



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES

CARRERA DE ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES

TRABAJO DE TITULACIÓN

Propuesta Tecnológica, previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES

TEMA

“IMPLEMENTACIÓN DE UN MÓDULO DE PRUEBAS PARA DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES (IEDs) Y LA INTEGRACIÓN AL SCADA LOCAL DE EQUIPOS DE FUERZA Y CONTROL EN EL CENTRO DE OPERACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO SANTA ELENA”

AUTORES

JAIME CRUZ JENIFFER JULISSA
SUÁREZ REYES RONALD RICARDO

PROFESOR TUTOR

ING. ELSY VILLAMAR GARCÉS, MGTR.

LA LIBERTAD - ECUADOR

2020

AGRADECIMIENTO

Nuestro sincero agradecimiento a Dios, por brindarnos la fuerza necesaria para continuar y poder lograr esta etapa tan importante en nuestras vidas.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, y a cada uno de los docentes con quienes se nos dio la oportunidad de compartir a lo largo de nuestra trayectoria universitaria, quienes nos prepararon para ser unos profesionales competentes.

A la Corporación Nacional de Electricidad Unidad de Negocio Santa Elena, por abrirnos las puertas y permitirnos desarrollar nuestro trabajo de titulación dentro de sus instalaciones.

Nuestro sentimiento de gratitud a los Líderes y Profesionales del Centro de Operaciones de Distribución y Departamento de Sistemas de CNEL EP UN. STE, entre los cuales podemos nombrar al Ing. Ronny Nieto, Ing. José Díaz, Ing. Katherine Chávez, y a las demás personas quienes nos brindaron su amistad, sus conocimientos, manejo de equipos y ayuda desinteresada en el desarrollo de este trabajo de titulación, gracias por ayudarnos a crecer profesionalmente.

Al Ing. Víctor Bravo quién por su paso por el Centro de Operaciones de Distribución nos brindó su confianza, conocimientos y la guía inicial para llevar a cabo el presente trabajo.

A nuestra tutora de tesis Ing. Elsy Villamar por brindarnos su tiempo, apoyo en todo momento e impartirnos las sugerencias necesarias en torno a la implementación y redacción para finalizar el presente proyecto de titulación.

Jeniffer Jaime Cruz
Ronald Suárez Reyes

DEDICATORIA

A mis padres Carlos y Brenda quienes han sido comprensibles en el transcurso del camino, ya que ustedes me brindaron su apoyo incondicional en todo momento para lograr esta gran meta, ya que esto es por y para ustedes. A mi compañero de tesis, compañero de vida quien estuvo a mi lado en esta trayectoria universitaria con quien dimos nuestro mayor esfuerzo para que este proyecto sea una realidad.

¡Solo hace falta voluntad y que alguien crea en nosotros para lograr grandes cosas!

Jeniffer Jaime Cruz

Este trabajo se lo dedico a mis padres Ricardo y Mariana quienes se esforzaron y supieron aconsejarme a lo largo de mi carrera universitaria, para que no desmaye en ningún momento y pueda lograr este sueño de ser un profesional, ¡Este logro se lo debo a ustedes!

De corazón a mi novia Jeniffer Jaime con quien logramos salir adelante en la realización de este proyecto, gracias por brindarme afecto y cariño incondicional en todo momento, eres mi motivación más grande para seguir cosechando logros en la vida.

Ronald Suárez Reyes

APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de Tutora del trabajo de titulación denominado “**Implementación de un módulo de pruebas para dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) y la integración al SCADA Local de equipos de fuerza y control en el Centro de Operaciones de Distribución de CNEL EP Unidad de Negocio Santa Elena**”, elaborado por los estudiantes **Jaime Cruz Jeniffer Julissa** y **Suárez Reyes Ronald Ricardo**, de la carrera de Electrónica y Telecomunicaciones de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes y autorizo a los estudiantes para que inicien los trámites legales correspondientes.

La Libertad, 05 de marzo de 2020



.....
Ing. Elsy Villamar Garcés, Mgtr.

TRIBUNAL DE GRADO



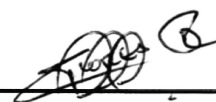
**Ing. Freddy Villao Santos, Msc.
DECANO DE FACULTAD**



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



**Ing. Elsy Villamar Garcés, Mgtr
TUTOR DE TESIS**



**Ing. Daniel Flores Tomalá, MACI
TUTOR DE ÁREA**



**Abg. Lorena Villamar Morán, Mgt.
SECRETARIA GENERAL**

RESUMEN

En este trabajo se realiza la implementación de un módulo de pruebas y la automatización de tres seccionadores motorizados de media tensión los cuales mediante un sistema de supervisión control y adquisición de datos (SCADA) se lleva a cabo el monitoreo de los estados digitales de estos equipos, para lo cual se emplean IEDs de protección ZIV, Arcteq, una RTU NovaTech Orion LXm y un equipo de pruebas para IEDs de protección Megger SMRT410, con lo cual se realizan pruebas de inyección de intensidades, tensiones y frecuencia, provocando disparos en los IEDs, lo cual, mediante el análisis de tramas de datos en Wireshark, oscilografía y estampa de tiempo reflejada en el servidor SCADA es posible determinar el tiempo de actuación del equipo frente a los disparos provocados. La comunicación mediante el protocolo IEC 60870-5-104 entre la RTU y el software SCADA en la herramienta Axon Builder (Server y Client) hace posible gestionar mediante una interfaz en un computador la operación de manera remota de los seccionadores motorizados, para lo cual se implementó un tablero eléctrico con una RTU Sicam A8000 ubicado en la Subestación Salinas, adicionalmente se diseñan varias interfaces en el SCADA para visualizar los disparos y alarmas emitidos por los IEDs de protección, producto de la realización de las diferentes pruebas de comunicación e inyección de valores analógicos.

Se obtiene como resultados lecturas en tiempo real de valores analógicos y disparos de las protecciones eléctricas reflejadas en el SCADA y en los IEDs, lo que permitió analizar tiempos de respuestas y de ejecución de las funciones de protección y de comunicación se encontraran dentro de lo que estipula la normativa IEEE PC37.1/D1.9, lo estipulado por el fabricante y protocolos de comunicaciones industriales utilizados, evaluando mediante porcentajes la operación correcta de las funciones que poseen los equipos.

Palabras Claves: SCADA, IEDs, RTU, IEC 60870-5-104.

ABSTRACT

In this work, the implementation of a test module and the automation of three medium-voltage motorized disconnectors are carried out, which through a monitoring system, control and data acquisition (SCADA), monitor the digital states of these equipment., for which ZIV, Arcteq protection IEDs, an RTU are used NovaTech Orion LXm and a test kit for Megger SMRT410 protection IEDs, with which injection tests of currents, voltages and frequencies are carried out, causing trips in the IEDs, which, through the analysis of data frames in Wireshark, oscillography and time stamp reflected in the SCADA server it is possible to determine the team's action time against the triggers. Communication using the IEC 60870-5-104 protocol between the RTU and the SCADA software in the Axon Builder tool (Server and Client) makes it possible to remotely manage the operation of motorized disconnectors through an interface on a computer, for which an electrical panel with a Sicam A8000 RTU located in the Salinas Substation was implemented. Additionally, several interfaces are designed in the SCADA to visualize the trips and alarms emitted by the protection IEDs as a result of carrying out the different communication tests and injection of values analog.

As a result, real-time readings of analog values and trips of the electrical protections reflected in the SCADA and in the IEDs are obtained, which allowed analyzing response and execution times of the protection and communication functions that were within what stipulates the IEEE PC37.1 / D1.9 standard, as stipulated by the manufacturer and the industrial communication protocols used, evaluating by percentages the correct operation of the functions that the equipment has.

Key Words: SCADA, IEDs, RTU, IEC 60870-5-104.

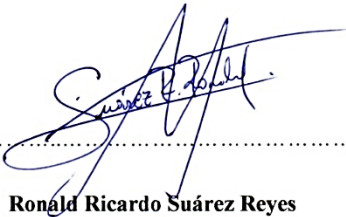
DECLARACIÓN

El contenido del presente Trabajo de Titulación es de nuestra responsabilidad; el patrimonio intelectual del mismo pertenece a la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Jeniffer Jaime

Jeniffer Julissa Jaime Cruz

AUTOR



Ronald Ricardo Suárez Reyes

AUTOR

TABLA DE CONTENIDO

ITEM	
AGRADECIMIENTO	i
DEDICATORIA	ii
APROBACIÓN DEL TUTOR	iii
TRIBUNAL DE GRADO	iv
RESUMEN	v
ABSTRACT	vi
DECLARACIÓN	vii
TABLA DE CONTENIDO	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	xii
ÍNDICE DE TABLAS	xix
LISTA DE ANEXOS	xxi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
GENERALIDADES DE LA PROPUESTA	2
1.1 ANTECEDENTES	2
1.2 JUSTIFICACIÓN	3
1.3 OBJETIVOS	4
1.3.1 OBJETIVO GENERAL	4
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	4
1.4 RESULTADOS ESPERADOS	4
1.5 METODOLOGÍA	6
1.5.1 INVESTIGACIÓN EXPERIMENTAL	6
1.5.2 INVESTIGACIÓN APLICADA	6
1.5.3 INVESTIGACIÓN BIBLIOGRAFICA	6
CAPÍTULO II	8
LA PROPUESTA	8
2.1 MARCO CONTEXTUAL	8
2.2 MARCO CONCEPTUAL	9
2.2.1 Protocolo de comunicación	9
2.2.2 Modelo OSI (Interconexión de sistemas abiertos)	9
2.2.3 Protocolo TCP (Protocolo de Control y Transmisión)	10
2.2.4. FTP (Protocolo de Transferencia de Archivos)	10
2.2.5. IP (Protocolo de Internet)	11
2.2.5.1. Direcciones IP	11
2.2.5.2. Máscara de Subred	11
2.2.5.3. Puerta de enlace o Gateway	11

2.2.6. Protocolo DNP3 (Distributed Network Protocol versión 3)	11
2.2.6.1. Objetos en DNP3	12
2.2.7 IEC 61850 (International Electrotechnical Commission)	13
2.2.7.1 Tipos de Archivos SCL (Substation Configuration Language) ...	14
2.2.7.2 Modelo Jerárquico de Datos	14
2.2.7.3 Nodos Lógicos	15
2.2.7.4 Objeto de Datos (DO)	15
2.2.7.5 Functional Constraints (FC)	16
2.2.7.6 DataSets	16
2.2.7.7 Report Control Block (RCB)	17
2.2.7.8 GOOSE Control Block (GoCB)	17
2.2.7.9 GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Event)	17
2.2.7.10 Arquitectura de una Subestación Eléctrica	18
2.2.7.11 Control	19
2.2.8 IEC 60870-5-104	19
2.2.8.1 Causa de transmisión (COT)	20
2.2.8.2 Objetos de Información (IOA)	20
2.2.9 Par Trenzado	21
2.2.10 Red LAN (Local Area Network)	22
2.2.11 Niveles de Control de una Subestación Eléctrica	23
2.2.12 Sistema SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos)	25
2.2.12.1 Funciones de un sistema SCADA	25
2.2.13 IED (Dispositivo Electrónico Inteligente)	25
2.2.14 Relé de protección	26
2.2.15 RTU (Unidad Terminal Remota)	26
2.2.16 Sistemas Trifásicos	26
2.2.17 Protecciones Eléctricas en Media Tensión (MT)	28
2.2.17.1 Protección Sobrecorriente Instantánea Fase y Neutro (ANSI 50 y 50N)	28
2.2.17.2 Protección Sobrecorriente Temporizada Fase y Neutro (ANSI 51 y 51N)	28
2.2.17.3 Protección de frecuencia (ANSI 81)	29
2.3 MARCO TEÓRICO	30
CAPITULO III	32
DESARROLLO DE LA PROPUESTA	32

3.1 COMPONENTES FÍSICOS	32
3.1.1 Switch.....	32
3.1.2 Rack de piso abierto	33
3.1.3 Cable de red ethernet	33
3.1.4 Terminal RJ-45	34
3.1.5 Testeador cable de red	35
3.1.6 Marquilladora.....	35
3.1.7 RTU OrionLXm.....	36
3.1.8 RTU Sicam A8000	37
3.1.9 Relé de Protección ZIV 2IRX.....	39
3.1.10 Relé de Protección Arcteq AQF350A	40
3.1.11 Relé de Protección Diferencial ZIV 8IDV	41
3.1.12 Seccionadores Motorizados	43
3.1.13 Maleta de Inyección Megger SMRT410	44
3.1.14 Luces Pilotos.....	45
3.1.15 Pulsadores	46
3.1.16 Selector	46
3.1.17 Breaker	46
3.1.18 Borneras	47
3.2 COMPONENTES LÓGICOS.....	47
3.2.1 ZiverCID	48
3.2.2 ZivercomPlus	48
3.2.3 AQtivate 300.....	49
3.2.4 SICAM WEB	49
3.2.5 NCD3 NovaTech Configuration Director (NCD)	50
3.2.6 Axon Builder (AB).....	50
3.2.7 IEDScout	51
3.2.8 Wireshark.....	51
3.2.9 AutoCAD Electrical.....	52
3.3 DISEÑO DE LA PROPUESTA	52
3.3.1 Diseño del Esquema Eléctrico	53
3.3.2 Diseño de Red.....	54
3.3.3 Topología de comunicaciones	55
3.3.5 Diseño e Implementación Tablero eléctrico para el control de los Seccionadores Motorizados.	58

3.3.6 Configuración equipos	61
3.3.6.1 Configuración switch Huawei S2710.....	62
3.3.6.2 Configuración IEDs ZIV mediante IEC 61850	63
3.3.6.3 Configuración IED Arcteq AQF350A mediante IEC 61850.....	73
3.3.6.4 Configuración RTU NovaTech OrionLXm.....	76
3.3.6.5 Configuración control de los seccionadores motorizados	84
3.3.6.6 Diseño SCADA	97
3.3.6.7 Configuración Servidor SCADA “Axon Builder Server Config”	109
3.3.6.8 Carga de configuración de IEDs y RTU Orion LXm.....	117
3.3.7 Costo de la Propuesta	118
CAPITULO IV	120
PRUEBAS Y RESULTADOS	120
4.1 Prueba de Comunicación entre IEDs, RTU y sistema SCADA	120
4.2 Prueba Control de Seccionadores Motorizados	126
4.3 Prueba de Medición Valores Analógicos	130
4.4 Prueba de Sobrefrecuencia y Subfrecuencia (ANSI 81M y 81m).....	138
4.5 Prueba Mensajería Goose entre IEDs	144
4.6 Prueba protocolo IEC 61850 mediante el software IEDScout	153
4.7 Prueba de estados entradas, salidas y mandos digitales.....	157
CONCLUSIONES.....	165
RECOMENDACIONES.....	167
BIBLIOGRAFIA.....	169
ANEXOS	172

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Tipos de peticiones en DNP3	13
Figura 2: Modelo jerárquico de datos en el estándar IEC 61850.....	14
Figura 3: Estructura Nodo Lógico, Objeto de Dato, Atributo.	16
Figura 4: Esquema de Comunicación Goose publicador-suscriptor.....	18
Figura 5: Arquitectura de una Subestación Eléctrica.....	18
Figura 6: Servicio de control cliente-servidor.	19
Figura 7: Cabecera Trama de datos del protocolo IEC 104.....	20
Figura 8: Cable par trenzado norma TIA/EIA T568A Y T568B.....	22
Figura 9: Niveles de control de una subestación eléctrica.....	24
Figura 10: Tensiones Forma fasorial, en función del tiempo.	27
Figura 11: Diagrama funcional protección eléctrica de frecuencia.	29
Figura 12: Switch Huawei s2710-52p-si-ac.....	32
Figura 13: Cable de Red Cat. 6A S/FTP.....	33
Figura 14: Testeador cable ethernet.....	35
Figura 15: Marquilladora.....	35
Figura 16: RTU NovaTech OrionLXm.	37
Figura 17: RTU Sicam A8000 Series CP8021.	38
Figura 18: IED de protección ZIV 2IRX.	39
Figura 19: IED de protección AQF350A.....	40
Figura 20: Puertos de comunicaciones IED de protección ZIV 8IDV.	42
Figura 21: Seccionadores de Media Tensión (Equipo de Fuerza).....	43
Figura 22: Vista Interna Tablero de Fuerza.	44
Figura 23: Maleta de Inyección Megger SMRT410.	45
Figura 24: Luces piloto.....	45
Figura 25: Pulsadores.....	46
Figura 26: Selector 2 posiciones.....	46
Figura 27: Breakers eléctricos.	47
Figura 28: Borneras de conexión.	47
Figura 29: Software ZiverCID.....	48
Figura 30: Software de configuración ZivercomPlus.	48

Figura 31: Software AQtivate 300.....	49
Figura 32: Vista Principal Web Server Sicam Web.	49
Figura 33: NovaTech Configuration Director (NDC).	50
Figura 34: Axon Builder Server Config.	51
Figura 35: Software IED Scout.....	51
Figura 36: Herramienta Wireshark.	52
Figura 37: AutoCAD Electrical.	52
Figura 38: Diseño área módulo de pruebas.	56
Figura 39: Implementación Módulo de Pruebas de IEDs.....	58
Figura 40: Diseño Tablero de Control Seccionadores Motorizados.....	60
Figura 41: Ubicación tablero de control seccionadores motorizados.	61
Figura 42: Diagrama de bloques desarrollo de la propuesta.....	62
Figura 43: Líneas de comandos configuración interfaz ethernet en el switch.....	62
Figura 44: Descarga del archivo CID servidor web del IED ZIV2IRX.	63
Figura 45: Ventana general software ZiverCID.	63
Figura 46: Ventana de configuración dataSets.	64
Figura 47: Asignación de un atributo de dato a un dataSet.	65
Figura 48: Nodo lógico LLN0 de los IEDs ZIV.....	66
Figura 49: Configuración de un BRCB desde el software ZiverCID.	67
Figura 50: Ventana suscripción Goose IEDs ZIV.	69
Figura 51: Ruta para configurar señales del nodo lógico GIGGIO1.	71
Figura 52: Asignación señal interna al nodo GIGGIO1 para recepción de Goose.	71
Figura 53: Configuración Parámetros de comunicación.....	72
Figura 54: Activación IEC 61850 en el IED AQF350A desde el servidor web..	73
Figura 55: Ventana Principal AQtivate 300 y ventana de protocolos de comunicaciones.....	74
Figura 56: Crear nuevo dataSet en el IED AQF350A.	74
Figura 57: Asignación de atributos de datos a un dataSet, IED AQF350A.....	75
Figura 58: Configuración de un URCB en el IED AQF350A.....	75
Figura 59: Configuración de un GoCB en el IED AQF350A.	76
Figura 60: Selección del Hardware (RTU Orion LXm).	77

Figure 61: Configuración Protocolo de red en la RTU NovaTech.	77
Figura 62: Selección del protocolo de comunicación IEC 61850.	78
Figura 63: Configuración puerto IEC 61850 en la RTU Orion LXm.	78
Figura 64: Configuración de RCB en la RTU Orion LXm.	79
Figura 65: Direccionamiento de Señales IEC 61850 a la RTU.	80
Figura 66: Selección del protocolo de comunicación IEC 60870-5-104 Slave...	80
Figura 67: Configuración parámetros puerto IEC 104 Slave.	81
Figura 68: Configuración dispositivo esclavo mediante IEC 104 Slave.	82
Figura 69: Señales a reportar por IEC 6087-5-104 Slave al SCADA.	84
Figura 70: Topología de comunicaciones control de seccionadores motorizados.	85
Figura 71: Vista general Sicam Web.	86
Figura 72: Creación señales E/S en la RTU Sicam A8000.	87
Figura 73: Asignación de entradas digitales al módulo DI-8112.	87
Figura 74: Parámetros señales de entradas digitales módulo DI-8112.	88
Figura 75: Parámetros señales de mandos digitales módulo DO-8212.	89
Figura 76: Selección Protocolo de comunicaciones DNP3	89
Figura 77: Selección interfaz ethernet RTU Sicam A8000.	90
Figura 78: Configuración direcciones estación maestra y esclava.	91
Figura 79: Configuración conexión DNP3 en la RTU Sicam A8000.	91
Figura 80: Configuración señales de entradas digitales mediante DNP3 Slave. .	93
Figura 81: Configuración mandos digitales mediante DNP3 Slave.	94
Figura 82: Configuración Puerto DNP3 Master.	95
Figura 83: Configuración DNP3 Slave.	96
Figura 84: Configuración mandos digitales mediante el protocolo DNP3.	97
Figura 85: Vista General Axon Builder Client.	99
Figura 86: Configuración cuadros de texto en el SCADA.	100
Figura 87: Configuración estados digitales en el SCADA.	100
Figura 88: Pasos para configurar un mando digital en el SCADA.	101
Figura 89: Configuración de estados del objeto interruptor.	101
Figura 90: Diagrama de bloques, pantallas del SCADA.	102
Figura 91: Pantalla de ingreso al SCADA.	102

Figura 92: Indicadores y opciones pantalla principal SCADA.....	103
Figura 93: Sección de la pantalla principal del SCADA para lecturas de valores del IED ZIV 8IDV.	104
Figura 94: Pantalla Medición de Valores Analógicos en el SCADA.	104
Figura 95: Pantalla monitoreo de comunicación entre los IEDs módulo de pruebas.	105
Figura 96: Pantalla de monitoreo de estados digitales.....	106
Figura 97: Pantalla de supervisión y control de los seccionadores motorizados.	106
Figura 98: Pantalla de Alarmas en el SCADA.	107
Figura 99: Panel de alarmas Seccionadores Motorizados.	108
Figura 100: Panel de eventos históricos en el SCADA Modulo Pruebas.	108
Figura 101: Vista general software Axon Builder Server Config.	109
Figura 102: Configuración Canal IEC 60870-5-104.	110
Figura 103: Canal Configurado mediante IEC 60870-5-104.....	111
Figura 104: Configuración Access Name.....	112
Figura 106: Configuración Estados Digitales.....	113
Figura 105: Configuración valores analógicos en el servidor Axon Server.	113
Figura 107: Configuración mando digital mediante el protocolo IEC 104.	114
Figura 108: Creación de un usuario en Axon Builder Server Config.....	115
Figura 109: Ruta para crear la base de datos en la herramienta Axon Database.	115
Figura 110: Creación Base de Datos en PostgreSQL.	116
Figura 111: Configuración - Testeo Conexión con la Base de Datos.....	116
Figura 112: Estructura de la Base de Datos ModPruebas.....	117
Figura 113: Carga archivo .ncd RTU NovaTech.....	117
Figura 114: Comunicación establecida mediante IEC 61850 entre los IEDs y la RTU NovaTech Orion LXm.	121
Figura 115: Comunicación entre el IED ZIV 2IRX y la RTU del módulo de pruebas mediante IEC 61850.	121
Figura 116: Comunicación entre el IED ZIV 8IDV con la RTU del módulo de pruebas mediante IEC 61850.	122

Figura 117: Comunicación mediante IEC 60870-5-104 Master entre el SCADA y la RTU.....	122
Figura 118: Verificación de estado de señales y alarmas en la RTU.	123
Figura 119: Verificación de estado de señales y alarmas en el servidor de pruebas (Axon Server).....	123
Figura 120: Señales en estado invalido en el SCADA.	124
Figura 121: Ping a la dirección IP del IED ZIV 8IDV.	124
Figura 122: Tiempo de latencia obtenido para la RTU Orion LXm.....	125
Figura 123: Tiempos de latencia promedio IEDs módulo de pruebas.....	125
Figura 124: Conexión establecida mediante el protocolo DNP3 entre la RTU Sicam A8000 y la RTU Orion LXm.	126
Figura 125: Estados digitales de los seccionadores motorizados en la RTU.....	127
Figura 126: Ejecución orden de Apertura o Cierre desde el SCADA.	127
Figura 127: Ejecución exitosa mandos de control apertura y cierre emitidos a los seccionadores motorizados desde el SCADA Local.	128
Figura 128: Orden de mando digital reflejada en la RTU Sicam A8000.	128
Figura 129: a) Seccionador motorizado en estado cerrado. b) RTU Sicam A8000 operativa instalada en la S/E Salinas.....	129
Figura 130: Ajuste Relación de Transformación para el IED ZIV 8IDV en el software ZivercomPlus.....	131
Figura 131: Inyección de valores analógicos para el IED ZIV 2IRX.....	131
Figura 132: Valores de voltajes y corrientes trifásicas leídos en el IED AQF350A.....	132
Figura 133: Valores de corrientes y ángulos de cada fase leídos en el IED ZIV 2IRX.....	132
Figura 134: Valores analógicos del IED ZIV 2IRX reflejados en la RTU mediante el protocolo IEC 60870-5-104 Esclavo.	133
Figura 135: Valores analógicos mostrados en el SCADA correspondientes al IED AQF350A.....	133
Figura 136: Valores analógicos mostrados en el SCADA correspondientes al IED ZIV 2IRX.	134
Figura 137: %error medición de valores analógicos IED ZIV 8IDV.....	136

Figura 138: %error medición valores analógicos IED AQF350A.....	136
Figura 139: %error medición valores analógicos IED ZIV 2IRX.	136
Figura 140: Zivercom Plus ajuste función de sobrefrecuencia IED ZIV-2IRX.	138
Figura 141: Ajuste función de sobrefrecuencia IED Arcteq AQF350A.....	138
Figura 142: Esquema de prueba para la función de Sobrefrecuencia y Subfrecuencia.....	139
Figura 143: Inyección de voltaje trifásico con una frecuencia superior al ajustado.	140
Figura 144: Inyección de voltaje trifásico con una frecuencia inferior al umbral ajustado.	140
Figura 145: Disparo por baja frecuencia reflejado en la RTU mediante IEC 104.	141
Figura 146: Pickup y Disparo por baja frecuencia reflejado en el servidor SCADA.	141
Figura 147: Reporte de alarma por baja frecuencia en el sistema SCADA.....	142
Figura 148: Oscilografía disparo por baja frecuencia en el IED ZIV 2IRX.....	142
Figura 149: Ajuste de la protección ANSI 50 en el IED ZIV 8IDV.	144
Figura 150: Inyección secundaria de corriente devanado 2 IED ZIV 8IV.	144
Figura 151: Esquema de prueba mensajería Goose entre IEDs.....	145
Figura 152: Configuración entradas GIGGIO1 Ind17-19 en el IED suscriptor.	145
Figura 153: Verificación envío de mensaje Goose desde el IED publicador. ...	146
Figura 154: Verificación recepción de Goose IED suscriptor.....	146
Figura 155: Verificación de recepción de Goose mediante el servidor web del IED suscriptor.	146
Figura 156: Disparos de la protección ANSI 50 mediante mensajería Goose reflejados en la RTU.	147
Figura 157: Disparos y mensajes Goose en el visualizador de eventos del SCADA.	147
Figura 158: Visualización en el SCADA indicadores de recepción mensajes Goose.....	148
Figura 159: Alarma en el SCADA al recibir los disparos por la protección ANSI 50 mediante Goose.....	148

Figura 160: Trama de datos de mensajería Goose capturada mediante Wireshark.	149
Figura 161: Capa de enlace de datos de una trama Goose.....	149
Figura 162: Capa de Aplicación de una trama Goose.	150
Figura 163: Estados digitales reflejados en la trama Goose.	150
Figura 164: Comparación entre el tiempo de disparo por Goose y un disparo mediante una señal cableada.	152
Figura 165: Acceso a la configuración IEC 61850 del IED AQF350A mediante IEDScout.	153
Figure 166: Verificación de señales del dataSet Medidas mediante IEDScout.	154
Figura 167: Lectura de valores de corrientes y tensiones desde los nodos lógicos CMMXU1 y VMMXU1 del IED AQF350A.	155
Figura 168: Disparo por baja frecuencia reflejado en el nodo lógico FRPTUF2 del IED AQF350A.	155
Figura 169: Disparos por la protección ANSI 50 reflejados en el GoCB del IED ZIV 8IDV.	156
Figura 170: Estado Cerrado “1 lógico” reflejado la RTU, IED ZIV 2IRX.	157
Figura 171: Estado “Abierto” Interruptor 52F11.	158
Figura 172: Estado “Abierto” Interruptor 52F11.	158
Figura 174: Confirmación ejecución mando digital desde el sistema SCADA.	159
Figura 173: Ejecución Mando Digital desde el sistema SCADA.	159
Figura 176: Alarma emitida desde el SCADA ejecución exitosa comando de apertura.....	160
Figura 175: Alarma en el SCADA accionamiento salida digital.....	160
Figura 178: Activación mando de cierre en la RTU IED ZIV 2IRX.	161
Figura 177: Activación mando de apertura en la RTU IED AQF350A.	161
Figura 179: Ejecución mando “cerrar” IED ZIV 2IRX.	161
Figura 180: Análisis de una trama de datos al momento de la ejecución de un mando digital.....	162
Figura 181: Tiempo de ejecución mandos digitales desde el módulo de pruebas hacia el SCADA.	164

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Ejemplo de nodos lógicos en el estándar IEC 61850	15
Tabla 2: Functional Constraints (FC)	16
Tabla 3: Valores de Causa de Transmisión (COT)	20
Tabla 4: Información IEC 104 en la dirección de monitoreo y control	21
Tabla 5: Ejemplos de Protecciones Eléctricas en MT.....	28
Tabla 6: Datos Técnicos Switch Huawei S2710-52P-SI-AC.....	32
Tabla 7: Características Técnicas Cable de Red CAT. 6A S/FTP	34
Tabla 8: Shielded Plug RJ-45 CAT. 6A.....	34
Tabla 9: Formato de etiquetado cables eléctricos y de comunicaciones.....	36
Tabla 10: Datos Técnicos RTU NovaTech OrionLXm.	37
Tabla 11: Características Técnicas RTU Sicam A8000 Series.	38
Tabla 12: Datos Técnicos Relé de Protección ZIV 2IRX.	40
Tabla 13: Datos Técnicos Relé de Protección Arcteq AQF350A.....	41
Tabla 14: Datos Técnicos Relé de Protección Diferencial 8IDV.	43
Tabla 15: Datos Técnicos Seccionadores Media Tensión.	44
Tabla 16: Datos Técnicos Maleta de inyección Megger SMRT410.	45
Tabla 17: Cálculo de consumo potencia e intensidad.	53
Tabla 18: Intensidad máxima conductores eléctricos de cobre [34].....	54
Tabla 19: Direcciones IP utilizadas para los equipos de la propuesta.	55
Tabla 20: Ajuste de un BRCB de señales de disparos.	68
Tabla 21: Configuración de un GoCB para el ED suscriptor y publicador.	72
Tabla 22: Parámetros de configuración de la RTU protocolo IEC 104 Slave.	83
Tabla 23: Parámetros de conexión DNP3 en la RTU Sicam A8000.	92
Tabla 24: Ajustes Entradas Digitales mediante el protocolo DNP3.	94
Tabla 25: Ajuste Mandos Digitales mediante el protocolo DNP3.....	94
Tabla 26: Comparación sistemas SCADA.....	98
Tabla 27: Indicadores estado de comunicación IED y protocolos utilizados. ...	105
Tabla 28: Estados Digitales en el SCADA.	105
Tabla 29: Valores de Eventos mostrados en el panel de alarmas del SCADA. .	108
Tabla 30: Costo de IEDs a utilizar.	118

Tabla 31: Costo de Licencias de Software.....	118
Tabla 32: Costos de elementos.....	119
Tabla 33: Costo Final de la Propuesta.	119
Tabla 34: Indicadores de conexión RTU y sistema SCADA.....	120
Tabla 35: Tiempos de ejecución de mandos digitales en la RTU Sicam A8000.	130
Tabla 36: Valores de RT ajustados para los IEDs ZIV 2IRX y AQF350A.	131
Tabla 37: Valores teóricos inyectados y valores obtenidos en el SCADA, IED ZIV 8IDV.....	134
Tabla 38: Valores teóricos inyectados y valores obtenidos en el SCADA, IED ZIV 2IRX.	135
Tabla 39: Valores teóricos inyectados y valores obtenidos en el SCADA, IED AQF350A.....	135
Tabla 40: Tabla comparativa % de medición obtenido en los IEDs.	137
Tabla 41: Ajuste de la función de protección de baja frecuencia en los IEDs ZIV 2IRX y Arcteq AQF350A.	139
Tabla 42: Tiempo de disparos por la protección ANSI 81M y 81m en el IED Arcteq AQF350A.....	143
Tabla 43: Paquetes de datos capturados mediante Wireshark de una trama de datos al realizar la prueba Goose.	151
Tabla 44: Tiempos de Disparo Sobrecorriente Inst. mediante mensajería Goose.	152
Tabla 45: Señales incluidas en el dataSet Medidas del IED AQF350A.	154
Tabla 46: Señales del GoCB del IED ZIV 8IDV.....	156
Tabla 47: Estados del Objeto Interruptor en el SCADA.....	158
Tabla 48: Señales digitales a reflejarse en la RTU (Mandos).....	160
Tabla 49: Tiempos de respuestas obtenidos al ejecutar desde el SCADA los mandos digitales.....	163

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1: Levantamiento del número de IEDs subestaciones de CNEL EP UN. STE	171
Anexo 2: Distribución IEDs en el módulo de pruebas	172
Anexo 3: Fotografías implementación módulo de pruebas	173
Anexo 4: Plano conexiones eléctricas IED ZIV 8IDV	174
Anexo 5: Plano conexiones eléctricas AC módulo de pruebas	175
Anexo 6: Topología de comunicaciones módulo de pruebas	176
Anexo 7: Plano conexiones eléctricas IED AQF350A	177
Anexo 8: Plano de conexiones en la RTU Sicam A8000	178
Anexo 9: Implementación módulo de pruebas con el SCADA Local en el COD-STE	179
Anexo 10: Realización de pruebas de comunicaciones e inyección de corrientes bajo supervisión	179
Anexo 11: Medición 125VDC, E/S digitales IEDs	180
Anexo 12: Medición de voltaje DC a la salida de maleta de inyección	180
Anexo 13: Vista Tablero Control Seccionadores Motorizados	180
Anexo 14: Operación desde el SCADA seccionadores motorizados por parte del operador del Centro de Control	180
Anexo 15: Pantalla SCADA monitoreo seccionadores motorizados	181
Anexo 16: Lectura de valores analógicos desde el SCADA	181
Anexo 17: Lectura de estados digitales en el SCADA	182
Anexo 18: Lógica de programación disparos IED AQF350A.....	182
Anexo 19: Tiempos establecidos por la norma IEEE PC37.1/D1.9 SCADA y sistemas de Automatización	183
Anexo 20: Norma IEEE Std 1547.2, tiempo de despeje de falla eléctrica	184
Anexo 21: Norma IEEE Std 1547.2, tiempo de despeje falla de frecuencia	184
Anexo 22: Formato consideraciones iniciales para realizar pruebas a los IEDs .	185
Anexo 23: Pruebas de mandos digitales realizados en el módulo de pruebas	186

INTRODUCCIÓN

El crecimiento tecnológico y la innovación del mercado en el surgimiento de nuevas tecnologías en las funciones de protecciones y protocolos de comunicaciones para el sector eléctrico o industrial juega un papel muy importante ya que es necesario que los equipos que conforman una subestación o sistema eléctrico se encuentren operando en los rangos permitidos por los fabricantes, estándares o normas internacionales, por lo cual se implementa un módulo de pruebas para dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) de protección, en el cual se pueda poner a prueba el funcionamiento, tiempos de ejecución y configuración de los protocolos de comunicaciones de un IED antes de ser instalado en su sitio de operación, para corregir con anterioridad cualquier evento anormal.

La propuesta consta de cuatro capítulos, en el capítulo uno se especifican hechos preliminares tales como antecedentes, justificación, objetivos, resultados esperados y metodología, dando a conocer la problemática que acontece al no poner a prueba previamente un IED en el ámbito de protecciones y gestión de comunicaciones.

El capítulo dos se enfoca en el marco contextual, marco conceptual, marco teórico detallando conceptos relevantes, publicaciones de revistas e investigaciones afines, lo cual permite un entendimiento y contribución al desarrollo del proyecto.

En el capítulo tres se muestra el desarrollo de la propuesta, descripción y funcionalidad de los IEDs a utilizar, diseños previos de la propuesta, configuración de los diferentes protocolos de comunicaciones industriales utilizados y el diseño de las interfaces del sistema SCADA en la herramienta Axon Builder el cual permite la gestión de valores y alarmas de acuerdo con las pruebas que se efectúen.

En el capítulo cuatro se detallan cada una de las pruebas realizadas, porcentajes de errores obtenidos de los valores analógicos e intervalos de tiempos alcanzados al comparar los tiempos entre el IED y el sistema SCADA, además la supervisión y control desde el SCADA de los seccionadores motorizados ubicados en alimentadores de distribución de energía eléctrica de la subestación Salinas perteneciente a la empresa CNEI EP UN. STE.

CAPÍTULO I

GENERALIDADES DE LA PROPUESTA

1.1 ANTECEDENTES

La Empresa Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad Unidad de Negocio Santa Elena (CNEL EP UN. STE), actualmente cuenta con 18 subestaciones eléctricas equipadas con Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs), con un total de 221 IEDs distribuidos en cada uno de los 73 alimentadores de distribución de energía eléctrica y 10 seccionadores motorizados ubicados a nivel de barras en las subestaciones eléctricas (Ver Anexo 1) proporcionando así el servicio de energía eléctrica, cubriendo la demanda existente del sector eléctrico industrial y residencial.

CNEL EP UN. STE cuenta con un Centro de Operaciones de Distribución (COD), equipado con dos sistemas SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) uno a nivel nacional llamado DMD (Diagrama Mímico Dinámico) y uno como sistema de contingencia llamado OaSyS, los cuales entraron en funcionamiento en el año 2016, estos sistemas monitorean en tiempo real parámetros de los IEDs instalados en las subestaciones eléctricas, alarmas del sistema de subtransmisión, eventos que ocurren en alimentadores y hechos suscitados por consecuencia de planes de maniobras realizados en las subestaciones eléctricas o en el campo.

Para garantizar una operación adecuada de los IEDs de medición y protección es de vital importancia probarlos, simulando ambientes muy similares a las que ocurren en las fallas de los alimentadores de subestaciones eléctricas de tal manera que se pueda garantizar que la respuesta ante eventos fuera de lo normal es la esperada de acuerdo a los ajustes de protección programados para cada función de protección, dichas pruebas de ajustes de protecciones y comunicaciones se realizan hoy en día en el alimentador de la subestación eléctrica donde es instalado el IED, dando lugar a una cierta incertidumbre en tener resultados positivos acerca del funcionamiento del IED, ya que al no operar una protección en un tiempo de operación determinado puede dar lugar a desconexiones en cascada, afectando así el suministro eléctrico

que se brinda a los usuarios y ocasionando el aumento de los índices de desconexiones los cuales miden la calidad de energía eléctrica que brinda la empresa CNEL EP UN. STE.

CNEL STE en su área de concesión tiene instalados seccionadores motorizados para “aislar” el servicio de energía eléctrica en caso de alguna falla en una línea o para efectuar trabajos de mantenimiento en la red eléctrica, estos equipos en su mayoría hoy en día no se encuentran automatizados con el respectivo mecanismo motorizado, por lo que operan de manera manual mediante una pértiga, implicando una demanda de tiempo y desplazamiento del personal encargado hacia el sitio donde se encuentran los seccionadores para realizar la apertura o cierre de forma manual, pudiendo ocasionar en ciertos caso que el equipo quede mal accionado o que se pueda producir una falla eléctrica consecuencia de un contacto erróneo entre la pértiga y un equipo de potencia que se encuentre cercano a estos elementos.

1.2 JUSTIFICACIÓN

Dadas las condiciones de automatización actuales en subestaciones eléctricas y sistemas de distribución se ve la necesidad de automatizar el mecanismo de accionamiento de tres seccionadores motorizados e integrarlos al sistema SCADA Local, para que de esta manera se realice la operación desde el Centro de Control, mitigando de esta manera un porcentaje de error al realizar el accionamiento manual de los seccionadores teniendo como beneficio un ahorro de tiempo y seguridad por parte del personal que realiza estas maniobras.

Con la implementación de un módulo de pruebas en donde se puedan realizar ensayos necesarios de tiempos de actuación de las protecciones eléctricas y ajustes de los protocolos de comunicaciones, para que de esta manera los ingenieros del área puedan detectar y corregir cualquier anomalía en los IEDs antes de ser instalados en sitio, con esto se pretende contrarrestar el tiempo de desconexión del alimentador de la subestación eléctrica, ya que el tiempo que estaría fuera de servicio el alimentador sería mínimo debido a que el tiempo sería utilizado para la instalación y pruebas de verificación de cableado de conexión de los IEDs, pudiendo así instalar en el sitio o alimentador un IED que cumpla con los

parámetros indicados por el fabricante, normas internacionales, y parámetros propios del campo de operación del dispositivo. Adicionalmente se puede documentar las pruebas de comunicaciones y tiempos de operaciones de los accionamientos de las protecciones realizadas en el módulo de pruebas como un respaldo de las pruebas realizadas a los IEDs que se instalen.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Implementar un módulo de pruebas para IEDs de protección eléctrica e integración al SCADA Local de tres seccionadores motorizados de media tensión, utilizando redes y protocolos de comunicaciones industriales para comprobar el correcto funcionamiento, tiempos de operación y que los parámetros se encuentren dentro de los rangos permitidos.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Implementar un tablero eléctrico para comunicar los seccionadores motorizados con el SCADA Local mediante la Unidad Terminal Remota Sicam A8000.
- Diseñar e implementar un módulo de pruebas de control, comunicación y arquitectura SCADA que permita realizar pruebas de configuración y comunicaciones con los IEDs.
- Desarrollar un sistema SCADA para obtener alarmas y eventos de los equipos de protección del módulo de pruebas mediante el software Axon Builder.
- Desarrollar una interfaz de usuario en el SCADA Local para el monitoreo y control de las señales digitales correspondientes a los seccionadores motorizados empleando el software Axon Builder.

1.4 RESULTADOS ESPERADOS

Con la implementación del módulo de pruebas para IEDs conjuntamente con el monitoreo a través del SCADA de los equipos de fuerza y control, representados

por seccionadores motorizados ubicados en la subestación Salinas perteneciente a la empresa CNEL EP UN-STE, se confía en alcanzar los siguientes resultados:

- Contar con un módulo de pruebas el cual permita poner a prueba señales analógicas, digitales y comandos de control que poseen los IEDs de protección y que sea de gran ayuda al departamento del COD-STE al momento de que la empresa adquiera un nuevo IED para su ubicación en un alimentador de una subestación eléctrica de su área de concesión.
- Poder llevar a cabo pruebas de comunicación, simulando fallas eléctricas y que estas se reflejen al SCADA del módulo de pruebas diseñado, pudiendo medir los tiempos de respuestas y corregir algún error en los ajustes de comunicación con anterioridad antes de instalar en el lugar del sitio un IED de medición o protección.
- Poder efectuar pruebas con tecnologías y protocolos de comunicaciones actuales como el protocolo IEC61850, mensajería GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) entre IEDs que posean el protocolo Edición 1 o 2, para poder practicar la integración de IEDs mediante este protocolo y que la empresa pueda dar el paso hacia las subestaciones digitales.
- Integrar las señales de estados digitales de los seccionadores motorizados al SCADA Local, y proporcionar una información verdadera de los estados y alarmas de los equipos ubicados en el campo, visualizando además en tiempo real alarmas de fallas adquiridas por la Unidad Terminal Remota (RTU) ubicada en el tablero de control.
- Poder comprobar remotamente a través del SCADA Local el accionamiento de los seccionadores motorizados a los comandos de control apertura y cierre enviados desde el SCADA hacia la RTU.
- Tener como guía el modelo de tablero eléctrico de control de los seccionadores integrados al sistema SCADA Local ubicado en los alimentadores de energía de la subestación Salinas para los demás seccionadores existentes que se encuentren en subestaciones eléctricas o líneas de distribución, y que en un futuro se proceda a integrarlos al sistema SCADA y facilitar la operación de manera remota de estos equipos.

1.5 METODOLOGÍA

Para la implementación del módulo de pruebas para IEDs y la integración al SCADA Local de tres seccionadores motorizados se han seguido las siguientes metodologías:

1.5.1 INVESTIGACIÓN EXPERIMENTAL

Consiste en realizar diferentes tipos de pruebas a los IEDs de protección mediante la inyección secundaria de voltajes y corrientes suministrados por una maleta de pruebas, las cuales son de vital importancia para llevar a cabo el análisis y poder determinar que los valores leídos por los dispositivos se encuentren situados dentro de un rango aceptable de porcentaje de error y pueda ser determinado como un IED que cumple las condiciones necesarias para su puesta en operación.

1.5.2 INVESTIGACIÓN APLICADA

Contar con un módulo de pruebas donde se puede realizar ensayos de protecciones eléctricas, direccionamiento de señales de los IED mediante los protocolos de comunicaciones DNP3, IEC 6080-5-104 o el que esté siendo utilizado hoy en día en los IEDs instalados en las subestaciones eléctricas, configuración y corrección de señales al momento de integrarlas al SCADA, mensajería GOOSE entre IEDs con el protocolo IEC61850, integración de seccionadores al SCADA, lo que permite a los ingenieros del área poder desarrollar nuevos procedimientos en la integración de los dispositivos hacia la RTU y al SCADA, y que estos se puedan aplicar en subestaciones eléctricas que posea la empresa CNEL EP UN. STE.

1.5.3 INVESTIGACIÓN BIBLIOGRAFICA

Esta metodología se basa en poder extraer toda la información relevante de papers, levantamiento de información realizados en las subestaciones eléctricas de CNEL EP UN. STE e investigaciones afines al tema del proyecto, de igual manera de los manuales de operación de los IEDs y software que se utilizan para el desarrollo del presente trabajo, extraer información tales como el mapa de registro de señales analógicas o digitales, información de los protocolos de comunicaciones DNP3,

IEC 60870-5-104 e IEC 61850 según el o los protocolos que maneje el IED o la RTU, además de el voltaje de operación máximo permitido de las entradas analógicas y digitales de estos dispositivos, con el fin de no poner en riesgo la vida útil de los IEDs u ocasionar algún desperfecto en las conexiones del sistema eléctrico.

CAPÍTULO II

LA PROPUESTA

2.1 MARCO CONTEXTUAL

El Centro de Operaciones de Distribución (COD) de CNEL EP UN. STE está encargado del manejo del sistema eléctrico de la Península de Santa Elena y Playas, asimismo, de la automatización de las redes de distribución y de las subestaciones eléctricas de su área de concesión, incluyendo la integración de IEDs, tales como relés de protección y medidores de energía, RTU (Unidad Terminal Remota), reconectores, seccionadores motorizados y todo equipo que sea necesario su monitoreo y gestión, con el propósito de dar cumplimiento o mejorar los indicadores de calidad del suministro eléctrico establecidos por el ente regulador que es el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER).

Este proyecto se efectuará en la empresa CNEL EP UN. STE, específicamente en las instalaciones del departamento Centro de Operaciones, en el cual se designó por el departamento antes mencionado un espacio físico adecuado para poder realizar la implementación del módulo de pruebas que busca un ahorro de tiempo, corrección de errores con anterioridad, ya que hoy en día los dispositivos que adquiere la empresa son instalados en su sitio de operación sin antes haber corroborado su funcionamiento en el ámbito de tiempos de operación de las funciones de protección y tele gestión de los protocolos de comunicaciones de dichos IEDs.

La propuesta tiene como finalidad implementar un módulo de pruebas con IEDs de protección ubicados en un rack de piso abierto de 37UR, acompañado de paneles con pulsadores, selectores y luces pilotos que permitirán simular estados digitales de un interruptor de potencia. Los equipos de fuerza estarán representados por seccionadores de media tensión, instalados en la subestación Salinas, un tablero de fuerza eléctrico que contiene en su interior pulsadores, selectores, y un motor reductor, el control de estos seccionadores se efectúa mediante una RTU, la cual

procesa cada una de las señales de estos equipos y mediante un sistema SCADA se realiza la gestión de manera remota.

De igual manera se realiza el monitoreo y gestión de cada uno de los valores de los IEDs según las pruebas de protección y comunicación que se efectúen, mediante la implementación de un sistema SCADA orientado a sistemas eléctricos denominado Axon Builder.

2.2 MARCO CONCEPTUAL

2.2.1 Protocolo de comunicación

Un protocolo de comunicación se define como una serie de lineamientos o reglas de comunicación cuya función específica sirve para dirigir el intercambio ordenado de datos a través de la red y para suministrar la corrección de errores en la información incomprensible [1].

2.2.2 Modelo OSI (Interconexión de sistemas abiertos)

Capa Física: En esta capa se define todo lo relacionado a las conexiones físicas, hardware y características de los medios de transmisión como pueden ser cable ethernet, cable coaxial, fibra óptica y tipos de conectores.

Capa de enlace de datos: Esta capa se encarga de brindar la interfaz entre la capa física y la capa de red, brinda la integridad de la información, que no existan errores en los datos del receptor, direccionamiento físico (direcciones MAC), topología de la red es decir la forma en que están conectados los dispositivos físicamente por un medio de transmisión puede ser topología en anillo, bus o estrella.

Capa de red: Esta capa es la encargada de proporcionar conectividad, del enrutamiento de los datos, determinar la mejor ruta a seguir para que se establezca una conexión entre el dispositivo de origen y el dispositivo destino resaltando que ambos dispositivos pueden estar en segmentos de redes diferentes.

Capa de Transporte: En esta capa se ofrece el transporte de los datos de una manera confiable, garantiza que los datos sean entregados y estén libre de errores, que no existan paquetes perdidos o datos duplicados.

Capa de Sesión: Esta capa del modelo OSI establece, administra y termina las sesiones de comunicación que consisten en peticiones y respuestas del servicio entre dos aplicaciones ubicadas en dos dispositivos conectados en red [2].

Capa de Presentación: Esta capa garantiza que la información que es enviada hacia la capa de aplicación sea leída por otra aplicación y en un formato de dato adecuado para dicha aplicación. Por ejemplo, existen formatos de datos para audio (wav, mp3, aac), archivos de imagen (tiff, gif, jpeg) y de texto (ASCII) entre otros.

Capa de aplicación: La capa de aplicación es el nivel más cercano al usuario, esta capa brinda el acceso a los servicios de red de las aplicaciones de los usuarios. Algunos ejemplos de aplicaciones a nivel de capa de aplicación: correo electrónico (Gmail, Outlook), transferencia de archivos (FileZilla, Windows FTP Server), hojas de cálculo (Excel, OpenOffice).

2.2.3 Protocolo TCP (Protocolo de Control y Transmisión)

El protocolo TCP (Transmission Control Protocol, protocolo de control de transmisión), este protocolo emplea IP para el transporte de datos, es fiable y está orientado a conexión. Es fiable ya que garantiza que la información que se envía hacia un destino llegue de forma correcta sin errores, de igual manera este protocolo está orientado a conexión puesto que previamente se debe establecer una conexión previa para transmitir los datos de la información entre el dispositivo de origen y destino, una vez que ya no existan datos que transferir finaliza la transmisión y la conexión es cerrada.

2.2.4. FTP (Protocolo de Transferencia de Archivos)

Es un protocolo red a nivel de capa de aplicación, para la transferencia de archivos entre sistemas que están conectados a una red TCP y se basa en el modelo cliente-servidor [3].

2.2.5. IP (Protocolo de Internet)

2.2.5.1. Direcciones IP

Las direcciones IP se utilizan para especificar el destinatario de los datos dentro de una red, son conocidas también como direcciones de internet. Las direcciones IP versión 4 constan de 32 bits, repartidos en 4 octetos de 8 bits cada uno [4]. Cada uno de los 4 octetos de 8 bits de una dirección IP se cambian a número decimal los cuales se separan por puntos, ejemplo de una dirección ipv4: 192.10.192.3.

2.2.5.2. Máscara de Subred

Las máscaras de subred son valores de 32 bits que permiten a los equipos distinguir que parte de la dirección IP de los paquetes es id de red y que otra parte tiene id de host. Un ejemplo, cuando la dirección IP es 140.60.8.26 y la máscara de subred es 255.255.0.0, el id de red es 140.60 y el id de host es 8.26. Es de vital importancia que todos los equipos de una misma red lógica se configuren con la misma máscara de subred y el mismo id de red, con lo cual se eluden problemas de direccionamiento al momento de transmitir la información [5].

2.2.5.3. Puerta de enlace o Gateway

Se define como gateway o puerta de enlace un dispositivo con el que se puede interconectar redes con protocolos de comunicaciones, así como arquitecturas diferentes, en todos los niveles de comunicación [6].

2.2.6. Protocolo DNP3 (Distributed Network Protocol versión 3)

El protocolo de red distribuida está diseñado para mejorar las comunicaciones entre subestaciones y centros de control en lo que respecta a supervisión de sistemas eléctricos remotos. DNP3 posee una arquitectura maestro-esclavo, pero con una serie de mejoras que son intrínsecos del protocolo las cuales permiten determinar situaciones en que es necesario reportar eventos con mayor velocidad tales como: la prioridad de un mensaje, transmisión de respuestas no solicitadas de un dispositivo esclavo, confirmación del mensaje, sincronización de tiempo [7]. DNP

es un protocolo abierto lo que facilita a los distintos proveedores de IEDs poder implementar este protocolo para sus IEDs.

2.2.6.1. Objetos en DNP3

Los siguientes objetos del protocolo DNP3, definen los tipos de datos que se manejan entre la estación maestra y la estación esclavo.

Objeto 1 (Digital Input): Este objeto hace referencia a las entradas digitales, permite la lectura de las entradas digitales que son valores de 1 solo bit.

Objeto 2 (Digital Input Event): Este objeto hace referencia a los eventos de las entradas digitales, es decir el cambio de estado de dicha señal.

Objeto 12 (Digital Output): Hace referencia a las salidas digitales. Se pueden ejecutar comandos en este objeto bajo las siguientes codificaciones select, operate, select and operate y direct operate.

Objeto 30 (Analog Input): En este objeto se hace referencia a las medidas analógicas.

Objeto 41 (Analog Output): Este objeto hace referencia a los mandos analógicos o Set Points, con la característica de que puede admitir funciones idénticas a los mandos digitales.

Objeto 50 (Date and Time): Este objeto permite sincronizar una estampa de tiempo en las estaciones esclavas.

Objeto 60 (Class): Es un objeto a nivel de servicios de la capa de aplicación [8].

DNP3 utiliza 4 capas del modelo EPA que significa Arquitectura de Funcionamiento Mejorada, las cuales son las siguientes: Capa Física, Capa de enlace de datos Capa de pseudotransporte y Capa de Aplicación.

En la capa de Aplicación del protocolo DNP3, se intercambian los mensajes entre la estación maestro y la estación esclava, resaltando que únicamente la estación

maestra es la que puede enviar peticiones a un IED, una estación esclava puede enviar respuestas y solo puede atender una petición de la estación maestro a la vez, a diferencia de la estación maestra que puede recibir respuestas no solicitadas de la estación esclavo.

La figura 1 muestra los tipos de peticiones del protocolo DNP3, esto puede retrasar y sobrecargar la red de comunicaciones, por lo que se debe de optar por tener una red bastante estable, ya que la petición y la respuesta se envían de forma conjunta.

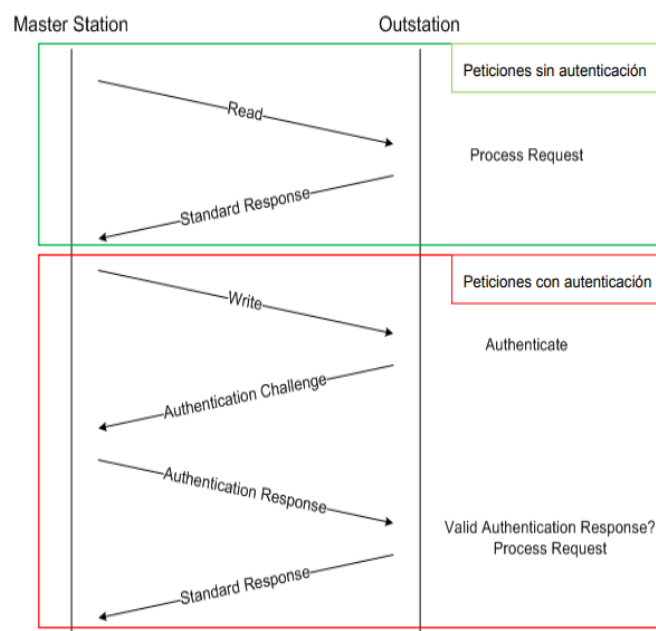


Figura 1: Tipos de peticiones en DNP3 [9].

2.2.7 IEC 61850 (International Electrotechnical Commission)

IEC 61850 es un estándar para la automatización de subestaciones eléctricas, permite la comunicación entre IEDs de una subestación tales como medición, protección y control mediante un protocolo en común, con la finalidad de permitir la interoperabilidad entre fabricantes de IEDs. Dicho estándar únicamente no define un protocolo de comunicación además detalla la topología física de comunicaciones entre IEDs, modelo de datos, configuración y aplicaciones de subestaciones de alta velocidad por ejemplo mensajes Goose entre IEDs, es un estándar clave en la modernización de subestaciones eléctricas.

2.2.7.1 Tipos de Archivos SCL (Substation Configuration Language)

El lenguaje de configuración de la subestación es un formato de archivo basado en XML (eXtensible Markup Language) para describir a los IED, nodos lógicos y propiedades de comunicación.

ICD (IED Capability Description): Contiene todas las funciones del IED.

CID (Configured IED Description): Contiene la configuración del IED y la que necesita el resto del sistema.

IID (Instantiated IED Description): Contiene información preconfigurada.

SCD (System Configuration Description): Contiene la configuración completa de la subestación y secciones de comunicación [10].

2.2.7.2 Modelo Jerárquico de Datos

El estándar IEC 61850 define un modelo de datos, un IED dispone de varios nodos lógicos dentro de un dispositivo lógico, los cuales están relacionados con un dispositivo físico específicamente como se muestra en la figura 2.



Figura 2: Modelo jerárquico de datos en el estándar IEC 61850.

Por ejemplo, si se requiere hacer referencia a la medida de Potencia o a la señal de disparo por sobre frecuencia se deberá hacer referencia de la siguiente manera respectivamente:

TRA01LD1/MMXU1\$MX\$TotW -> Potencia Activa

TRA01LD1/PTOF1\$ST\$Op -> Disparo por Sobre Frecuencia

2.2.7.3 Nodos Lógicos

En el estándar IEC 61850 se asigna un nodo lógico a cada función de un equipo de la subestación eléctrica como puede ser el transformador de potencia, seccionador, interruptor de potencia, funciones de protección, el cual es una representación virtual de los equipos de subestaciones. La tabla 1 muestra varios nodos lógicos que puede contener un IED de una subestación, donde la primera letra hace referencia al equipo de maniobra de la subestación:

Nodos Lógicos			
Nombre	Descripción	Nombre	Descripción
Lxxx	Nodos Lógicos del Sistema	Mxxx	Mediciones analógicas
Pxxx	Funciones de Protección	Yxxx	Transformador de potencia
Gxxx	Funciones Genéricas	Xxxx	Equipo de maniobra, seccionador, interruptor
Cxxx	Supervisión Control	Txxx	Instrumentación del transformador
Ixxx	Interfaz HMI	Sxxx	Supervisión y monitoreo
Qxxx	Eventos calidad de energía	Zxxx	Equipo adicional de un sistema de potencia

Tabla 1: Ejemplo de nodos lógicos en el estándar IEC 61850 [11].

2.2.7.4 Objeto de Datos (DO)

Un nodo lógico contiene objetos de datos que representan los objetos de aplicación de la subestación eléctrica, cada objeto tiene un nombre único los cuales están definidos por el estándar y están relacionados con el propósito que cumplen en la subestación eléctrica. En la gráfica 3 se aprecia el nodo Lógico XCBR 1 que hace referencia a un interruptor de potencia, el objeto de dato “Pos” significa la posición en que se encuentra el interruptor, mientras que “stVal” es el valor que puede tomar el dato que puede ser ON u OFF, ya que es de tipo booleano.

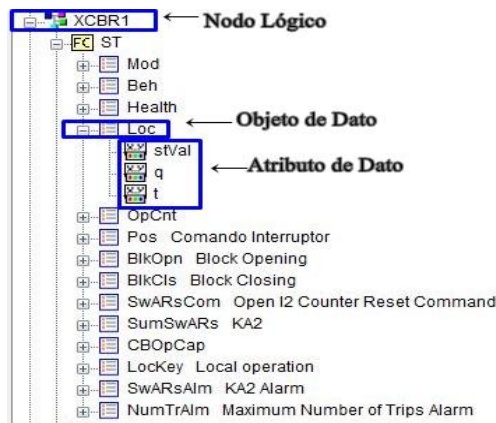


Figura 3: Estructura Nodo Lógico, Objeto de Dato, Atributo.

2.2.7.5 Functional Constraints (FC)

Las restricciones funcionales (FC) son una propiedad de un atributo de datos que caracteriza el uso específico de un atributo.

	FC	Descripción
ST	Atributo de estado	Información de estados digitales
MX	Medidas (valores analógicos)	Información de valores analógicos
SP	Set points	Configuración e información de parámetros
CO	Control	Mandos digitales
CF	Configuración	Información de configuración
DC	Descripción	Información de descripción del nodo lógico o atributo de dato, es de tipo String.

Tabla 2: Functional Constraints (FC) [11].

2.2.7.6 DataSets

En el estándar IEC 6180 un dataSet, es una agrupación de variables o señales, el cual puede ser referenciada desde otros controles de servicios de datos de dicho estándar tales como Report Control Block, Goose Control Block, haciendo uso del nombre del dataSet sin necesidad de hacer un llamado de todas las variables que contiene el dataSet. Normalmente un dataSet se usa en las comunicaciones para la transmisión de información. Los datos que contiene un dataSet son referencias de

los datos del modelo las cuales puedes ser clases, datos o atributos, se pueden agrupar en un dataSet datos en la cual el FC sea de tipo ST, MX, CF, SP, SV.

2.2.7.7 Report Control Block (RCB)

Para transmitir los datos agrupados en un dataSet, se debe de configurar un reporte para el manejo de los datos y especificar como se deben transmitir los eventos a los clientes. Estos reportes son servicios punto a punto en el cual un cliente al suscribirse a un reporte únicamente este recibe el reporte. Generalmente este servicio es usado para cargar información desde equipos de nivel 1 a equipos de nivel 2. Existen dos tipos de reportes de control, Reportes con búfer (BRCB) y sin búfer (URCB), con la diferencia de que el BRCB almacena los eventos durante una interrupción en la comunicación, mientras que el URCB se envía al cambiar los datos y no se almacena durante una interrupción que exista en la comunicación.

2.2.7.8 GOOSE Control Block (GoCB)

Goose Control Block es un servicio de datos de tipo Multicast o multidifusión en el que cierta información del Report Control Block o de un dataSet es publicada en una dirección MAC (Media Access Control) a la que cualquier IED puede acceder con la condición de que maneje el estándar IEC 61850. Este servicio es utilizado en comunicación horizontal es decir entre dispositivos del nivel de bahía (nivel 1), o comunicación vertical que indica comunicación entre los dispositivos del nivel 1 y nivel 2 en la escala de los niveles de control de una subestación eléctrica.

2.2.7.9 GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Event)

Goose se define como un evento de subestación orientado a objetos genéricos, utilizado para comunicaciones en automatización de subestaciones. Goose se ubica en redes ethernet conmutadas para el intercambio rápido de eventos entre IEDs que se encuentran ubicados en subestaciones, el cual maneja direcciones MAC de multidifusión para distribuir la información de los eventos a los IEDs de la subestación. Este servicio opera en únicamente en redes locales el cual imposibilita que un mensaje Goose sea enrutable. Un Goose puede configurarse mediante un

archivo CID, SCL, o mediante el manejo de los bloques de control de los nodos lógicos que posea el IED.

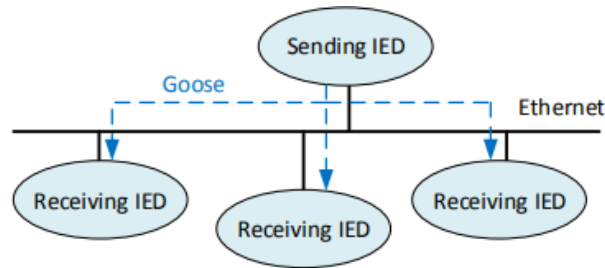


Figura 4: Esquema de Comunicación Goose publicador-suscriptor [11].

2.2.7.10 Arquitectura de una Subestación Eléctrica

La figura 5 muestra una arquitectura singular de una subestación eléctrica, la red de toda la subestación se conecta hacia el exterior (Internet) a través de un gateway seguro, los operadores del centro de control u operadores de subestaciones pueden consultar estados y controlar los dispositivos haciendo uso de la interfaz de servicio de comunicación abstracta (ACSI), dentro de una subestación pueden existir uno o más switches ethernet que pueden conectar los IEDs. El switch de la subestación actúa como medio de la red ethernet con un gran ancho de banda que permite transportar todas las peticiones y respuestas tales como servicios genéricos de la subestación esto incluye GSE, GSSE y GOOSE [12].

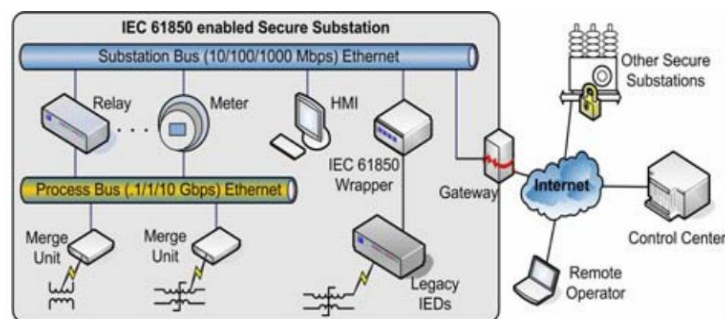


Figura 5: Arquitectura de una Subestación Eléctrica [12].

2.2.7.11 Control

Un modelo de control es el que facilita las opciones necesarias para realizar mandos sobre dispositivos físicos reales, este modelo es importante y es utilizado para realizar el control de dispositivos mediante el envío de mandos digitales, esto equivale a escribir el valor que se desee sobre el dispositivo físico.

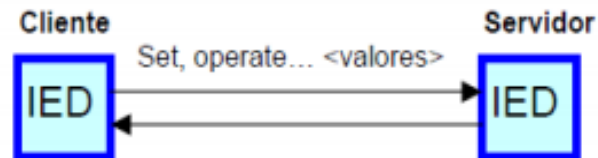


Figura 6: Servicio de control cliente-servidor.

Un modelo de control se puede aplicar a varios dispositivos dependiendo de sus diferentes aplicaciones, se definen distintos modelos de control, según el requisito de la aplicación:

- Direct Control con normal seguridad
- Select Before Operate (SBO) con normal seguridad
- Direct Control con seguridad avanzada
- Select Before Operate con seguridad avanzada

La diferencia entre estos cuatro modelos de datos son las acciones que se ejecutan previo y posteriormente a la ejecución del mando digital, en donde los dos primeros modelos no requieren un envío de la correcta ejecución del mando digital, pero mediante un analizador de tramas se puede corroborar que la ejecución del mando fue efectuada.

2.2.8 IEC 60870-5-104

La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) define los estándares IEC 60870 para dispositivos y sistemas de telecontrol (control de supervisión y adquisición de datos) en ingeniería eléctrica y automatización de sistemas de energía.

El protocolo IEC 104 se implementa en la capa 7 del protocolo TCP/IP, utilizando la unidad de datos del protocolo de aplicación (APDU) y la unidad de datos del servicio de aplicación (ASDU) como se muestra en la figura 7 [13].

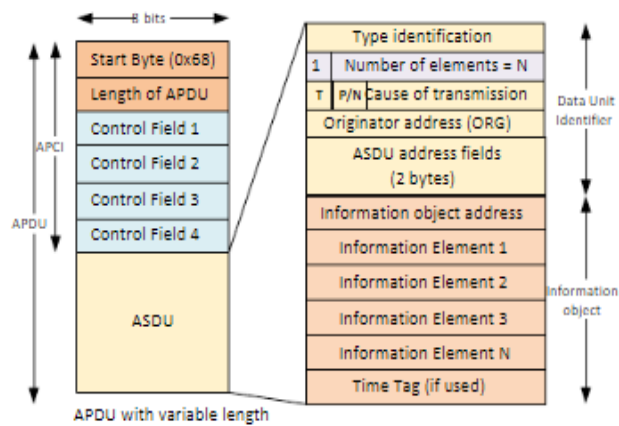


Figura 7: Cabecera Trama de datos del protocolo IEC 104 [13].

2.2.8.1 Causa de transmisión (COT)

Este parámetro COT es usado para controlar el enrutamiento de mensajes en la red de comunicación como dentro de una estación, dirigiendo ASDU al programa o tarea correcta para el procesamiento.

Valores de Causa de transmisión (COT)		
Código	COT	Abreviación
1	periodic, Cyclic	per/cyc
3	spontaneous	spont
6	activation	act
7	confirmation activation	actcon
10	termination activation	actterm
20	interrogated by general interrogation	inrogen

Tabla 3: Valores de Causa de Transmisión (COT) [14].

2.2.8.2 Objetos de Información (IOA)

ASDU transmite objetos de información dentro de su estructura donde cada objeto de información es encaminado mediante una dirección de objeto de información (IOA) que identifica los datos particulares dentro de una estación tales como señales digitales, valores analógicos y mandos digitales, su longitud máxima es de 3 bytes, en casos generales el número máximo de IOA es de 65535 (2 bytes) para el

protocolo IEC 104. Una IOA se usa como dirección de destino en la dirección de control y como dirección de origen en la dirección del monitor [14].

Un concepto importante para entender el funcionamiento bajo el estándar IEC 60870 es la diferencia entre control y monitoreo de direcciones, la comunicación mediante este protocolo se intercambia entre la estación controlada y la estación de control:

- La estación controlada es monitoreada por una estación maestra llamada RTU (Monitor Direction), también se la puede denominar estación externa o estación remota.
- La estación de control es una estación donde se realiza el control de estaciones externas que por lo general es una PC con un sistema SCADA.

Información de procesos en la dirección de monitor (Slave -> Master)		
Tipo	Descripción	Símbolo
1	Single point information	M_SP_NA_1
2	Single point information with time tag	M_SP_TA_1
3	Double point information	M_DP_NA_1
4	Double point information with time tag	M_DP_TA_1
13	Measured value, short floating-point value	M_ME_NC_1
17	Event of protection equipment with time tag	M_EP_TA_1
Información de procesos en la dirección de control (Master -> Slave)		
45	Single command	C_SC_NA_1
46	Double command	C_DC_NA_1
50	Setpoint command, short floating-point value	C_SE_NC_1

Tabla 4: Información IEC 104 en la dirección de monitoreo y control [14].

2.2.9 Par Trenzado

El Cable de par trenzado está formado por dos cables de cobre trenzados con la finalidad de reducir la interferencia eléctrica y electromagnéticas, inmunidad al ruido y la atenuación lo que favorece una transmisión fiable a través de este medio.

Un cable de par trenzado está compuesto por 4 grupos de pares trenzados, recubiertos por una capa aislante, los pares y colores de un cable de par trenzado se detalla de la siguiente manera:

- Par 1: Blanco-Azul/Azul
- Par 2: Blanco-Naranja/Naranja
- Par 3: Blanco-Verde/Verde
- Par 4: Blanco-Marrón/Marrón [15].

El estándar TIA/EIA 568 (EIA: Electronics Industry Association, TIA: Telecommunications Industry Association) define las normas para instalaciones ethernet en redes de área local, por lo cual existen dos tipos de configuraciones definidos por dicho estándar que son las normas T568A y T568B para cable de par trenzado [16].

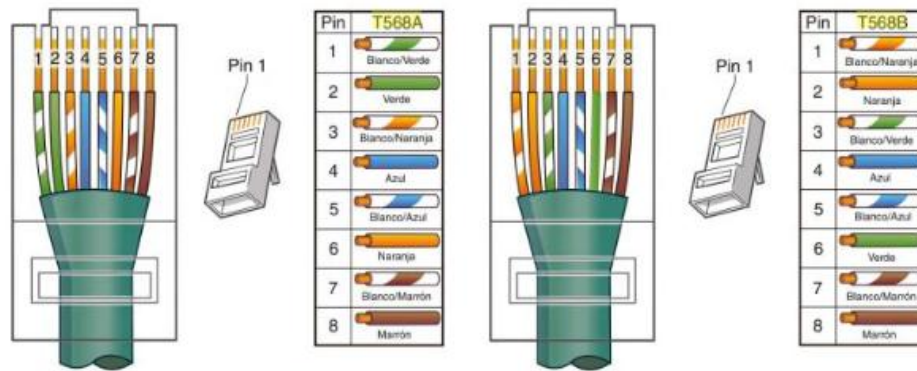


Figura 8: Cable par trenzado norma TIA/EIA T568A Y T568B [16].

2.2.10 Red LAN (Local Area Network)

Una red LAN denominada red de área local conecta dispositivos en un área geográficamente limitada los cuales pueden ser: un edificio, un hogar, una empresa, los IEDs de las bahías de control de una subestación eléctrica. En este tipo de redes, la longitud máxima del cableado depende del medio de transmisión con la que realizan las conexiones de los computadores, esta distancia abarca desde los 100 metros si se utiliza cable de par trenzado hasta algunos kilómetros si se hace uso de fibra óptica teniendo en cuenta los empalmes de fibra óptica cada 4Km. La

velocidad de transmisión en redes LAN abarca en la actualidad desde los 100 Mbps hasta los 10 Gbps [17].

2.2.11 Niveles de Control de una Subestación Eléctrica

Un modelo de control de una subestación eléctrica está dividido en niveles jerárquicos en donde cada nivel debe comunicarse con el nivel inferior [18]:

Nivel 0. Nivel de Proceso o de Campo

Este nivel se denomina nivel de proceso o de campo y está compuesto por los equipos de campo o de patio de una subestación eléctrica, como pueden ser interruptores de potencia, seccionadores, transformadores de potencia (TPs) y transformadores de corriente (TCs), banco de capacitores. Estos equipos de patio monitorean las magnitudes analógicas corriente y tensiones provenientes de los TC y TP del sistema eléctrico de la subestación, adquieren variables como el nivel de gas en el caso de un interruptor de potencia, temperatura en los devanados del transformador de potencia. Pueden ser operados manualmente desde su caja de control o de manera automática.

Nivel 1. Nivel de Bahía

El nivel de bahía o de IEDs está conformado por dispositivos de medición y protección los cuales se agrupan en diferentes redes LAN, los cuales supervisan y controlan los equipos de patio de la subestación. Este nivel interactúa directamente con los equipos de campo ya que los IEDs adquieren los datos mediante sus entradas analógicas o digitales, para monitorear o procesar los datos adquiridos en caso de existir alguna falla llevar a cabo la ejecución de comandos de apertura o cierre emitidos hacia un equipo de maniobra tales como puede ser un interruptor o un seccionador. Además, este nivel está formado por tableros de control y protección (celdas) que deben ser independientemente para cada una de las posiciones que posea la subestación eléctrica, y contiene elementos tales como pulsadores, selectores, luces indicadoras de estados, e IEDs de medición y protección. Depende mucho la tecnología de los IEDs de la subestación para llevar a cabo un monitoreo y control robusto.

Nivel 2. Nivel de Subestación

El nivel de subestación se concentran todos los datos de los IEDs que constituyen la red LAN de la subestación posteriormente esta información es enviada al Centro de Control Remoto. En dicho nivel se posee un SCADA a nivel de subestación, se puede monitorear el estado de los equipos de campo tales como interruptor o seccionador, valores de tensión y corriente, eventos, alarmas y registros oscilográficos que se generan por eventos o protecciones eléctricas del sistema.

Nivel 3. Nivel Centro de Control – SCADA

En este nivel se concentran todos los datos de las señales procedentes de las subestaciones eléctricas, el cual está constituido por cada uno de los clientes SCADA de cada subestación, es de vital importancia que cada uno de los clientes SCADA debe estar enlazado con el SCADA del Centro de Control ya que desde este sistema se supervisa, controla las posiciones eléctricas de media y alta tensión, se llevan a cabo tareas realizadas por los operadores y además se adquiere la información de los IEDs en tiempo real, por ende el enlace debe ser a través de un medio de comunicación óptimo para que la información que reciba el sistema SCADA del Centro de Control tenga un grado alto de confiabilidad.

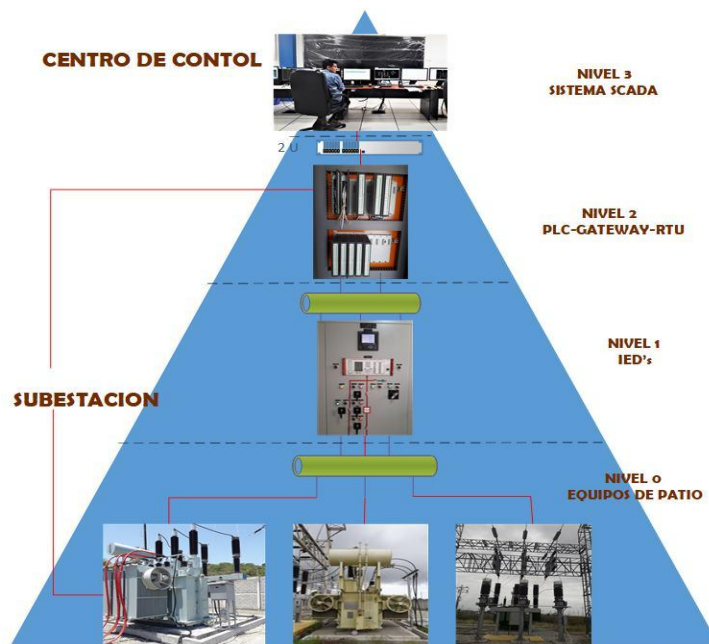


Figura 9: Niveles de control de una subestación eléctrica.

2.2.12 Sistema SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos)

Un sistema SCADA se define como un software el cual permite tener acceso a datos de manera remota de un sistema o un proceso industrial, permite utilizar herramientas de comunicación necesarias para el control de los sistemas o procesos. Siguiendo esta definición un SCADA no es un sistema de control sino un software que tiene las propiedades de monitorear, supervisar los niveles de control en donde se sitúan los controladores lógicos programables (PLC) y los niveles que gestionan los procesos [19].

2.2.12.1 Funciones de un sistema SCADA

Entre las funciones que puede realizar un sistema SCADA mediante una interfaz hombre-máquina se detallan las siguientes:

- Almacenar, monitorear en forma continua y en tiempo real de manera fiable datos adquiridos de equipos de campo, alarmas, medidas analógicas como pueden ser tensiones, corrientes, temperatura, velocidades entre otros.
- Llevar a cabo acciones de control las cuales las puede realizar un operador: tales como abrir o cerrar un seccionador, un interruptor de potencia en el ámbito eléctrico, y en el ámbito de la instrumentación industrial, abrir o cerrar válvulas, iniciar o parar el arranque de un motor eléctrico.
- Alarmar al operador de alarmas, eventos o de cambios ocurridos en las variables del sistema que se está monitoreando, estas alarmas, eventos son almacenados en una base de datos para su posterior análisis del operador, técnicos e ingenieros de control.
- Proveer de información de aplicaciones obtenidas por el sistema como pueden ser: gráfico de historial de variables análogas, gráficos en forma de tendencias, panel de alarmas y eventos [20].

2.2.13 IED (Dispositivo Electrónico Inteligente)

Un IED es un Dispositivo Electrónico Inteligente, que contiene la tecnología de microprocesadores con la capacidad de recibir y enviar información desde o hacia una fuente externa, tales como controladores de bahía, interruptores de potencia,

relés concentradores de señales, registradores de fallas [21]. Un IED puede tener puertos de comunicaciones como pueden ser Ethernet, puerto serial RS232 o RS485, fibra óptica, los cuales sirven para la comunicación del dispositivo en la red y su gestión de manera remota.

2.2.14 Relé de protección

Un relé de protección es un dispositivo que adquiere las señales de corriente proveniente de los transformadores de corriente o de voltaje proveniente de los transformadores de potencial y detectan cualquier cambio anormal que ocurra en dichas señales, si el valor configurado de la señal que se está adquiriendo esta fuera del valor configurado el relé ejecuta acciones para abrir o cerrar los contactos eléctricos de sus bobinas pudiendo iniciar una acción con los equipos de maniobra de patio, o simplemente proporcionar una alarma [22].

2.2.15 RTU (Unidad Terminal Remota)

La RTU es el equipo central en los niveles de control de una subestación eléctrica, ya que en este dispositivo se concentran todas las señales de los equipos de campo, como sensores, estados de interruptores, medidas analógicas, la forma en que la RTU pueda adquirir estas señales puede ser a través de una conexión serial, ethernet o fibra óptica y mediante un protocolo de comunicación. Una RTU puede tener un procesador o varios procesadores lo que hace que sea un equipo con una capacidad de procesamiento rápida para realizar tareas de análisis y toma de decisiones del sistema eléctrico que se está supervisando [23].

2.2.16 Sistemas Trifásicos

Los generadores y transformadores de un sistema trifásico están constituidas por tres bobinas individuales en las cuales se inducen tensiones iguales con un ángulo de desfase eléctrico de 120° en cada bobina, esto debido a que las bobinas se encuentran desfasadas físicamente en el espacio que ocupan en el estator [24]. Observando de forma gráfica 10, las tensiones tienen las siguientes formas:

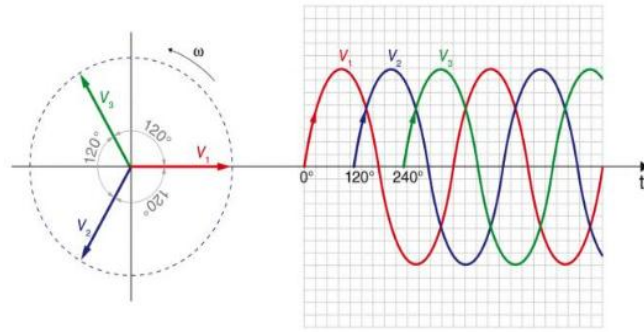


Figura 10: Tensiones Forma fasorial, en función del tiempo [24].

Un sistema trifásico se puede representar como tres sistemas monofásicos, cada uno de ellos con la misma magnitud de tensión, pero desfasados entre si 120° . A continuación, las fórmulas de tensión en cada una de las fases de un sistema trifásico:

$$V_A = \sqrt{2} V_{ef} \text{sen}(\omega t) [V] \quad (1)$$

$$V_B = \sqrt{2} V_{ef} \text{sen}(\omega t - 120^\circ) [V] \quad (2)$$

$$V_C = \sqrt{2} V_{ef} \text{sen}(\omega t + 120^\circ) [V] \quad (3)$$

Fórmula de tensiones compuestas que indican la diferencia de potencial entre uno de los puntos de las líneas entre cualquiera de los dos puntos restantes:

$$V_{AB} = \sqrt{3} V_A \text{sen}(\omega t - 30) [V] \quad (4)$$

$$V_{BC} = \sqrt{3} V_B \text{sen}(\omega t - 150^\circ) [V] \quad (5)$$

$$V_{CA} = \sqrt{3} V_C \text{sen}(\omega t + 150^\circ) [V] \quad (6) [25].$$

Donde V_{ef} es la nomenclatura del Voltaje eficaz, V_p es el valor pico de la tensión aplicada, $\omega = 2\pi f$, donde f es la frecuencia de la señal aplicada, y V_A, V_B, V_C , son los voltajes de cada una de las fases del generador.

2.2.17 Protecciones Eléctricas en Media Tensión (MT)

En la siguiente tabla se aprecian algunas funciones de protecciones en MT y la nomenclatura ANSI (Instituto Americano de Estándares Nacionales) correspondientes a las protecciones eléctricas.

Protección eléctrica en MT	Nomenclatura ANSI
Protección de distancia	21
Protección Subtensión	27
Protección máxima corriente de fases instantánea	50
Protección fallo a tierra instantánea	50N
Protección máxima corriente de fases temporizado	51
Protección fallo a tierra temporizado	51N
Protección Sobretensión	59
Protección de frecuencia	81

Tabla 5: Ejemplos de Protecciones Eléctricas en MT.

2.2.17.1 Protección Sobrecorriente Instantánea Fase y Neutro (ANSI 50 y 50N)

Esta protección actúa de manera inmediata cuando el valor ajustado de intensidad de fase o neutro excede del valor ajustado el cual puede ser ajustado hasta el 218% de la intensidad nominal valor que está estipulado en la norma ANSI C50.13-2005, cuando ocurre un disparo por actuación de esta protección el relé de protección actúa en un tiempo menor o igual a 50ms [26].

2.2.17.2 Protección Sobrecorriente Temporizada Fase y Neutro (ANSI 51 y 51N)

Esta protección actúa en un tiempo determinado después de que el valor de intensidad sobrepase el valor configurado y además que la intensidad que mide el dispositivo de protección cumpla con las condiciones de tiempo inverso se da el disparo por la protección ANSI 51 o 51N. Se describen tres conceptos primordiales al configurar relés de protección de tiempo inverso.

Dial: Permite conseguir distintos valores de tiempos de operación para una misma curva y un mismo valor de intensidad.

Tap: Es el valor de ajuste de la intensidad de entrada del relé de protección el cual se suele representar en amperios secundarios por ejemplo 1A o 5A dependiendo del Transformador de Corriente (TC).

Pick Up: Es el valor mínimo de intensidad o tensión con el que el IED de medición o protección empieza a operar es denominado también como “arranque”.

2.2.17.3 Protección de frecuencia (ANSI 81)

Esta protección tiene como objetivo localizar altas o bajas frecuencias en las barras y en el sistema de generación. Un disparo por Subfrecuencia se puede dar debido a una mayor necesidad de carga (potencia activa) y un disparo por Sobrefrecuencia responde a mayor generación ocasionado por desconexiones de cargas. Los siguientes valores de umbrales posibles para una frecuencia F_s son:

81m (Subfrecuencia): 55 a 60 Hz ($F_n = 60$ Hz).

81M (Sobrefrecuencia): 60 a 65 Hz ($F_n = 60$ Hz) [27].

A continuación, se muestran valores típicos de frecuencia para cada paso:

Paso 1: 59.14Hz durante 15 ciclos (249ms)

Paso 2: 58.8Hz durante 15 ciclos (249ms)

Paso 3: 58.2Hz durante 20 ciclos (332ms)

Paso 4: 57.8Hz durante 20 ciclos (332ms) [28].

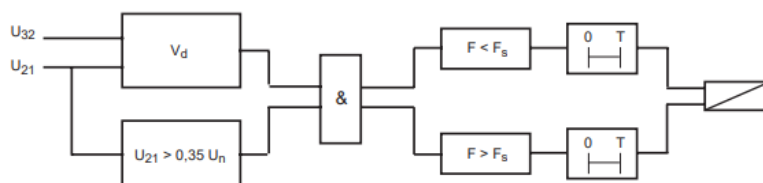


Figura 11: Diagrama funcional protección eléctrica de frecuencia [27].

2.3 MARCO TEÓRICO

En la siguiente sección se detallan publicaciones de revistas, tesis de grado revisados por los autores y que están relacionados con la presente propuesta de titulación:

En el año 2015, en la Universidad Distrital Francisco José De Caldas, Arévalo F., presento su trabajo de grado titulado “GUÍA METODOLOGICA PARA PRUEBAS DE RÉLES DE PROTECCIÓN MULTIFUNCIONAL CON EL EQUIPO DE INYECCIÓN OMICRON CMC”, la cual consistía en la explicación del funcionamiento del equipo de inyección secundaria Omicron CMC , ajustes de las protecciones eléctricas en media tensión y un detalle de la manera en que se deben realizar las pruebas de las funciones de protecciones, con el objetivo de garantizar las funciones de los relés de protección [29].

En el año 2017, en Colombia ciudad de Bogotá, Morales J., Sánchez R., Carreño J., publicaron el artículo denominado “PRUEBAS DE ESQUEMA DE PROTECCIONES DE SISTEMAS DE POTENCIA ELÉCTRICA BASADO EN IEC61850 A TRAVÉS DE MENSAJERÍA GOOSE”, en el cual proponen utilizar la mensajería GOOSE de la norma IEC61850, en pruebas de esquema de protección de sistemas de potencia eléctrica, describiendo como configurar y validar la mensajería GOOSE en IEDs de manera general. Proponen pruebas de ejecución realizando el cableado convencional de señales de disparos de sobrecorriente de fases con el fin de medir la diferencia de tiempo entre un mensaje GOOSE y el tiempo de la señal que es generada por el accionamiento eléctrico de la bobina de la señal de salida del dispositivo, obteniendo como resultados los autores que la implementación de mensajería GOOSE en las funciones de protección cumplen con los requerimientos para pruebas de protecciones obtenido tiempos menores a 4ms [30].

En el año 2018, en la Universidad Politécnica Salesiana Sede Guayaquil, Satián J., presento su trabajo de titulación denominado “DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN MÓDULO DE PRUEBAS PARA LA CAPACITACIÓN DEL DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE LA EMPRESA SISELEC S.A

UTILIZANDO EL PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN IEC 61850 PARA LA SIMULACIÓN DE UN SISTEMA SCADA DE UNA SUBESTACIÓN ELECTRICA BÁSICA”, con el objetivo de proporcionar al departamento de dicha empresa un módulo de pruebas que permita llevar a cabo simulaciones a nivel de control de una subestación eléctrica, en el cual la autora hace uso de un sistema SCADA mediante protocolos de comunicaciones industriales que poseen los relés de protección [31].

En el año 2018, en la Universidad Politécnica Salesiana Sede Guayaquil, Aldaz K., realizo el trabajo “Diseño de un Sistema de Control y Monitoreo para equipos de patio de 69KV a través de un programa SCADA para la S/E Loreto”, con la finalidad de monitorear de forma constante los cambios de estados de los equipos de maniobra y poder controlarlos de manera remota desde un software de supervisión y adquisición de datos, logrando la toma de decisiones de manera rápida a través de una interfaz hombre-máquina por parte del operador para intervenir ante posibles fallas que ocurran en los equipos de patio de la subestación eléctrica [32].

CAPITULO III

DESARROLLO DE LA PROPUESTA

En esta sección se detallan los componentes físicos y lógicos que fueron empleados para desarrollar la siguiente propuesta, se muestran las características técnicas de cada equipo con una breve descripción del mismo.

3.1 COMPONENTES FÍSICOS

3.1.1 Switch

S2710-52P-SI-AC es un switch del fabricante Huawei que opera en la capa 2 del modelo OSI denominada capa de enlace de datos, la funcionalidad que desempeña principalmente en este proyecto es la de permitir la interconexión entre cada uno de los dispositivos a utilizar que se encuentren en uno o más segmentos de red formando así una red LAN y a través de sus puertos ethernet redirigir el tráfico de red hacia el dispositivo que corresponda como por ejemplo el caso de mensajería Goose entre IEDs, visualización de medidas en el SCADA.



Figura 12: Switch Huawei s2710-52p-si-ac.

Se detalla en la siguiente tabla los principales datos técnicos del switch de comunicaciones:

Datos Técnicos Switch S2710-52P-SI-AC	
Puertos	48 puertos Ethernet 10/100 Base-TX + 4 Gigabit SFP
Capacidad de conmutación	32 Gbits/s
Memoria	128 MB de SDRAM
Características VLANs	4K VLANs cumpliendo el estándar IEEE 802.1Q. VLAN por puerto.
Entorno Operativo	-5°C a +50°C
Fuente de alimentación /Potencia	AC: Voltaje nominal: 100V a 240V, 50/60Hz / <38W

Tabla 6: Datos Técnicos Switch Huawei S2710-52P-SI-AC.

3.1.2 Rack de piso abierto

El rack a utilizar en la siguiente propuesta tiene las siguientes dimensiones 37UR (Unidades de Rack) de alto y de 19'' de ancho, esta estructura metálica es ideal para poder ubicar los IEDs del módulo de pruebas, y en la parte superior los equipos de comunicaciones ya que puede soportar una carga máxima en peso hasta 400Kg.

3.1.3 Cable de red ethernet

El cable de red ethernet Cat. 6A S/FTP es el medio físico a utilizar en este proyecto para establecer comunicación y transmitir los datos de los IEDs al sistema SCADA, es ideal para el siguiente proyecto ya que cada par trenzado consta de apantallado de aluminio con la finalidad de disminuir el ruido eléctrico aprovechando así la velocidad de transmisión de datos que posee esta categoría de cable ethernet que es de 10Gbps. Se utilizarán alrededor de 25 metros de cable ethernet ftp, para el cableado de comunicación de las interfaces ethernet respectivas de los IEDs.



Figura 13: Cable de Red Cat. 6A S/FTP.

La tabla 7 detalla las características técnicas del cable de red ethernet Cat.6A:

Características Técnicas Cable de Red CAT 6A S/FTP	
Tipo de Cable	S/FTP (Par Trenzado Blindado con malla de aluminio)
Diámetro promedio del cable / Calibre del conductor	7,2 mm ± 0,2mm / 23AWG
Tensión nominal	300V
Temperatura	75°C
Velocidad de Transmisión	100Mbps / 10Gbps
Ancho de Banda (BW)	500MHz
Distancia máxima del enlace	90 [m]
Normas Internacionales	ANSI/TIA/EIA-568-C.2 e ISO/IEC 11801

Tabla 7: Características Técnicas Cable de Red CAT. 6A S/FTP [33].

3.1.4 Terminal RJ-45

Para aprovechar los beneficios de la conectividad con cableado de categoría 6A en el módulo de pruebas y el enlace al SCADA Local de los seccionadores motorizados se utilizará conectores RJ45 Cat. 6A, los 8 hilos conductores del cable de red se sitúan en el conector RJ45 empleando la norma TIA/EIA 568B y mediante una crimpadora o ponchadora se realiza la conexión entre el cable de red y el conector RJ45.

La tabla 8 muestra las principales características del conector RJ-45:

Shielded Plug RJ-45 CAT. 6A	
Características Eléctricas	Aplicaciones 250 VAC Máx. a 2 Amp.
	Tensión Dieléctrica Resistente: 500 VAC.
Características Mecánicas	Material: Policarbonato
Material y Acabado	Color: Transparente
	Conductor: Hilo Stranded y Sólido, 24 AWG, 26AWG

Tabla 8: Shielded Plug RJ-45 CAT. 6A.

3.1.5 Testeador cable de red

Mediante este dispositivo se comprobará el correcto ponchado de los cables de red ethernet, posee 8 leds los cuales indican la correcta conexión entre los 2 terminales RJ45, en caso de estar erróneo el ponchado de los terminales RJ45, el Tester nos indicará en que pin del terminal RJ45 existe el error.



Figura 14: Testeador cable ethernet.

3.1.6 Marquilladora

La marquilladora permitirá etiquetar cada uno de los cables eléctricos y de comunicaciones y que de esta manera se pueda visualizar de manera organizada el cableado y saber de dónde provienen cada una de las conexiones que se realizarán, el teclado que posee esta marquilladora brinda mayor facilidad para poder crear las etiquetas.



Figura 15: Marquilladora.

A continuación, en la tabla 9 se detalla el formato de manera general para las etiquetas que contendrán los conductores eléctricos y los cables de red ethernet.

Etiqueta Conductores eléctricos	
Origen	Destino
VA-A1-PRI01-REL	A1-VA-PRI01-REL
IB-B3-PRI01-REL	B3-IB-PRI01-REL
INPUT 1-C12-PRI01-REL	C12-INPUT 1-PRI01-REL
OUT5-D5-PRI01-REL	OUT-D5-PRI01-REL
Etiqueta Cables de red ethernet	
SW1-P3---LAN1 TRA01-REL IP:192.168.10.1	LAN1---SW1-P3 TRA01-REL IP:192.168.10.2

Tabla 9: Formato de etiquetado cables eléctricos y de comunicaciones.

Por ejemplo, para la etiqueta VA-A1-PRI01-REL tiene el siguiente significado, VA es la señal física de voltaje de la fase A, A1 el pin número 1 del módulo A del IED, PRI01-REL hace referencia al IED ZIV-2IRX (Ver Tabla 20).

Para el caso de las etiquetas de los cables de red ethernet tiene el siguiente formato, SW1-P3---LAN1, donde SW1 significa el switch de comunicaciones del módulo de pruebas, P3 el IED está conectado en el puerto número 3 del switch, LAN 1 la interfaz ethernet del IED, seguido de la nomenclatura TRA01-REL es un IED de transformador representado por el equipo ZIV-8IDV (Ver Tabla 20), y el siguiente campo la dirección IP respectiva del equipo representado por las siglas IP.

3.1.7 RTU OrionLXm

La RTU OrionLXm permitirá adquirir las señales de entradas o salidas digitales, corrientes, tensiones y alarmas de los IEDs (Nivel 2 de Control de una Subestación Eléctrica), dichos datos se deben de reportar al sistema SCADA diseñado en el software Axon Builder para su monitoreo, mediante protocolos de comunicación ya sea de tipo serial o ethernet desde los IEDs hacia la RTU y de igual manera desde la RTU al sistema SCADA. A continuación, algunos de los protocolos Maestros-Clientes y Esclavo-Servidor que posee la RTU OrionLXm: DNP3 Serial e IP, SEL Maestro, Modbus TCP/IP, IEC 60870-5-104, IEC 61850.

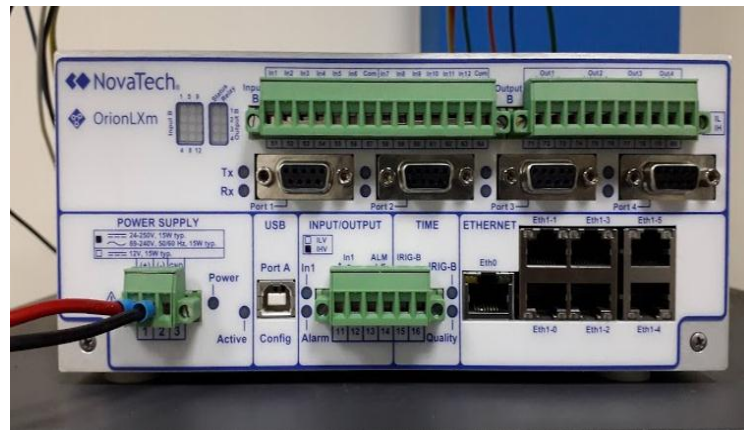


Figura 16: RTU NovaTech OrionLXm.

Se detallan los datos técnicos de la RTU que se utilizará en el módulo de pruebas:

Datos Técnicos RTU NovaTech OrionLXm	
CPU	AM335x ARM Cortex™-A8, 800MHz
Puntos IED/SCADA	20.000 máximo, 128 conexiones DNP3 con IEDs
Frecuencia de Actualización	< 2 s
Memoria	4GB Almacenamiento de archivos y datos
Puerto Serial	4 puertos RS232/RS485, 1200-115kbps
Puerto Ethernet	7 puertos RJ45, 10/100Base T, half/full-duplex
Entradas Digitales	1 entrada / 1-48VDC o 125VDC
	12 entradas / 12-48VDC o 125-240 VDC
Salidas Digitales	4 salidas digitales
Tensión de Alimentación	24-250VDC +/- 15%, 120-240 VAC +/-15%, 50-60Hz
Consumo de Potencia	10W Nominal, 15W Máximo
Temperatura de Operación	-40°C a +70°C

Tabla 10: Datos Técnicos RTU NovaTech OrionLXm.

3.1.8 RTU Sicam A8000

La RTU Sicam A8000 es modular es decir se pueden agregar módulos de entradas y salidas digitales o analógicas según la cantidad de señales que se requieran llegando hasta un límite de 8 módulos, posee un módulo de procesamiento que consta de un módulo maestro modelo CP8021 con dos interfaces ethernet y un puerto RS-232 y un módulo de fuente de alimentación PS8642, este dispositivo será

el encargado de monitorear y controlar cada una de las señales a nivel de campo para cada uno de los seccionadores motorizados.

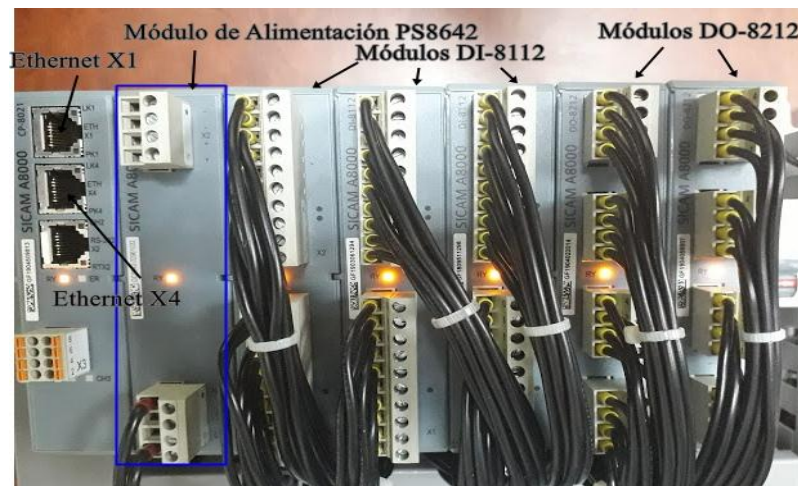


Figura 17: RTU Sicam A8000 Series CP8021.

Se detalla en tabla las características técnicas de cada uno de los módulos de la RTU Sicam A800 a utilizar en el control de los seccionadores motorizados:

Características Técnicas RTU Sicam A8000 Series	
Módulo	Características
CP8021	2 interfaces LAN (X1, X4)
	1 interfaz RS-232
	2 MAC Address (Direcciones IP independientes X1, X4)
	Protocolos: DNP3 TCP/IP Master y Slave, IEC 60870-5-104, IEC61850, Modbus TCP/IP Master-Slave
PS8642	Power Supply DC o AC 110V a 240V, 45W
Digital Input	16 entradas digitales a 110VDC (IND 00 – IND17)
	"0" lógico <55VDC
	"1" lógico >82.5VDC
DI-8112	máx. 130mW
Digital Output	8 salidas digitales de relé (OUT DO00 – OUT D007)
	24 / 48 / 60 / 110 / 220 VDC
DO-8212	110 / 230 VAC
	máx. 800mW

Tabla 11: Características Técnicas RTU Sicam A8000 Series.

3.1.9 Relé de Protección ZIV 2IRX

Los IEDs de la serie ZIV IRX, son utilizados para aplicaciones de media tensión, generadores, alimentadores de distribución de energía eléctrica o en posiciones de línea de Subestaciones. Estos IEDs poseen microprocesadores en los cuales incorporan las funciones de protecciones, sobrecorriente, sobrefrecuencia, subfrecuencia entre otras.



Figura 18: IED de protección ZIV 2IRX.

Se listan las funciones de protecciones que posee el IED con las cuales se trabajará en la presente propuesta ya que son las más usuales en los sistemas de protección que poseen los IEDs de subestaciones que posee la empresa:

- Protección Sobreintensidad Instantánea y Temporizada de fases (ANSI 50 y 51)
- Protección Sobreintensidad Instantánea y Temporizada de Neutro (ANSI 50N y 51N)
- Protección Sobrefrecuencia y Subfrecuencia (ANSI 81M y 81m)
- Protección Subtensión y Sobretensión de fases (ANSI 27 y 59)

En la Tabla 12 se detallan los datos técnicos del IED de protección:

Datos Técnicos Relé de Protección ZIV 2IRX	
Modelo	2IRX-B3N2241F0GLL
Valor nominal entradas fases Intensidad / Tensión	$I_n = 5A \text{ o } 1A / V_n = 50 \text{ a } 230 \text{ Vac}$
Intensidad de neutro	$I_n = 20mA$

Opciones	IEC 61850 (servicios MMS y GOOSEs)
Tensión auxiliar / Potencia	48-250 Vcc ($\pm 20\%$), 48-230 Vac ($\pm 10\%$) / 7W Nominal
Tensión Entradas Digitales	125 Vcc
Puertos de Comunicaciones / Protocolos de comunicaciones	Ethernet: 2xRJ45, LAN 1, LAN 2 / [IEC 61850, PROCOME, DNP3]
	Puerto Local (PL): RS232C y USB / [PROCOME 3.0]
	Puerto 1 (P1): FO cristal ST / [PROCOME 3.0, DNP3, MODBUS SERIAL]
	Puerto 2 (P2): RS232/RS485 / [PROCOME 3.0, DNP3, MODBUS SERIAL]
Sincronización de Tiempo	IRIG-B ± 1 ms, Conector tipo BNC / SNTP
Entradas / Salidas	18ED + 7SD + 1Disparo + 1Cierre + 1SD En Servicio + 1 C.E. (1)
C.E. (Conversión Entrada) (1). Seleccionable (0-5) mA o ($\pm 2,5$) mA	

Tabla 12: Datos Técnicos Relé de Protección ZIV 2IRX.

3.1.10 Relé de Protección Arcteq AQF350A

El IED de protección Arcteq AQF350A es usado en posiciones de línea o en aplicaciones de media tensión, es modular es decir que el hardware como las tarjetas de comunicación, entradas o salidas pueden ser reemplazados por otras tarjetas de mayor número de entradas digitales, permitirá poder simular fallas de un alimentador de energía eléctrica realizando varios cambios en los ajustes de protección, además permitirá poner a prueba los puertos y protocolos de comunicaciones, reflejando así el reporte de las medidas o señales correctamente al SCADA del módulo de pruebas diseñado en Axon Builder. Las funciones de protecciones que posee este IED son similares a las del relé de protección ZIV 2IRX.



Figura 19: IED de protección AQF350A.

Se detallan los datos técnicos más relevantes de este IED, en el Anexo 7 se puede apreciar a detalle cada uno de los módulos que posee el IED.

Datos Técnicos Relé de protección Arcteq AQF350A	
Número de Canales de Intensidad y Tensión	4
Tensión nominal configurable	$V_n = 100/\sqrt{3}, 100V, 200/\sqrt{3}, 200V$
Rango Medición Tensión	$0.05 V_n - 1.2 V_n$
Intensidad Nominal / Neutro	$I_n = 1/5A, I_N = 0.2A$
Tensión auxiliar / Potencia	80-255 VAC, 90-300VDC /30W
Número Circuitos de Disparos (Trip)	4 circuitos de disparos independientes, 110 o 220 VDC
Salidas Digitales / Tensión Nominal	8SD, 7 NO, 1 NC / Hasta 250V AC/DC
Entradas Digitales / Tensión Nominal	12ED / 110/220 VDC,
Contactos Falla del sistema IED	1NC, 1NO, 1 Common, 80V – 300 VDC / AC
Puertos de Comunicaciones / Protocolos de comunicaciones	Ethernet: 1RJ45 / [IEC 61850, IEC 101, IEC 103, IEC 104, ModBus RTU, DNP3]
	Fibra óptica: Multimodo (MM) ST / [IEC 61850, IEC 101, IEC 103, IEC 104, ModBus RTU, DNP3]

Tabla 13: Datos Técnicos Relé de Protección Arcteq AQF350A.

3.1.11 Relé de Protección Diferencial ZIV 8IDV

El Relé de protección diferencial ZIV 8IDV, posee las funciones de protección, medida y control para aplicaciones de transformadores de potencia, posee dos devanados que permitirán poder simular pruebas de protección diferencial, inyectando corrientes secundarias en el devanado de alta tensión y en el devanado de media tensión. A continuación, se listan algunas de las funciones de protecciones que posee el relé de protección

- Protección Sobreintensidad Instantánea y Temporizada de fases (ANSI 50 y 51)

- Protección Sobreintensidad Instantánea y Temporizada de Neutro (ANSI 50N y 51N)
- Protección Sobrefrecuencia y Subfrecuencia (ANSI 81M y 81m)
- Protección Diferencial del Transformador (ANSI 87T)
- Protección Subtensión y Sobretensión de fases (ANSI 27 y 59)
- Protección Fallo de Interruptor (ANSI 50BF)

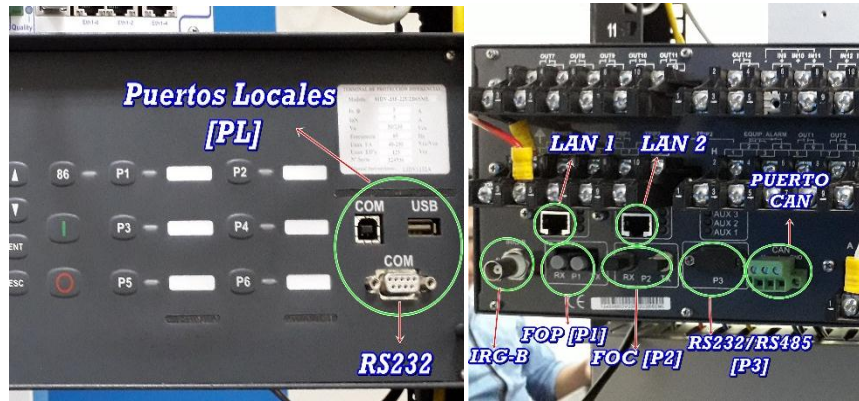


Figura 20: Puertos de comunicaciones IED de protección ZIV 8IDV.

Se detallan los datos técnicos y los protocolos que maneja cada puerto de comunicación, en el Anexo 4 se aprecia la distribución completa de las entradas y salidas digitales, canales de tensión e intensidad del IED:

Datos Técnicos Relé de Protección Diferencial ZIV 8IDV	
Modelo	8IDV-J3F22U2B6SML
Valor nominal entradas Intensidad / Tensión	$I_n = 5A$ o $1A$ / $V_n = 50$ a 230 Vac
Opciones	Puertos 100TX - 2 x RJ45 (IEC 61850/UCA 2.0)
Tensión auxiliar / Potencia	48 - 250 Vcc / Vac ($\pm 20\%$) / 15.5W Nominal
Tensión Entradas Digitales	125 Vcc
Puertos de Comunicaciones / Protocolos de comunicaciones	Ethernet: 2xRJ45, LAN 1, LAN 2 / [IEC 61850, PROCOME]
	Puerto Local (PL): RS232 y USB / [PROCOME 3.0]
	Puerto 1 y P2 (P1 y P2): FO plástico, FO cristal ST / [PROCOME 3.0, DNP3, MODBUS y E/S Virtuales]

	Puerto 3 (P3): RS232/RS485 / [PROCOME 3.0, DNP3, MODBUS]
Sincronización de Tiempo	IRIG-B \pm 1ms, Conector tipo BNC / SNTP
Entradas / Salidas	25ED + 12SD + 2C.E. (1) + 4SD Disparo

Tabla 14: Datos Técnicos Relé de Protección Diferencial 8IDV.

3.1.12 Seccionadores Motorizados

Los seccionadores de media tensión son elementos de maniobras eléctricas con capacidad de aislar la energía en tramos de un circuito eléctrico, los seccionadores pueden operar sin carga es decir pueden abrir o cerrar sus contactos siempre y cuando no fluya corriente sobre ellos, de igual manera pueden operar con carga con la condición de que no sobrepase el valor de corriente nominal (Ver Tabla 15), en esta propuesta se controlará la apertura y cierre de estos elementos desde el sistema SCADA lo cual es necesario una parte mecánica que permita realizar aquello, para esto se dispone de un tablero de fuerza que contiene pulsadores para la apertura y cierre de los seccionadores de manera local por parte del operador de la subestación Salinas, un selector que indica el modo de operación sea este Local o Remoto, un motor reductor y una tarjeta de control la cual recibirá un mando digital desde el sistema SCADA y hará posible el accionamiento de este motor reductor permitiendo realizar la apertura o cierre de los seccionadores de manera remota (Centro de Control).



Figura 21: Seccionadores de Media Tensión (Equipo de Fuerza).

Datos Técnicos Seccionadores Media Tensión	
Modelo	SG-ext

Tensión Nominal	27KV
Frecuencia	60Hz
Corriente Nominal	600A
I de breve duración	25KA x 1s.
Bill	150KV
Año de fabricación	2019

Tabla 15: Datos Técnicos Seccionadores Media Tensión.



Figura 22: Vista Interna Tablero de Fuerza.

3.1.13 Maleta de Inyección Megger SMRT410

Este equipo permitirá inyectar intensidades y tensiones secundarias a cada una de las fases de los IEDs de protección y medición pudiendo así simular fallas de un alimentador de suministro eléctrico, además se podrá realizar un test previo a los IEDs verificando el cableado de las entradas de intensidades, tensiones y provocando disparos por actuación de las protecciones eléctricas.

Datos técnicos Maleta de inyección Megger SMRT 410	
Canales de Voltaje	4 canales a 300V/15A por fase
Canales de Corriente	6 canales 30A a 200VA por fase
	60A A 300VA a un ciclo de servicio de 1.5 [s]
Salidas Binarias	4 salidas a 300V máx / 8A
	2 salidas a 300V máx/ 1A
Entradas Binarias	10 entradas a 300V máx AC/DC

Simulador de Batería	5 a 250 VCC /100W / 4A máx.
Temperatura de operación	0 a 50° C
Peso	17.76Kg
Interfaces comunicación	3 Ethernet donde 1 es IEC 61850, 2 USB, 1 Bluetooth,
Power Supply	100/240 VAC, 47/63Hz, 15A

Tabla 16: Datos Técnicos Maleta de inyección Megger SMRT410.

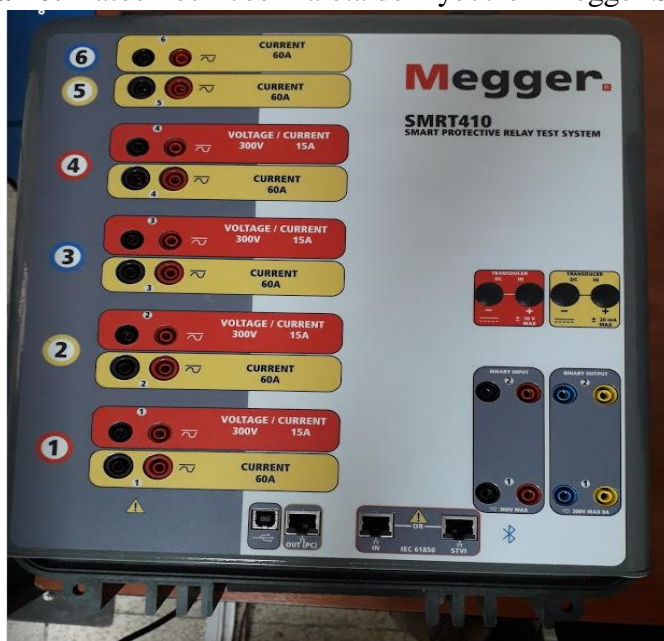


Figura 23: Maleta de Inyección Megger SMRT410.

3.1.14 Luces Pilotos

Las luces pilotos a utilizar operan en un rango de 100 a 120 VAC y VDC, permitirán visualizar los estados de las señales digitales abierto o cerrado, e indicarnos estados de ejecución de comandos desde el sistema SCADA.



Figura 24: Luces piloto.

3.1.15 Pulsadores

Los pulsadores a utilizar permitirán simular la apertura o cierre de un equipo de maniobra de una subestación eléctrica, se utilizarán pulsadores de color verde y de color rojo los cuales tienen contactos normalmente abiertos para los pulsadores de color verde y normalmente cerrados para los pulsadores de color rojo.



Figura 25: Pulsadores.

3.1.16 Selector

Los selectores a utilizar son de 2 posiciones con contactos normalmente abiertos, y se utilizarán para seleccionar el modo de operación de los IEDs en modo Local o en modo Remoto.



Figura 26: Selector 2 posiciones.

3.1.17 Breaker

Para la protección de los componentes del módulo de pruebas y del sistema eléctrico de alimentación, se utilizarán breakers de 6A para el sistema AC y breakers de 10A para el sistema DC, en caso de alguna falla en el sistema eléctrico estos breakers accionarán aislando la falla y protegiendo a los dispositivos.



3.1.18 Borneras

Figura 27: Breakers eléctricos.

Las borneras permiten conectar los terminales de cada señal de entrada o salida digital, intensidades o tensiones de los IEDs, pudiendo así tener cableadas cada una de estas señales, para introducir los terminales de la maleta de inyección y realizar las respectivas pruebas en el módulo. Para la conexión de las entradas o salidas digitales se utilizarán borneras seccionables en las cuales se puede escoger o no dicha señal cableada.

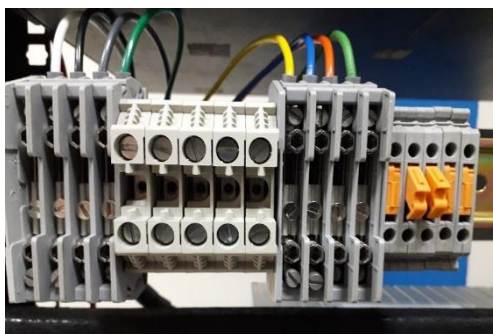


Figura 28: Borneras de conexión.

3.2 COMPONENTES LÓGICOS

Se detalla a continuación las distintas herramientas de softwares de configuración para la lógica de programación de los IEDs, analizador de tramas de datos, simulador de protocolos de comunicación a utilizar para comunicar los IEDs con los respectivos protocolos que pueden ser DNP3, IEC 61850 e IEC 60870-5-104 y además el software SCADA a utilizar en la presente propuesta:

3.2.1 ZiverCID

En este software se realiza la edición de los archivos CID, ICD, SCD extraído de un IED que posea el estándar IEC 61850, y poder configurar dataSet, RCB y GoCB, que serán utilizados para almacenar las medidas analógicas o señales de disparos por el accionamiento de una protección eléctrica dichas señales luego serán visualizadas en el SCADA del módulo de pruebas.

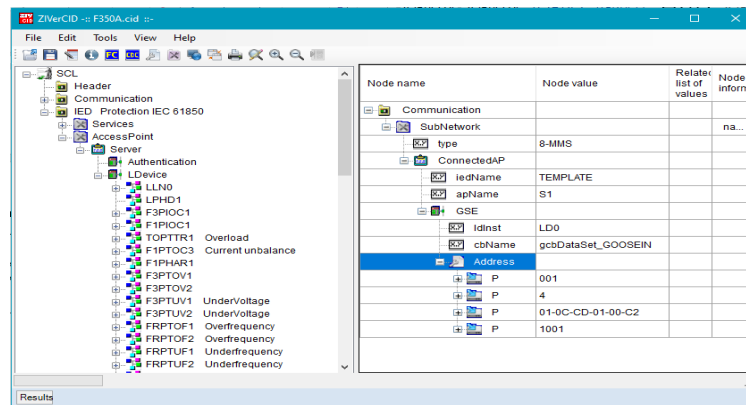


Figura 29: Software ZiverCID.

3.2.2 ZivercomPlus

El software ZivercomPlus permite cambiar, realizar ajustes en los parámetros de configuración de las distintas protecciones eléctricas, visualización completa de toda la información disponible del equipo mediante comunicación entre una PC con el equipo por medio de una conexión TCP/IP o a través de un puerto serial, con lo cual se puede cargar y recibir los ajustes configurados. Esta herramienta es única para equipos de la marca ZIV.



Figura 30: Software de configuración ZivercomPlus.

3.2.3 AQtivate 300

AQtivate 300 es un software que permite la configuración de las protecciones de los IEDs de la marca Arcteq serie 300, ajustes de comunicaciones, configuración de la lógica de programación del equipo mediante diagrama de bloques, direccionamiento de señales analógicas o digitales, permite cargar y descargar la configuración del IED estableciendo una conexión física con el puerto ethernet que posea el IED.



Figura 31: Software AQtivate 300.

3.2.4 SICAM WEB

Sicam Web es un servidor web que permite gestionar y realizar el trabajo de ingeniería desde un navegador web para las RTUs SICAM A800, mediante este se podrá realizar las configuraciones de los módulos de entradas, salidas, lista de alarmas, eventos y el protocolo de comunicación respectivo para el control de los seccionadores motorizados.

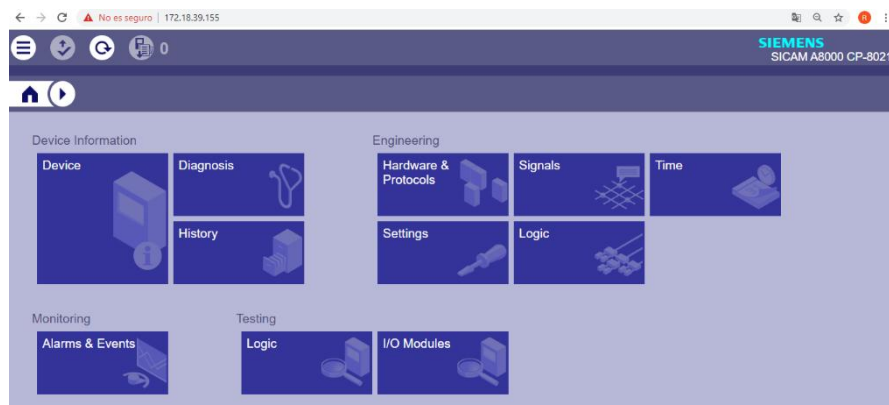


Figura 32: Vista Principal Web Server Sicam Web.

3.2.5 NCD3 NovaTech Configuration Director (NCD)

Es el software de configuración de las RTU de NovaTech, proporciona acceso para configurar la RTU OrionLXm, posee un ambiente gráfico de programación muy práctico a la hora de integrar los IEDs al sistema SCADA del módulo de pruebas. La configuración de los eventos, lógicas, alarmas se pueden configurar desde el mismo entorno del software NCD, sin la necesidad de otro software adicional.

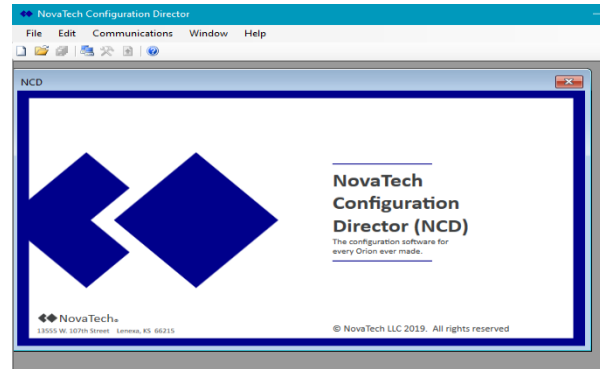


Figura 33: NovaTech Configuration Director (NCD).

3.2.6 Axon Builder (AB)

Axon Builder es el software a utilizar como sistema SCADA, permite visualizar y gestionar señales de control, valores analógicos de intensidad o tensión, señales de alarmas por los disparos de las protecciones eléctricas. Esta herramienta de software posee dos componentes importantes, el primero es el software Axon Builder Server Config que contiene los protocolos de comunicación eléctricos necesarios para establecer enlace con los IEDs tales como Modbus TCP, Modbus RTU, IEC 60870-5-104, DNP3 Serial o TCP/IP, IEC 61850, el segundo componente es el software Axon Builder Client el cual permite desarrollar cada una de las pantallas, posee una librería con componentes eléctricos, botones y cajas de textos necesarios para realizar de manera óptima cada una de las animaciones en las respectivas pantallas, la versión que se utilizará en la presente propuesta es la V2.6.0.6.

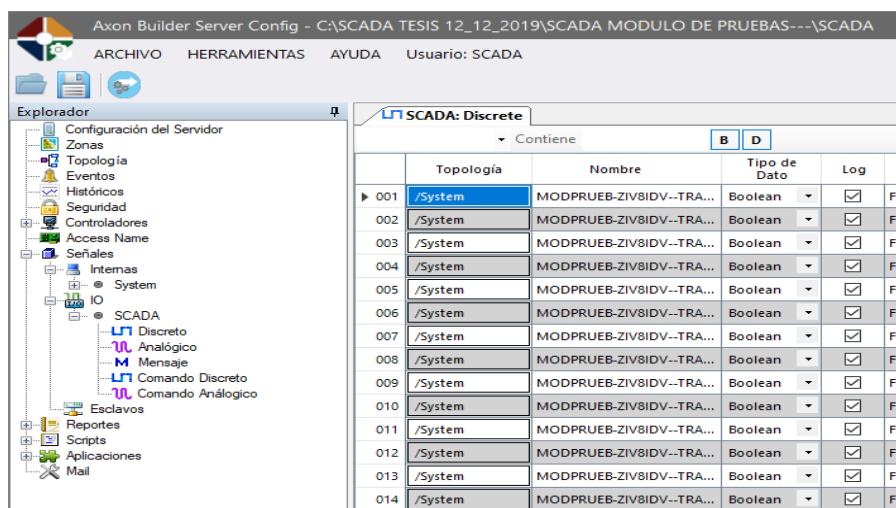


Figura 34: Axon Builder Server Config.

3.2.7

IEDScout

IEDScout es un software para IEDs que posean el estándar IEC 61850 y es compatible con cualquier proveedor, permite realizar pruebas de comunicación tales como mensajerías Goose entre IEDs, comprobar los RCB y GoCB mediante el monitor de eventos que posee el software, simular un IED mediante el archivo cid o scl, con la finalidad de poder modelar un IED con los ajustes necesarios por el estándar IEC 1850.



Figura 35: Software IED Scout.

3.2.8 Wireshark

Wireshark es un software analizador de protocolos de red, permitirá monitorear tramas de datos de los protocolos industriales a utilizar, con esta herramienta es posible analizar cualquier inconveniente en caso no establecer comunicación con un IED, es de gran utilidad en el módulo de pruebas al momento de poner a prueba las comunicaciones de un IED, es de modo libre y se puede descargar directamente desde el sitio web wireshark.org.

No.	Time	Source	Destination	Protocol	Length	Info
15	13.635119	192.168.1.5	52.114.128.10	TCP	66	26816 → 443 [SYN] Seq=0 Win=65535 Len=6
17	13.747953	192.168.1.5	52.114.128.10	TCP	54	26816 → 443 [ACK] Seq=1 Ack=1 Win=26214
18	13.748446	192.168.1.5	52.114.128.10	TLSv1.2	277	Client Hello
23	13.866327	192.168.1.5	52.114.128.10	TCP	54	26816 → 443 [ACK] Seq=224 Ack=5649 Win=
25	13.867461	192.168.1.5	52.114.128.10	TCP	54	26816 → 443 [ACK] Seq=224 Ack=6913 Win=
26	13.871947	192.168.1.5	52.114.128.10	TLSv1.2	147	Client Key Exchange, Change Cipher Spec
28	13.985237	192.168.1.5	52.114.128.10	TCP	54	26816 → 443 [ACK] Seq=317 Ack=6864 Win=
29	13.986283	192.168.1.5	52.114.128.10	TLSv1.2	912	Application Data

Figura 36: Herramienta Wireshark.

3.2.9 AutoCAD Electrical

AutoCAD Electrical es un software de la familia de AutoCAD, permitirá realizar cada uno de los diseños de planos de conexiones eléctricas de cada uno de los IEDs ya que contiene una biblioteca con símbolos eléctricos.



Figura 37: AutoCAD Electrical.

3.3 DISEÑO DE LA PROPUESTA

En el siguiente apartado se detalla el diseño del cableado de conexiones eléctricas de cada uno de los IEDs, topología de comunicaciones, la respectiva configuración de cada uno de los IEDs y el control de los seccionadores motorizados para establecer comunicación con la RTU y el diseño del sistema SCADA Local en el software Axon Builder.

3.3.1 Diseño del Esquema Eléctrico

En esta sección se detalla el diseño eléctrico para las conexiones AC y DC realizado en el software AutoCAD Electrical, donde se especifican las conexiones de alimentación AC para cada uno de los IEDs, las conexiones de entradas de tensión e intensidad y el detalle del cableado de las entradas digitales (pulsadores) y contactos de salidas digitales (luces pilotos) resaltando que las entradas de intensidad de los IEDs operan a 125 VDC, los planos de cada uno de los diseños eléctricos del módulo de pruebas y el tablero de eléctrico de control para los seccionadores motorizados se pueden apreciar en los Anexos 4 y 8 respectivamente.

Para seleccionar el amperaje de los breakers eléctricos se realizó previamente el cálculo de potencia e intensidad consumida por cada uno de los equipos a utilizar (Ver Tabla 17), dicho valor de potencia e intensidad fue consultado en cada uno de los manuales de los IEDs.

Cantidad	IED	Voltaje de Entrada AC o DC	Intensidad (A)	Potencia (W)	Potencia Total (W)
1	ZIV 8IDV	110 VAC	0.14	15.5W	15.5
1	ZIV 2IRX	110 VAC	0.11	12W	12
1	AQF350A	110 VAC	0.27	30W	30
1	RTU NovaTech Orion LXm	110 VAC	0.136	15W	15
2	ION 7400	110 VAC	0.065 x 2	7.2W	14.4
Módulo de Pruebas			Potencia Total 1 (W) = 86.9W		
			I nominal 1(A) = 0.786A		
1	RTU Sicam A8000 CP8021	125 VDC	0.41A	45W	45W
Tablero Eléctrico de Control Seccionadores Motorizados			Potencia Total 2(W) = 45W		
			I nominal 2(A) = 0.36A		

Tabla 17: Cálculo de consumo potencia e intensidad.

Luego que se calcula la potencia total, se realiza el cálculo de la corriente de protección del sistema eléctrico del módulo de pruebas y del tablero eléctrico de control para los seccionadores motorizados, estos valores de corriente nominal calculados en la Tabla 17, se multiplican por un coeficiente del 125% según la NEC 2017 (National Electric Code) para dar seguridad contra sobrecarga en el sistema

eléctrico, resaltando que el valor de intensidad nominal del breaker eléctrico no debe de ser superior a la intensidad nominal que soporta el conductor eléctrico.

$$I_{protección\ 1} = I_{nominal\ 1} * 1.25 = 0.79A * 1.25 = 0.98A \quad (7)$$

$$I_{protección\ 2} = I_{nominal\ 2} * 1.25 = 0.36A * 1.25 = 0.45A \quad (8)$$

Calculado el valor de la corriente de protección para el módulo de pruebas que es de 0.98A, se selecciona el valor igual o más cercano a la corriente de protección según los valores comerciales de breakers eléctricos, en este caso se escoge breakers termomagnéticos de 6A de un polo para la protección de cada uno de los IEDs en el módulo de pruebas y breakers termomagnéticos de 10A doble polo para protección a la entrada de alimentación AC y DC.

Una vez dimensionada la intensidad para los breakers eléctricos se selecciona el calibre del conductor eléctrico a utilizar en este caso se selecciona el conductor eléctrico de calibre 14 AWG donde las siglas AWG significa American Wire Gauge (conductor calibre americano), ya el valor de intensidad nominal de este calibre de conductor eléctrico es de 15A según la norma NEC (Ver Tabla 18), este calibre de conductor es el que se acerca a los requerimientos necesitados.

Intensidad máxima conductores eléctricos según la norma NEC					
Capacidad circuito [A]	15 [A]	20 [A]	30 [A]	40 [A]	50 [A]
Calibre conductor AWG	14	12	10	8	6
Sección nominal eléctrica [mm²]	2.5	4	6	10	16

Tabla 18: Intensidad máxima conductores eléctricos de cobre [34].

3.3.2 Diseño de Red

Para comunicar los IEDs del módulo de pruebas y los Seccionadores Motorizados con el sistema SCADA diseñado en Axon Builder, se utilizó una porción de red en el segmento 172.18.39.130/26, este segmento de red permite realizar un direccionamiento hasta 60 dispositivos, en la tabla 19 se aprecia las direcciones IP

utilizables, es decir se pueden configurar IEDs con direcciones IP dentro de dicho rango de red.

Direcciones IP Módulo de Pruebas		
Segmento de Red		172.18.39.130
Máscara de Subred - /CIDR		255.255.255.192 - /26
Rango de direcciones IP utilizables	IP Host Min.	172.18.39.131
	IP Host Máx.	172.18.39.190
Dirección IP Gateway		172.18.39.129
Equipo	Abreviatura	Dirección IP
Switch Huawei S2710	SW1	172.18.40.118 /26
PC-1	PC1	172.18.39.140 /26
PC-SCADA	PC-SCADA	172.18.39.142 /26
PC-2	PC2	172.18.39.141 /26
ZIV-2IRX	PRI01-REL	172.18.39.144 /26
ZIV-8IDV	TRA01-REL	172.18.39.148 /26
Arcteq AQF350A	PRI02-REL	172.18.39.150 /26
RTU NovaTech Orion LXm	RTU1	172.18.39.152 /26
X1 (Interfaz RTU Sicam)	X1-RTU-Sicam	172.18.39.156 /26
X4 (Interfaz RTU Sicam)	X4-RTU-Sicam	172.18.39.157/26

Tabla 19: Direcciones IP utilizadas para los equipos de la propuesta.

3.3.3 Topología de comunicaciones

La topología de comunicaciones empleada en el módulo de pruebas y el control de los seccionadores motorizados es una topología en estrella empleando los protocolos de comunicaciones IEC 61850 desde los IEDs hacia la RTU y mediante el protocolo IEC 6087-5-104 desde la RTU hasta el sistema SCADA diseñado en el software Axon Builder, en el caso de la ingeniería para la integración de los seccionadores motorizados se utilizara el protocolo DNP3 ya que es el que actualmente está en uso en las subestaciones eléctricas de CNEL EP UN STE, el Anexo 6 se detalla la topología de red de la presente propuesta con los respectivos protocolos de comunicaciones que serán utilizados.

3.3.4 Diseño e Implementación Módulo de Pruebas

Para la implementación del módulo de pruebas se tiene asignado un área en específico en la sala de reuniones del COD STE, para lo cual se realiza un diseño previo en el software Microsoft Visio Professional 2016, en la figura 38 se detalla cómo serán ubicados de cada uno de los elementos del área de pruebas tales como rack de piso abierto, escritorios de operación-simulación y la respectiva PC que contendrá el SCADA diseñado en el software Axon Builder.

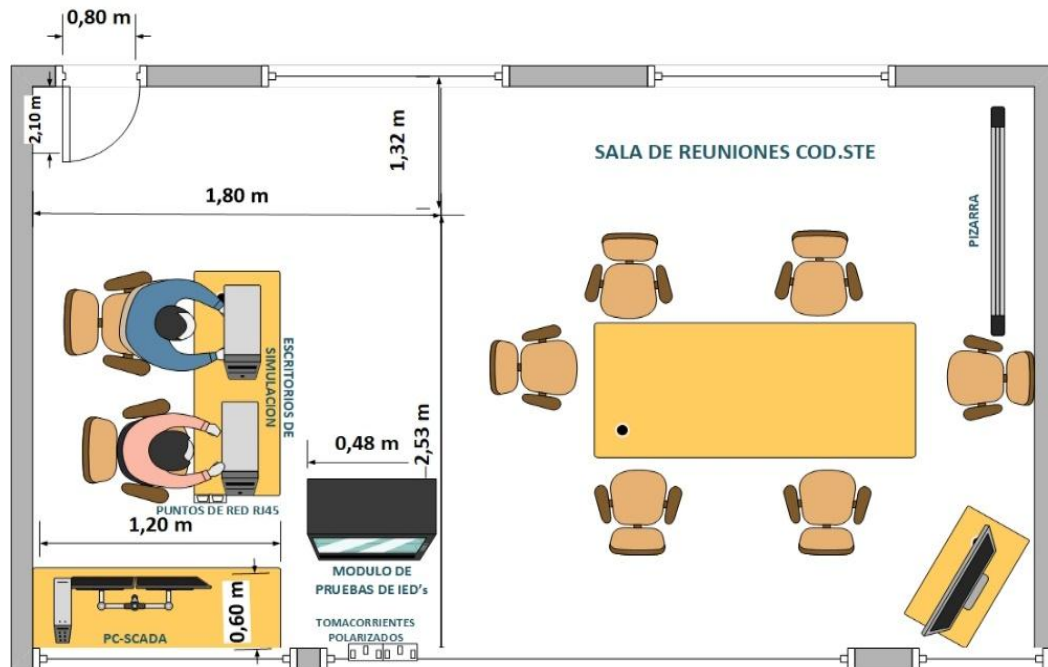


Figura 38: Diseño área módulo de pruebas.

Realizado el diseño previo del área donde se desarrolla la presente propuesta se prosigue a diseñar la distribución de cada uno de los IEDs, switch, borneras y elementos eléctricos en el rack de piso abierto de 37UR en el software AutoCAD, el diseño se visualiza detalladamente en el Anexo 2.

Una vez elaborado el diseño de la distribución de cada uno de los IEDs en el rack de piso abierto se procede a realizar la respectiva implementación, a continuación, se detalla varios pasos relevantes para llevar a cabo la propuesta, para visualizar de manera gráfica cada uno de los pasos revisar las fotografías en el Anexo 3.

1. Realizar una visita previa para reconocer el área donde se implementará el módulo de pruebas, con lo cual se realiza la toma de medidas para delimitar el espacio asignado.

2. Habilitar puntos de red, dentro del segmento de red de la empresa y proveer de conectividad a los IEDs y por ende al área de pruebas. Contar con equipos que permitan agilizar el trabajo tales, como ponchadora para conectores RJ45 y ponchadora para conectores tipo Jack RJ45(Ver Anexo 3).
3. Armar los respectivos soportes para la ubicación de cada uno de los IEDs dentro del rack de piso abierto.
4. Una vez realizado los respectivos soportes se empieza por ubicar los equipos de comunicaciones, soportes y los IEDs respectivamente, guiándose en el diseño detallado en el Anexo 2.
5. Realizar un soporte para la ubicación de los IEDs de medición y que permita la ubicación de las luces piloto, selectores, pulsadores que servirán para visualizar estados digitales tales como ON y OFF, además de simular el control (apertura y cierre) de equipos de maniobras mediante pulsadores.
6. Después de haber colocado los IEDs en el rack y elaborado el soporte para las luces piloto y pulsadores, se colocan las borneras de riel cortocircuitables que servirán para la conexión de tensiones y corrientes de la maleta de pruebas y las borneras de riel para cable eléctrico de 14AWG.
7. Realizar las conexiones de alimentación AC para cada uno de los equipos, previamente haber revisado cada uno de los manuales de usuario para constatar que los equipos operen con alimentación AC o DC. En el caso de los IEDs manejan alimentación AC y DC dicha información esta detallada en los datos técnicos cada uno de los IEDs a utilizar (sección componentes a utilizar). Los colores empleados para alimentación AC son: fase de color rojo, neutro de color negro y tierra física de color verde.
8. Después de haber realizado las conexiones eléctricas de alimentación AC, nos queda empezar a cablear cada una de las señales a utilizar como son: entradas analógicas de intensidad y tensión, señales de entradas, salidas digitales, señales de Trip y Close. El diagrama de conexiones de cada una de estas señales analógicas y digitales a utilizar en cada uno de los IEDs se detalla en el apartado de Anexos.

9. Etiquetar cada uno de los cables con la finalidad de manejar un cableado de manera organizada, debido a que se manejan varios colores de conductores eléctricos entre los cuales se encuentran conductores de alimentación AC, DC y señales digitales, en el caso de que exista algún inconveniente con un conductor o realizar cambios en el cableado se podrá realizar sin ningún inconveniente gracias al etiquetado que indica a que IEDs o conexión corresponde el conductor. Se etiquetará de igual manera cada uno de los IEDs y equipos del módulo de pruebas con la abreviatura descrita en las tablas 9 y 19.



Figura 39: Implementación Módulo de Pruebas de IEDs.

3.3.5 Diseño e Implementación Tablero eléctrico para el control de los Seccionadores Motorizados.

Para el diseño del tablero eléctrico de control de los seccionadores motorizados, se considera el valor de la corriente de protección calculada anteriormente en la ecuación 8, además se toma en consideración el valor de la fuente de alimentación que es de 125VDC/5A tomados del banco de baterías de la subestación Salinas, teniendo los valores de la corriente de protección se selecciona el valor de la corriente para el breaker eléctrico que se colocará a la entrada de alimentación de la RTU Sicam A8000 CP8021, se selecciona un valor de 10A para el breaker

eléctrico según la ecuación 8 y 9 que describen la intensidad consumida por la RTU y la fuente de alimentación DC.

$$I_{\text{protección fuente DC}} = 5A * 1.25 = 6.25A \quad (9)$$

La selección del calibre del conductor eléctrico a utilizar para las conexiones de entradas y salidas digitales de la RTU Sicam A8000 CP8021, lo recomendable es seleccionar el calibre en función de la corriente nominal que es consumido por cada uno de estos módulos, pero en este caso se selecciona un conductor de cobre calibre 12AWG ya que es el calibre recomendado por el fabricante en el manual de usuario de la RTU para dichos módulos de entradas y salidas digitales.

El tablero eléctrico debe ser óptimo para condiciones de temperatura ambiente ya que estará ubicado dentro de la caseta de la subestación Salinas y estar acorde con las dimensiones de cada uno de los módulos de la RTU, breaker eléctrico, canaletas y borneras de conexión eléctrica, los cuales estarán ubicados dentro del tablero eléctrico de control de acuerdo al diseño de la figura 41, para lo cual se seleccionó un tablero eléctrico de dimensiones 60x50x20 [cm] (alto x ancho x profundidad) el cual cumple con los requerimientos necesitados.

Se ubicarán 62 borneras de conexión eléctrica dentro del tablero de control para la conexión de cada una de las señales de entradas o salidas de los respectivos módulos de la RTU, las cuales estarán en uso 36 borneras que son las señales a utilizar para el monitoreo y control de los seccionadores motorizados (Ver Anexo 9), las restantes estarán disponibles para que en un futuro puedan ser utilizadas y se pueda realizar las conexiones de manera ágil al momento de requerir una entrada o salida digital para el control de algún elemento de maniobra adicional.

En la siguiente figura se visualiza el diseño del tablero eléctrico de control para los seccionadores motorizados con las respectivas dimensiones y cada uno de los elementos ubicados en el tablero eléctrico de control.

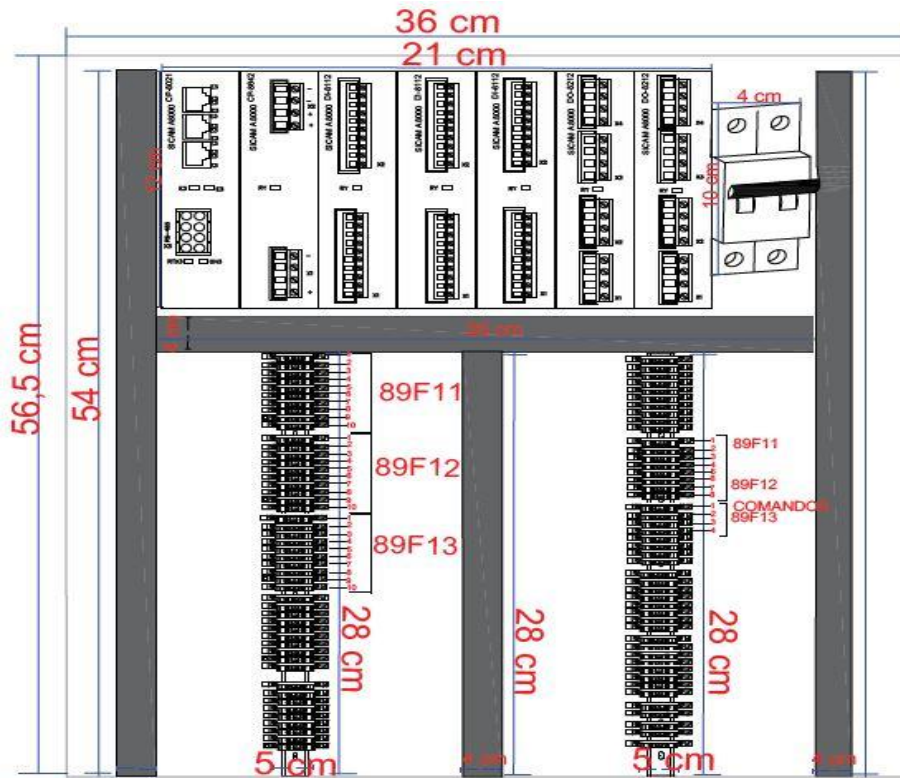


Figura 40: Diseño Tablero de Control Seccionadores Motorizados.

Para la implementación del tablero eléctrico se utilizaron los materiales y la cantidad requerida listados en el apartado Costo de la propuesta, adicionalmente en el Anexo 9, se detallan los planos de las conexiones eléctricas a seguir para el cableado de cada una de las entradas y salidas digitales de los módulos de la RTU conectadas a las borneras.

En la figura 41 se aprecia la implementación del tablero eléctrico de control en la subestación Salinas, para el control de los seccionadores motorizados, de acuerdo al diseño previamente realizado en el software AutoCAD.



Figura 41: Ubicación tablero de control seccionadores motorizados.

Para establecer comunicación entre los IED y la RTU se debe de configurar el o los protocolos de comunicación, en el siguiente apartado se detallará la configuración de los protocolos DNP3, IEC61850 e IEC 60870-5-104, mediante el software de configuración ZiverCID y ZiverLog para los IEDs ZIV, con la herramienta AQtivate 300 para el IED Arcteq, mediante el software NCD3 y SICAM WEB la configuración de la RTU NovaTech OrionLXm y Sicam A8000 CP8021 respectivamente.

3.3.6 Configuración equipos

La figura 42 muestra el diagrama de bloques de cada una de las etapas a realizarse para ejecutar las respectivas pruebas de protecciones eléctricas y de los protocolos de comunicaciones.

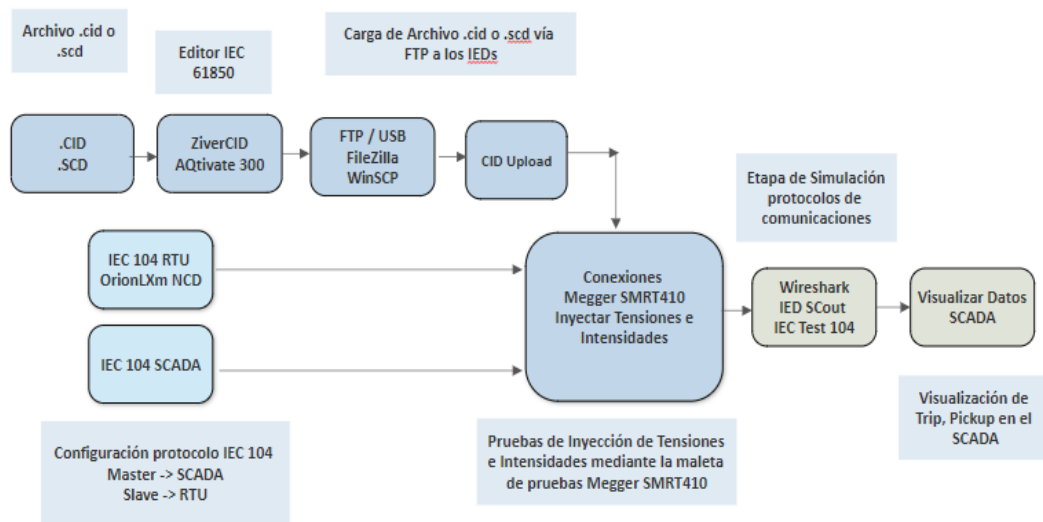


Figura 42: Diagrama de bloques desarrollo de la propuesta.

3.3.6.1 Configuración switch Huawei S2710

Con la finalidad de establecer conectividad con la red WAN corporativa se configura un enlace trunk en un puerto ethernet del switch de capa 2, ya que esto servirá para poder establecer conexión con cualquier IED de cualquier subestación en caso de querer realizar alguna configuración desde el módulo de pruebas.

Luego de haber realizado la configuración del enlace trunk, se configura cada una de las interfaces ethernet y acceso a la vlan correspondiente (Ver figura 43) de cada uno de los IEDs y PCs, resaltando que cada dispositivo se debe encontrar en la misma Vlan para que exista conectividad entre los dispositivos que posean una interfaz ethernet del módulo de pruebas.

```
[SW-HW-LAB-PRUEBAS]interface ethernet 0/0/7
[SW-HW-LAB-PRUEBAS-Ethernet0/0/7]
[SW-HW-LAB-PRUEBAS-Ethernet0/0/7]port link-type access
<cr>

[SW-HW-LAB-PRUEBAS-Ethernet0/0/7]port link-type access
[SW-HW-LAB-PRUEBAS-Ethernet0/0/7]port default vlan [ ]
```

Figura 43: Líneas de comandos configuración interfaz ethernet en el switch.

3.3.6.2 Configuración IEDs ZIV mediante IEC 61850

Para configurar los servicios de IEC 61850 tales como dataSet, RCB y GoCB en los IEDs, se realiza la descarga del archivo CID, ya que este contiene la información necesaria para realizar dicha configuración, mediante un navegador web, se ingresa la dirección IP del IED en la barra de URL, si la dirección IP ingresada es correcta se desplegará una ventana en el cual se ingresa el usuario y contraseña para acceder al servidor web del IED, dichos parámetros se encuentran disponibles en el manual de usuario. Una vez ingresado al servidor web en la sección “Active CID”, se realiza la descarga del archivo CID (Ver Figura 44).



Figura 44: Descarga del archivo CID servidor web del IED ZIV2IRX.

Para realizar la configuración de los servicios IEC 61850 desde el archivo cid, se realiza la ejecución del software ZiverCID, al ejecutar se mostrará una ventana como la de figura 45, en donde se realiza la apertura del archivo previamente descargado que se obtuvo del servidor web del IED, el software solicitará validar el archivo cid previamente, para comprobar que no existan errores.



Figura 45: Ventana general software ZiverCID.

Para tener organizada cada una de las señales de disparos, voltajes, corrientes, mandos para posteriormente hacer uso de RCB y GoCB se crean dataSets en el software ZiverCID, para esto se realiza un click sobre el ícono de la barra de herramientas “Crear dataSet” (Ver Figura 46), al ejecutar dicha opción se visualizara la ventana de la figura , donde en la parte izquierda se visualizan cada uno de los nodos lógicos que posee el IED, como son las funciones protecciones eléctricas, medidas, estados digitales, y los atributos de cada dato del nodo lógico, en la parte derecha de la ventana se muestran los dataSet creados.

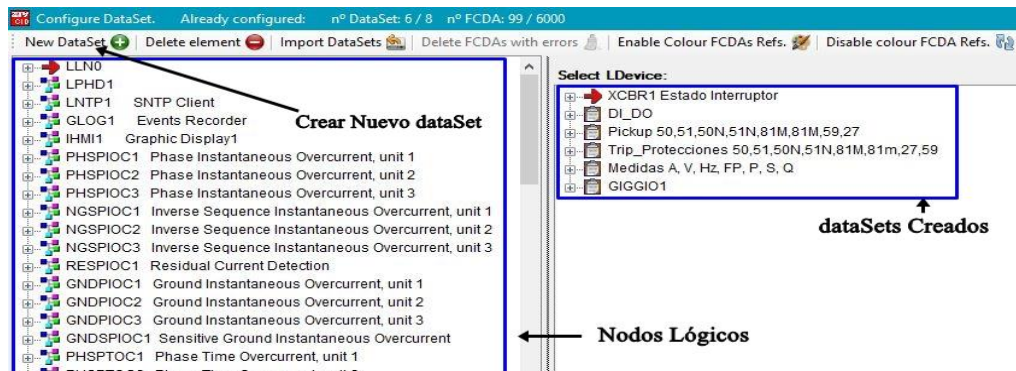


Figura 46: Ventana de configuración dataSet.

Para crear un nuevo dataSet se dirige a la opción “New DataSet”, se desplegará una ventana con los campos Nombre y Descripción, esta opción permite ingresar el Nombre del DataSet teniendo en cuenta que no se admiten espacios en blanco en este campo y una breve descripción de guía para el conjunto de datos.

Un dataSet debe contener datos para esto se realiza la búsqueda en cada uno de los nodos lógicos disponibles los objetos de datos o atributos que se deseen agregar, para esto se debe arrastrar con el mouse la señal con el objeto de dato o atributo escogido hacia el dataSet creado (Ver Figura 47), en este caso se agrega el atributo de dato que contiene a la señal de pickup y disparo por la protección eléctrica de

sobrecorriente instantánea, de igual manera se realiza este paso para cada señal que se desee agregar a un dataSet.

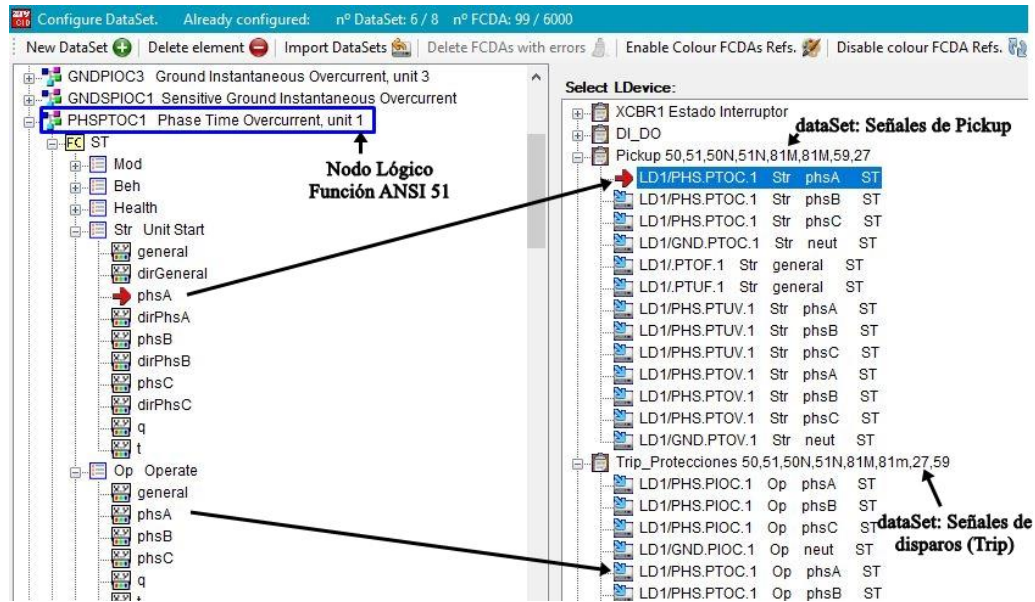


Figura 47: Asignación de un atributo de dato a un dataSet.

Para agregar señales de disparo, pickup y entradas o salidas digitales al dataSet, se sigue la siguiente referencia IEC 61850:

Dispositivo Lógico/PHSPTOC1\$Op\$pshB->Señal de Disparo

Dispositivo Lógico/PHSPTOC1\$Str\$pshB->Señal de Pickup

Dispositivo Lógico/GIGGIO1\$Ind01.stVal->Entrada o salida digital

Para cada IED se crea un dataSet que contenga las señales de disparos y pickup de las protecciones eléctricas, entradas o salidas digitales y valores analógicos. Luego de crear cada uno de los conjuntos de datos, estos se deben ser importados hacia el respectivo archivo CID, realizando un click en la opción “Import DataSets”, desde la ventana de configuración de dataSets del software ZiverCID.

Se debe de verificar que los dataSets creados sean reflejados en el nodo lógico LLN0 en la ventana principal del software ZiverCID, una vez dentro de dicho nodo

lógico los conjuntos de datos creados deberán aparecer al principio del nodo lógico LLN0(Ver Figura 48).

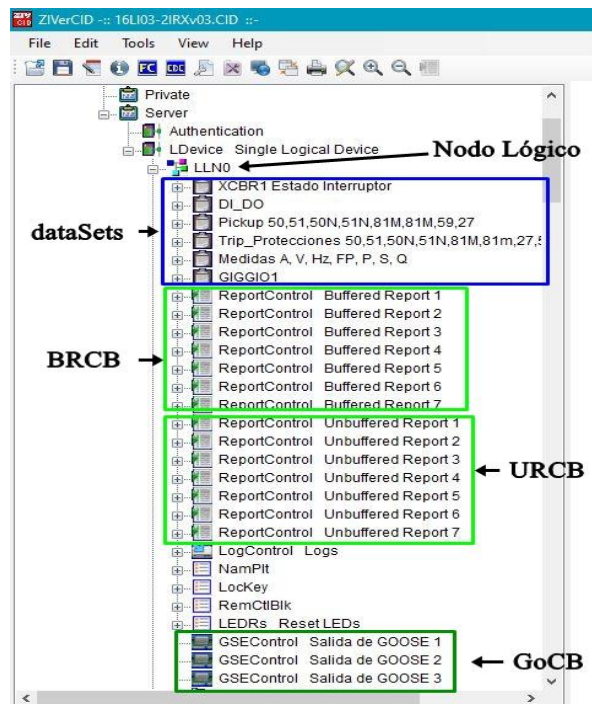


Figura 48: Nodo lógico LLN0 de los IEDs ZIV.

Los conjuntos de datos creados anteriormente se pueden almacenar en un reporte, los cuales sirven para monitorear las señales que contienen cada uno de los dataSets, con una ventaja de que únicamente estos reportes se envían hacia un IED o un dispositivo de nivel superior (nivel 2 o 3 de una subestación eléctrica), cuando sucede un evento como puede ser cambio de estado de una señal digital, alarma por disparo de una protección eléctrica, los IEDs de la marca ZIV poseen en el nodo lógico LLN0, 7 reportes bufereados, 7 reportes no bufereados y 3 salidas de control Goose, tal como se muestra en la figura 48.

La siguiente gráfica muestra los parámetros de configuración de un reporte bufereado, la configuración de un reporte no bufereado es similar al mostrado en la gráfica con la diferencia de que en el campo buffered posee el atributo false, los campos que se encuentran sombreados de color verde son los únicos campos

editables en conjunto con el control ListBox que permite escoger entre las opciones que se desplazan.

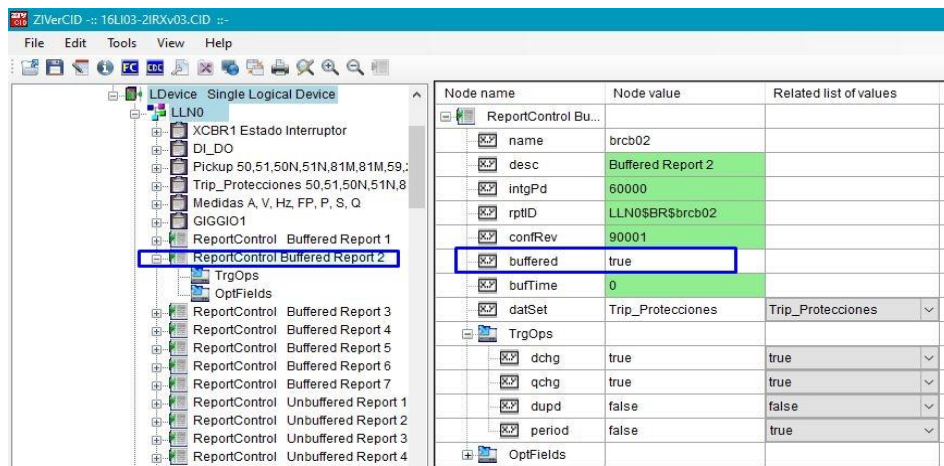


Figura 49: Configuración de un BRCB desde el software ZiverCID.

Los parámetros de configuración de un BRCB se detallan a continuación:

intgPd: Tiempo para el envío de un informe periódicamente, este valor se ajusta en milisegundos [ms].

bufTime: Este parámetro describe el intervalo de tiempo en el que se almacenan las notificaciones por cambio o actualización de un dato o actualización, durante este intervalo de tiempo estas notificaciones se almacenan y se envía un único Report. Si se requiere un envío rápido de un Report este parámetro se ajusta con el valor de 0.

datSet: Se puede escoger únicamente un dataSet creado y asignarlo a un reporte.

Las opciones TrgOps definen los parámetros por el cual se envía el reporte, a continuación, se describe el significado de cada uno de los parámetros de configuración

dchg: El valor ajustado a “true” indica el envío de un informe por cambio del valor de un dato (binario o medida analógica).

qchg: Si se ajusta al valor booleano “true”, hace referencia al envío de un reporte por cambio de la calidad de un dato.

dupd: Indica el envío de un reporte por actualización de un dato.

period: Indica el envío de un informe por periodicidad.

La tabla 20 muestra la configuración de un BRCB de señales de disparos, con los parámetros descritos anteriormente:

Configuración BRCB, IED ZIV 2IRX	
name	brcb02
intgPd	600000 [ms]
buffered	true
buffTime	0 [ms]
dataSet	Trip_Protecciones
dchg	true
qchg	true
dupd	false
period	true

Tabla 20: Ajuste de un BRCB de señales de disparos.

Configuración Mensajería Goose entre IEDs

En esta sección se detalla la configuración para poder realizar el envío de mensajes Goose entre IEDs del módulo de pruebas, con la finalidad de poner a prueba una de señal de disparo física y un mensaje de disparo enviado a través de la red ethernet, para configurar un Goose de entrada se debe de seguir los siguientes pasos:

- Suscribirse a un Goose e identificar el dato de un dataSet al que interese suscribir.
- Direccionar a una entrada Inref del nodo Lógico GIGGIO1, el dato al cual se realizó la suscripción.
- Asignar el dato de la entrada Inref a una señal interna del IED.

Los IEDs de la marca ZIV poseen 40 entradas Inref, pudiendo así tomar 40 datos de un mismo Goose o un dato de 40 Goose distintos, se debe de tener en cuenta dos escenarios el del IED publicador y el IED suscriptor, en donde el primero envía un

bloque de control Goose hacia la red ethernet y el o los IEDs que contengan configurados una dirección MAC de multidifusión podrán recibir este bloque de control Goose.

Esta configuración de mensajería Goose en los IEDs se la realiza desde el software ZiverCID, dirigiéndose a la barra de herramientas opción “Tools” (Ver Figura 45), seleccionar la opción “Manage subscription to Gooses”, se desplegará la ventana de la figura 50, en la cual se debe dar click en la opción “Open File” para abrir el archivo CID correspondientes al IED publicador. En la parte derecha de la gráfica se muestra cada una de las entradas Inref que permitirán direccionar los datos a una señal interna del IED Suscriptor mientras que en la parte izquierda de dicha ventana las señales provenientes de cada GoCB que contiene el IED Publicador.

La configuración del IED suscriptor posee el atributo setRef, que permitirá identificar a un Goose y poder seleccionar el dato que sea de interés, este atributo contiene los siguientes campos MAC, APPID, GOID, POS, GCBREF, se detalla a continuación el significado de cada uno de estos campos.

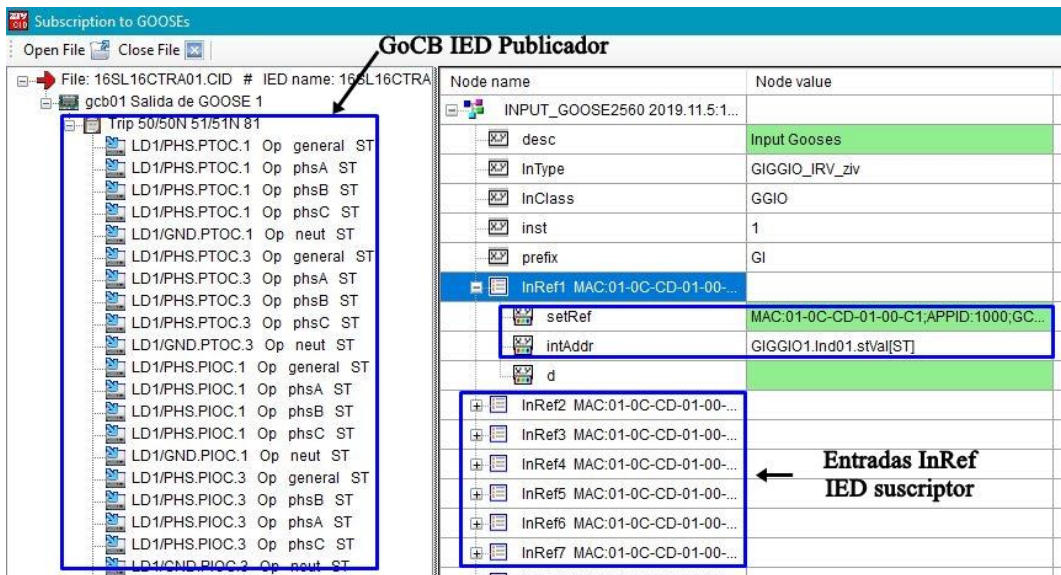


Figura 50: Ventana suscripción Goose IEDs ZIV.

MAC: Es la dirección MAC de destino en donde se va a publicar el Goose del cual se realizó la suscripción. El rango de esta dirección MAC según la norma IEC 61850 va desde 01-0C-CD-01-00-00 hasta la dirección 01-0C-CD-01-01-FF.

APPID: Este parámetro es un identificador del Goose y debe de ser único en la red. Este campo es un valor en hexadecimal que está en el rango de 0000 hasta 3FFF.

GOID: Este parámetro es una cadena de texto que identificará al Goose.

GCBREF: Es la referencia IEC 61850 del GoCB al que se desea suscribir, por ejemplo, LD1\LLN0\$GO\$gcb01

POS: Es la posición que ocupa el dato en el GoCB al cual se realizó la suscripción.

El siguiente campo que se debe de configurar para el IED suscriptor es el atributo intAddr que permite direccionar el dato del Goose al que se suscribió, hacia una señal interna en el IED. Estos equipos ZIV poseen cuatro tipos de datos en el nodo lógico GIGGIO1, los cuales se detalla a continuación:

- Señales Simples: Ind01 hasta Ind40.
- Señales Dobles: DPIn01 hasta DPIn20.
- Enteros: Int01 hasta Int20.
- Valores Analógicos: AnIn01 hasta AnIn20.

Este atributo se debe de escribir en el siguiente formato: NodoLógico.Dato. Atributo [FC], por ejemplo, GIGGIO1.Ind02stVal [ST].

Una vez direccionado el dato hacia una entrada Inref del nodo lógico GIGGIO1, el último paso es asignarle dicha señal a una entrada interna del IED, para esto se debe dar click en la barra de herramientas del software ZiverCID sobre el ícono “Configuration of programable Logic”, ubicado en la barra de herramientas, el cual dirige hacia el software ZiverLog para realizar la configuración de dichas señales.

La siguiente gráfica describe los pasos a seguir dentro del software ZiverLog para realizar la configuración de las señales internas del IED, en la barra de herramientas escoger la opción “Communications->61850->GIGGIO1”.

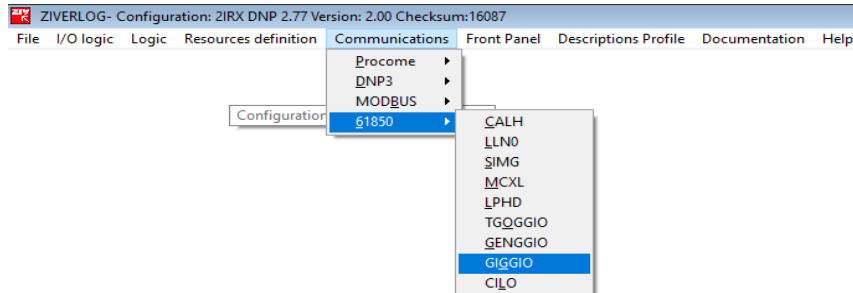


Figura 51: Ruta para configurar señales del nodo lógico GIGGIO1.

Se puede asignar una señal interna del IED o una señal definida por el usuario tal como se muestra en la gráfica, cuando se realicen las pruebas de Goose el valor de la señal a la que se suscribió, se reflejará en una entrada del nodo Lógico GIGGIO1 del IED ZIV (Ver Figura 52).

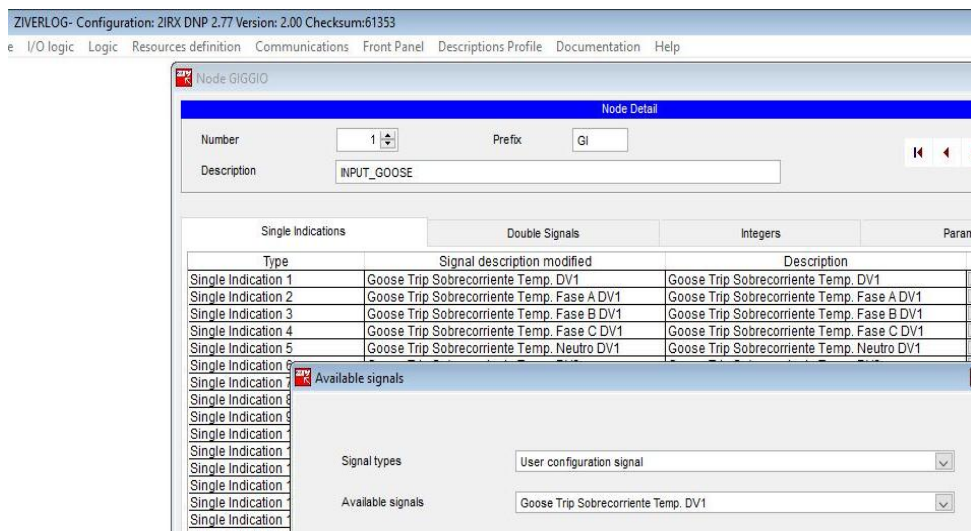


Figura 52: Asignación señal interna al nodo GIGGIO1 para recepción de Goose.

Se describe a continuación la configuración de comunicaciones, disponible en la barra de herramientas del software ZiverCID (Ver Figura 45), donde se resaltan los parámetros tales como: dirección IP, la mascarará de subred y la IP del Gateway, estos parámetros pertenecen al archivo CID (Ver Figura 53), al momento de cargar la configuración al IED este validará sí que el archivo CID tiene la misma IP de una de las interfaces ethernet caso contrario no validará el archivo y la configuración de dataSets, RCB y GoCB no se cargara en el IED.

Los parámetros VLAN ID y VLAN PRIORITY se detallan a continuación:

VLAN-ID: Este parámetro es un indicador de la VLAN a donde se desea enviar el Goose, es un parámetro hexadecimal en el rango desde 000 hasta FFF.

VLAN PRIORITY: Este parámetro define la prioridad del mensaje Goose, en donde 0 es la prioridad baja y 7 la prioridad alta.

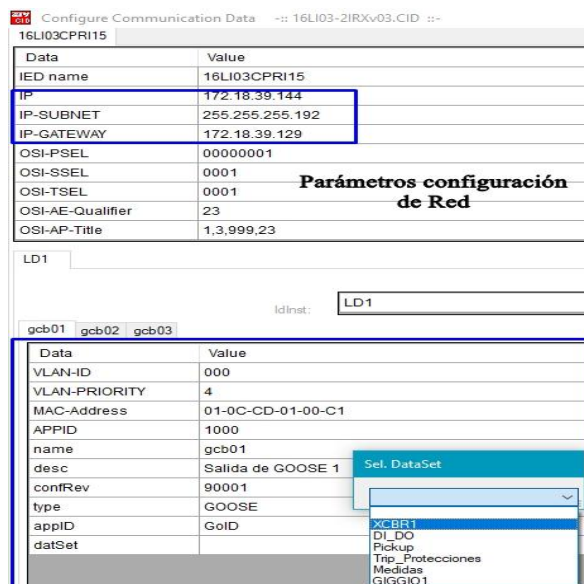


Figura 53: Configuración Parámetros de comunicación.

La tabla 21 muestra la configuración de un GoCB tanto para el IED Publicador como para el IED suscriptor, en donde los parámetros VLAN ID, VLAN PRIORITY, MAC ADDRESS del IED suscriptor deben ser igual a los del IED suscriptor, para que este pueda recibir el GoCB en la MAC de multidifusión del GoCB configurada.

Parámetro GoCB	IED Publicador	IED Suscriptor
VLAN ID	0000	0000
VLAN PRIORITY	4	4
MAC ADDRESS	01-0C-CD-01-00-C1	01-0C-CD-01-00-C1
APPID	1000	1000
name	gcb01	gcb01
confRev	40001	90001
appID	GoID	GoID
datSet	Trip	---

Tabla 21: Configuración de un GoCB para el ED suscriptor y publicador.

3.3.6.3 Configuración IED Arcteq AQF350A mediante IEC 61850

En esta sección se configura el IED AQF350A mediante IEC 61850, guiándose de los pasos de la configuración de los IEDs ZIV, con la diferencia que para este IED se hace uso del software AQtivate 300 para la configuración del IED.

En primer lugar, se debe activar dicho protocolo, dirigiéndose a un navegador web y en la barra URL escribir la dirección IP del IED, una vez accedido al web server buscar la opción “system settings -> Ethernet Comm.” y habilitar la casilla de IEC 61850 Enable (Ver Figura 54), para empezar a crear dataSets, RCB y GoCB con las señales de disparos, medidas, estados digitales que poseen los nodos lógicos del IED y parámetros adicionales del protocolo IEC 61850.



Figura 54: Activación IEC 61850 en el IED AQF350A desde el servidor web.

La configuración IEC 61850 de este IED, se la realiza mediante el software AQtivate, el cual al ejecutar se visualizará la ventana general como se muestra en la figura 55, para realizar las configuraciones de los distintos protocolos de comunicaciones, se dirige a la barra de herramientas y sobre el ícono “COM”, se desplegará una ventana con los diferentes protocolos disponibles en el IED tales como IEC 61850, DNP3, IEC 104.

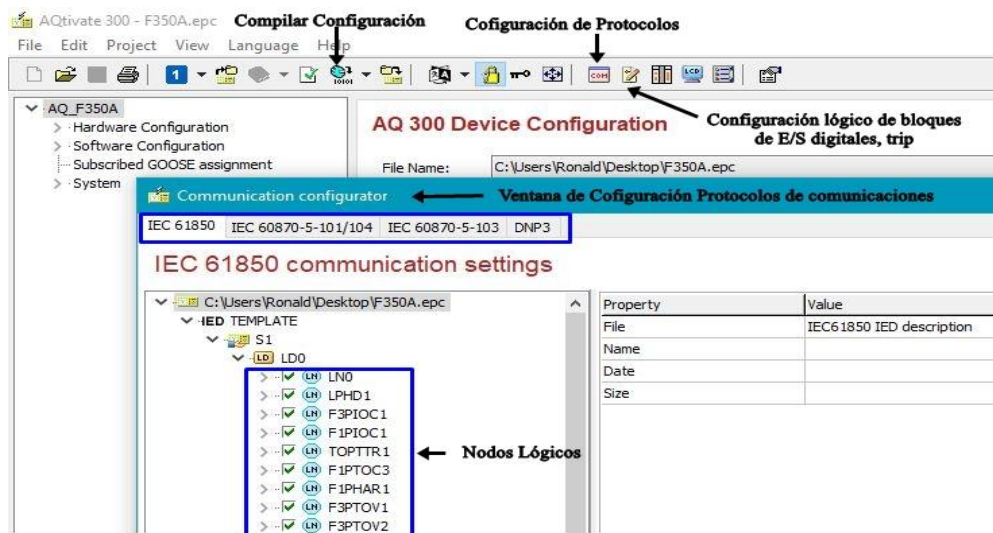


Figura 55: Ventana Principal AQ300 y ventana de protocolos de comunicaciones.

Luego de haber ingresado al módulo de configuraciones de comunicaciones IEC 61850 del IED, se dirige hacia un objeto de dato sobre cualquiera de los nodos lógicos disponibles y sobre un atributo de dato se realiza un click izquierdo para copiar dicho atributo de dato, luego se dirige hacia el nodo lógico LLN0 para crear un nuevo dataSet como se muestra en la figura 56.

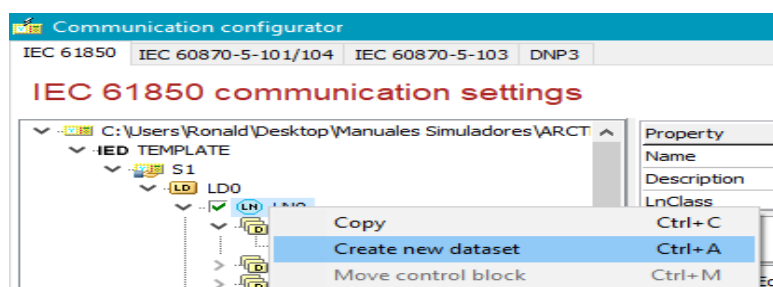


Figura 56: Crear nuevo dataSet en el IED AQF350A.

Después de haber creado un dataSet, se dirige hacia el árbol de nodos Lógicos del IED, ubicado en la parte izquierda de la ventana de la figura 57, y se asignan los atributos de datos correspondientes a cada uno de los valores de tensiones y corrientes de cada fase, potencias activa, reactiva, aparente, frecuencia y señales de estados digitales. En la figura 57 se muestra la asignación de las corrientes de la

fase A y B hacia el dataSet de nombre “Medidas”, donde el atributo de dato “f” significa que el valor de la señal es de tipo float.

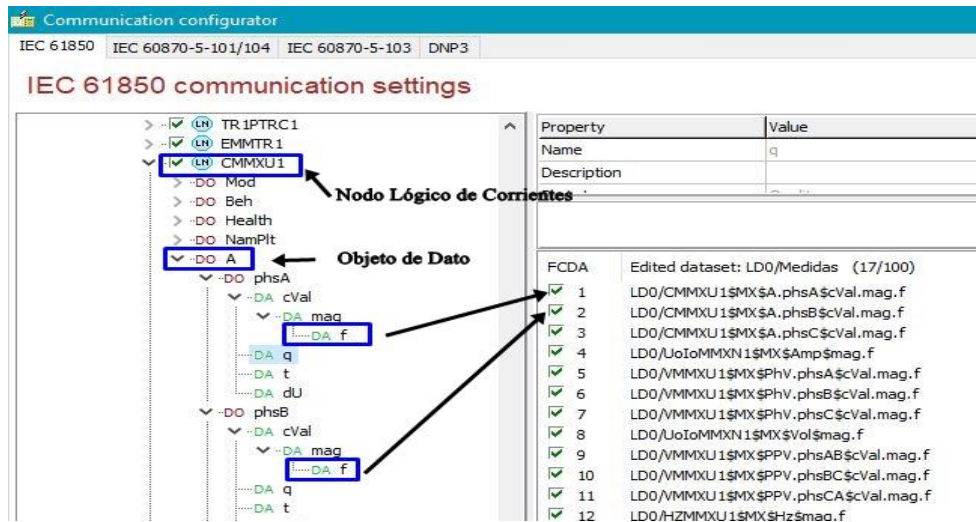


Figura 57: Asignación de atributos de datos a un dataSet, IED AQF350A.

Luego se crean RCB, que a diferencia de los IEDs ZIV que ya contienen integrados dentro del nodo LLN0 7 RCB, en este IED tienen que ser creados por el usuario, realizando un click izquierdo sobre el dataSet y seleccionando la opción “Create new control block”. Una vez creado el RCB se despliega una ventana como la de la figura, con los parámetros del RCB que se debe de configurar, resaltando que el campo “Buffered” permite escoger un reporte bufereado o sin búfer colocando en true o en falso el campo respectivamente para almacenar o no los datos en caso de que se produzca un fallo en la comunicación, el detalle de la configuración de un RCB para valores analógicas, se visualiza en la figura 58.

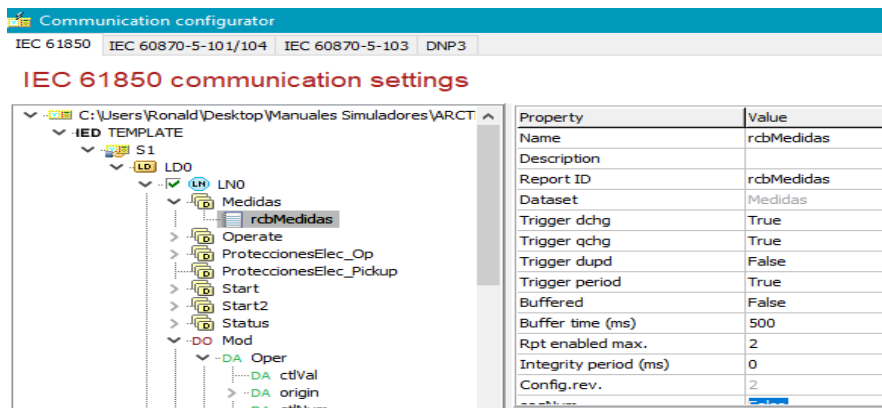


Figura 58: Configuración de un RCB en el IED AQF350A.

Luego de haber creado RCB necesarios, se procede a la configuración de reportes Goose GoCB, los cuales servirán para publicar o suscribirse a un GoCB de un IED del módulo de pruebas con la finalidad de realizar envío de señales de disparos mediante mensajes en la red. Los parámetros a configurar para un reporte Goose está detallados en el apartado de configuración de los IEDs ZIV.

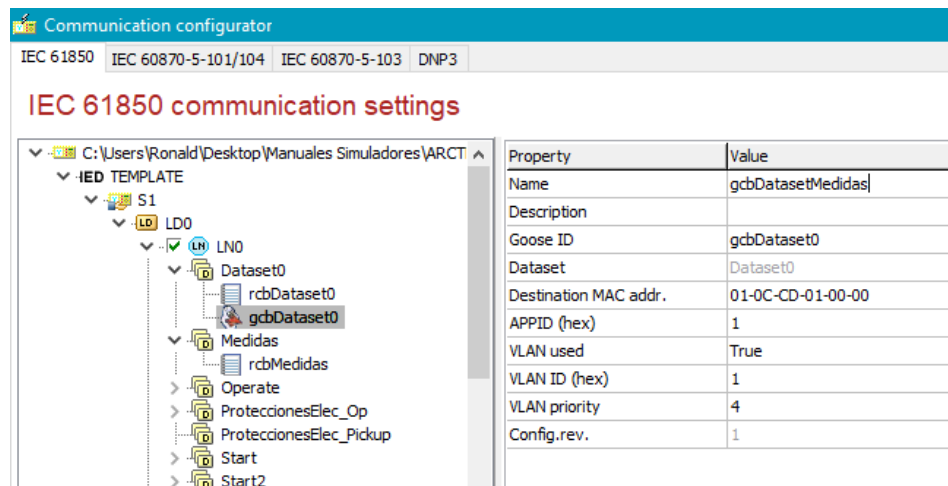


Figura 59: Configuración de un GoCB en el IED AQF350A.

3.3.6.4 Configuración RTU NovaTech OrionLXm

Para configurar la RTU se debe seguir los siguientes pasos:

- Escoger el protocolo de comunicación para establecer enlace entre los IEDs (Nivel de bahía) y la RTU (Nivel de Subestación), en este caso se deberá escoger un protocolo maestro para la RTU el cual interrogará cada cierto intervalo de tiempo a los IEDs para adquirir las medidas analógicas o de estados.
- Seleccionar un protocolo esclavo para la RTU, para que de este modo se puedan reportar las señales adquiridas en el paso anterior mediante la configuración de un protocolo maestro en el sistema SCADA Axon Builder en el cual se simulara el nivel de Centro de Control.

La primera opción es la ejecución del software de configuración NCD3 propio de las RTU NovaTech y dirigirse a la opción “File->New”, escoger el modelo de la RTU en este caso se marca la opción “OrionLXm” ya que es el modelo que se dispone para el módulo de pruebas.

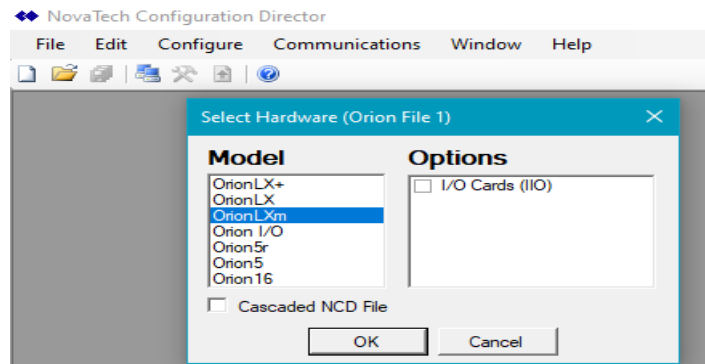


Figura 60: Selección del Hardware (RTU Orion LXm).

Creado el archivo se dirige a la opción “Configure” ubicada en la barra de herramientas del software NCD3, seleccionar el archivo Orion File 1 que es el nombre por defecto que asigna el software al momento de crear un archivo (Ver Figura 61), y escoger el protocolo de comunicación, ya sea de red o serial, en este caso se escoge un protocolo de red.

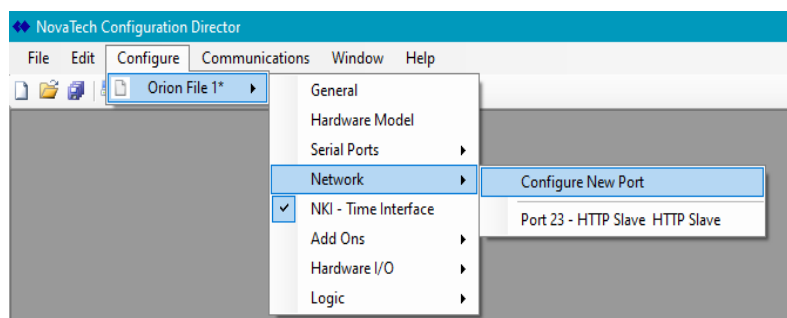


Figure 61: Configuración Protocolo de red en la RTU NovaTech.

Se configura el protocolo IEC 61850 en el modo Cliente, ya que los IEDs fueron configurados anteriormente mediante este protocolo con la finalidad de poner a prueba este protocolo de comunicación y que a futuro pueda ser implementado en comunicaciones de las subestaciones eléctricas hacia el SCADA, se resalta que únicamente se puede configurar un puerto de modo Cliente IEC 61850 en la RTU

NovaTech, con la ventaja que este puerto Cliente puede manejar varios IEDs de servidor IEC 61850.

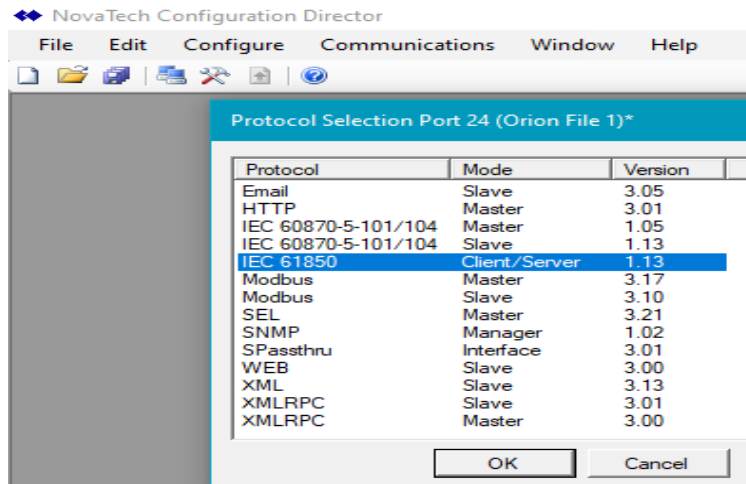


Figura 62: Selección del protocolo de comunicación IEC 61850.

Después de escoger el puerto IEC 61850, se despliega la configuración general del puerto y la configuración Goose para la interfaz ethernet, se puede escoger entre la interfaz eth0 o eth1 que corresponden a dos puertos ethernet de la RTU, esta opción es válida cuando se transmitan mensajes Goose entre un IED y la RTU, en esta propuesta se realiza mensajería Goose a nivel de IEDs.

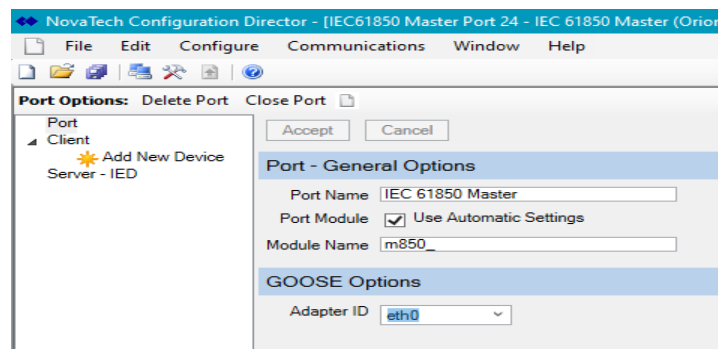


Figura 63: Configuración puerto IEC 61850 en la RTU Orion LXm.

El parámetro Port Name es el nombre que se le asigna al puerto, nombre por defecto es IEC 61850 Master, el cual es editable y se puede ingresar hasta 30 caracteres excepto @, &, [], y comas. Las opciones Port Module y Module Name son configuraciones por defecto y no pueden ser editadas.

Realizada las configuraciones generales del puerto IEC 61850 Cliente, se añade cada uno de los IEDs que se requieran monitorear por IEC 61850 en la RTU, en la gráfica se presenta una vista general de cada uno de los parámetros IEC 61850 al momento de dar click en la opción “Add New Device”, dichos parámetros se configuran de manera similar a los descritos anteriormente en cada uno de los IEDs (Ver Figura 64).

The screenshot displays the configuration interface for an IED. At the top, a table lists IEDs with columns for name, ID, description, version, and CID file. Below this, the 'Device Parameters' section includes fields for Description (PRI01), Server ID (2), and Polling Rate (2000). The 'IP Options' section shows Port (102) and Host/Slave IP Address (172.18.39.144). The 'Report Control Block (RCB) Options' section has checkboxes for 'UseDeviceTrgOps', 'Data Change', 'Quality Change', 'Data Update', 'Integrity', and 'General Interrogation'. Below these are fields for 'BufTm (msec)' (0) and 'IntgPd (msec)' (600000). At the bottom, a table lists RCBs with columns for RCB Name, Enabled, and Data Set.

RCB Name	Enabled	Data Set
16LI03CPRI15LD1/LLN0/brcb06[BR]	<input checked="" type="checkbox"/>	Control
16LI03CPRI15LD1/LLN0/brcb04[BR]	<input checked="" type="checkbox"/>	DI_DO
16LI03CPRI15LD1/LLN0/brcb05[BR]	<input checked="" type="checkbox"/>	GIGGIO1
16LI03CPRI15LD1/LLN0/urcb01[RP]	<input checked="" type="checkbox"/>	Medidas
16LI03CPRI15LD1/LLN0/brcb03[BR]	<input checked="" type="checkbox"/>	Pickup

Figura 64: Configuración de RCB en la RTU Orion LXm.

Después de haber configurado cada IED en el puerto IEC 61850 Cliente, se configuran cada uno de los puntos IEC 61850 correspondientes a las entradas, salidas digitales, medidas y mandos digitales, las cuales están almacenadas en los RCB creados anteriormente, a excepción de los mandos digitales los cuales se direccionan mediante objetos MMS (Manufacturing Message Specification) ya que este servicio de IEC 61850 es a nivel de la capa de aplicación en relación al modelo OSI, para direccionar un mando digital se selecciona la señal de tipo Oper.ctVal que hace referencia a un atributo de control que puede ser Booleano o Double, esta opción está disponible en “Digital Outputs” para cada uno de los IEDs.

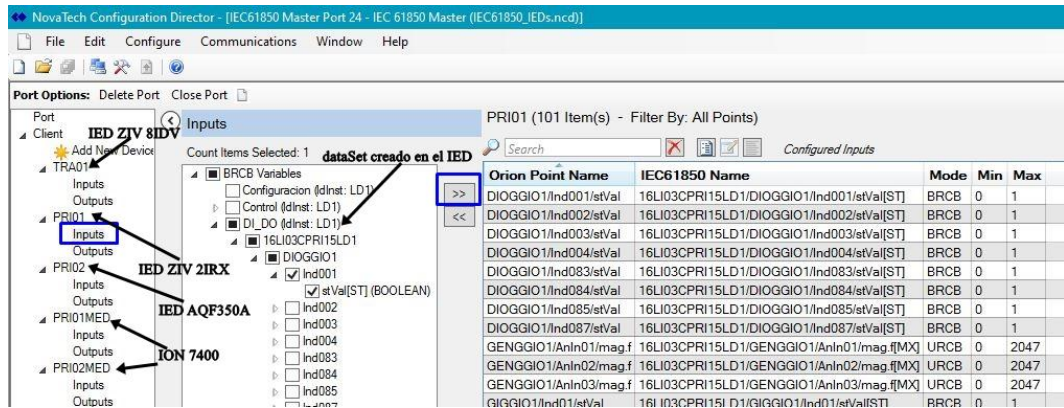


Figura 65: Direcccionamiento de Señales IEC 61850 a la RTU.

En el siguiente apartado se configura la RTU como dispositivo esclavo para el reporte de las señales hacia el SCADA, en el mismo archivo de configuración ncd se dirige nuevamente hacia la opción “Configure” y se escoge un protocolo de red en este caso es el protocolo IEC 6080-5-104 Slave, debido a que es un protocolo para telecontrol y está basado en TCP/IP con el cual se puede garantizar la confiabilidad de los datos a nivel de centro de control, además es requerido en esta propuesta simular ambientes reales en el ámbito de comunicaciones actuales de reportes de señales hacia el SCADA haciendo uso de este protocolo de comunicación, es por esto que se hace uso de este protocolo de comunicación.

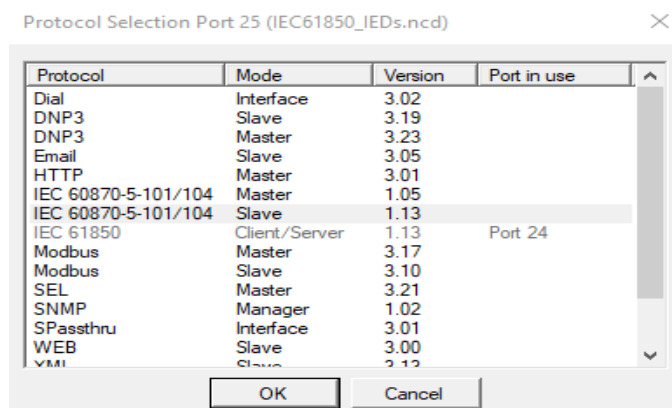


Figura 66: Selección del protocolo de comunicación IEC 60870-5-104 Slave.

Después de haber escogido el protocolo de comunicación IEC 6087-5-104 Slave se desplegará la ventana mostrada en la figura 67, se visualizan las opciones generales

para configurar el puerto IEC 104 esclavo, se describe a continuación los parámetros de las opciones TCP para una correcta configuración,

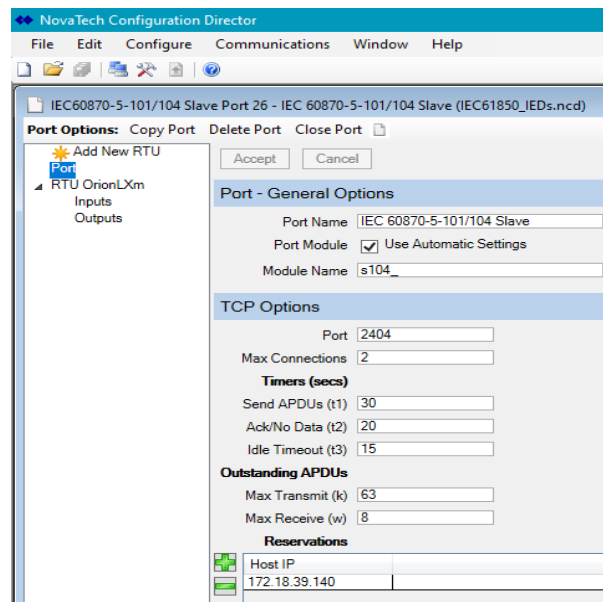


Figura 67: Configuración parámetros puerto IEC 104 Slave.

Port: Este parámetro describe el número del puerto TCP por el cual la RTU aceptara mensajes de una estación maestra IEC 104, el número de puerto TCP predeterminado para una conexión IEC 104 es el 2404 según el estándar RFC 1700 (Request for Comments).

Max. Connections: Este parámetro especifica el número máximo de dispositivos maestros IEC 104 que se pueden conectar a la RTU. Se configura para que 2 dispositivos puedan conectarse a la RTU, tales como el SCADA y una PC adicional con los respectivos simuladores de protocolo.

Reservations: En este caso se establece un espacio de reservaciones de direcciones IP para que uno o varios dispositivos maestros establezcan conexión con la RTU en cualquier instante de tiempo, en este caso se colocara la dirección IP del SCADA, en caso de que exista un error en la conectividad ningún otro dispositivo con la dirección IP ingresada en este campo podrá establecer comunicación con la RTU, por lo que se mantiene la integridad de la cola de eventos cuando se reestablece la comunicación.

Send APDUs (t1): Tiempo de espera en segundos para enviar o probar APDU (Application Protocol Data Unit), sirve para configurar un tiempo de espera para la conexión con el IED o equipo de campo, si la conexión con la red no es estable se ajusta a un tiempo superior a 60s.

ACK/ No Data (t2): Este parámetro define el tiempo de espera en segundos para acuses de recibo en caso de que no exista mensajes de transmisión entre la estación esclava y maestra, resaltando que se debe cumplir $t2 < t1$.

Idle Test (t3): Tiempo de espera en segundos para que la RTU envíe tramas de testeo en caso de exista inactividad en el canal comunicación por un tiempo prolongado.

Max. Transmit (k): Máximo número de mensajes que pueden ser transmitidos sin ser confirmados por la estación maestra. El protocolo IEC 104 asume que el canal de comunicaciones es estable por lo que se puede configurar un número de mensajes sin ser confirmados.

Max. Receive (w): Indica el máximo número de mensajes (interrogación general, cambio de variables de estado) que puede recibir la RTU sin ser confirmados, siempre y cuando se cumpla la siguiente condición $w < k$.

Después de haber realizado la configuración de los parámetros de configuración del puerto IEC 104, se realiza los ajustes en la RTU con las configuraciones descritas en la tabla 22.

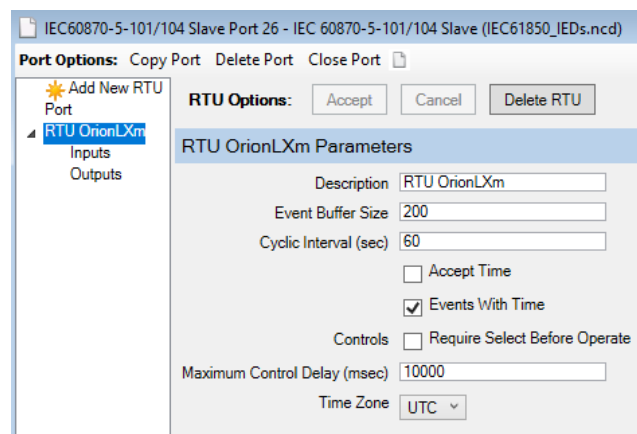


Figura 68: Configuración dispositivo esclavo mediante IEC 104 Slave.

A continuación, se detalla el significado de las opciones disponibles al configurar la RTU como dispositivo esclavo IEC 104.

Event Buffer Time: Este parámetro define cuantos eventos se pueden almacenar antes de que se desborde el búfer, resaltando que si existen más eventos de los que se pueden almacenar en el búfer, los eventos pueden continuar, pero el maestro IEC 104 que es el SCADA no logra vaciar el búfer, por lo que los eventos más antiguos se perderán lo que puede ocasionar que algunas de las señales direccionadas en la RTU no se reporten, como puede ser el caso de medidas analógicas o señales de estados.

Accept Time: Está casilla en modo check determina si que el reloj de la RTU en tiempo real está configurado cuando se recibe un comando de sincronización de la estación maestra.

Events with Time: Si se habilita este parámetro los eventos se envían a la estación maestra con una estampa de tiempo el cual es de vital importancia para las señales que se reportan al SCADA, se puedan mostrar el tiempo en que ocurrió el evento (trip, pickup, mando).

IEC 104 Slave, RTU Orion LXm Parameters	
Description	RTU
Event Buffer Size	200
Cyclic Interval (s)	60
Accept Time	unchecked
Event with Time	checked
Message Retries	unchecked
Maximun Control Delay (ms)	10000
Time Zone	UTC

Tabla 22: Parámetros de configuración de la RTU protocolo IEC 104 Slave.

Una vez configurados los parámetros del puerto IEC 104 esclavo y parámetros de la RTU se configuran las señales que se reportarán al SCADA, dichas señales provienen del protocolo IEC 61850 Cliente configuradas anteriormente para cada IED. Se configura el campo Input Object Address (IOA) donde se ingresa la dirección para cada señal mediante el protocolo IEC 60870-5-104 que puede ser de 1 byte o 2 byte, este valor servirá para interrogar dicha dirección desde el SCADA

(Ver Figura 69), adicionalmente se puede configurar parámetros tales como el valor mínimo y máximo para el caso de las señales analógicas, con la finalidad de limitar dicho valor analógico.

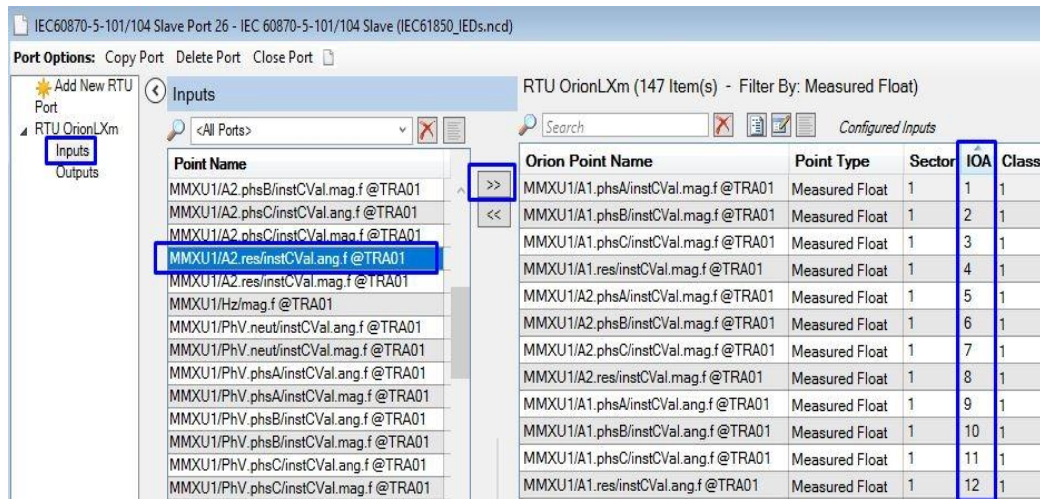


Figura 69: Señales a reportar por IEC 6087-5-104 Slave al SCADA.

3.3.6.5 Configuración control de los seccionadores motorizados

Para configurar el control de los seccionadores motorizados se utilizará la RTU Sicam A8000 como dispositivo esclavo y la RTU NovaTech Orion LXm como dispositivo maestro, a continuación, se indican cada uno de los ítems a seguir para hacer posible el monitoreo y control desde el SCADA de cada uno de los seccionadores motorizados:

- Revisar la topología de comunicaciones para el control de los seccionadores motorizados (Ver Figura 70).
- Crear cada una de las señales de entradas o salidas digitales para realizar la adquisición de los valores mediante los módulos DI-8112 y DO-8212 de la RTU Sicam A8000 CP8021.
- Configurar un protocolo de comunicación para el equipo de nivel de bahía que estará representado por la RTU Siemens A8000 CP8021.
- Configurar el protocolo de comunicación para el equipo de nivel de subestación (RTU NovaTech Orion LXm).

- Configurar un protocolo de comunicaciones maestro para hacer posible la comunicación con el SCADA.

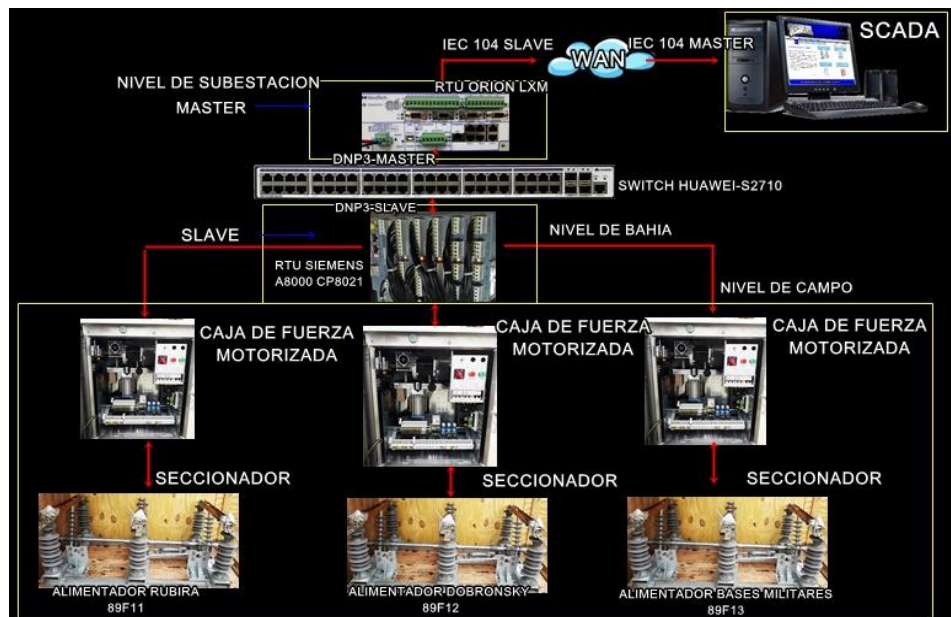


Figura 70: Topología de comunicaciones control de seccionadores motorizados.

Se resalta que los protocolos de comunicaciones a utilizar serán DNP3 e IEC 60870-5-104 para el nivel de subestación y nivel de centro de control (SCADA) respectivamente, los cuales hoy en día están en uso en las diferentes subestaciones eléctricas de CNEL STE y serán aplicados para el monitoreo y control de los seccionadores motorizados ubicados en la subestación Salinas.

3.3.6.5.1 Creación señales digitales en la RTU Sicam A8000

La configuración de la RTU Sicam A8000 se la realiza desde el web server del dispositivo, ingresando la dirección IP en la barra la herramienta desde un navegador web para acceder a las opciones generales del Sicam Web, en donde se realizan las configuraciones del protocolo de comunicaciones, diagnóstico del dispositivo entre otras (Ver Figura 71).



Figura 71: Vista general Sicam Web.

En el apartado “Signals”, se definen cada una de las señales y se asigna a un pin de las entradas y salidas físicas de los módulos DI-8112 y DO-8212 con los parámetros de configuración respectivos detallados más adelante, que permitirán desde la RTU Sicam el monitoreo de las señales de campo tales como falla del motor, estado de la puerta del tablero de fuerza motorizada, estado abierto o cerrado, mandos digitales de abrir y cerrar que corresponden a los tres seccionadores motorizados a controlar desde el SCADA Local.

En la Figura 72 se aprecia la vista general para crear cada una de las señales digitales de entrada o de salidas en la RTU Sicam A8000, el cual dispone de un campo de nombre “Name” donde se puede ingresar un tag para la señal entre 1 a 128 caracteres, el tipo de dato de la señal creada se encuentra en el campo “Type”, en el Anexo No. se detalla los tipos de datos disponibles en el campo mencionado, los parámetros CASDU 1, CASDU 2, IOA1, IOA2, IOA3 corresponden a direcciones del protocolo IEC 104 que se asigna a cada señal creada, estos valores son configurables en los valores de 0 a 255, una vez configuradas cada una de las señales requeridas se las asigna a un módulo de entrada o salida digital que se encuentran disponibles en la opción “I/O Master module” para esto se selecciona la casilla de activación de la señal deseada seguido de la opción “Assign” y se asigna a un módulo respectivo sea este DI-8112 o DO-8212 dependiendo del tipo de señal.

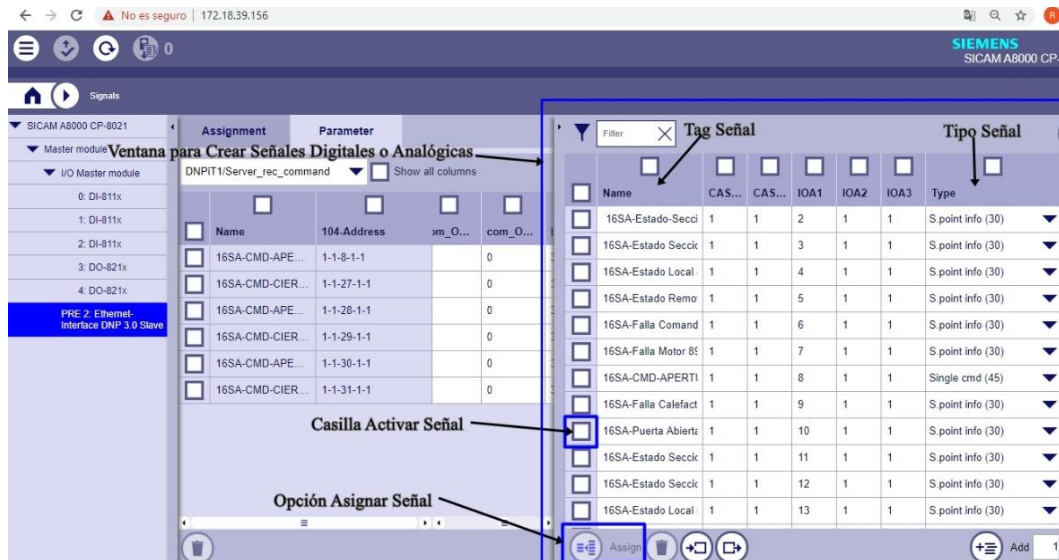


Figura 72: Creación señales E/S en la RTU Sicam A8000.

Cuando se define una señal a un módulo ya sea de entrada o salida digital se despliega una ventana con dos opciones “Assignment” y “Parameter”, en la primera opción es posible configurar el tipo de procesamiento de la señal entrada o salida digital que puede ser de tipo simple o double, en el campo “DataPoint” se escoge la señal de entrada o salida (IN DIxx o OUT DOxx) a utilizar del módulo respectivo, luego el campo “HW pins” se asignara automáticamente el pin físico a la que corresponde dicha señal escogida en la opción anterior de los módulos DI-8112 o DO-8212 (Ver Figuras 73 y 74).



Figura 73: Asignación de entradas digitales al módulo DI-8112.

Señales de Entradas Digitales		Entrada Digital		Pin Físico Módulo		
Assignment	Parameter	104-Adresse	Type	Processing type	Datapoint	HW pins
<input type="checkbox"/>	16SA-Estado-Seccionador-Ab...	1-1-2-1-1	S.point info (30)	DI_SI - Digital Inp...	SI IN D00	X1.1
<input checked="" type="checkbox"/>	16SA-Estado Local 89F11	1-1-4-1-1	S.point info (30)	DI_SI - Digital Inp...	SI IN D02	X1.3
<input type="checkbox"/>	16SA-Estado Local 89F12	1-1-13-1-1	S.point info (30)	DI_SI - Digital Inp...	SI IN D12	X2.3
<input type="checkbox"/>	16SA-Estado Remoto 89F11	1-1-5-1-1	S.point info (30)	DI_SI - Digital Inp...	SI IN D03	X1.4
<input type="checkbox"/>	16SA-Estado Remoto 89F12	1-1-14-1-1	S.point info (30)	DI_SI - Digital Inp...	SI IN D13	X2.4
<input type="checkbox"/>	16SA-Estado Seccionador Abi...	1-1-11-1-1	S.point info (30)	DI_SI - Digital Inp...	SI IN D10	X2.1
<input type="checkbox"/>	16SA-Estado Seccionador Ce...	1-1-3-1-1	S.point info (30)	DI_SI - Digital Inp...	SI IN D01	X1.2

Figura 74: Parámetros señales de entradas digitales módulo DI-8112.

Para la configuración del campo “Parameter” se detallan las siguientes opciones:

Inversión: Si se habilita esta opción, se aplicará una negación al valor lógico de la entrada digital, es decir cuando se reciba un “1 lógico” la RTU interpretará como “0 lógico” y viceversa, en este caso se desactiva esta opción para recibir el estado normal de la señal digital.

SVM monitoring: Dicha opción habilita el monitoreo de voltaje a la entrada de cada uno de sus pines del módulo DI-8112 mediante un sensor que es posible conectar en los pines de las entradas digitales IND07 e IND17, al no disponer de un sensor de voltaje en la presente propuesta se desactiva esta opción.

Categoría de la señal: Se escoge el tipo de dato de la señal de entrada digital que puede ser de tipo simple o double, en este caso se selecciona el tipo de dato simple, este campo debe estar acorde al seleccionado en la opción “Processing Type”.

De igual manera se configuran los parámetros para los mandos digitales (Ver Figura 75), tales como tiempo de duración en segundos en la cual estará activa cada una de las salidas digitales, este intervalo de tiempo es configurable entre 0.01 a 327.67 [s], el parámetro select_t se ajusta a 0 segundos debido a que se está utilizando el tipo de comando direct operate, en caso de usar el tipo de comando select before operate se debe de ajustar un tiempo que debe de existir entre la selección y la ejecución del mando, la información de mandos digitales está descrita en el apartado Marco Conceptual, y por último se debe de designar la categoría del

comando que puede ser de tipo simple o double, se escogió el tipo de comando simple es decir únicamente dos valores de operación: “1 lógico” y “0 lógico”.

Assignment	Parameter	Tiempo de duración del Mando [s]					
DO_SC_1POL - Single Command		Show all columns					
Name	104-Address	Type	Datapoint	Output_t	select_...	RS_Mon_t	RS_Image
16SA-CMD-CIERRE-89F11	1-1-27-1-1	Single cmd (45)	command OUT D...	0.50	0	1	
16SA-CMD-APERTURA-89F...	1-1-8-1-1	Single cmd (45)	command OUT D...	0.50	0	1	
16SA-CMD-CIERRE-89F12	1-1-29-1-1	Single cmd (45)	command OUT D...	0.50	0	1	
16SA-CMD-APERTURA-89F...	1-1-28-1-1	Single cmd (45)	command OUT D...	0.50	0	1	

Figura 75: Parámetros señales de mandos digitales módulo DO-8212.

3.3.6.5.2 Configuración protocolo de comunicación DNP3 Slave en la RTU Sicam A8000

Para configurar el protocolo de comunicación que se utilizara para comunicar la RTU Sicam A8000, se selecciona un protocolo esclavo debido a que las señales de estados que se adquieren mediante las entradas de los módulos de la RTU provenientes de los seccionadores, serán reportadas hacia un dispositivo de nivel superior y consecutivamente hacia el SCADA (Ver Figura 71), para esto dentro del Sicam Web se dirige al apartado “Hardware and Protocols”, se escoge la opción “Master module -> Communications” donde es posible configurar un protocolo de comunicación en cada una de las interfaces PRE (Protocol Element), se escoge el protocolo DNP3 esclavo sobre TCP/IP ya que se utilizara la interfaz ethernet X1 de la RTU Sicam (Ver Figura 76).

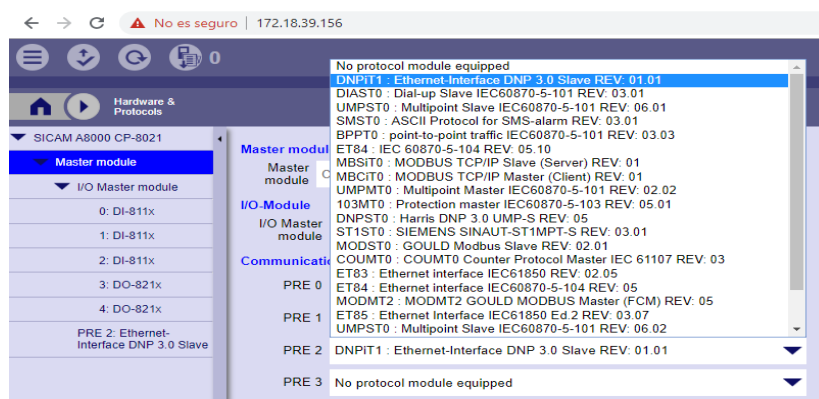


Figura 76: Selección Protocolo de comunicaciones DNP3

Luego de realizar la selección del protocolo de comunicación a utilizar se escoge sobre que interfaz ethernet de la RTU Sicam será posible conexión mediante el protocolo DNP3, para esto se dirige al apartado de configuración “Settings” en Sicam Web ubicado en la ruta “Network Settings -> IP address -> Interface mapping”, donde se selecciona una de las dos interfaces ethernet X1 o X4 (Ver Figura 77), en este caso se trabajará con la interfaz PRE2.

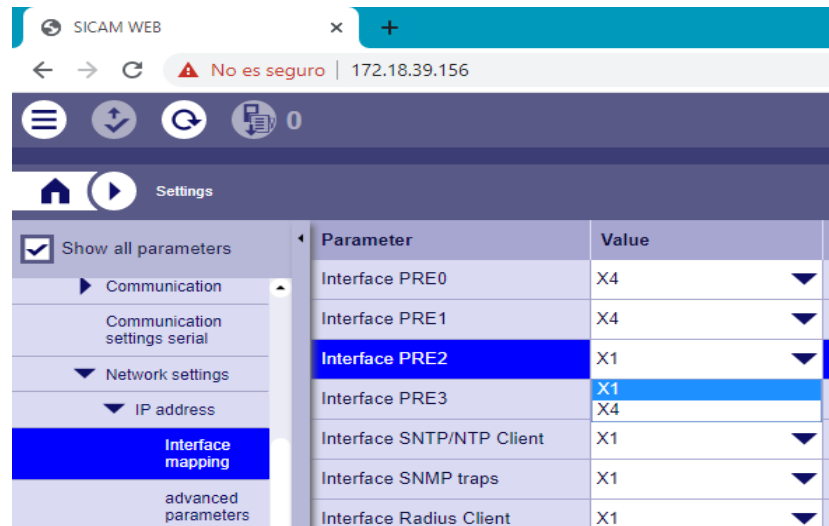


Figura 77: Selección interfaz ethernet RTU Sicam A8000.

Para la transmisión de datos mediante el protocolo DNP3, el dispositivo maestro y el dispositivo esclavo deben de tener una dirección única en la red, esta dirección es configurada en la opción “Settings” que se encuentra en la ventana general de Sicam Web, una vez dentro del menú, se escoge la opción “project relevant settings”, según el protocolo escogido se puede configurar el número de estaciones, en este caso el protocolo seleccionado en la figura DNPiT1 (Ethernet Interface DNP3 Slave), permite configurar 4 estaciones esclavas, se selecciona la estación “a” y se asigna las direcciones para la estación maestra y esclava en los campos “value destination link” y “source link destination” respectivamente (Ver Figura 78), estos campos serán referenciados al momento de crear la conexión DNP3.

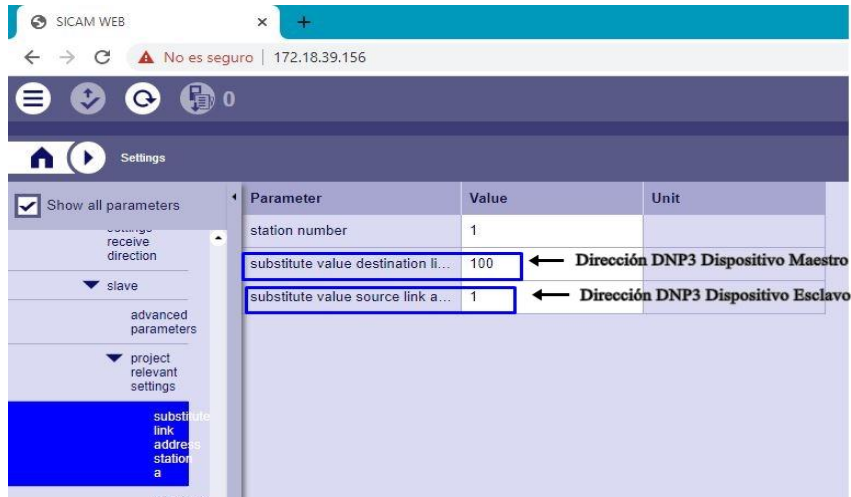


Figura 78: Configuración direcciones estación maestra y esclava.

La siguiente opción es configurar los parámetros de la conexión DNP3 tales como dirección IP del dispositivo maestro, puerto TCP, direcciones del dispositivo maestro y esclavo, los intervalos de tiempo para establecer una comunicación, para aquello se dirige al apartado “Connection definition” que se encuentra dentro del menú “Settings”, se crea la conexión mediante el protocolo DNP3 con la estación maestra, cuando se realiza un click sobre dicha opción se despliega una ventana como se muestra en la figura 79, en la cual se ingresa cada uno de los parámetros para hacer posible la comunicación con la estación maestra mediante el protocolo en uso, los parámetros de configuración se detallan en la tabla 23.

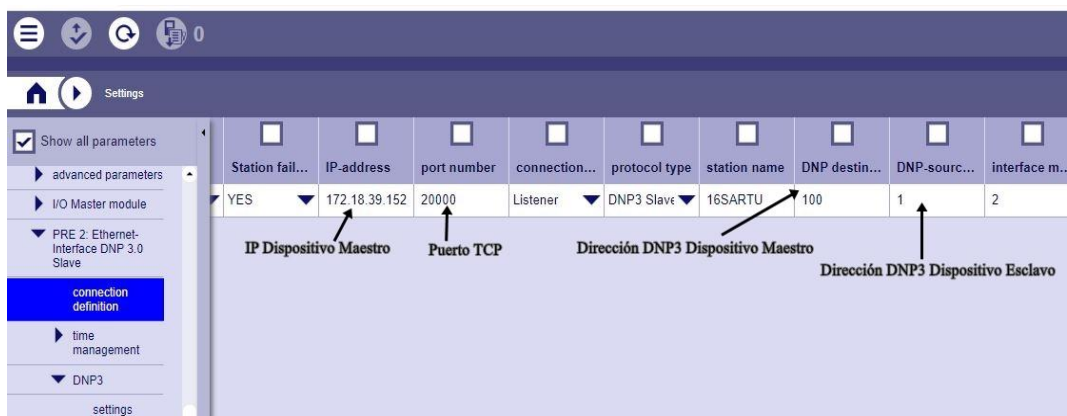


Figura 79: Configuración conexión DNP3 en la RTU Sicam A8000.

Parámetros de conexión DNP3 Slave RTU Sicam A8000	
Station Number	1
Enable	Yes
IP address (Master)	172.18.39.152
Port Number	20000
Connection Type	Listener
Protocol Type	DNP3 Slave
DNP Destination (Master)	100
DNP Source (Slave)	1
Interface monitoring cycle [s]	2
Timeout appl. Conf. [ms]	15000
Trasmit delay [ms]	1000

Tabla 23: Parámetros de conexión DNP3 en la RTU Sicam A8000.

A continuación, se detallan tres parámetros de comunicación mediante el protocolo DNP3 Slave en la RTU Sicam A8000, los cuales sirven para establecer una conexión de manera óptima con el dispositivo maestro:

Interface monitoring cycle: Es un parámetro de tiempo para monitorear la comunicación entre la estación maestra y esclava, por lo tanto, los mensajes a transmitirse se emiten con acuse de recibo a nivel de capa de enlace o capa de aplicación, es únicamente configurable en la estación esclava.

Timeout appl. Conf.: Dicho parámetro indica el tiempo de espera máximo para recibir la trama de datos, si el valor configurado es superado y aun no se ha recibido la trama completa de datos, esta trama será rechazada, este valor es ajustado a 15000 [ms] en caso de que exista inconvenientes en la red de comunicaciones.

Trasmit delay: Es un intervalo de tiempo programable que ayuda a reducir las colisiones que existen al momento de transmitir datos entre la estación maestra y esclava, se ajusta a 1000 ms con la finalidad de transmitir los datos de manera correcta, el parámetro Poll Delay configurable en la RTU NovaTech Orion LXm cumple la misma función que el presente parámetro.

Cada una de las señales de entradas digitales y mandos de control creados anteriormente en el apartado 3.3.6.5.1. deben ser reportadas mediante el protocolo en uso hacia el dispositivo maestro, para esto se dirige a la opción “Settings”, en la parte inferior se visualizará el protocolo de comunicación escogido anteriormente (Protocolo DNP3 Slave), en donde para cada una de las señales creadas se asigna una dirección en el campo “DNP-Data Index” (Ver Figura 80), dicha dirección es válida en el rango de 0 a 65535, la cual servirá para adquirir el valor de dicha señal desde el dispositivo maestro y consecuentemente visualizar dichas señales de estados y de control desde el SCADA.

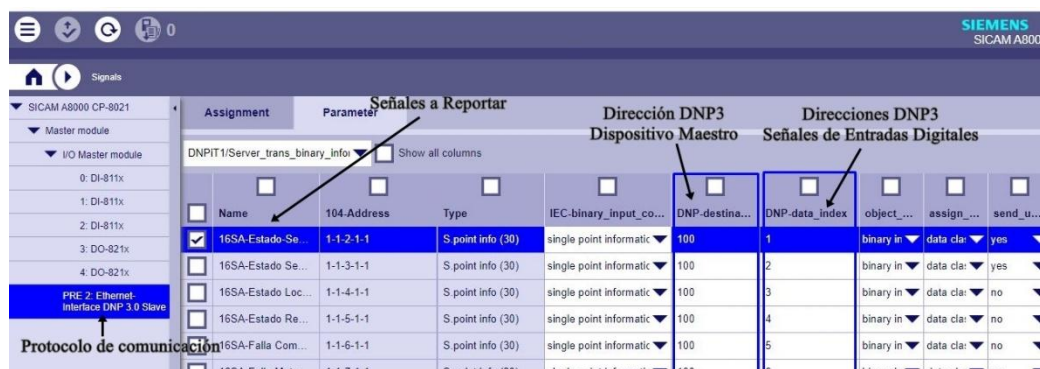


Figura 80: Configuración señales de entradas digitales mediante DNP3 Slave.

A continuación se detallan los valores ajustados para las entradas digitales en el protocolo DNP3 con la finalidad de transmitir estos datos de manera correcta, en donde el campo “DNP destination” define el valor de la dirección ajustada para la estación maestra (Ver Figura 81), el parámetro “Object Group” describe el tipo de dato a utilizar el cual se ajusta con la opción Binary Input, para las señales configuradas en el módulo DI-8112, luego se ajusta el campo “Assign Class” que establece el tipo de clase al que pertenece el dato en uso, de acuerdo al protocolo DNP3 se ajusta a la clase de dato 1 el cual hace referencia a valores digitales.

Para evitar que el canal de comunicación se sature de datos que no están incluidos en las peticiones de la estación maestra, el campo “Send Unsolicited” se desactiva, para no ocasionar desbordamiento de datos o saturación del canal de comunicación.

Entradas Digitales	
Parámetro	Valor ajustado
DNP destination	100
Object Group	Binary input
Assign Event Class	Data Class 1
Send Unsolicited	No

Tabla 24: Ajustes Entradas Digitales mediante el protocolo DNP3.



Figura 81: Configuración mandos digitales mediante DNP3 Slave.

Para el caso de los mandos digitales se ajusta el tipo de función de control a realizar de acuerdo al protocolo DNP3 y el tipo de accionamiento que tendrá la salida digital al recibir el mando desde el sistema SCADA, dichos parámetros son ajustados en los campos “DNP command option” y “Cmd Point Index” respectivamente.

Mandos Digitales	
Parámetro	Valor ajustado
DNP destination	100
Object Variation	Not Used
Cmd Point Index (DNP3)	Data Index only ON/CLOSE
DNP Command option	Only for Direct Operate

Tabla 25: Ajuste Mandos Digitales mediante el protocolo DNP3.

3.3.5.3 Configuración protocolo de comunicación DNP3 Master en la RTU NovaTech Orion LXm.

Mediante el protocolo DNP3 maestro se realiza la adquisición de cada una de las señales provenientes de la RTU Sicam A8000, esta contiene las señales de estados digitales y alarmas de los seccionadores motorizados, para esto se efectúa la configuración en el dispositivo de nivel de subestación (Ver Figura 70) del protocolo de comunicación maestro detallado a continuación:

Se realiza la configuración de la dirección DNP3 del dispositivo Maestro el cual debe estar acorde a la que se configuro en la RTU Sicam A8000 en la opción “DNP3 destination link address” (Ver Figura 78), esta dirección es única para cada dispositivo DNP3 maestro que se encuentre en la topología de comunicaciones en uso, en este caso existe un único dispositivo tipo maestro cuya dirección DNP3 se ajusta con el valor de 100 (Ver Figura 82), los parámetros “Poll Delay” y “Enable Multiple Connections” son detallados a continuación:

Poll Delay: Este parámetro es un tiempo programable que se ajusta para dar un retraso entre una respuesta entrante y un mensaje saliente con la finalidad de no “sobrecargar” al dispositivo esclavo y que los datos puedan ser analizados de manera correcta por el dispositivo esclavo.

Enable Multiple Connections: Si esta casilla no se habilita la RTU únicamente monitorea un solo dispositivo esclavo, mientras que si se habilita se permitirá monitorear a varios dispositivos esclavos teniendo en cuenta que la RTU NovaTech Orion LXm permite hasta un máximo de 128 dispositivos esclavos mediante DNP3.

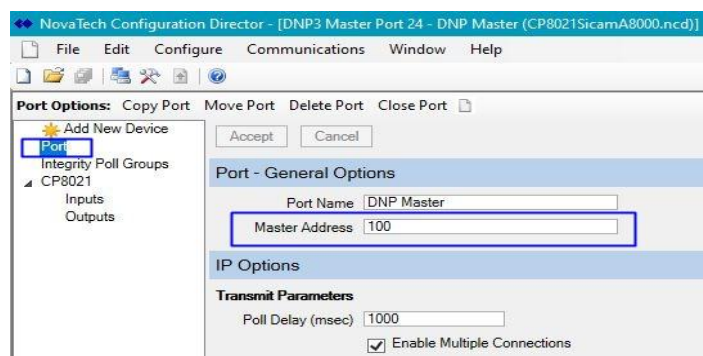


Figura 82: Configuración Puerto DNP3 Master.

De igual manera se configura el dispositivo esclavo mediante el protocolo DNP3 para lo cual se debe ingresar una dirección válida en el rango de 1 a 65519, el puerto TCP para que el dispositivo maestro pueda establecer comunicación mediante DNP3 con el dispositivo esclavo, por defecto el puerto TCP para el protocolo DNP3 es 20000 según la IANA (Internet Assigned Numbers Authority), además se ingresa la dirección IP que posee el dispositivo esclavo (Ver Figura 83), adicionalmente se configura varios parámetros de tiempo que son de vital importancia al momento de establecer conexión con un dispositivo Maestro DNP3 detallados a continuación:

Response Timeout (ms): Indica el periodo de tiempo en el cual el dispositivo esclavo debe de responder, caso contrario se intentará reestablecer comunicación el número de veces especificado en el campo Retries.

Retries: Cuando el dispositivo esclavo no responde dentro del tiempo especificado en el parámetro anterior el dispositivo maestro intentara establecer comunicación con el dispositivo esclavo el número de veces que se configure en este campo.

The image shows a configuration window titled "Device Parameters" and "IP Options". In the "Device Parameters" section, the "Description" is "CP8021", "Device Address" is "1", "Response Timeout (msec)" is "1000", and "Retries" is "3". There is an unchecked checkbox for "Enable Unsolicited". In the "IP Options" section, "Connection" is set to "TCP", "Port" is "20000", "Master UDP Port" is "0", and "Host/Slave IP Address" is "172.18.39.156". There are also fields for "Minimum Reconnect Delay (msec)" set to "1000" and "Maximum Reconnect Delay (msec)" set to "30000", with an unchecked checkbox for "Disconnect on Comm Fail".

Figura 83: Configuración DNP3 Slave.

Luego se crean cada una de las señales en el dispositivo maestro, dichos datos provienen de las entradas y salidas digitales del dispositivo esclavo con la respectiva dirección DNP3 que fue creada anteriormente en la RTU Sicam A8000, las cuales permitirán monitorear los estados de los seccionadores tales como local o remoto, abierto o cerrado por parte del dispositivo maestro, la configuración de cada señal es similar a la configurada en la figura 69.

La configuración de las salidas digitales se la realiza para ejecutar ordenes de mandos digitales, los cuales permitirán controlar de manera remota el accionamiento de los seccionadores motorizados mediante el accionamiento de los contactos de salidas de la RTU Sicam A8000, estos accionamientos representarán un mando de apertura o cierre para los seccionadores motorizados de los alimentadores de energía eléctrica Rubira, Dobronsky, Bases Militares pertenecientes a la subestación Salinas.

En el campo “Point Number” se configura la dirección DNP3 que fue configurada al momento de crear el mando digital en la RTU Siemens A8000, el campo Binary Type representa el tipo de funcionamiento para la salida digital que puede ser de tipo Latch, Pulse, o Trip/Close y luego se ajusta el tiempo en milisegundos en el cual estará activa la salida, en los campos “On Time” y “Off Time” (Ver Figura 84).

Orion Point Name	Point Ty	Point Nu	Binary Type	On Time (msec)	Off Time (msec)
16SA-CMD-APERTURA-89F11	Binary	30	Pulse	500	500
16SA-CMD-CIERRE-89F11	Binary	31	Pulse	500	500
16SA-CMD-APERTURA-89F12	Binary	32	Pulse	500	500
16SA-CMD-CIERRE-89F12	Binary	33	Pulse	500	500
16SA-CMD-APERTURA-89F13	Binary	34	Pulse	500	500
16SA-CMD-CIERRE-89F13	Binary	35	Pulse	500	500

Figura 84: Configuración mandos digitales mediante el protocolo DNP3.

La configuración del protocolo IEC 60870-5-104 esclavo para reportar cada una de las señales digitales al SCADA se detalló anteriormente en la sección de la RTU NovaTech Orion LXm, mientras que los mandos digitales mediante este protocolo serán detallados en el apartado Configuración Axon Builder Server.

3.3.6.6 Diseño SCADA

Para la visualización de alarmas, eventos de los seccionadores motorizados y del módulo de pruebas en tiempo real, se realiza un análisis comparativo con tres de los sistemas SCADA en el ámbito industrial que cuenten con los protocolos de comunicaciones necesarios para el proyecto. Se seleccionó la herramienta Axon Builder debido a los protocolos de comunicaciones maestros, esclavos y a las

características técnicas del software (Ver Tabla 26), adicionalmente posee funcionalidades escalables como la de obtener redundancia entre sistemas SCADA.

Sistemas SCADA			
Datos Técnicos	MicroSCADA X ABB	Axon Builder HMI/SCADA Axon Group	Wonderware InTouch
Protocolos "Maestros"	IEC 61850 Ed1 y Ed2, IEC 60870- 5-101/103/104	IEC 61850, IEC 60870-5-104/101	Comunicación con las principales marcas de PLC, Schneider-Electric, Siemens, OMRON
	IEC 61107, LON, SPA, DNP 3.0 TCP/ serial	DNP 3.0 Serial LAN/WAN	
	Modbus TCP/RTU, ANSI X3.28, I35	ModBus TCP/RTU/ASCCI	
Protocolos "Esclavos"	---	IEC 60870-5-104, ICPP	---
Plataformas abiertas	OPC, OPC UA, ODBC	OPC, ODBC	OPC, OPC UA, Wonderware Server
Sistema Operativo Requerido	Hardware de PC estándar y Microsoft Windows®	Microsoft Windows XP SP3. Windows 7 o Superior.	Microsoft Windows 7 o superior.
Características específicas	Monitoreo en tiempo real	Recolección y base de datos en tiempo real	Procesamiento en tiempo real
	Visualización de forma geográfica de la red eléctrica	Alarmas, Eventos, mandos de control, tendencias en tiempo real e histórico	Visualización vía remota, Tablet, PC, Web
	Eventos, alarmas y bloqueos, registro de históricos	Acceso vía LAN o Web	Panel de alarmas, eventos, tendencias
	Redundancia del sistema en 2 PCs (principal, respaldo)	Arquitectura Cliente/Servidor, Redundancia Hot StandBy	Redundancia a nivel de estaciones clientes
	Reportes en formato XML	Reportes en formato CSV o TXT	Reportes en formato CSV o TXT
	Simulación: acciones de conmutación, situaciones de falla.	Herramienta completa de dibujo, con librerías para el sector eléctrico	Biblioteca con 500 símbolos gráficos Archestra

Tabla 26: Comparación sistemas SCADA.

Las pantallas que contendrá el SCADA para el módulo de pruebas y el monitoreo de los seccionadores motorizados se las diseñan en la herramienta seleccionada Axon Builder, siguiendo la norma IEEE PC37.1 /D1.9 [35], la cual se tomó como guía para las especificaciones de diseño que debe seguir un sistema SCADA o un sistema de automatización. La herramienta a utilizar permite diseñar las diferentes pantallas que visualizarán los usuarios que tendrán acceso al SCADA, crear animaciones, visualizar datos en tiempo real, ventana para alarmas, graficar señales, insertar imágenes, posee una librería con objetos para el ámbito eléctrico e industrial tales como transformador de potencia, seccionadores, interruptor, fuente AC, bomba, tanques entre otros (Ver Figura 85).

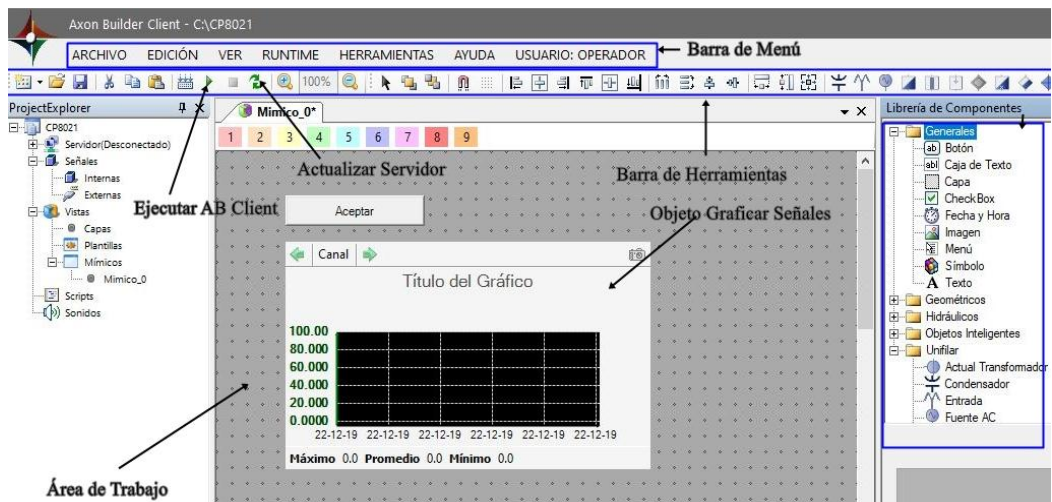


Figura 85: Vista General Axon Builder Client.

En los siguientes párrafos se describe la configuración de las animaciones usadas para el diseño de las pantallas del SCADA en la herramienta Axon Builder Client:

Para visualizar los valores analógicos en las pantallas, se hace uso de cuadros de texto denominados “UILabel” en la herramienta Axon Builder Client, los cuales están disponibles en la sección “Librería de Componentes->Generales” opción “Texto”, la configuración de un cuadro de texto se muestra en la figura 86, en donde en la opción “Fijar Valor” se busca en el servidor el tag que corresponde al valor de la señal analógica a visualizar en el cuadro de texto.

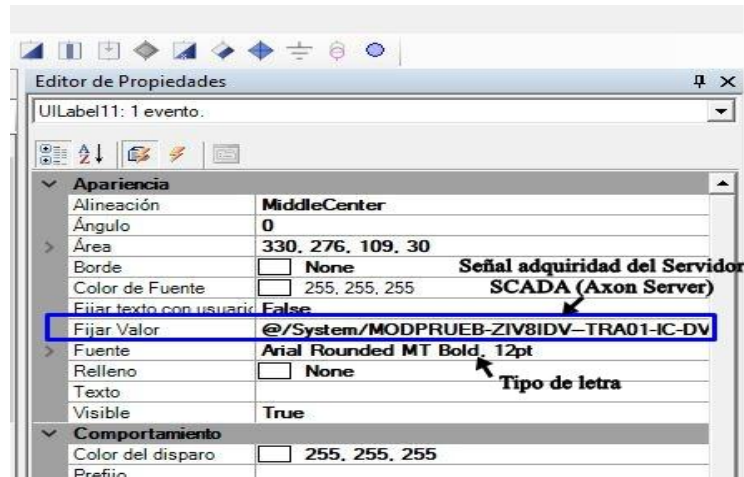


Figura 86: Configuración cuadros de texto en el SCADA.

Para el caso de los estados digitales a visualizar en el SCADA, tales como disparos, pickup entre otros, se hace uso de indicadores circulares disponibles en la opción “Librería de Componentes -> Geométricos->Circulo”, en las propiedades de dicho indicador, se configura el “Tipo de Comparación”, el cual se establece en “lógico” es decir netamente dos estados verdadero y falso , se escoge los colores con los que se visualizaran los estados verdadero o falso y en la opción “Variable” de igual manera se selecciona en el servidor la señal de estado digital a mostrar en el indicador, la configuración del servidor SCADA es detallada en el apartado 3.3.6.7.

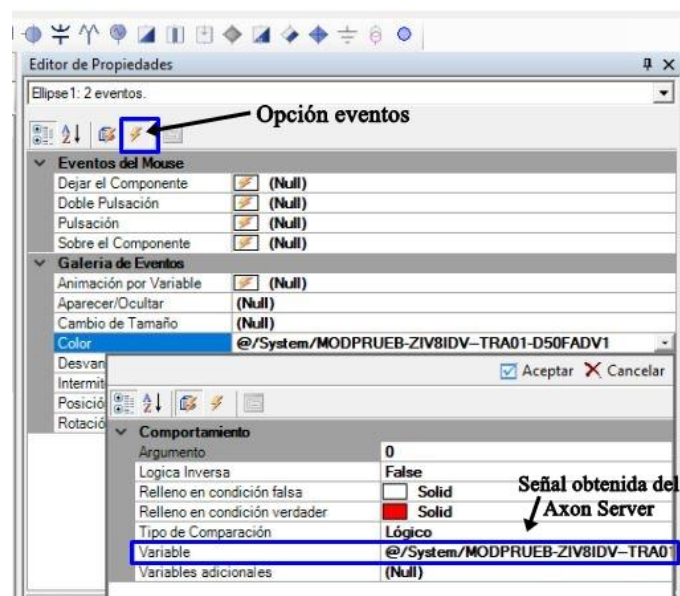


Figura 87: Configuración estados digitales en el SCADA.

Para ubicar un objeto de control sobre el área de trabajo se dirige en el apartado “Librería de componentes”, en la opción “Unifilar” se selecciona el objeto interruptor o seccionador, la configuración de estos objetos de control se la detalla por pasos en la figura , en donde la opción que puede variar es la del tipo de comando a emplearse, como puede ser de tipo simple (1 bits) es decir un comando para apertura y un comando para cierre o uno de tipo doble (2 bits) en el cual en una señal de comando tiene incluida las dos acciones apertura (01) y cierre (10).

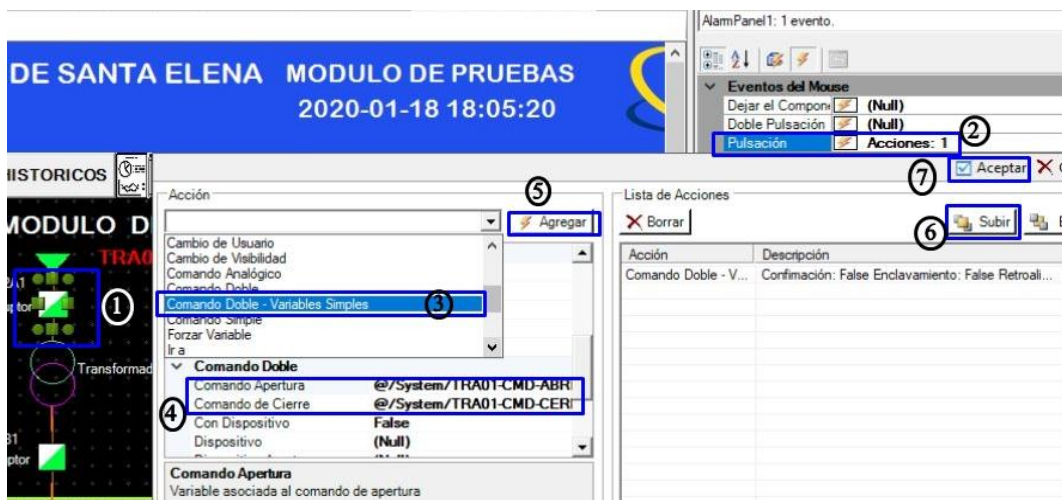


Figura 88: Pasos para configurar un mando digital en el SCADA.

Para visualizar los estados abierto o cerrado de los interruptores o seccionadores motorizados, se configura la señal mediante el cual adquieren dichos estados, en este caso los estados abierto o cerrado serán proporcionados por entradas digitales tal como se muestra en la figura 111, en donde es posible configurar el estado inicial del objeto y el color del estado a visualizar en el SCADA.

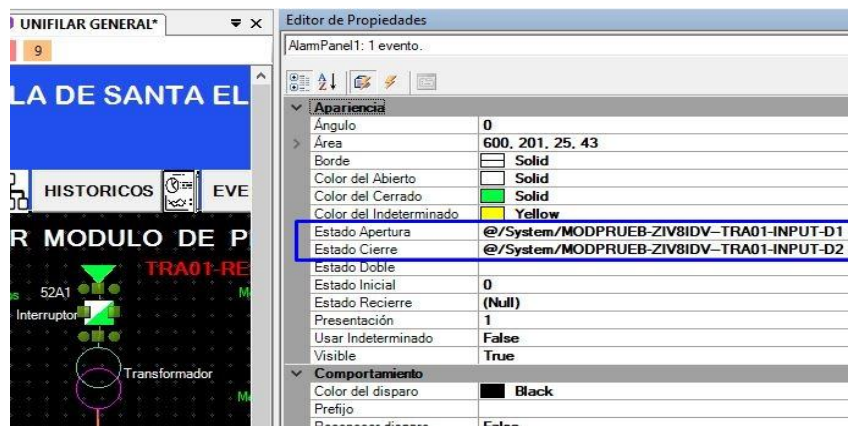


Figura 89: Configuración de estados del objeto interruptor.

La figura 90 muestra el diagrama de bloques de las pantallas que contendrá el SCADA, en donde cada pantalla cumple una funcionalidad como visualizar las animaciones de estados digitales, valores analógicos, simular mandos de control, monitorear estados de los seccionadores motorizados, panel de alarmas, históricos y eventos.

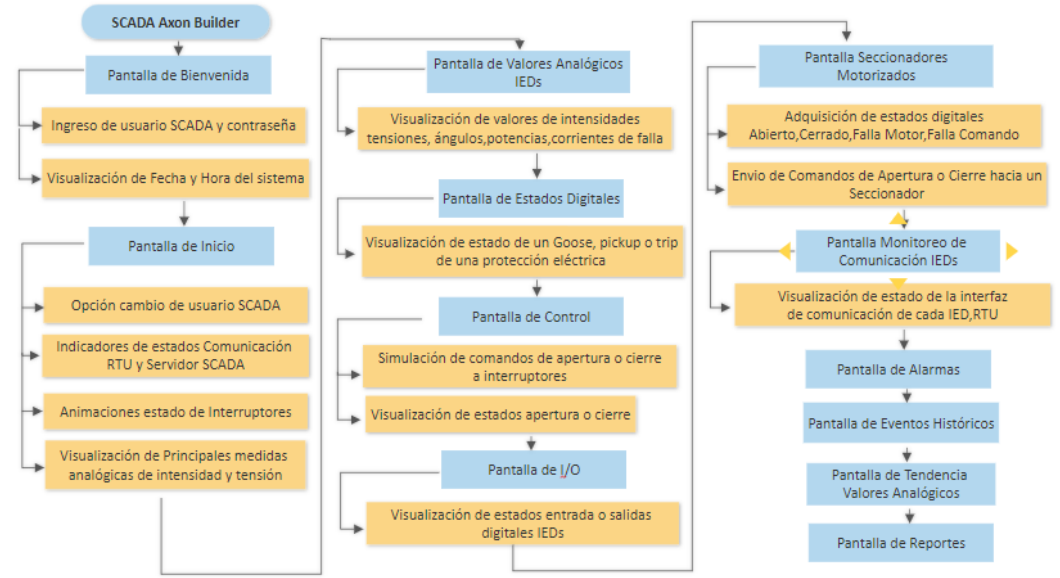


Figura 90: Diagrama de bloques, pantallas del SCADA.

A continuación, se indica el contenido de las principales pantallas del SCADA:

La primera pantalla del SCADA, permite al ingeniero del área de protecciones o control acceder al sistema ingresando previamente un usuario válido, además se visualiza la fecha y hora del sistema como se muestra en la figura 91.



Figura 91: Pantalla de ingreso al SCADA.

La figura 92 muestra la pantalla del SCADA a la cual se accede ingresando un usuario válido, la cual consta de las opciones principales con las cuales se diseñó el SCADA tales como datos históricos, eventos, alarmas y reportes, seleccionando la opción IED se mostrará una ventana con todos los IEDs disponibles para realizar las respectivas pruebas. Esta pantalla cuenta con indicadores circulares mediante los cuales se puede visualizar el estado de la comunicación con la RTU y el Servidor del SCADA, los estados de las animaciones se visualizan en la tabla 26.



Figura 92: Indicadores y opciones pantalla principal SCADA.

La siguiente figura muestra una sección de la pantalla principal de SCADA, en donde se monitorea cada IED, que en este caso se muestra la del IED de transformador ZIV 8IDV, la cual contiene cuadros de textos para visualizar cada una de los valores analógicos, tales como voltajes, corrientes y las potencias trifásicas, contiene los objetos de control de los interruptores mediante estos se puede realizar mandos de control (apertura o cierre) desde el SCADA, para visualizar los valores de ángulos de cada fase de voltaje y corriente, el valor de frecuencia, factor de potencia, corrientes de falla, se diseñó una pantalla para cada IED como se muestra en la figura 94, la cual permite visualizar dichos valores.

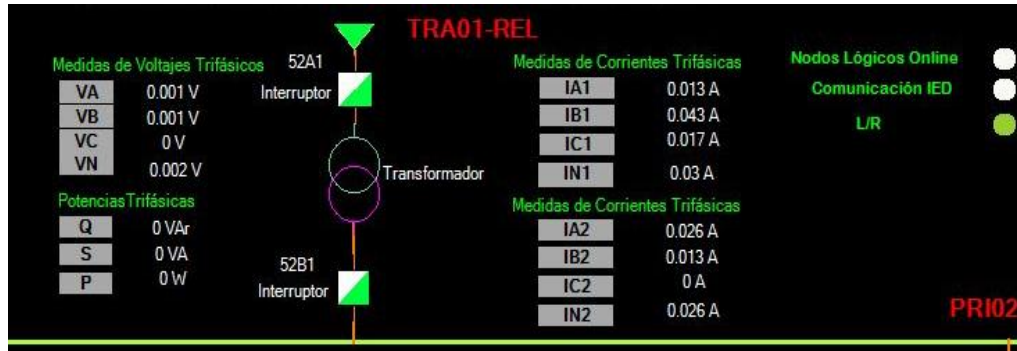


Figura 93: Sección de la pantalla principal del SCADA para lecturas de valores del IED ZIV 8IDV.

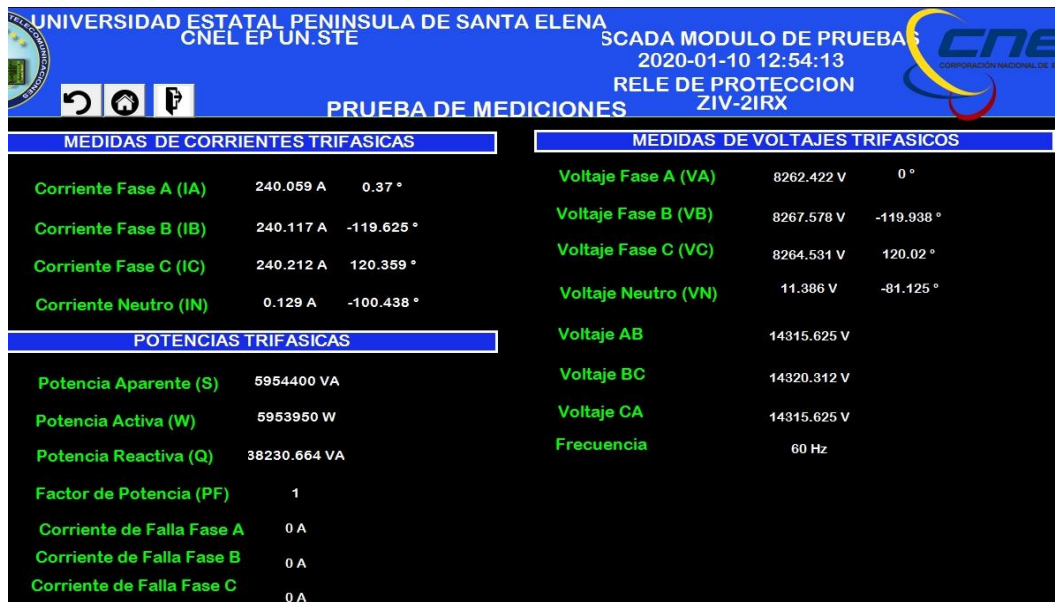


Figura 94: Pantalla Medición de Valores Analógicos en el SCADA.

La pantalla mostrada en la figura 95, permite monitorear la comunicación de cada IED mediante indicadores circulares donde los posibles estados se muestran en la tabla 27, además en la parte derecha de dicha pantalla se muestran los protocolos de comunicaciones en uso, cuando se realice un click sobre el botón “Direcciones IP”, se desplegará una ventana con varias informaciones tales como: las direcciones IP utilizadas, segmento de red, gateway.

Indicador	Comunicación Establecida	Fallo Comunicación
Comunicación IED	Indicador circular de color verde	Indicador circular de color rojo
Protocolos de comunicaciones		
IEC 61850	Indicador cuadrado de color rojo y verde	
IEC 60870-5-104 Slave	Indicador cuadrado de color naranja	
IEC 60870-5-104 Master	Indicador cuadrado de color azul	

Tabla 27: Indicadores estado de comunicación IED y protocolos utilizados.



Figura 95: Pantalla monitoreo de comunicación entre los IEDs módulo de pruebas.

Para monitorear los estados de las señales de disparos, mensajes Goose y pickups correspondientes a los IEDs, se diseñó pantallas con animaciones circulares (Ver Figura 96), los cuales actualizan sus estados de acuerdo a las condiciones mostradas en la tabla 28.

Animación	Estado Inicial 0 lógico	Activación Señal 1 lógico
Señal de disparo (Trip)	Indicador circular de color blanco	Indicador circular de color rojo
Activación señal de pickup	Indicador circular de color blanco	Indicador circular de color rojo
Señal mensaje Goose	Indicador circular de color blanco	Indicador circular de color rojo

Tabla 28: Estados Digitales en el SCADA.

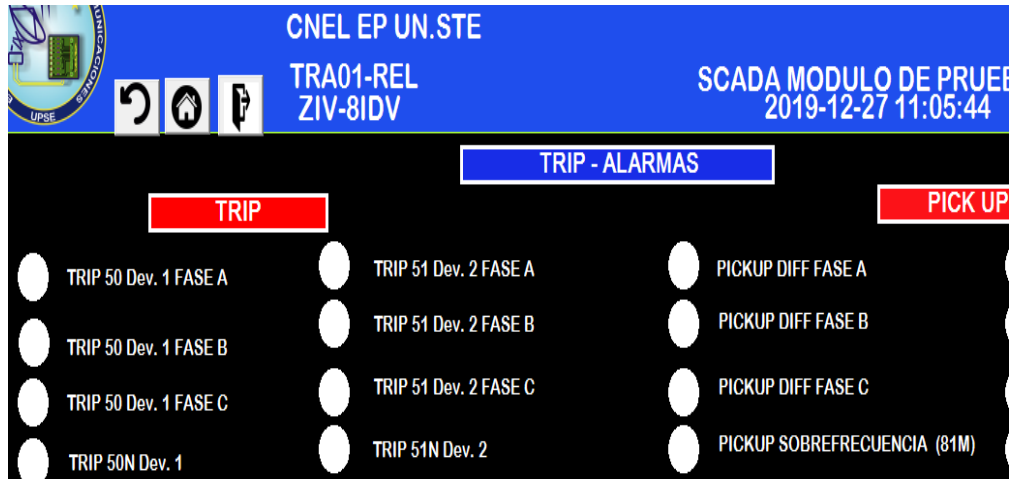


Figura 96: Pantalla de monitoreo de estados digitales.

La pantalla de la figura 97 permite la supervisión de los seccionadores motorizados ubicados en la subestación Salinas, la cual contiene las animaciones triangulares que hacen representación a los seccionadores de media tensión ubicados a la salida de los tres alimentadores de energía eléctrica de dicha subestación, las animaciones circulares indican el estado local o remoto para la operación de dichos equipos de maniobra, donde se resalta que el equipo debe estar en estado remoto para su operación desde el SCADA, los estados de las señales tales como: falla del motor del tablero de fuerza, falla del comando de apertura o cierre, estado de la puerta del tablero de fuerza (puerta abierta o cerrada) serán visualizados en el panel de alarmas del SCADA.

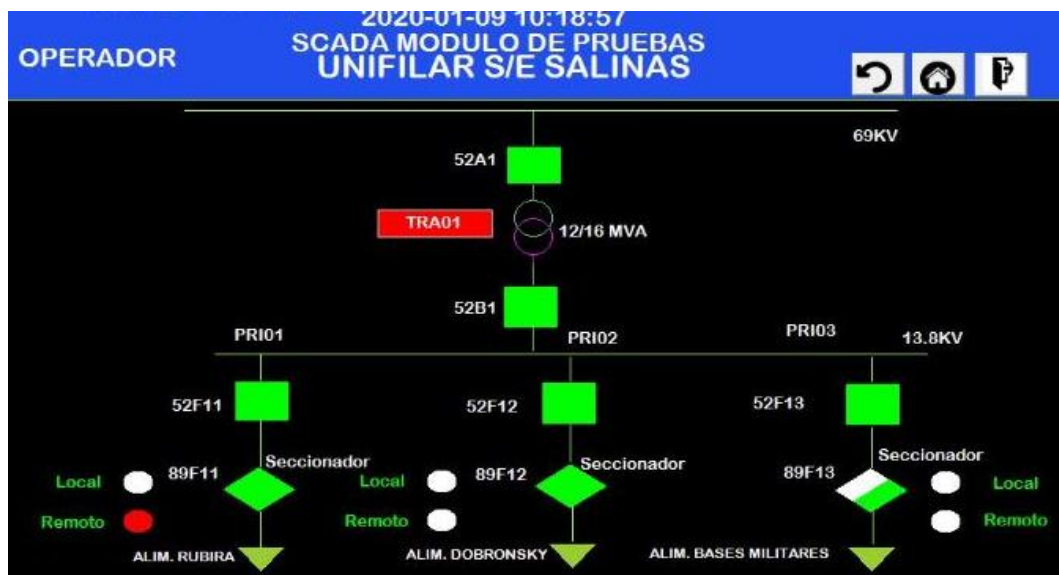


Figura 97: Pantalla de supervisión y control de los seccionadores motorizados.

Los estados de la animación en el SCADA de los seccionadores motorizados son los siguientes:

- Estado Abierto Seccionador: Animación triangular de color blanco.
- Estado Cerrado Seccionador: Animación triangular de color verde.
- Estado Indeterminado: Animación triangulas de color blanco/verde.

Al momento de cambiar de posición Local o Remoto el selector ubicado dentro de la caja de fuerza de los seccionadores (Ver Figura 23), se activará la animación en color rojo en la pantalla del SCADA como se muestra en los indicadores circulares de la pantalla de monitoreo de los seccionadores motorizados (Ver Figura 98).

La figura 98 muestra el panel de alarmas en el SCADA de los eventos tales como disparos, ejecución de un mando digital entre otros, dichos eventos se muestran con la estampa de tiempo en que sucedió dicho evento, acompañado de una descripción y el valor de la alarma suscitada (Ver Tabla 29). Estas alarmas fueron configuradas de la siguiente manera:

- Alarma activa no reconocida (AN): Animación sombreada de color rojo
- Alarma reconocida (NN): Sombreada de color verde

Al momento de situarse sobre una alarma reconocida esta se sombrea de color morado.

	Tiempo	Origen	Descripción	Evento	Tipo	Valor	Estado
1	2020-01-07 09:17:16.086	@/System	TRA01-Local/Remoto IED	REPOSITION	Estado	False	NN
2	2020-01-07 09:15:16.202	@/System	PRI01- Estado Comando Cierre Interruptor	ON	Estado	True	AN
3	2020-01-07 09:15:16.202	@/System	PRI01- Estado Comando Apertura Interruptor	OFF	Estado	False	NN
4	2020-01-07 09:15:16.099	@/System	PRI01-Salida Digital 05	REPOSITION	Estado	False	NN
5	2020-01-07 09:12:15.767	@/System	PRI01-Salida Digital 03	REPOSITION	Estado	False	NN
6	2020-01-07 09:11:15.799	@/System	PRI02-Pickup Subfrecuencia (81m) High	STOP	Estado	False	NN
7	2020-01-07 09:11:15.600	@/System	PRI02- Estado Interruptor (Cerrado)	REPOSITION	Estado	False	NN
8	2020-01-07 09:11:15.600	@/System	PRI02- Estado Interruptor (Abierto)	REPOSITION	Estado	False	NN
9	2020-01-07 09:03:14.571	@/System	PRI01-Fallo Sincronizacion SNTP	REPOSITION	Estado	False	NN
10	2020-01-07 09:03:14.521	@/System	PRI01-Estado Ind21 (GOOSE TRIP 81M)	CLOSE	Estado	False	NN
11	2020-01-07 09:03:14.521	@/System	PRI01-Estado Ind14 (GOOSE TRIP 81M)	CLOSE	Estado	False	NN

Figura 98: Pantalla de Alarmas en el SCADA.

Tempo	Origen	Descripción	Estado	Valor	Causa	Calidad
2020-01-03 14:37:48.769	@/System	Estado Seccionador Cerrado 89F12	ALARM	True	Evento	Válido
2020-01-03 14:37:17.140	@/System	Estado Seccionador Abierto 89F12	REPOSITION	False	Evento	Válido
2020-01-03 14:36:59.240	@/System	Estado Seccionador Abierto 89F12	ALARM	True	Evento	Válido
2020-01-03 14:36:06.629	@/System	Puerta Abierta 89F11	REPOSITION	False	Evento	Válido
2020-01-03 14:35:57.443	@/System	Puerta Abierta 89F11	ALARM	True	Evento	Válido
2020-01-03 14:35:39.691	@/System	Falla Calefactor 89F11	REPOSITION	False	Evento	Válido
2020-01-03 14:35:28.074	@/System	Falla Calefactor 89F11	ALARM	True	Evento	Válido

Figura 99: Panel de alarmas Seccionadores Motorizados.

Nombre Evento	Descripción	Valor mostrado en la columna Evento (Panel de alarmas SCADA)	
		Activo	Inactivo
Command	Comando	ON	OFF
Start	Pickup	START	STOP
Alarm	Alarma	ALARM	REPOSITION
Trip	Disparo	TRIP	CLOSE

Tabla 29: Valores de Eventos mostrados en el panel de alarmas del SCADA.

La figura 100 muestra una pantalla similar a la de alarmas, con la diferencia que en esta ventana se registran en la columna “Estado” y “Valor” todos los valores de los estados acompañado de la fecha y tiempos de los eventos mostrados en la tabla 29, a manera de eventos históricos con la finalidad de ser consultados posteriormente por el o los usuarios del sistema SCADA.

Tempo	Origen	Descripción	Estado	Valor	Causa	Calidad
2020-01-08 10:32:35.758	@/System	PRI01-Estado Ind19 (GOOSE TRIP 50 FC DV2)	TRIP	True	Evento	Válido
2020-01-08 10:32:35.757	@/System	PRI01-Estado Ind17 (GOOSE TRIP 50 FA DV2)	TRIP	True	Evento	Válido
2020-01-08 10:32:35.757	@/System	PRI01-Estado Ind18 (GOOSE TRIP 50 FB DV2)	TRIP	True	Evento	Válido
2020-01-08 10:32:35.756	@/System	PRI01-Estado Ind16 (GOOSE TRIP 50 DV2)	CLOSE	False	Evento	Válido
2020-01-08 10:32:35.756	@/System	PRI01-Estado Ind18 (GOOSE TRIP 50 FB DV2)	CLOSE	False	Evento	Válido
2020-01-08 10:32:35.755	@/System	PRI01-Estado Ind16 (GOOSE TRIP 50 DV2)	TRIP	True	Evento	Válido
2020-01-08 10:32:35.754	@/System	TRA01-Pickup Dev.2 Sobrecorriente Temp. Fase A (51)	STOP	False	Evento	Válido
2020-01-08 10:32:35.754	@/System	TRA01-Pickup Dev.2 Sobrecorriente Temp. Fase C (51)	STOP	False	Evento	Válido
2020-01-08 10:32:35.753	@/System	TRA01-Trip Dev.2 Sobrecorriente Inst. Fase C (50)	TRIP	True	Evento	Válido
2020-01-08 10:32:35.753	@/System	TRA01-Pickup Dev.2 Sobrecorriente Temp. Fase B (51)	STOP	False	Evento	Válido
2020-01-08 10:32:35.752	@/System	TRA01-Trip Dev.2 Sobrecorriente Inst. Fase B (50)	TRIP	True	Evento	Válido
2020-01-08 10:32:35.751	@/System	TRA01-Trip Dev.2 Sobrecorriente Inst. Fase A (50)	TRIP	True	Evento	Válido
2020-01-08 10:32:35.751	@/System	TRA01-Pickup Dev.2 Sobrecorriente Temp. Fase A (51)	START	True	Evento	Válido

Figura 100: Panel de eventos históricos en el SCADA Modulo Pruebas.

3.3.6.7 Configuración Servidor SCADA “Axon Builder Server Config”

La herramienta SCADA seleccionada anteriormente posee varios de los protocolos utilizados en comunicaciones industriales tales como: DNP3, ModBus, IEC 60870-5-104 e IEC 61850, posee opciones tales como:

- Configurar un nivel seguridad de usuarios, alarmas, generar reportes por eventos de señales de protecciones eléctricas.
- crear y configurar una base de datos para tener acceso a datos históricos cada cierto intervalo de tiempo.

Al momento de ejecutar la herramienta Axon Builder Server Config se despliega una ventana como se muestra en la figura 101.

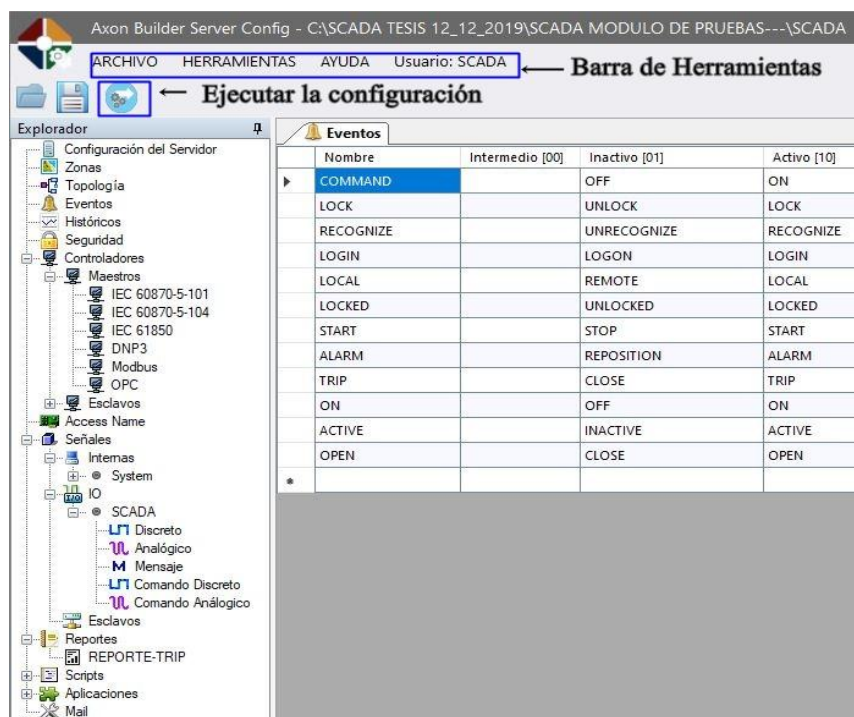


Figura 101: Vista general software Axon Builder Server Config.

La configuración se detalla a continuación en los siguientes pasos:

Se crea un canal con un protocolo de comunicación Maestro para adquirir cada uno de los valores direccionados en la RTU cada cierto intervalo de tiempo, para lo siguiente se dirige a la opción “Controladores -> Maestros” y se escoge el protocolo

IEC 60870-5-104, se desplegará una ventana con unas opciones en la parte superior y se realiza un click en la opción “Nueva Conexión” (Ver Figura 103), se visualizara una ventana de configuración como se muestra en la figura 102, donde los ajustes son similares a los descritos anteriormente en la configuración IEC 104 de la RTU, se resaltan los siguientes parámetros propios del protocolo Maestro en uso:

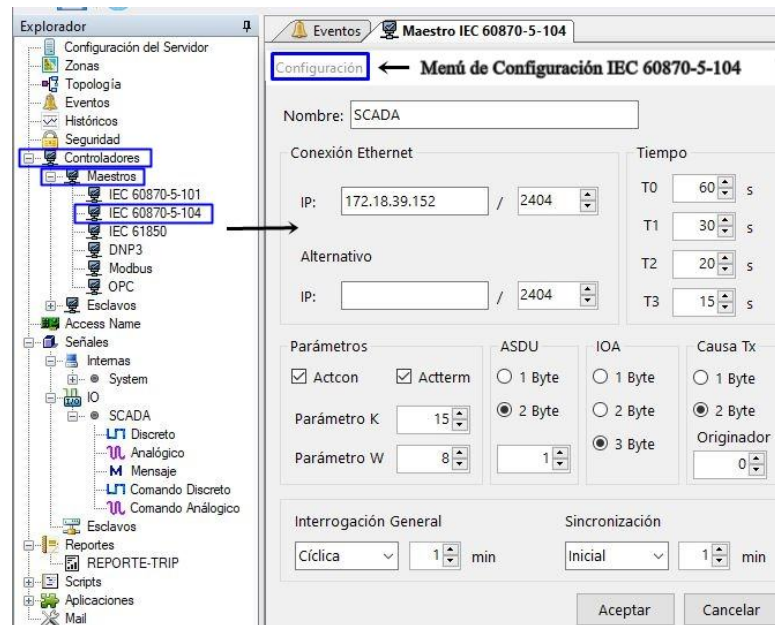


Figura 102: Configuración Canal IEC 60870-5-104.

ASDU: En este campo se ingresa la dirección del dispositivo esclavo, en este caso es la RTU Orion LXm que por defecto posee la dirección ASDU con un valor igual a 1, esta dirección debe ser única para cada dispositivo esclavo que se encuentre en la red de comunicaciones. Según la figura 103 la opción de 1 byte o 2 byte representa la capacidad de direccionar 254 o 65534 dispositivos respectivamente, se seleccionó la opción de 1 byte ya que únicamente existe 1 dispositivo esclavo mediante IEC 104 en la topología de comunicaciones a utilizar.

IOA: Al ajustar este campo entre, 1,2 y 3 bytes permiten direccionar 256, 65535 y 16777215 variables respectivamente, en este caso se poseen alrededor de 350 señales provenientes de los IEDs del módulo de pruebas y de la RTU Sicam A8000 correspondiente a los estados de los seccionadores motorizados, por lo que se selecciona la opción de 2 bytes para abarcar la cantidad de señales.

Interrogación General y Sincronización: Especifica el periodo de tiempo en minutos en el cual el SCADA realiza una interrogación o sincronización respectivamente hacia el dispositivo esclavo, presenta tres opciones: Ninguna, Inicial, Cíclica.

Los parámetros Actcon y Actterm se habilitan para que se registre una trama de datos al momento de ejecutar un mando desde el SCADA hacia la RTU, lo cual ayudara a saber la ejecución correcta del mando desde la RTU hacia el IED respectivo.

Una vez que se realiza el ajuste requerido para cada uno de los parámetros del protocolo de comunicaciones IEC 60870-5-104 se despliega una ventana informativa que indica que la conexión ha sido configurada (Ver figura 103).



Figura 103: Canal Configurado mediante IEC 60870-5-104.

El siguiente paso es referenciar mediante un tag el canal con el protocolo de comunicación creado, ya que esto servirá para posteriormente asignar el canal creado a cada una de los valores direccionados en la RTU, para esto se dirige a la opción “Access Name” (Ver Figura 105), se selecciona el driver AIEC104M que indica el protocolo IEC 104 Maestro.

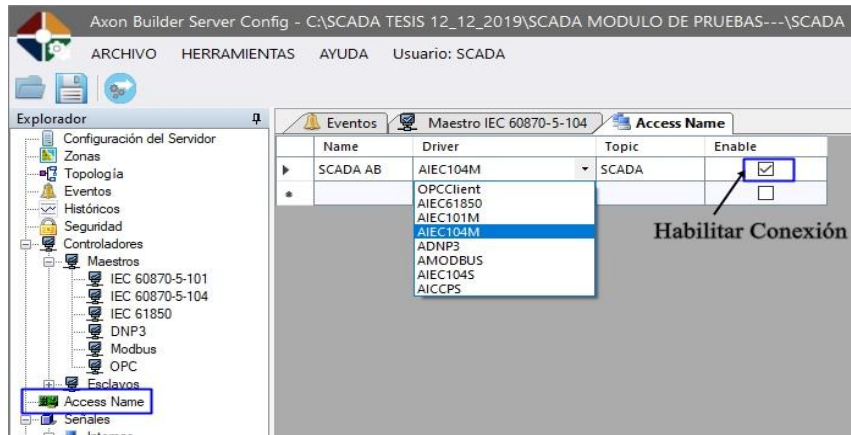


Figura 104: Configuración Access Name.

Luego se configura cada una de las señales analógicas, digitales y de control, para lo cual se ubica en la opción Señales -> IO -> Nuevo, solicitará escribir un nombre el cual deberá ser el mismo al campo “Tópico” que se visualiza en la figura y se empieza a crear cada una de las señales requeridas. A continuación, se detallada la estructura de un tag a modo de ejemplo para una señal analógica:

MODPRUEBA-ZIV8IDV--TRA01-IA-DV1--

Donde MODPRUEBA significa que el dispositivo está ubicado en el módulo de pruebas, ZIV8IDV corresponde al modelo del IED, TRA01 es un IED de transformador, si el tag contiene las siglas PRIxx es la nomenclatura de un IED de alimentador de distribución de energía eléctrica, IA-DV1 corresponde a la señal que se hace referencia en este ejemplo la corriente de la fase A devanado primario.

Para configurar los valores analógicos, intensidades, tensiones, ángulos, corrientes de falla, potencias activa, reactiva, aparente, factor de potencia y frecuencia se configura en el campo “Ítem” la dirección IOA correcta de la señal direccionada en la RTU y referenciar el nombre de la conexión IEC 104 en la columna “Access”(Ver Figura 105), se puede escoger el tipo de dato de dicha señal float32, int32,UInt32 ubicados en la columna “Tipo de Dato”, si se requiere se puede agregar un factor de escala para visualizar la señal en la unidad como puede ser mA, A, V o KW.

Logia	Nombre	Tipo de Dato	Log	Valor Inicial	Eng Unit	Último Valor	Tipo de Histórico	Access	Item	Comentario
m	MODPRUEB-ZIV8IDV--TRA...	Float32	<input checked="" type="checkbox"/>	0	A		HISTORICOS_A...	SCADA AB	1	TRA01-Corriente Dev.1 Fase A
m	MODPRUEB-ZIV8IDV--TRA...	Float32	<input checked="" type="checkbox"/>	0	A		HISTORICOS_A...	SCADA AB	2	TRA01-Corriente Dev.1 Fase B
m	MODPRUEB-ZIV8IDV--TRA...	Float32	<input checked="" type="checkbox"/>	0	A		HISTORICOS_A...	SCADA AB	3	TRA01-Corriente Dev.1 Fase C
m	MODPRUEB-ZIV8IDV--TRA...	Float32	<input checked="" type="checkbox"/>	0	A		HISTORICOS_A...	SCADA AB	4	TRA01-Corriente Dev.1 Neutro
m	MODPRUEB-ZIV8IDV--TRA...	Float32	<input checked="" type="checkbox"/>	0	A		HISTORICOS_A...	SCADA AB	5	TRA01-Corriente Dev.2 Fase A
m	MODPRUEB-ZIV8IDV--TRA...	Float32	<input checked="" type="checkbox"/>	0	A		HISTORICOS_A...	SCADA AB	6	TRA01-Corriente Dev.2 Fase B
m	MODPRUEB-ZIV8IDV--TRA...	Float32	<input checked="" type="checkbox"/>	0	A		HISTORICOS_A...	SCADA AB	7	TRA01-Corriente Dev.2 Fase C
m	MODPRUEB-ZIV8IDV--TRA...	Float32	<input checked="" type="checkbox"/>	0	A		HISTORICOS_A...	SCADA AB	8	TRA01-Corriente Dev.2 Neutro
m	MODPRUEB-ZIV8IDV--TRA...	Float32	<input checked="" type="checkbox"/>	0	V		HISTORICOS_A...	SCADA AB	9	TRA01-Voltaje Fase A
m	MODPRUEB-ZIV8IDV--TRA...	Float32	<input checked="" type="checkbox"/>	0	V		HISTORICOS_A...	SCADA AB	10	TRA01-Voltaje Fase B
m	MODPRUEB-ZIV8IDV--TRA...	Float32	<input checked="" type="checkbox"/>	0	V		HISTORICOS_A...	SCADA AB	11	TRA01-Voltaje Fase C

Figura 106: Configuración valores analógicos en el servidor Axon Server.

La Configuración de señales discretas tales como entradas o salidas digitales, alarmas entre otras, se dirige hacia la opción “Discrete” ubicada en la opción “Señales -> IO -> SCADA -> Discrete”, al seleccionar esta opción se despliega una ventana como se muestra en la figura 106, en la que permite ingresar el tag de la señal, Tipo de Dato Booleano o Double, si se habilita el campo “Es alarma” se muestra dicha señal en la ventana de alarmas del SCADA detallada anteriormente en el apartado del Diseño SCADA. La opción del campo “ítem” permite el ingreso de la dirección IOA asignada en la RTU para el monitoreo de dicha señal y el tag de referencia de la conexión IEC 104 se denota en la columna “Access”.

Nombre	Tipo de Dato	Log	Valor Inicial	Último Valor	Invertido	Access	Item	Comentario	Class	Mensaj
MODPRUEB-ZIV8IDV--TRA...	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/>	False		<input type="checkbox"/>	SCADA AB	110	TRA01-Trip Dev.1 Sobrecorriente ...	TRIP	TRA01-Trip E
MODPRUEB-ZIV8IDV--TRA...	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/>	False		<input type="checkbox"/>	SCADA AB	112	TRA01-Trip Dev.1 Sobrecorriente ...	TRIP	TRA01-Trip E
MODPRUEB-ZIV8IDV--TRA...	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/>	False		<input type="checkbox"/>	SCADA AB	111	TRA01-Trip Dev.1 Sobrecorriente ...	TRIP	TRA01-Trip E
MODPRUEB-ZIV8IDV--TRA...	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/>	False		<input type="checkbox"/>	SCADA AB	113	TRA01-Trip Dev.1 Sobrecorriente ...	TRIP	TRA01-Trip E
MODPRUEB-ZIV8IDV--TRA...	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/>	False		<input type="checkbox"/>	SCADA AB	114	TRA01-Trip Dev.2 Sobrecorriente ...	TRIP	TRA01-Trip E
MODPRUEB-ZIV8IDV--TRA...	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/>	False		<input type="checkbox"/>	SCADA AB	115	TRA01-Trip Dev.2 Sobrecorriente ...	TRIP	TRA01-Trip E
MODPRUEB-ZIV8IDV--TRA...	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/>	False		<input type="checkbox"/>	SCADA AB	116	TRA01-Trip Dev.2 Sobrecorriente ...	TRIP	TRA01-Trip E
MODPRUEB-ZIV8IDV--TRA...	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/>	False		<input type="checkbox"/>	SCADA AB	117	TRA01-Trip Dev.2 Sobrecorriente ...	TRIP	TRA01-Trip E
MODPRUEB-ZIV8IDV--TRA...	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/>	False		<input type="checkbox"/>	SCADA AB	118	TRA01-Trip Dev.1 Sobrecorriente ...	TRIP	TRA01-Trip E
MODPRUEB-ZIV8IDV--TRA...	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/>	False		<input type="checkbox"/>	SCADA AB	119	TRA01-Trip Dev.1 Sobrecorriente ...	TRIP	TRA01-Trip E
MODPRUEB-ZIV8IDV--TRA...	Boolean	<input checked="" type="checkbox"/>	False		<input type="checkbox"/>	SCADA AB	120	TRA01-Trip Dev.1 Sobrecorriente ...	TRIP	TRA01-Trip E

Figura 105: Configuración Estados Digitales.

La configuración de un mando de control está disponible dirigiéndose a la opción “Señales -> IO -> SCADA -> Discrete Command”, donde la configuración de una señal de control es de manera similar a las señales digitales, ya que de igual manera se debe ingresar un tag para la señal, un tipo de dato de la señal de control que puede

ser de tipo Booleano o Double, y el tag de la referencia de la conexión IEC 104, la diferencia es en el campo “Ítem” en el cual se debe de configurar la dirección IEC 104 IOA del mando digital como se describe en la figura 107 .

Una vez configurado el campo Ítem en la señal de control se visualizará la siguiente descripción 273/SCTEOS, que tiene el siguiente significado: es un comando simple (SC) con estampa de tiempo (T), de solo ejecución (EO), y con una salida de pulso corto (S) a la dirección 273, para las demás señales de control se debe de ingresar en la dirección IOA correcta que corresponde a la señal de control.

The image shows a software configuration window titled "Control Discreto". It contains several sections for setting up a digital command:

- Dirección:** A text input field containing the value "273".
- Protocolo:** Three radio buttons: "IEC104" (selected), "DNP3", and "Otro".
- IEC104:**
 - Modo:** A dropdown menu set to "Execute".
 - Tiempo:** A checkbox that is checked.
 - Tipo:** A dropdown menu set to "Single".
 - Salida:** A dropdown menu set to "Short Pulse".
- DNP3:**
 - Modo:** A dropdown menu set to "Direct Operate".
 - Tipo:** A dropdown menu set to "Latch".
 - On Time:** A numeric spinner set to "500".
 - Off Time:** A numeric spinner set to "500".
 - Repeat:** A numeric spinner set to "1".

At the bottom right of the window are two buttons: "Aceptar" and "Cancelar".

Figura 107: Configuración mando digital mediante el protocolo IEC 104.

Para la supervisión desde el SCADA se crean dos usuarios, los cuales pueden realizar acciones tales como ejecutar comandos, reconocer alarmas, editar configuración, entre otras, las cuales dependen de los privilegios que tenga cada usuario para realizar dichas acciones, por ende, se crea un usuario con todos los privilegios existentes y un usuario únicamente para visualización de medidas y estados digitales.

El software Axon Builder Server Config permite configurar cuentas de usuario, dirigiéndose a la opción “Seguridad” y realizando un click en dicha opción se despliega una ventana como se muestra en la figura 108, en la cual permite ingresar un usuario, una contraseña, y configurar los privilegios respectivos a cada usuario.

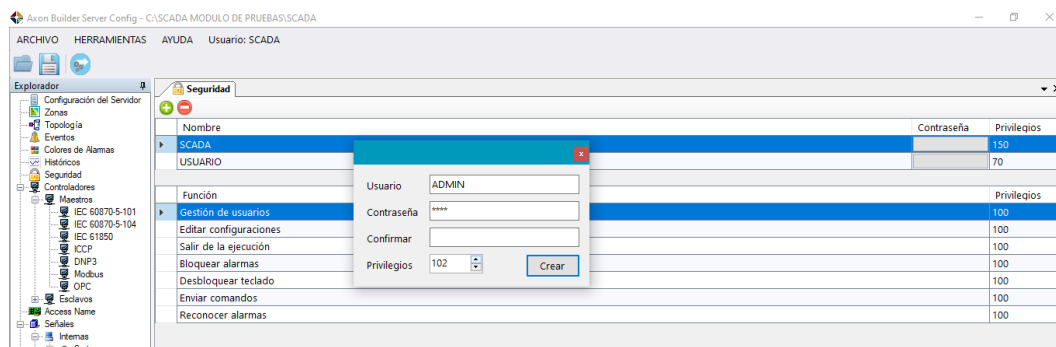


Figura 108: Creación de un usuario en Axon Builder Server Config.

Base de Datos para históricos del SCADA

La herramienta Axon Builder Server Config permite crear bases de datos, en la cual se pueden almacenar los valores de cada una de las señales direccionadas en servidor Axon Builder Server y poder contar con un historial de valores que pueden ser consultados posteriormente para un análisis histórico de valores analógicos o alguna señal digital en particular, para ello se dirige a la opción “Herramientas -> Base de Datos” ubicada en la barra de Herramientas del Server Config, al momento de ejecutar esta opción se despliega una ventana con la aplicación Axon Database (Ver Figura 109), resaltando que previamente se debe contar con alguno de estos softwares PostgreSQL o SQL Server instalados en la PC donde se encuentra el SCADA, en este caso se usará PostgreSQL ya que es la aplicación que se instala como requisito previo al momento de instalar el software Axon Builder.

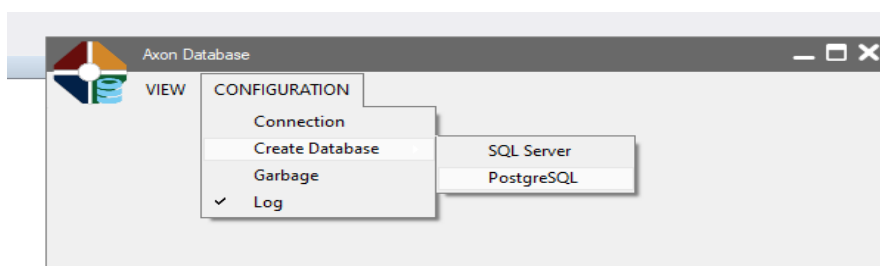


Figura 109: Ruta para crear la base de datos en la herramienta Axon Database.

Una vez escogida la opción PostgreSQL, se procede a llenar cada uno de los campos respectivos (Ver Figura 110), el nombre de la base de Datos, puerto TCP del Servidor, usuario y contraseña estos tres últimos se configuraron por defecto al momento de la instalación del software PostgreSQL.

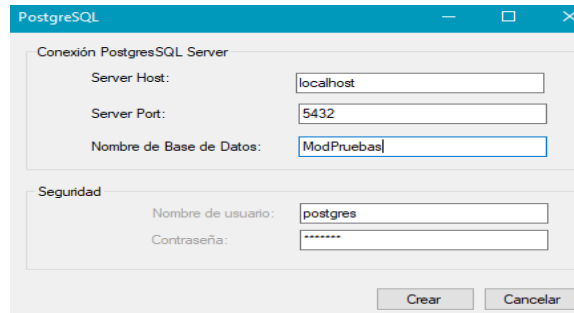


Figura 110: Creación Base de Datos en PostgreSQL.

Para comprobar que la base de datos se creó satisfactoriamente, se verifica que se establezca conexión con la misma, para esto se dirige a la opción “Configuration - > Connection”, desplegándose una ventana como se muestra en la figura 111, la cual permite llenar los campos Database, Host, Port con los datos insertados en el paso anterior, adicionalmente se ingresa el usuario, contraseña y se selecciona un driver disponible para la base de datos, en este caso se escoge el driver Npgsql que es el necesario para que se ejecute de forma correcta la base de dato en el software PostgreSQL y se realiza un click en la opción “Probar”, si los campos ingresado son válidos se mostrará una ventana informativa con el mensaje “¡Conexión Exitosa!”.

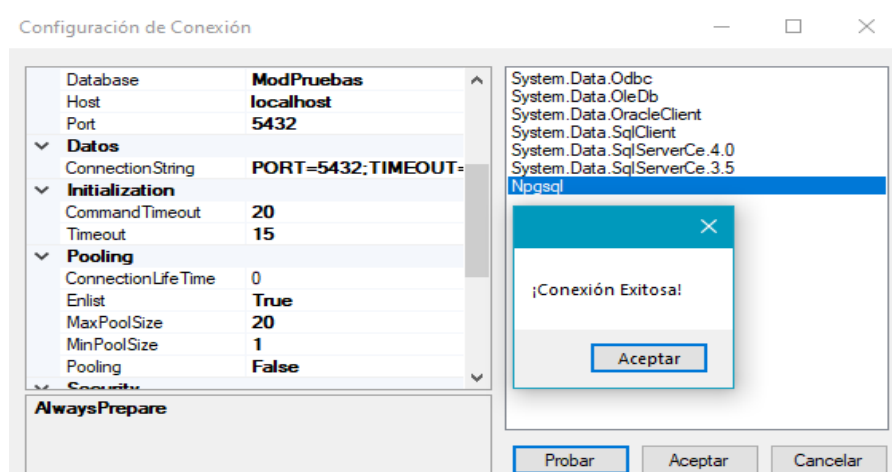


Figura 111: Configuración - Testeo Conexión con la Base de Datos.

Es posible visualizar la estructura de la base de datos creada dirigiéndose a la opción View -> Explorer dentro de la herramienta Axon Database, además se pueden realizar consultas de un dato sobre una tabla en particular (Query), siguiendo la

sintaxis de SQL tales como select, insert, delete entre otras (Ver Figura 112), con la finalidad de realizar la consulta de un valor en una señal en particular.

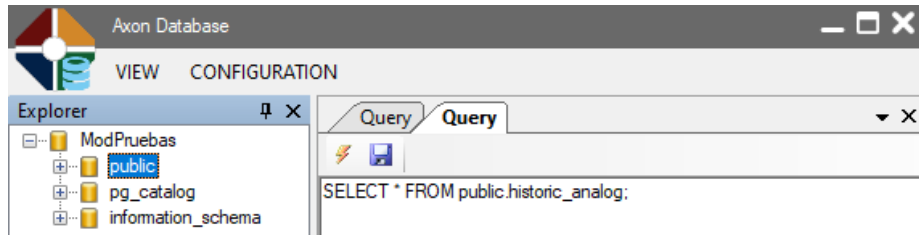


Figura 112: Estructura de la Base de Datos ModPruebas.

3.3.6.8 Carga de configuración de IEDs y RTU Orion LXm

En los IEDs ZIV al momento de transferir mediante FTP el archivo CID que contiene la configuración IEC 61850 realizada previamente tales como dataSets, RCB, GoCB, internamente el equipo valida que el archivo CID transferido no contenga errores, por ejemplo que el archivo CID tenga configurado la misma dirección IP de una de las interfaces ethernet, si el archivo es correcto se visualizará un mensaje “Updating CID Do not Power Off”, con el cual se empieza a cargar el archivo a la memoria RAM (Memoria Acceso Aleatorio) del IED.

Cuando se realiza la configuración de IEDs en el software NCD3, se genera un archivo con extensión ncd el cual contiene toda la información de los protocolos de comunicaciones y señales configuradas, dicho archivo se carga a la RTU OrionLXm dirigiéndose a un navegador web para escribir la dirección IP respectiva en la barra URL y siguiendo los pasos respectivos mostrados en la figura 113.

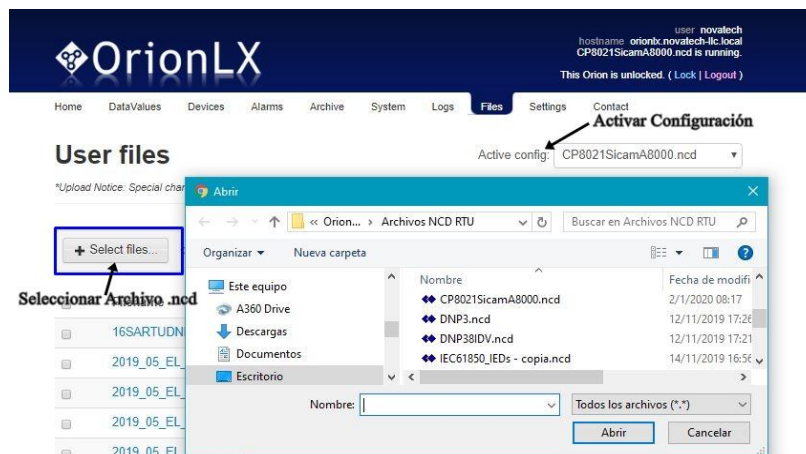


Figura 113: Carga archivo ncd RTU NovaTech.

3.3.7 Costo de la Propuesta

Se detallan los costos de cada IED, licencias de softwares, y materiales utilizados para el desarrollo del proyecto, resaltando que los IEDs que se emplearon fueron proporcionados por el departamento COD STE lugar donde se desarrolló la propuesta.

Costo de IEDs a utilizar

Cantidad	Descripción	Costo
1	Switch Huawei S2710-52P-SI-AC	\$ 850
1	Relé Ziv-8IDV	\$ 8,000
1	Relé ZIV-2IRX	\$ 3,000
1	Relé ARCTEQ AQF 350A	\$ 3,000
2	Medidor ION 7400	\$ 8,000
1	RTU NovaTech ORION LXm	\$ 6,000
1	RTU Siemens SICAM A8000	\$ 6,000
1	Computador	\$ 1,000
Total		\$ 35,850

Tabla 30: Costo de IEDs a utilizar.

Costo de Licencias de Software

Cantidad	Descripción	Costo
1	IEDScout	\$ 7,950
1	AXON BUILDER, Arquitectura Cliente/Servidor de 500 Tags, SQL EXPRESS, Protocolos: DNP3, IEC61850 Cliente.	\$ 6,506
Total		\$ 14,456

Tabla 31: Costo de Licencias de Software.

Costo de elementos

Cantidad	Descripción	Precio Unitario	Costo
1u	Gabinete estructura rack de piso abierto 37 UR	\$ 160	\$ 160.0
1u	Canaleta ranurada plástica	\$ 24	\$ 24.0
250u	Pines cables AGW 14	\$ 0.08	\$ 20.0
50m	Cable eléctrico AWG 14		\$ 50.0
1u	Canaletas	\$ 10	\$ 10.0
30m	Cable S/FTP CAT 6A	\$ 0.8	\$ 24.0
20u	Conectores RJ45 CAT 6A	\$ 1.4	\$ 28.0
20u	Boots CAT 6A	\$ 0.50	\$ 10.0
1	Accesorios (tuercas, pernos)		\$ 20.0
1u	Ponchadora para conectores RJ45	\$ 14	\$ 14.0
8u	Botoneras	\$ 2	\$ 16.0
3u	Selectores	\$ 2	\$ 6.0
8u	Luces pilotos	\$ 2	\$ 16.0
90u	Borneras de conexión eléctrica (Tablero Seccionadores)		\$ 49.5
123u	Borneras de conexión eléctrica (MODPB)		\$ 147.6
1u	Marquilladora DYMO	\$ 130	\$ 130.0
3u	Rollos de marquilladora DYMO	\$ 15	\$ 45.0
9u	Breaker eléctrico 6A y 10A	\$ 6	\$ 54.0
3u	Soportes de IEDs	\$ 5	\$ 15.0
3u	Riel Din 1m	\$ 1	\$ 3.0
Total			\$ 842.1

Tabla 32: Costos de elementos.

Costo Final de la Propuesta

Descripción	Costo
Costos de equipos	\$ 35,850.0
Costos de licencias	\$ 14,456.0
Costos de elementos	\$ 842.1
Total	\$ 51,148.1

Tabla 33: Costo Final de la Propuesta.

CAPITULO IV

PRUEBAS Y RESULTADOS

En este capítulo se realizan pruebas de inyección de valores de corrientes y tensiones, ajustes de los protocolos de comunicaciones, análisis de tiempos de ejecución y respuestas de disparos de las funciones de protecciones para determinar si el IED utilizado opera dentro de los parámetros establecidos por el fabricante y estándares internacionales, a continuación, se listan las pruebas a realizarse:

- Prueba de comunicación IEDs, RTU y SCADA
- Prueba de control seccionadores motorizados
- Prueba de medición valores analógicos
- Prueba de Sobrefrecuencia y Subfrecuencia
- Prueba de protección sobrecorriente instantánea mediante mensajería Goose
- Prueba Protocolo IEC 61850
- Prueba Mandos Digitales

4.1 Prueba de Comunicación entre IEDs, RTU y sistema SCADA

Se verifica la comunicación de cada IED, comprobando que se establezcan conexión con la RTU mediante el protocolo IEC 61850 y la comunicación de la RTU hacia el sistema SCADA del módulo de pruebas mediante el protocolo de comunicación IEC 60870-5-104.

Indicador	Comunicación establecida	Comunicación no establecida
Comunicación RTU con el Sistema SCADA (Servidor)	Good	Invalid
Señales en el SCADA	Valor de la señal sin indicadores de colores verde	Valor de la señal acompañado de un indicador color verde

Tabla 34: Indicadores de conexión RTU y sistema SCADA.

La figura 114 muestra la conexión establecida (parámetro “Online” en 1 lógico) entre los diferentes IEDs del módulo de pruebas mediante el protocolo IEC 61850, verificando exista las peticiones y respuesta (Polls y Responses) de cada uno de los IEDs.

Port #	Port Name	Device	Online	Polls	Responses	% Successful
24	IEC 61850 Master	TRA01	1	365	365	100
24	IEC 61850 Master	PRI01	1	131	131	100
24	IEC 61850 Master	PRI02	1	470	470	100
24	IEC 61850 Master	PRI01MED	1	209	209	100
24	IEC 61850 Master	PRI02MED	1	528	528	100

Figura 114: Comunicación establecida mediante IEC 61850 entre los IEDs y la RTU NovaTech Orion LXm.

La comunicación establecida mediante IEC 61850 en el IED ZIV 2IRX se la comprueba mediante el servidor web, ingresando la dirección IP del IED en la barra URL de un navegador web, verificar que en el apartado TCP Connections opción IEC 61850 Connections se muestre la dirección IP de la RTU (Ver Figura 115) indicando que se está reportando mediante dicho protocolo hacia la RTU.

Configuration	Connections Status
<ul style="list-style-type: none"> IEC-61850 <ul style="list-style-type: none"> Application log Execution log Mapping log CID load log TCP Connections <ul style="list-style-type: none"> Connections list Analog signals list Digital signals list Oscillos list GOOSE Subscription List Active CID SOE.txt download 	<ul style="list-style-type: none"> CANAL Procome Connections: There is no connections CANAL DNP3 Connections: There is no connections CANAL ModBus Connections: the server is off FTP Connections: There is no connections IEC61850 Connections: 00001 - IP = 172.018.039.152 Monitor Connections: There is no connections WEB Connections: 00001 - IP = 172.018.039.140

Figura 115: Comunicación entre el IED ZIV 2IRX y la RTU del módulo de pruebas mediante IEC 61850.

La figura 116 muestra la conexión establecida mediante IEC 61850 en el IED ZIV 8IDV, que de igual manera se puede verificar mediante el servidor web del IED, dirigiéndose a la opción “Connections”, se muestra en la barra superior Connections IEC 61850 y la dirección IP del dispositivo con el que se establece comunicación mediante dicho protocolo.



Figura 116: Comunicación entre el IED ZIV 8IDV con la RTU del módulo de pruebas mediante IEC 61850.

En la figura 117 se muestra el estado “STARTED” en el software Axon Builder Server Runtime, el cual indica que se estableció comunicación con la RTU mediante el protocolo IEC 60870-5-104 (Controlador AIEC104M en el SCADA).

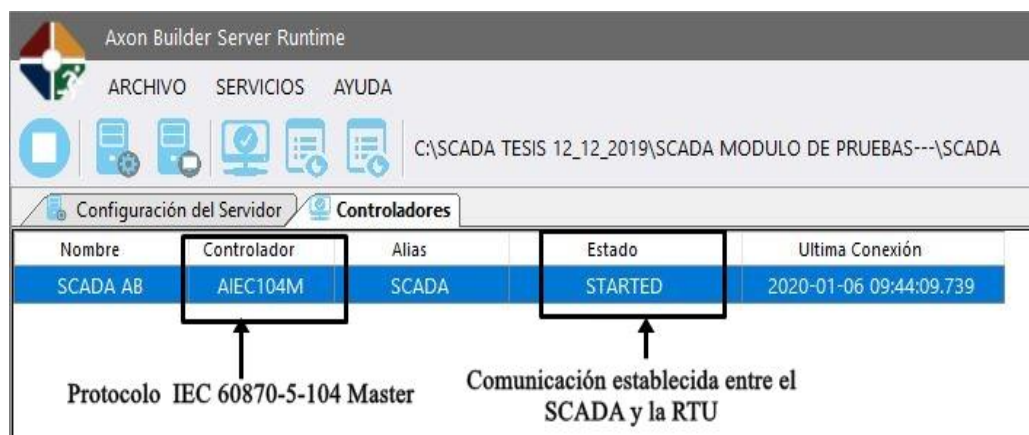


Figura 117: Comunicación mediante IEC 60870-5-104 Master entre el SCADA y la RTU.

Se verifica que los estados de las señales se adquieran en estado válido, para esto se constata que en la RTU las señales se reflejen en estado “Online” y en el servidor SCADA en estado “Good” (Ver Figuras 118 y 119).

Points - Orion Web Configuration

No es seguro | 172.18.39.152/Points/Port/26/Inputs

Home DataValues Devices Alarms

DataValues / IEC 60870-5-101/104 Slave (Port 26)

Clear Input Override

Toggle options

Protocolo IEC 60870-5-104 Slave

Estado "OK"

Señales y alarmas IEDs

Name	Device	Type	Point #	Value	Percent FS	Status
MMXU1/PPV.phsBC/instCVal.mag.f @PRI01	RTU OrionL	AI	1148	0	0.000000	Online
MMXU1/PPV.phsCA/instCVal.mag.f @PRI01	RTU OrionL	AI	1149	0	0.000000	Online
MMXU1/A2.phsA/instCVal.mag.f @TRA01	RTU OrionL	AI	115	0.117	0.005693	Online
MMXU1/A3n.phsA/instCVal.ang.f @PRI01	RTU OrionL	AI	1150	0	0.000000	Online
MMXU1/A3n.phsB/instCVal.ang.f @PRI01	RTU OrionL	AI	1151	0	0.000000	Online
MMXU1/A3n.phsC/instCVal.ang.f @PRI01	RTU OrionL	AI	1152	0	0.000000	Online
MMXU1/A3n.neut1/instCVal.ang.f @PRI01	RTU OrionL	AI	1153	0	0.000000	Online
MMXU1/PhV.phsA/instCVal.ang.f @PRI01	RTU OrionL	AI	1154	0	0.000000	Online
MMXU1/PhV.phsB/instCVal.ang.f @PRI01	RTU OrionL	AI	1155	0	0.000000	Online
MMXU1/PhV.phsC/instCVal.ang.f @PRI01	RTU OrionL	AI	1156	0	0.000000	Online
MMXU1/PhV.neut/instCVal.ang.f @PRI01	RTU OrionL	AI	1157	0	0.000000	Online
MMXU1/Hz/mag.f @PRI01	RTU OrionL	AI	1158	0	0.000000	Online
MMXU1/TotWinstMag.f @PRI01	RTU OrionL	AI	1159	0	50.000000	Online
MMXU1/A2.phsB/instCVal.mag.f @TRA01	RTU OrionL	AI	116	0.039	50.588235	Online
MMXU1/TotVA/instMag.f @PRI01	RTU OrionL	AI	1160	0	50.000000	Online
MMXU1/TotVA/instMag.f @PRI01	RTU OrionL	AI	1161	0	50.000000	Online
MMXU1/TotPF/instMag.f @PRI01	RTU OrionL	AI	1162	0	0.000000	Online
GENGGIO1/Anin01/mag.f @PRI01	RTU OrionL	AI	1163	0	0.000000	Online
GENGGIO1/Anin02/mag.f @PRI01	RTU OrionL	AI	1164	0	0.000000	Online
GENGGIO1/Anin03/mag.f @PRI01	RTU OrionL	AI	1165	0	0.000000	Online
LFHD1/PhyHealth/stVal @PRI01	RTU OrionL	AI	1166	1.000	50.588235	Online
LLNO/Mod/stVal @PRI01	RTU OrionL	AI	1167	1.000	50.588235	Online
CMMXU1/A.phsA/cVal.mag.f @PRI02	RTU OrionL	AI	1168	0	0.000000	Online
CMMXU1/A.phsB/cVal.mag.f @PRI02	RTU OrionL	AI	1169	0	0.000000	Online
MMXU1/A2.phsC/instCVal.mag.f @TRA01	RTU OrionL	AI	117	0.013	0.000933	Online
CMMXU1/A.phsC/cVal.mag.f @PRI02	RTU OrionL	AI	1170	0	0.000000	Online
UoloMMXN1/Amp/mag.f @PRI02	RTU OrionL	AI	1171	0	0.000000	Online
VMMXU1/PhV.phsA/cVal.mag.f @PRI02	RTU OrionL	AI	1172	0	0.000000	Online
VMMXU1/PhV.phsB/cVal.mag.f @PRI02	RTU OrionL	AI	1173	0	0.000000	Online

Figura 118: Verificación de estado de señales y alarmas en la RTU.

Axon Builder Server Runtime

ARCHIVO SERVICIOS AYUDA

Señales a reportar en el SCADA Estado "OK" señales y alarmas en el Servidor Axon Builder (SCADA)

C:\SCADA TESIS 12_12_2019\SCADA MODULO DE PRUEBAS\SCADA

Configuración del Servidor Controladores Explorador de Tags

Contiene Boo D B SByte U16 I16 U32 I32 U64 I64 F32 F64 C M

Timestamp	Nombre	Tipo	Valor	Calidad	Causa	Comentario
2020-01-06 09:44:20.565	/System/MODPRUEB-ZIV8IDV--TRA01-PROT-HAB-LLNO	Float32	1	Good	Inro	TRA01-Protección en Servicio (LLNO)
2020-01-06 09:44:20.565	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-IA-----	Float32	0.013	Good	Inro	PRI01-Corriente Fase A
2020-01-06 09:44:20.565	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-IB-----	Float32	0.019	Good	Inro	PRI01-Corriente Fase B
2020-01-06 09:44:20.565	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-IC-----	Float32	0.006	Good	Inro	PRI01-Corriente Fase C
2020-01-06 09:44:20.565	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-IN-----	Float32	0.019	Good	Inro	PRI01-Corriente Neutro
2020-01-06 09:44:20.565	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-VAN-----	Float32	0.061	Good	Inro	PRI01-Voltaje Fase A
2020-01-06 09:44:20.565	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-VBN-----	Float32	0.036	Good	Inro	PRI01-Voltaje Fase B
2020-01-06 09:44:20.565	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-VCN-----	Float32	0.061	Good	Inro	PRI01-Voltaje Fase C
2020-01-06 09:44:20.565	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-VN-----	Float32	0.109	Good	Inro	PRI01-Voltaje Neutro
2020-01-06 09:44:20.565	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-VAB-----	Float32	0	Good	Inro	PRI01-Voltaje entre Fases AB
2020-01-06 09:44:20.565	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-VBC-----	Float32	0	Good	Inro	PRI01-Voltaje entre Fases BC
2020-01-06 09:44:20.674	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-VCA-----	Float32	0	Good	Inro	PRI01-Voltaje entre Fases CA
2020-01-06 09:44:20.674	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-ANG-IA-----	Float32	0	Good	Inro	PRI01-Angulo Corriente Fase A
2020-01-06 09:44:20.674	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-ANG-IB-----	Float32	0	Good	Inro	PRI01-Angulo Corriente Fase B
2020-01-06 09:44:20.674	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-ANG-IC-----	Float32	0	Good	Inro	PRI01-Angulo Corriente Fase C
2020-01-06 09:44:20.674	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-ANG-IN-----	Float32	0	Good	Inro	PRI01-Angulo Corriente Neutro
2020-01-06 09:44:20.674	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-ANG-VAN-----	Float32	0	Good	Inro	PRI01-Angulo Voltaje Fase A
2020-01-06 09:44:20.674	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-ANG-VBN-----	Float32	0	Good	Inro	PRI01-Angulo Voltaje Fase B
2020-01-06 09:44:20.674	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-ANG-VCN-----	Float32	0	Good	Inro	PRI01-Angulo Voltaje Fase C
2020-01-06 09:44:20.674	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-ANG-VN-----	Float32	0	Good	Inro	PRI01-Angulo Voltaje Neutro
2020-01-06 09:44:20.674	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-FREQ-----	Float32	0	Good	Inro	PRI01-Frecuencia
2020-01-06 09:44:20.674	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-P-----	Float32	0	Good	Inro	PRI01-Potencia Activa Trifásica
2020-01-06 09:44:20.674	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-Q-----	Float32	0	Good	Inro	PRI01-Potencia Reactiva Trifásica
2020-01-06 09:44:20.674	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-S-----	Float32	0	Good	Inro	PRI01-Potencia Apparente Trifásica
2020-01-06 09:44:20.674	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-FP-----	Float32	0	Good	Inro	PRI01-Factor de Potencia Trifásica
2020-01-06 09:44:20.674	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-IFALLA-A	Float32	0	Good	Inro	PRI01-Corriente de Falla Fase A
2020-01-06 09:44:20.674	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-IFALLA-B	Float32	0	Good	Inro	PRI01-Corriente de Falla Fase B
2020-01-06 09:44:20.674	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-IFALLA-C	Float32	0	Good	Inro	PRI01-Corriente de Falla Fase C
2020-01-06 09:44:20.674	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-IED--HAB	Float32	1	Good	Inro	PRI01-Estado IED
2020-01-06 09:44:20.674	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-PROT-HAB-LLNO	Float32	1	Good	Inro	PRI01-Protección en Servicio (LLNO)
2020-01-06 09:44:20.674	/System/MODPRUEBA-AQF350A-PRI02-IA-----	Float32	0	Good	Inro	PRI02-Corriente Fase A
2020-01-06 09:44:20.674	/System/MODPRUEBA-AQF350A-PRI02-IB-----	Float32	0	Good	Inro	PRI02-Corriente Fase B
2020-01-06 09:44:20.674	/System/MODPRUEBA-AQF350A-PRI02-IC-----	Float32	0	Good	Inro	PRI02-Corriente Fase C

Figura 119: Verificación de estado de señales y alarmas en el servidor de pruebas (Axon Server).

La figura 120 muestra los indicadores de una señal incorrecta visualizada en el SCADA, la cual se puede mostrar cuando no se establezca conexión con un dispositivo.

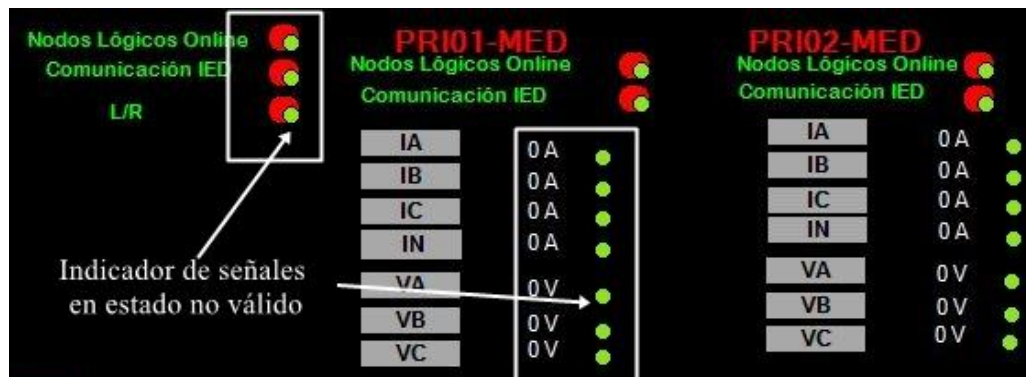


Figura 120: Señales en estado invalido en el SCADA.

Se comprueba que exista conexión con los diferentes IEDs del módulo de pruebas, ejecutando el comando ping hacia las direcciones IP del módulo de pruebas (Ver Figura 121).

```

C:\WINDOWS\system32\cmd.exe - ping 172.18.39.148 -t
Microsoft Windows [Versión 10.0.18362.535]
(c) 2019 Microsoft Corporation. Todos los derechos reservados.

C:\Users\Ronald>ping 172.18.39.148 -t

Haciendo ping a 172.18.39.148 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 172.18.39.148: bytes=32 tiempo=37ms TTL=127
Respuesta desde 172.18.39.148: bytes=32 tiempo=4ms TTL=127
Respuesta desde 172.18.39.148: bytes=32 tiempo=8ms TTL=127
Respuesta desde 172.18.39.148: bytes=32 tiempo=7ms TTL=127
Respuesta desde 172.18.39.148: bytes=32 tiempo=8ms TTL=127
Respuesta desde 172.18.39.148: bytes=32 tiempo=32ms TTL=127
Respuesta desde 172.18.39.148: bytes=32 tiempo=13ms TTL=127
Respuesta desde 172.18.39.148: bytes=32 tiempo=9ms TTL=127
Respuesta desde 172.18.39.148: bytes=32 tiempo=9ms TTL=127
Respuesta desde 172.18.39.148: bytes=32 tiempo=8ms TTL=127

```

Figura 121: Ping a la dirección IP del IED ZIV 8IDV.

En la figura 122 se observa el tiempo de respuesta de la RTU Orion LXm, en donde se recolecto una muestra de 10 tiempos de latencia en 10 segundos con 32 bytes de datos, y de esta manera analizar la capacidad de respuesta de este dispositivo, obteniendo un pico de tiempo de latencia de 22 [ms] a los 5 [s].

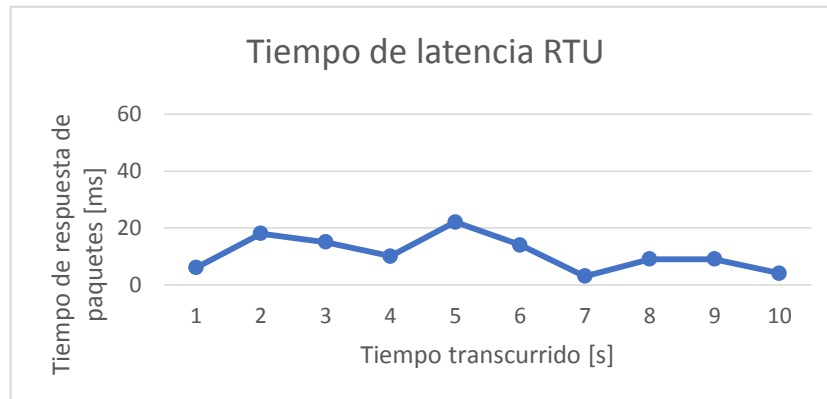


Figura 122: Tiempo de latencia obtenido para la RTU Orion LXm.

La siguiente gráfica muestra los tiempos de latencia obtenidos de los IEDs utilizados para realizar las diferentes pruebas propuestas, en donde se obtuvo tiempos de latencia entre 2 a 13.5 [ms] en un intervalo de tiempo de 10 segundos.

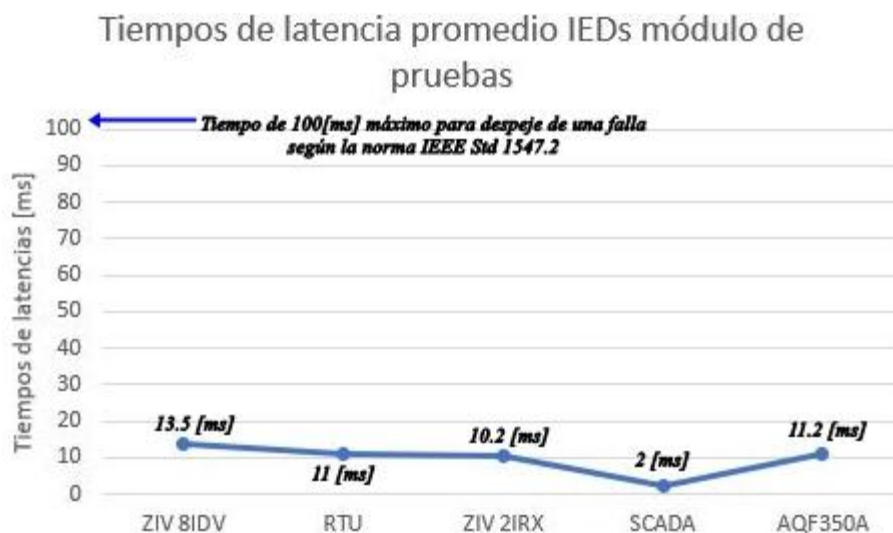


Figura 123: Tiempos de latencia promedio IEDs módulo de pruebas.

A continuación, se analiza los resultados obtenidos:

- Se considera que los IEDs empleados tienen una capacidad de respuesta rápida, ya que se obtuvo tiempos de latencia en el rango de 2 a 13.5 [ms], rangos de tiempos satisfactorios para la operación de las funciones de protección de un sistema eléctrico las cuales tienen como tope un tiempo de 100 [ms] según la norma IEEE Std. 1547.2 (Ver Anexo 20).

- La adquisición de señales en estado “Online” y “Good” para la RTU y el SCADA respectivamente se cumple en un 97.69%, siendo este porcentaje aceptable ya que el 2.31% faltante abarca los mandos de control, los cuales se reflejan en estado “Online” y “Good” al momento de ser ejecutados.
- Al comunicar los IEDs mediante el protocolo IEC 61850 se obtuvo el 100% entre peticiones y respuestas de datos por parte de los equipos utilizados y la RTU, resultando esto confiable para un sistema eléctrico ya que no existirán paquetes perdidos al momento de la transmisión de eventos.

4.2 Prueba Control de Seccionadores Motorizados

En esta prueba se efectúa la gestión de manera remota desde el SCADA Local de los seccionadores motorizados ubicados en los alimentadores de distribución de energía eléctrica de la subestación Salinas, procediendo a realizar pruebas en vacío es decir sin estar conectados a la red eléctrica para prevenir algún desperfecto en el sistema eléctrico.

Se verifica que se establezca comunicación entre la RTU Sicam A8000 y la RTU Orion LXm mediante el protocolo DNP3, en la figura 124 se verifica que al establecer conexión con la RTU Sicam el campo “Online” se establece a 1 lógico, indicando la transmisión de datos entre ambos dispositivos.

The screenshot shows the OrionLX web interface. The browser address bar displays '172.18.39.152/Devices/'. The page title is 'OrionLX'. The navigation menu includes 'Home', 'DataValues', 'Devices', 'Alarms', 'Archive', 'System', 'Logs', and 'Files'. Below the menu, there is a 'Reset All Counters' link and a pagination control '(1 of 1) << first < prev 1 next > last >>'. A table displays the following data:

Port #	Port Name	Device	Online	Polls	Responses	% Successful
24	DNP Master	CP8021	1	76	75	98.68421052631578

Below the table, there is another pagination control '(1 of 1) << first < prev 1 next > last >>'.

Figura 124: Conexión establecida mediante el protocolo DNP3 entre la RTU Sicam A8000 y la RTU Orion LXm.

Se visualiza en la gráfica 125 los estados iniciales de los seccionadores motorizados adquiridos en la RTU mediante el protocolo IEC 104, los cuales se encuentran en estado cerrado y en estado remoto.

Name	Device	Type	Point #	Value	Percent FS	Status
16SA-Estado Seccionador Abierto 89F11 @CP8021	RTU 1	BI	1 11	0	0.000000	Online
16SA-Estado Seccionador Cerrado 89F12 @CP8021	RTU 1	BI	1 10	1	100.00000	Online
16SA-Estado Local 89F12 @CP8021	RTU 1	BI	1 11	0	0.000000	Online
16SA-Estado Remoto 89F12 @CP8021	RTU 1	BI	1 12	1	100.00000	Online
16SA-Falla Comando 89F12 @CP8021	RTU 1	BI	1 13	0	0.000000	Online
16SA-Falla Motor 89F12 @CP8021	RTU 1	BI	1 14	0	0.000000	Online
16SA-Falla Calefactor 89F12 @CP8021	RTU 1	BI	1 15	0	0.000000	Online
16SA-Puerta Abierta 89F12 @CP8021	RTU 1	BI	1 16	0	0.000000	Online
16SA-Estado Seccionador Abierto 89F13 @CP8021	RTU 1	BI	1 17	0	0.000000	Online
16SA-Estado Seccionador Cerrado 89F13 @CP8021	RTU 1	BI	1 18	1	100.00000	Online
16SA-Estado Local 89F13 @CP8021	RTU 1	BI	1 19	0	0.000000	Online
16SA-Estado Seccionador Cerrado 89F11 @CP8021	RTU 1	BI	1 2	1	100.00000	Online
16SA-Estado Remoto 89F13 @CP8021	RTU 1	BI	1 20	1	100.00000	Online
16SA-Falla Comando 89F13 @CP8021	RTU 1	BI	1 21	0	0.000000	Online
16SA-Falla Motor 89F13 @CP8021	RTU 1	BI	1 22	0	0.000000	Online

Figura 125: Estados digitales de los seccionadores motorizados en la RTU.

Mediante la interfaz desarrollada en el SCADA se ejecuta la orden de apertura o cierre sobre los objetos que representan a los seccionadores motorizados de la subestación Salinas, en la gráfica se aprecia los estados reflejados iniciales de los equipos reflejados en el SCADA. (Ver Figura 126).

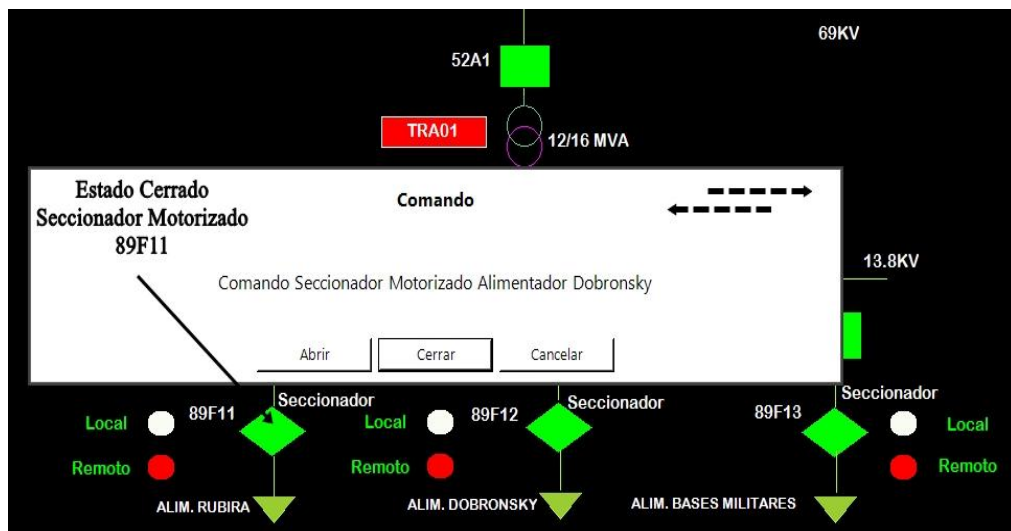


Figura 126: Ejecución orden de Apertura o Cierre desde el SCADA.

Se verifica que al momento de ejecutar un mando digital a los seccionadores motorizados, se visualice un evento en el SCADA, mostrando la ejecución exitosa del mando (Ver Figura 127).

	Tiempo	Origen	Descripción	Estado	Valor	Causa	Calidad	Usuario	Comentario
E	2020-01-09 11:37:27.352	@/System	Comando Cerrar 89F12	ON	True	Comando	Válido	OPERADOR	Ejecución exitosa.
E	2020-01-09 11:37:27.336	@/System	Comando Cerrar 89F12	ON	True	Comando	Válido	OPERADOR	Iniciando
E	2020-01-09 11:36:41.914	@/System	Comando Abrir 89F12	ON	True	Comando	Válido	OPERADOR	Ejecución exitosa.
E	2020-01-09 11:36:41.898	@/System	Comando Abrir 89F12	ON	True	Comando	Válido	OPERADOR	Iniciando
E	2020-01-09 11:35:35.311	@/System	Comando Cerrar 89F13	ON	True	Comando	Válido	OPERADOR	Ejecución exitosa.
E	2020-01-09 11:35:35.295	@/System	Comando Cerrar 89F13	ON	True	Comando	Válido	OPERADOR	Iniciando
E	2020-01-09 11:34:45.905	@/System	Comando Abrir 89F13	ON	True	Comando	Válido	OPERADOR	Ejecución exitosa.

Figura 127: Ejecución exitosa mandos de control apertura y cierre emitidos a los seccionadores motorizados desde el SCADA Local.

En la opción de alarmas y eventos de la RTU Sicam, se verifica que la RTU reciba la orden de mando digital enviada desde el SCADA (Ver Figura 128).

Class	Name	104-Address	TI	Process text	Value	Quality	Timestamp
Diagnosis				Dia ExtError	coming		2020-01-09, 11:22:40.186
Process	16SA-CMD-CIERRE-89F11	1-1-27-1-1	45				2020-01-09, 11:22:39.195
Diagnosis				Dia ComError	going		2020-01-09, 11:22:29.276
Diagnosis				Dia ComError	coming		2020-01-09, 11:22:29.177
Diagnosis				Dia Warning	going		2020-01-09, 11:22:13.722
Diagnosis				Dia Warning	coming		2020-01-09, 11:22:13.448
Diagnosis				Dia ExtError	going		2020-01-09, 11:22:13.448
Diagnosis				Dia ExtError	coming		2020-01-09, 11:22:13.347
Process	16SA-CMD-APERTURA-89F11	1-1-8-1-1	45				2020-01-09, 11:22:12.304

Ejecución de mando digital emitido en la RTU Sicam A8000

Figura 128: Orden de mando digital reflejada en la RTU Sicam A8000.

Al momento de ejecutar un mando de apertura o cierre desde el SCADA Local, se comprueba que se realice el accionamiento de los seccionadores motorizados, según la orden enviada (Ver Figura 129). estas maniobras en campo.

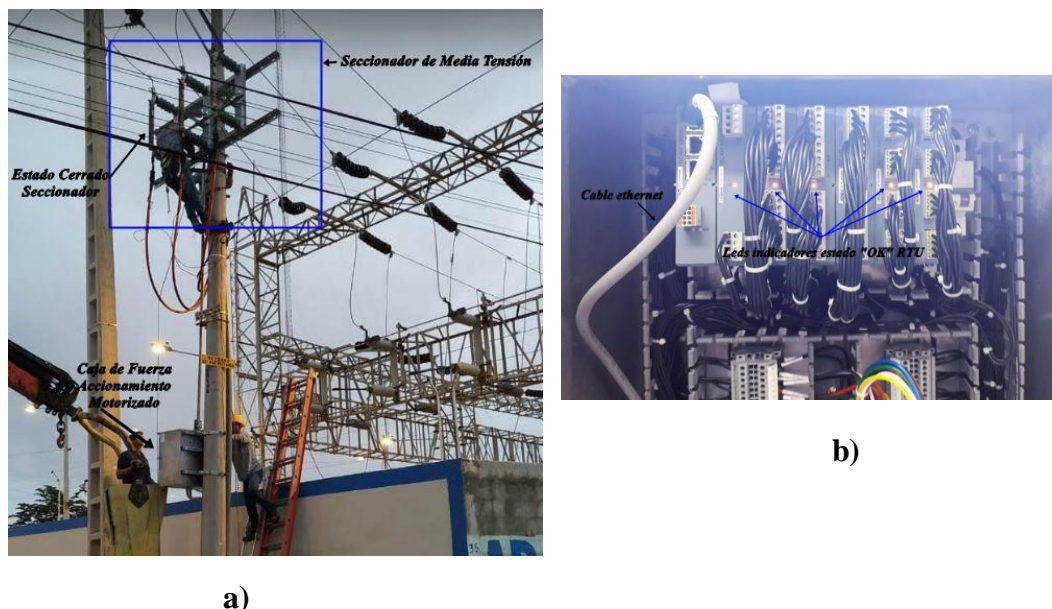


Figura 129: a) Seccionador motorizado en estado cerrado. b) RTU Sicam A8000 operativa instalada en la S/E Salinas.

La Tabla 35 muestra los resultados obtenidos en los tiempos de respuestas entre la ejecución que se reporta a la RTU y el tiempo en que se reporta la ejecución del mando digital desde el SCADA, dando como resultado un tiempo promedio de ejecución aproximadamente de 0.66 [s], entre la ejecución de los 6 mandos de apertura y cierre de los seccionadores motorizados.

Tiempos de ejecución mandos digitales Control de los Seccionadores Motorizados			
Tiempo de ejecución establecido por la norma IEEE PC37.1/D1.9 $t=2s$			
Señal de Mando Digital	Hora de ejecución en la RTU Sicam [hh:mm:ss]	Hora de reporte en el SCADA [hh:mm:ss]	Tiempo de maniobra [s]
16SA-CMD-CIERRE89F11	11:32:37.346	11:32:37.735	0.389 [s]
16SA-CMD-APERTURA89F11	11:33:51.919	11:33:52.079	0.16 [s]
16SA-CMD-APERTURA89F13	11:34:45.358	11:34:45.905	0.547 [s]
16SA-CMD-CIERRE89F13	11:34:34.148	11:35:35.311	1.163 [s]
16SA-CMD-APERTURA-89F12	11:36:41.045	11:36:41.914	0.869 [s]

16SA-CMD-CIERRE89F12	11:36:26.476	11:37:27.352	0.876 [s]
----------------------	--------------	--------------	-----------

Tabla 35: Tiempos de ejecución de mandos digitales en la RTU Sicam A8000.

En la siguiente prueba se analiza los siguientes resultados obtenidos:

- El tiempo de respuesta obtenido para ejecutar las maniobras de apertura o cierre desde el SCADA hacia los seccionadores motorizados oscila entre los 0.16 [s] a 1.163 [s], por lo cual se cumple el no sobrepasar el tiempo establecido en la norma IEEE PC37.1/D1.9 que es de 2 [s] para ejecutar ordenes de control desde un SCADA hacia un equipo de campo.
- Al establecer comunicación mediante el protocolo DNP3 entre la RTU Sicam y la RTU Maestra se pierden el 1.32% de paquetes de datos, siendo esto confiable debido al retardo de 1000 [ms] configurados en el campo propio del protocolo DNP3 “Transmit delay” para no congestionar el canal de comunicación entre la estación maestra y esclava.
- Se logra monitorear el 100% de los 24 estados digitales correspondientes a los seccionadores motorizados mediante la interfaz desarrollada en el sistema SCADA.

4.3 Prueba de Medición Valores Analógicos

La siguiente prueba se basa en la inyección de valores de voltajes y corrientes en las entradas analógicas respectivas de los IEDs del módulo de prueba, comprobando que el valor inyectado sea leído y reflejado en el SCADA del módulo de pruebas, se calcula el porcentaje de error que existe entre el valor analógico inyectado por la maleta de pruebas y el valor mostrado en el SCADA.

Previamente se realiza el ajuste de la relación de transformación (RT) con la finalidad de definir el modo en que se visualizaran los valores analógicos en los IEDs, se toma en cuenta estas dos posibles condiciones:

- Si RT es igual a 1, la medida analógica corresponderá a valores secundarios.
- Si RT es diferente de 1, la medida analógica corresponderá a valores primarios.

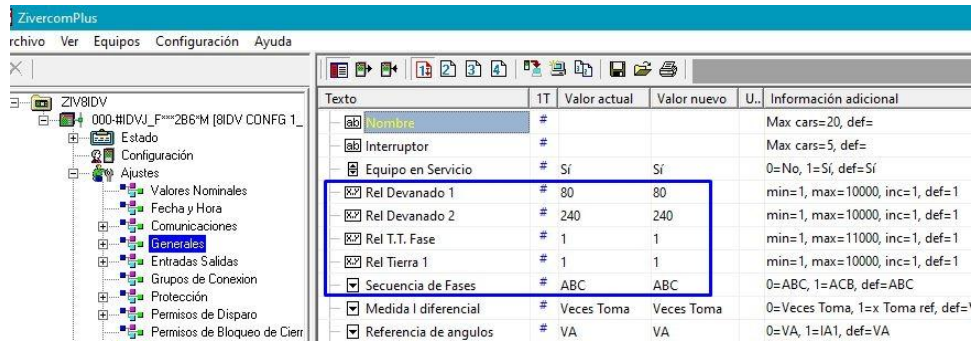


Figura 130: Ajuste Relación de Transformación para el IED ZIV 8IDV en el software ZivercomPlus.

IED AQF350A	Relación de corriente	250/5
	Relación de voltaje	100
IED ZIV 2IRX	Relación de corriente	120
	Relación de voltaje	120

Tabla 36: Valores de RT ajustados para los IEDs ZIV 2IRX y AQF350A.

El valor de RT ajustado para cada uno de los IEDs es directamente proporcional al valor analógico inyectado por la maleta de pruebas. En la figura 131 se aprecia la activación de los canales de intensidad y tensión de la maleta de pruebas para realizar la prueba de medición de valores de analógicos a los IEDs.

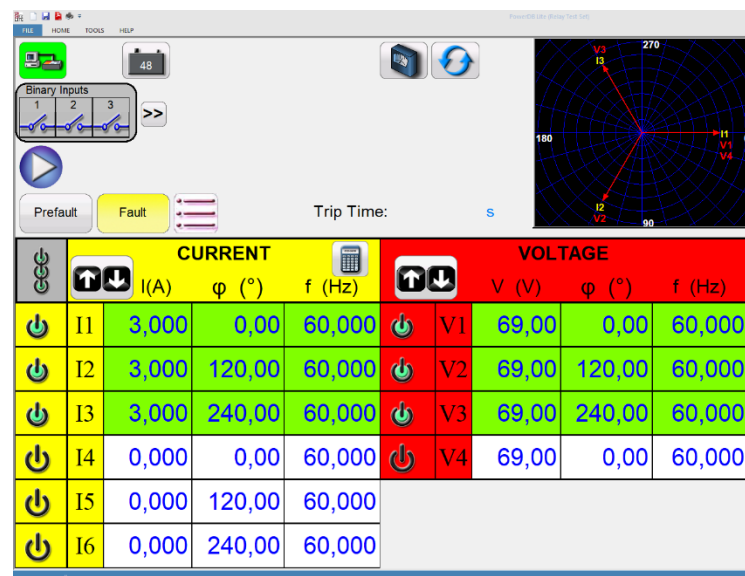


Figura 131: Inyección de valores analógicos para el IED ZIV 2IRX.

Luego de realizar la inyección de valores analógicos mediante la maleta de pruebas se verifica que estos sean reflejados en cada uno de los IEDs, para esto se hace uso de los softwares ZivercomPlus, y del servidor web del IED Arcteq. (Ver Figuras 132 y 133).

[-] VT4 module		
Voltage Ch - U1	62.84	V
Angle Ch - U1	0	deg
Voltage Ch - U2	66.79	V
Angle Ch - U2	-124	deg
Voltage Ch - U3	70.21	V
Angle Ch - U3	127	deg
Voltage Ch - U4	0.00	V
Angle Ch - U4	0	deg

[-] CT4 module		
Current Ch - I1	1.98	A
Angle Ch - I1	-161	deg
Current Ch - I2	1.98	A
Angle Ch - I2	-60	deg
Current Ch - I3	1.99	A
Angle Ch - I3	-115	deg
Current Ch - I4	0.00	A
Angle Ch - I4	0	deg

Figura 132: Valores de voltajes y corrientes trifásicas leídos en el IED AQF350A.

El valor de RT se ajustó a 120 en el IED ZIV 2IRX (Ver Tabla 35), al inyectar 3 [A], el IED lee un valor aproximado 359.919 [A] en cada una de las tres fases.

Texto	Valor	Un...	nf
IA	359.919 A	A	
ANG IA	0.3 °	°	
IB	359.773 A	A	
ANG IB	240.3 °	°	
IC	360.066 A	A	
ANG IC	120.3 °	°	
IN	0.464 A	A	
ANG IN	111.2 °	°	
INS	0.000 A	A	
ANG INS	338.2 °	°	
IPOL	0.000 A	A	

Figura 133: Valores de corrientes y ángulos de cada fase leídos en el IED ZIV 2IRX.

Se observa en la figura 134, los valores analógicos del IED ZIV 2IRX son reflejados en la RTU mediante el protocolo de comunicación IEC 60870-5-104 Esclavo.

Las intensidades y voltajes trifásicos se los visualiza en el objeto de dato A3n y PhV respectivamente, correspondientes al nodo lógico de medidas MMXU1, estas referencias IEC 61850 fueron detalladas en el capítulo 2.

MMXU1/TotPF/instMag.f @TRA01	RTU OrionL	AI	1 36	0	50.000000	Online
LPHD1/PhyHealth/stVal @TRA01	RTU OrionL	AI	1 37	1.000	50.588235	Online
LLND/Mod/stVal @TRA01	RTU OrionL	AI	1 38	1.000	50.588235	Online
MMXU1/A3n.phsA/instCVal.mag.f @PRI01	RTU OrionL	AI	1 39	360	0.000017	Online
MMXU1/A1.res/instCVal.mag.f @TRA01	RTU OrionL	AI	1 4	0.056	0.000000	Online
MMXU1/A3n.phsB/instCVal.mag.f @PRI01	RTU OrionL	AI	1 40	360	0.000017	Online
MMXU1/A3n.phsC/instCVal.mag.f @PRI01	RTU OrionL	AI	1 41	360	0.000017	Online
MMXU1/A3n.neut1/instCVal.mag.f @PRI01	RTU OrionL	AI	1 42	0.466	0.000000	Online
MMXU1/PhV.phsA/instCVal.mag.f @PRI01	RTU OrionL	AI	1 43	8263	0.000385	Online
MMXU1/PhV.phsB/instCVal.mag.f @PRI01	RTU OrionL	AI	1 44	8263	0.000385	Online
MMXU1/PhV.phsC/instCVal.mag.f @PRI01	RTU OrionL	AI	1 45	8261	0.000385	Online
MMXU1/PhV.neut/instCVal.mag.f @PRI01	RTU OrionL	AI	1 46	24.629	0.000001	Online
MMXU1/PPV.phsCA/instCVal.mag.f @PRI01	RTU OrionL	AI	1 47	14317	0.000667	Online

(3 of 11) << first < prev 1 2 3 4 5 next > last >>

Figura 134: Valores analógicos del IED ZIV 2IRX reflejados en la RTU mediante el protocolo IEC 60870-5-104 Esclavo.

Las figuras 135 y 136 muestran los valores analógicos en el SCADA, obtenidos al realizar las pruebas de inyección de corrientes y tensiones en los IEDs.

UNIVERSIDAD ESTADAL PENINSULA DE SANTA ELENA CNEL EP UN.STE			
SCADA MODULO DE PRUEBAS			
2020-01-10 13:11:25			
RELE DE PROTECCION			
PRUEBA DE MEDICIONES			
ARCTEQ			
MEDIDAS DE CORRIENTES TRIFASICAS		MEDIDAS DE VOLTAJES TRIFASICOS	
Corriente Fase A (IA)	99.237 A	Voltaje Fase A (VA)	7243.5 V
Corriente Fase B (IB)	98.855 A	Voltaje Fase B (VB)	7189 V
Corriente Fase C (IC)	99.237 A	Voltaje Fase C (VC)	6896 V
Corriente Neutro (IN)	0 A	Voltaje Neutro (VN)	0 V
POTENCIAS TRIFASICAS		Voltaje AB	12575.5 V
Potencia Aparente (S)	1969237.5 VA	Voltaje BC	12398.5 V
		Voltaje CA	12028 V

Figura 135: Valores analógicos mostrados en el SCADA correspondientes al IED AQF350A.

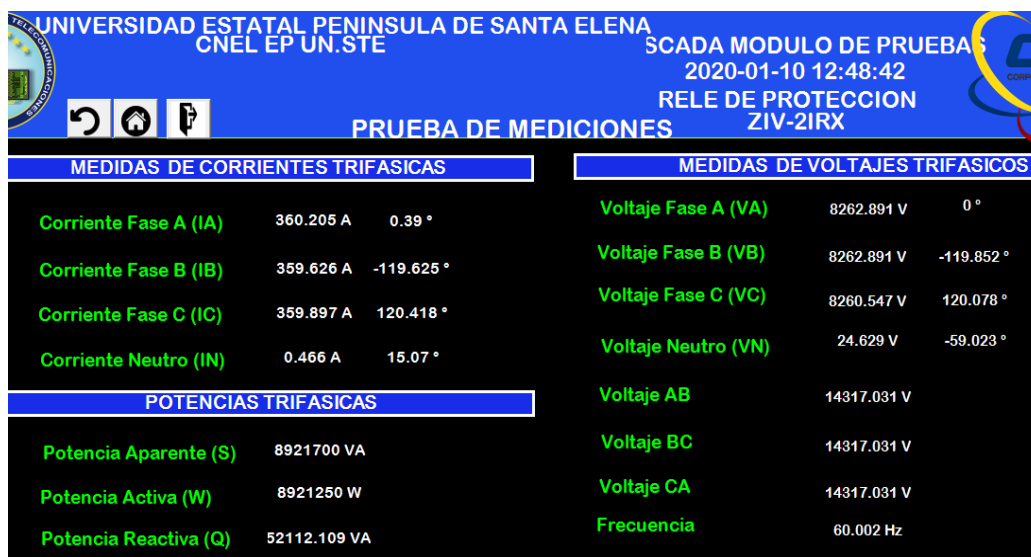


Figura 136: Valores analógicos mostrados en el SCADA correspondientes al IED ZIV 2IRX.

En las tablas 37, 38 y 39 se resumen cada uno de los valores analógicos obtenidos al realizar pruebas de inyección de corrientes y tensiones a los diferentes IEDs, las abreviaturas TC y TT tienen como significado transformación de corriente y tensión respectivamente.

TRA01 IED ZIV 8IDV	Relación TC o TT	Valor Inyectado	Valor teórico	Valor adquirido en el SCADA
Corriente Dev.1 Fase A	80	1 [A]	80 [A]	79.857 [A]
Corriente Dev.1 Fase B	80	1 [A]	80 [A]	79.753 [A]
Corriente Dev.1 Fase C	80	1 [A]	80 [A]	79.722 [A]
Corriente Dev.2 Fase A	230	1 [A]	240 [A]	239.916 [A]
Corriente Dev.2 Fase B	230	1 [A]	240 [A]	239.886 [A]
Corriente Dev.2 Fase C	230	1 [A]	240 [A]	239.919 [A]
Voltaje Fase A	1	69 [V]	69 [V]	65.750 [V]
Voltaje Fase B	1	69 [V]	69 [V]	65.563 [V]
Voltaje Fase C	1	69 [V]	69 [V]	65.855 [V]

Tabla 37: Valores teóricos inyectados y valores obtenidos en el SCADA, IED ZIV 8IDV.

PRI01 IED ZIV 2IRX	Relación TC o TT	Valor Inyectado	Valor teórico	Valor adquirido en el SCADA
Corriente Fase A	120	3 [A]	360 [A]	360.20 [A]
Corriente Fase B	120	3 [A]	360 [A]	359.62 [A]
Corriente Fase C	120	3 [A]	360 [A]	359.89 [A]
Voltaje Fase A	120	69 [V]	8.28 [kV]	8.262 [kV]
Voltaje Fase B	120	69 [V]	8.28 [kV]	8.262 [kV]
Voltaje Fase C	120	69 [V]	8.28 [kV]	8.260 [kV]

Tabla 38: Valores teóricos inyectados y valores obtenidos en el SCADA, IED ZIV 2IRX.

PRI02 IED AQF350A	Relación TC o TT	Valor Inyectado	Valor teórico	Valor adquirido en el SCADA
Corriente Fase A	250/5	2 [A]	100 [A]	99.237 [A]
Corriente Fase B	250/5	2 [A]	100 [A]	98.855 [A]
Corriente Fase C	250/5	2 [A]	100 [A]	99.237 [A]
Voltaje Fase A	100	69 [V]	6.9 [kV]	7.243 [kV]
Voltaje Fase B	100	69 [V]	6.9 [kV]	7.189 [kV]
Voltaje Fase C	100	69 [V]	6.9 [kV]	6.896 [kV]

Tabla 39: Valores teóricos inyectados y valores obtenidos en el SCADA, IED AQF350A.

Las gráficas 137, 138, 139 muestran el porcentaje de error mediante diagramas de barras de las mediciones obtenidas en las tablas 38, 39 y 40, es posible calcular mediante la siguiente fórmula el porcentaje de error para cada valor medido por los IEDs, los cuales servirán para la comparación con el rango de exactitud de los TCs y TTs dados por el fabricante (Ver Tabla 40), adicionalmente la norma IEEE Std. C57.13.1 establece un 10% de error máximo en la medición intensidades y tensiones en TCs y TTs respectivamente:

$$\% \text{ error} = \frac{(|\text{valor}_{SCADA} - \text{valor}_{teórico}|)}{\text{valor}_{teórico}} * 100\% \quad (10)$$

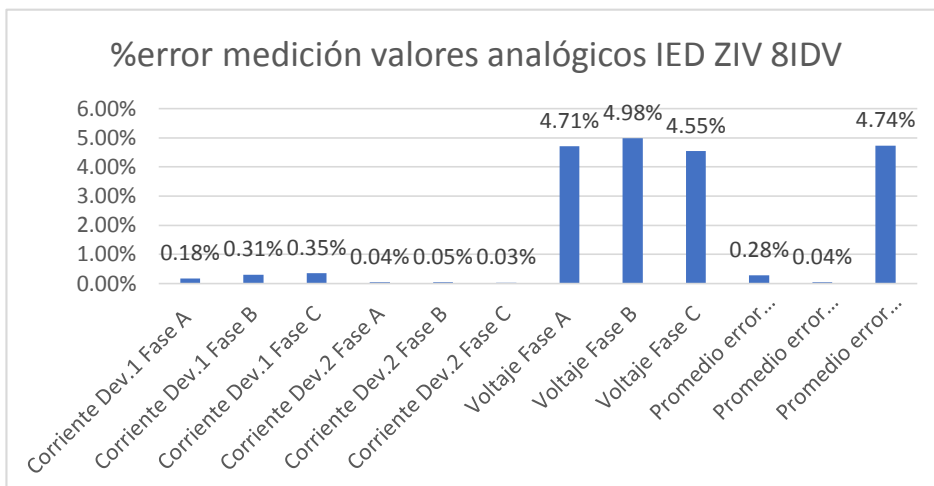


Figura 137: %error medición de valores analógicos IED ZIV 8IDV.

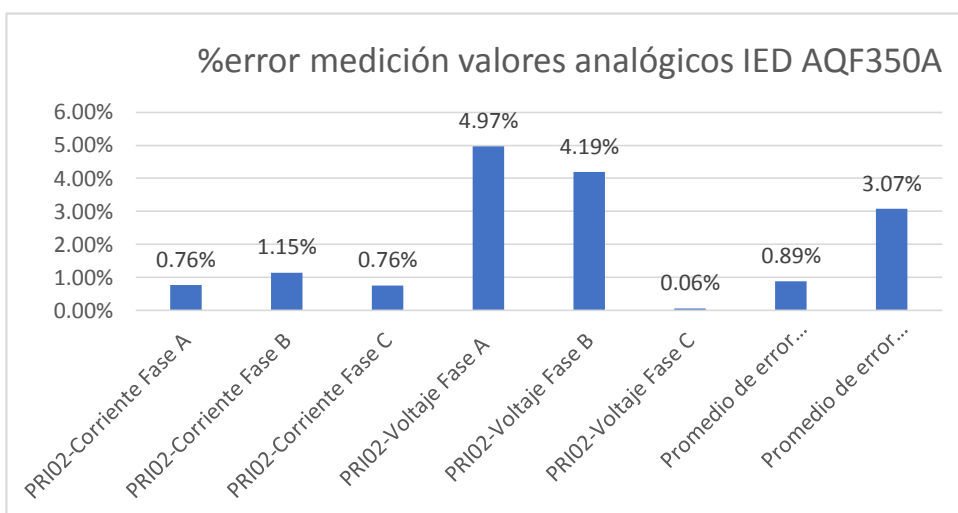


Figura 138: %error medición valores analógicos IED AQF350A.

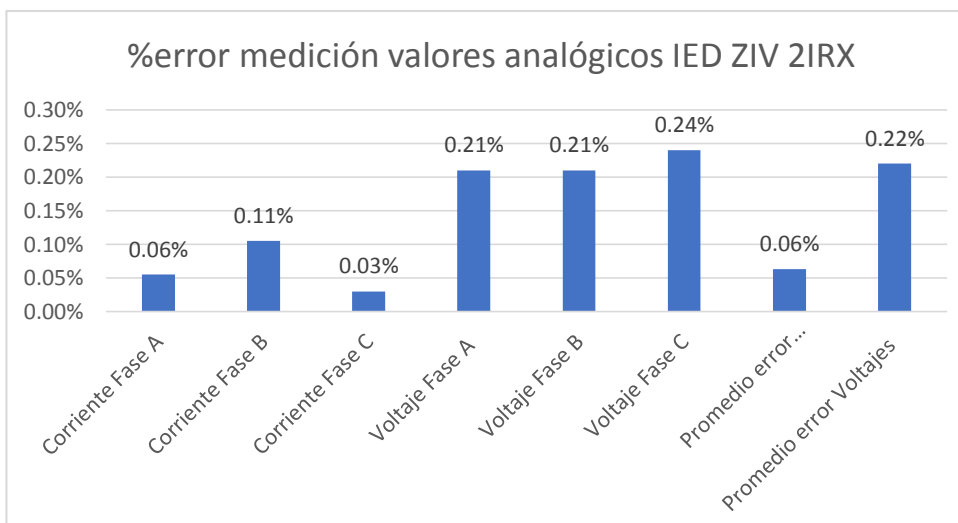


Figura 139: %error medición valores analógicos IED ZIV 2IRX.

IED	Señales	% error medición promedio	Cumple % medición dado por el fabricante	Cumple con él % medición IEEE C57.13.1
IED ZIV 8IDV	Intensidades Dev.1 (A, B, C)	0.28%	$\pm 0.15\%$ ✘	✓
	Intensidades Dev.2 (A, B, C)	0.04%	$\pm 0.15\%$ ✓	✓
	Voltajes de fases (A, B, C)	4.74%	$\pm 0.20\%$ ✘	✓
IED ZIV 2IRX	Intensidades de fases (A, B, C)	0.06%	$\pm 0.20\%$ ✓	✓
	Voltajes de fases (A, B, C)	0.22%	$\pm 0.25\%$ ✓	✓
IED AQF350A	Intensidades de fases (A, B, C)	0.89%	$\pm 2\%$ ✓	✓
	Voltajes de fases (A, B, C)	3.07%	$\pm 1\%$ ✘	✓

Tabla 40: Tabla comparativa % de medición obtenido en los IEDs.

A continuación, se analiza los resultados obtenidos en la prueba de medición de valores analógicos concluyendo que:

- De los 3 IEDs de protección empleados, el IED ZIV 2IRX cumple con el 100% de aceptación en medición de valores análogos inyectados, el IED ZIV 8IDV cumple un 33.3% debido a que las mediciones de tensiones y del devanado primario mostraron valores que no están dentro del rango de medición del fabricante, mientras que para el IED AQF350A se obtuvo medidas de voltajes no acordes con el porcentaje establecido por el fabricante (Ver Tabla 39 y 40).
- Los porcentajes de error en la medición de valores análogos de los 3 IEDs utilizados están dentro del rango de aceptación que es del 10% de error para TCs y TTs según la norma IEEE Std C57.13.1.
- Las mediciones de tensiones del IED AQF350A refleja resultados anormales, obteniendo un promedio del 3.07% en comparativa con el valor permitido por el fabricante que es del $\pm 1\%$ de error.
- Los porcentajes de error en las mediciones de valores analógicos para el IED ZIV2IRX mostrados en la figura 140, para corrientes y tensiones se encuentran dentro del rango de medición establecido por el fabricante que son del $\pm 0.20\%$ y $\pm 0.25\%$ respectivamente.

4.4 Prueba de Sobrefrecuencia y Subfrecuencia (ANSI 81M y 81m)

Esta prueba consiste en la inyección secundaria de voltajes en las tres fases de los IEDs de protección ZIV 2IRX y Arcteq AQF350 del módulo de pruebas, para el caso de la función de sobrefrecuencia (ANSI 81M) se realiza la inyección de voltajes con una frecuencia mayor al umbral ajustado, y para el caso de la función de subfrecuencia (ANSI 81m) la inyección de voltajes con una frecuencia menor al umbral de protección, con la finalidad de medir los tiempos de disparos de esta protección eléctrica en los IEDs, tomando en consideración la norma IEEE Std 1547.2 y lo que establece el fabricante para comparar los resultados obtenidos.

Para la función ANSI 81M se ajusta un pickup de frecuencia igual 65 [Hz], mientras que para la función ANSI 81m un valor de 51.4 [Hz], el tiempo para que se produzca el disparo se ajusta de manera instantánea, este parámetro es ajustable en el campo Tiempo Sobrefrecuencia para el IED ZIV 2IRX (Ver figura 140).

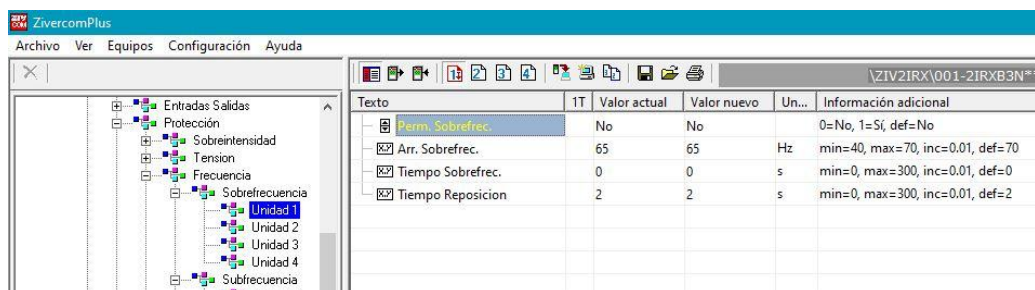


Figura 140: Zivercom Plus ajuste función de sobrefrecuencia IED ZIV-2IRX.

La figura 141 muestra el ajuste para la función de frecuencia en el IED AQF350A, donde el campo Time Delay indica el tiempo de operación entre la señal de disparo y la señal de Pickup el cual fue ajustado al valor mínimo de operación que es de 140 [ms].



Figura 141: Ajuste función de sobrefrecuencia IED Arcteq AQF350A.

Ajuste Función de Protección Baja Frecuencia (ANSI 81m)	
IED ZIV 2IRX	
Permiso Subfrecuencia	Si
Pickup Subfrecuencia	51.4 [Hz]
Tiempo Subfrecuencia	0 [s]
Tiempo Reposición	2 [s]
IED Arcteq AQF350A	
Operation	On
Pickup Frecuencia	51.40 [Hz]
Time Delay	140 [ms]

Tabla 41: Ajuste de la función de protección de baja frecuencia en los IEDs ZIV 2IRX y Arcteq AQF350A.

Para el funcionamiento de esta función de protección se hace uso de las borneras de voltaje de los IEDs ZIV 2IRX y AQF350A del módulo de pruebas, siguiendo el esquema mostrado en la figura 142.

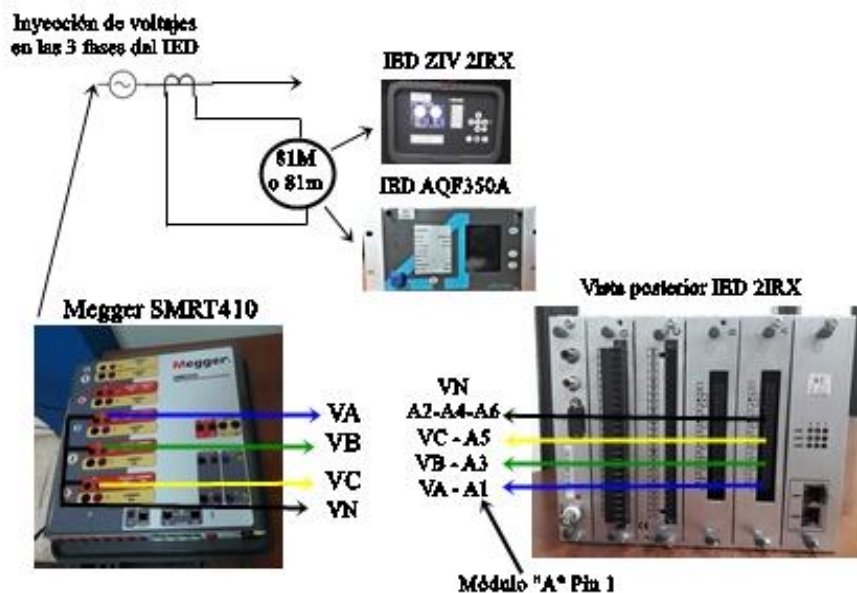


Figura 142: Esquema de prueba para la función de Sobrefrecuencia y Subfrecuencia.

En la figura 143 se muestra la inyección de un valor de voltaje de 69 [V] con una frecuencia mayor (70 [Hz]) y en la figura 144 una frecuencia menor (49 [Hz]) al

umbral ajustado, para que los IED en uso emitan un disparo por la protección de frecuencia.

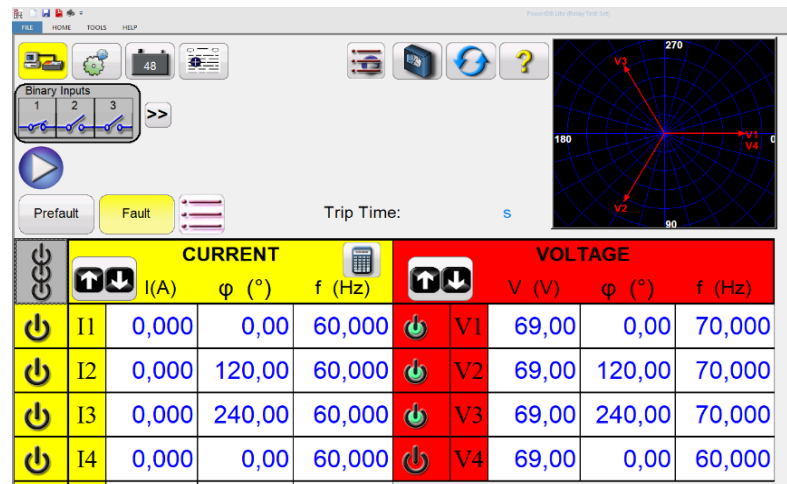


Figura 143: Inyección de voltaje trifásico con una frecuencia superior al ajustado.

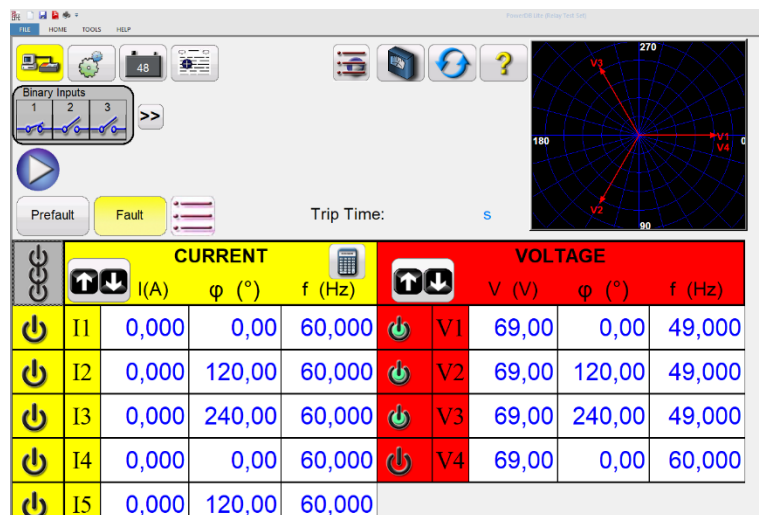


Figura 144: Inyección de voltaje trifásico con una frecuencia inferior al umbral ajustado.

Al momento de que se emita el disparo por la función de frecuencia se verifica que el estado del disparo (“1 lógico”) sea reflejado en la columna “Value” de la RTU mediante el protocolo IEC 60870-5-104. En la figura 146 se muestra la activación de la señal de disparo por baja frecuencia (PTUF/Op/general), además se visualiza que la señal PTUF/Str/general se activa, indicando que el IED ZIV 2IRX detecto una frecuencia inferior al valor ajustado (49 [Hz]), además en el servidor SCADA

se comprueba que las señales de disparo y pickup de frecuencia cambien al estado “True” (Ver Figura 146).

Disparo por baja frecuencia reflejado en la RTU

Name	Device	Type	Point #	Value	Percent FS	Status
PHSPTOC1/Op/phsA @PRI01	RTU OrionL	Bi	1 243	0	0.000000	Online
PHSPTOC1/Op/phsB @PRI01	RTU OrionL	Bi	1 244	0	0.000000	Online
PHSPTOC1/Op/phsC @PRI01	RTU OrionL	Bi	1 245	0	0.000000	Online
GNDPTOC1/Op/neut @PRI01	RTU OrionL	Bi	1 246	0	0.000000	Online
PTOF1/Op/general @PRI01	RTU OrionL	Bi	1 247	0	0.000000	Online
PTUF1/Op/general @PRI01	RTU OrionL	Bi	1 248	1	100.00000	Online
PHSPTOV1/Op/phsA @PRI01	RTU OrionL	Bi	1 249	0	0.000000	Online
PHSPTOV1/Op/phsB @PRI01	RTU OrionL	Bi	1 250	0	0.000000	Online
PHSPTOV1/Op/phsC @PRI01	RTU OrionL	Bi	1 251	0	0.000000	Online
GNDPTOV1/Op/neut @PRI01	RTU OrionL	Bi	1 252	0	0.000000	Online
PHSPTUV1/Op/phsA @PRI01	RTU OrionL	Bi	1 253	0	0.000000	Online
PHSPTUV1/Op/phsB @PRI01	RTU OrionL	Bi	1 254	0	0.000000	Online
PHSPTUV1/Op/phsC @PRI01	RTU OrionL	Bi	1 255	0	0.000000	Online
PHSPTOC1/Str/phsA @PRI01	RTU OrionL	Bi	1 256	0	0.000000	Online
PHSPTOC1/Str/phsB @PRI01	RTU OrionL	Bi	1 257	0	0.000000	Online
PHSPTOC1/Str/phsC @PRI01	RTU OrionL	Bi	1 258	0	0.000000	Online
GNDPTOC1/Str/neut @PRI01	RTU OrionL	Bi	1 259	0	0.000000	Online
PTOF1/Str/general @PRI01	RTU OrionL	Bi	1 260	0	0.000000	Online
PTUF1/Str/general @PRI01	RTU OrionL	Bi	1 261	1	100.00000	Online
PHSPTOV1/Str/phsA @PRI01	RTU OrionL	Bi	1 262	0	0.000000	Online

Pickup por baja frecuencia

Figura 145: Disparo por baja frecuencia reflejado en la RTU mediante IEC 104.

Pickup y Disparo por baja frecuencia reflejado en el servidor SCADA.

Timestamp	Nombre	Tipo	Valor	Calidad	Causa	Comentario
2020-01-08 09:51:28.328	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-D50-FA--	Boolean	False	Good	Inro	PRI01-Trip Sobrecorriente Inst. Fase
2020-01-08 09:51:28.328	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-D50-FB--	Boolean	False	Good	Inro	PRI01-Trip Sobrecorriente Inst. Fase
2020-01-08 09:51:28.328	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-D50-FC--	Boolean	False	Good	Inro	PRI01-Trip Sobrecorriente Inst. Fase
2020-01-08 09:51:28.328	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-D50N----	Boolean	False	Good	Inro	PRI01-Trip Sobrecorriente Inst. Neut
2020-01-08 09:51:28.328	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-D51-FA--	Boolean	False	Good	Inro	PRI01-Trip Sobrecorriente Temp. Fas
2020-01-08 09:51:28.328	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-D51-FB--	Boolean	False	Good	Inro	PRI01-Trip Sobrecorriente Temp. Fas
2020-01-08 09:51:28.328	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-D51-FC--	Boolean	False	Good	Inro	PRI01-Trip Sobrecorriente Temp. Fas
2020-01-08 09:51:28.328	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-D51N----	Boolean	False	Good	Inro	PRI01-Trip Sobrecorriente Temp. NeL
2020-01-08 09:51:28.328	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-D81OF---	Boolean	False	Good	Inro	PRI01-Trip Subfrecuencia (81M)
2020-01-08 10:11:30.118	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-D81UF---	Boolean	True	Good	Inro	PRI01- Trip Baja Frecuencia (81m)
2020-01-08 10:11:30.118	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-D81OV---	Boolean	True	Good	Inro	PRI01- Pickup SobreTensión Fase A (81M)
2020-01-08 09:51:28.328	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-D59-FB--	Boolean	False	Good	Inro	PRI01-Trip SobreTensión Fase B (59)
2020-01-08 09:51:28.328	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-D59-FC--	Boolean	False	Good	Inro	PRI01-Trip SobreTensión Fase C (59)
2020-01-08 09:51:28.328	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-D59-N----	Boolean	False	Good	Inro	PRI01-Trip SobreTensión Neutro (59)
2020-01-08 09:51:28.328	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-D27-FA--	Boolean	False	Good	Inro	PRI01-Trip SubTensión Fase A (27)
2020-01-08 09:51:28.328	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-D27-FB--	Boolean	False	Good	Inro	PRI01-Trip SubTensión Fase B (27)
2020-01-08 09:51:28.328	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-D27-FC--	Boolean	False	Good	Inro	PRI01-Trip SubTensión Fase C (27)
2020-01-08 09:51:28.328	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-A51A----	Boolean	False	Good	Inro	PRI01-Pickup Sobrecorriente Temp. F
2020-01-08 09:51:28.328	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-A51B----	Boolean	False	Good	Inro	PRI01-Pickup Sobrecorriente Temp. F
2020-01-08 09:51:28.328	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-A51C----	Boolean	False	Good	Inro	PRI01-Pickup Sobrecorriente Temp. F
2020-01-08 09:51:28.328	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-A51N----	Boolean	False	Good	Inro	PRI01-Pickup Sobrecorriente Temp. F
2020-01-08 09:51:28.328	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-A81OV---	Boolean	False	Good	Inro	PRI01- Pickup Subfrecuencia (81M)
2020-01-08 10:11:30.118	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-A81UF---	Boolean	True	Good	Inro	PRI01- Pickup Subfrecuencia (81m)
2020-01-08 09:51:28.328	/System/MODPRUEB-ZIV2IRX--PRI01-A59A----	Boolean	False	Good	Inro	PRI01-Pickup Sobrebtensión Fase A

Figura 146: Pickup y Disparo por baja frecuencia reflejado en el servidor SCADA.

Cuando se acciona la bobina de disparo por baja o sobrefrecuencia se activa una alarma en el SCADA como se visualiza en la figura 147, en donde muestra un evento por baja frecuencia, con el tiempo en que ocurre el evento.

	Tiempo	Origen	Descripción	Evento
1	2020-01-04 14:19:14.902	@/System	PRI01- Trip Baja Frecuencia (81m)	TRIP
2	2020-01-04 14:16:54.817	@/System	PRI01- Pickup Subfrecuencia (81m)	START
3	2020-01-04 14:13:13.768	@/System	TRA01-Fallo Sincronizacion Sntp	REPOSITION

Figura 147: Reporte de alarma por baja frecuencia en el sistema SCADA.

La oscilografía mostrada en la figura 148, ayuda a verificar el instante de tiempo en el cual el IED ZIV 2IRX detecta una frecuencia que supera el umbral de su ajuste para la función de protección ANSI 81M o 81m respectivamente, obteniendo un tiempo de disparo aproximadamente de 1.33 [ms] para despejar una falla por frecuencia.

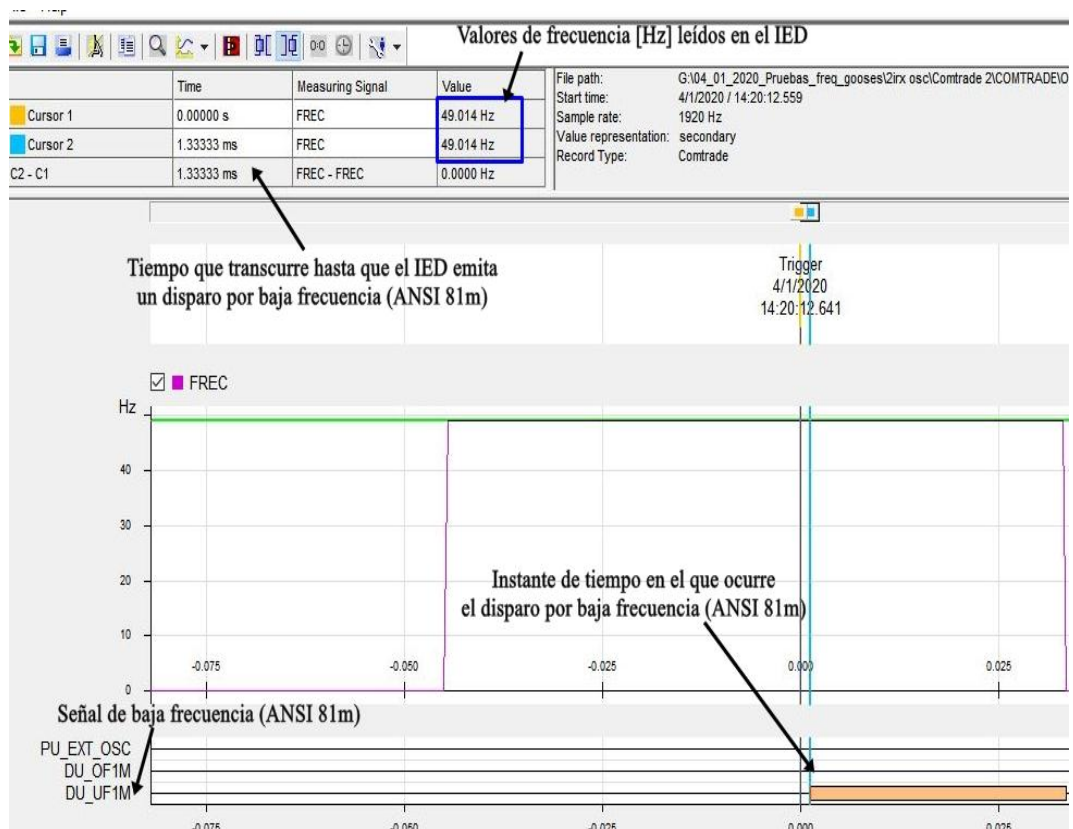


Figura 148: Oscilografía disparo por baja frecuencia en el IED ZIV 2IRX.

Los resultados obtenidos para el tiempo de disparo por la protección de baja o sobrefrecuencia en el IED AQF350A se muestran en la Tabla 42, la cual detalla el intervalo de tiempo en el cual el IED detecta una frecuencia superior o inferior al valor ajustado y el tiempo en que ocurre el disparo por la función de frecuencia, obteniendo un tiempo de disparo de 24 [ms].

Tiempos de Disparos Protección sobrefrecuencia y subfrecuencia (ANSI 81M y 81m)		
IED ARCTEQ AQF350A		
Señal	Hora de Disparo (Trip) [hh:mm:ss]	Tiempo de disparo por frecuencia
PRI02- Pickup Subfrecuencia (81m) High	13:21:28.406	24 [ms]
PRI02- Trip Baja Frecuencia (81m) High	13:21:28.430	
PRI02- Pickup Sobrefrecuencia (81M) High	13:26:14.686	24[ms]
PRI02-Trip Sobrefrecuencia (81M) High	13:26:14.710	

Tabla 42: Tiempo de disparos por la protección ANSI 81M y 81m en el IED Arcteq AQF350A.

En los siguientes ítems se analiza los resultados obtenidos al realizar la prueba de frecuencia:

- El IED ZIV 2IRX ante una falla de frecuencia emite un accionamiento en su bobina de disparo en 1.33 [ms], tiempo que resulta favorable ya que el fabricante estipula que el tiempo máximo de disparo para esta protección es de 60 [ms].
- El tiempo de disparo obtenido para la protección de frecuencia en el IED de protección AQF350A es de 24[ms], resultando este tiempo netamente operativo ya que se encuentra dentro del rango máximo de actuación de la protección que es de 100 [ms] según lo establece el fabricante del IED.
- Los tiempos de disparos para esta protección de frecuencia en los IEDs utilizados son considerados óptimos en un 100% en base al tiempo de respuesta de 160 [ms] que establece la norma IEEE 1547.2 para despejar una falla de frecuencia (Ver Anexo 21).

4.5 Prueba Mensajería Goose entre IEDs

La siguiente prueba consiste en la inyección secundaria de corrientes en cada una de las fases del devanado de baja (Devanado 2) del IED ZIV 8IDV para producir un evento de sobrecorriente instantánea y que dichas señales de disparos sean enviadas mediante mensajes Goose a través de la red LAN, para que el IED suscriptor las recepte y emita un accionamiento de su bobina de disparo por esta protección eléctrica.

En la figura 150 se muestra un ajuste de 10 [A] como umbral de ajuste para producir un disparo por la función de sobrecorriente instantánea en el IED ZIV 8IDV.

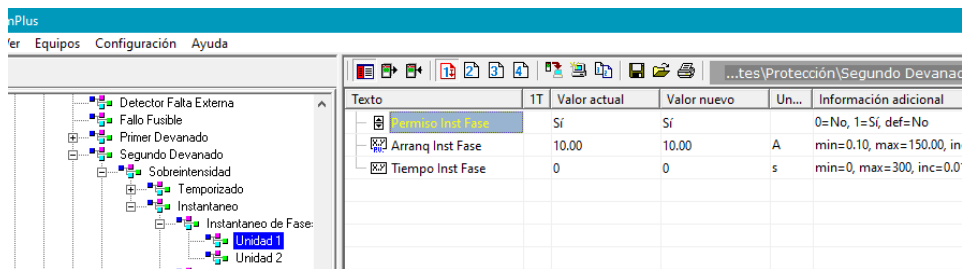


Figura 149: Ajuste de la protección ANSI 50 en el IED ZIV 8IDV.

Se inyecta un valor de corriente de 11 [A] superior al ajustado en el campo Arranque Inst. Fase (Ver Figura 150), para producir un disparo instantáneo de fase en el IED publicador y que se emitan estas alarmas mediante Goose en el IED suscriptor.

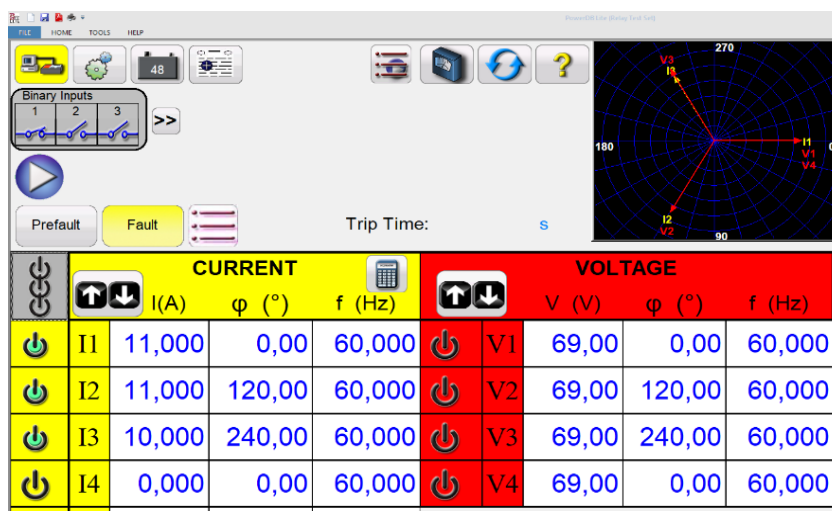


Figura 150: Inyección secundaria de corriente devanado 2 IED ZIV 8IV.

La figura 151 muestra el esquema a emplearse para la presente prueba en donde los disparos emitidos por el IED publicador al detectar una corriente mayor al umbral ajustado son emitidos en un GoCB y publicados en una dirección MAC de multidifusión de un GoCB del IED suscriptor.

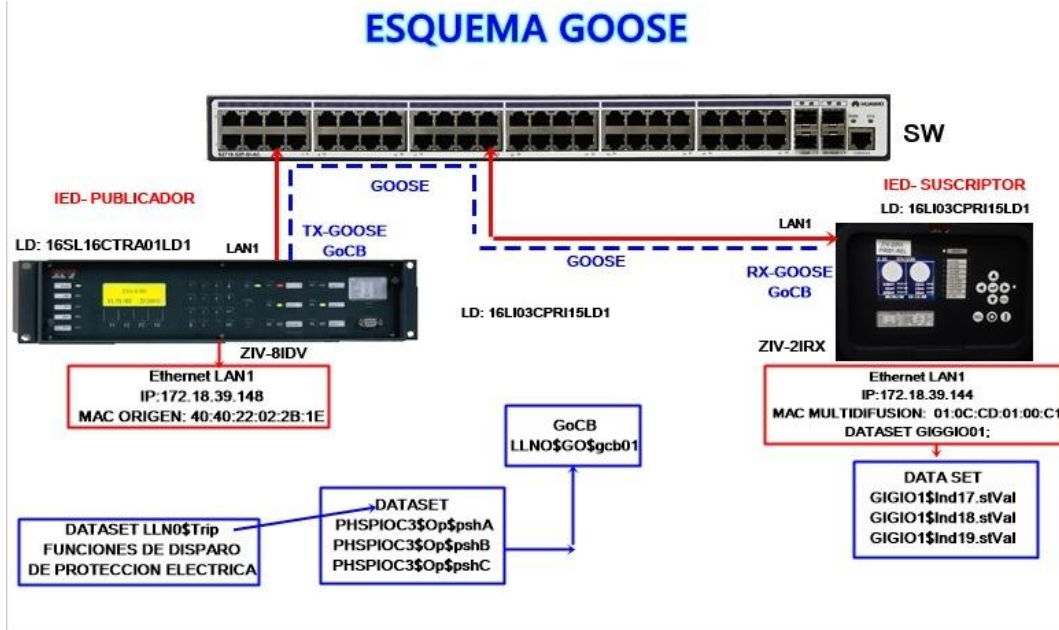


Figura 151: Esquema de prueba mensajería Goose entre IEDs.

La asignación de las entradas digitales virtuales Ind17, Ind18 e Ind19 del nodo lógico GIGGIO (IED suscriptor) se los configura para recibir los disparos emitidos por el IED publicador (Ver Figura 152).

File I/O logic Logic Resources definition Communications Front Panel Descriptions Profile Documentation Help

Node GIGGIO

Node Detail

Number: 1 Prefix: GI

Description: INPUT_GOOSE

Mensajes Gooses

Trip Sobrecorriente Inst. Dev.2

Type	Signal description modified	Description
Single Indication 13	Goose Trip Sobrecorriente Inst. Fase B DV1	Goose Trip Sobrecorriente Inst. Fase B DV1
Single Indication 14	Goose Trip Sobrecorriente Inst. Fase C DV1	Goose Trip Sobrecorriente Inst. Fase C DV1
Single Indication 15	Goose Trip Sobrecorriente Inst. Neutro DV1	Goose Trip Sobrecorriente Inst. Neutro DV1
Single Indication 16	Goose Trip Sobrecorriente Inst. DV2	Goose Trip Sobrecorriente Inst. DV2
Single Indication 17	Goose Trip Sobrecorriente Inst. Fase A DV2	Goose Trip Sobrecorriente Inst. Fase A DV2
Single Indication 18	Goose Trip Sobrecorriente Inst. Fase B DV2	Goose Trip Sobrecorriente Inst. Fase B DV2
Single Indication 19	Goose Trip Sobrecorriente Inst. Fase C DV2	Goose Trip Sobrecorriente Inst. Fase C DV2
Single Indication 20	Goose Trip Sobrecorriente Inst. Neutro DV2	Goose Trip Sobrecorriente Inst. Neutro DV2

Figura 152: Configuración entradas GIGGIO1 Ind17-19 en el IED suscriptor.

En la figura 153 se muestra la activación del envío de mensajes Goose ([ON] GOe), en donde la flecha en el sentido “->” indica el momento en que un Goose se está transmitiendo, para el caso del IED suscriptor se aprecia que la recepción de mensaje Goose está activado ([ON] GIe) y la flecha “<-” indicando la recepción de un Goose (Ver Figura 154).



Figura 153: Verificación envío de mensaje Goose desde el IED publicador.



Figura 154: Verificación recepción de Goose IED suscriptor.

En la figura 155 se verifica la suscripción a mensajería Goose en el IED ZIV 2IRX mediante el servidor web, dirigiéndose al apartado Goose Subscription List, en donde en el campo “Status” se observa el estado “OK”, que indica la recepción del dataSet “Trip” proveniente del IED publicador.



Figura 155: Verificación de recepción de Goose mediante el servidor web del IED suscriptor.

Se verifica en la figura 156 que los estados de las entradas virtuales Ind 17-19 adquiridas mediante IEC 104, se actualicen a “1 lógico” en la RTU, al momento de recibir el disparo del IED publicador.

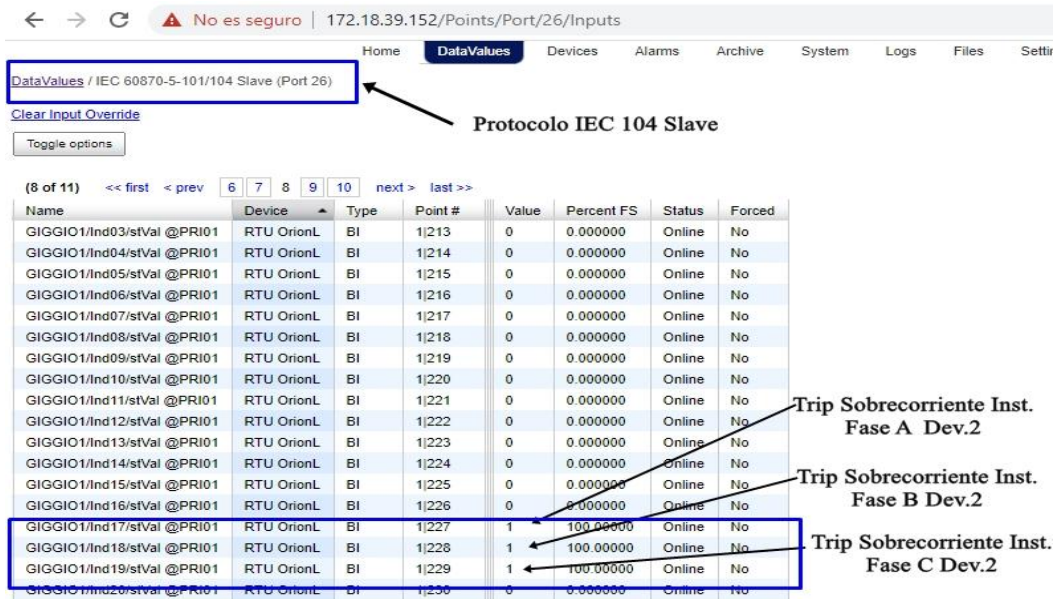


Figura 156: Disparos de la protección ANSI 50 mediante mensajería Goose reflejados en la RTU.

La figura 157 muestra el panel de eventos del SCADA donde se muestra el tiempo en que sucede el disparo por la protección ANSI 50 en el IED publicador (TRA01) y el tiempo en el IED suscriptor (PRI01).



Figura 157: Disparos y mensajes Goose en el visualizador de eventos del SCADA.

La figura muestra la activación de los indicadores de las señales Ind 17-19 en el SCADA, los cuales se activan al recibir el disparo en la RTU (indicadores de color rojo), adicionalmente se activa en el panel de alarmas el evento suscitado de tipo “Trip” con una descripción del evento suscitado (Ver Figuras 158 y 159).



Figura 158: Visualización en el SCADA indicadores de recepción mensajes Goose.



Figura 159: Alarma en el SCADA al recibir los disparos por la protección ANSI 50 mediante Goose.

La siguiente figura muestra una trama de datos capturada en el software Wireshark al momento de la prueba de Goose entre IEDs correspondiente al servicio IEC 61850, en donde se verifica que los eventos descritos anteriormente se encuentren registrados en la trama de datos al momento transmitir los mensajes Goose desde el IED publicador hacia el IED suscriptor, visualizando las tres capas del modelo OSI sobre el cual se encapsula un mensaje Goose en la red LAN.

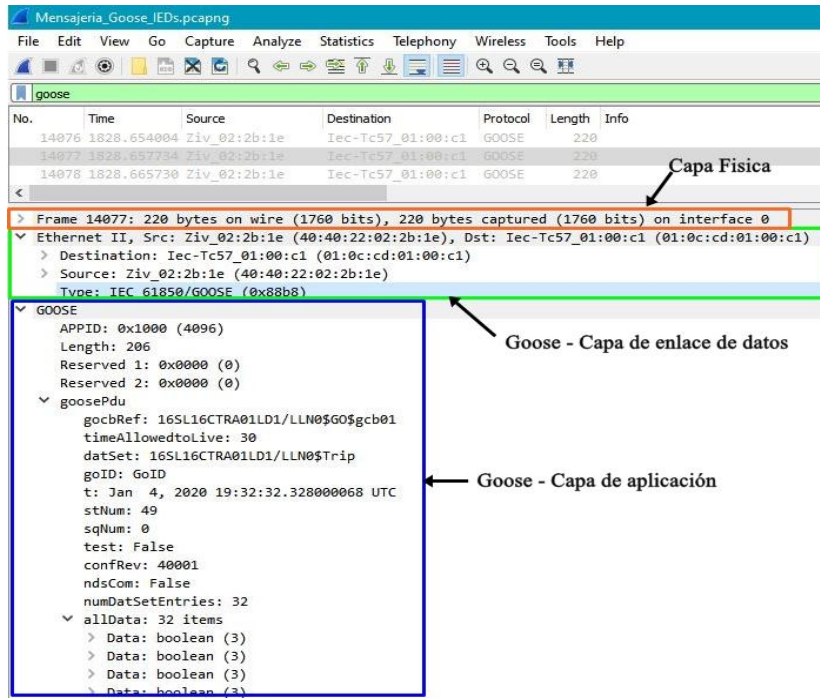


Figura 160: Trama de datos de mensajería Goose capturada mediante Wireshark.

La figura 161 muestra la capa de enlace de datos de la trama del Goose capturado, en donde se confirma que se realiza el envío de un Goose desde el IED publicador hacia la dirección MAC Multicast del Goose Control Block (GoCB) configurado en IED publicador con la dirección 01:C1:CD:01:00:C1.



Figura 161: Capa de enlace de datos de una trama Goose.

La gráfica 162 muestra la estructura de la capa de aplicación de un mensaje Goose en donde se muestran los campos APPID, la referencia del GoCB y del dataSet, la estampa de tiempo y el número de señales que contiene el dataSet a enviar hacia el IED suscriptor.

- Se observa que el tiempo normal de retransmisión es de 4000 [ms] descrito en el parámetro TTL (Time Allowed To Live).
- Cuando se detecta un cambio en un dataSet del IED publicador como se muestra en el paquete 3,4,5,6 de la tabla 45, se envían 4 mensajes rápidamente en un tiempo de 2 [ms] (envió de Goose al IED suscriptor).
- El parámetro sqNumber se establece en el valor de 0, cuando ya no se detectan cambios en uno de los valores de dataSet mientras que el parámetro sqNumber incrementa en 1 indicando el envío de mensajes Goose al IED suscriptor sin cambios.
- Después del cambio de valor de un dataSet, el parámetro TTL incrementa hasta alcanzar las condiciones normales de retransmisión que es de 4000 [ms].

gcbref	dataSet	TTL	sqNumber	stNumber	timestamp
LD1:16SLD1TRA01					
/LLN0\$GO\$gcb01	/LLN0\$Trip	4000	16	45	19:32:13.023000001 UTC
/LN0\$GO\$gcb01	/LLN0\$Trip	30	0	46	19:31:32.320000052 UTC
/LLN0\$GO\$gcb01	/LLN0\$Trip	30	0	47	19:31:32.322000086 UTC
/LLN0\$GO\$gcb01	/LLN0\$Trip	30	0	48	19:31:32.324000060 UTC
/LLN0\$GO\$gcb01	/LLN0\$Trip	30	0	49	19:31:32.328000068 UTC
/LLN0\$GO\$gcb01	/LLN0\$Trip	60	1	49	19:31:32.328000068 UTC
/LLN0\$GO\$gcb01	/LLN0\$Trip	120	2	49	19:31:32.328000068 UTC

Tabla 43: Paquetes de datos capturados mediante Wireshark de una trama de datos al realizar la prueba Goose.

Tiempos de Disparos Sobrecorriente Inst. (ANSI 50) mediante mensajería Goose	
IED ZIV-8IDV	
Señal	Tiempo Trip1 [hh:mm:ss]
TRA01-Trip Sobrecorriente Inst. Fase A Dev.2	14:29:14.598
TRA01-Trip Sobrecorriente Inst. Fase B Dev.2	14:29:14.598
TRA01-Trip Sobrecorriente Inst. Fase C Dev.2	14:29:14.598
IED ZIV-2IRX	
Señal	Tiempo Trip2 [hh:mm:ss]
PRI01-Ind17 Goose Trip 50 Fase A	14:29:14.534
PRI01-Ind18 Goose Trip 50 Fase B	14:29:14.534
PRI01-Ind19 Goose Trip 50 Fase C	14:29:14.534

Tabla 44: Tiempos de Disparo Sobrecorriente Inst. mediante mensajería Goose.

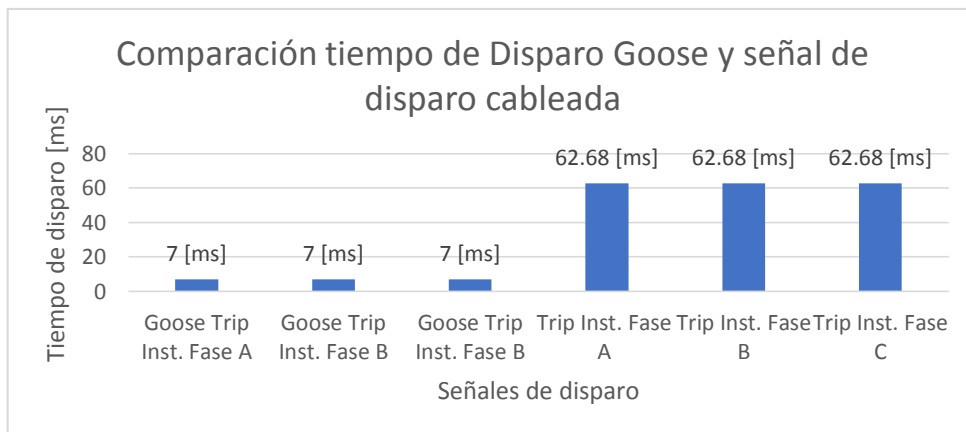


Figura 164: Comparación entre el tiempo de disparo por Goose y un disparo mediante una señal cableada.

Los resultados obtenidos en esta prueba muestran que:

- La prueba realizada es satisfactoria en un 100% ya que mediante la implementación de mensajería Goose entre IEDs de protección se logró tiempos de disparo 55.68 [ms] más rápidos en comparación con un disparo por cableado convencional (Ver Figura 168), ambos tiempos de respuestas frente a una falla dentro de lo establecido que es de 100 [ms] según la norma IEEE Std 1547.2.

- Se tiene un porcentaje de confiabilidad de un 95% al realizar la implementación de transmisión de eventos por mensajería Goose, se constató mediante la herramienta Wireshark que al suceder un evento este se transmite de manera rápida con una frecuencia de 2[ms] por 4 ocasiones al ocurrir un cambio de evento en los DataSet (servicio IEC 61850), garantizando de esta manera que el IED configurado como receptor pueda recibir y pueda ejecutar el disparo configurado. El 5% de porcentaje de error considerado puede ser a causa de un fallo en la red de comunicaciones o en el cableado ethernet del o los IEDs al implementar mensajería Goose.

4.6 Prueba protocolo IEC 61850 mediante el software IEDScout

Esta prueba se la efectúa mediante el software IEDScout con la finalidad de poner a prueba los servicios IEC 61850 de los IEDs tales como RCB, dataSet, GoCB configurados en la sección 3.3.6.

La figura 165 muestra el acceso al IED mediante el software IEDScout, ingresando la dirección IP, en este caso se visualiza el ingreso al IED PRI02 correspondiente al AQF350A.

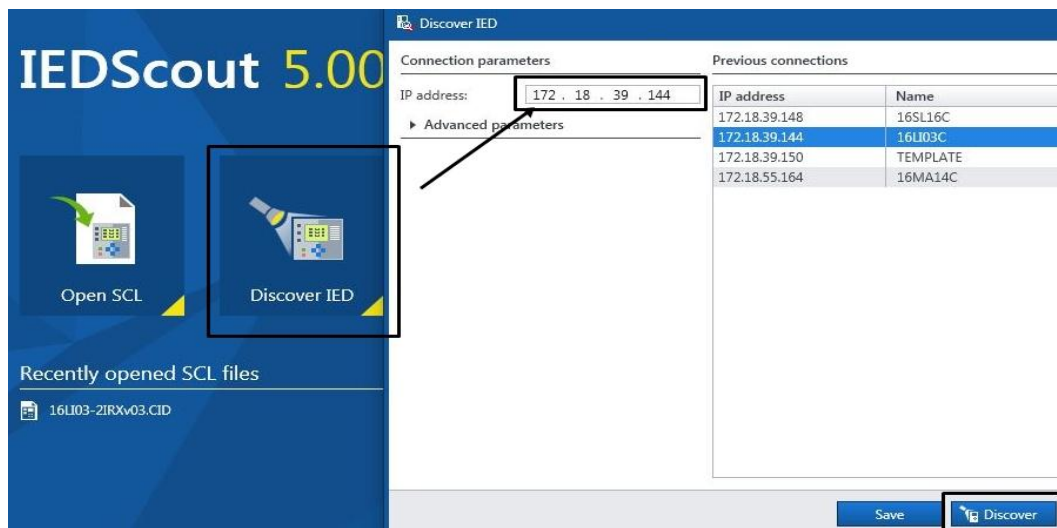


Figura 165: Acceso a la configuración IEC 61850 del IED AQF350A mediante IEDScout.

Una vez que se encontró el IED en la red de comunicaciones se muestra la estructura de la figura 166, en donde se visualiza el nombre del IED por medio del cual se está

comunicando por IEC 61850, en el campo “DataSets” se encuentran cada uno de los dataSets creados en el IED que contienen las medidas analógicas, señales de protección eléctrica y pickup, entre otros, en esta opción se comprobó que los dataSets creados contuvieran cada una de las señales configuradas tal como se muestra en la parte derecha de la figura 166.

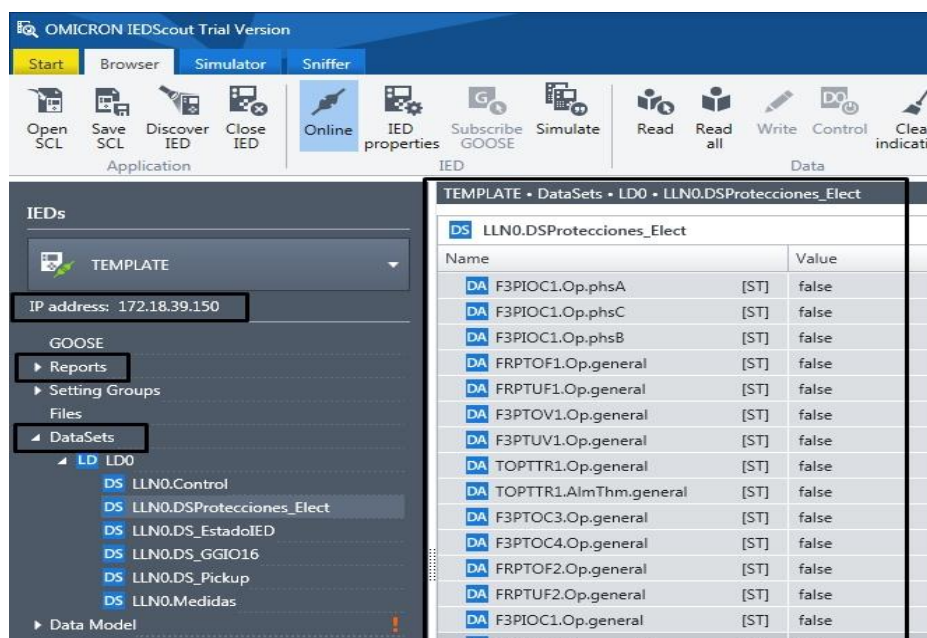


Figure 166: Verificación de señales del dataSet Medidas mediante IEDScout.

Con la ayuda del monitor de eventos en tiempo real que posee la herramienta IEDScout, se logró monitorear el valor del dataSet cuando se efectúa el cambio de estado para el caso de una señal digital o cambio de valor para una señal analógica, a continuación, se listan en la tabla las señales analógicas que se tomaron en consideración para el nodo lógico CMMXU1 y VMMXU1 las cuales en sus objetos de dato contienen las señales de corrientes y voltajes de fases respectivamente:

Descripción señal	Referencia IEC 61850 valores analógicos
Corriente fase A	TEMPLATELDO0/CMMXU1\$MX\$A.phsA\$val.mag.f
Corriente fase B	TEMPLATELDO0/CMMXU1\$MX\$A.phsB\$val.mag.f
Corriente fase C	TEMPLATELDO0/CMMXU1\$MX\$A.phsC\$val.mag.f
Voltaje fase A	TEMPLATELDO0/VMMXU1\$MX\$PhV.phsA\$val.mag.f
Voltaje fase B	TEMPLATELDO0/VMMXU1\$MX\$PhV.phsB\$val.mag.f
Voltaje fase C	TEMPLATELDO0/VMMXU1\$MX\$PhV.phsC\$val.mag.f

Tabla 45: Señales incluidas en el dataSet Medidas del IED AQF350A.

La figura 167 muestra la lectura de valores de corrientes y de voltajes obtenidos desde los nodos lógicos VMMXU1 y CMMXU1, al momento de realizar la inyección de corrientes y voltajes en las respectivas entradas de los IEDs.



Figura 167: Lectura de valores de corrientes y tensiones desde los nodos lógicos CMMXU1 y VMMXU1 del IED AQF350A.

La siguiente figura muestra el cambio de estado (“true”) del nodo lógico de protección de baja frecuencia (FRPTUF2), en donde se visualiza al momento del IED leer una frecuencia inferior al umbral ajustado se produce el disparo por la protección de baja frecuencia, comprobando así el cambio de estado del nodo lógico de protección de frecuencia.

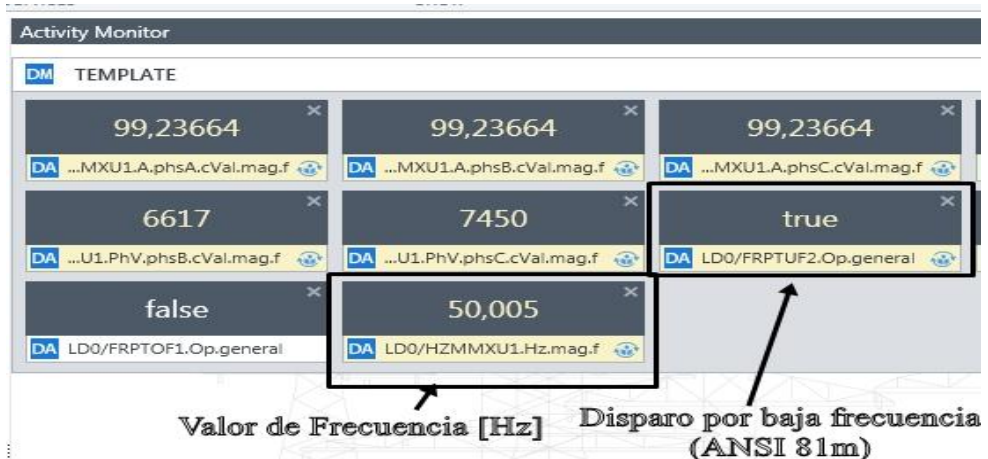


Figura 168: Disparo por baja frecuencia reflejado en el nodo lógico FRPTUF2 del IED AQF350A.

La siguiente tabla muestra la referencia IEC 61860 de las señales de disparo, las cuales al momento de que el IED emita un disparo por la protección ANSI 50, se reflejara el estado digital en el monitor de eventos del IEDScout.

Descripción señal IED ZIV 8IDV Dev.2	Referencia IEC 61850 disparos ANSI 50 Dev.2
Señal de disparo ANSI 50 fase A	16SL16CTRA01LD1/PHSPIOC3\$Op\$pshA
Señal de disparo ANSI 50 fase B	16SL16CTRA01LD1/PHSPIOC3\$Op\$pshB
Señal de disparo ANSI 50 fase C	16SL16CTRA01LD1/PHSPIOC3\$Op\$pshC

Tabla 46: Señales del GoCB del IED ZIV 8IDV.

En la figura 169 se muestran los cambios de estados al valor “true”, de las señales de disparo por la protección ANSI 50 devanado 2, obtenidas del GoCB1 del IED publicador, el cual contiene las señales de disparos a transmitir por mensaje Goose al IED suscriptor.

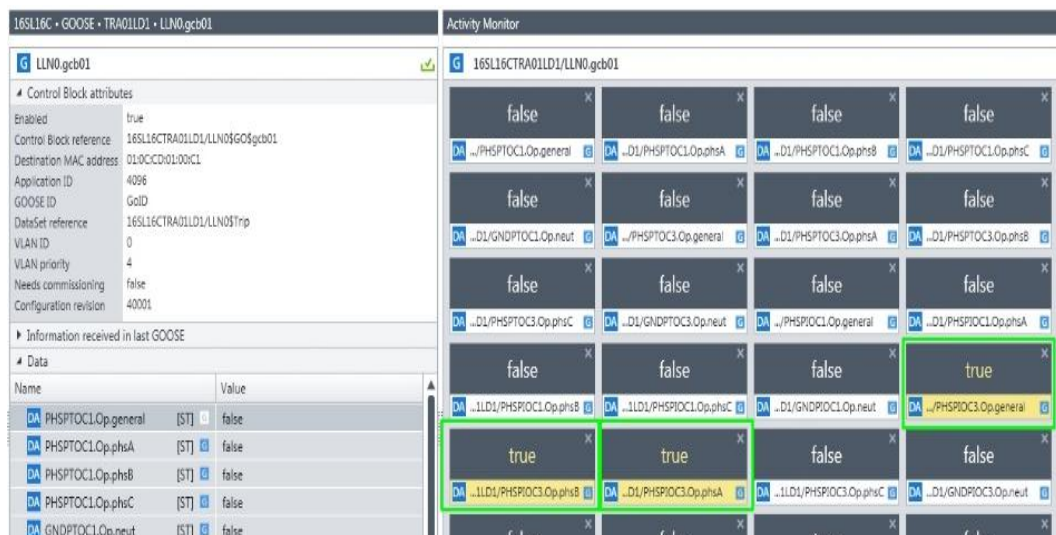


Figura 169: Disparos por la protección ANSI 50 reflejados en el GoCB del IED ZIV 8IDV.

Mediante esta herramienta se refleja que:

- El simulador IEDScout permitió verificar los valores intensidad y tensión en los nodos lógicos respectivos (CMMXU, VMMXU) y los estados de las señales de disparos en los nodos lógicos de frecuencia o sobre corrientes

respectivos, tales como PTUF, PIOC, PTOC, cumpliendo con lo que indica la norma IEC 61850 para el modelamiento de datos.

4.7 Prueba de estados entradas, salidas y mandos digitales

Esta prueba consiste en la ejecución de mandos de apertura y cierre desde el sistema SCADA hacia los IEDs, realizando la simulación de estados abierto y cerrado de un interruptor de potencia mediante el uso de pulsadores normalmente abiertos conectados a las entradas digitales de cada IED de protección del módulo de pruebas, con la finalidad de medir los tiempos de respuestas del accionamiento de las salidas digitales y respuesta del sistema SCADA, teniendo en cuenta los parámetros establecidos por la norma IEEE PC37.1/D1.9. El accionamiento del mando digital emitido desde el SCADA se visualizará mediante el estado de una de las salidas digitales del IED, el cual cambiará su valor (“1 lógico o 0 lógico”) al recibir la orden de mando. Las entradas y salidas digitales se energizan a 125VDC, proveniente de la maleta de inyección de corrientes secundaria.

La figura 170 muestra el estado “1 lógico” correspondiente a la entrada digital 3 la cual simula el estado cerrado de un interruptor de potencia.

TGOGGIO1/SPCS002/stVal @TRA01	RTU OrionL	BI	1 203	0	0.000000	Online	No
TGOGGIO1/SPCS003/stVal @TRA01	RTU OrionL	BI	1 204	0	0.000000	Online	No
TGOGGIO1/SPCS004/stVal @TRA01	RTU OrionL	BI	1 205	0	0.000000	Online	No
DIOGGIO1/Ind001/stVal @PRI01	RTU OrionL	BI	1 206	0	0.000000	Online	No
DIOGGIO1/Ind002/stVal @PRI01	RTU OrionL	BI	1 207	0	0.000000	Online	No
DIOGGIO1/Ind003/stVal @PRI01	RTU OrionL	BI	1 208	1	100.000000	Online	No
DIOGGIO1/Ind085/stVal @PRI01	RTU OrionL	BI	1 209	0	0.000000	Online	No
DIOGGIO1/Ind087/stVal @PRI01	RTU OrionL	BI	1 210	0	0.000000	Online	No
GIOGGIO1/Ind01/stVal @PRI01	RTU OrionL	BI	1 211	0	0.000000	Online	No
GIOGGIO1/Ind02/stVal @PRI01	RTU OrionL	BI	1 212	0	0.000000	Online	No

(7 of 11) << first < prev 5 6 7 8 9 next > last >>

Entrada Digital 2 (Estado Abierto Interruptor)

Entrada Digital 3 (Estado Cerrado Interruptor)

Figura 170: Estado Cerrado “1 lógico” reflejado la RTU, IED ZIV 2IRX.

Al momento de cerrar los contactos de los pulsadores, se verifica que el estado digital se refleje sobre el objeto interruptor y la alarma del cambio de estado de la entrada digital se reporte al sistema SCADA (Ver Figuras 171 y 172), los posibles estados visualizados sobre el objeto interruptor son los siguientes:

Estado Interruptor	Color Animación
Estado Cerrado	Objeto Interruptor de Color Verde
Estado Abierto	Objeto Interruptor de Color Blanco
Estado Indeterminado	Objeto Interruptor de Color Blanco/Verde

Tabla 47: Estados del Objeto Interruptor en el SCADA.

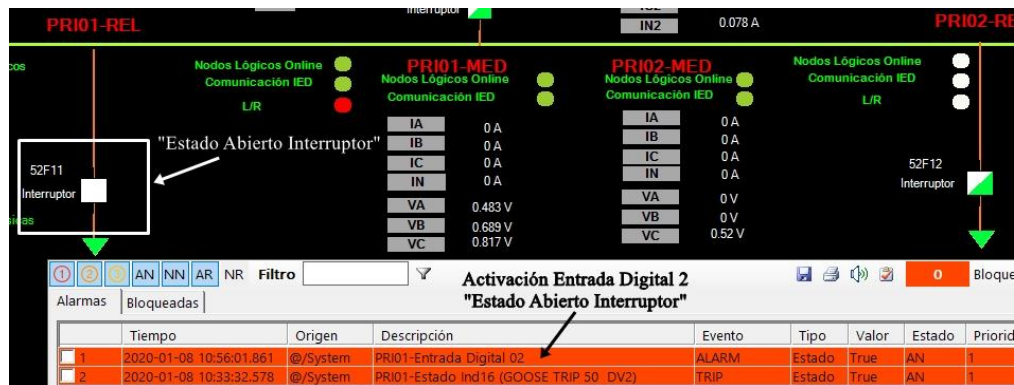


Figura 171: Estado “Abierto” Interruptor 52F11.



Figura 172: Estado “Abierto” Interruptor 52F11.

Al realizar un click sobre el objeto interruptor descrito en el SCADA para simular un interruptor de potencia en el módulo de pruebas, se despliega un mensaje el cual indica la acción a realizar (Ver Figura 173), cuando se ejecuta un click sobre una de estas acciones se comprueba que se despliega una ventana de confirmación (Ver Figura 174) indicando que realmente se desea emitir la acción abrir o cerrar hacia un IED, esta confirmación se la realiza con la finalidad de mitigar el error en caso de que se accione el objeto de control por equivocación en el SCADA.

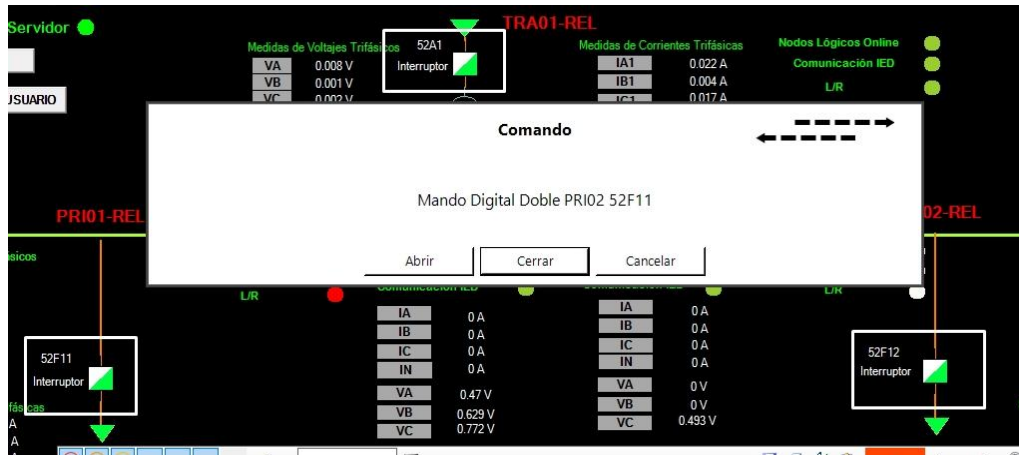


Figura 174: Ejecución Mando Digital desde el sistema SCADA.

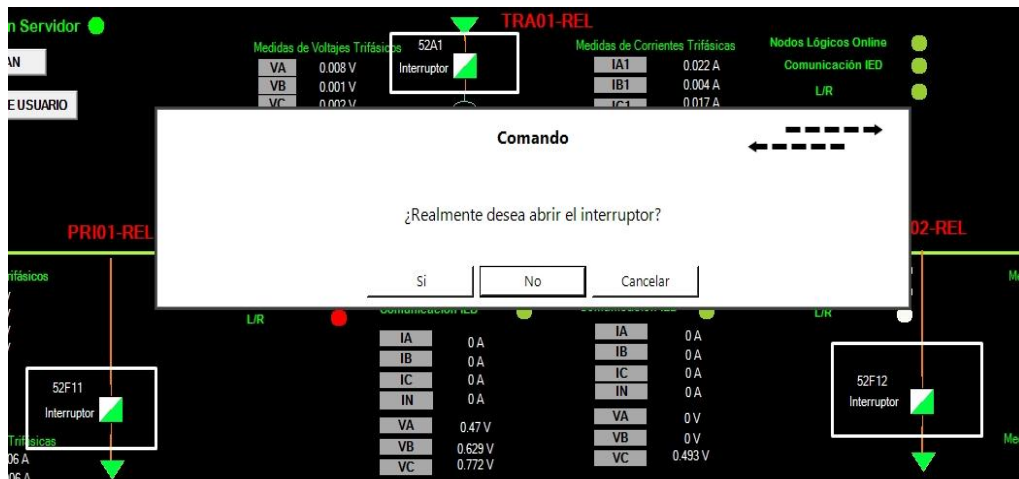


Figura 173: Confirmación ejecución mando digital desde el sistema SCADA.

Luego de ejecutar un mando digital sobre cualquiera de los 4 interruptores disponibles desde el SCADA, se emite una alarma indicando cual fue la salida digital que fue accionada acompañada del IED al que pertenece dicha salida digital (Ver Figura 175), se corrobora que el comando sea ejecutado con éxito tal como se muestra en el panel de evento del SCADA. (Ver Figura 176).



Figura 176: Alarma en el SCADA accionamiento salida digital.

	Tiempo	Origen	Descripción	Estado	Valor	Causa	Calidad	Usuario	Comentario
A	2020-01-07 09:10:39.726	@/System	PRI02- Goose Trip Sobre Voltaje (59)	REPOSITION	False	Evento	Válido		
A	2020-01-07 09:10:39.725	@/System	PRI02- Goose Trip Sobrecorriente Temp. (51) DV2	REPOSITION	False	Evento	Válido		
A	2020-01-07 09:10:39.725	@/System	PRI02- Goose Trip Sobrecorriente Temp. (51) DV1	REPOSITION	False	Evento	Válido		
A	2020-01-07 09:10:39.724	@/System	PRI02- Goose Trip Sobrecorriente Inst (50) DV2	REPOSITION	False	Evento	Válido		
A	2020-01-07 09:10:39.723	@/System	PRI02- Goose Trip Sobrecorriente Inst (50) DV1	REPOSITION	False	Evento	Válido		
A	2020-01-07 09:10:22.516	@/System	PRI01-Salida Digital 03	ALARM	True	Evento	Válido		
E	2020-01-07 09:10:17.398	@/System	PRI01-Ejecutar Comando Abrir Interruptor	ON	True	Comando	Válido	SCADA	Ejecución exitosa.
E	2020-01-07 09:10:17.394	@/System	PRI01-Ejecutar Comando Abrir Interruptor	ON	True	Comando	Válido	SCADA	Iniciando
A	2020-01-07 09:08:15.136	@/System	PRI02- Estado Interruptor (Cerrado)	REPOSITION	False	Evento	Válido		
A	2020-01-07 09:07:57.923	@/System	PRI02- Estado Interruptor (Cerrado)	REPOSITION	False	Evento	Válido		
A	2020-01-07 09:07:57.410	@/System	PRI02- Estado Interruptor (Cerrado)	REPOSITION	False	Evento	Válido		

Figura 175: Alarma emitida desde el SCADA ejecución exitosa comando de apertura.

Se verifica que las salidas digitales de los IEDs (Ver Tabla 47) se establezcan en “1 lógico” en la RTU mediante el protocolo IEC 104, al momento de que el IED reciba la orden de ejecución del comando Abrir o Cerrar desde el SCADA (Abrir o Cerrar).

IED	Salida Digital	Orden	Referencia en la RTU
PRI02	Salida Digital 5	Comando Abrir	IN16GGIO/Ind9/stVal
	Salida Digital 6	Comando Cerrar	IN16GGIO/Ind10/stVal
PRI01	Salida Digital 3	Comando Abrir	DIOGGIO/Ind085/stVal
	Salida Digital 5	Comando Cerrar	DIOGGIO/Ind087/stVal

Tabla 48: Señales digitales a reflejarse en la RTU (Mandos).

En las figuras 177 y 178 se detallan los cambios de estados reflejado en la RTU pertenecientes a las salidas digitales.

Clear Input Override

Toggle options

(10 of 11) 7 8 9 10 11 next > last >>

Name	Device	Type	Point #	Value	Percent FS	Status	Forced
TGOGGIO1/SPCSO02/stVal @PRI01	RTU OrionL	BI	1 274	0	0.000000	Online	No
IN16GGIO1/Ind/stVal @PRI02	RTU OrionL	BI	1 275	0	0.000000	Online	No
IN16GGIO1/Ind2/stVal @PRI02	RTU OrionL	BI	1 276	0	0.000000	Online	No
IN16GGIO1/Ind3/stVal @PRI02	RTU OrionL	BI	1 277	0	0.000000	Online	No
IN16GGIO1/Ind4/stVal @PRI02	RTU OrionL	BI	1 278	0	0.000000	Online	No
IN16GGIO1/Ind5/stVal @PRI02	RTU OrionL	BI	1 279	0	0.000000	Online	No
IN16GGIO1/Ind6/stVal @PRI02	RTU OrionL	BI	1 280	0	0.000000	Online	No
IN16GGIO1/Ind7/stVal @PRI02	RTU OrionL	BI	1 281	0	0.000000	Online	No
IN16GGIO1/Ind8/stVal @PRI02	RTU OrionL	BI	1 282	0	0.000000	Online	No
IN16GGIO1/Ind9/stVal @PRI02	RTU OrionL	BI	1 283	1	100.000000	Online	No
IN16GGIO1/Ind10/stVal @PRI02	RTU OrionL	BI	1 284	0	0.000000	Online	No
F3PTOC4/Str/phsA @PRI02	RTU OrionL	BI	1 285	0	0.000000	Online	No
F3PTOC4/Str/phsB @PRI02	RTU OrionL	BI	1 286	0	0.000000	Online	No
F3PTOC4/Str/phsC @PRI02	RTU OrionL	BI	1 287	0	0.000000	Online	No

Activación Salida Digital 5
(Comando Abrir)

Estado Salida Digital 6
(Comando Cerrar)

Figura 178: Activación mando de apertura en la RTU IED AQF350A.

TGOGGIO1/SPCSO04/stVal @TRA01	RTU OrionL	BI	1 205	0	0.000000	Online	No
DIOGGIO1/Ind001/stVal @PRI01	RTU OrionL	BI	1 206	0	0.000000	Online	No
DIOGGIO1/Ind002/stVal @PRI01	RTU OrionL	BI	1 207	0	0.000000	Online	No
DIOGGIO1/Ind003/stVal @PRI01	RTU OrionL	BI	1 208	0	0.000000	Online	No
DIOGGIO1/Ind085/stVal @PRI01	RTU OrionL	BI	1 209	0	0.000000	Online	No
DIOGGIO1/Ind087/stVal @PRI01	RTU OrionL	BI	1 210	1	100.000000	Online	No
GIGGIO1/Ind01/stVal @PRI01	RTU OrionL	BI	1 211	0	0.000000	Online	No
GIGGIO1/Ind02/stVal @PRI01	RTU OrionL	BI	1 212	0	0.000000	Online	No

Estado Salida Digital 3
(Comando Abrir)

Activación Salida Digital 5
(Comando Cerrar)

(7 of 11) 5 6 7 8 9

Figura 177: Activación mando de cierre en la RTU IED ZIV 2IRX.

En la siguiente gráfica se aprecia el encendido las luces pilotos conectadas a las salidas digitales de los IEDs energizadas con 125VDC, las cuales indican que el mando digital desde el SCADA fue ejecutado correctamente.



Figura 179: Ejecución mando “cerrar” IED ZIV 2IRX.

La figura 180 describe una trama de datos del protocolo IEC 60870-5-104 obtenida al ejecutar un mando digital, con la finalidad de registrar la ejecución del mando desde el sistema SCADA hacia la RTU (Act) en el software Wireshark, después de un aproximadamente 100 ms la RTU emite un mensaje de confirmación (Actcon) hacia el SCADA indicando que la orden fue enviada hacia el dispositivo y por ende se activa la salida digital según el mando emitido, en la trama de datos se capturaron los parámetros propios del protocolo como el campo IOA y el tipo de pulso configurado para la orden digital.

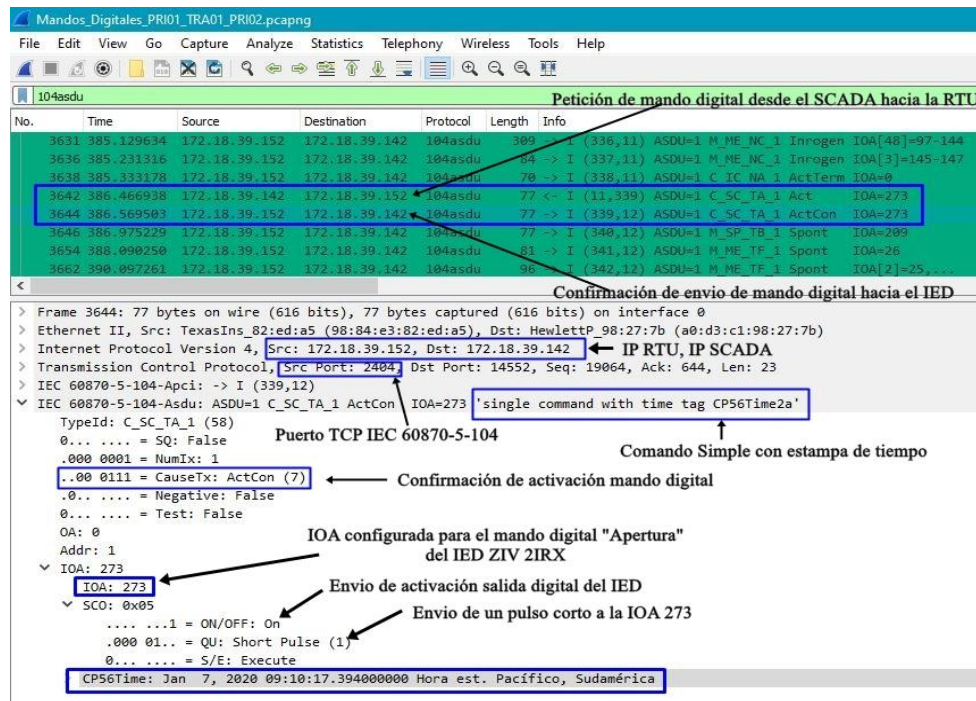


Figura 180: Análisis de una trama de datos al momento de la ejecución de un mando digital.

La tabla 49 detalla los intervalos de tiempo que se obtuvieron al realizar la ejecución de los mandos digitales (Apertura y Cierre) y el tiempo de visualización en el cual se reporta la alarma en el sistema SCADA hacia los IEDs, obteniendo un tiempo promedio de ejecución para mandos digitales de aproximadamente 102.42 [ms] (Ver Figura 181) y un tiempo en un rango de 1 a 4 [ms] para que la alarma del accionamiento de la salida digital respectiva se visualice en el SCADA.

Tiempos de respuestas Mandos Digitales				
Tiempo ejecución mando de control IEEE PC37.1/D1.9 $t=2[s]$				
Tiempo de visualización de alarma para SCADA según IEEE PC37.1/D1 es $t=0.1 [s]$				
Señal	Hora de ejecución [hh:mm:ss]	Hora visualización SCADA [hh:mm:ss]	Retardo visualización alarma en el SCADA [ms]	Cumple tiempo de reporte alarma en SCADA IEEE PC37.1/D1.9
TRA01-Comando Apertura Interruptor DV1	10:42.24.290	10:42.24.292	2ms	100% ✓
TRA01-Comando Cierre Interruptor DV1	10:43.18.798	10:43.18.799	1ms	100% ✓
TRA01-Comando Apertura Interruptor DV2	10:49.44.698	10:49.44.700	2ms	100% ✓
TRA01-Comando Cierre Interruptor DV2	10:50:39.884	10:50:39.886	2ms	100% ✓
PRI01-Comando Apertura Interruptor	12:33:23.575	12:33:23.579	4ms	100% ✓
PRI01-Comando Cierre Interruptor	12:35:06.568	12:35:06.570	2ms	100% ✓
PRI02-Comando Abrir	10:33:22.871	10:33:22.874	3ms	100% ✓
PRI02-Comando Cerrar	10:31:00.684	10:31:00.686	2ms	100% ✓

Tabla 49: Tiempos de respuestas obtenidos al ejecutar desde el SCADA los mandos digitales.

En la siguiente prueba realizada se analiza los siguientes resultados obtenidos:

- El tiempo de ejecución promedio para emitir una orden desde el SCADA hacia los IEDs del módulo de prueba, resulto exitoso ya que el tiempo obtenido es de 102.427 [ms] en comparación con el máximo tiempo que establece la norma IEEE PC37.1/D1.9 que es hasta 2[s] para operar de manera remota equipos de control tales como interruptores, seccionadores, entre otros (Ver Anexo 19).
- El tiempo de reporte obtenido para la emisión de alarmas hacia el sistema SCADA implementado en la herramienta Axon Builder, fue de 1 a 4 [ms], lo que indica que este sistema SCADA puede manejar eventos críticos, ya que dicho tiempo obtenido se encuentra dentro de lo que estipula la norma IEEE PC37.1/D1.9 que es un tiempo de retardo hasta 100 [ms] para el reporte de eventos hacia un SCADA (Ver Anexo 19).

- Se corrobora la transmisión de mandos de control y cambios de estados abierto o cerrado mediante el uso de Wireshark, capturando el 100% de estas tramas de datos correspondientes a los eventos emitidos desde la RTU Orion LXm hacia el SCADA y viceversa, viéndose reflejada la capa de aplicación APCI, ASDU, IOA, COT dichos parámetros establecidos en el protocolo de comunicación IEC 60870-5-104.

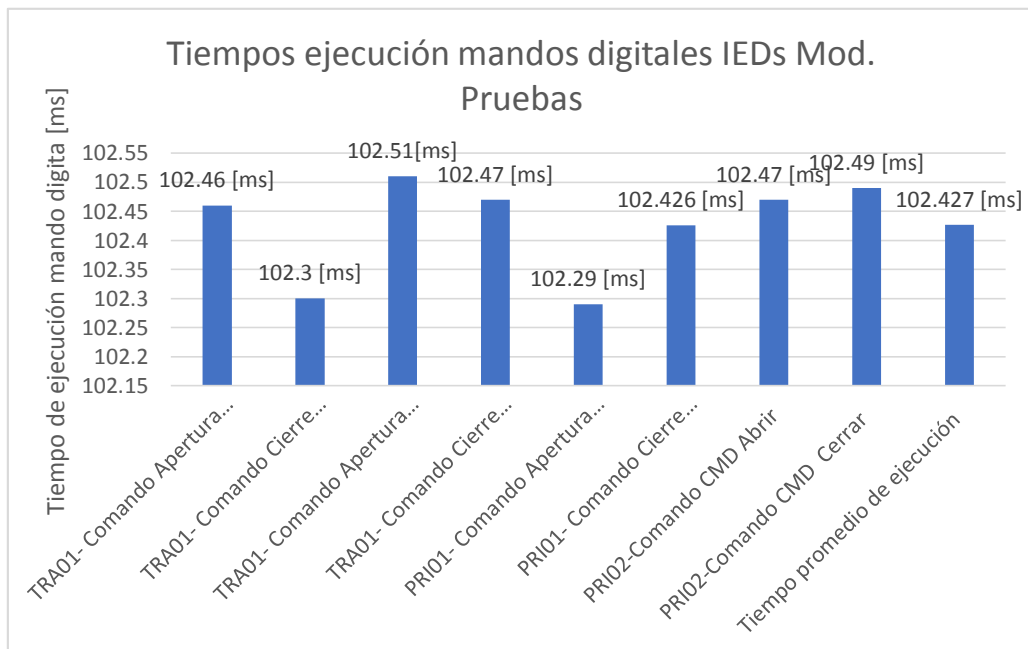


Figura 181: Tiempo de ejecución mandos digitales desde el módulo de pruebas hacia el SCADA.

CONCLUSIONES

Se implementó un tablero de control dentro de la subestación Salinas, en el cual se efectuó un diseño eléctrico y de red, logrando comunicar la RTU Sicam A8000 con el SCADA.

Durante la realización de las pruebas de ejecución de mandos digitales y control de los seccionadores motorizados desde el SCADA, se obtuvo tiempos de respuestas aproximadamente a 102.42[ms], por lo que este tiempo se consideró óptimo en base a la norma IEEE PC37.1/D1.9 que establece un tiempo de ejecución menor a 2 [s] para operar equipos de campo desde un sistema SCADA.

En el módulo de pruebas implementado en el COD-STE fue posible realizar pruebas de lectura de valores analógicos, de disparos por las protecciones de frecuencia y de corriente, mensajería Goose a los IEDs instalados en el módulo, en donde se obtuvo resultados favorables reflejados en los porcentajes de errores muy bajos para lectura de valores analógicos en el rango del 0.06% al 0.89%, en tiempos de accionamientos de la protección de frecuencia entre 1 a 24 [ms] y tiempos entre 6 a 7 [ms] para la recepción de disparos mediante Goose en la red LAN, dichas pruebas fueron realizadas bajo la supervisión del profesional correspondiente al área de protecciones eléctricas.

Con la implementación del sistema SCADA para el módulo de pruebas se logró visualizar mediante pantallas las diferentes alarmas y valores emitidos por los IEDs al realizar las diferentes pruebas realizadas en el capítulo 4, en donde se obtuvo tiempos de retardos para que los valores y alarmas sean reflejados en el SCADA en el rango de 1 a 4[ms], logrando implementar un SCADA que cumple con los parámetros establecidos en la norma IEEE PC37.1/D1.9 que estipula 100 [ms] para visualizar estados, alarmas o disparos.

El software IEDScout permitió llevar a cabo pruebas de comunicación del protocolo IEC 61850 a los IEDs del módulo de pruebas, evidenciando el funcionamiento de dataSets, Goose y disparos de protecciones eléctricas reflejados en los nodos lógicos mediante IEC 61850, resultando esto una herramienta adecuada que sirvió

para verificar el cambio de estado de “true” a “false” de una señal de operación del nodo lógico, permitiendo corregir señales de estados digitales, valores analógicos y de control direccionados en la RTU del módulo de pruebas.

La interfaz que se desarrolló para el monitoreo de los seccionadores motorizados en el sistema SCADA del software Axon Builder posee una interfaz intuitiva con el usuario, con una vista general de la subestación, indicadores y objetos representando los elementos eléctricos del diagrama unifilar de los tres alimentadores de energía eléctrica donde se encuentran ubicados los seccionadores (Ver Anexo 15), logrando así adquirir mediante esta interfaz cada uno de los estados digitales, alarmas, eventos y realizando la operación de manera remota en tiempo real desde el COD-STE de cada uno de estos equipos de maniobras eléctricas.

RECOMENDACIONES

Al momento de realizar alguna conexión adicional de una señal analógica o digital, tener cuidado que no interfieran sus conductores entre ambas, ya que el ruido eléctrico puede distorsionar el valor de alguna de estas señales.

Antes de realizar las pruebas de inyección secundaria de corrientes o voltajes, se comprueba mediante un multímetro que exista continuidad entre el pin ubicado en las borneras de conexión del módulo y el pin de la entrada analógica respectiva de los IEDs, ya que, si se energiza una de estas entradas en estado abierto puede, ocasionar averías en los transformadores de tensión o corriente que poseen internamente los IEDs exponiendo a cierto peligro al personal que se encuentre realizando las pruebas.

En caso de no establecer comunicación con algún IED o el reporte del valor de una señal se recomienda verificar los siguientes casos que se pudieran presentar:

- La dirección IOA del protocolo IEC 104 a donde esta apuntado dicha variable puede estar mal asignada con otro valor en el SCADA o en la RTU.
- Los parámetros de tiempo para establecer comunicación mediante el protocolo DNP3 entre un IED maestro o esclavo pudiesen estar configurados con valores diferentes.
- Ante estos posibles casos preferiblemente verificar por niveles es decir en primer lugar la comunicación vertical entre el IED y RTU, la segunda desde la RTU hacia el SCADA, recordando los protocolos de comunicaciones configurados en cada nivel.

Cuando se realicen pruebas de medición o de protecciones eléctricas en el IED AQF350A, se debe realizar previamente la activación del bloque de valores analógicos y de igual manera la operación de una protección eléctrica mediante el servidor web del IED, ya que si no son activados los valores o estados no será posible visualizarlos en la RTU ni en el SCADA.

El porcentaje de error presentado durante las pruebas de medición de voltajes del IED AQF350A utilizado, mostro valores atípicos de medición en relación con lo que estipula el fabricante, esto puede ser debido a un fallo en su convertidor análogo-digital que posee internamente este dispositivo electrónico inteligente, por lo cual se debe de tomar en consideración por el departamento COD-STE para su revisión.

Cuando se realicen pruebas de disparos de protecciones eléctricas en el módulo, se debe conectar la señal de entrada binaria Trip que poseen cada uno de los IEDs del módulo de pruebas a una entrada binaria de la maleta de inyección, ya que esta entrada permite comprobar el tiempo de accionamiento de la protección eléctrica.

Al ejecutar mandos digitales en el sistema SCADA, se debe esperar un tiempo aproximado de 36 [s] para volver a ejecutar un nuevo mando digital, ya que si no se espera este intervalo de tiempo no se emitirá la acción hacia el dispositivo requerido y se mostrará un mensaje en el SCADA de ejecución fallida.

El sistema SCADA de la herramienta Axon Builder posee un máximo de 500 variables entre señales analógicas, digitales y de control, si se excede del límite de señales se debe consultar con la empresa propietaria del SCADA, para el requerimiento de una licencia acorde a la lectura de señales que se requieran.

BIBLIOGRAFIA

- [1 E. H. Pérez, Tecnologías y redes de transmisión de datos, México D.F.:
] Limusa, 2010.
- [2 J. Rivera, Fundamentos de Redes Informáticas, Jonathan Rivera, 2016.
]
- [3 R. M. Miguel, Administración de Servicios de Transferencia de Archivos y
] Contenidos Multimedia, Madrid: RA-MA, S.A., 2014.
- [4 M. C. E. Boquera, Servicios Avanzados de telecomunicación, Madrid: Díaz
] de Santos S.A., 2003.
- [5 J. D. Corrales, Ayudante Técnico de Informática de la Junta de Andalucía,
] Sevilla: MAD, S.L., 2005.
- [6 J. A. Gómez, Servicios en red, Madrid: EDITEX, S.A., 2011.
]
- [7 E. Díaz, J. Tettamanti y M. Piero, «Coordinador Eléctrico Nacional (Chile),»
] 28 Diciembre 2016. [En línea]. Available: <https://sic.coordinador.cl/wp-content/uploads/2017/01/SLRP-A-Estado-del-Arte-y-B-Dise%C3%B1o-del-Sistema-v2.pdf>. [Último acceso: 14 Octubre 2019].
- [8 M. Sánchez y M. Santander, «Herramientas DNP3 pentesting para redes de
] infraestructura crítica,» *Ingenierías USBMed*, vol. VII, nº 1, pp. 47-54, Enero-Julio 2016.
- [9 M. Herrero y L. Antonio, «incibe: Instituto Nacional de Ciberseguridad,» [En
] línea]. Available:
https://www.incibe.es/extfrontinteco/img/File/intecocert/ManualesGuias/incibe_protocolos_seguridad_red_sci.pdf. [Último acceso: 15 Octubre 2019].
- [1 C. Jara, «ABB,» 12 Abril 2017. [En línea]. Available:
0] <https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/eventos/jjtt-2017/presentaciones-chile/herramientas-ingenieria-y-prueba-iec61850-carlos-jara.pdf?sfvrsn=2>. [Último acceso: 18 Octubre 2019].
- [1 P. Matoušek, «Description of IEC 61850,» Czech Republic, 2019.
1]
- [1 Y. Liang y R. Campbell, «ResearchGate,» 01 Mayo 2008. [En línea].
2] Available:
https://www.researchgate.net/publication/32964907_Understanding_and_Simulating_the_IEC_61850_Standard. [Último acceso: 20 Octubre 2019].

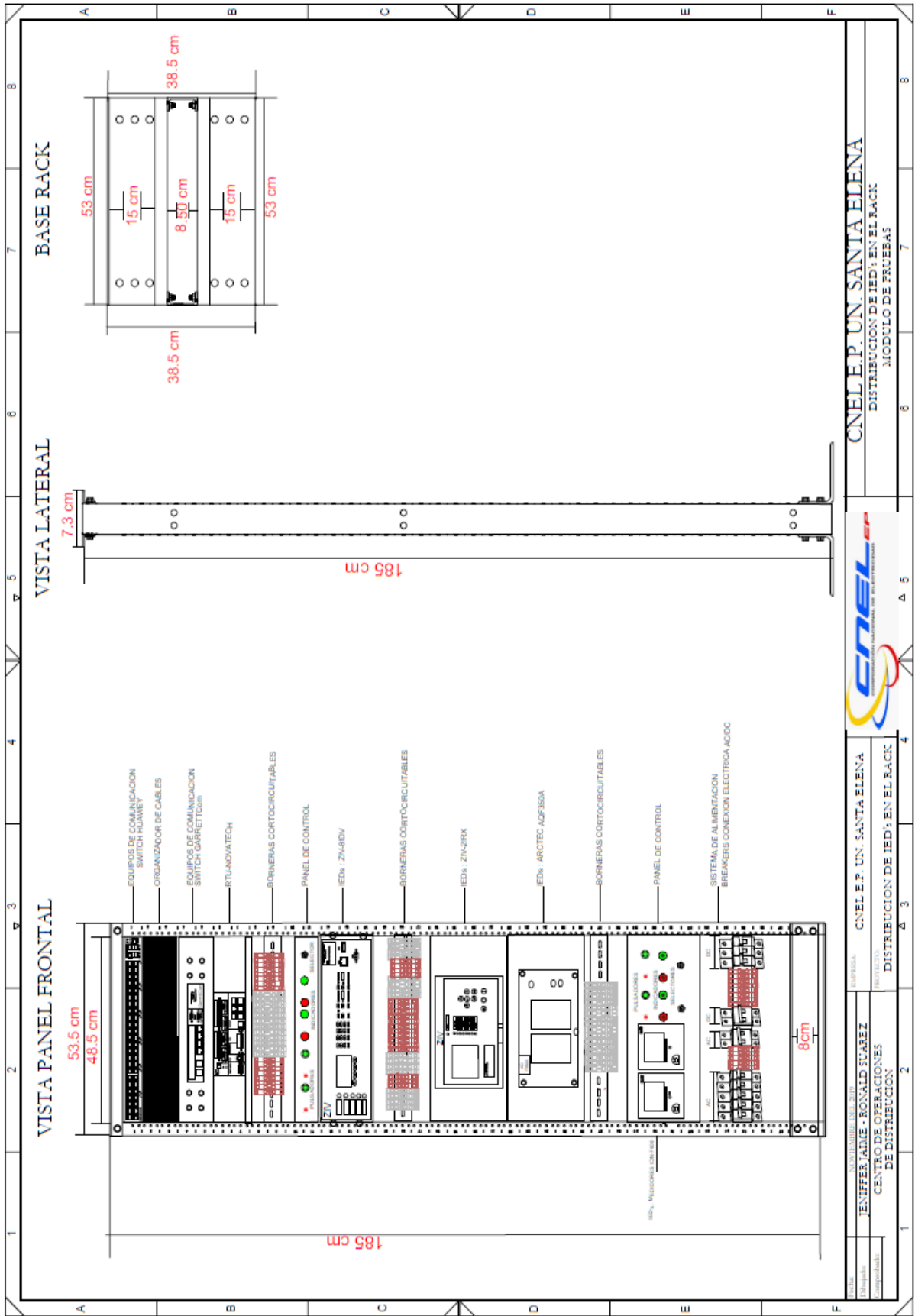
- [1 P. & R. O. & G. M. Matousek, «Increasing Visibility of IEC 104
3] Communication in the Smart Grid,» 2019.
- [1 Petr Matoušek, «Description and analysis of IEC 104,» Czech Republic,
4] 2017.
- [1 P. Gil, J. Pomares y F. Candelas, Redes y Transmisión de Datos, San Vicente
5] del Raspeig: Publicaciones Universidad de Alicante , 2010.
- [1 J. Beas Arco y G. C. José, Instalación para el mantenimiento de redes y
6] transmisión de datos, Madrid: Editex, S.A., 2019.
- [1 A. Ruíz. [En línea]. Available:
7] http://descargas.pntic.mec.es/mentor/visitas/manual_Redex_Lan.pdf. [Último
acceso: 12 Octubre 2019].
- [1 C. T. d. C. d. Subestaciones, «Grupo ICE (Instituto Costarricense de
8] Electricidad),» 01 Septiembre 2010. [En línea]. Available:
<http://apps.grupoice.com/PEL/docsAdq/LPU20100016ANE-40.pdf>. [Último
acceso: 12 Octubre 2019].
- [1 J. Molina Martínez y J. B. Manuel, Programación gráfica para ingenieros,
9] Barcelona: MARCOMBO, S.A., 2010.
- [2 A. García Higuera, CIM: El computador en la Automatización de la
0] Producción, Cuenca: Ediciones de la Universidad de Castilla-La Mancha,
2007.
- [2 C. EP, «CELEC EP (Corporación Electrica del Ecuador),» Noviembre 2017.
1] [En línea]. Available:
https://www.celec.gob.ec/transelectric/images/stories/baners_home/LOTAIP_NEW/2017/11-2017/a3_Regulaciones%20y%20procedimientos/RESOURCES/Definiciones%20para%20el%20Dise%C3%B1o%20SAS.pdf. [Último acceso: 06 Octubre 2019].
- [2 S. Ramírez Castaño, «Repositorio Institucional Universidad Nacional de
2] Colombia (bdigital),» 2003. [En línea]. Available:
<http://www.bdigital.unal.edu.co/3392/1/samuelramirezcastano.2003.pdf>.
[Último acceso: 09 Octubre 2019].
- [2 A. Castro Chevarría, «Sistema de supervisión en tiempo real de Subestaciones
3] de Empresas Eléctricas,» *Investigación aplicada e innovación* , vol. 2, nº 1, pp.
37-43, 2008.
- [2 J. Martín, Sistemas trifásicos (Electrotecnia), Editorial Editex, 2017.
4]

- [2 G. Queijo García, Fundamentos de Tecnología eléctrica, Madrid: UNED, 5] 2009.
- [2 M. Bedoya Toro, «Dspace Repositorio Universidad Técnica de Pereira,» 6] 2015. [En línea]. Available:
<http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/5177/621316B412.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. [Último acceso: 20 Octubre 2019].
- [2 R. Capella, «Protecciones Electricas en MT,» Publicación Técnica Schneider 7] Electric, Barcelona, 2003.
- [2 C. S. Heredia Arroyo, «BIBDIGITAL Escuela Politécnica Nacional (EPN),» 8] Febrero 2011. [En línea]. Available:
<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/3756/1/CD-3549.pdf>. [Último acceso: 20 Octubre 2019].
- [2 F. W. A. Moreno, «Repositorio Digital Universidad Distrital Francisco José 9] De Caldas,» 27 Noviembre 2015. [En línea]. Available:
<http://repository.udistrital.edu.co/bitstream/11349/4674/1/Ar%C3%A9valoMorenoFredyWilson2016.pdf>. [Último acceso: 05 Octubre 2019].
- [3 R. S. J. C. Juan Morales, «cocier.org,» 08 Agosto 2017. [En línea]. Available: 0] <http://www.cocier.org/modulos/uploads/1V0jn9M5kZCIER%20Articulo%20Pruebas%20Prot%20IEC%2061850.pdf>. [Último acceso: 30 Septiembre 2019].
- [3 S. S. J. Maribel, «Repositorio Institucional de la Universidad Politécnica 1] Salesiana,» 2018. [En línea]. Available:
<http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/16823>. [Último acceso: 05 Octubre 2019].
- [3 K. Aldaz, «Repositorio UCSG,» 09 Marzo 2018. [En línea]. Available: 2] <http://repositorio.ucsg.edu.ec/handle/3317/10162>. [Último acceso: 31 Diciembre 2019].
- [3 «Sistcoin,» [En línea]. Available: 3] http://www.sistcoin.cl/informatica/pdf/catalogos/catalogo_nexxt_solutions.pdf. [Último acceso: 10 Diciembre 2019].
- [3 N. F. P. A. (. 70), «National Electrical Code». 2007. 4]
- [3 I. o. E. a. E. Engineers, «IEEE Draft Standard for SCADA and Automation 5] Systems,» New York, 2007.

ANEXOS

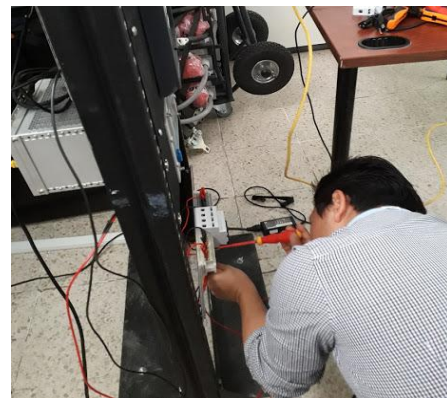
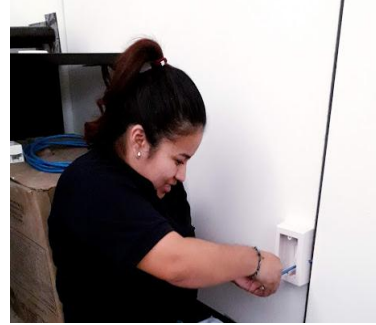
No. Subestación Eléctrica	No. Alimentadores de Energía Eléctrica			No. IEDs					No. Seccionadores Motorizados
	Nivel de Voltaje 69KV	Transformador 69KV / 13.8KV	Nivel de Voltaje 13.8KV	ZIV-2IRX	ZIV-8IDV	ARCTEQ	ION 7330, 7350, 7650, 6200, PM800	Otros SEL, ABB, Ingeteam, Reyrolle ENTEC	
1 Chanduy	1	2	8	0	0	1	2	17	3
2 Pechiche	0	1	2	0	0	0	5	7	0
3 Libertad	2	1	7	5	1	0	11	4	3
4 Carolina	1	1	4	0	1	0	6	5	1
5 Santa Rosa	2	1	4	0	0	0	6	6	0
6 San Vicente	1	1	4	4	1	0	6	1	1
7 Salinas	2	1	5	4	1	0	7	1	1
8 Chipipe	0	1	5	4	1	0	7	1	0
9 Capas	0	1	4	4	1	0	6	0	0
10 Punta Blanca	0	1	3	0	0	0	5	4	0
11 Colónche	1	1	4	0	0	0	1	15	1
12 Manglaralto	0	1	3	0	1	0	5	3	0
13 Monteverde	2	2	2	0	0	0	5	4	0
14 San Lorenzo de Salinas	0	1	2	0	0	0	4	3	0
15 Playas	2	1	5	4	0	0	8	7	0
16 Posorja	3	1	5	0	0	0	6	6	0
17 San Lorenzo del Mate	1	1	2	0	1	0	3	3	0
18 Cerquita	1	1	4	0	1	0	1	5	0
Total	19	20	73	25	9	1	94	92	10

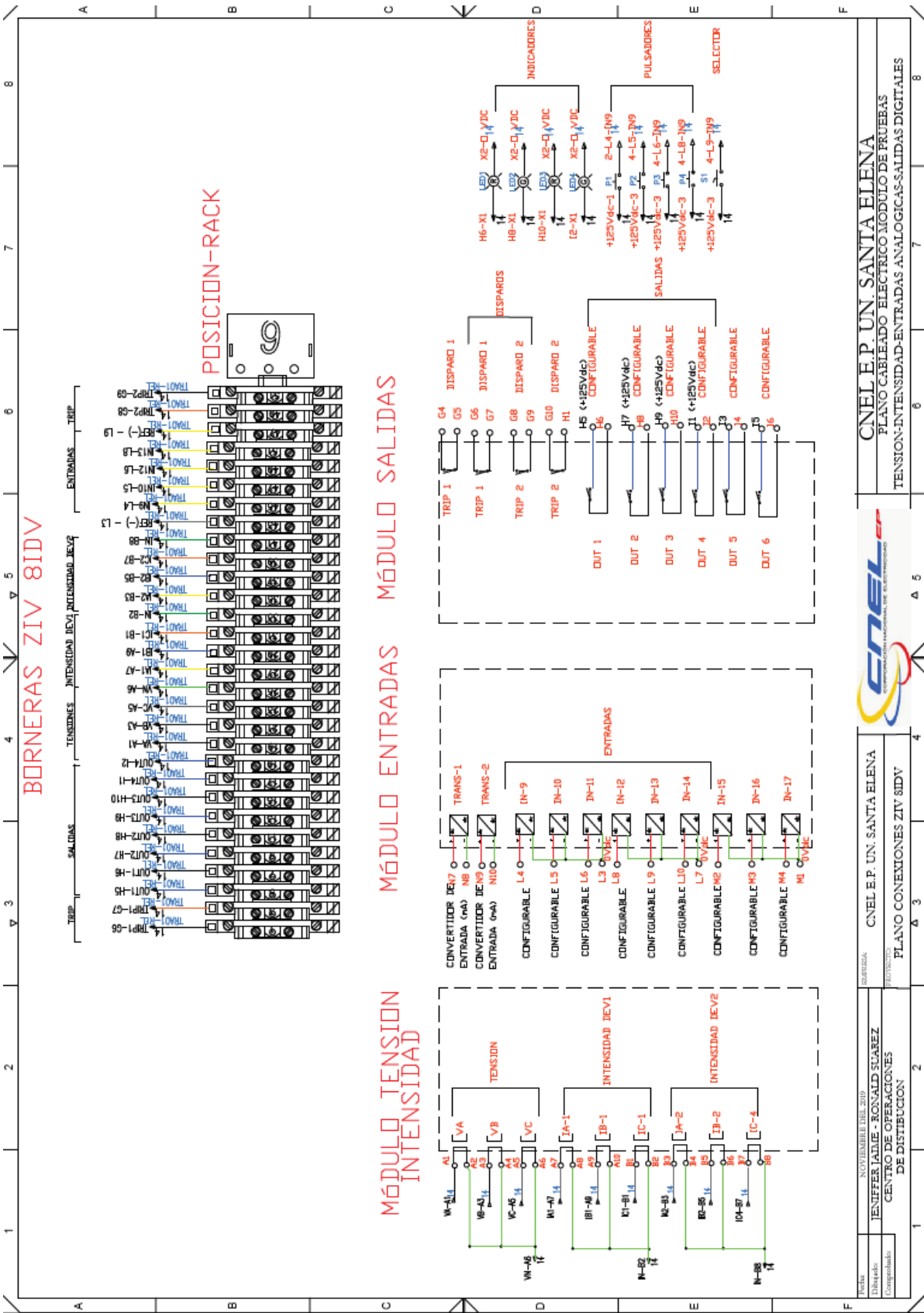
Anexo 1: Levantamiento del número de IEDs subestaciones de CNEL EP UN. STE.



Anexo 2: Distribución IEDs en el módulo de prueba.

Anexo 3: Fotografías implementación módulo de pruebas IEDs.



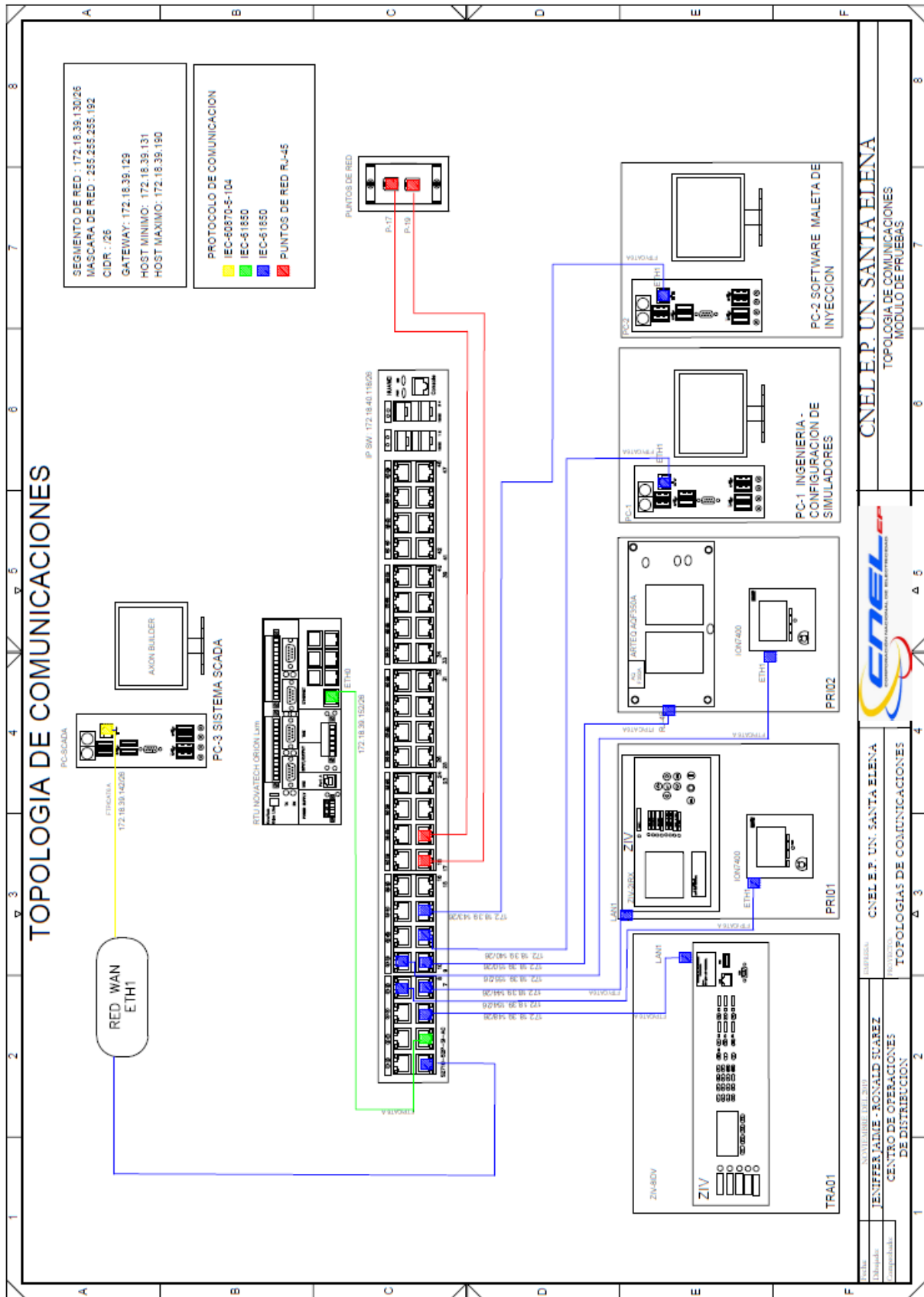


Fecha: NOVIEMBRE DEL 2010
 Diseñado: JENIFFER JAIME - RONALD SUAREZ
 Comprobado: CENTRO DE OPERACIONES DE DISTRIBUCION

BORNERAS: CNEL E.P. UN. SANTA ELENA
 ELECTIVIDAD: PLANO CONEXIONES ZIV 8IDV

CNEL E.P. UN. SANTA ELENA
 PLANO CABLEADO ELECTRICO MÓDULO DE PRUEBAS
 TENSION-INTENSIDAD-ENTRADAS ANALOGICAS-SALIDAS DIGITALES

Anexo 4: Plano conexiones eléctricas IED ZIV 8IDV.



UNIVERSIDAD TECNICA DEL SUR

JENIFFER JAMIE - RONALD SUAREZ

CENTRO DE OPERACIONES DE DISTRIBUCION

UNIVERSIDAD

CNELE P. UN. SANTA ELENA

TOPOLOGIAS DE COMUNICACIONES

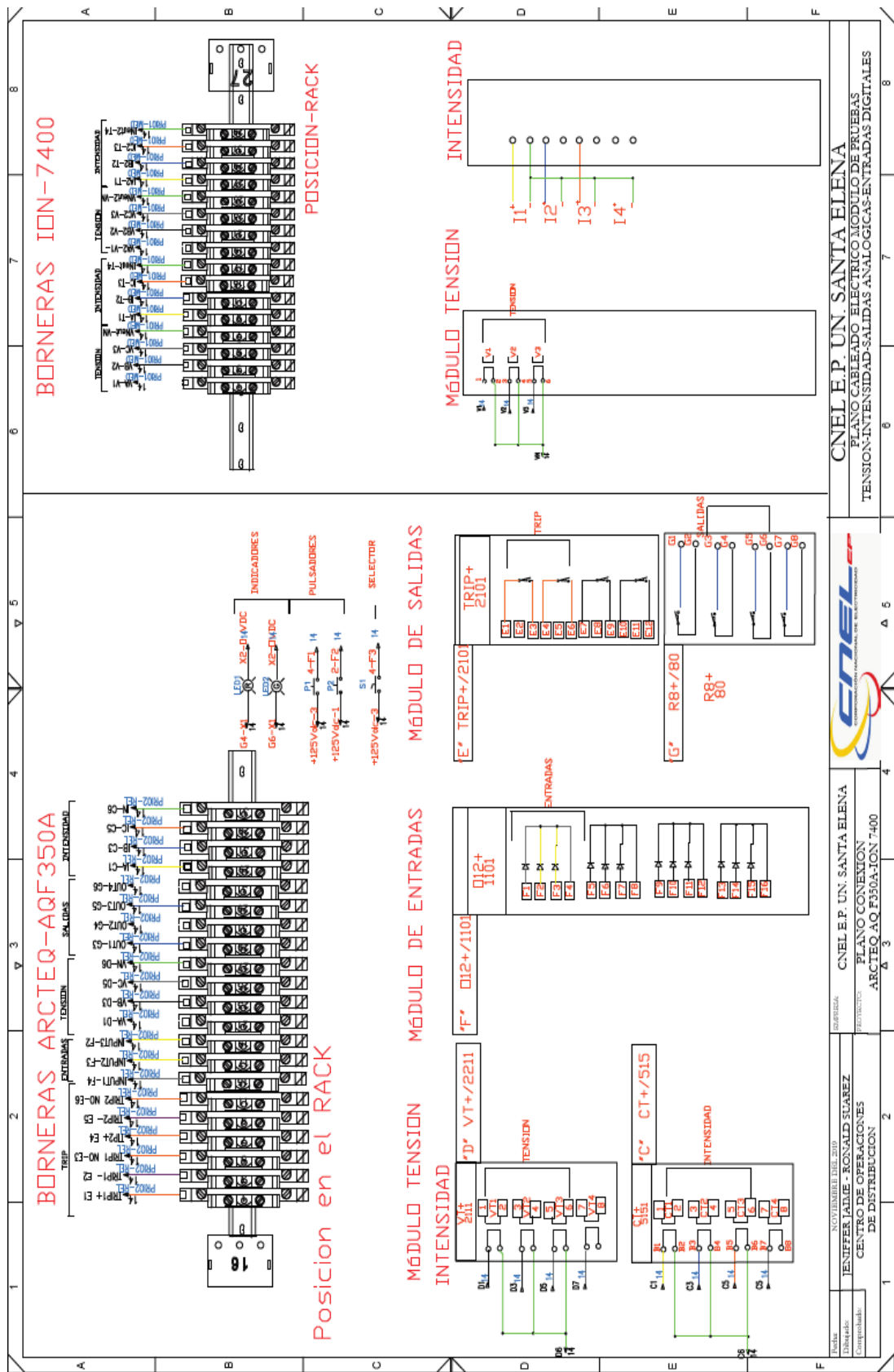
CNELE P. UN. SANTA ELENA

TOPOLOGIA DE COMUNICACIONES

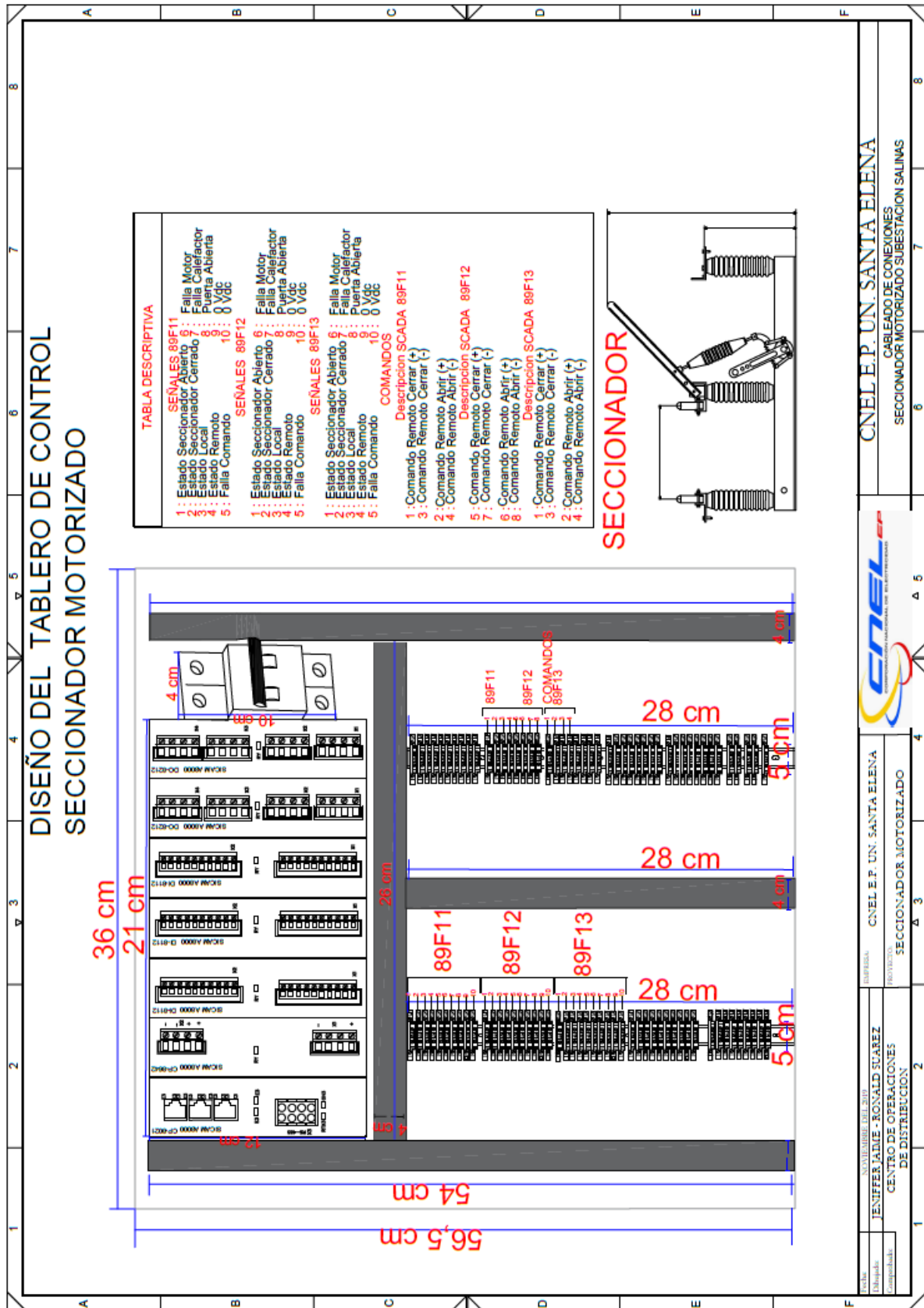
MODULO DE PRUEBAS

1 2 3 4 5 6 7 8

Anexo 6: Topología de comunicaciones de la propuesta.



Anexo 7: Plano conexiones eléctricas IED AQF350A.



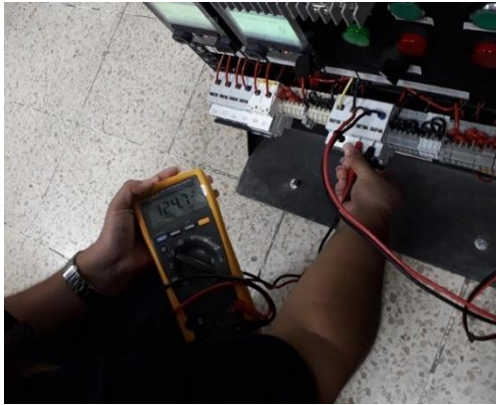
Anexo 8: Plano de conexiones en la RTU Sicam A8000.



Anexo 9: Implementación módulo de pruebas con el SCADA Local en el COD-STE.



Anexo 10: Realización de pruebas de comunicaciones e inyección de corrientes bajo supervisión.



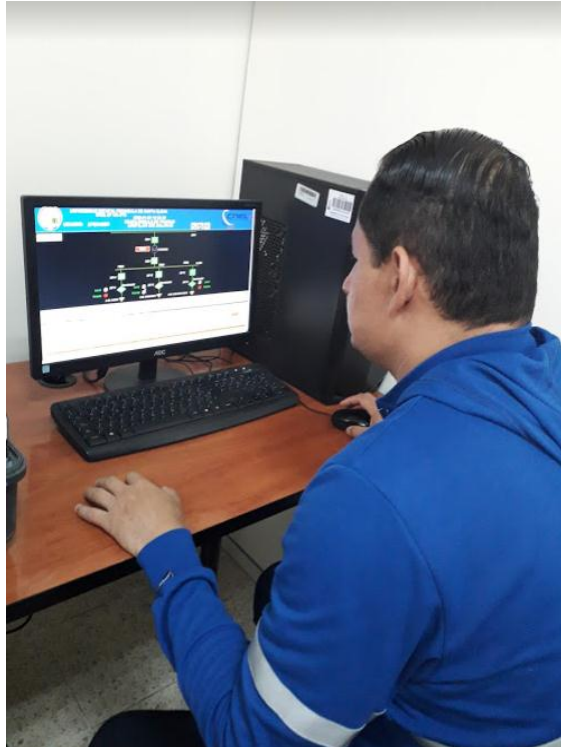
Anexo 11: Medición de 125 VDC para energizar las E/S digitales de los IEDs.



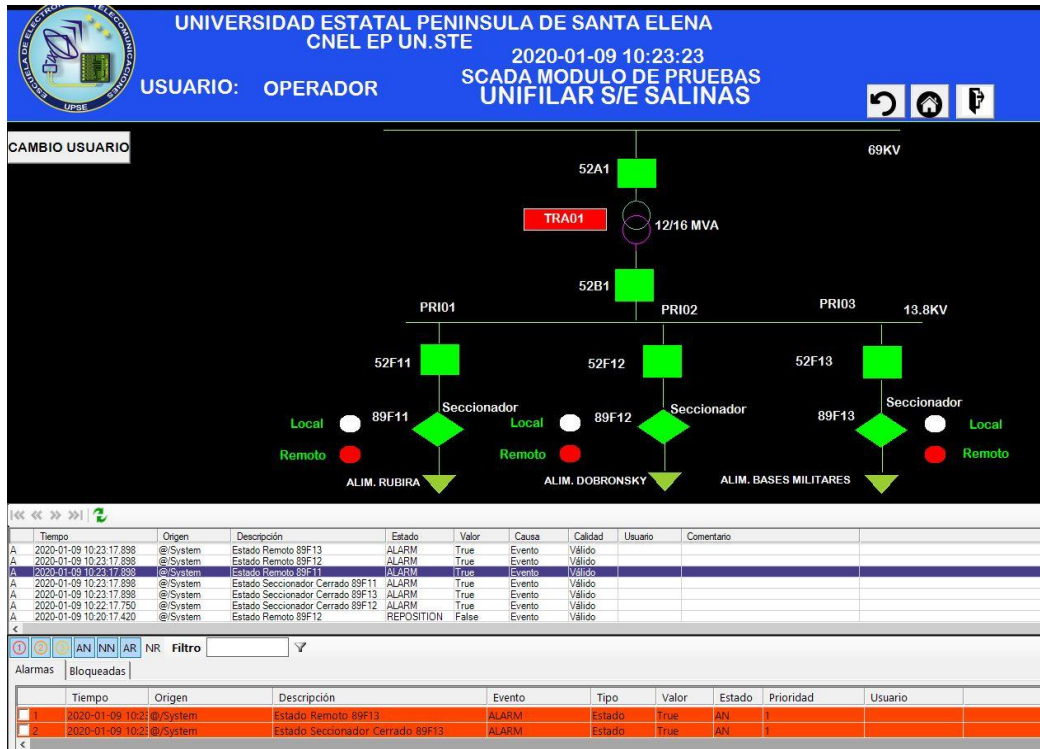
Anexo 12: Medición de voltaje DC a la salida de la maleta de inyección.



Anexo 13: Vista Tablero Control de los Seccionadores Motorizado.



Anexo 14: Operación desde el SCADA Seccionadores motorizados por parte del operador del Centro de Control.



Anexo 15: Pantalla SCADA monitoreo seccionadores motorizados.



Anexo 16: Lectura de valores analógicos desde el SCADA.

UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA
CNEL EP UN.STE

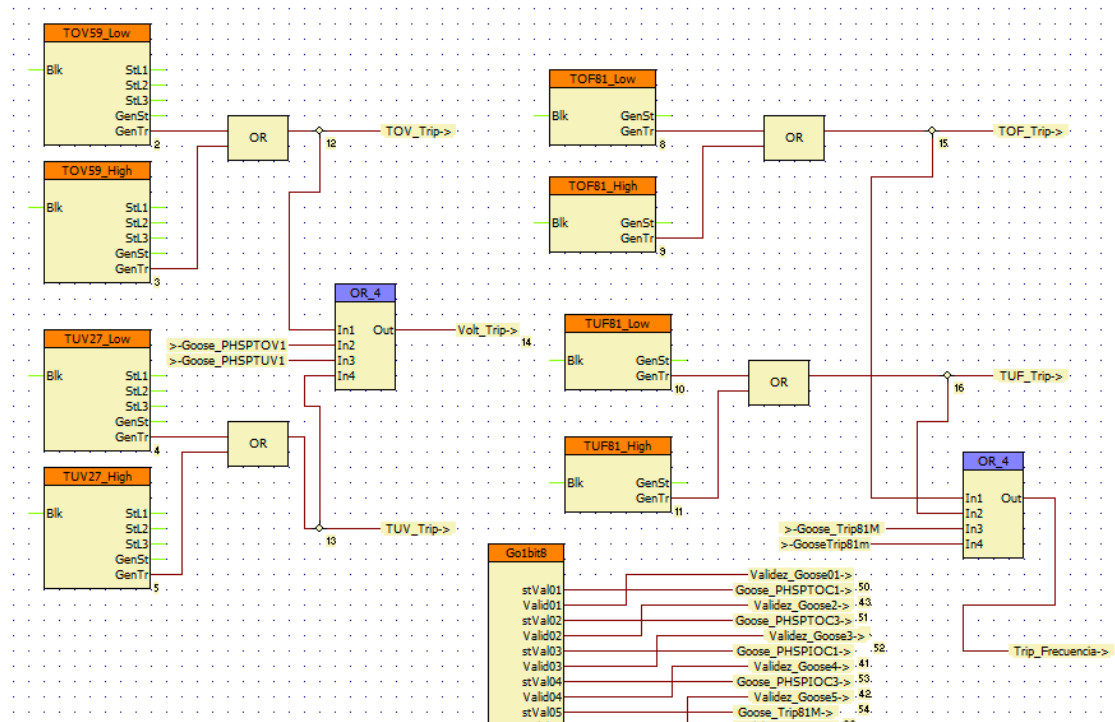
SCADA MODULO DE PRUEBAS
2019-12-16 16:31:15
RELE DE PROTECCION
ZIV-2IRX

CNEL
CORPORACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD

ALARMAS E INDICADORES

<input type="radio"/>	TRIP 50 FASE A	<input type="radio"/>	TRIP BAJO VOLTAJE FASE A	<input type="radio"/>	Ind01(GOOSE TRIP 51 DV1)	<input type="radio"/>	Ind15 (GOOSE TRIP 50N DV1)
<input type="radio"/>	TRIP 50 FASE B	<input type="radio"/>	TRIP BAJO VOLTAJE FASE B	<input type="radio"/>	Ind02(GOOSE TRIP 51 FA DV1)	<input type="radio"/>	Ind16 (GOOSE TRIP 50 DV2)
<input type="radio"/>	TRIP 50 FASE C	<input type="radio"/>	TRIP BAJO VOLTAJE FASE C	<input type="radio"/>	Ind03(GOOSE TRIP 51 FB DV1)	<input type="radio"/>	Ind17 (GOOSE TRIP 50 FA DV2)
<input type="radio"/>	TRIP 50N	<input type="radio"/>		<input type="radio"/>	Ind04 (GOOSE TRIP 51 FC DV1)	<input type="radio"/>	Ind18 (GOOSE TRIP 50 FB DV2)
<input type="radio"/>	TRIP 51 FASE A	<input type="radio"/>	PICK UP 51 FASE A	<input type="radio"/>	Ind05 (GOOSE TRIP 51N DV1)	<input type="radio"/>	Ind19 (GOOSE TRIP 50 FC DV2)
<input checked="" type="radio"/>	TRIP 51 FASE B	<input type="radio"/>	PICK UP 51 FASE B	<input type="radio"/>	Ind06 (GOOSE TRIP 51 DV2)	<input type="radio"/>	Ind20 (GOOSE TRIP 50N DV2)
<input checked="" type="radio"/>	TRIP 51 FASE C	<input type="radio"/>	PICK UP 51 FASE C	<input type="radio"/>	Ind07 (GOOSE TRIP 51 FA DV2)	<input type="radio"/>	Ind21 (GOOSE TRIP 81M)
<input type="radio"/>	TRIP 51N	<input type="radio"/>	PICK UP 51 FASE C	<input type="radio"/>	Ind08 (GOOSE TRIP 51 FB DV2)	<input type="radio"/>	Ind22 (GOOSE TRIP 81m)
<input type="radio"/>	TRIP BAJA FRECUENCIA	<input type="radio"/>	PICKUP SOBREFRECUENCIA (81M)	<input type="radio"/>	Ind09 (GOOSE TRIP 51 FC DV2)	<input type="radio"/>	Ind23 (GOOSE ST 86 BT)
<input type="radio"/>	TRIP SOBRE FRECUENCIA	<input type="radio"/>	PICKUP BAJA FRECUENCIA (81m)	<input type="radio"/>	Ind10 (GOOSE TRIP 51N DV2)	<input type="radio"/>	Ind24 (GOOSE TRIP 27)
<input type="radio"/>	TRIP SOBREVOLTAJE FASE A	<input type="radio"/>		<input type="radio"/>	Ind11(GOOSE TRIP 50 DV1)	<input type="radio"/>	Ind25 (GOOSE TRIP 59)
<input type="radio"/>	TRIP SOBREVOLTAJE FASE B	<input type="radio"/>		<input type="radio"/>	Ind12(GOOSE TRIP 50 FA DV1)	<input type="radio"/>	Ind26 (GOOSE TRIP 59N)
<input type="radio"/>	TRIP SOBREVOLTAJE FASE C	<input type="radio"/>		<input type="radio"/>	Ind13(GOOSE TRIP 50 FB DV1)	<input type="radio"/>	Ind27 (GOOSE TRIP FALLO INT DV1)

Anexo 17: Lectura de estados digitales en el SCADA.



Anexo 18: Lógica de programación disparos IED AQF350A.

Table 3—Example Control Services Performance Requirements

Enterprise / Function	Example Measured Elements	Typical Control Performance Requirements					
		Execution Time (Sec)	Accuracy %	Unavailability (Hrs/mo)	Latency (Sec)	Single Point / Multiple Point	Feedback Sequence
Tier 1							
Substation Operator Control	Circuit breaker, capacitor switcher	2	99.99	4.0		Single	SBO
Auto-sectionaling	Substation or Field device	2	99.99	4.0		Multiple	None
Generation Dispatch		2	99.9	4.0		Multiple	None
Substation algorithm		0.5	99.99	4.0			

Table 2—Typical Status Monitoring Performance Requirements

Enterprise / Function	Example Measured Elements	Typical Monitoring Performance Requirements						
		Update Periodicity (Sec)	Accuracy (%)	Availability (Hrs/mo)	Latency (Sec)	Resolution (%)	Time skew Substation (Sec)	Time skew SCADA (Sec)
Tier 1								
Substation Operator Indications	Breaker trip, fire	2	99.9	4.0	0.5	0.1	0.1	0.1
Switching and Tagging	Substation HMI control	2	99.9	4.0	0.5	0.1	0.1	0.1
End element control		2	99.9	4.0	0.5	0.1	0.1	0.1
Substation algorithm		0.5	99.99	4.0	0.5	0.1	0.1	0.1
Tier 2								
Non-System Operator Enterprise User Indication		5						
Security Surveillance								

Anexo 19: Tiempos establecidos por la norma IEEE PC37.1/D1.9 SCADA y sistemas de Automatización.

Area EPSs are designed not to exceed the rating of distribution line equipment. Maximum faults are limited by restricting substation transformer size, impedance, or both; installing bus or circuit reactors; or inserting reactance or resistance in the transformer neutral. Minimum fault magnitude is largely dependent on fault resistance, which cannot be controlled. These low-magnitude faults are the most dangerous and difficult to detect. To clear faults, all electrical sources need to be isolated from the fault. It is important that all detectable faults be cleared to minimize equipment damage, provide for public safety, and maintain overall reliability and power quality for all customers.

Clearing times for short circuits on distribution circuits vary widely and depend on the magnitude and type of protective equipment installed. In general, on most circuits, large current faults will be cleared in 0.1 s or less. Low-current faults frequently require clearing times of 5 s to 10 s or longer. Some very low level but potentially dangerous ground faults may not be cleared except by manual disconnection of the circuit.

Anexo 20: Norma IEEE Std 1547.2, tiempo de despeje de falla eléctrica.

30 kW in peak capacity, the frequency set points and clearing times shall be either fixed or field adjustable. For DR greater than 30 kW the frequency set points shall be field adjustable.



“Adjustable underfrequency trip settings shall be coordinated with Area EPS operations.”

Table 8—Interconnection system response to abnormal frequencies

DR size	Frequency range (Hz)	Clearing time ^a (s)
≤30 kW	>60.5	0.16
	<59.3	0.16
>30 kW	>60.5	0.16
	<{59.8 to 57.0} (adjustable set point)	Adjustable 0.16 to 300
	<57.0	0.16

^a DR ≤30 kW, maximum clearing times; DR >30 kW, default clearing times.

Anexo 21: Norma IEEE Std 1547.2, tiempo de despeje falla de frecuencia.

				
ITEM	PLANTILLA INICIAL AL REALIZAR UNA PRUEBA A UN IED	CORRECTO	INCORRECTO	OBSERVACIONES
	<p>Lugar: Módulo de Pruebas COD-STE</p> <p>Fecha: 19-dic-19</p> <p>Hora Inicio - Hora Fin: 9:15:00 am - 12:50:00 pm</p> <p>IEDs a utilizar: ZIV-2IRX, ZIV-8IDV, ARCTEQ AQF350A, RTU SIEMENS A8000 CP8021</p> <p>Realizado por: Jaime Cruz, Jennifer - Suárez Reyes Ronald</p> <p>Aprobado por: Ing. José Díaz Bermúdez - Profesional en Protecciones - STE</p>			
1	<p>Verificar que los diferentes IEDs del Módulo de Pruebas estén correctamente conectados de acuerdo a los planos de conexión eléctrica (alimentación AC, entradas y salidas digitales) detallados en los Anexos No. 2,3,4,5.</p>	/		
2	<p>Comprobar que cada uno de los IEDs del Módulo de pruebas tenga cargado el respectivo archivo CID y los ajustes de la función de protección a realizar la prueba, en el caso de la RTU el archivo .ned y verificar que se encuentre ejecutando la configuración respectiva.</p>	/		
3	<p>Constatar la conectividad de cada uno de los IEDs, RTU y la PC SCADA mediante el comando ping hacia las distintas direcciones IP.</p>	/		
4	<p>Confirmar que el Axon Builder Server (Servidor de Pruebas) se encuentre en estado "Running", y que contenga cargado las señales respectivas de cada uno de los IEDs a realizar las pruebas.</p>	/		
5	<p>Corroborar que las señales Analógicas, Digitales y de Control de los IEDs a realizar las pruebas se encuentren en estado "OK" en el Servidor de Pruebas y en la RTU en estado "Online".</p>	/		
Observaciones Generales:				
Firma: 				
Ing. José Díaz Bermúdez, Profesional Protecciones Electricas STE				

ENEL
REGIONAL SANTA ELENA

19/12/2019

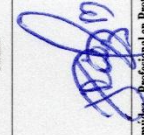
Anexo 22: Formato consideraciones iniciales para realizar pruebas a los IEDs.

Lugar:		Módulo de Pruebas COD-SITE	
Fecha:		26 de diciembre de 2019	
Hora Inicio - Hora Fin (Prueba):		9:15:00 am - 12:50:00 pm	
IEDs a utilizar:		ZIV-8IDV ZIV-2IRX RTU Naval Lech Onon LXm RTU SICAM AR800 CP8021	
Realizado por:		Jairo Cruz Jentler - Suarez Perez Ronald	
Aprobado por:		Ing. José Díaz Bermúdez - Profesional en Protecciones Eléctricas STE	
Protocolos de comunicaciones utilizados:		IEC 60870-5-104 DNP3 TCP/IP Modbus	
Otro (Especifique):			

PLANTILLA PRUEBA MANDOS DIGITALES IEDS		CODIGO PRUEBA		CMD-MODPPE-0001									
Tag SCADA (Axon Server)	Tipo de Dato	Descripción SCADA (Axon Server)	IOA Input Object	PRUEBA N°1			PRUEBA N°2			PRUEBA N°3			OBSERVACIONES
				Temp. w.1 (hh:mm:ss)	Temp. 1 AB (hh:mm:ss)	Ret.1 EJECCION (ms)	Temp. 2 (hh:mm:ss)	Temp. 2 AB (hh:mm:ss)	Ret.2 EJECCION (ms)	Temp. 3 (hh:mm:ss)	Temp. 3 AB (hh:mm:ss)	Ret.3 EJECCION (ms)	
16SA-CMD-CIERRE-89F11	Booleano	Comando Cerrar 89F11 (Alim. Rubira)	31	9:21:01.303	9:21:01.305	102.48 ms	9:53:32.597	9:53:32.599	102.72 ms	10:03:40.267	10:03:40.269	102.54 ms	N/A
16SA-CMD-APERTURA-89F11	Booleano	Comando Abrir 89F11 (Alim. Rubira)	30	9:28:01.540	9:28:01.543	102.74 ms	9:54:17.933	9:54:17.935	102.60 ms	10:02:32.443	10:02:32.446	102.55 ms	N/A
16SA-CMD-APERTURA-89F13	Booleano	Comando Abrir 89F13 (Alim. Dobronsky)	34	9:23:14.480	9:23:14.482	102.53 ms	9:50:46.764	9:50:46.767	103 ms	10:04:30.778	10:04:30.780	118.29 ms	N/A
16SA-CMD-CIERRE-89F13	Booleano	Comando Cerrar 89F13 (Alim. Dobronsky)	35	9:24:26.172	9:24:26.175	102.63 ms	9:50:46.764	9:50:46.767	102.57 ms	10:05:15.825	10:05:15.826	102.47 ms	N/A
16SA-CMD-APERTURA-89F12	Booleano	Comando Abrir 89F12 (Alim. Bases Militares)	32	9:25:34.367	9:25:34.368	102.83 ms	9:52:36.471	9:52:36.472	102.53 ms	10:05:36.304	10:05:36.306	102.66 ms	N/A
16SA-CMD-CIERRE-89F12	Booleano	Comando Cerrar 89F12 (Alim. Bases Militares)	33	9:26:52.469	9:26:52.471	102.66 ms	9:53:20.721	9:53:20.724	102.60 ms	10:06:45.139	10:06:45.141	103.54 ms	N/A
MODPRUEBAS-ZV8IDV--TRA01-CMD-OPEN-D	Booleano	TRA01- Comando Apertura Interruptor DV1	202	10:42:24.290	10:42:24.292	102.46 ms	10:45:36.318	10:45:36.320	102.44 ms	10:48:06.180	10:48:06.192	102.42 ms	N/A
MODPRUEBAS-ZV8IDV--TRA01-CMD-CI-S-DV1	Booleano	TRA01- Comando Cierre Interruptor DV1	203	10:43:18.798	10:43:18.799	102.3 ms	10:46:18.698	10:46:18.699	102.27 ms	10:48:44.046	10:48:44.048	102.39 ms	N/A
MODPRUEBAS-ZV8IDV--TRA01-CMD-OPEN-DV2	Booleano	TRA01- Comando Apertura Interruptor DV2	204	10:49:44.698	10:49:44.700	102.51 ms	10:52:30.856	10:52:30.858	102.42 ms	10:54:37.441	10:54:37.442	102.46 ms	N/A
MODPRUEBAS-ZV8IDV--TRA01-CMD-CI-S-DV2	Booleano	TRA01- Comando Cierre Interruptor DV2	205	10:50:39.884	10:50:39.886	102.47 ms	10:53:27.611	10:53:27.613	102.51 ms	10:55:11.677	10:55:11.680	102.77 ms	N/A
MODPRUEBAS-ZV2IRX--PR01-CMD-OPEN	Booleano	PR01- Comando Apertura Interruptor	273	12:33:23.575	12:33:23.579	102.29 ms	12:36:46.998	12:36:46.999	102.59 ms	12:41:03.463	12:41:03.465	102.35 ms	N/A
MODPRUEBAS-ZV2IRX--PR01-CMD-CI-S	Booleano	PR01- Comando Cierre Interruptor	274	12:35:06.568	12:35:06.570	102.42 ms	12:37:42.799	12:37:42.799	102.51 ms	12:39:14.825	12:39:14.827	102.52 ms	N/A
MODPRUEBAS-AQF350A-PR02-ST-CMD-OPEN	Double	PR02-Estado CMD Abrir	306	10:33:22.871	10:33:22.874	102.47 ms	10:35:13.723	10:35:13.725	102.71 ms	10:39:14.825	10:39:14.827	102.52 ms	N/A
MODPRUEBAS-AQF350A-PR02-ST-CMD-CLOSE	Double	PR02-Estado CMD Cerrar	306	10:31:00.684	10:31:00.686	102.49 ms	10:36:41.304	10:36:41.306	102.49 ms	10:40:33.107	10:40:33.109	102.38 ms	N/A

Observaciones Generales:

Datos tomados del software Wireshark y de la estampa de tiempo que se refleja en el Servidor Axon Server

Firma: 

Ing. José Díaz Bermúdez - Profesional en Protecciones Eléctricas STE

CNTEL
REGIONAL SANTA ELENA

26/12/2019

Temp. w	Estampa de tiempo al momento de la ejecución del comando digital
Temp. AB	Estampa de tiempo en el cual el estado del comando digital se actualiza en el servidor de pruebas (Axon Server)
Ret.	Diferencia de tiempo entre la ejecución y actualización del estado en el servidor de pruebas
Ret. ejecución	Retardo de tiempo en el cual la RTU devuelve una respuesta hacia el SCADA del comando ejecutado satisfactoriamente.

Anexo 23: Pruebas de mandos digitales realizados en el módulo de pruebas.