITIVOS DE MEDICIÓN, PROTECCIÓN Y CONTROL PARA LAS SUBESTACIONES DE ELEPCO S.A.

Las subestaciones de distribución eléctrica de ELEPCO S.A. disponen una gran variedad de equipos que cumplen la función de proteger los alimentadores mediante normativas, estándares eléctricos a nivel nacional e internacional.

Los IED's que se encuentran instalados y de manera operativa en las subestaciones de ELEPCO S.A.; almacenan información sobre el estado de funcionamiento que engloba un proceso de distribución eléctrica, estos dispositivos permiten integrarse al sistema SCADA y obtener una interoperabilidad, gestión y supervisión de los relés de medición, protección y control; medidores de potencia y energía de las celdas de distribución eléctrica de las subestaciones de ELEPCO S.A.

Las subestaciones de Distribución Eléctrica de ELEPCO S.A. disponen de los siguientes equipos y dispositivos que se detallan a continuación:

REF 615: El relé REF615 permite obtener datos de las celdas de distribución eléctrica como: sobre intensidad instantánea, sobre-corriente de secuencia negativa, sobre corriente instantánea, sobre corriente temporizada, discontinuidad de fase, factor de frecuencia, protección de alta y baja frecuencia, fallo de interruptor, sobrecarga térmica, medición de tensión, medición corrientes de las líneas de distribución, medición de potencias activa, reactiva y aparente.

RET 615: Es un dispositivo dedicado a la protección, medición de la entrada del transformador de las subestaciones de ELEPCO S.A.; dedicado a la protección, control, y medición de parámetros eléctricos como potencias activa, reactiva, aparente; corrientes de las líneas de distribución; parámetros de control de protección como el manejo de apertura y cierre del disyuntor de entrada al transformador.

REU 615: Es un Dispositivo adaptado para tensión y esquemas de protección basada en frecuencia en los sistemas de distribución eléctrica, equipo que se encuentra ubicado en la celda de entrada del transformador.

MULTILIN F650: El IED General Electric Multilin F650 es un equipo de protección, control, monitorización, medida y registro así como: protección

de sobre intensidad direccional para fases, neutro, tierra; protección de máxima y mínima tensión; protección de máxima y mínima frecuencia; control de posición (maniobras de apertura y cierre).

ION 7650: Es un dispositivo de medición y control inteligente que proporciona valores de medición exactos, precisos; tiene la capacidad de realizar mediciones de tensión RMS, mediciones de corriente, potencia, energía y se complementan su funcionalidad con un registro exhaustivo de variables eléctricas.

Siemens SIPROTEC 7SJ62: El dispositivo cumple funciones de protección como por ejemplo: control de interruptor automático, configuración de funciones de protección, enclavamiento para el control, monitoreo, supervisión de parámetros eléctricos que se disponen en los alimentadores de distribución eléctrica.

3.8.1 CONFIGURACIÓN DEL MEDIDOR ION 7650

El software Power Logic ION Setup, desarrollado por la empresa Schneider Electric, es una herramienta de configuración que permite al usuario un entorno intuitivo y confiable para la configuración y programación de los medidores Power Logic.

Los dispositivos pueden ser configurados a través de enlaces de comunicación ya sean locales o remotos y por interfaz de comunicación Ethernet.

Para la configuración y actualización de Firmware de los equipos Power Logic es necesario realizar las siguientes instrucciones:

1. Descargar el software ION SETUP de la página web de Schneider Electric.
2. Ejecutar el software ejecutable IONSetup30_B14290_03.exe, e instalar el software correctamente.
3. Instalado el software, se puede ingresar al Software ION SETUP, y se encuentra una ventana de acceso del software; en donde se encuentran los siguientes parámetros:

En el parámetro User se digita “supervisor”

En el parámetro Password se digita el valor pre-configurado de fábrica “0”.

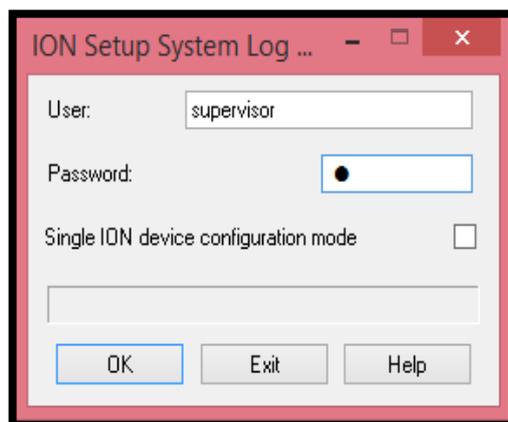


Figura 3.6: Ventana de acceso al programa ION SETUP

4. La siguiente instrucción es escoger el tipo de protocolo de comunicación “Ethernet”, como se indica en la figura 3.7.

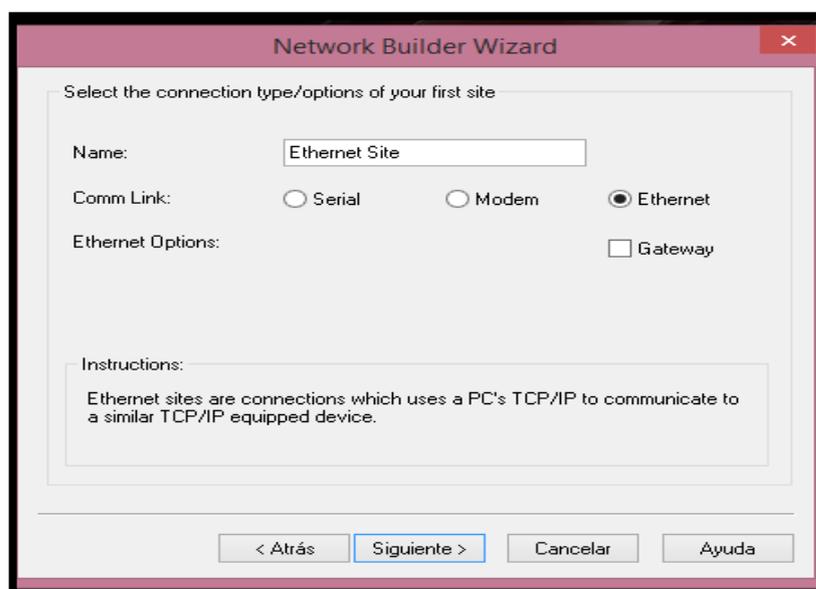


Figura 3.7: Interfaz de comunicación

5. El siguiente paso es la configuración del equipo ION-7650, los parámetros como: IP Address/Port del dispositivo (IED), nombre de la subestación, tipo de equipo PowerLogic, el grupo al que pertenece; como se aprecia en la figura 3.8.

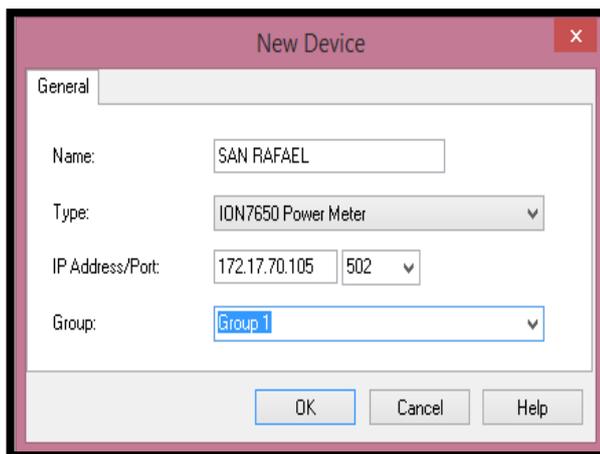


Figura 3.8: Configuración de parámetros del equipo ION 7650

6. Una vez conectado en línea con el dispositivo, se verifica la conectividad en la ventana de diálogo setup assistant, donde se muestra todos los parámetros a configurar. Como se indica en la figura 3.9.

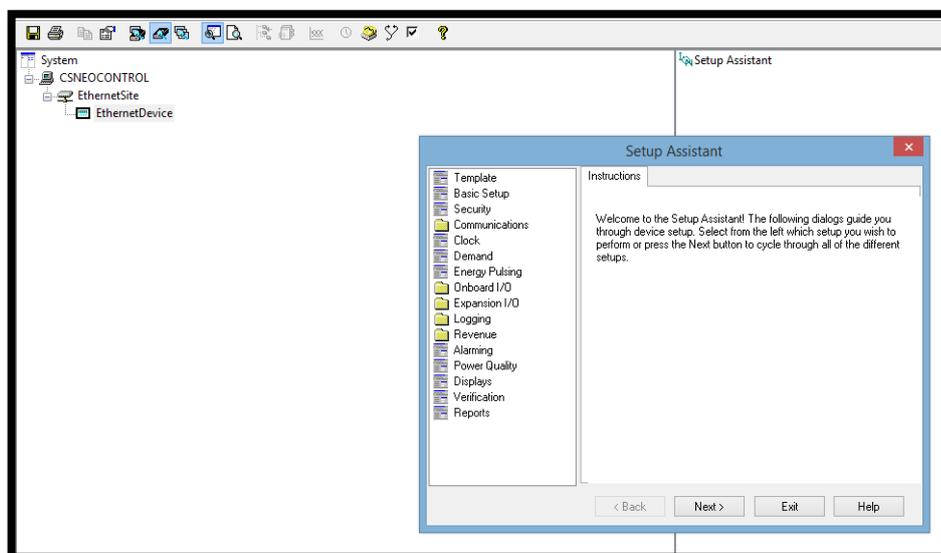


Figura 3.9: Setup Assistant en ION SETUP

7. Para empezar con la actualización del firmware del equipo ION-7650, se selecciona primero la pestaña Template donde se indica cada uno de los parámetros como son: guardar en la PC, enviar mediciones, actualizar firmware, editar registros. Se debe seleccionar la pestaña Firmware Upgrade este proceso permite cargar el nuevo firmware al dispositivo, como se observa en la figura 3.10.

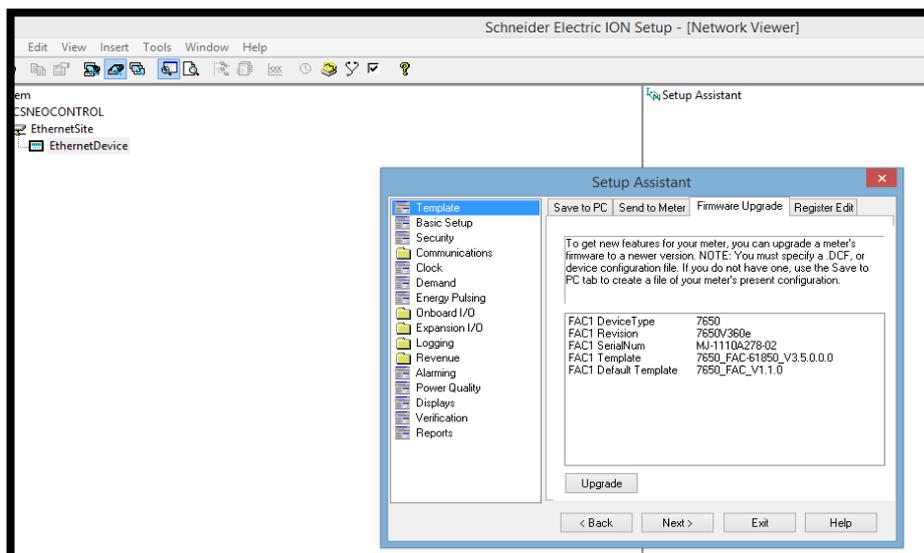


Figura 3.10: Firmware Upgrade

- En la siguiente ventana, como se aprecia en la figura 3.11; se coloca la contraseña "0" para poder iniciar el procedimiento de actualización del Firmware.

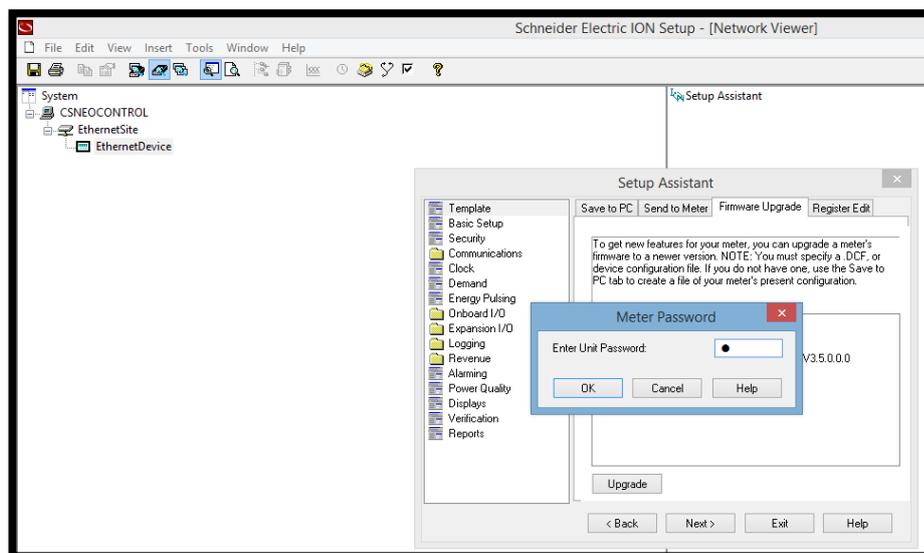


Figura 3.11: Ventana de diálogo Meter Password

- Para continuar con el proceso de actualización del Firmware, se debe seleccionar la versión del firmware con su respectiva versión (V3.6) del ION 7650, se selecciona el respectivo archivo como se indica en la figura 3.12.

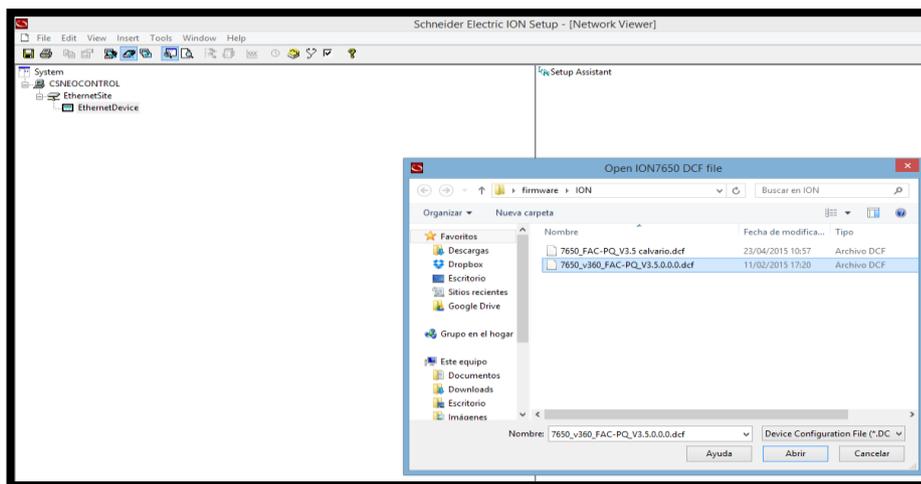


Figura 3.12: Versión Firmware

10. En la figura 3.13 se detallan todas las características que se instalan en la nueva versión de firmware V3.6 como: PT⁹/CT¹⁰, ajustes del reloj, lecturas de energía, ajustes del TC.

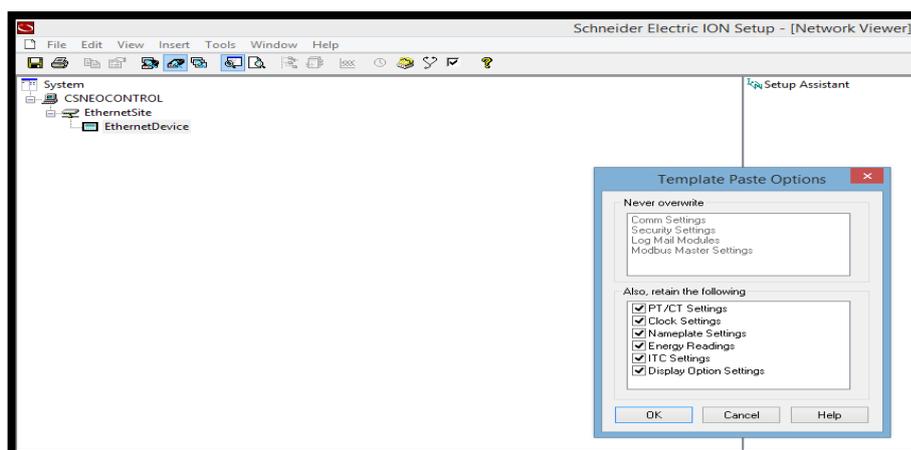


Figura 3.13: Características del firmware V3.6 del equipo ION SETUP

11. La siguiente ventana define todos los resultados de la actualización del firmware del equipo ION-7650, como: la fecha en que se actualizó el firmware, el nombre del dispositivo, la serie del IED, la dirección IP, la versión del firmware. Como se aprecia en la figura 3.14.

⁹PT: Transformador de potencia

¹⁰CT: Transformador de corriente

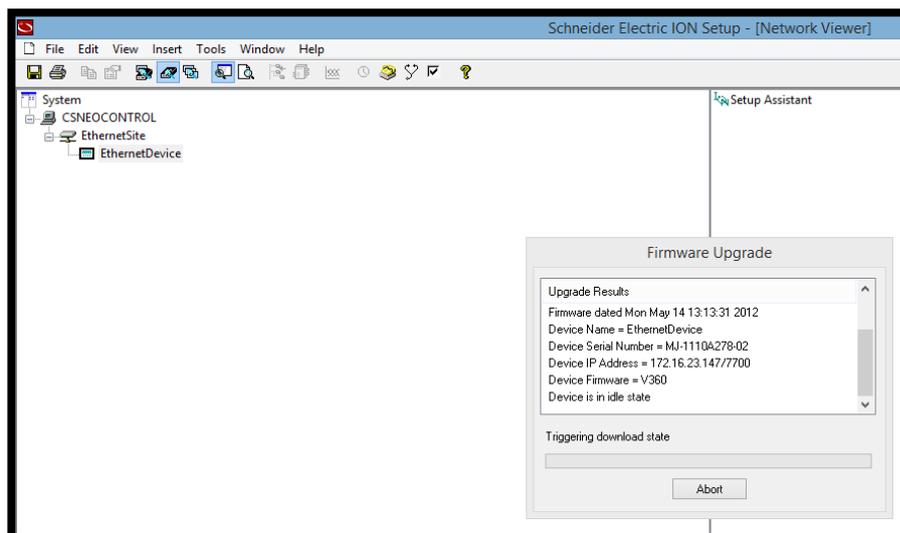


Figura 3.14: Proceso de instalación del firmware

12. La pantalla siguiente muestra el proceso de configuración de parámetros preestablecidos en la copia de archivos de la actualización al dispositivo ION-7650, como se verifica en la figura 3.15.

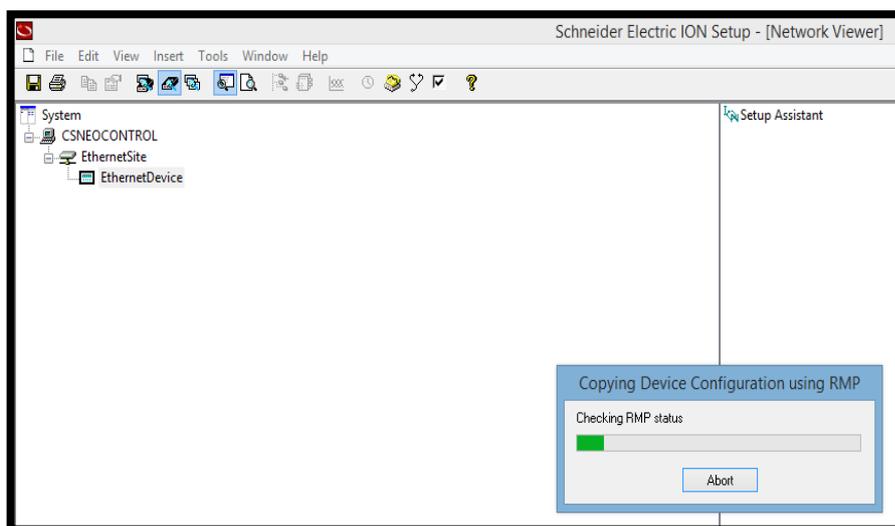


Figura 3.15: Configuración del ION 7650

13. Finalmente en la siguiente ventana se obtiene la carga completa de todos los parámetros del firmware actualizado en la última versión V3.6, listo para realizar con el equipo su respectivo trabajo, tal como se indica en la figura 3.16.

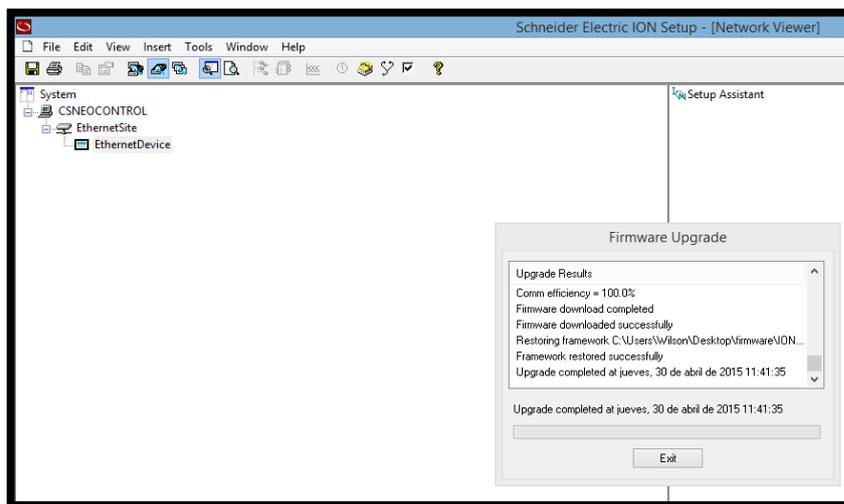


Figura 3.16: Actualización de firmware completa ION 7650

3.8.2 CONFIGURACIÓN DE LOS RELÉS DE MEDICIÓN, PROTECCIÓN Y CONTROL.

El software de parametrización y configuración para la medición, control y protección de los IED's ABB REF 615, RET 615, REU 615; es la herramienta de administrador de PCM600 que proporciona funcionalidades versátiles para todo el ciclo de vida de todos los Relés de protección y control de las aplicaciones de los IED's.

Esta herramienta es de fácil ayuda para gestionar la protección y control de equipos desde la aplicación y configuración de la comunicación.

PCM600 interactúa con IED's sobre el protocolo TCP/IP rápido y confiable a través de LAN o WAN corporativa o directamente a través del puerto delantero de comunicación del IED. El software PCM600 es capaz de leer y escribir todos los datos de configuración y ajuste de un IED con un único comando.

La interfaz de usuario, flujo de trabajo y los datos basados en IEC 61850 con el modelo en PCM600 están diseñados de acuerdo con la misma filosofía como las de protección y control IED's, garantizar la integración entre la herramienta y los IED's.

3.8.2.a Configuración de la comunicación entre PCM600 y el IED



Figura 3.17: Software PCM600 Versión 2.6

1. Para la creación de un nuevo proyecto se realiza como se describe en la figura 3.18.

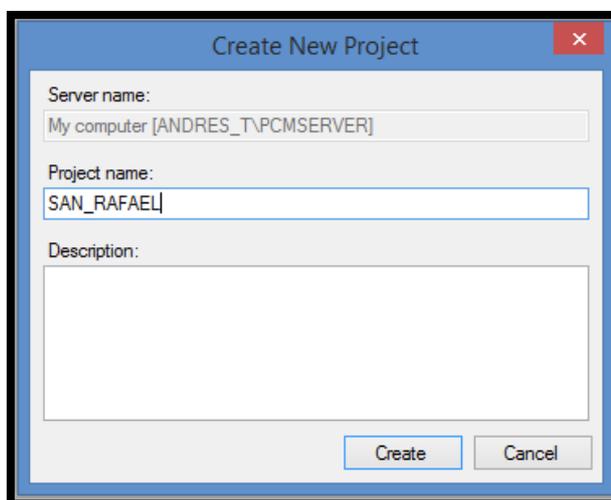


Figura 3.18: Creación nuevo proyecto en PCM600

2. El software PCM600 permite establecer un nuevo proyecto, lo cual permite la construcción de una estructura para la planta de una subestación de distribución eléctrica de ELEPCO S.A, como se indica en la figura 3.19.

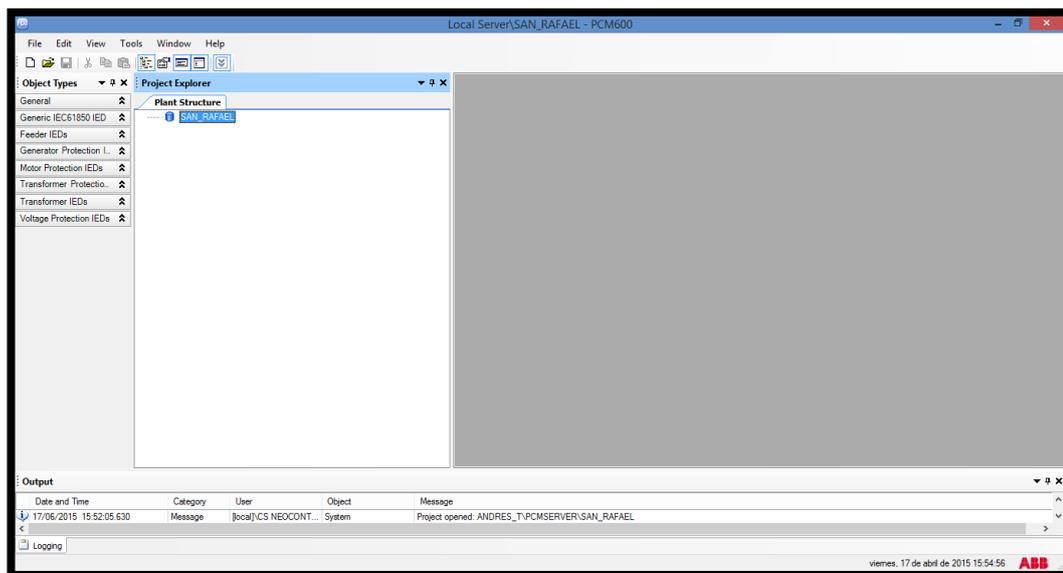


Figura 3.19: Estructura de planta subestación eléctrica en PCM600

3. La estructura de la planta se utiliza para identificar cada IED en su ubicación dentro de la organización de una subestación eléctrica. Como se indica en la figura 3.20.

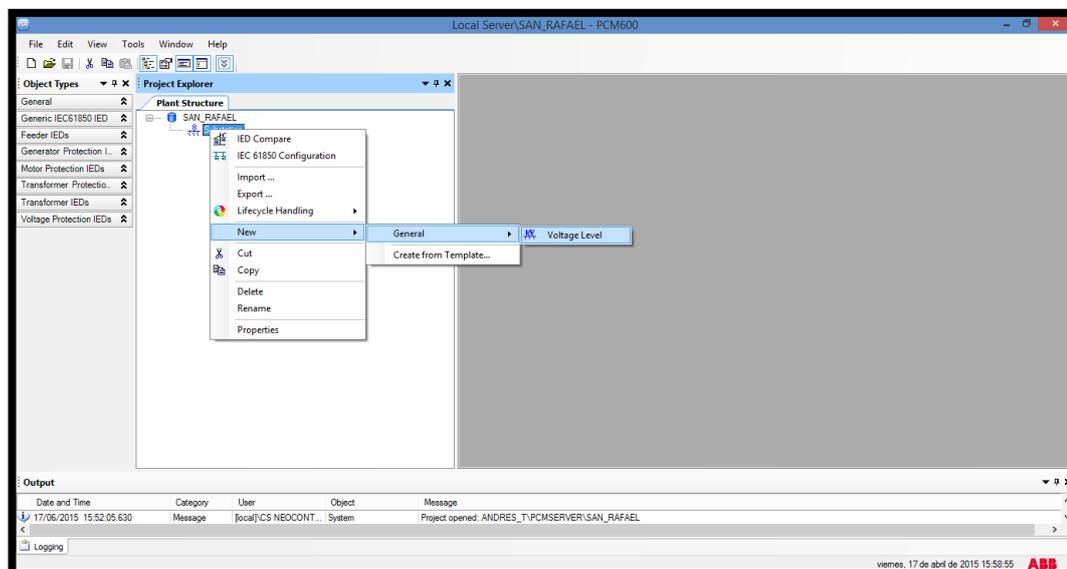


Figura 3.20: Creación de planta subestación eléctrica en PCM 600

4. En la estructura de la Planta se elabora una imagen geográfica de la subestación y también se identifican las bahías¹¹ dentro de la subestación eléctrica como se indica en la figura 3.21.

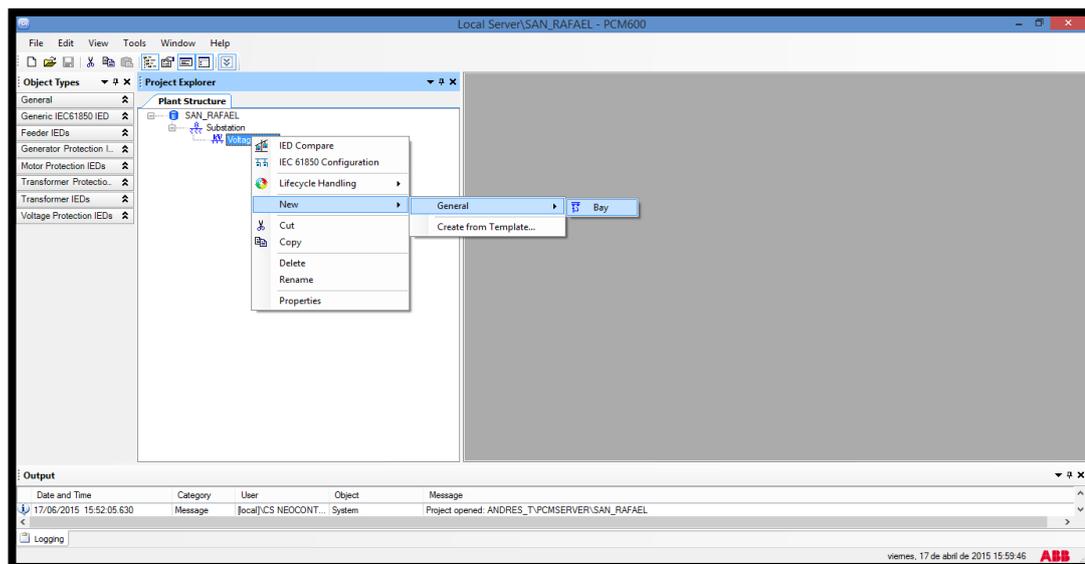


Figura 3.21: Bahía en la estructura de una subestación eléctrica

5. En PCM600 es posible establecer una estructura jerárquica de cinco niveles para la identificación de los IED's en una bahía como se indica en la figura 3.22.
 - a) Proyecto: Estructura de la subestación.
 - b) Subestación: Nombre de la subestación.
 - c) Tensión Nivel: Identifica a qué nivel de tensión de la subestación pertenece el IED.
 - d) Bahía: Identifica la bahía de la subestación.
 - e) IED: selección del IED que se utiliza en la bahía.

¹¹**Bahía:** Es un módulo de conexión en una subestación eléctrica.

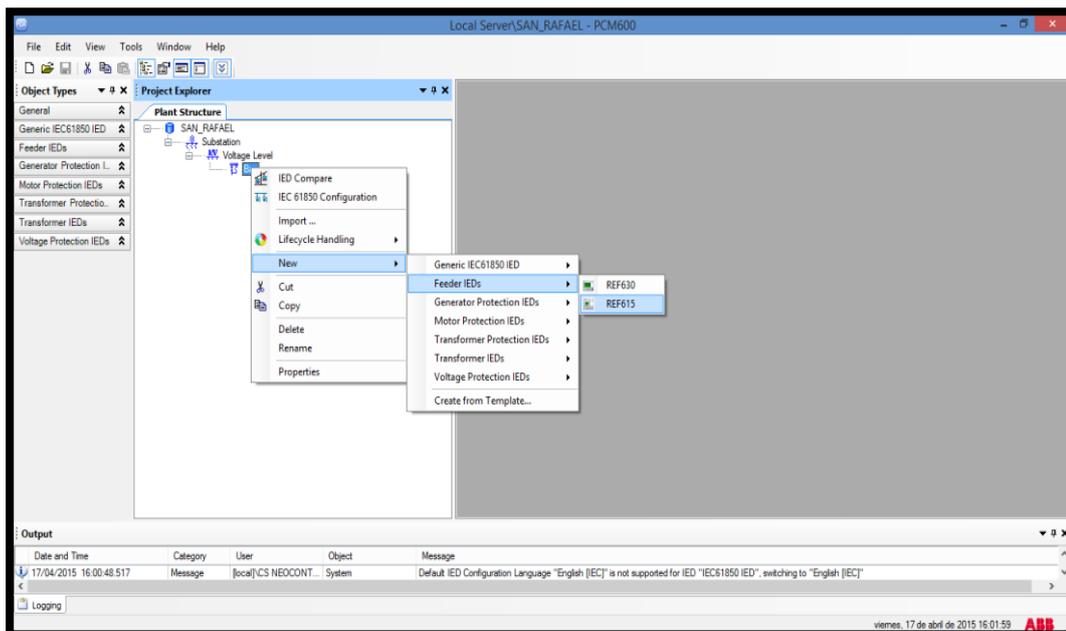


Figura 3.22: Estructura de la bahía de una subestación eléctrica

6. En el nivel de la bahía en la estructura de la planta es posible insertar un IED en el modo offline o en modo online:

Modo On - Line: Cuando el IED REF 615, RET 615, REU 615 está conectado al software PCM600 y la comunicación se establece, y se puede leer la configuración directamente desde el IED físico.

Modo Off - Line: Cuando el IED físico no está disponible o no está conectado a la ingeniería del software PCM600 y la configuración se realiza sin ningún tipo de sincronización con el IED.

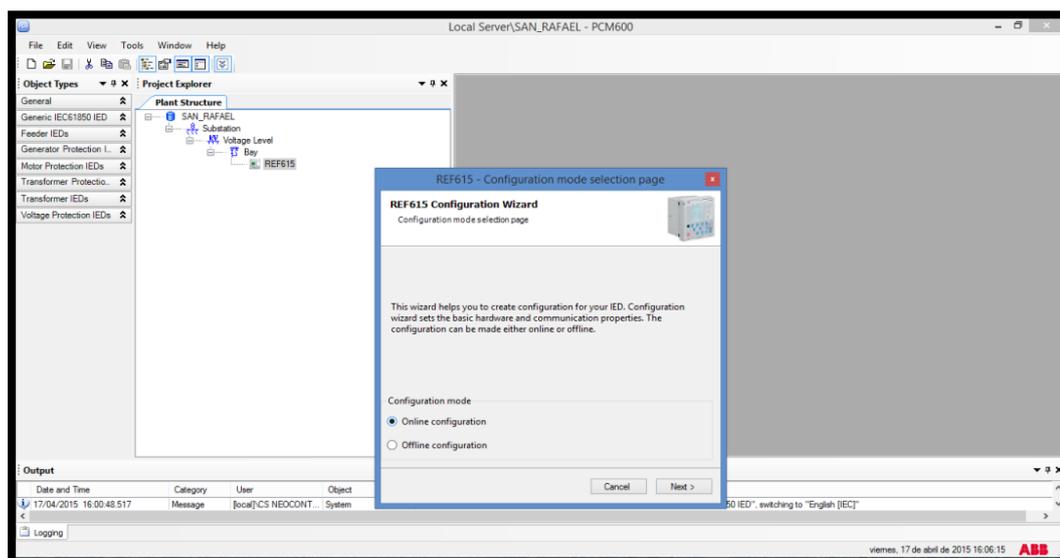


Figura 3.23: Configuración del IED modo online

7. Para la configuración del IED con estándar IEC 61850, proceder como se indica en la figura 3.24.

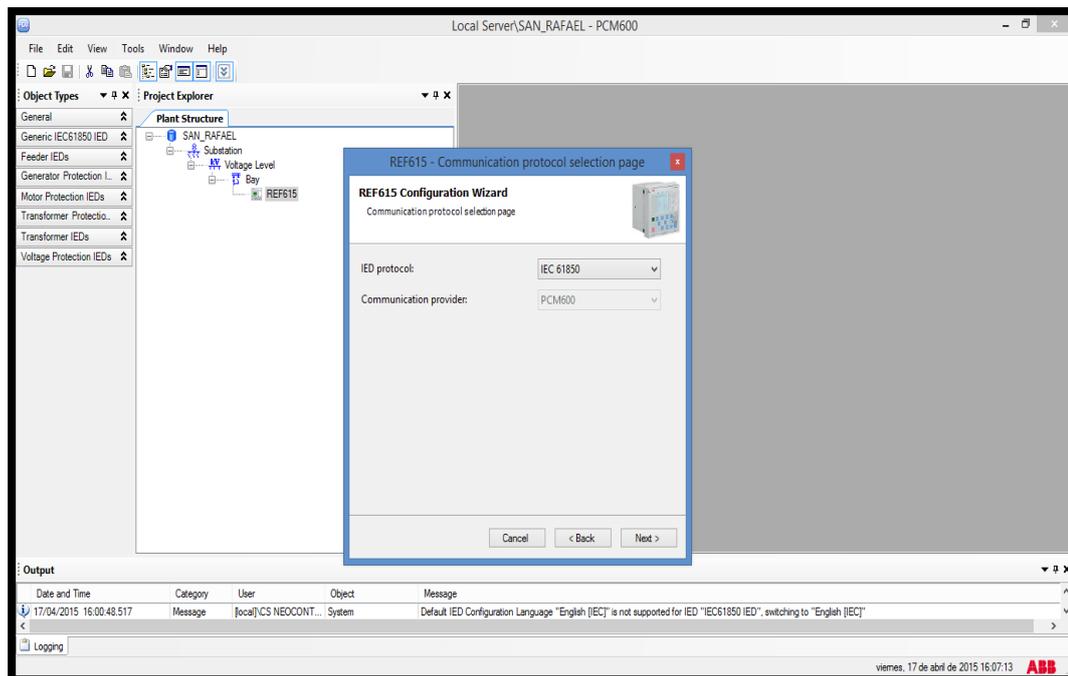


Figura 3.24: Asistente de configuración con estándar IEC 61850

8. Escaneo de la orden de código del IED en el asistente de configuración.

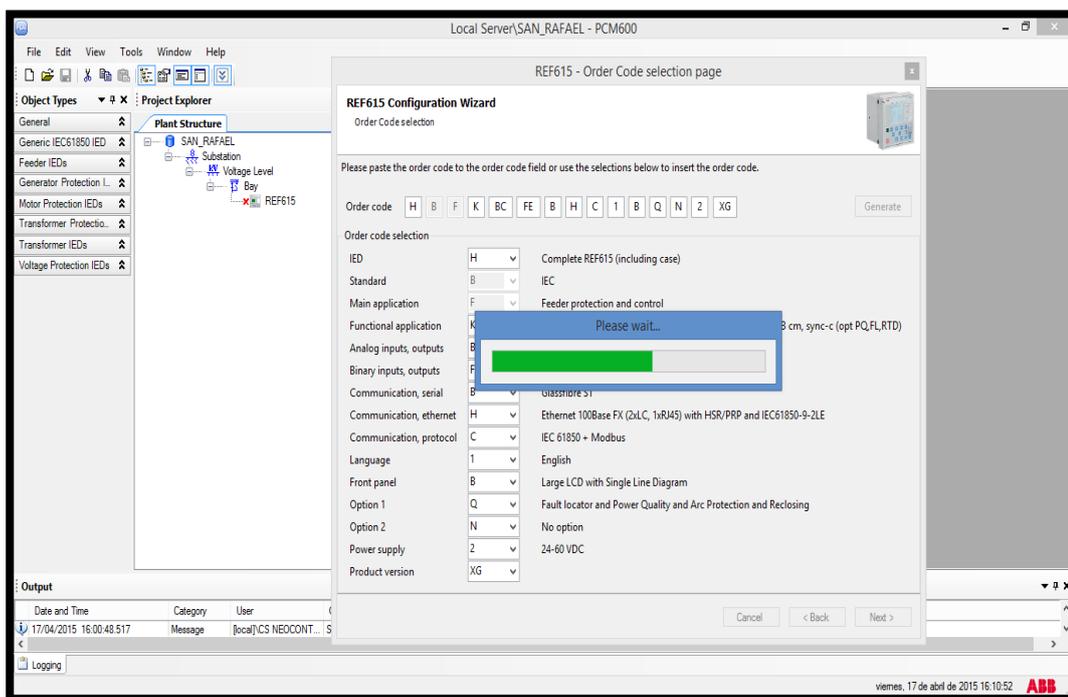


Figura 3.25: Escaneo de la orden de código del IED

9. En el asistente de configuración, se muestra el resumen del tipo de IED, IED versión, dirección IP del IED, protocolo de comunicación. ver en la figura 3.26.

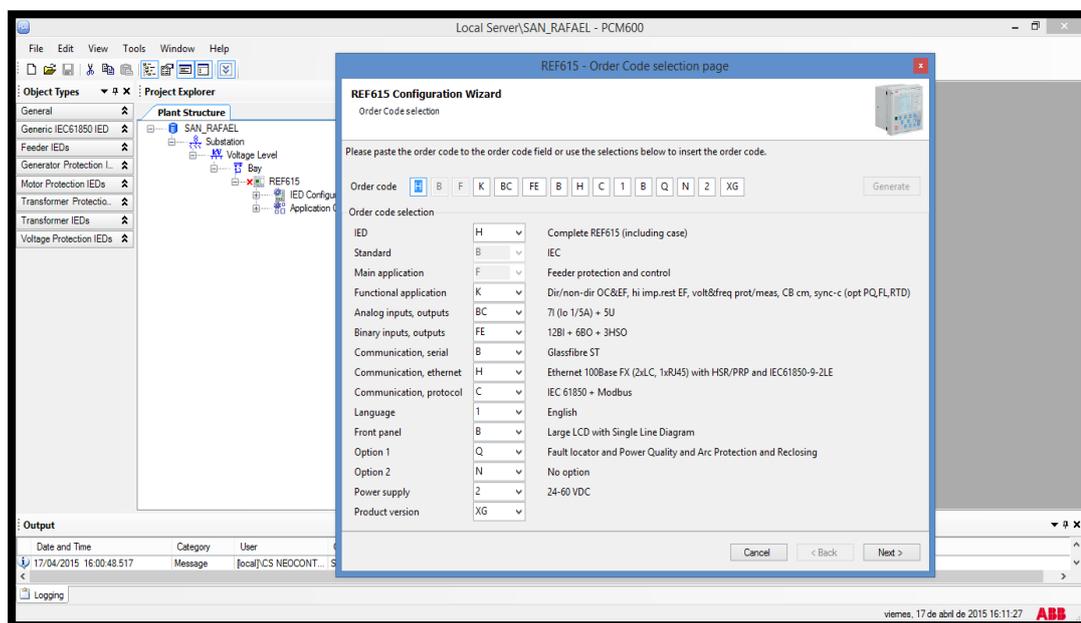


Figura 3.26: Resumen de características del IED

10. En el asistente de configuración una vez completado se obtuvo el IED configurado, donde se encuentra el tipo, la versión, la dirección IP y el número de orden del IED, como se indica en la figura 3.27.

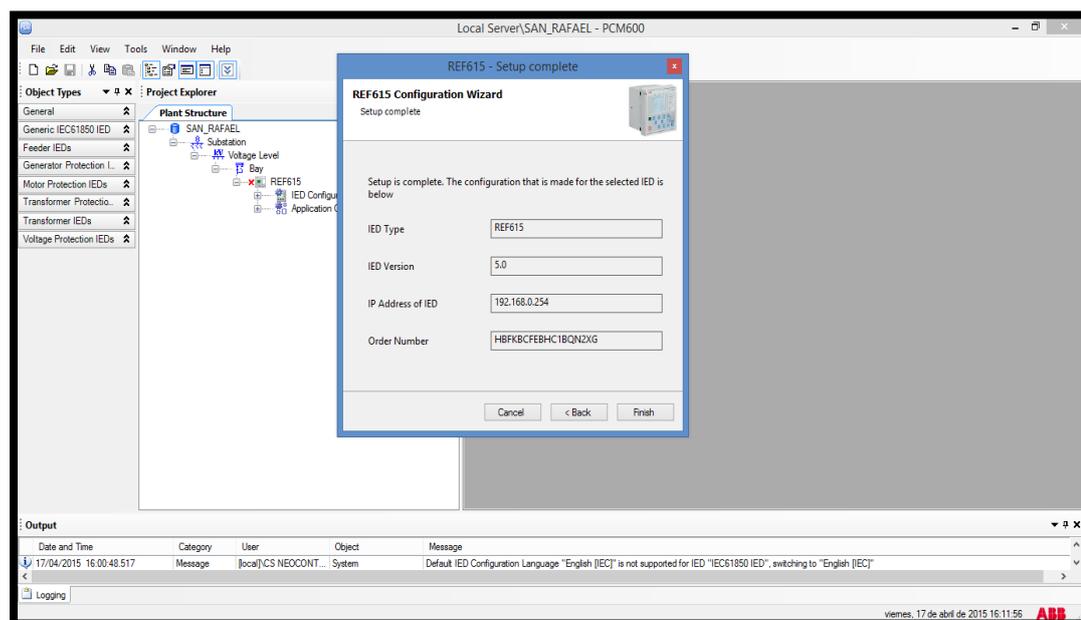


Figura 3.27: Asistente de configuración del IED

3.8.3 CONFIGURACIÓN DE RELÉS ABB CON MENSAJERÍA GOOSE POR INTERMEDIO DEL SOFTWARE PCM600 2.6.

Establecidas las señales a ser parametrizadas con mensajería GOOSE, se realiza la implementación de mensajes GOOSE, que se emplea en la automatización de subestaciones para la comunicación horizontal rápida entre los IED's ABB REF-615 de la subestación San Rafael por intermedio del software PCM 600 2.6.

EL software PCM 600 2.6, dispone de características avanzadas para la configuración, parametrización de los relés de protección, medición y control REF-615 marca ABB; también permite la configuración de entradas, salidas binarias, lógicas de control, ajustes de protección y la configuración del estándar IEC-61850. La parametrización de los relés REF-615, se lo realiza con el siguiente procedimiento:

- Configuración local centralizada, mediante el computador de gestión local instalada en la red LAN de la subestación.
- Configuración local, mediante conexión Ethernet TCP/IP entre el puerto Ethernet RJ-45 y el puerto frontal del relé REF-615

El estándar IEC-61850 tiene la facultad de definir procedimientos y formatos de archivos para parametrizar los IED's; para permitir la interoperabilidad de relés de protección y control de varios relés sobre una misma red.

La configuración de los relés REF 615 por intermedio del software PCM600 2.6 se establece en las siguientes fases:

1. Ajustes de las funciones de los relés de protección.
2. Matriz de señales.
3. Lógicas de Control (CFC).
4. Comunicación IEC-61850.

3.8.3.a Ajustes de las funciones del relé de protección.

El número de funciones que dispone un relé de protección control y medición depende de las especificaciones de su construcción. Esto significa que la funcionalidad del IED está representado en un modelo de datos de conformidad con el estándar IEC-61850.

Los relés REF 615 que están instalados en la subestación San Rafael disponen de 12 bloques de funciones de las cuales 10 son utilizadas. En la tabla 3.20 se muestran las funciones que disponen los relés REF-615 y las funciones que son empleadas en la subestación San Rafael.

Tabla 3.20

Funciones de los IED'S ABB REF-615 de la Subestación San Rafael

No.	Funciones REF 615	Funciones Configuradas
1	Protección Diferencial	✓
2	Protección de Impedancia	
3	Protección de Corriente	✓
4	Protección de Tensión	✓
5	Protección de Frecuencia	✓
6	Protección y Monitorización	✓
7	Control y Enclavamiento de equipos	✓
8	Supervisión del sistema secundario	
9	Lógicas	✓
10	Medición	✓
11	Comunicación de Estaciones	✓
12	Protección de Respaldo	✓

Los respectivos bloques de funciones son configurados por intermedio del software PCM 600 2.6, como se observa en la figura 3.28 se procede a seleccionar las respectivas funciones con las que se va a parametrizar los relés de protección, medición y control.

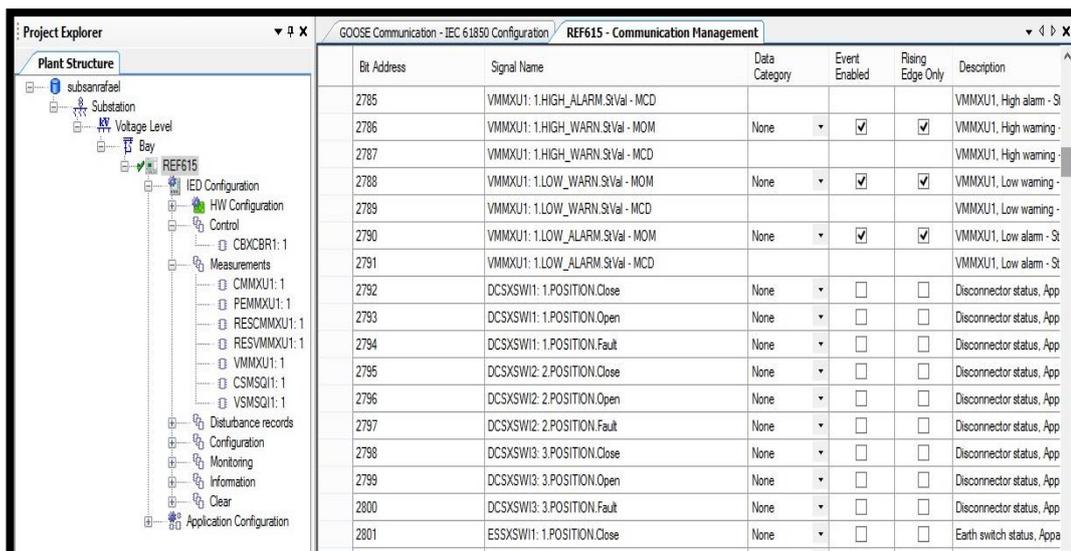


Figura 3.28: Ventana de configuración de funciones en PCM 600, para relés REF 615.

La configuración de funciones de protección, medición y control, como: sobre corriente instantánea, sobre corriente temporizada, sobretensión, sobrefrecuencia, mediciones de corriente de fase, protección de fallo del disyuntor. En la figura 3.29 se observa los ajustes de la protección de sobrecorriente instantánea de fase.

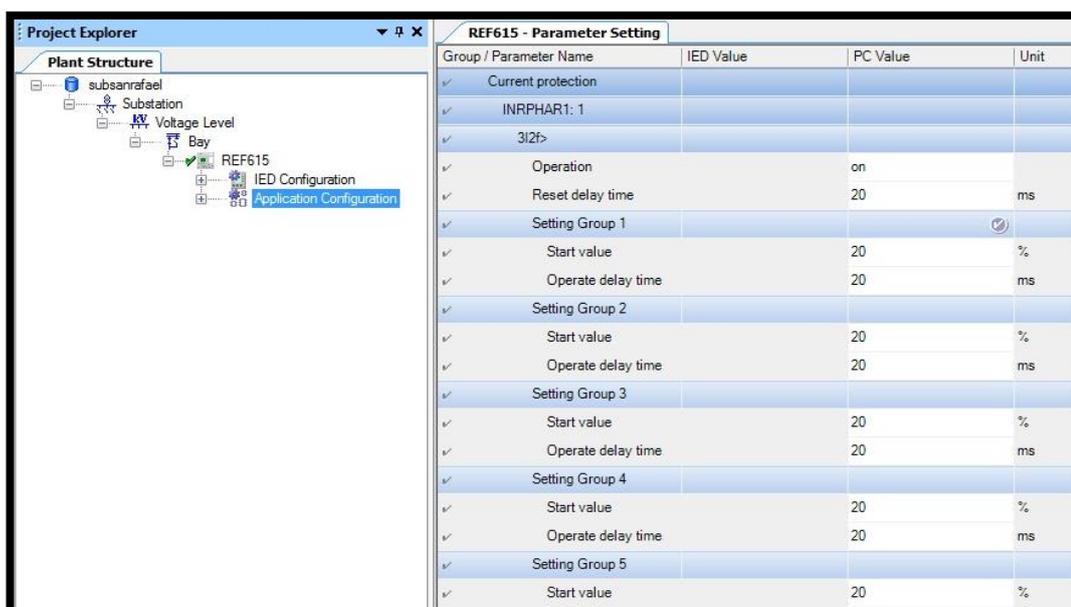


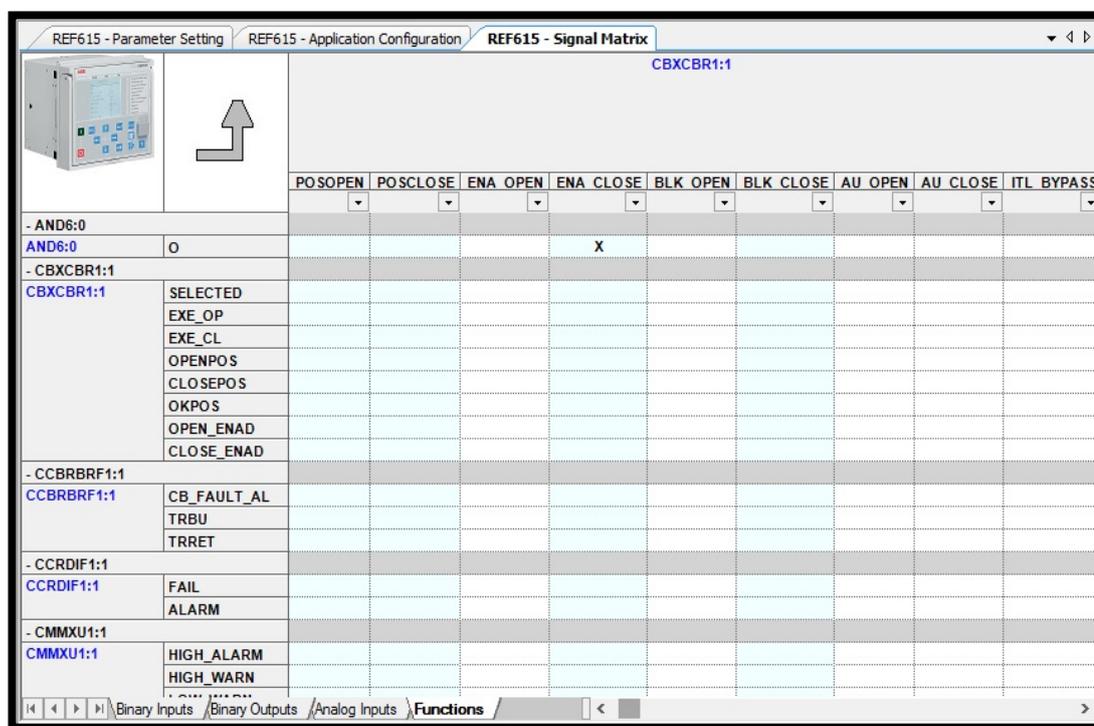
Figura 3.29: Ventana de configuración de protección de sobrecorriente instantánea de fase.

3.8.3.b Matriz de Señales.

La matriz de señales permite la activación de entradas binarias, salidas binarias, los estados de alarma, señales de comunicaciones para la estación IEC61850 y las señales para la lógica de control.

Algunas de las señales consideradas para las entradas y salidas binarias, ya vienen pre configuradas en el IED en su fabricación, mientras que otras pueden ser creadas y agrupadas de acuerdo a la funcionalidad que se pretenda asignarlas.

En la figura 3.30 se muestra la matriz de funciones del relé REF615, donde se pueden observar una tabla con varias divisiones verticales y horizontales, cuyas columnas y filas están agrupadas por bloques.



		POS OPEN	POS CLOSE	ENA OPEN	ENA CLOSE	BLK OPEN	BLK CLOSE	AU OPEN	AU CLOSE	ITL BYPASS
- AND6:0										
AND6:0	O				X					
- CBXCBR1:1										
CBXCBR1:1	SELECTED									
	EXE_OP									
	EXE_CL									
	OPENPOS									
	CLOSEPOS									
	OKPOS									
	OPEN_ENAD									
	CLOSE_ENAD									
- CCBRBRF1:1										
CCBRBRF1:1	CB_FAULT_AL									
	TRBU									
	TRRET									
- CCRDIF1:1										
CCRDIF1:1	FAIL									
	ALARM									
- CMMXU1:1										
CMMXU1:1	HIGH_ALARM									
	HIGH_WARN									

Figura 3.30: Matriz de configuración de funciones de IED's REF 615

Los bloques de funciones se encuentran todas las señales correspondientes a estados, disparos y medidas que se trabaja en la subestación San Rafael. El relé REF615 soporta la selección de un grupo de funciones para su configuración en tiempo de ejecución.

Un parámetro de configuración específica un modo de operación de la función en aplicaciones de medición protección y control.

Un canal de entrada binaria se puede conectar a una o varias entradas del bloque de función, como se indica en la figura 3.31; los canales de entrada binaria se conectan a funciones en diferentes bloques, la conexión aparece con una lógica de referencias cruzadas.

Los canales de salida binaria sólo pueden ser activados desde la salida de un bloque de función y pueden combinarse por intermedio de lógicas de referencias cruzadas entre bloques de funciones y canales de salidas binarias.

Dependiendo de la capacidad del relé de protección control y medición, tienen una hoja separada para cada posible combinación.

Las posibles hojas de combinaciones son:

- Entradas binarias
- Salidas binarias
- Entradas analógicas
- Salidas analógicas
- Mensajes GOOSE

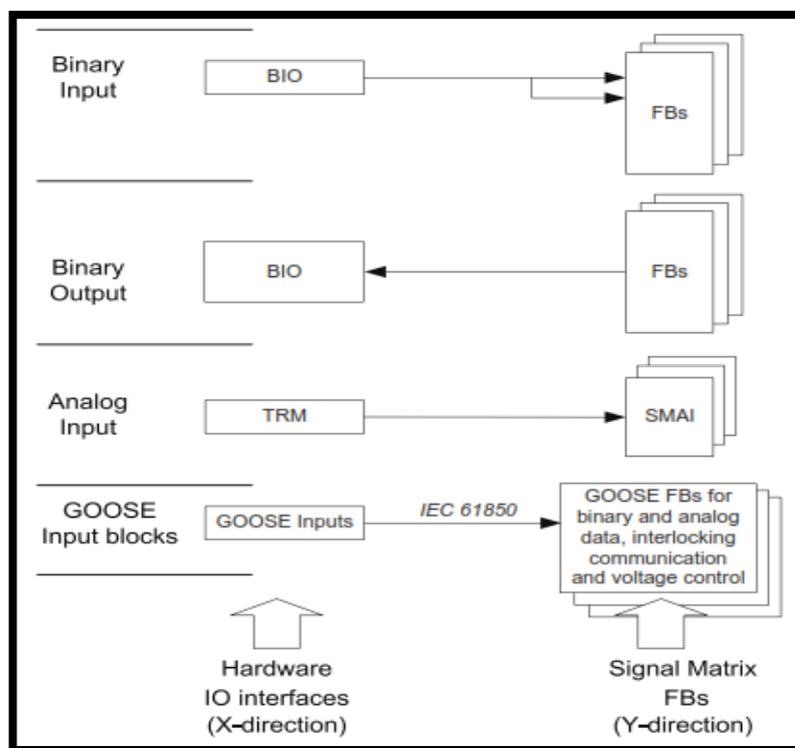


Figura 3.31: Hojas de combinaciones de los Bloques de Funciones del Relé ABB REF 615

Fuente: [32]

3.8.3.c Configuración de mensajería GOOSE a través del software PCM 600.

La configuración de mensajería GOOSE se lo puede realizar en el software PCM 600, en este proceso intervienen dos actividades:

- Configuración de la Matriz de Funciones
- Configuración de estación IEC 61850

En la configuración de la matriz de funciones de REF615 y la estación IEC61850 se parametrizan, direccionan cada grupo de señales de los IED's ABB REF615.

3.8.3.d Configuración de la Matriz de Funciones para integrar señales con Mensajes GOOSE.

En la matriz de funciones del relé REF-615 se realiza la tabulación de las señales binarias de entradas digitales, como también las salidas digitales a través de las cuales se realizan las funciones de control.

Para establecer la configuración, parametrización de las señales; se deben crear un nuevo grupo de funciones dentro de la matriz para identificarlos se los denominan "GOOSE", en este grupo se incluyen todas las señales que serán transmitidas por la red de comunicación hacia otros IED's como se indica en la figura 3.32, la creación y configuración de este nuevo grupo con sus respectivas señales.

Index	Module Name	Module Type	Channel Name	Channel Type	Signal Name	Signal Value
1	X130 (AIM)	.	LD0.XAGGIO130.Ind1.stVal	Binary Input	Connectors 1-2	False
2	X130 (AIM)	.	LD0.XAGGIO130.Ind2.stVal	Binary Input	Connectors 3-4	False
3	X130 (AIM)	.	LD0.XAGGIO130.Ind3.stVal	Binary Input	Connectors 5-6	False
4	X130 (AIM)	.	LD0.XAGGIO130.Ind4.stVal	Binary Input	Connectors 7-8	False
5	X120 (AIM)	.	LD0.XGGIO120.Ind1.stVal	Binary Input	Connectors 1-2c	False
6	X120 (AIM)	.	LD0.XGGIO120.Ind2.stVal	Binary Input	Connectors 3-2c	True
7	X120 (AIM)	.	LD0.XGGIO120.Ind3.stVal	Binary Input	Connectors 4-2c	False
8	X120 (AIM)	.	LD0.XGGIO120.Ind4.stVal	Binary Input	Connectors 5-6	False
9	X110 (BIO)	.	LD0.XGGIO110.Ind1.stVal	Binary Input	Connectors 1-2	False
10	X110 (BIO)	.	LD0.XGGIO110.Ind2.stVal	Binary Input	Connectors 3-4	False
11	X110 (BIO)	.	LD0.XGGIO110.Ind3.stVal	Binary Input	Connectors 5-6c	False
12	X110 (BIO)	.	LD0.XGGIO110.Ind4.stVal	Binary Input	Connectors 7-6c	True
13	X110 (BIO)	.	LD0.XGGIO110.Ind5.stVal	Binary Input	Connectors 8-9c	True
14	X110 (BIO)	.	LD0.XGGIO110.Ind6.stVal	Binary Input	Connectors 10-9c	False
15	X110 (BIO)	.	LD0.XGGIO110.Ind7.stVal	Binary Input	Connectors 11-12	False
16	X110 (BIO)	.	LD0.XGGIO110.SPCS01.stV	Binary Output	Connectors 14c-1	False
17	X110 (BIO)	.	LD0.XGGIO110.SPCS02.stV	Binary Output	Connectors 17c-1	False
18	X110 (BIO)	.	LD0.XGGIO110.SPCS03.stV	Binary Output	Connectors 20c-2	False
19	X110 (BIO)	.	LD0.XGGIO110.SPCS04.stV	Binary Output	Connectors 23-24	False
20	X110 (BIO)	.	LD0.XGGIO110.Ind8.stVal	Binary Input	Connectors 13-12	True
21	X100 (PSM)	.	LD0.XGGIO100.SPCS01.stV	Binary Output	Connectors 6-7	False
22	X100 (PSM)	.	LD0.XGGIO100.SPCS02.stV	Binary Output	Connectors 8-9	False
23	X100 (PSM)	.	LD0.XGGIO100.SPCS03.stV	Binary Output	Connectors 10c-1	False
24	X100 (PSM)	.	LD0.XGGIO100.SPCS04.stV	Binary Output	Connectors 13c-1	False
25	X100 (PSM)	.	LD0.XGGIO100.SPCS05.stV	Binary Output	Connectors 15-17	False

Figura 3.32: Grupo de señales creado en la matriz de funciones para configuración de mensajes GOOSE

Tabla 3.21

Funciones de Protección principales bajo estándar IEC-61850.

Nombre de Función con IEC 61850	ANSI	Descripción de Funciones
Protección Diferencial		
PHPIOC	50	Protección de sobre intensidad instantánea de fases, salida trifásica
SPTPIOC	50	Protección de sobre intensidad de fase, salida segregada por fase
EFPIOC	50N	Protección de sobre intensidad residual instantánea
Protección de Tensión		
UV2PTUV	27	Protección de sub tensión
OV2PTOV	59	Protección de sobre tensión
ROV2PTOV	59N	Protección de sobre tensión residual
Protección de Frecuencia		
SAPTUF	81	Función de sub frecuencia
SAPTOF	81	Función de sobre frecuencia
Funciones de Monitorización		
DPGGIO		Funciones de E/S de comunicación genérica IEC61850
MVGGIO		Funciones de E/S de comunicación genérica IEC61850
Funciones Medición		
CMMXU		Medición de corrientes de fase
VMMXU		Medición de tensión de fase a fase
VNMMXU		Medición de tensión de fase a neutro
AXRADR		Señales de entrada analógicas
BXRBDR		Señales de entrada binarias
SSCBR		Supervisión del estado del interruptor
Control		
CBXCBR1	52-1	Señal de disparo de corto circuito
Comunicación de Estaciones		
GOOSEINTLKRCV		Comunicación horizontal a través de GOOSE para enclavamiento
GOOSEBINRCV		Recepción binaria GOOSE

Configuradas las señales GOOSE, en la matriz de funciones deben ser seleccionadas para su envío a través de la red LAN que se dispone en la subestación San Rafael como se ilustra en la figura 3.33.

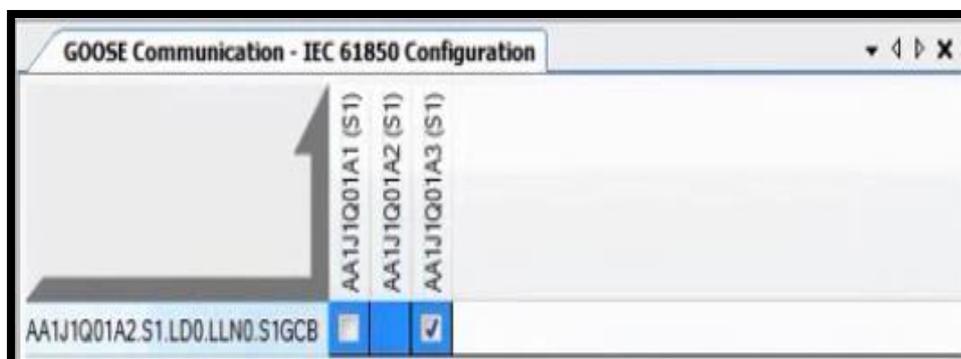


Figura 3.33: Selección de transmisión de mensajes GOOSE

La asignación de funciones aparece un menú, donde se designa la nomenclatura de la señal para la estación IEC-61850 como se muestra en la figura 3.34 y que son: Data Object (DO), Logical Node (LN) y Logical Device (LD); de este modelo de datos deben ser configurados Logical Device y Logical Node ya que el parámetro Data Object es configurado automáticamente por el software PCM 600 2.6.

La nomenclatura de los parámetros en los bloques de funciones, se realiza la identificación de las señales para la configuración de la Estación IEC 61850

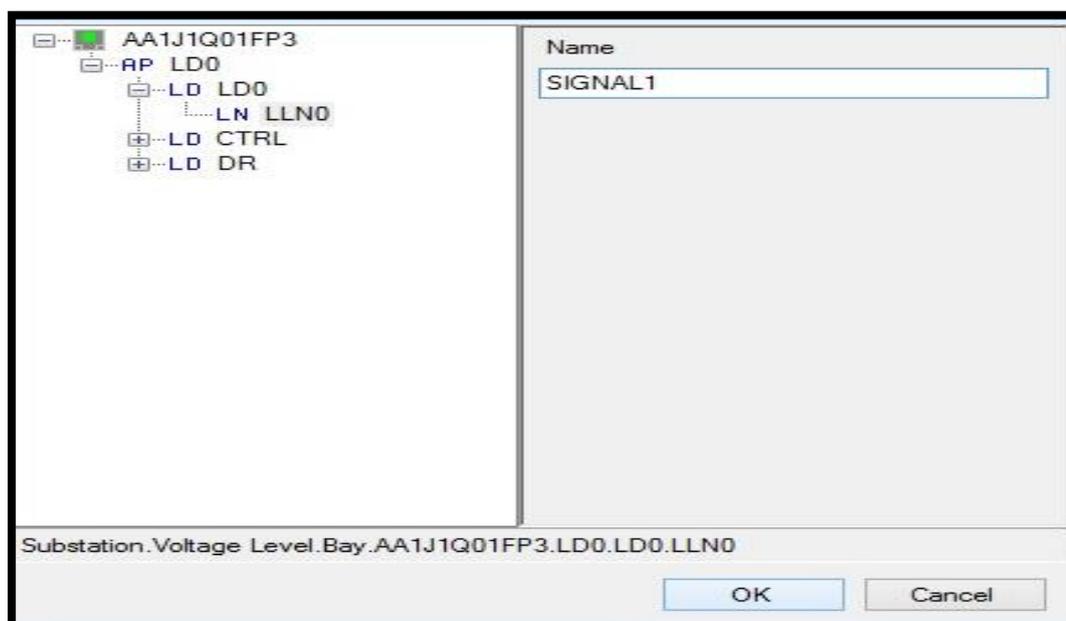


Figura 3.34: Configuración de señales en Logical Device

El parámetro Logical Device corresponde a la identificación de las señales configuradas que contienen la información producida por un grupo de funciones específicas de aplicación a como en el caso de la señal de control CTRL.

El parámetro Logical Node es etiquetado con un mínimo de 7 caracteres (CBXCBR1), que contiene datos y servicios asociados a una función específica de aplicación como por ejemplo se tiene la señal de disparo del disyuntor como se muestra en la figura 3.35

La designación de los parámetros de los bloques de funciones del modelo de datos IEC 61850 permite la identificación, selección de las señales durante la configuración de la estación IEC 61850.

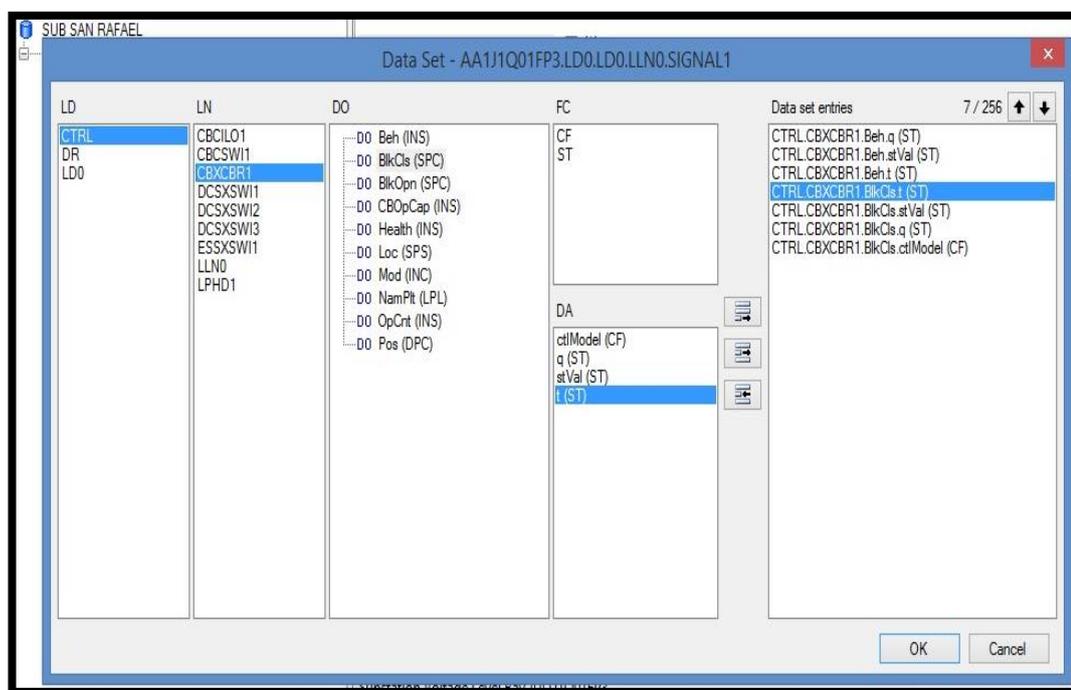


Figura 3.35: Configuración del modelo de datos en la estación IEC 61850.

3.8.3.e Configuración de la Estación IEC-61850.

La configuración del estándar IEC-61850 incluyen las señales de los IED's de la subestación para ser enviadas por medio de mensajes GOOSE a través de la red LAN hacia el sistema SCADA; en la figura 3.36 se indica el menú configurado de la estación IEC-61850 en la S/E San Rafael.

GOOSE Communication - IEC 61850 Configuration				
Input Source	Target IED	Target AP	Target LD	Target
AA1J1Q01A2.ZQM_1.ZQMPDIS1.Op.general	AA1J1Q01A3	S1	LD0	LLN0
AA1J1Q01A2.ZQM_1.ZQMPDIS1.Op.q	AA1J1Q01A3	S1	LD0	LLN0
AA1J1Q01A2.ZQM_1.ZQMPDIS1.Op.t	AA1J1Q01A3	S1	LD0	LLN0
AA1J1Q01A2.ZQM_1.ZQMPDIS2.Op.general	AA1J1Q01A3	S1	LD0	LLN0
AA1J1Q01A2.ZQM_1.ZQMPDIS2.Op.q	AA1J1Q01A3	S1	LD0	LLN0
AA1J1Q01A2.ZQM_1.ZQMPDIS2.Op.t	AA1J1Q01A3	S1	LD0	LLN0
AA1J1Q01A2.ZQM_1.ZQMPDIS3.Op.general	AA1J1Q01A3	S1	LD0	LLN0
AA1J1Q01A2.ZQM_1.ZQMPDIS3.Op.q	AA1J1Q01A3	S1	LD0	LLN0
AA1J1Q01A2.ZQM_1.ZQMPDIS3.Op.t	AA1J1Q01A3	S1	LD0	LLN0

Figura 3.36: Menú de la estación IEC 61850 para designación de señales para mensajes GOOSE.

3.8.3.f Consideraciones para la supervisión de los mensajes GOOSE.

Para garantizar la fiabilidad y la disponibilidad de las aplicaciones, la comunicación GOOSE debe ser supervisada, se realiza la aplicación para que pueda manejar las pérdidas de comunicación como por ejemplo cuando un IED no está disponible o no hay comunicación en tiempos de espera.

El tiempo de comunicación se define mediante la modificación de la propiedad Max Time en el bloque de funciones de comunicación.

Las señales de alarmas de comunicaciones son configurados como aplicación en las salidas binarias seleccionadas en la matriz de señales como (GSEGGIO) que permite cambiar el grupo de ajustes en caso de que uno o varios IED's están desconectados de la red.

El modelo de datos IEC 61850 en los relés REF615 incluyen un nodo lógico LD0.GSEGGIO1 para el diagnóstico de la comunicación GOOSE. La alarma de comunicación se activa en el dispositivo receptor en ciertas situaciones como fuera de tiempo, configuración de revisión en desajustes, error en el conjunto de datos recibidos, cuando el bit de puesta en marcha está activo en el mensaje recibido.

Tabla 3.22

Características de Diagnóstico en Data Objects

Data Object	Descripción	Información de diagnóstico
IntIn1	Mensajes Recibidos	El IED está recibiendo mensajes GOOSE.
IntIn2	Mensajes Transmitidos	El IED envió mensajes GOOSE.
IntIn3	Cambios de estado recibidos	El IED recibió mensajes GOOSE con un valor de estado.
IntIn4	Número de secuencia recibida	Retransmisiones de mensajes GOOSE, recibidas en ciclos de tiempo con un numero de secuencia
IntIn5	Tramas recibidas con bit de prueba	Recepción de tramas GOOSE con bandera de pruebas.
IntIn6	Estado o secuencia de número de errores	Número de notificaciones en secuencia de saltos.
IntIn7	Receptor tiempos de espera	Número de notificaciones pares de tiempo de espera
IntIn8	Recepción de Desajustes	Existen desajustes entre la información recibida de la trama GOOSE y la configuración GOOSE.
Alm	Recepción de Alarma	Indica el valor de la señal de alarma conectado al evento y aplicación lógica.

3.9 CONFIGURACIÓN DEL OPC IO Server

El OPC IO Server es un software que permite intercambiar los datos de los relés de protección con el sistema SCADA, tiene la capacidad de realizar pruebas que permitan determinar el estado de la comunicación y una estadística de los paquetes enviados y recibidos, incluyendo los errores. Está diseñado para el protocolo IEC 61850.

1. Abrir el software IO Server, añadir un nuevo tablero. Como se observa en la figura 3.37.

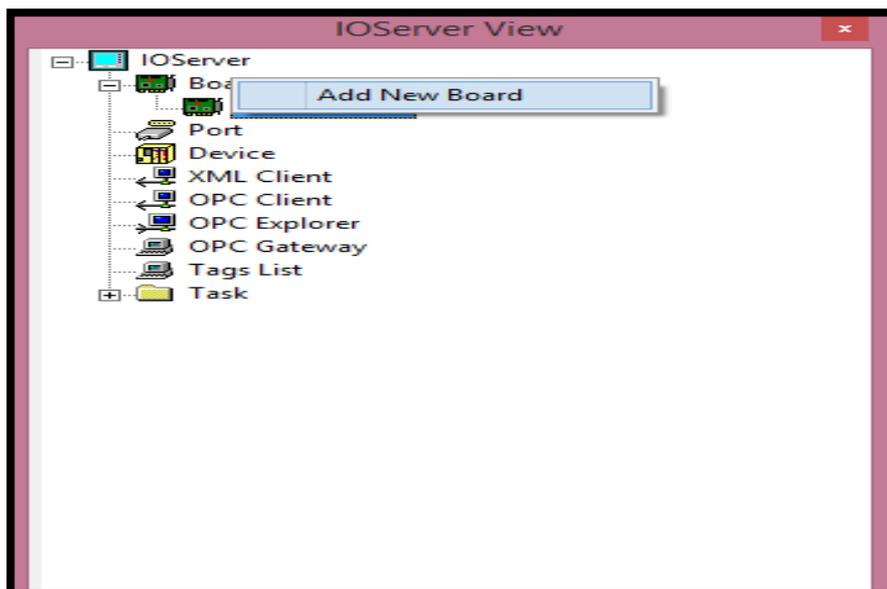


Figura 3.37: Configuración IO Server- nuevo tablero

2. Como se puede observar en la figura 3.38. Escoger el tipo de tablero (TCP/IP Port).

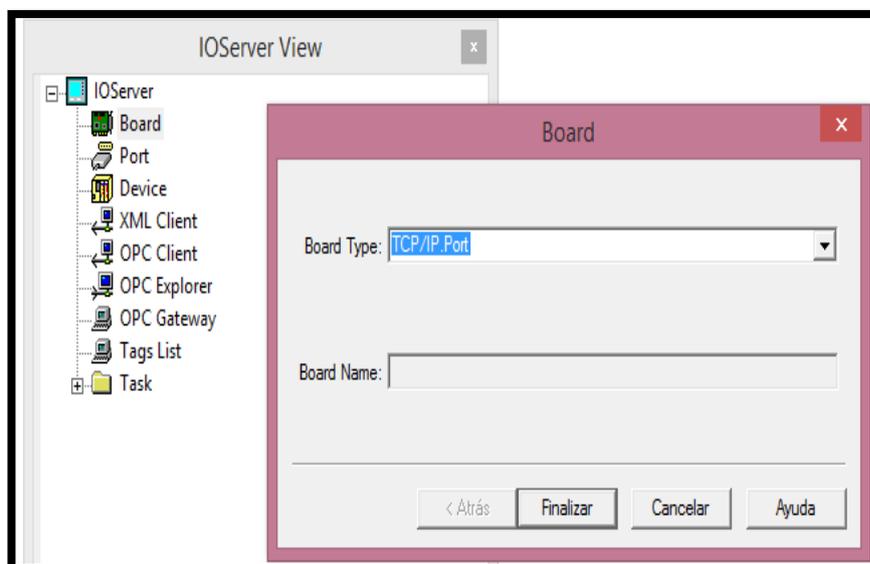


Figura 3.38: Configuración IO Server-Board

3. Clic derecho en TCP/IP y añadir un nuevo puerto. Observar la figura 3.39.

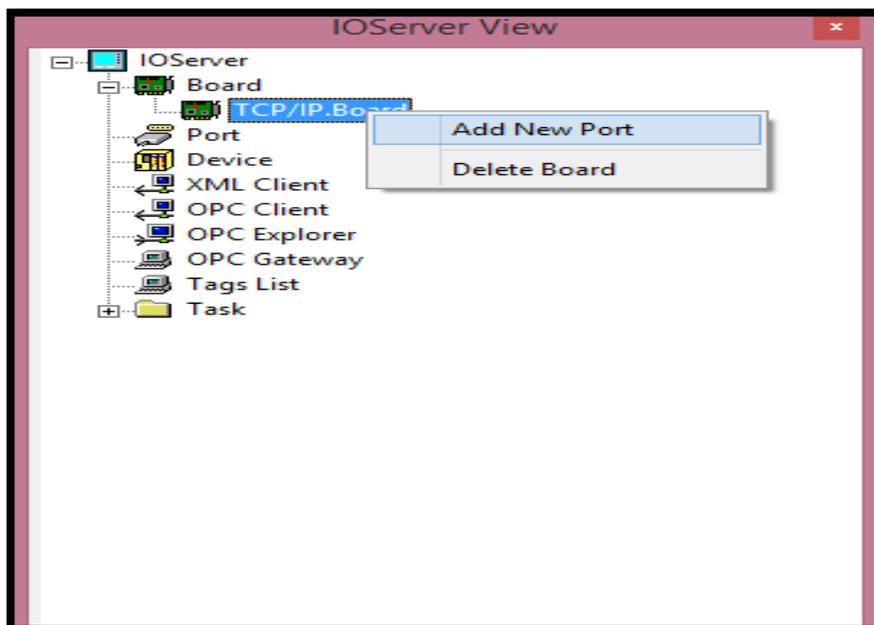


Figura 3.39: Configuración IO Server-New Port

4. Se especifica el estándar a utilizar IEC 61850 y se presentan los errores así como los paquetes enviados y recibidos. Como se indica en la figura 3.40.

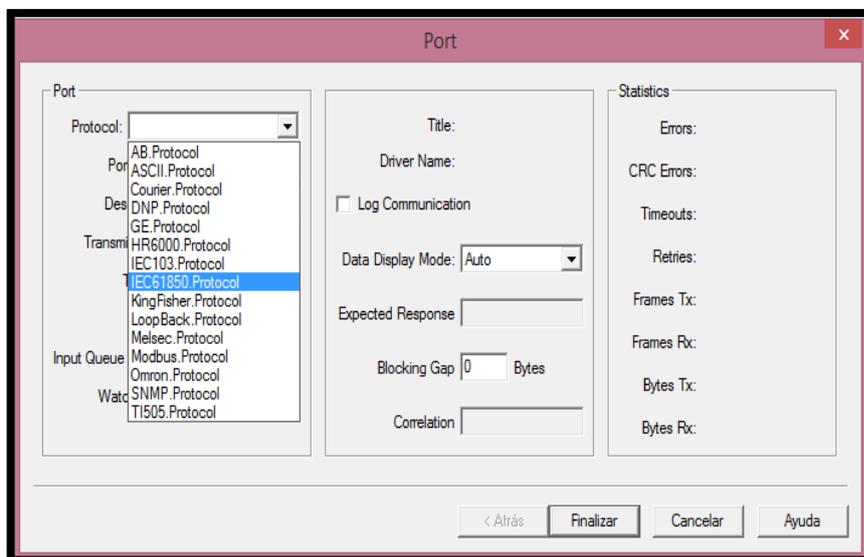


Figura 3.40: Configuración IO Server-estándar IEC 61850

5. En la figura 3.41 se puede observar las características de comunicación del protocolo IEC 61850.

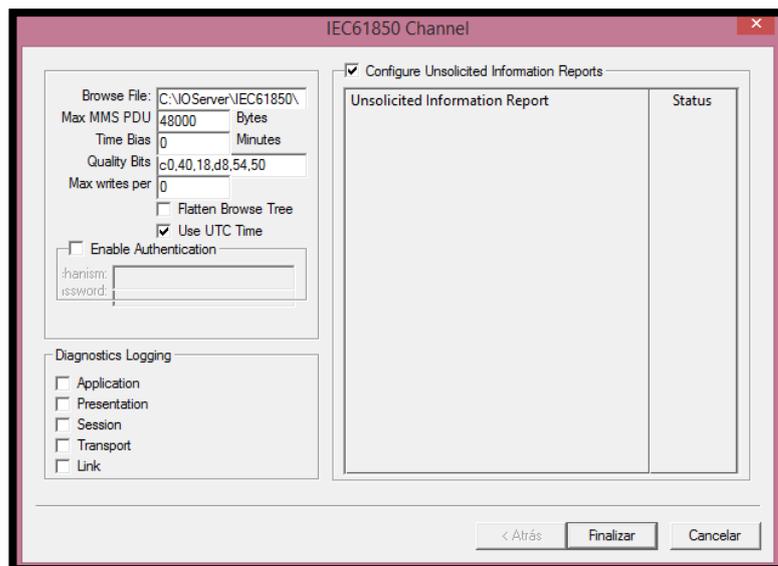


Figura 3.41: Configuración IOserver- Canal IOSERVER

Tabla 3.23

Configuración del canal para el OPC IO Server con el estándar IEC61850

Navegar Archivo	Archivo para cargar y almacenar objetos para este canal, este archivo se genera automáticamente y todos los objetos se guardan en este archivo en el apagado del canal. Los objetos se cargan desde este archivo al canal de puesta en marcha.
Max MMS PDU Tamaño	Tamaño máximo MMS PDU llamado a MMS Server.
Tiempo Bias.	Desplazamiento en minutos. Tiempo para ser añadido a los eventos notificados a clientes OPC.
Mapeo de calidad Bits	Mapa .Q bits de calidad a los Códigos de Calidad OPC. La asignación predeterminada es mapear .q01 a .q05 de Códigos OPC Calidad 40, 18, d8, 54 y 50. Se establece en "C0" para detener la asignación.
Acoplar Navegar Árbol	Acoplar el árbol cuando se navegan objetos de dispositivo.
Uso UTC Tiempo	Si se activa, recibido el tiempo se interpretan como hora UTC (Tiempo Universal Coordinado).
Max escribe por petición de escritura	Se establece en 0 para ningún límite en el número de solicitudes de escritura que se pueden enviar en un solo petición de escritura.
Dispositivo	Mecanismo para la autenticación de la conexión.
Contraseña	Contraseña para la autenticación de la conexión.
Registro de Aplicación	Diagnóstico capa de aplicación.
Presentación Registro	Diagnóstico capa de presentación. Decodifica mensajes MMS.
Registro de sesión	Diagnóstico capa de sesión.
Registro de Transporte	Diagnóstico capa de transporte.
Enlace de registro	Diagnóstico capa de enlace.
Estado	Habilitación de informe sobre información solicitada.

6. Como se visualiza en la figura 3.42 se añade un nuevo dispositivo, dar clic derecho y seleccionar Add New Device.

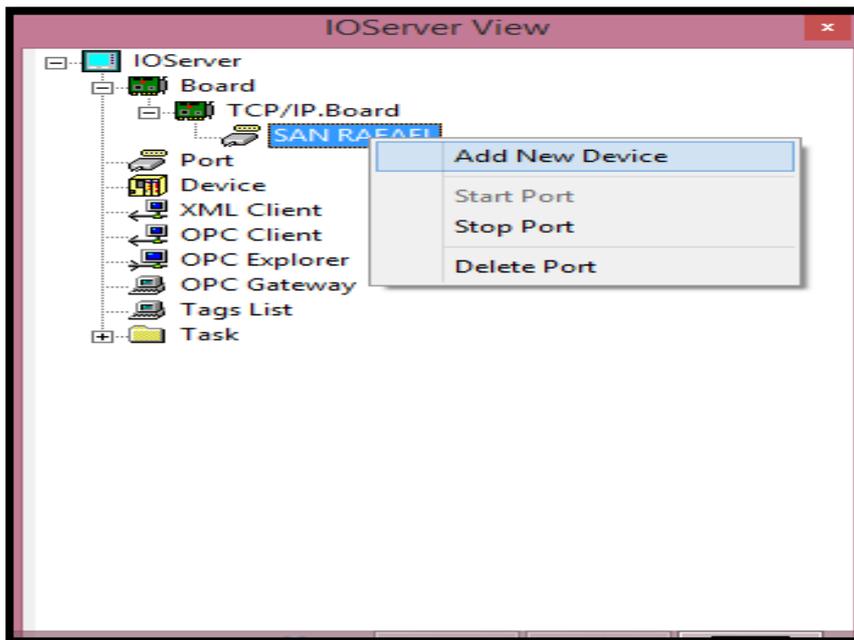


Figura 3.42: Configuración IO Server-Nuevo dispositivo

7. Colocar un nombre al dispositivo. Como se observa en la figura 3.43.

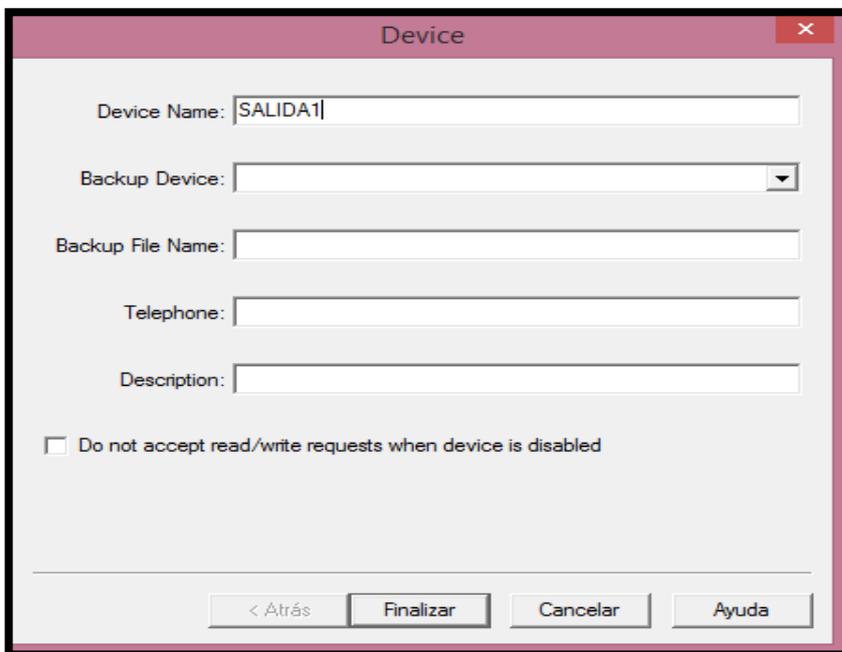


Figura 3.43: Configuración IO Server- Device Name

8. Ubicar la dirección del dispositivo (IED). Observar en la figura 3.44.

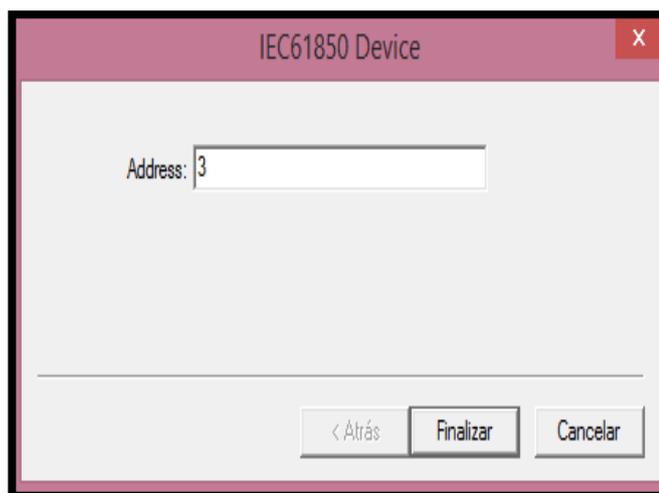


Figura 3.44: Configuración IOserver-Address

9. En la figura 3.45 se puede observar la dirección IP que se implementa al equipo que se va a comunicar.

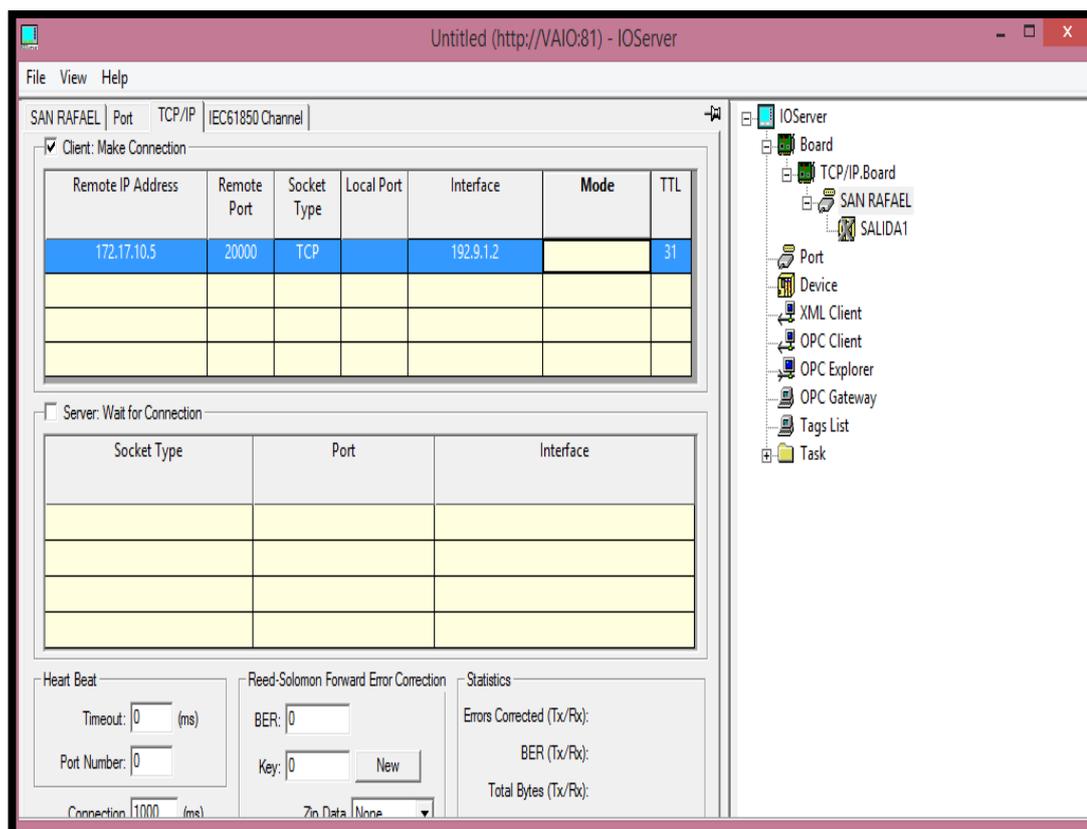


Figura 3.45: Configuración IOserver- Direcciones IP.

Tabla 3.24

Configuración TCP/IP

Dirección IP remota	Dirección IP del servidor remoto para hacer conexiones.	
Puerto remoto	Número de puerto IP remoto. El protocolo utilizará un valor predeterminado si se deja en blanco.	
Tipo de Socket	TCP	Servicio orientado a la conexión fiable.
	UDP	Datagramas sin conexión.
Puerto Local	Se debe dejar un 0 para permitir que el sistema operativo asigna automáticamente el siguiente número de puerto local sin uso.	
Modo de Operación	Primario	Siempre conectado.
	Hot Stand by	Siempre conectado. Se escribe sólo cuando se ejecutan o cuando todos los estados primarios han fallado su comunicación.
	Stand by	Se intentará la conexión cuando el modo primario o el modo hot stand by han fallado su comunicación.
Interface	Interfaz de la red a utilizar para esta conexión. Espacio en blanco para elegir la primera interfaz disponible en la red.	
TTL	Tiempo de vida, usado en redes para indicar por cuántos nodos puede pasar un paquete antes de ser descartado por la red o devuelto a su origen.	

3.10 DISEÑO DEL HMI PARA MONITOREO Y CONTROL DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS

El HMI que se implementará en las subestaciones de ELEPCO S.A.; es un sistema completo capaz de registrar datos y ejecutar control del proceso de distribución eléctrica, generar alarmas y administrar un sistema de control distribuido por intermedio de una estación central (generalmente una PC) que hace de Maestro (llamada también unidad terminal maestra MTU) y una o varias unidades cercanas o remotas (generalmente unidad terminal remota RTU) por medio de las cuales se realiza el control y la adquisición de datos hacia o desde los equipos de patio de las subestaciones de ELEPCO S.A.

En la implementación del HMI se requirió de un software especializado como lo es LabVIEW, se ejecutó la programación en una computadora central en la cual se desarrollaron múltiples pantallas que actúan como una interface gráfica entre el operador y el proceso, de esta manera es posible controlar/monitorear el proceso en forma automática, o supervisarlos por medio de acciones ingresadas por el operador desde la computadora central, en donde se tienen botones que acceden a otras ventanas como el diagrama unifilar, históricos, usuarios, reportes y alarmas. Como se observa en la figura 3.46.



Figura 3.46: Pantalla principal SCADA de la subestación San Rafael.

3.10.1 Programación de la pantalla principal del sistema SCADA en la subestación San Rafael.

En la figura 3.47 se puede observar la programación de la pantalla principal en donde se lee cada uno de los tags de las salidas de la subestación de ELEPCO S.A.

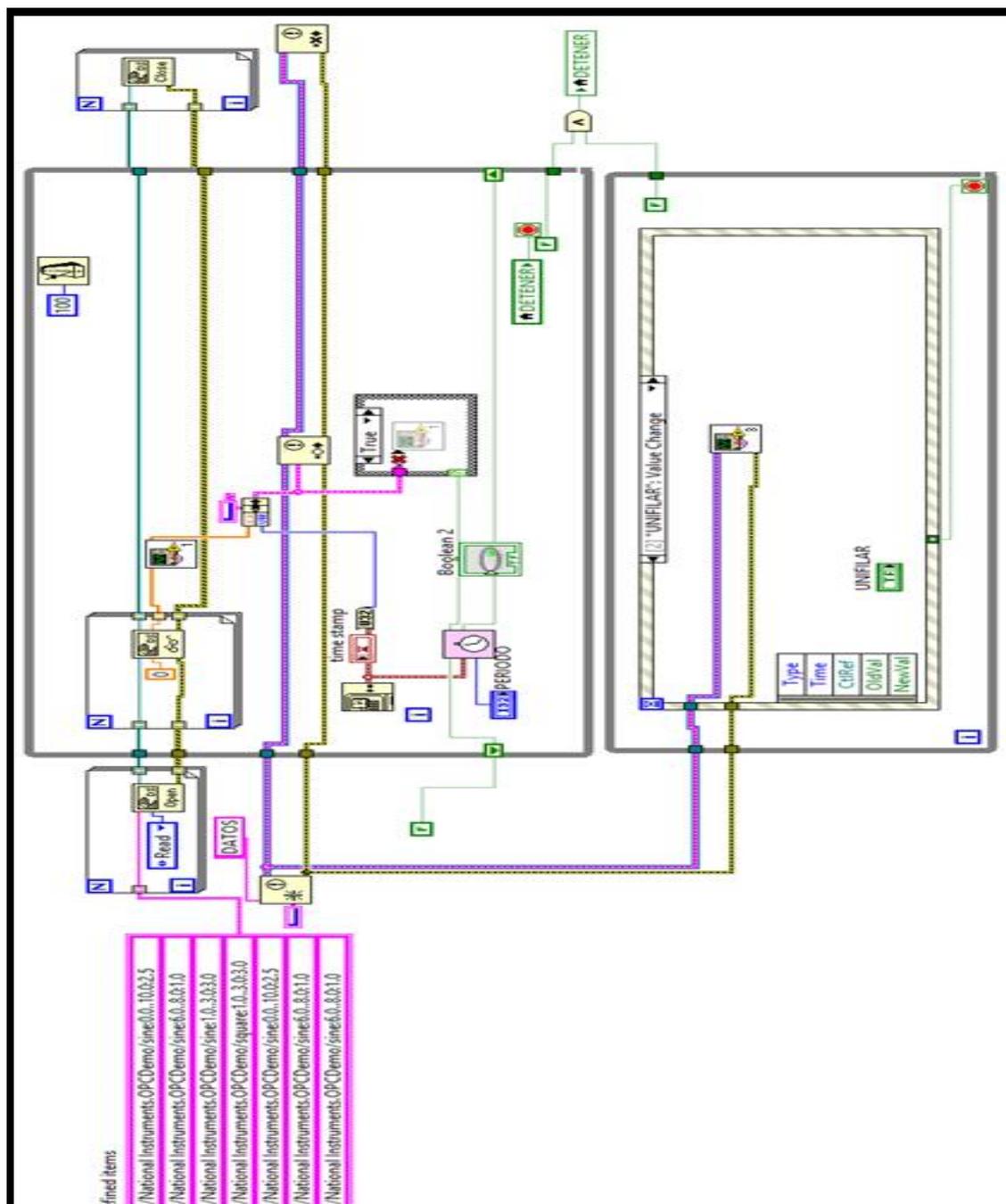


Figura 3.47: Programación de la pantalla principal del sistema SCADA en la subestación San Rafael.

En la figura 3.48 se observa el diagrama unifilar de la subestación San Rafael el cual consta de seccionadores, disyuntores, transformador así como también las barras de distribución que permiten identificar los equipos que se encuentran energizados y los que se encuentran fuera de servicio en las subestaciones de distribución eléctrica de ELEPCO S.A.

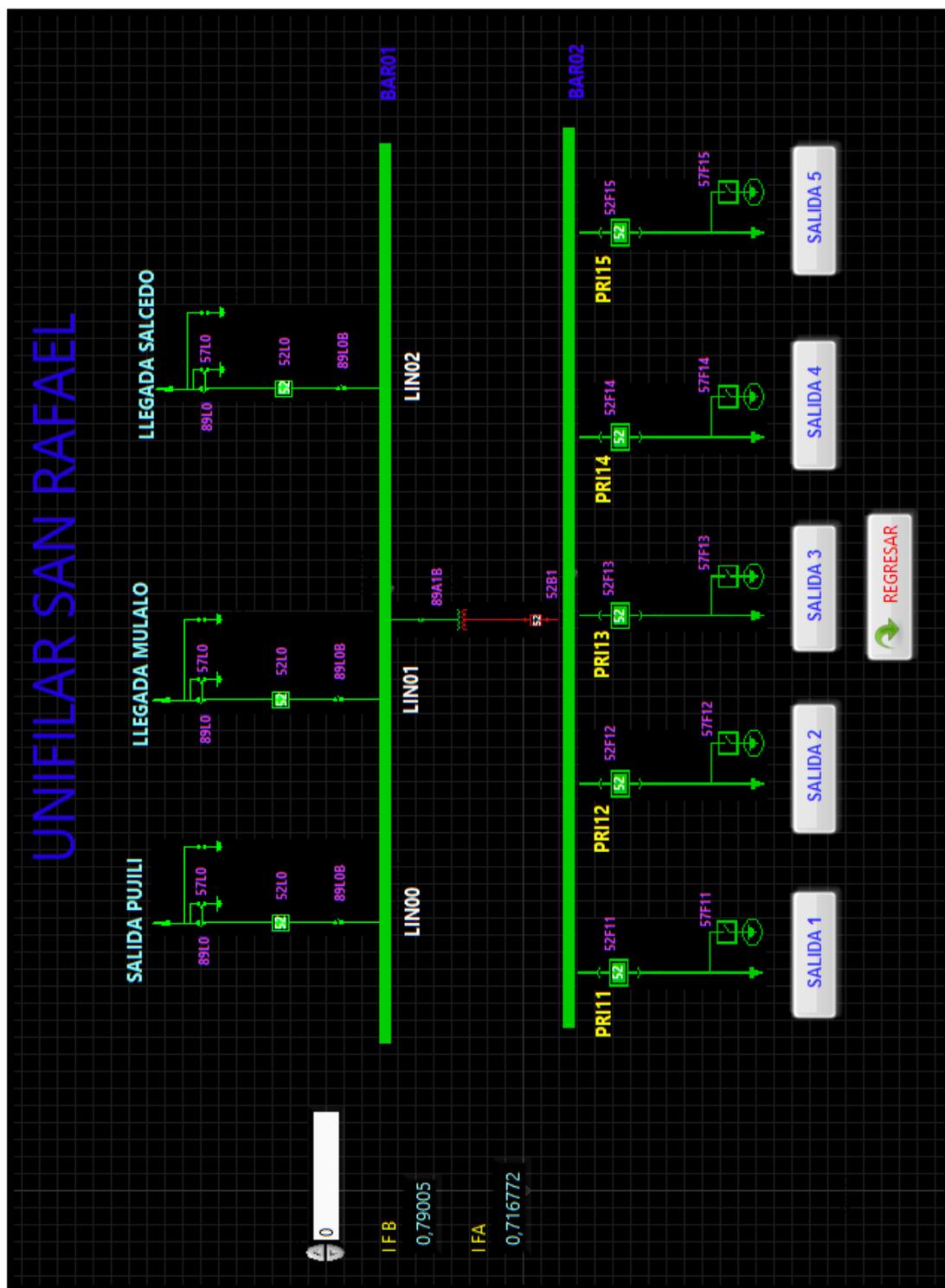


Figura 3.48: Unifilar de la subestación San Rafael.

3.10.2 Programación Ventana Diagrama Unifilar

En esta ventana se elaboró una programación que permitió tomar las variables de los equipos de patio de las subestaciones, las cuales permitirán tener un control de las tags que se utilizarán en el procesamiento de almacenamiento de datos de todos los equipos de las subestaciones de distribución eléctrica de ELEPCO S.A y se pueden establecer que equipos están en funcionamiento y cuales no lo están, como se indica en la Figura 3.49.

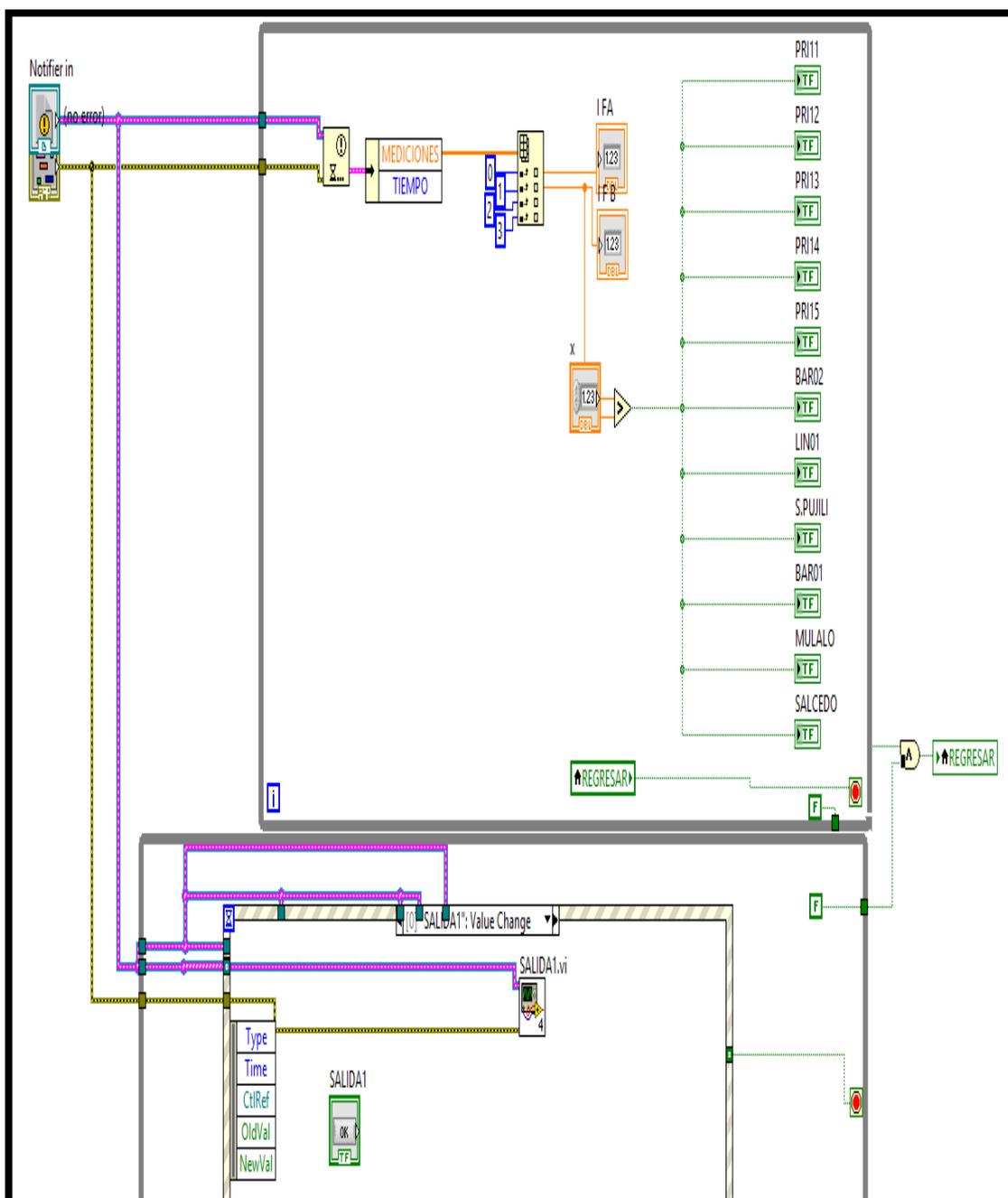


Figura 3.49: Programación del diagrama unifilar

Las siguientes pantallas permiten visualizar los datos de la salida 1 PRI11, salida 2 PRI12, salida 3 PRI13, salida 4 PRI14, salida 5 PRI15 y la entrada al TRANSFORMADOR así como: voltajes entre fases, corrientes de línea, la potencia activa, reactiva y aparente. Se visualiza el comportamiento de las señales eléctricas en una ventana de históricos y tendencias de cada una de las celdas de distribución eléctrica de las subestaciones.

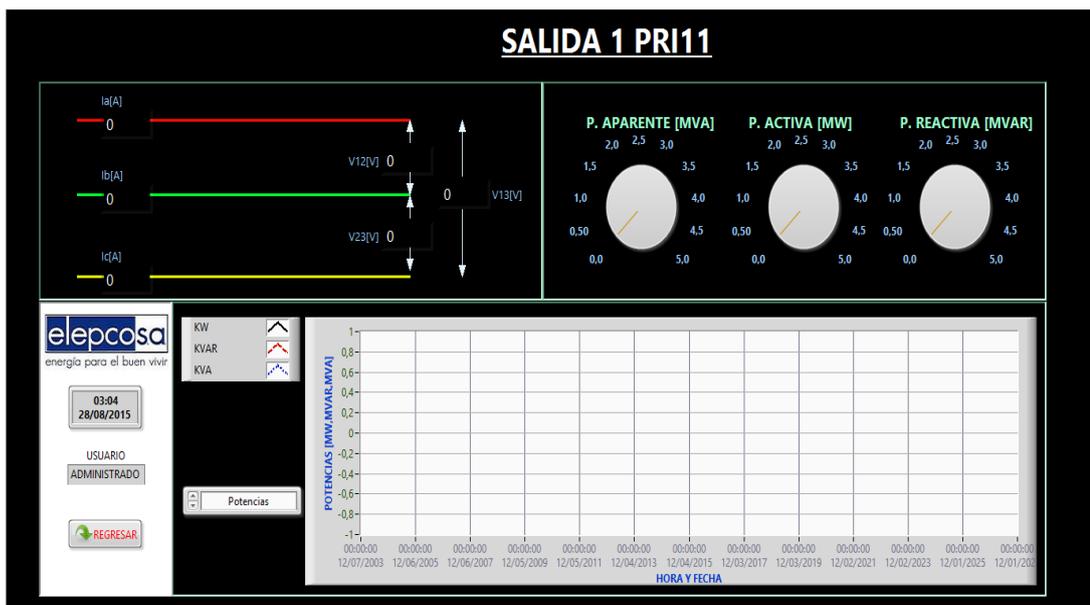


Figura 3.50: Panel frontal salida 1 PRI11

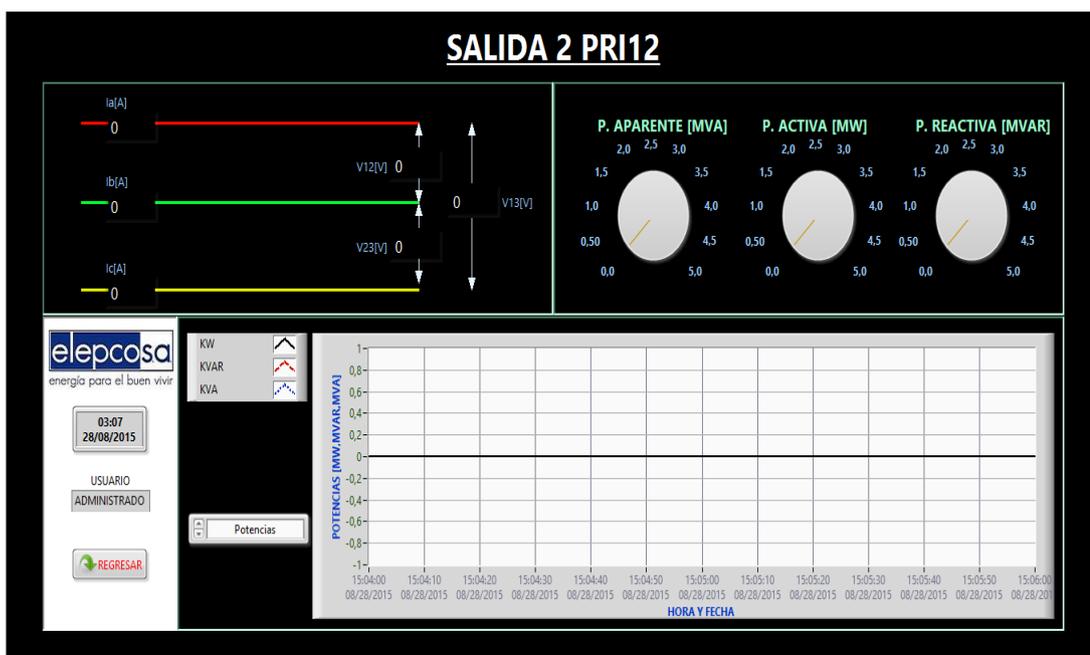


Figura 3.51: Panel frontal salida 2 PRI12

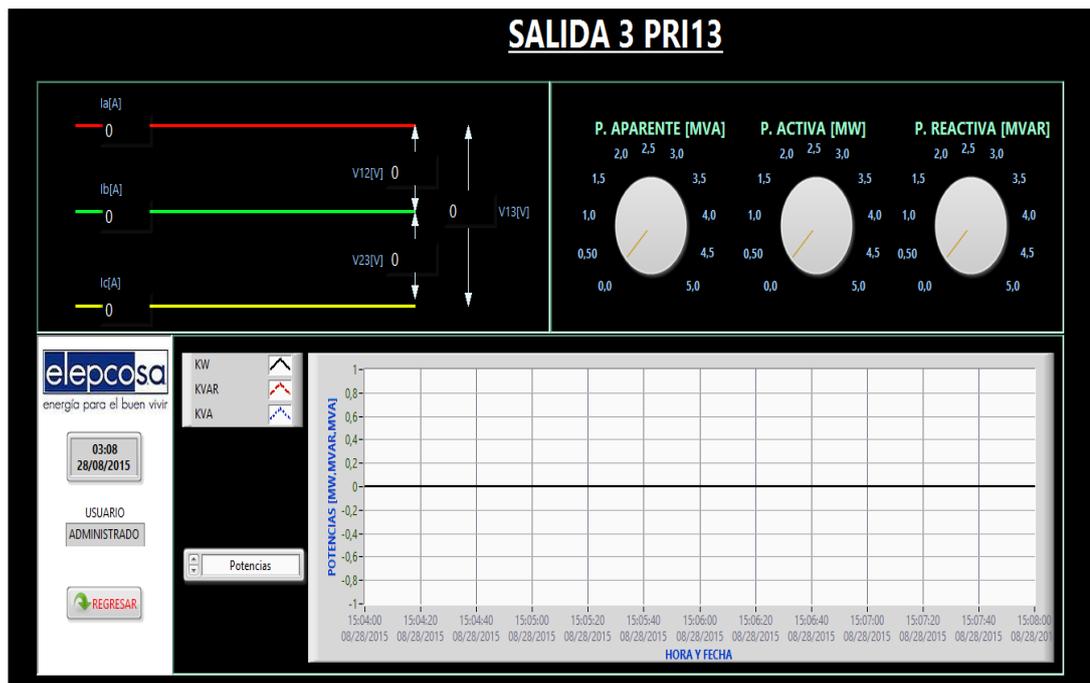


Figura 3.52: Panel frontal salida 3 PRI13

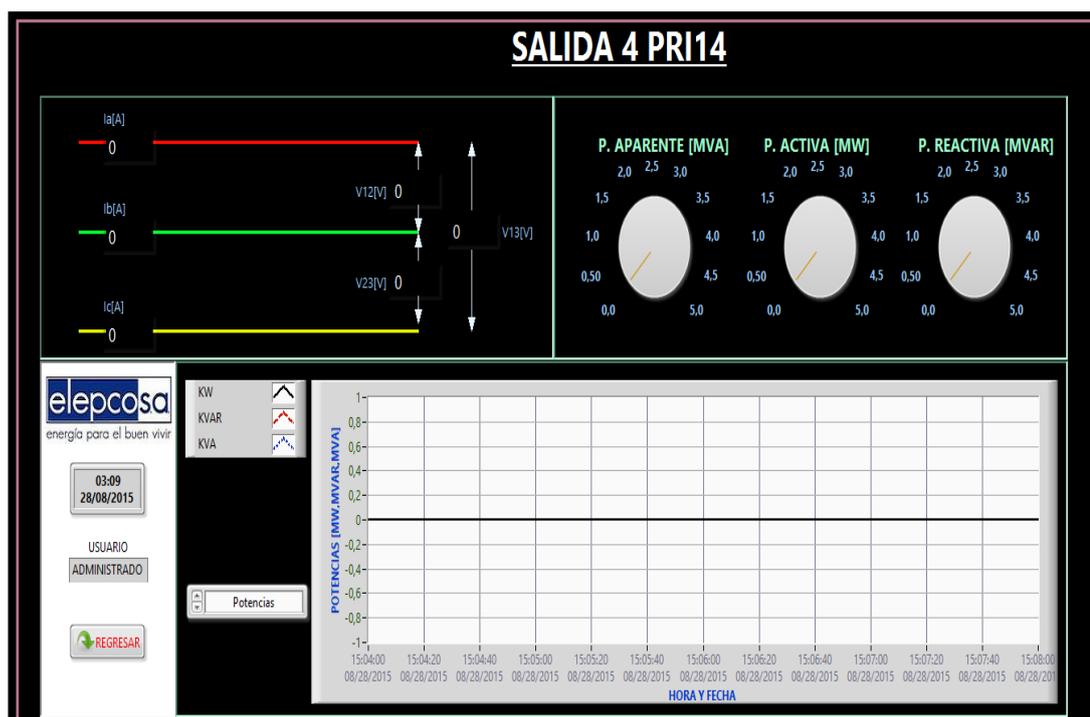


Figura 3.53: Panel frontal salida 4 PRI14

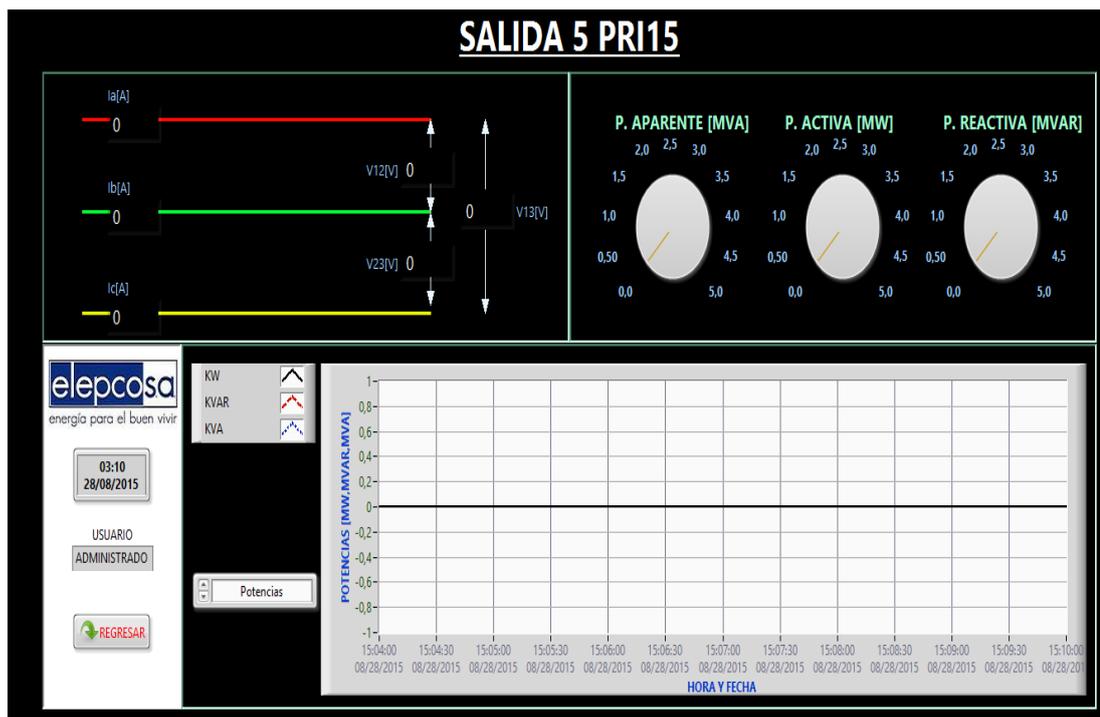


Figura 3.54: Panel frontal salida 5 PRI15

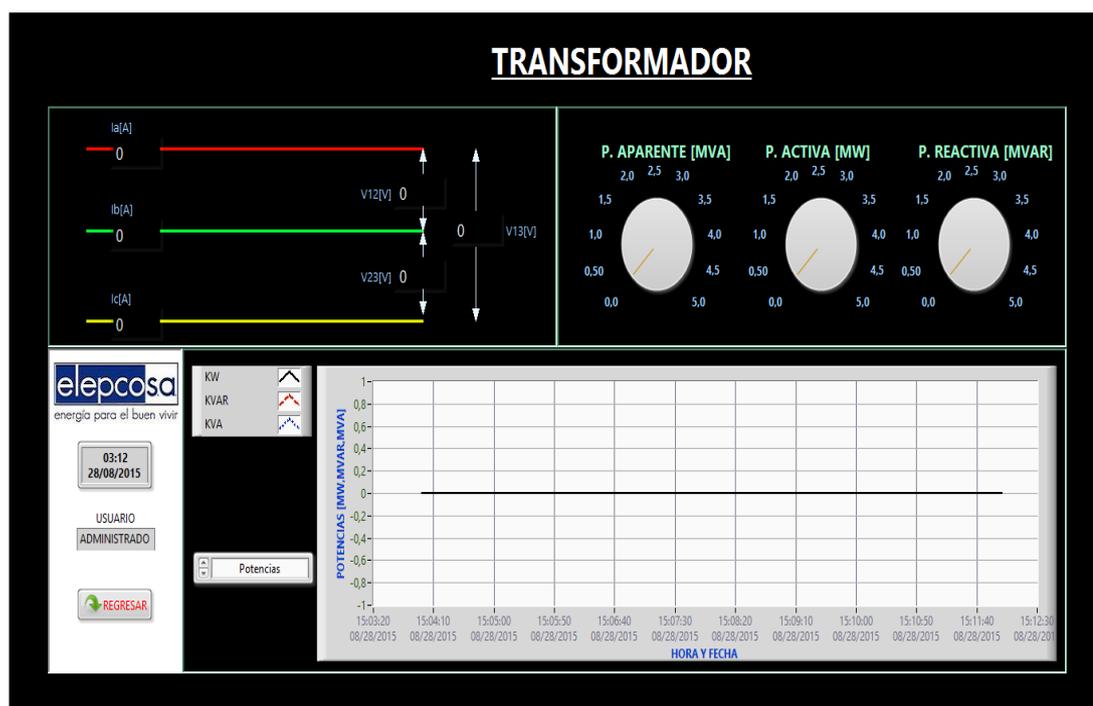


Figura 3.55: Panel frontal TRANSFORMADOR

En las siguientes figuras se muestra la programación de cada una de las celdas de distribución eléctrica de las subestaciones que se visualiza en el panel frontal, la cual consta de las siguientes mediciones: voltajes entre fases, corrientes de líneas y potencias aparente, reactiva y activa.

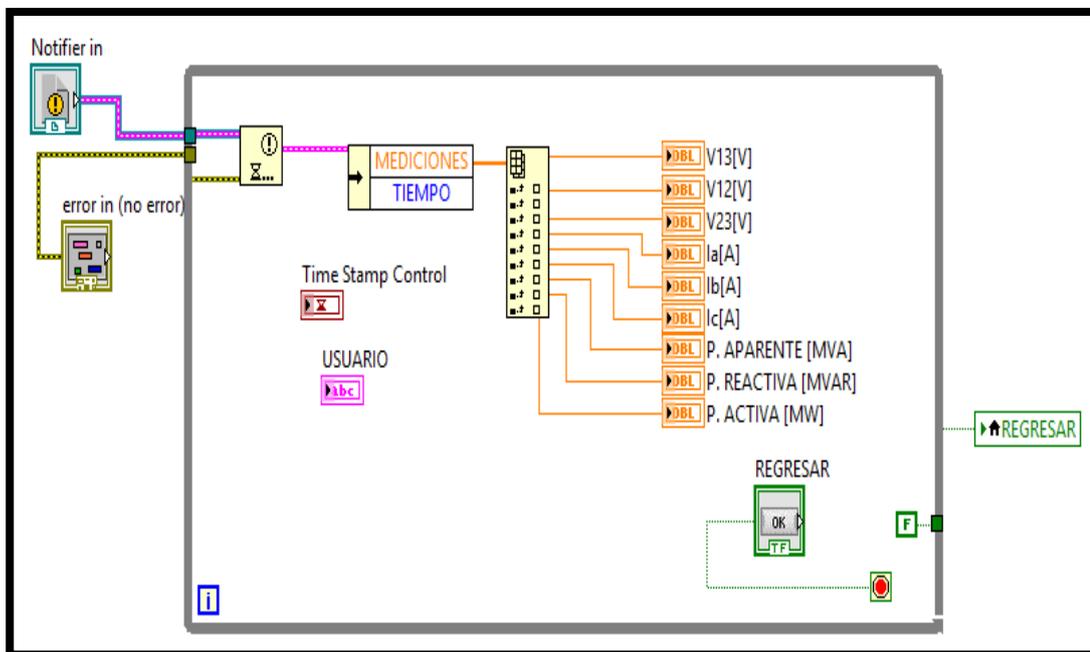


Figura 3.56: Programación de la salida1 PRI11

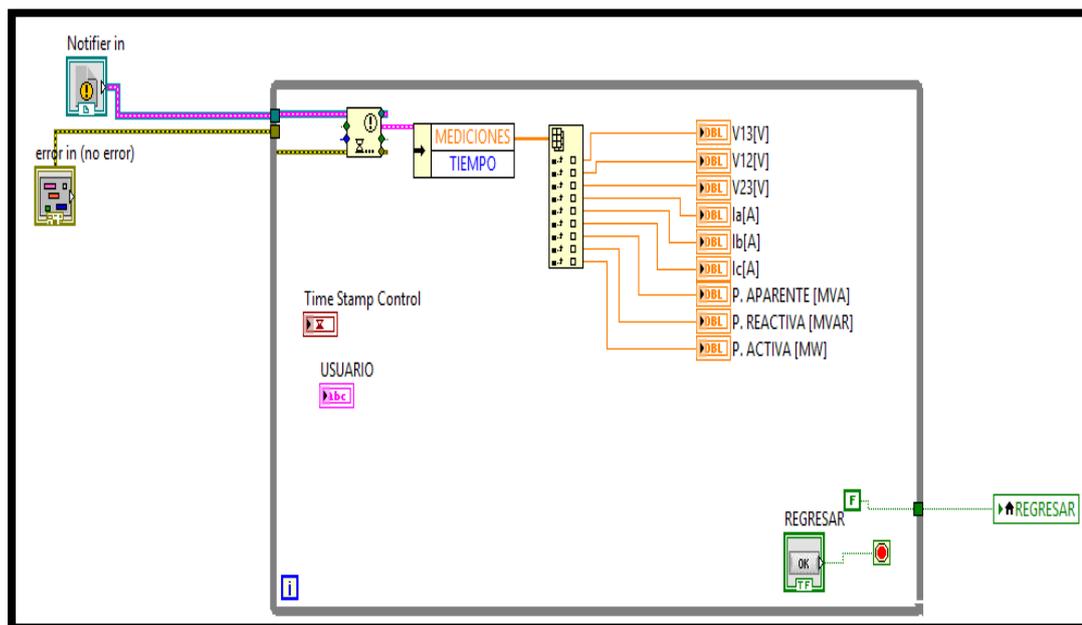


Figura 3.57: Programación de la salida 2 PRI12

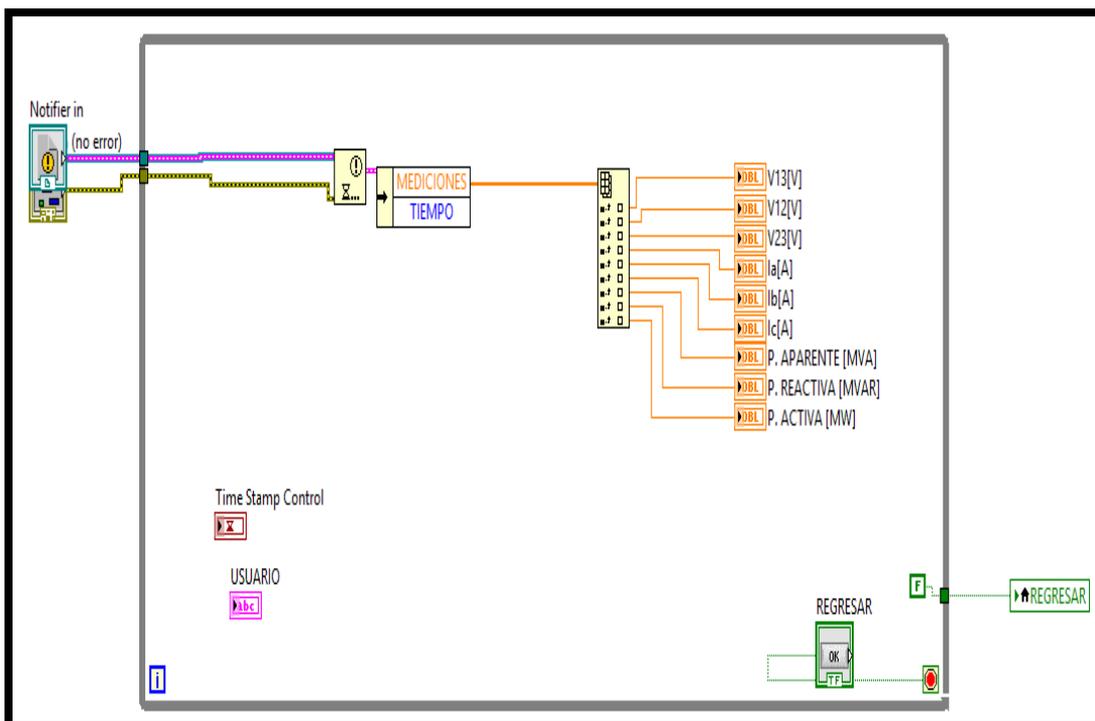


Figura 3.58: Programación de la salida 3 PRI13

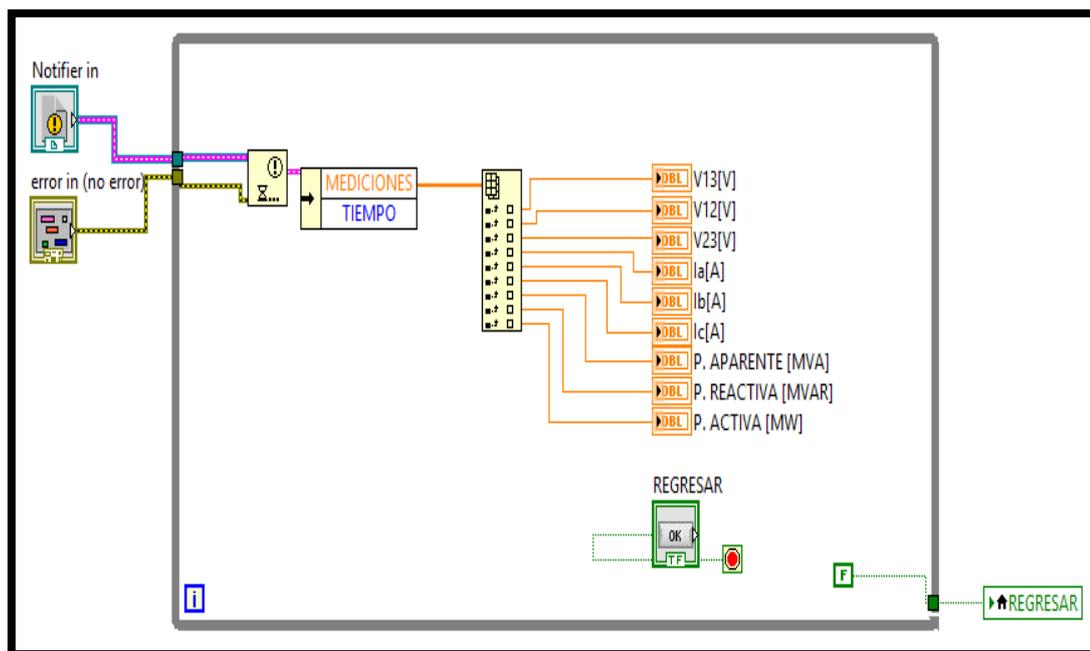


Figura 3.59: Programación de la salida 4 PRI14

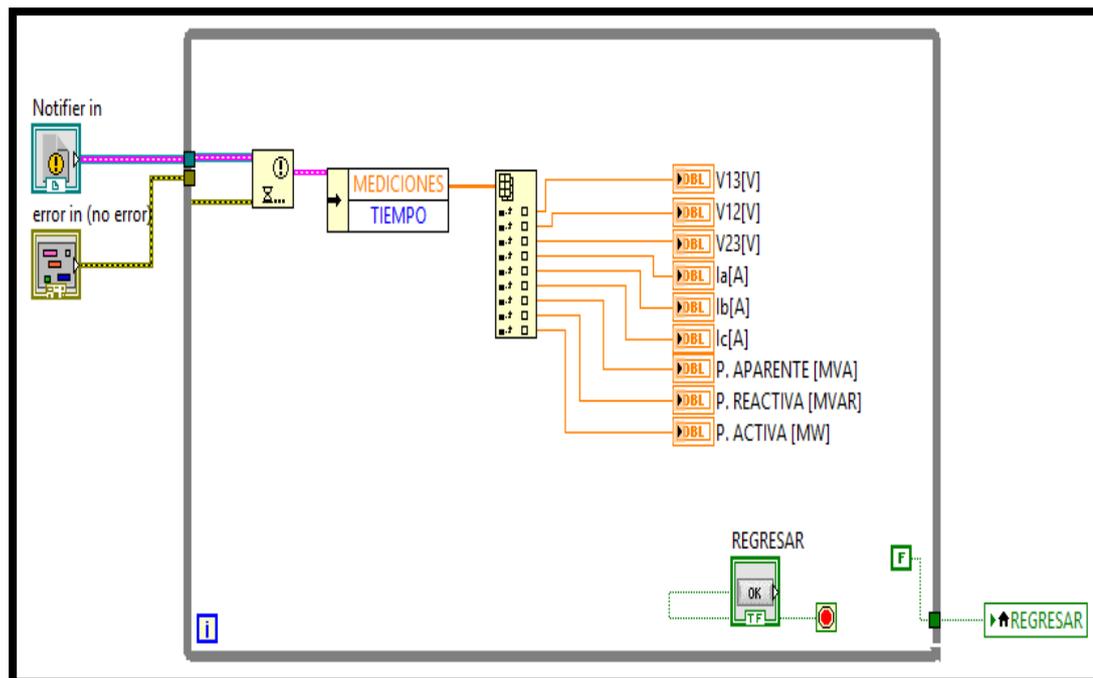


Figura 3.60: Programación de la salida 5 PRI15

3.10.3 Históricos de las salidas de las subestaciones de ELEPCO S.A

El HMI de las subestaciones de ELEPCO S.A.; cuenta con la posibilidad de almacenar los datos adquiridos del proceso, y esta información puede analizarse posteriormente, el tiempo de almacenamiento dependerá del operador o de la programación del almacenamiento de datos del proceso que son corrientes, potencia activa, potencia reactiva, voltajes de cada salida o alimentador de las subestaciones de distribución eléctrica de ELEPCO S.A.; como se observa en la figura 3.61.

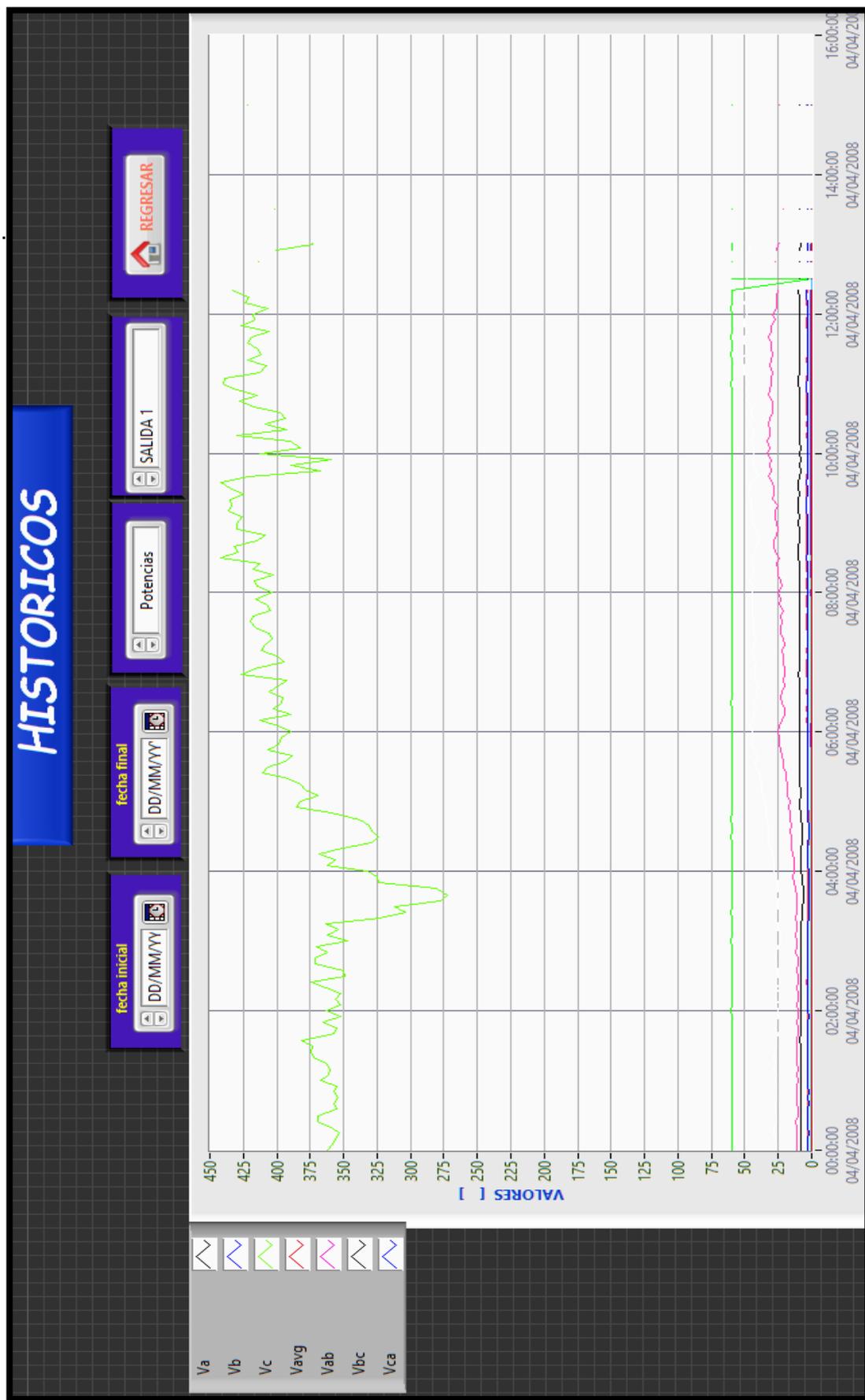


Figura 3.61: Pantalla de históricos del sistema SCADA

Se indica en la figura 3.62; la programación de adquisición y almacenamiento de datos históricos y tendencias para supervisar obtener las estadísticas del proceso de distribución eléctrica que se encuentran en las subestaciones de electricidad de ELEPCO S.A.

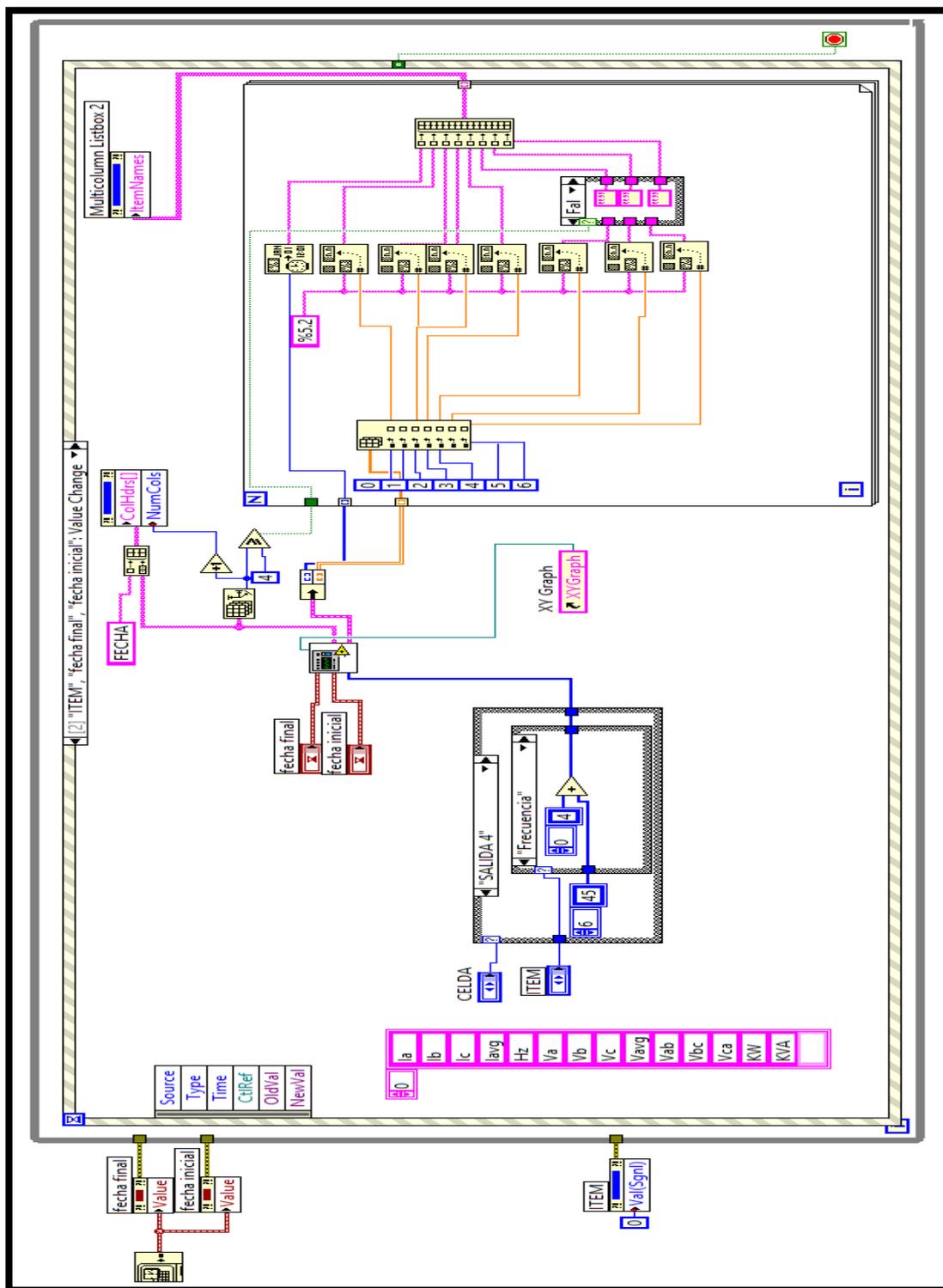


Figura 3.62: Pantalla programación de históricos del sistema SCADA

CAPÍTULO 4

IMPLEMENTACIÓN, PRUEBAS EXPERIMENTALES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se describe la ejecución y funcionamiento del sistema SCADA local, destinadas al control y monitoreo remoto de las celdas de distribución eléctrica de las subestaciones de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.

Una vez que se ha implementado: El hardware (concentradores de datos de cada subestación, RTU's SAITEL DP, cableado estructurado de los equipos de comunicaciones, switch's, relés de protección). El software (configuración y programación de los IED's; configuración del servidor OPC IO Server, programación de las RTU de cada subestación, y el sistema SCADA desarrollado en LabVIEW 2012), necesarios para las subestaciones, se puso a prueba el sistema de monitoreo y control con el fin de verificar su funcionamiento y operación de los equipos de la subestación, tanto en hardware como en software.

Para cada etapa del análisis del sistema SCADA se parametrizaron todas las variables que van a ser monitoreadas y controladas por lo cual se realizaron diferentes pruebas en horarios diferentes durante el transcurso de adquisición de datos.

4.2 PRUEBAS DE CONEXIÓN FÍSICA

En las figuras 4.1 y 4.2 se verifica las pruebas de conectividad entre el concentrador de datos y los relés de protección de la subestación San Rafael. Para lo cual se realizó la conectividad de los equipos REF 615, RET 615, MULTILIN F650 de las celdas de distribución eléctrica con los equipos de los concentradores de datos como: RTU's SAITEL DP, switch's Magnum 6KL que soportan el estándar IEC 61850.



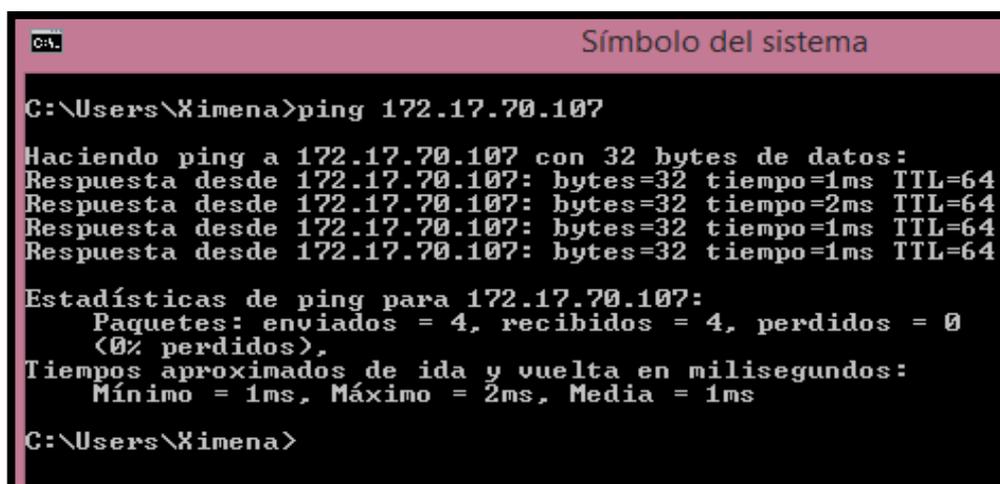
Figura 4.1: Pruebas de conectividad con IED's



Figura 4.2: Pruebas de conectividad con el concentrador de datos

4.3 CONECTIVIDAD DE IED's

Con el comando ping se pudo comprobar la conectividad entre los IED's de las celdas de distribución eléctrica de la subestación San Rafael y el switch Magnum 6KL; en la siguiente figura 4.3 se realizó la prueba de comunicación con la IP: 172.17.70.107 que corresponde a la celda 2 de distribución eléctrica. Estas direcciones IP fueron designadas por el MEER (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable), para comprobar que el equipo host se puede conectar a la red LAN.



```

C:\Users\Ximena>ping 172.17.70.107

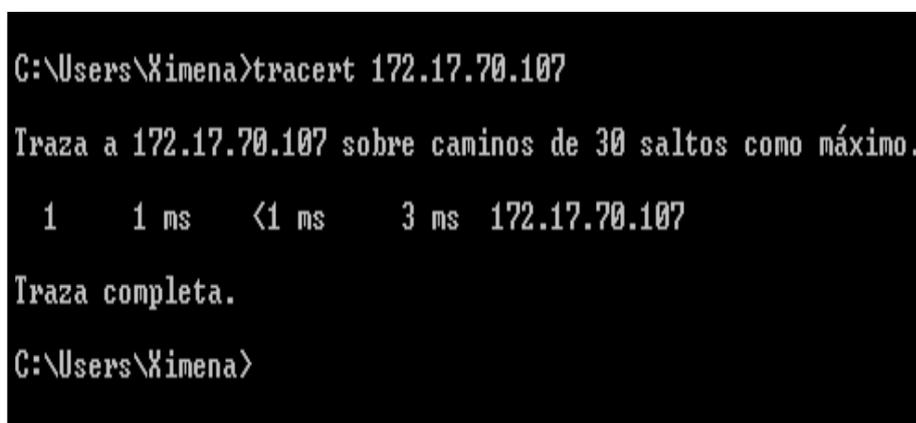
Haciendo ping a 172.17.70.107 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 172.17.70.107: bytes=32 tiempo=1ms TTL=64
Respuesta desde 172.17.70.107: bytes=32 tiempo=2ms TTL=64
Respuesta desde 172.17.70.107: bytes=32 tiempo=1ms TTL=64
Respuesta desde 172.17.70.107: bytes=32 tiempo=1ms TTL=64

Estadísticas de ping para 172.17.70.107:
    Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
    (0% perdidos),
    Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
        Mínimo = 1ms, Máximo = 2ms, Media = 1ms

C:\Users\Ximena>
  
```

Figura 4.3: Conectividad con los equipos REF615

El comando tracert es una consola de diagnóstico que permitió seguir la pista de los paquetes que vienen desde un host (punto de red); se visualizó los tiempos de respuesta de la ruta que siguen los paquetes de red desde los IED's hasta el switch Magnum 6KL. Como se puede observar en la figura 4.4.



```

C:\Users\Ximena>tracert 172.17.70.107

Traza a 172.17.70.107 sobre caminos de 30 saltos como máximo.

 1    1 ms    <1 ms    3 ms    172.17.70.107

Traza completa.

C:\Users\Ximena>
  
```

Figura 4.4: Tiempo de respuesta de los equipos REF 615

4.3.1 RESULTADOS DE COMUNICACIONES EN LAS SUBESTACIONES DE ELEPCO S.A.

En las siguientes tablas se describen las direcciones IP de cada uno de los IED's, las celdas de distribución eléctrica de cada subestación, el tipo de IED, los tiempos de respuesta de comunicación entre los IED's con los concentradores de datos de las subestaciones de distribución eléctrica de ELEPCO S.A., con el comando tracert se determinó la ruta tomada hasta el switch Magnum 6KL, enviando paquetes de protocolo de mensajes de control de internet (ICMP) con distintos valores de tiempo de vida (TTL) IP variables, con un número de saltos eficaz. El TTL en realidad es un contador de saltos, para indicar por cuántos nodos puede pasar un paquete antes de ser descartado por la red o devuelto a su origen. Cuando el TTL de un paquete alcanza el valor 0, el enrutador devuelve al equipo de origen un mensaje ICMP de Tiempo agotado.

Tabla 4.1

Tiempo de respuesta en la subestación San Rafael.

SUBESTACIÓN	IED	DIRECCIÓN IP	CELDA	Tiempo de Respuesta Promedio
SAN RAFAEL	MULTILIN F650	172.17.70.111	SALIDA A MULALO	1ms
	REF 615	172.17.70.106	CELDA2	3ms
		172.17.70.107	CELDA3	1ms
		172.17.70.108	CELDA4	1ms
		172.17.70.109	CELDA5	3ms
		172.17.70.110	CELDA6	1ms
	RET 615	172.17.70.105	CELDA1	1ms
	REU 615	172.17.70.112	CELDA1	3ms

Tabla 4.2

Tiempo de respuesta en la subestación El Calvario.

SUBESTACIÓN	IED	DIRECCIÓN IP	CELDA	Tiempo de Respuesta Promedio
EL CALVARIO	SIPROTEC 7SJ62	172.17.70.126	CELDA1	1ms
		172.17.70.127	CELDA2	3ms
		172.17.70.128	CELDA3	3ms
		172.17.70.129	CELDA4	1ms
		172.17.70.130	CELDA5	1ms

Tabla 4.3

Tiempo de respuesta en la subestación Salcedo

SUBESTACIÓN	IED	DIRECCIÓN IP	CELDA	Tiempo de Respuesta Promedio
SALCEDO	SIPROTEC 7SJ62	172.17.70.176	CELDA1	1ms
		172.17.70.177	CELDA2	3ms
		172.17.70.178	CELDA3	1ms
		172.17.70.179	CELDA4	3ms
		172.17.70.180	CELDA5	3ms

Tabla 4.4

Tiempo de respuesta en la subestación Mulaló

SUBESTACIÓN	IED	N° Serie	CELDA	Tiempo de Respuesta Promedio
MULALÓ	MULTILIN F650	172.17.70.207	CELDA1	3ms
		172.17.70.208	CELDA2	1ms
		172.17.70.209	CELDA3	1ms
		172.17.70.210	CELDA4	3ms
		172.17.70.211	CELDA5	1ms

Tabla 4.5

Tiempo de respuesta en la subestación Lasso

SUBESTACIÓN	IED	N° Serie	CELDA	Tiempo de Respuesta Promedio
LASSO	SIPROTEC 7SJ62	172.17.70.239	CELDA1	1ms
		172.17.70.240	CELDA2	1ms
		172.17.70.241	CELDA3	1ms
		172.17.70.242	CELDA4	3ms
		172.17.70.243	CELDA5	3ms

Tabla 4.6

Tiempo de respuesta en la subestación La Cocha

SUBESTACIÓN	IED	DIRECCIÓN IP	CELDA	Tiempo de Respuesta Promedio
LA COCHA	SIPROTEC 7SJ62	172.17.71.11	CELDA1	3ms
		172.17.71.12	CELDA2	1ms
		172.17.71.13	CELDA3	1ms
		172.17.71.14	CELDA4	1ms
		172.17.71.15	CELDA5	3ms

Tabla 4.7

Tiempo de respuesta en la subestación Sigchos

SUBESTACIÓN	IED	DIRECCIÓN IP	CELDA	Tiempo de Respuesta Promedio
SIGCHOS	SIPROTEC 7SJ62	172.17.71.44	CELDA1	3ms
		172.17.71.45	CELDA2	3ms
		172.17.71.46	CELDA3	1ms

Tabla 4.8

Tiempo de respuesta en la subestación La Maná.

SUBESTACIÓN	IED	DIRECCIÓN IP	CELDA	Tiempo de Respuesta Promedio
LA MANÁ	MULTILIN F650	172.17.71.81	CELDA1	1ms
		172.17.71.82	CELDA2	3ms
		172.17.71.83	CELDA3	3ms
		172.17.71.84	CELDA4	3ms
		172.17.71.85	CELDA5	3ms
		172.17.71.86	CELDA6	1ms

Tabla 4.9

Tiempo de respuesta en la subestación Pujilí

SUBESTACIÓN	IED	DIRECCIÓN IP	CELDA	Tiempo de Respuesta Promedio
Pujilí	MULTILIN F650	172.17.71.107	CELDA1	1ms
		172.17.71.108	CELDA2	3ms
		172.17.71.109	CELDA3	3ms

4.4 FUNCIONES DEL HMI

4.4.1 Ventana de Entrada del Transformador

La pantalla de presentación de la entrada del transformador de la subestación San Rafael que se muestra al presionar el botón TRANSFORMADOR en el diagrama unifilar, describe los valores de medición de las variables de potencia activa (MW), potencia reactiva (MVAR), potencia aparente (MVA), corrientes de fase(A), voltajes de fase (KV), como se aprecia en la figura 4.5; 4.6. Los valores monitoreados en el sistema SCADA son similares a los valores que proporcionan los IED's y se refrescan continuamente en un tiempo de 1s aproximadamente.



52R8L2	
IL1-A	76.5
IL2-A	71.4
IL3-A	77.8
I0-A	0.0
U0-kV	0.000
U12-kV	13.625
U23-kV	13.515
U31-kV	13.532
S-kVA	1769.0
S-kVA	1804.6
P-kW	1646.0
Q-kVAr	739.7

Figura 4.5: Valores de corrientes, voltajes, potencias.



Figura 4.6: Ventana de la salida 2 del REF 615

4.5 Interface Históricos.

En la ventana HISTÓRICOS como se muestra en la figura 4.7 permite al usuario tener una interfaz amigable para observar parámetros de la adquisición de datos de las variables, con los respectivos iconos de fecha inicial, fecha final, identificación de cada variable y la celda de distribución a la que pertenece la lectura de las variables.

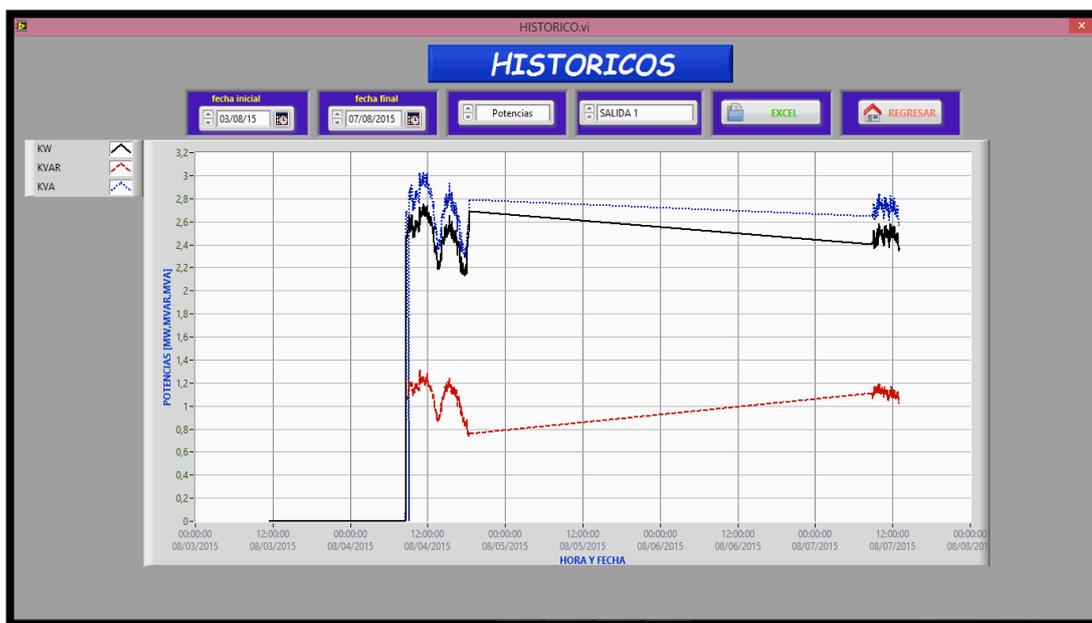


Figura 4.7: Ventana históricos potencias

En la figura 4.8 se indica la pantalla de históricos de la variable voltaje que pertenece a la salida 2.

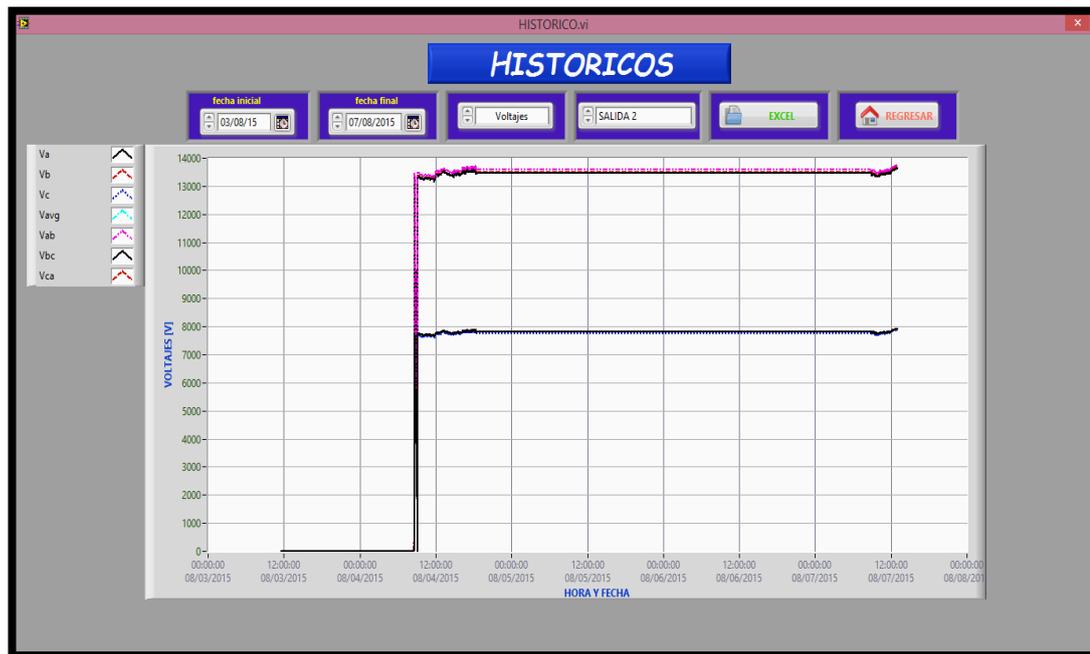


Figura 4.8: Ventana históricos voltajes

En la figura 4.9 se indica la pantalla de históricos de la variable corriente que pertenece a la salida 4.

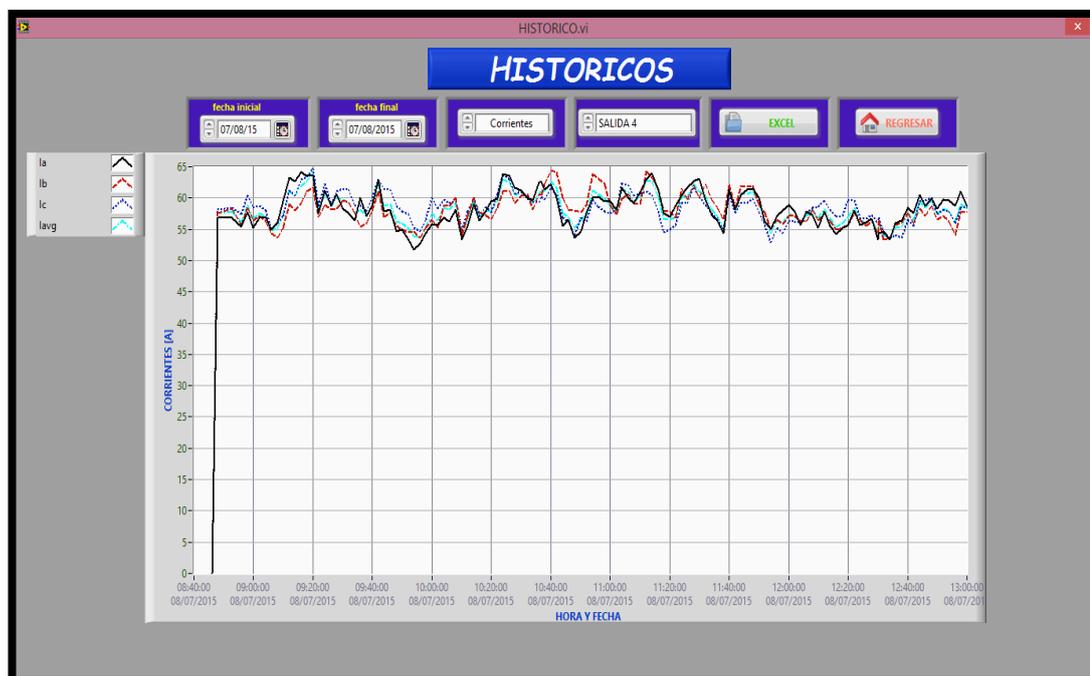


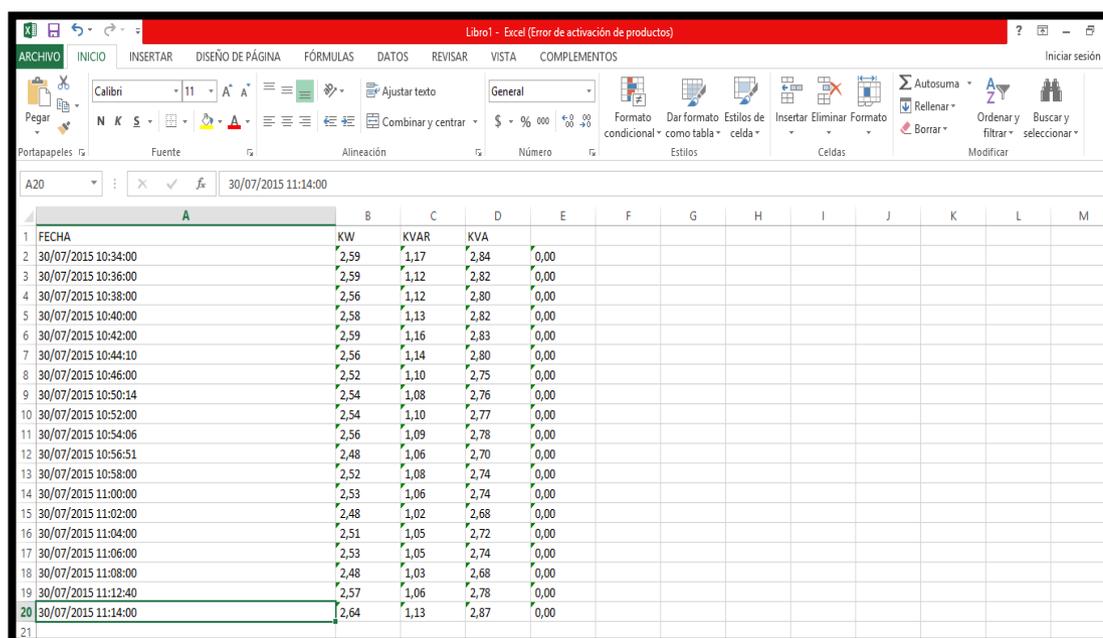
Figura 4.9: Ventana históricos corrientes

4.6 Reportes en Excel

El sistema SCADA tiene una funcionalidad que permite la generación de reportes de las variables monitoreadas de las celdas de distribución eléctrica de las subestaciones de ELEPCO S.A.

La pantalla de históricos y tendencias dispone de una presentación muy eficiente ya que permite interactuar al usuario y seleccionar la variable que desea ser monitoreada.

La ventana de históricos y tendencias dispone de un botón el que se encuentra etiquetado con el nombre "EXCEL"; que permite guardar un muestreo de datos en una hoja de Excel con extensión (.xls); donde se registran parámetros de las variables medidas que se toman de los relés de protección (IED's) de las celdas de distribución eléctrica como son: potencia reactiva, potencia activa, potencia aparente, como se indica en la figura 4.10.



FECHA	KW	KVAR	KVA
30/07/2015 10:34:00	2,59	1,17	2,84
30/07/2015 10:36:00	2,59	1,12	2,82
30/07/2015 10:38:00	2,56	1,12	2,80
30/07/2015 10:40:00	2,58	1,13	2,82
30/07/2015 10:42:00	2,59	1,16	2,83
30/07/2015 10:44:10	2,56	1,14	2,80
30/07/2015 10:46:00	2,52	1,10	2,75
30/07/2015 10:50:14	2,54	1,08	2,76
30/07/2015 10:52:00	2,54	1,10	2,77
30/07/2015 10:54:06	2,56	1,09	2,78
30/07/2015 10:56:51	2,48	1,06	2,70
30/07/2015 10:58:00	2,52	1,08	2,74
30/07/2015 11:00:00	2,53	1,06	2,74
30/07/2015 11:02:00	2,48	1,02	2,68
30/07/2015 11:04:00	2,51	1,05	2,72
30/07/2015 11:06:00	2,53	1,05	2,74
30/07/2015 11:08:00	2,48	1,03	2,68
30/07/2015 11:12:40	2,57	1,06	2,78
30/07/2015 11:14:00	2,64	1,13	2,87

Figura 4.10: Registro de valores potencias MW, MVAR, MVA

En la figura 4.11 se observa la generación de reportes y el almacenamiento de datos de variables eléctricas como voltajes de las líneas a, b, c; los voltajes entre las fases Vab, Vac, Vbc.

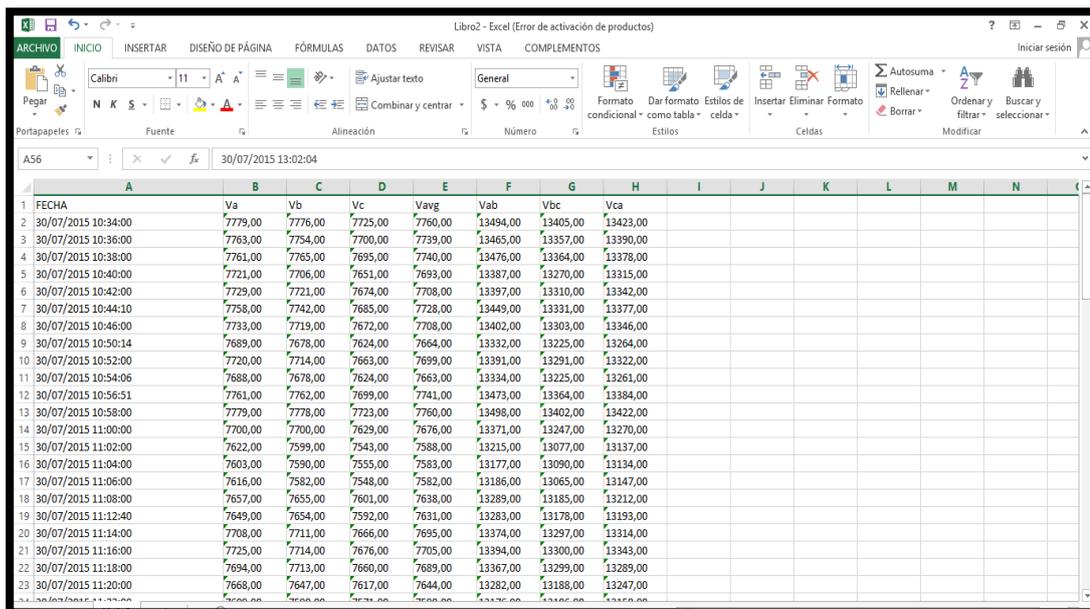


Figura 4.11: Registro de valores voltajes [V]

El sistema SCADA permite almacenar los datos de las corrientes de línea Ia, Ib, Ic y corrientes promedio Iavg que se trabajan en cada una de las celdas de distribución eléctrica como se indica en la figura 4.12.

Los datos de las variables eléctricas se registran durante todo el día cada 2 minutos con la fecha correspondiente a la que se realiza el muestreo de los datos.

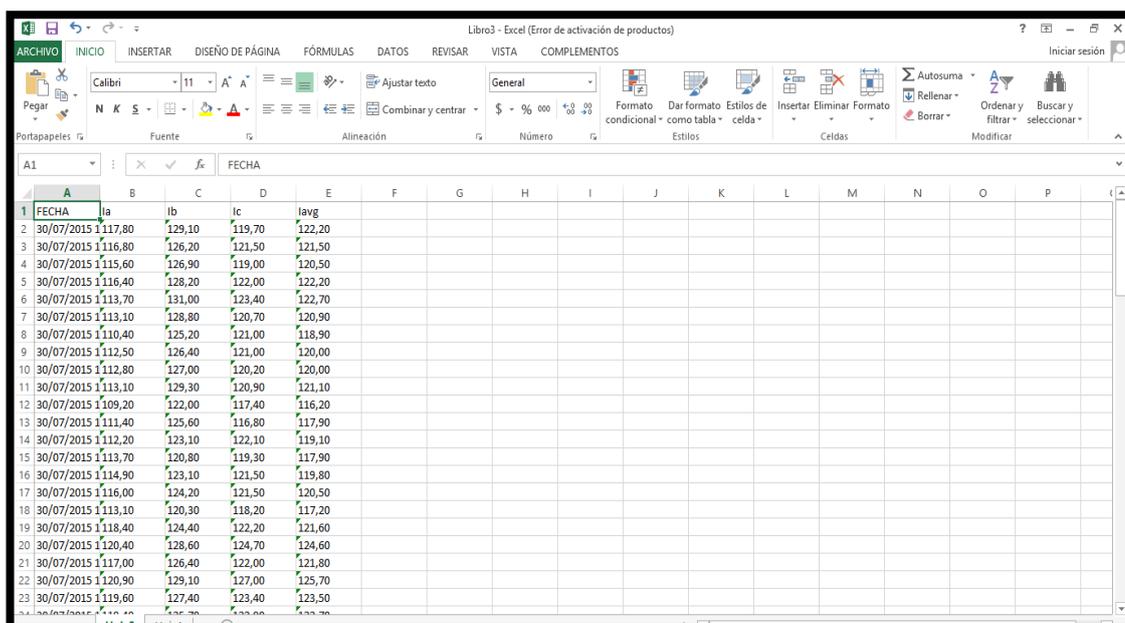


Figura 4.12: Registro de valores corrientes [A]

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

En base a la arquitectura del sistema de comunicación actual de las subestaciones de la ELEPCO S.A. se logró migrar de este sistema al estándar IEC 61850. En la definición de este modelo, se puede concluir lo siguiente:

- La implementación de un sistema SCADA en compañías eléctricas permite mayor confiabilidad y seguridad en la continuidad operacional de su sistema de distribución-generación, a través de las facilidades que otorgan estos sistemas de adquisición de datos, referidos principalmente a la operación, detección de fallas y toma de decisiones de manera confiable, rápida, segura y precisa.
- La operabilidad de nuevas tecnologías permiten adquirir y centralizar información de procesos desde su adquisición, registro, supervisión y control oportuno a través de protocolos de comunicación abiertos y robustos, diseñados especialmente para las aplicaciones eléctricas como es el IEC 61850, facilitando así la integración entre distintos fabricantes de equipos o sub-sistemas existentes, incluso en sitios remotos con el fin de optimizar y perfeccionar los sistemas y tareas involucradas.
- Se realizó una investigación exhaustiva del estándar IEC61850 en su concepto, funcionamiento y ventajas respecto a los demás protocolos de comunicación como MODBUS, IEC 60870-5-103 y DNP3.0 con el fin de garantizar la operación de la red de distribución de las subestaciones, basadas en la determinación de un único lenguaje de comunicación de los IED's conocido como SCL (lenguaje de configuración de subestaciones) para de esta manera convertirse en

la tendencia tecnológica para la configuración e integración de datos y comunicaciones de los IED's que operan en la red eléctrica de ELEPCO S.A.

- El adecuado levantamiento de equipos y dispositivos eléctricos, electromecánicos y electrónicos de campo como son: seccionadores, interruptores, estaciones de monitoreo e IED's permitió identificar y trazar la mejor ruta de cableado hacia las unidades terminales remotas donde se gestionan TAG's de identificación para el monitoreo y control ordenado de los parámetros eléctricos a visualizarse en el HMI diseñado para la supervisión de la red de distribución.
- En la configuración de los equipos IED's a nivel de bahía se realizó la configuración de su mapa de memoria de cada uno de los equipos de medición y protección de los alimentadores de las S/E de distribución eléctrica de ELEPCO S.A. tomando en consideración funciones como: protección de sobreintensidad para fases, neutro y tierra; protección de máxima tensión; protección de máxima y mínima frecuencia; control de posición (maniobras de apertura y cierre de disyuntores); reportes de fallas y registros de datos de las variables medidas.

5.2 RECOMENDACIONES

- Previo a la selección de los equipos eléctricos y de comunicaciones es importante identificar la adaptabilidad con sistemas de diferentes fabricantes; además, de versatilidad y disponibilidad de software y firmware necesario para su correcta operación.
- Iniciar con la elaboración de una planificación propia, donde se define niveles de comunicación, jerarquías de mando y demás elementos propios de un sistema de control de subestaciones. Que establezca las pautas a seguir en la modernización de diseños de subestaciones, basada en la Norma IEC-61850 y adaptada a las propias necesidades.
- Es recomendable especificar los requisitos de tiempos de respuesta y de disponibilidad del sistema, resultando para ello imprescindible la definición de la arquitectura de comunicaciones: puede ser conveniente identificar los posibles escenarios de fallo y las pérdidas de disponibilidad aceptables o inaceptables.
- Elegir el tipo de cableado que se adapte mejor a las condiciones de la subestación, pensando en la importancia del medio de comunicación, para la transmisión de datos de las señales analógicas provenientes de los equipos de patio como: seccionadores y disyuntores hacia el concentrador de datos para identificar los posibles escenarios de fallo y pérdidas de información.
- Las pruebas de protección de los IED's se deben realizar con un equipo de pruebas, debido que al momento de montar el equipo se debe tener cuidado con las variables configuradas en el IED para no causar un daño técnico como por ejemplo un disparo en las celdas de distribución.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. Rodríguez Penin, Sistemas SCADA, Tercera ed., Alfaomega, Ed., México D.F.: Marcombo S.A, 2013.
- [2] C. de Castro Lozano y C. Romero Morales , «Introducción a SCADA,» 28 Julio 2007. [En línea]. Available: <http://www.uco.es/grupos/eatco/automatica/ihtm/descargar/scada.pdf>. [Último acceso: 02 Febrero 2015].
- [3] J. M. Molina Martínez y M. Jimenez Buendía, Programación Gráfica para Ingenieros, Barcelona: Marcombo S.A., 2010.
- [4] L. Corrales Paucar, «Interfases de Comunicación Industrial,» 25 Agosto 2007.[Enlínea].Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/10020/2/PARTE%202.pdf>. [Último acceso: 04 Febrero 2015].
- [5] A. J. Conejo Navarro, F. Milano y J. M. Arroyo Sánchez, Instalaciones Eléctricas, Primera ed., Madrid: Mc Graw-Hill, 2007.
- [6] G. Enríquez Harper, Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de Mediana y Alta Tensión, Segunda ed., México D.F.: Limusa S.A., 2002.
- [7] S&C Electric Company, «Equipos de interrupción: subestación y transmisión en exteriores,» S&C Electric Company Derechos reservados, 10 Enero 2015. [En línea]. Available: <http://es.sandc.com/products/switching-outdoor-transmission/series-2000-circuit-switcher.asp>. [Último acceso: 05 Febrero 2015].
- [8] Blog de ESPOL, «Electricidad y un poco más,» ESPOL, 12 Enero 2015. [Enlínea].Available:<http://blog.espol.edu.ec/crielectric/tag/seccionadores/>. [Último acceso: 08 Febrero 2015].
- [9] Blog Educastur, «Instalaciones de Distribución,» Educastur, 04 Noviembre2010.[Enlínea].Available:<http://blog.educastur.es/cuencanalo-ninstalacionesdistribucion/2010/11/04/seccionadores-de-linea/>. [Último acceso: 10 Febrero 2015].
- [10] A. López y J. Guerrero Strachan, Instalaciones Eléctricas para Proyectos y Obras, Sexta ed., Madrid: Thomson Editores, 1992.

- [11] L. Bruno, «Ingeniería Eléctrica Explicada,» Blog Lucas Bruno, 20 Septiembre 2011. [En línea]. Available: http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com/2011/09/seccionadores-en-at-en-estaciones_30.html. [Último acceso: 10 Febrero 2015].
- [12] ELTROTEC, «EQUIPOS DE MEDIA TENSIÓN,» ELTROTEC S.A.C., 05 Mayo 2013. [En línea]. Available: <http://www.eltrotec.com.pe/>. [Último acceso: 12 Febrero 2015].
- [13] ABB, «Interruptores de media tensión en vacío,» 15 Junio 2012. [En línea]. Available: [https://library.e.abb.com/public/a0e7cb1e4423482fb1a12e3c04e903f3/CA_VD4-50kA\(ES\)T_1VCP000001-1206b.pdf](https://library.e.abb.com/public/a0e7cb1e4423482fb1a12e3c04e903f3/CA_VD4-50kA(ES)T_1VCP000001-1206b.pdf). [Último acceso: 12 Febrero 2015].
- [14] S. E. Power Logic, «Manual de Usuario ION7550/ION7650,» Schneider Electric, 15 Septiembre 2010. [En línea]. Available: <http://azzo.com.au/wp-content/uploads/2015/08/ION7550-RTU-UserGuide.pdf>. [Último acceso: 15 Febrero 2015].
- [15] V. Azevedo, «Sistemas Eléctricos de Potencia,» 20 Julio 2007. [En línea]. Available: <http://iie.fing.edu.uy/ense/assign/esep/material/Curso%200estabilidad,%20Protecciones.pdf>. [Último acceso: 16 Febrero 2015].
- [16] M. F. General Electric, «F650 - More than Feeder Protection & Control,» 12 Abril 2005. [En línea]. Available: <https://www.gedigitalenergy.com/products/presentations/f650/f650pres.pdf>. [Último acceso: 16 Febrero 2015].
- [17] R. 6. ABB, «Feeder protection and control REF615 ANSI Product guide,» 18 Enero 2011. [En línea]. Available: https://library.e.abb.com/public/8b0b2307af790658c1257895003f917f/REF615ANSI_pg_1MAC105361-PG_ENe.pdf. [Último acceso: 20 Febrero 2015].
- [18] P. 6. ABB, «Protection and Control IED Manager PCM600 Product Guide,» 01 Marzo 2013. [En línea]. Available: https://library.e.abb.com/public/56e89af37c451e63c1257b4b00299b18/PCM600_getting_started_guide_757866_ENa.pdf. [Último acceso: 20 Febrero 2015].

- [19] R. 6. ABB, «Transformer Protection and Control RET615,» 25 Febrero 2014. [En línea]. Available: https://library.e.abb.com/public/fefb5d81c5b7839fc1257c6a00487efe/RET615_appl_756886_ENh.pdf. [Último acceso: 20 Febrero 2015].
- [20] R. 6. ABB, «Voltage Protection and Control REU 615,» 05 Marzo 2014. [En línea]. Available: https://library.e.abb.com/public/93dfaba852ab4e84c1257c6a0046b765/REU615_pg_757058_ENf.pdf. [Último acceso: 20 Febrero 2015].
- [21] S. 7. SIEMENS, «SIPROTEC 4 7SJ62 Multifunction Protection Relay,» 14 Mayo 2008. [En línea]. Available: <http://www.hehindia.in/Siemens/Protection%20Relays/Motor%20Protection/Motor%20Protection%207SJ62.pdf>. [Último acceso: 21 Febrero 2015].
- [22] J. R. LAJARA VIZCAINO y J. PELEGRI, LABVIEW: ENTORNO GRAFICO DE PROGRAMACION, Segunda ed., Madrid: Marcombo, 2010.
- [23] N. I. Labview, «Software de Desarrollo de Sistemas NI LabVIEW,» National Instruments, 22 Febrero 2015. [En línea]. Available: <http://www.ni.com/labview/esa/>. [Último acceso: 22 Febrero 2015].
- [24] OPC, «OPC Data access OLE for process control and factory automation,» OPC, 10 Febrero 2010. [En línea]. Available: <http://isa.uniovi.es/~vsuarez/Download/opc.pdf>. [Último acceso: 22 Febrero 2015].
- [25] I. SERVER, «OPC (OLE for Process Control),» IO SERVER, 22 Febrero 2015. [En línea]. Available: <http://www.ioserver.com/>. [Último acceso: 22 Febrero 2015].
- [26] SIEMENS, «Niveles de Automatización,» 20 Octubre 2009. [En línea]. Available: <http://www.energy.siemens.com/mx/es/automatizacion/transmision-distribucion-de-energia/automatizacion-desubestaciones/>. [Último acceso: 23 Febrero 2015].
- [27] I. 6. ABB, «Special Report IEC 61850,» 20 Agosto 2010. [En línea]. Available: https://library.e.abb.com/public/a56430e1e7c06fdcf12577a00043ab8b/3BSE063756_en_ABB_Review_Special_Report_IEC_61850.p

- df. [Último acceso: 24 Febrero 2015].
- [28] E. I. 6. ABB, «IEC 61850 Communication Protocol Manual,» 15 Abril 2011. [En línea]. Available: https://library.e.abb.com/public/fe4d2c659c6ccad2c125783a00454ae3/1MRK511242-UEN_-_en_Communication_protocol_manual__IEC_61850__650_series__IEC.pdf. [Último acceso: 24 Febrero 2015].
- [29] G. Fuentes, «IEC 61850 El Nuevo Estándar en Automatización de Substaciones,» 13 Junio 2005. [En línea]. Available: [http://www02.abb.com/global/clabb/clabb151.nsf/0/584514dde9936a10c12571ef00716097/\\$file/IEC61850_Santiago.pdf](http://www02.abb.com/global/clabb/clabb151.nsf/0/584514dde9936a10c12571ef00716097/$file/IEC61850_Santiago.pdf). [Último acceso: 24 Febrero 2015].
- [30] E. Schneider, «Tecnología Saitel,» 20 Mayo 2014. [En línea]. Available: http://download.schneiderelectric.com/files?p_File_Id=760808074&p_File_Name=Cutsheet-Saitel-DP-EN-Rev3.0.pdf. [Último acceso: 26 Febrero 2015].
- [31] S. D. Schneider Electric, «Saitel DP The high-performance platform for applications of control and automation.,» 10 Julio 2014. [En línea]. Available: http://download.schneiderelectric.com/files?p_Reference=saitel_2000_techspecs_2012&p_EnDocType=Brochure&p_File_Id=760808098&p_File_Name=Technical+Specifications+Saitel+DP+EN-Rev3.2.pdf. [Último acceso: 27 Febrero 2015].
- [32] A. R. P. a. Control, «615 Series Engineering Manual,» ABB, 20 Marzo 2014. [En línea]. Available: https://library.e.abb.com/public/69c38d8235a0b504c1257c6a0049b06c/RE_615_eng_757121_ENf.pdf. [Último acceso: 24 Febrero 2015].

ANEXOS

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS – ESPE
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA E INSTRUMENTACIÓN
CERTIFICACIÓN

Latacunga, Octubre 2015

Se certifica que el presente trabajo fue desarrollado por la Srta. NANCY JIMENA TAPIA QUEVEDO y el Sr. ANDRÉS SEBASTIÁN TOBAR VILLACÍS

ING. CÉSAR, NARANJO H.

DIRECTOR

ING. WILSON, TRÁVEZ P.

CODIRECTOR

ING. FRANKLIN, SILVA

DIRECTOR DE LA CARRERA

DR. RODRIGO, VACA

SECRETARIO ACADÉMICO