



Trecsa
GrupoEnergíaBogotá

PROCESO COMPETITIVO ABIERTO N° PCA-004 -2019

ANEXO 3A

**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE: DISEÑO,
FABRICACION, SUMINISTRO, PRUEBAS Y PUESTA EN
OPERACIÓN DE SISTEMAS DE CONTROL, PROTECCIÓN,
MEDIDA Y COMUNICACIONES
DE LA SUBESTACION CHIANTLA ASOCIADAS AL PROYECTO PET-1-2009 EN
GUATEMALA**

CIUDAD DE GUATEMALA, GUATEMALA

TABLA DE CONTENIDO

1. ALCANCE	7
2. CARACTERISTICAS GENERALES Y CUMPLIMIENTOS	7
2.1 PUBLICACIONES DE CUMPLIMIENTO	7
2.2 GENERALIDADES	16
2.2.1 REQUISITOS PARA EQUIPOS ELECTRÓNICOS.....	19
3. SISTEMA DE PROTECCIÓN	20
3.1. Requerimientos Generales	21
3.2. Funciones de Protección	23
3.2.1. Función Diferencial de Barras-87B.....	23
3.2.2. Función Diferencial de línea -87L.....	24
3.2.3. Función Diferencial de Transformador -87T.....	25
3.2.4. Función Diferencial Terciario en Transformador - 87T.....	26
3.2.5. Función Diferencial de Reactor -87R.....	26
3.2.6. ReléDisparo y Bloqueo -86.....	27
3.2.7. Tele-Protección -85.....	27
3.2.8. Función Recierre -79.....	28
3.2.9. Función Supervisión Circuito de Disparo -74.....	31
3.2.10. Función Oscilación de Potencia -68.....	32
3.2.11. Función Sobre Corriente Residual de Fases y Neutro -67-67N.....	32
3.2.12. Función Sobre Corriente Residual -67N.....	32
3.2.13. Función Sobretensión -59.....	33
3.2.14. Función Sobre Corriente de Fases y Tierra 50-51/50N- 51N.....	33
3.2.15. Función Falla Interruptor-50BF.....	33
3.2.16. Función Sobrecarga Térmica -49.....	34
3.2.17. Función Baja Tensión -27.....	35
3.2.18. Función Verificación de Sincronismo -25.....	35
3.2.19. Función Sobreexcitación -24.....	35
3.2.20. Función Distancia -21.....	36
3.2.21. Función Falla Fusible.....	37
3.2.22. Función discrepancia de polos.....	38
3.2.23. Localizador de Fallas.....	38
3.3. Relés de Protección	38
3.3.1. Protecciones de línea 230kV.....	38
3.3.1.1. Relé Principal de Línea -PL1.....	39
3.3.1.2. Relé Principal de Línea -PL2.....	40
3.3.1.3. Relé Disparo Directo Transferido.....	40
3.3.2. Protecciones de autotransformadores.....	41
3.3.2.2. Relé Principal de Transformador -PT1.....	41
3.3.2.3. Relé Principal de Transformador -PT2.....	42
3.3.2.4. Relé Diferencial Conexión Terciaria-PR1.....	42
3.3.2.5. Relé de Respaldo Transformador -PR2.....	43
3.3.2.6. Relé Protección de Neutro-PR1.....	43
3.3.3. Protección de barras y cortes centrales.....	43
3.3.3.1. Unidad Central Diferencial de Barras 87B.....	43
3.3.3.2. Unidad Distribuida Diferencial de Barras 87B.....	44
3.3.3.3. Relé de Protección Falla interruptor (50BF) y Sincronismo (25).....	45
3.3.4. Protección de acople y secciones de barra 69kV.....	45
3.3.4.1. Relé Principal de Acople -PA1.....	46
3.3.4.2. Relé Principal Sección de Barra -PA2.....	46
3.3.4.3. Relé Principal de Línea 69kV.....	46

3.3.4.4.	Relé Respaldo de Línea 69kV	46
3.3.4.5	Relé 87 B de Línea 69kV	46
3.3.4.6	Relé 87 B de autotransformador lado 69kV	46
3.3.4.7	Relé Principal de autotransformador lado 69kV	47
3.3.5.	Relés para supervisión circuitos de disparo.	47
3.3.6.	Relés de disparo y bloqueo.	47
3.4.	Tele protecciones y registradores de falla	48
3.4.1.	Tele protecciones.....	48
3.4.2.	Registradores de falla.....	51
4.	SISTEMA DE CONTROL.....	55
4.1.	Requerimientos mínimos.....	56
4.1.1.	Seguridad.....	56
4.1.2.	Disponibilidad.....	57
4.1.2.1.	Cálculo de Disponibilidad.....	57
4.1.3.	Protección.....	58
4.2.	Sistema de Control Nivel 0	59
4.3.	Sistema de Control Nivel 1.	60
4.3.1.	Elementos y Equipos de Nivel 0 y 1.....	62
4.3.1.1.	Controlador de Bahía	67
4.3.1.2.	Equipo de Adquisición de Señales	74
4.3.1.3.	Regulador de Tensión	75
4.3.1.4.	Mando Sincronizado.....	77
4.3.1.5.	Sistema de Sincronización de Tiempo -GPS-.....	80
4.4.	Nivel 1R: Modo Emergencia.	82
4.4.1.	Indicador de Posición.....	83
4.4.2.	Selector tipo llave extraíble con retorno a cero	83
4.4.3.	Selector de operación 2 posiciones con retorno a cero	84
4.4.4.	Barrajes y derivaciones	84
4.5.	Sistema de Control Nivel 2.	84
4.5.1.	Controladores de Subestación.....	85
4.5.1.1	Hardware del Controlador de Subestación.....	85
4.5.1.2.	Software del Controlador de Subestación.....	87
4.5.2.	Interfaz Hombre Máquina -IHM-.....	88
4.5.2.1.	Hardware -IHM-.....	89
4.5.2.2.	Software -IHM-.....	90
4.5.2.3	PC de gestión local	90
4.5.3.	Robustez y Capacidad de Expansión.....	104
4.5.3.1.	Controlador de Subestación.....	104
4.5.3.2.	Interfaz Hombre Máquina IHM.....	105
5.	SISTEMA DE MEDIDA	106
5.1.	Requerimientos específicos.....	106
5.2.	Requerimientos mínimos	107
6.	COMUNICACIONES LOCALES.....	110
6.1.	Requerimientos Generales.....	110
6.2.	Protocolos de Comunicación.....	111
6.3.	Arquitecturas Redes Locales	114
6.3.1.	Firewall:	119
6.3.2.	Router.....	120

6.3.3.	Switches Principales.....	122
6.3.4.	Switches de Anillo y Tablero.....	123
6.3.5.	Patch Cord y Cajas de Empalme	123
6.3.5.1.	Fibras ópticas	123
6.3.5.2.	Cables de RED.....	124
6.3.5.3.	Cajas de Empalme F.O.....	124
7.	SOFTWARE SISTEMA OPERATIVO.....	125
7.1.	Sistema Operativo.....	125
7.2.	Backups.....	125
8.	GABINETES.....	126
8.1.	Requerimientos generales.....	126
8.1.1.	Bloques de Prueba.....	129
8.1.2.	Interruptores miniatura	131
8.1.2.1.	Interruptores miniatura en DC.....	131
8.1.2.2.	Interruptores miniatura en AC	131
8.1.3.	Borneras.....	132
8.1.3.1.	Borneras de Control:.....	133
8.1.3.2.	Borneras de Tensión:	133
8.1.3.3.	Borneras de Corriente:.....	133
8.1.3.4.	Borneras para alimentación a.c.:.....	133
8.1.4.	Cables y Conexionado.....	134
8.1.5.	Marquillado.	136
8.1.5.1.	Cables y multiconductores.....	136
8.1.5.2.	Fibra óptica y patch cord.....	137
8.1.6.	Calefacción	138
8.1.7.	Iluminación y toma corriente.....	138
8.1.8.	Relés Auxiliares	139
8.2.	Gabinetes por Sistema.....	140
8.3.	Distribución de Gabinetes por Sistema.....	140
9	CABLES DE FUERZA Y CONTROL	141
9.1	IDENTIFICACIÓN DEL CABLE.....	142
9.2	IDENTIFICACIÓN DE LOS NÚCLEOS.....	142
10	TRANSPORTE Y EMBALAJE.....	142
10.1	EQUIPO PESADO	144
10.2	REPUESTOS	144
10.3	MATERIAL ELECTRÓNICO	144
11.	PRUEBAS	145
11.1.	Requerimientos Generales.....	145
11.1.1.	Pruebas de rutina.	147
11.1.2.	Pruebas PRE-FAT y PRE-SAT.....	147
11.2.	Personal requerido para las pruebas FAT y SAT.	147
11.3.	Pruebas sistema de protección.....	149
11.3.1.	Pruebas FAT:.....	150
11.4.	Pruebas sistema de control y comunicación.....	152

11.4.1.	Pruebas FAT:.....	152
11.4.1.1.	Pruebas individuales:.....	152
11.4.1.2.	Pruebas integrales:.....	152
11.4.1.3.	Pruebas por nivel de control:.....	154
11.5.	Pruebas sistema de medida.....	156
11.5.1.	Pruebas FAT.	156
11.6.	Pruebas sistema operativo y software.....	156
11.6.1.	Pruebas FAT.	156
11.7.	Pruebas en conjunto.....	156
11.7.1.	Pruebas FAT:.....	157
11.7.1.1.	Arranque del sistema:.....	157
11.7.1.2.	Disponibilidad del sistema:.....	157
11.7.1.3.	Pruebas desempeño del sistema:.....	158
11.8.	Pruebas de diseño y gabinetes.	159
11.8.1.	Pruebas en fábrica -FAT-.	159
11.9.	Pruebas en sitio SAT.....	159
11.10.	Commissioning: Pruebas de puesta en servicio.....	160
11.11.	Plan de pruebas.....	161
11.12.	Duración.....	162
12.	COMUNICACIONES CON CENTROL DE CONTROL	162
12.1.	ALCANCE	162
12.2.	SCADA EXISTENTE:.....	163
12.2.1.	REQUERIMIENTOS A CUMPLIR.....	163
12.3.	SDH/PDH.....	163
13.	Sistema de cámaras de circuito cerrado de TV.....	164
14.	ESTUDIOS ELÉCTRICOS	168
14.1.	Cálculos del sistema de potencia y subestaciones.	168
14.1.1.	Selección y coordinación de servicios auxiliares.....	169
14.1.2.	Ajuste y estudio de coordinación de protecciones eléctricas del sistema de potencia y registradores de fallas.	169
14.1.3.	Verificación de las funciones de recierre y sincronismo.....	170
14.1.4.	Casos COMTRADE Pruebas end to end.....	171
14.1.5.	Estudio desbalance de corriente en Neutro para líneas de transmisión.....	171
14.1.6.	Sobretensiones, transitorios, energización de líneas de transmisión, transformadores, tensiones de recuperación, transitorios en interruptores y coordinación de aislamiento.	172
14.1.7.	Cargabilidad y cálculo de transformadores de medida.	173
14.1.8.	Saturación en transformadores de corriente.	173
14.1.9.	Equipos de comunicaciones.....	173
14.1.10.	Aire acondicionado, ventilación y equipos contra incendio.	173
14.1.11.	Especificaciones detalladas.....	173
14.1.12.	Características técnicas garantizadas.....	174
14.2.	Sistema de control.....	174
15.	DOCUMENTACION	176
15.1.	Documentos generales.....	177

15.2.	Diagramas de principio y unifilares.....	177
15.3.	Ingeniería detallada.....	178
15.4.	Memorias de cálculo.....	179
15.5.	Manuales y descripción de sistemas.	180
15.6.	Pruebas.....	183
15.7.	Software.....	183
15.8.	Planos.....	184
16.	CAPACITACIONES	198
16.1.	Requerimientos.	198
16.2.	Capacitación en protecciones.	200
16.3.	Capacitación en sistemas de control.	200
16.3.1.	Visión general del sistema.....	200
16.3.2.	Mantenimiento de hardware.....	201
16.3.3.	Mantenimiento del software.....	202
16.4.	Capacitación a operadores.	203
16.5.	Entrenamiento ON THE JOB.....	203
16.6.	Duración.....	204
17.	APÉNDICE A	205
18	APENDICE B	216
1.-	INTRODUCCIÓN	218
2.-	DESCRIPCIÓN Y GENERAL Y ALCANCE DEL PROYECTO	218
3.	PARAMETROS ELECTRICOS DEL SISTEMA	221
4.	Tensiones de Servicios Auxiliares	221
5.-	PROTOCOLOS SOFT-WARE de Comunicación Y PROTECCION	221
19	APENDICE C	227
20	APENDICE D	229

1. ALCANCE

El presente documento tiene como objeto definir los requerimientos técnicos de obligatorio cumplimiento, que deberán ser tomados en cuenta por el oferente para la elaboración de la oferta técnico-económica y como guía en la elaboración de la ingeniería correspondiente al desarrollo e implementación del diseño, pruebas, suministros, capacitación y puesta en servicio de los equipos y sistemas de control, protección, medida, comunicaciones locales y remotos, y SCADA para el proyecto 00-TRE-PET-109-25 Subestación Chiantla 230/69/13.8 kV con configuración interruptor y medio del lado de 230kV con dos diámetros completos uno para dos bahías de línea y el otro para un banco de autotransformación y compensación reactiva, para el lado de 69Kv con configuración doble barra con interruptor de acople y dos bahía, una bahía para autotransformación 69 kV y una para bahía de salida, y la programación, pruebas y puesta en servicio de los equipos de protección y comunicación de dos bahías de línea de las subestaciones adyacentes SE Huehuetenango 2 230kV y Covadonga 230kV.

Es de notar que cualquier discrepancia o diferencia en las especificaciones deberá ser consultada previamente por el OFERENTE.

2. CARACTERISTICAS GENERALES Y CUMPLIMIENTOS

2.1 PUBLICACIONES DE CUMPLIMIENTO

Para cada uno de los siguientes capítulos, EL OFERENTE deberá garantizar el cumplimiento de todos los requerimientos de la solicitud de ofertas del proyecto incluyendo la normatividad y estándares internacionales relacionados a continuación. Adicionalmente deberá cumplir la regulación¹ para cada uno de los sectores involucrados en el país de ejecución del proyecto.

En particular para cada uno de los siguientes capítulos ²:

¹ Incluye derogaciones de las mismas, por consiguiente, aplica la versión más reciente al cierre de la recepción de la solicitud de Oferta.

² Un estándar puede aplicar para uno o varios equipos o sistemas.

I. Capítulo SISTEMA DE PROTECCIÓN y SISTEMA DE CONTROL:

1. Publicación IEEE 1588 ★Precision Time Protocol in Power System Applications.
2. Publicación IEC 60051 ★Direct acting indicating analogue electrical measuring instruments and their accessories. ★
3. Publicación IEC 60255 ★Measuring relays and protection equipment. ★

4. Publicación IEC 60255 1 00 ★Electrical relays. All-or-nothing electrical relays. ★
5. Publicación IEC 60255 2 20 ★ Electrical relays - Contact performance of electrical relays. ★
6. Publicación IEC 60255 22 1 ★Measuring relays and protection equipment - Part 22-1: Electrical disturbance tests 1 MHz burst immunity tests. ★
7. Publicación IEC 60255 22 2 ★Measuring relays and protection equipment - Part 22-2: Electrical disturbance tests Electrostatic discharge tests. ★
8. Publicación IEC 60255 22 3 ★Measuring relays and protection equipment - Part 22-3: Electrical disturbance tests Radiated electromagnetic field immunity. ★
9. Publicación IEC 60255 22 4 ★Measuring relays and protection equipment - Part 22-4: Electrical disturbance tests Electrical fast transient/burst immunity test. ★
10. Publicación IEC 60255 22 5 ★Measuring relays and protection equipment - Part 22-5: Electrical disturbance tests Surge immunity test. ★
11. Publicación IEC 60255 23 ★Electrical relays. ★
12. Publicación IEC 60255 24 ★Measuring relays and protection equipment Part 24: Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems. ★
13. Publicación IEC 60255 26 ★Measuring relays and protection equipment Part 26: Electromagnetic compatibility requirements. ★
14. Publicación IEC 60255 27 ★Measuring relays and protection equipment Part 27: Product safety requirements. ★
15. Publicación IEC 60255 5 ★Electrical Relays Part 5: Insulation coordination for measuring relays and protection equipment Requirements and tests. ★
16. Publicación IEC 60255 6 ★Electrical relays - Part 6: Measuring relays and protection equipment. ★17. Publicación IEC 60909 ★Short-circuit currents in three-phase a.c. systems ★

18. Publicación IEC 61000 4 7 ★Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-7: Testing and measurement techniques - General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto ★,
19. Publicación IEC 60381 ★Analogue signals for process control systems. ★
20. Publicación IEC 60478 ★Stabilized power supplies, d.c. output. ★
21. Publicación IEC 60654 ★Specification for cellulosic papers for electrical purposes. ★
22. Publicación IEC 60694 ★ Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear standards. ★
23. Publicación IEC 61000 4 11 ★Electromagnetic compatibility (EMC) Part 4 11: Testing and measurement techniques Voltage dips, short interruptions and voltage variations immunity tests. ★
24. Publicación IEC 61000 4 12 ★Electromagnetic compatibility (EMC) Part 4 12: Testing and measurement techniques Ring wave immunity test . ★
25. Publicación IEC 61000 4 15 ★Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-15: Testing and measurement techniques - Flickermeter - Functional and design specifications. ★
26. Publicación IEC 61000 4 2 ★ Electromagnetic compatibility (EMC) Part 4 2: Testing and measurement techniques Electrostatic discharge immunity test . ★
27. Publicación IEC 61000 4 3 ★Electromagnetic compatibility (EMC) Part 4 3: Testing and measurement techniques Radiated, radio frequency, electromagnetic field immunity test, electromagnetic field . ★
28. Publicación IEC 61000 4 4 ★Electromagnetic compatibility (EMC) Part 4 4: Testing and measurement techniques Electrical fast transient/burst immunity test. ★
29. Publicación IEC 61000 4 5 ★Electromagnetic compatibility (EMC) Part 4 5: Testing and measurement techniques Surge immunity test . ★
30. Publicación IEC 61131 ★Programmable controllers. ★

31. Publicación IEC 62381 ★Automation systems in the process industry Factory acceptance test (FAT), site acceptance test (SAT), and site integration test (SIT). ★
32. Publicación IEEE 519 ★Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems ★
33. Publicación IEEE C37.111 ★Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems. ★
34. Publicación IEEE C37.90 ★Standard for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus. ★
35. Publicación IEEE C37.90.1 ★Standard Surge Withstand Capability (SWC) Tests for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus. ★
36. Publicación IEEE C37.90.2 ★Standard for Withstand Capability of Relay Systems to Radiated Electromagnetic Interference from Transceivers. ★
37. Publicación IEEE C37.91 ★ Guide for Protecting Power Transformers. ★
38. Publicación IEEE C37.98 ★Standard Seismic Testing of Relays. ★
39. Publicación IEEE C37.118 ★Synchrophasors for Power Systems. ★
40. Publicación IEEE PC31 113 ★ Guide for Protective Relay Applications to Transmission Line. ★

II. Capítulo SISTEMA DE MEDIDA

1. Publicación IEC 61000 4 7 ★Electromagnetic compatibility (EMC) Part 47: Testing and measurement techniques General guide on harmonics and inter- harmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto. ★
2. Publicación IEC 61000 4 15 ★Electromagnetic compatibility (EMC) Part 4 15: Testing and measurement techniques Flickermeter Functional and design specifications ★.
3. Publicación IEC 62052 22 ★Electricity metering equipment (a.c.) Particular

Requirements Part 22: Static meters for active energy (classes 0,2 S and 0,5 S). ✱

4. Publicación IEC 62052 23 ✱Electricity metering equipment (a.c.) Particular requirements Part 23: Static meters for reactive energy (classes 2 and 3). ✱

5. Publicación IEEE 519 ✱Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems. ✱

6. EL OFERENTE debe tener en cuenta la regulación específica que aplica para Guatemala, donde se desarrolla en el proyecto, adicional a las indicadas en el presente capítulo.

III. Sección Tele protecciones y registradores de falla:

1. Publicación IEEE C37.94 ✱Standard for N Times 64 Kilobit Per Second Optical Fiber Interfaces Between Teleprotection and Multiplexer Equipment. ✱

2. Publicación UIT-T G.703 ✱Physical/electrical characteristics of hierarchical digital interfaces. ✱

3. Publicación IEC 60834 1 ✱Teleprotection equipment of power systems - Performance and testing Part 1: Command systems. ✱

IV. Capitulo COMUNICACIONES LOCALES:

1. Publicación IEC 60793 ✱Optical fibres. ✱

2. Publicación IEC 60794 ✱Optical fibre cables. ✱

3. Publicación IEC 60870 5 101 ✱Telecontrol equipment and systems. ✱

4. Publicación IEC 60870 5 104 ✱Telecontrol equipment and systems. ✱

5. Publicación IEC 60874 ✱Fibre optic interconnecting devices and passive components Connectors for optical fibres and cables. ✱

6. Publicación IEC 61850 ✱Communication networks and systems in substations. ✱

7. Publicación IEC 62439 ✱Industrial communication networks High availability automation networks. ✱

8. Publicación IEC 62439-3 ✱Industrial communication networks - High availability automation networks - Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and

- High-availability Seamless Redundancy (HSR). ✱
9. Publicación IEC TR 60847 ✱Characteristics of local area networks (LAN). ✱
 10. Publicación IEC 7498 1 ✱Information technology Open Systems Interconnection Basic Reference Model-The Basic Model. ✱
 11. Publicación IEEE 1588 ✱Standard for a Precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems. ✱
 12. Publicación IEEE 1613 ✱Standard Environmental and Testing Requirements for Communications Networking Devices in Electric Power Substations. ✱
 13. Publicación IEEE 802 ✱Standard for Information technology Telecommunications and information exchange between systems Local and metropolitan area networks Specific requirements. ✱
 14. Publicación IEEE 802.1Q ✱Standard for Local and metropolitan area networks Media Access Control (MAC) Bridges and Virtual Bridged Local Area Networks ✱
 15. Publicación IEEE 802.3 ✱ Standard for Management Information Base (MIB) Definitions for Ethernet. ✱
 16. Publicación ITU-T G.652 ✱Characteristics of a single-mode optical fibre and cable. ✱
 17. Publicación ITU-T G.803 ✱Architecture of transport networks based on the synchronous digital hierarchy (SDH). ✱
 18. Publicación ITU-T G.826 ✱End to end error performance parameters and objectives for international, constant bit-rate digital paths and connections ✱
 19. Publicación ITU-T G.957 ✱Optical interfaces for equipments and systems relating to the synchronous digital hierarchy. ✱
 20. Publicación NEMA T S2 ✱standard for traffic controller assemblies. ✱

V. Capítulo GABINETES:

1. Publicación IEC 60083 ★Standards for plugs and socket-outlets for domestic and similar general use. ★
2. Publicación IEC 60439 ★Low-voltage switchgear and controlgear assemblies. ★
3. Publicación IEC 60721 3 ★Classification of environmental conditions Part 3: Classification of groups of environmental parameters and their severities - Section 4: Stationary use at non-weatherprotected locations ★
4. Publicación IEC 60721 3 2 ★Classification of environmental conditions Part 3: Classification of groups of environmental parameters and their severities - Section 2: Transportation ★
5. Publicación IEC 60721 3 3 ★Classification of environmental conditions Part 33: Classification of groups of environmental parameters and their severities - Stationary use at weatherprotected locations ★
6. Publicación IEC 60898 2 ★Circuit-breakers for overcurrent protection for household and similar installations Part 2: Circuit-breakers for a.c. and d.c. operation. ★
7. Publicación IEC 60947 2 ★Low voltage switchgear and controlgear Part 2: Circuit-breakers. ★
8. Publicación IEC 61000 ★Electromagnetic compatibility (EMC). ★
9. Publicación IEC 61000 4 11 ★Electromagnetic compatibility (EMC) Part 411:Testing and measurement techniques Voltage dips, short interruptions and voltage. ★
10. Publicación IEC 61000 4 12 ★Electromagnetic compatibility (EMC) Part 412:Testing and measurement techniques Ring wave immunity test. ★
11. Publicación IEC 61000 4 2 ★Electromagnetic compatibility (EMC) Part 42:Testing and measurement techniques Electrostatic discharge immunity test. ★
12. Publicación IEC 61000 4 3 ★Electromagnetic compatibility (EMC) Part 43:Testing and measurement techniques Radiated, radio frequency, electromagnetic field. ★

13. Publicación IEC 61000 4 4 ★Electromagnetic compatibility (EMC) Part 4
4: Tes- ting and measurement techniques Electrical fast transient/burst
immunity test. ★
14. Publicación IEC 61000 4 5 ★Electromagnetic compatibility (EMC) Part 4
5: Tes- ting and measurement techniques Surge immunity test. ★
15. Publicación IEC 61000 6 2 ★Electromagnetic compatibility (EMC) Part
6-2: Generic standards Immunity for industrial environments. ★
16. Publicación IEC 60068 2 1 ★Environmental testing Part 2 1: Test A: Cold. ★
17. Publicación IEC 60068 2 2 ★Environmental testing Part 2 2: Test B: Dry heat.
18. Publicación IEC 60068 2 27 ★ Environmental testing. Part 2: Tests. Test
Ea and guidance: Shock. ★
19. Publicación IEC 60068 2 3 ★Basic environmental testing procedures for
electronic components and electronic equipment Part 2: Test C: Damp
heat (long term exposure). ★
20. Publicación IEC 60068 2 6 ★Environmental testing Part 2 6: Tests Fc:
Vibration (sinusoidal). ★
21. Publicación IEC 600947 ★ Low voltage switchgear and controlgear. ★
22. Publicación IEC 60255 0 20 ★Electrical relays Contact performance of
electrical relays. ★
23. Publicación IEC 60227 1 ★Polyvinyl chloride insulated cables of rated
voltages up to and including 450/750 V. ★
24. Publicación IEC 60228 ★Conductors of insulated cables. ★
25. Publicación IEC 60297 ★Mechanical structures for electronic equipment
Dimen- sions of mechanical structures of the 482,6 mm (19 in) series. ★
26. Publicación IEC 60439 ★Low-voltage switchgear and controlgear assemblies. ★
27. Publicación IEC 60502 ★Power cables with extruded insulation and their
acces- sories for rated voltages from 1 kV ($U_m = 1,2kV$) up to 30 kV ($U_m =$
 $36kV$). ★

28. Publicación IEC 60512 ★Electromechanical components for electronic equip- ment; basic testing procedures and measuring methods. ★
29. Publicación IEC 60529 ★Degrees of Protection. ★
30. Publicación IEC 60603 ★Connectors for electronic equipment. ★
31. Publicación IEC 60617 12 ★Graphical symbols for diagrams Part 12: Binary logic elements. ★
32. Publicación IEC 60617 13 ★Graphical symbols for diagrams Part 13: Analogue elements. ★
33. Publicación IEC 60668 ★Dimensions of panel areas and cut outs for panel and rack-mounted industrial process measurement and control instruments.
34. Publicación IEC 60715 ★Dimensions of low voltage switchgear and controlgear.
Standardized mounting on rails for mechanical support of electrical devices in switchgear and controlgear installations. ★
35. Publicación IEC 60721 3 1 ★Classification of environmental conditions Part 3 Classification of groups of environmental parameters and their severities Section 1: Storage ★
36. Publicación IEC 60801 ★Electromagnetic compatibility for industrial process measurement and control equipment. ★
37. " Publicación IEC 60898 ★Circuit breakers for overcurrent protection for household and similar installations Part 2: Circuit breakers for a.c. and d.c. operation. ★
38. Publicación IEC 60947 2 ★Low voltage switchgear and controlgear Part 2: Circuit breakers. ★
39. Publicación IEC 61082 ★Preparation of documents used in electrotechnology.
40. Publicación IEEE 280 ★Standard Letter Symbols for Quantities Used in Eletrical Science and Electrical Engineering. ★

VI. Normatividad específica:

En particular aplica la normatividad y regulación vigente del país en el cual se desarrolla el proyecto, para el caso de GUATEMALA se debe considerar aquella establecida por entidades como:

1. MEM: Ministerio de Energía y Minas.
2. CNEE: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
3. AMM: Administrador del Mercado Mayorista.

En caso de encontrar inconsistencias entre el documento de características técnicas garantizadas y las especificaciones técnicas, el Oferente deberá declararlo en el Formulario respectivo (Desviaciones, excepciones y/o aclaraciones). Para el caso de inconsistencia que no hayan sido declaradas por el Oferente se tomarán las de mayor exigencia para el equipo.

2.2 GENERALIDADES

Todos los materiales incorporados en los equipos suministrados, deben ser tropicalizados, nuevos y de la mejor calidad, libres de defectos e imperfecciones y de las clasificaciones y grados especificados donde esto se indique.

Los materiales que no hayan sido especificados en particular deben ser sometidos previamente a aprobación y en lo posible deben satisfacer las exigencias de las normas ISO u otras equivalentes debidamente aprobadas por TRECSA.

Los nombres de los fabricantes de materiales, elementos y equipos incluidos en el suministro, conjuntamente con los datos relativos a sus características de funcionamiento, capacidades, características asignadas, así como cualquier otra información importante de los equipos, deben ser sometidos a la aprobación de TRECSA. Cualquier equipo, material o elemento utilizado o instalado sin tal aprobación, podrá ser rechazado.

Con el objeto de proteger los equipos contra los efectos de hongos u otros parásitos y contra daños por humedad excesiva, todos los materiales, equipos y dispositivos deben ser tropicalizados y deberán ser apropiados para ambiente tropical y las demás condiciones ambientales presentes en el sitio de instalación. El fabricante deberá tener como guía la ubicación de la subestación.

Con la propuesta, el Oferente deberá incluir planos con la distribución prevista para los equipos en cada tablero, con sus dimensiones. Los equipos deberán ser distribuidos en la forma más compacta posible, de tal manera que no se sobrepasen los espacios previstos, previendo todos los espacios para su montaje y mantenimiento, y cumpliendo con las recomendaciones de las normas aplicables. Además, el Oferente deberá adjuntar una descripción

detallada del suministro, que contenga planos y catálogos de equipos con sus características técnicas.

En los planos de esta licitación se muestra el diagrama unifilar del sistema para la subestación Chiantla.

La configuración general del sistema de control corresponde a un sistema distribuido, física y funcionalmente, con diferentes niveles jerárquicos, seleccionables en los diferentes equipos que componen dichos niveles, que dependiendo de los niveles donde se realice, deben garantizar la correcta operación del sistema de control.

Para los automatismos se deberán utilizar controladores programables y equipos digitales, con comunicación entre ellos y el nivel de la subestación mediante enlaces de datos, basados en los estándares de la norma IEC 61850. Los controladores e IED's deberán estar distribuidos en la arquitectura de control, según la localización física dentro de la topología del sistema.

Los equipos del sistema de control en cada uno de sus niveles jerárquicos deberán ser dimensionados teniendo en cuenta la lista de señales de Instrumentación y control de cada uno de los sistemas de la subestación.

Cada tablero de control deberá tener una reserva instalada del 15% del total de entradas y salidas del controlador realmente implementada (puntos libres por tipo de tarjeta de I/O). Esta reserva se deberá reflejar en borneras disponibles en cada gabinete.

El sistema deberá poder manejar cuatro puntos de red adicionales, directamente conectados a la red de datos Ethernet IEEE 802.3 del sistema de control.

La capacidad del Servidor y de la Estación de Operación deberá ser suficiente para almacenar toda la información recolectada durante sesenta (60) días continuos de operación. Una vez cumplido este periodo, la información deberá de permanecer disponible en el repositorio de la base de datos del sistema (hasta alcanzar la capacidad de espacio en el disco dedicado para este fin, los cuales deberán de permitir sobrescribirse, iniciando por el más antiguo) para posteriores análisis o requerimientos.

Los equipos deben ser suministrados totalmente ensamblados, cableados, probados, ajustados en sus gabinetes y listos para entrar en operación.

Todos los materiales incorporados en los equipos suministrados deben ser de la mejor calidad que se encuentre en el mercado, libres de defectos e imperfecciones y de las clasificaciones y grados especificados donde esto se indique. Los materiales que no hayan sido especificados en particular deben ser sometidos previamente a aprobación de LA EMPRESA.

El Oferente deberá dar las características técnicas garantizadas Sistema de Protección, Control y Medida, para cada equipo, en donde el Oferente deberá completar la cantidad de gabinetes previstos en su Oferta con sus respectivos valores.

Los aparatos de baja tensión tales como minibreakers, contactores, borneras, y auxiliares de mando deben cumplir los requerimientos estipulados en las Publicaciones de la serie IEC 60947: "Low-voltage switchgear and controlgear". El nivel de aislamiento de dichos aparatos deberá ser como mínimo el siguiente:

- ✓ Para dispositivos con conexiones desde y hacia patio de conexiones: 1000 V
- ✓ Para dispositivos sin conexiones hacia el patio de conexiones: 500 V

Las borneras deben ser tipo Phoenix o similar, aisladas para 600 V y tener las siguientes características:

Borneras normales: color gris.

Borneras con desconexión para pruebas:

- ✓ Ensamblaje para conexión trifásica de los transformadores de medida.
- ✓ Eslabón puente para cortocircuitar los circuitos de corriente antes de la apertura del circuito secundario.
- ✓ Los puntos de desconexión deben ser claramente visibles desde el frente. Borneras para desconexión con cuchilla:
 - ✓ Bornera de color gris
 - ✓ Cuchilla de desconexión color naranja
 - ✓ Borneras de neutro: color gris
 - ✓ Borneras para puesta a tierra: color verde-amarillo
 - ✓ Borneras para suministro de auxiliares de c.a.
 - ✓ Bornera para puesta a tierra de color verde-amarillo
 - ✓ Borneras de neutro de color gris
 - ✓ Borneras grises para L1, L2 y L3 (fases R, S y T)

Las borneras usadas en los circuitos de corriente y tensión deben de las mismas características en todo el camino del circuito.

Los circuitos de tensión y corriente asociados a los núcleos de medida deberán permitir realizar pruebas al sistema de control sin afectar las magnitudes asociadas a los equipos de medida. Además, los circuitos de tensión y corriente destinados para medición deben estar equipados con borneras que dispongan de tapas traslucidas del tipo precinto, que eviten su acceso y/o manipulación.

Cada medidor deberá tener una bornera de conexión directa, del tipo precintable, en la cual estén accesibles todas las conexiones de tensión y corriente, que permitan la verificación con un instrumento destinado para tal uso.

La ingeniería detallada de los sistemas de control, protección y medida deberá respetar la distribución de corrientes y tensiones.

Las interfaces deben realizarse por medio optoacopladores o relés auxiliares. Los optoacopladores, los relés auxiliares y los contactos para las interfaces de los sistemas de protección y control deben cumplir los requisitos establecidos en las Publicaciones IEC 60255-0-20 e IEC 60255-1-00, como se detalla a continuación:

Aplicaciones de protección y mando sobre las bobinas de cierre y disparo de los interruptores, para corriente continua. con UN = 125 V:

Margen de operación: 80 - 110 % UN

Contactos con nivel de trabajo

III:

- Corriente permanente asignada: 5 A
- Corriente máxima de operación 30 A durante 500ms.
- Vida eléctrica: Un millón de operaciones
- Frecuencia de operación a la corriente total de corte: 600 ciclos por hora

Aplicaciones de protección y control, para c.c. con UN = 125 V

- Margen de operación: 80 - 110 % UN
- Contactos con nivel de trabajo II
- Corriente permanente asignada: 1 A
- Vida eléctrica: un millón de operaciones
- Frecuencia de operación a la corriente total de corte: 600 ciclos por hora

2.2.1 REQUISITOS PARA EQUIPOS ELECTRÓNICOS

Los equipos electrónicos deben tener las provisiones para extraer y reinsertar fácilmente las tarjetas, sin interferir con la operación de los demás equipos. Para tal fin, se deben utilizar conectores que estén de acuerdo con lo estipulado en la Publicación IEC 60603: "Connectors for frequencies below 3 MHz for use with printed boards".

Si para extraer una tarjeta es necesario desenergizar el equipo, aquella debe ser debidamente identificada por medio de un signo de admiración (!) inscrito en un triángulo sobre fondo amarillo.

Los equipos electrónicos deben cumplir con lo estipulado en la Publicación IEC 61000: "Electromagnetic compatibility (EMC)" y en la Publicación IEC 60801: "Electromagnetic compatibility for industrial process measurement and control equipment" y ser aptos para soportar las pruebas de descarga electrostática y de perturbaciones de campos electromagnéticos radiados que se estipulan en las Publicaciones IEC 60255-22-2 e IEC 255-22-3 respectivamente, como se detalla a continuación:

- a) Prueba de descarga electrostática, nivel 3: 8 kV
- b) Prueba de campo electromagnético radiado, nivel 3: 10 V/m

Los equipos electrónicos deben ser aptos para soportar las pruebas de aislamiento y de perturbación oscilatoria amortiguada a 1 MHz, que se estipulan en las Publicaciones IEC 60255-5 e IEC 60255-22-1 respectivamente, como se detalla a continuación:

- a) Interfaz de entrada/salida para sistemas de protección, control coordinado y telecomunicaciones con conexiones desde y hacia el patio de conexiones, nivel de severidad clase III
- b) Interfaz de entrada/salida para sistemas de protección, control y telecomunicaciones sin conexiones desde y hacia el patio de conexiones, nivel de severidad clase II

Los equipos con interfaz de entrada/salida con nivel de severidad clase I, deben ser equipados con protectores contra sobretensiones, los cuales deben ser sometidos a la aprobación de TRECSA

Los equipos electrónicos deben ser aptos para soportar las pruebas de vibración, choque y sacudidas, que se estipulan en las Publicaciones IEC 60255-21-1 e IEC 60255-21-2, como se detalla a continuación:

- a) Prueba de respuesta a la vibración, nivel de severidad clase 1
- b) Prueba de resistencia a la vibración, nivel de severidad clase 2
- c) Prueba de respuesta al choque, nivel de severidad clase 1
- d) Prueba de soporte de choques, severidad clase 2
- e) Prueba de sacudidas, severidad clase 2

Todos los componentes electrónicos se deben seleccionar de acuerdo con el IECQ "IEC quality assessment for electronic components". Los componentes electromecánicos deben cumplir la Publicación IEC 60512: "Electromechanical components for electronic equipment; basic testing procedures and measuring methods".

3. SISTEMA DE PROTECCIÓN

En este capítulo se presentan las especificaciones técnicas requeridas para el sistema de protección, respecto a funcionalidad, diseño, Fabricación y operatividad para cada una de las funciones, al igual que la configuración de los equipos que deberán desempeñar las funciones en mención.

El sistema de protección en conjunto debe garantizar los esquemas de selectividad, confiabilidad, seguridad y estabilidad para el sistema en el cual se implementará. Estos esquemas deben estar relacionados directamente con el rango de ajustes o parametrización de acuerdo a los estudios de coordinación

de protecciones que se implementen en cada uno de los dispositivos y su filosofía de operación.

El objetivo principal del sistema debe garantizar la seguridad y protección de personas y equipos, manteniendo la continuidad del servicio en zonas externas a la falla, para ello debe estar en capacidad para detectar, localizar y despejar aquellas fallas o anomalías que se presenten en el sistema, mediante el monitoreo de parámetros de tensión, corriente, potencia, impedancia, frecuencia y flujo de potencia.

3.1. Requerimientos Generales

Adicional a los requerimientos de hardware especificados en la sección 4.3.11, los equipos deben tener tecnología micro procesada, soportar pruebas de voltaje clase III según la norma IEC 60255 ★Measuring relays and protection equipment. ★ y sus respectivas secciones, poseer un diseño compacto, bajo consumo y flexible en el soporte de tarjetas para ampliación de módulos o incorporación de funciones de protección.

Los relés de protección deben incorporar dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los transformadores de medida, los circuitos de disparo y del arranque de la protección por falla de interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro equipo.

Los relés deberán tener la capacidad de almacenar al menos los últimos 1.000 eventos, registro de variables análogas, registro de variables binarias antes y después de las fallas en memoria no volátil, mínimolas últimas 10 fallas, con historia de 2 ciclos previos y 60 posteriores con resolución mínima de 20 muestras por ciclo (800 μ s). Adicionalmente la lectura de medidas análogas para cada uno de los canales de tensión y corriente deberá tener un error de máximo 0.2 %.

Los relés de protección deben tener rearmado local (reposición y reconocimiento de alarmas) y remoto. Contaran con una interfaz de comunicación local mediante computador portátil con puerto RS232 o USB y con una interfaz redundante Ethernet de comunicación en fibra óptica con el sistema de automatización de la subestación

Si los relés de protección utilizan un terminal de programación como interfaz hombre- máquina, el Contratista debe suministrar dicha terminal de programación.

¹ Los equipos de protección serán considerados como equipos operativos de Nivel 1 en el sistema de Control.

Los relés y unidades de control de bahía no deberán requerir de transformadores auxiliares o transductores externos para ajustar corrientes o tensiones en magnitud o ángulo de fase, ni para valores de polarización. Estos ajustes deberán realizarse por medio del software del IED.

Las entradas y salidas de relés de protección deben ser dimensionadas de acuerdo con la reglamentación operativa de LA EMPRESA y con lo establecido en las características técnicas garantizadas, detalladas en este documento, este costo debe ser tomado en cuenta en la oferta y no se debe reducir en la ingeniería de detalle.

Para el envío de información al sistema de control y gestión de protecciones local y, remota es permitido utilizar la red LAN dentro de la arquitectura de comunicaciones compartiendo la misma interfaz física, sin embargo, se deberán emplear puertos lógicos diferentes. Todos los datos deberán ser enviados con tipo de evento, fases involucradas y estampa de tiempo sincronizada.

La estampa de tiempo de los relés de protección será a través de la sincronización de Nivel 1 descrita en la sección 4.3.1.5, mediante una señal de sincronismo tiempo proveniente de un reloj sincronizado por satélite tipo GPS (Global Positioning System), con precisión menor o igual a $\pm 1\text{ms}$.

El relé deberá suministrar a través del módulo de comunicaciones de red toda la información relacionada con las funciones de protección, junto con el estatus propio del relé.

Cada uno de los relés de protección deberá estar alimentado con fuentes independientes en d.c., no podrán compartir señales de un mismo contacto² y tomarán las señales análogas de referencia de núcleos independientes para cada una.

²Conexionado completamente independiente.

Se hace énfasis cada una de las protecciones deberá contar con una alimentación independiente por sistema según el elemento al cual se encuentre asociado, es decir, en el caso de líneas de transmisión, la polaridad de alimentación para la protección principal 1, deberá ser diferente e independiente de la polaridad de alimentación para la protección principal 2.

Todos los equipos de protección deberán almacenar los reportes oscilograficos de cada uno de los canales en formato estándar IEC 60255 24 ★Measuring relays and protection equipment Part 24: Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems. ★ o su equivalente IEEE C37.111 ★Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems. ★

Cada uno de los relés suministrados deberá tener la capacidad de asignar salidas de disparo por fase y tripolar independientes. En ningún momento, los equipos de protección deberán operar (cerrar sus contactos de disparo) ante la pérdida de

alimentación, reinicio del equipo, actualización del firmware o falla en los servicios auxiliares de la subestación.

EL OFERENTE deberá presentar su oferta con relés de protección tomando en cuenta que se requiere probar y habilitar algunas protecciones con las subestaciones adyacentes las cuales ya tienen instalados relevadores marca SIEMENS los cuales se detallan en este documento.

A continuación, se describen las características operativas para cada una de las funciones de protección, posteriormente se indican las funciones a implementarse en cada uno de los IED's.

3.2. Funciones de Protección.

3.2.1. Función Diferencial de Barras-87B.

La protección diferencial de barras debe ser porcentual, trifásica, y de tipo distribuido.

El principio de operación de la protección debe ser tal que garantice máxima estabilidad ante fallas externas y asegure un disparo rápido ante fallas internas, aun cuando se utilicen transformadores de corriente con diferencias significativas en sus relaciones de transformación, curvas de excitación, longitudes de circuitos secundarios considerables y tolerancia a la saturación. Debe incluir lógica para la detección de apertura de circuitos de corriente.

El disparo generado por la unidad central de diferencial de barras debe ser selectivo de acuerdo a división en zonas de protección, considerando nodos comunes para aportes de corriente y posición de seccionadores e interruptores de las unidades distribuidas que se encuentren dentro de la zona de falla.

Debe garantizar un tiempo típico de disparo menor o igual que 15 ms, cada protección diferencial de barras debe ser apta para proteger las subestaciones en sus diferentes configuraciones, teniendo en cuenta que cada subestación podrá operar con las barras en forma independiente, acopladas o con una sola barra en servicio.

Cuando se genere disparo por la protección diferencial de barras deberá enviar disparo y bloqueo (actuación del 86 de cada derivación) a cada una de las bahías o derivaciones respectivas.




La protección deberá permitir cancelar la asignación de una bahía en la lógica de operación cuando esta se encuentre fuera de servicio, mantenimiento o pruebas sin causar falsos disparos.

Las funciones principales a desempeñar por la unidad central son:

1. Disponer de interfaces de comunicación para las unidades diferenciales distribuidas y para el sistema de control.
2. Operar, anunciar y registrar las fallas de forma centralizada.
3. Control, monitoreo y procesamiento de las funciones de protección.

4. Realizar verificaciones periódicas al sistema incluyendo las unidades distribuidas.
5. Sincronización con las unidades distribuidas.
6. Incluir función \star breaker failure \star de acuerdo al numeral 3.2.15.
7. Permitir la programación de ajustes en las funciones de protecciones indicadas.
8. Disponer de contactos libres de potencial para aplicaciones específicas de control y/o protección.

Las funciones principales a desempeñar por las unidades distribuidas son:

1. Comunicarse con la unidad central vía fibra óptica.
2. Operar y anunciar en caso de falla.
3. Adquirir la información de posiciones de seccionadores e interruptores (mediante pares de contactos libres de potencial cada uno).⁴
4. Realizar medición de corriente de la bahía, verificar la misma y visualizarla en display frontal.
5. Cumplir con las lógicas de procesamiento establecidas en la unidad central.
6. Indicar localmente mediante display la posición de interruptor y seccionadores de la bahía, medidas locales de corriente, corriente diferencial y corriente de estabilización.
7. Establecer por medio del panel frontal las siguientes condiciones:
 -  Invertir la polaridad del CT.
 -  Seleccionar bahía fuera de servicio o en mantenimiento.
 -  Realizar prueba de disparo al interruptor.

Para aquellas fallas en salidas de línea comprendidas entre el interruptor y el CT \star STUB \star , la función deberá ser activa solo cuando el interruptor se encuentre en posición abierto y bloqueada a partir de la orden de cierre del mismo.

La unidad central deberá estar equipada para soportar la totalidad de campos a construir, futuros, reservas y mínimo tres (3) unidades distribuidas más.

⁴La posición indeterminada deberá ser considerado como posición cerrada, sin generar bloqueos en el equipo durante la transición de posición.

3.2.2. Función Diferencial de línea -87L.

La función diferencial de línea deberá ser del tipo multifuncional, con medición simultánea de los bucles de fase-tierra y fase-fase para proteger línea de transmisión, contra fallas de una fase a tierra, dos fases a tierra, entre fases, trifásicas y trifásicas a tierra.

La protección deberá operar correctamente ante fallas internas alimentadas con aportes de energía de fuentes de ambos extremos o con aportes de energía de un solo extremo.

El principio de operación deberá consistir en generar disparo cuando la corriente diferencial sea mayor que la corriente de estabilización (restricción y retardos), la cual debe considerar parámetros como el error de medición en los CTs, error en la sincronización y error en la señal (distorsión) entre otros, el cual debe ser aplicado por cada una de las fases.

El ámbito de ajustes debe ser de 0.5 a 4 veces la corriente nominal I_n , en pasos de 0.01 como máximo, deberá tener un tiempo de operación no mayor a 15ms de accionamiento monopolar y tripolar. El arranque deberá producirse solamente si se presenta una diferencia de corriente dentro de la zona protegida.

La función debe presentar una alta estabilidad para diferentes condiciones de saturación de los transformadores de corriente en nivel d.c. y ante transitorios de alta frecuencia. Cuando se presente componente diferencial instantánea no estabilizada, la medición deberá realizarse con base en la componente de frecuencia fundamental, ajustable entre 0.80 y 12 veces la corriente nominal I_n .

Adicionalmente, la función deberá permitir activar o desactivar el sistema de medición de corrientes de secuencia cero, para fallas de fase a tierra externas con transferencia de disparos bidireccionales.

Deberá contar con supervisión de información recibida del extremo remoto, en caso de errores o pérdida del canal de comunicación, deberá activar una alarma y bloquear la función en cada extremo.

La interfaz para el módulo diferencial de la protección deberá contar con un puerto de comunicación de fibra óptica⁵, para el enlace con el correspondiente relé del extremo remoto que cumpla con la norma IEEE C37.94 ★Standard for N Times 64 Kilobit Per Second Optical Fiber Interfaces Between Teleprotection and Multiplexer Equipment. ★, para comunicación a través de multiplexores se realizará mediante interfaces UIT-T G.703 ★Physical/electrical characteristics of hierarchical digital interfaces ★, según los requerimientos particulares del proyecto el cual permita su conexión con los equipos de comunicación de jerarquía superior ★SDH/PDH ★.

3.2.3. Función Diferencial de Transformador -87T.

La protección diferencial para transformadores tri devanados, bancos de transformación y banco de autotransformadores será de tipo porcentual con pendiente de operación ajustable para cada unidad monofásica o con ajuste común para las tres fases, la cual debe ser apta para proteger un banco de autotransformadores con devanado terciario, grupo de conexión según el equipo a proteger y cambiador de tomas.

La función diferencial de Transformador deberá incluir la función de protección para Tierra Restringida (87G), para detectar fallas a tierra en la conexión de transformadores Zig-Zag.

La función diferencial de transformador deberá adaptarse internamente con la relación de transformación y grupo de conexión, debe disponer de un amplio rango de ajustes y facilidades de configuración.

Esta función deberá estar acompañada de restricción para armónicos de 2do orden para Corrientes de energización (inclusive para equipos ubicados en nodos considerados como fuente débil) y de 5to armónico en condiciones de sobre excitación.

Debe tener restricción por fallas externas con saturación de transformadores de corriente, por corrientes de energización y sobreexcitación.

El tiempo de operación debe ser menor que 20 ms para corriente diferencial mayor a 1.5 la corriente de arranque, la característica de operación deberá ser ajustable en los valores de arranque y con mínimo dos pendientes ajustables.

⁵ fibra óptica multimodo. (EL OFERENTE deberá considerar la implementación de la función diferencial de línea directamente entre las protecciones de cada extremo de la línea a proteger).

La corriente diferencial deberá ser evaluada con base en la frecuencia fundamental, en caso de presentarse componentes d.c. a causa de la saturación en los CTs la función deberá operar con valores instantáneos.

3.2.4. Función Diferencial Terciario en Transformador - 87T.

La protección diferencial podrá ser del tipo porcentual con unidades de medida e indicación de falla por fase y deberá tener todos los accesorios requeridos para su correcto funcionamiento.

Deberá estar equipada con elementos para detección de falla del circuito secundario de los transformadores de corriente, dando bloqueo por apertura accidental de alguno de ellos.

La protección tendrá posibilidades de ajuste de su característica de operación. El tiempo de disparo deberá ser menor de 20 ms. El relé no deberá actuar en los casos de transformadores de corriente saturados por fallas externas, por las corrientes de energización, ni tampoco deberá ser afectado por corrientes armónicas, garantizando máxima estabilidad ante fallas externas y un disparo rápido para fallas internas, su filosofía de operación deberá corresponder a una protección diferencial extendida que cubra la conexión del zig-zag del transformador en el terciario.

3.2.5. Función Diferencial de Reactor -87R.

La protección diferencial para reactor (trifásico o compuesto por unidades monofásicas), será de tipo porcentual con pendiente de operación ajustable para cada unidad monofásica o con ajuste común para las tres fases, la cual debe ser apta para proteger un banco de reactores con cambiador de tomas en el reactor de neutro.

Esta función deberá estar acompañada de restricción para armónicos de 2^{do} orden para corrientes de energización (inclusive para equipos ubicados en nodos considerados como fuente débil) y de 5^{to} armónico en condiciones de sobre excitación.

Debe tener restricción por fallas externas con saturación de transformadores de corriente, por corrientes de energización y sobreexcitación.

El tiempo de operación debe ser de menor que 20 *ms* para corriente diferencial mayor que 1.5 la corriente de arranque, la característica de operación deberá ser ajustable en los valores de arranque y con mínimo dos pendientes ajustables.

La corriente diferencial deberá ser evaluada con base en la frecuencia fundamental, en caso de presentarse componentes d.c. a causa de la saturación en los CTs la función deberá operar con valores instantáneos.

3.2.6. ReléDisparo y Bloqueo -86.

Los relés de disparo y bloqueo deben ser de reposición manual y eléctrica remota, de bajo consumo de energía, de alta velocidad y con indicador de operación. Los contactos deben ser aptos para soportar las corrientes de consumo de las bobinas y tendrá señalización al sistema de control de la subestación, debe dar orden de disparo a los interruptores, con tiempos de operación menor a 10*ms* y poseer mínimo ocho contactos. Esta función debe ser independiente y no puede estar contenida dentro de otro relé de protección.

3.2.7. Tele-Protección -85.

La función debe permitir la recepción y transmisión de órdenes de disparo (aceleración) desde o hacia extremos remotos, los cuales serán asociados a las funciones de protección relacionados con cada uno de los siguientes posibles esquemas de tele protección:

1. Lógica ★POTT ★ Permissive Overreaching Transfer Trip.
2. Lógica ★PUTT ★ Permissive Underreaching Transfer Trip.
3. Lógica ★DCB ★ Directional Comparison Blocking.
4. Lógica ★DCUB ★ Directional Comparison Unblocking, y
5. Lógica ★DTT ★ Direct Transfers Trip.
- 6.

La acción a realizar por la recepción o transmisión de una señal deberá permitir ajustarse individualmente por fase, garantizando la asistencia de disparos monopulares, el equipo deberá garantizar seleccionar la acción deseada, permitiendo generar no solamente disparos sino también alarmas.

La función de tele protección deberá garantizar como mínimo cuatro (4) contactos rápidos para el envío de las señales de tele protección y mínimo cuatro (4) contactos rápidos para la recepción de las respectivas señales de tele protección los cuales deberán permitir ser temporizados, adicionalmente, se podrá transmitir esta información vía fibra óptica en el canal de comunicaciones establecido para la protección diferencial, con capacidad adicional para 8 canales de transmisión.

3.2.8. Función Recierre -79.

La función de recierre debe permitir operar en conjunto con la función verificación de sincronismo para efectuar recierres trifásicos. La función de recierre debe ser bloqueada durante un tiempo ajustable para cierres manuales y por operación de los relés de disparo y bloqueo asociados a las líneas.

Debe ser iniciado por la primera señal de disparo monopolar o tripolar de cualquiera de las protecciones diferenciales de línea, distancia y direccional de tierra en un tiempo muerto ajustable de 0,2s a 1,5s, independiente para los recierres monopulares o tripolares, deberá realizar recierre monopolar o tripolar según sea el caso; se contará con un solo ciclo de recierre.

El tiempo de reclamo podrá ajustarse entre 5 y 60 s, y la función debe incluir contador de recierres que se pueda reinicializar.

La función de recierre para topologías en interruptor y medio con lógica maestro seguidor debe incluir una lógica para fallas evolutivas y debe ser bloqueado para cierres manuales y por disparos definitivos, deber ser ajustable mediante un tiempo de discriminación programado. Si la falla evolutiva transcurre dentro del tiempo de discriminación, debe producirse el recierre trifásico después del disparo trifásico correspondiente, en caso contrario, no debe producirse recierre. Si el tiempo de discriminación se ajusta a cero, no deberá generarse recierre en caso de fallas evolutivas.

El esquema de recierre maestro seguidor deberá ser desempeñado por las protecciones de la derivación de línea, las cuales deben estar en capacidad de controlar los interruptores asociados a la derivación sin recurrir a equipos externos, adicionalmente para la implementación de está no se aceptarán lógicas con señales generadas vía GOOSE.

El esquema de recierre deberá cumplir con las siguientes funciones:

1. Recierre fuera de servicio (79-Off).
2. Recierre tripolar (79-3P) para fallas entre fases en Zona 1, fallas polifásicas con aceleración de zona (Z1B) y fallas evolutivas en Zona 1, fallas polifásicas a tierra por sobre corriente direccional (67) con esquema en comparación direccional.
3. Recierre monopolar (79-1P) para fallas monofásicas en Zona 1 y fallas monofásicas con aceleración de zona (Z1B), fallas monofásicas por sobre-corriente direccional (67) con esquema en comparación direccional.
4. Recierre monopolar para fallas monofásicas y tripolar para fallas entre fases (79 1P+3P).

La función de recierre debe permitir habilitar o deshabilitar el mismo mediante programación y seleccionar cuál de las protecciones de línea lo tiene activo, mandos que deben ser accesibles desde la IHM y el centro de control (Nivel 3). Adicionalmente deberá proporcionar señalización frontal del estado del mismo, además enviar la señalización respectiva al sistema de control.

La función recierre deberá proveer un selector físico que facilite la selección de las siguientes opciones y que envíe la señalización de cada uno de los estados al sistema de control para:

1. Recierre deshabilitado.
2. Recierre habilitado en PL1 o Recierre habilitado en PL2.
3. Recierre monofásico habilitado, Recierre trifásico habilitado y, Recierre monofásico y trifásico habilitado.

La selección de la protección que tenga habilitado el recierre PL1 o PL2 y habilitación o deshabilitación del mismo deberá ser seleccionable desde cada uno de los niveles de control (1, 2 y 3).

Se deberá bloquear el ciclo de recierre y generar disparo tripolar con bloqueo al cierre para los siguientes casos:

1. Falla en tramo de línea.
2. Oscilación de potencia.
3. Cierre en Falla.
4. Fallas en Zona 2, Zona 3 y Zona Reversa.
5. Sobretenión y aquellas otras indicadas en el estudio de coordinación de protecciones.

La función sobrecorriente direccional acompañada de esquemas por tele protección deberá ser bloqueada en condiciones de polo abierto.

Para el caso de topologías en interruptor y medio, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones (figura 3.1):

1. Para fallas monofásicas y trifásicas, los interruptores del Corte 1 y 0 operan de manera simultánea, recierra primero el interruptor del corte 1 como líder y si el recierre es exitoso 200 ms después lo hará el interruptor del corte 0 como seguidor. Si el recierre no es efectivo se deberá presentar disparo definitivo en los dos interruptores.
2. Para Diámetros con derivaciones línea- línea ★Diámetro 01 ★, si el corte 1 se encuentra abierto por cuestiones de mantenimiento, el corte 0 deberá asumir el tiempo de líder y realizar recierre en tiempo de líder.
3. Para diámetros con derivaciones línea - transformador (de generación o de carga) ★Diámetro 02 ★, si el corte 1 se encuentra abierto, estando este asociado a la derivación de transformador (ver figura 3.1), si ocurre un evento en la línea, el corte 2 realizará apertura monofásica o trifásica según sea el caso y el corte 0 presentará apertura definitiva. El corte 2 realizará recierre en tiempo de líder. En este caso el transformador asociado quedaría desenergizado.
4. Para eventos simultáneos en derivaciones línea - línea, los cortes 1 y 2 deberán realizar disparo y recierre en tiempo de líder, el corte central deberá realizar disparo tripolar definitivo.
5. Se deben considerar dentro de los esquemas de recierre la correcta actuación de los esquemas ante fallas evolutivas y el comportamiento del corte central (corte 0) ante este tipo de fallas con las dos derivaciones cerradas o en caso de estar una de las derivaciones fuera de servicio.

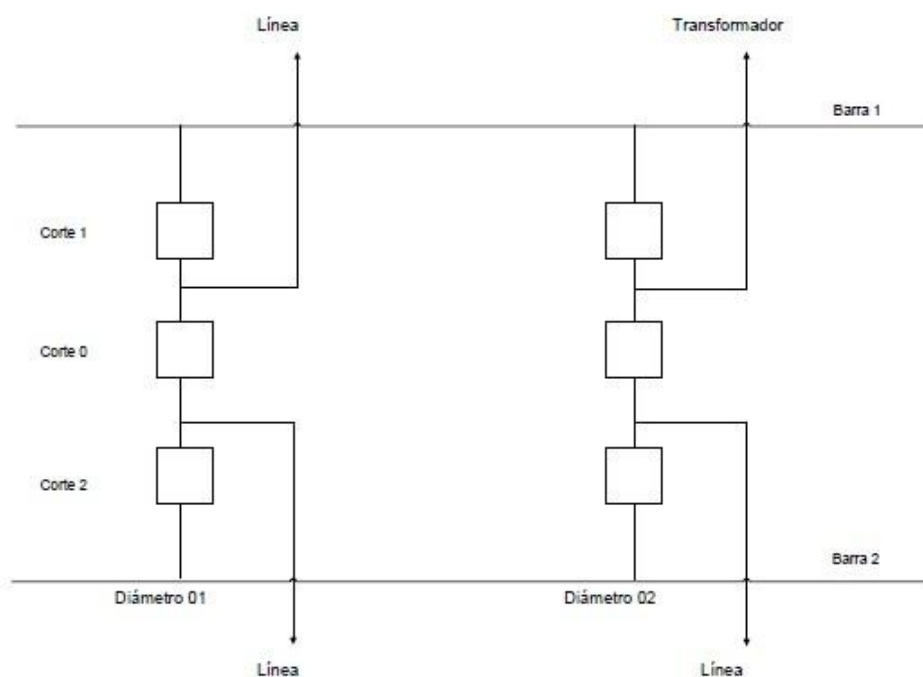


Figura 3.1: *Recierre topología Interruptor y Medio*

3.2.9. Función Supervisión Circuito de Disparo -74.

Los relés de supervisión de circuito de disparo deberán ser aptos para supervisar continuamente el circuito de disparo de cada bobina de cada fase del interruptor en las posiciones abierto/cerrado y dar alarma para las siguientes contingencias:

1. Pérdida de la tensión auxiliar de corriente continua.
2. Fallas en la bobina de disparo o en su cableado, independientemente de la posición del interruptor.
3. Fallas en los contactos auxiliares del interruptor.
4. Fallas en el relé mismo.

Esta función deberá ser independiente, no podrá estar contenida en otros relés ni formar parte de otras funciones.

No se permitirán equipos que realicen la supervisión de los circuitos de disparo del interruptor con la posición abierta del interruptor mediante resistencias.

3.2.10. Función Oscilación de Potencia -68.

Esta función deberá bloquear la operación del relé ante una oscilación de potencia en el sistema por fenómenos como pérdidas de carga, desconexión de unidades de generación, cambios súbitos entre la potencia generada y la demanda, pérdidas de paso polar en las máquinas, variaciones entre los ángulos relativos de generación y carga entre otros, con el propósito de no debilitar más el sistema ante estas contingencias. (La función deberá disponer de la habilitación de disparo para oscilaciones de potencia inestables).

Para la detección de este tipo de fenómenos se deberá medir la impedancia en secuencia positiva y en régimen estacionario, con la velocidad del cambio de la misma, garantizando un bloqueo de disparo ante estos fenómenos (variación de la impedancia lenta comparada con la variación de la impedancia ante fallas del sistema).

La protección deberá contar con un tiempo de ajuste que permita determinar la máxima duración de este efecto en el sistema durante el cual se bloqueará la protección.

3.2.11. Función Sobre Corriente Residual de Fases y Neutro -67-67N.

La temporización podrá ser de tiempo definido o inverso; si es de tiempo definido tendrá un rango como mínimo entre 0 y 60 s. El valor de operación para la sobrecorriente de fases se podrá ajustar como mínimo entre el 50 % y el 200 %, para la sobrecorriente de neutro entre el 10 % y 50 % de la corriente nominal.

Esta función debe contar con mínimo dos etapas hacia adelante, con selección de fases y esquema de tele protección en comparación direccional.

3.2.12. Función Sobre Corriente Residual -67N.

La función de sobrecorriente direccional hacia adelante o hacia atrás con polarización por secuencia cero, deberá ser temporizada con mínimo dos etapas hacia adelante y una hacia atrás con bloqueo por inversión de corriente.

Debe operar para los siguientes escenarios:

1. Disparo instantáneo según la falla, el esquema de comparación direccional debe operar con selección de fase en coordinación con el extremo remoto, a través de un canal de tele protección, cuando opere en este esquema, debe iniciar el ciclo de recierre con tiempos de protección primaria. El canal de la señal permisiva debe ser distinto del asignado a la función de distancia.
2. Disparo definitivo temporizado, mediante el relé de disparo y bloqueo asociado al interruptor.

3.2.13. Función Sobretensión -59.

La función de sobretensión debe poderse temporizar y ajustar en valores de voltaje de operación, los temporizadores deben ser independientes para las tres fases, debe poderse temporizar con tiempo definido o tiempo inverso. La temporización debe ser mínimo de dos etapas en rangos mínimos de 0 a 120 s, con pasos de al menos 0.5 s y los valores de puesta en trabajo serán ajustables como mínimo entre 100 % y 150 %.

La conexión del relé debe ser fase-tierra y su tensión nominal debe ser idéntica al valor de la tensión secundaria de los transformadores de tensión.

3.2.14. Función Sobre Corriente de Fases y Tierra 50-51/50N- 51N.

La protección de sobrecorriente de fases y tierra debe tener tres unidades de fase y una de tierra. Deberá poseer tres entradas de corriente para las fases y una entrada de corriente para la protección de tierra. Esta protección debe tener la posibilidad de seleccionar el tipo de características de operación. El ajuste de los umbrales de corriente y temporización para las unidades de fase se podrá realizar mediante un selector común y el ajuste para la unidad de tierra debe ser independiente.

Dispondrá de características de temporización seleccionable entre tiempo inverso y definido. Los ajustes de umbral de corriente para las unidades de fase y de tierra deberán ser independientes, al igual que los ajustes de tiempo definido, dial de tiempo y curva características de operación.

Deberá contar con curvas tipo IEC/ANSI/IEEE normalmente inversa, muy inversa y extremadamente inversa; adicionalmente deberá permitir generación de curvas por el usuario.

3.2.15. Función Falla Interruptor-50BF.

La función falla interruptor deberá estar contenida en:

- La unidad de adquisición en la protección diferencial de barras para cada uno de los interruptores de las bahías, a excepción de la protección del corte central para la configuración interruptor y medio, la cual debe ser una protección independiente que incluya adicionalmente funciones de recierre y verificación de sincronismo.

Para los diámetros de configuración incompleta deberá suministrarse también la unidad de adquisición diferencial de barras distribuida respectiva, quien cumplirá las funciones respectivas para las funciones diferencial de barras y falla interruptor, la unidad de protección de corte central, en este caso deberá equiparse con falla interruptor, sincronismo y recierre.

- Las protecciones principales (o principal respaldo) para líneas y transformadores.

La función de protección debe cumplir lo siguiente:

1. Debe ser de fases segregadas para garantizar una operación segura en caso de fallas evolutivas. El ajuste de la función de sobrecorriente puede ser realizado mediante un ajuste común para las tres fases. Recibirá arranque de todas las protecciones asociadas al circuito, que causan el disparo del interruptor.
2. La protección de falla interruptor debe trabajar en asocio con la protección de barras en el sentido que el disparo de los interruptores adyacentes se debe realizar por medio de las barras de disparo generadas dentro de la protección diferencial.
3. La función deberá operar mediante supervisión de corriente y/o posición del interruptor (La verificación debe realizarse mediante señal doble punto que garantice la posición del interruptor.)

La protección contra falla del interruptor debe tener las siguientes etapas:

- ☞ Etapa 0: Si se presenta una falla entre el interruptor y el transformador de corriente de alguno de los campos, se debe enviar disparo transferido al extremo opuesto correspondiente para realizar el despeje de la falla.
- ☞ Etapa 1: Si falla la apertura del interruptor dentro de un tiempo t_1 , debe realizar un re-disparo al interruptor en falla, a las dos bobinas de disparo.
- ☞ Etapa 2: Si la etapa 1 no tiene éxito en un tiempo t_2 , debe enviarse orden de disparo a los interruptores asociados y a la vez enviar disparo transferido al extremo remoto (si aplica).

Finalmente, el ajuste de los umbrales de corriente para cada una de las etapas debe ser independiente.

3.2.16. Función Sobrecarga Térmica -49.

La función de sobrecarga térmica ★imagen térmica★ deberá ser medida por fase, tomando como referencia la potencia del objeto a proteger y la tensión a la cual se encuentra sometido, sin embargo, el algoritmo de cálculo debe estar acompañado de las constantes de tiempo y factor, que deberán ser medidos con la instrumentación acorde al relé de protección.⁶

La función de sobre carga debe estar en capacidad de generar alarma o disparo según se defina en la etapa de ingeniería detallada con un rango de ajuste de 70 % a 100 % por ★alarma térmica★ y una alarma por relación de corriente de sobre carga entre 0.5 y 3.0 ★ I/I_n ★.

3.2.17. Función Baja Tensión -27.

La función baja tensión debe poderse ajustar y temporizar con valores de voltaje de operación y curvas de tiempo definido o tiempo inverso.

La función deberá tener la posibilidad de detectar la mínima tensión con valores menores o iguales a 5 *Vsecundarios*, la cual podrá implementarse con lógicas contenidas en el relé. Dependiendo de la aplicación el relé debe estar en capacidad de generar alarma, disparo o bloqueo.

Para la operación de la cuchilla de puesta a tierra se deberá generar una lógica que permita medir la tensión de cada una de las tres fases, si esta es mayor o igual a un valor ajustable deberá bloquear el permissivo, si las tres fases se encuentran por debajo del umbral ajustado durante un tiempo mínimo de un minuto habilitará el permissivo hacia el nivel 0 para maniobrar la cuchilla de puesta a tierra.

3.2.18. Función Verificación de Sincronismo -25.

La función de verificación de sincronismo del relé debe autorizar el cierre manual o el recierre del interruptor cuando las condiciones seleccionadas para diferencia de tensión, fase y frecuencia son obtenidas.

La función de verificación de sincronismo debe permitir el cierre del interruptor cuando las condiciones del sistema son adecuadas y se encuentran dentro del rango permitido de operación. El relé debe tener ajustes independientes para cierre manual o recierre automático, de diferencia de tensión, de ángulo y de frecuencia. La verificación de sincronismo debe tener facilidades para determinar el permissivo de cierre con línea viva barra muerta, línea muerta barra viva y línea viva barra viva.

Se deberá efectuar verificación de sincronismo para recierres (79) trifásicos cuando las condiciones en diferencia de tensión, ángulo y frecuencia se cumplan, para la verificación del sincronismo la protección deberá permitir seleccionar la fase y tensiones de referencia para ejecución de este.

3.2.19. Función Sobreexcitación -24.

La función debe estar en capacidad de monitorear tasas de cambio de sobreexcitación en transformadores, con el fin de evitar sobre calentamiento debido a la rápida saturación del núcleo y pérdidas por corrientes parasitas.

La función de sobreexcitación deberá tener un rango de operación de 1 a 2 *V/Hz*, con opciones de ajuste de tiempo definido o curvas de tiempo inverso.

Para la operación en transformadores, deberá generar bloqueo en protecciones diferenciales en la evaluación de 3^{ro} y 5^{to} armónico.

⁶Todos los accesorios requeridos para la medición de constantes y ajustes de la protección deberán ser suministrados por EL OFERENTE.

3.2.20. Función Distancia -21.

La protección distancia, debe ser tipo multifuncional, con medición simultánea en los bucles fase-tierra y fase-fase, adecuada para proteger líneas largas o líneas cortas, de circuito sencillo y doble circuito, para ser utilizada en conjunto con transformadores de tensión capacitivos e inductivos. Se requiere que la zona 1 tenga como alcance mínimo 0.1Ω , incluyendo operación para líneas cortas en las cuales la relación entre la impedancia de la fuente e impedancia de línea sea mayor a 5.

Para la selección de fase deberá emplear algoritmos que permita realizar comparación de impedancias, análisis de componentes simétricas y compensación de carga.

Ante condiciones en las cuales se encuentre desenergizada la subestación, en el momento de iniciar la normalización de esta, las funciones de protección no deberán operar cuando la frecuencia del sistema se encuentre por debajo de los 10 % de la frecuencia nominal.

Las unidades de medida para fallas polifásicas deben tener característica poligonal o mho. Las unidades de medida para fallas monofásicas deben tener característica poligonal.

La función debe incluir las lógicas de bloqueo por oscilación de potencia, restricción de carga, cierre en falla, falla evolutiva, fuente débil, inversión de corriente en circuitos paralelos y de eco.

Deberá tener como mínimo tres zonas direccionales hacia adelante y una hacia atrás, con un tiempo máximo de operación con falla, al 80 % del ajuste, de 20 ms. El disparo por operación de las zonas se podrá temporizar el cual podrá ser Monopolar o Tripolar.

Deberá tener función de recierre de acuerdo con los esquemas de protección previstos que incluyen recierre Monopolar y Tripolar, además de incluir esquemas de recierre maestro-seguir, para el caso de configuraciones interruptor y medio.

Deberá contar con características de inhibición y disparo para oscilación de potencia (Power Swing) y rango de ajuste de cada zona adecuado para la longitud de la línea a proteger.

Adicionalmente, la función distancia (21) deberá incluir dentro de sus ajustes una zona extendida que permita proteger zona de transformadores.

Deberá tener incluidas como mínimo las siguientes lógicas:

- ☞ Arranque y Disparo por subimpedancia.
- ☞ Disparo por cierre en falla -SOTF-.
- ☞ Disparo por discrepancia de polos⁷.
- ☞ Protección por deslizamiento de polos.
- ☞ Bloqueo por oscilación de potencia.
- ☞ Bloqueo por inversión de flujo de potencia en líneas paralelas.

- ☞ Bloqueo por detección de pérdida de las señales de tensión provenientes de los transformadores de tensión.
- ☞ Protección falla Terminal (Stub Bus Protection).
- ☞ Operación correcta durante fallas evolutivas.
- ☞ Lógica de inversión de corriente.
- ☞ Supervisión de los circuitos de tensión.
- ☞ Correcta respuesta direccional con tensión igual a 0 V.
- ☞ Disparo monofásico y trifásico según el tipo de falla.

La protección de línea debe dar disparo monopolar e iniciar el ciclo de recierre monopolar bajo las siguientes circunstancias:

- ☞ Para fallas monofásicas en zona 1.
- ☞ Para fallas monofásicas en disparos asistidos por tele protección de la función de distancia.

⁷La protección deberá supervisar la posición abierta y cerrada de cada fase del interruptor mediante una señal de doble indicación.

3.2.21. Función Falla Fusible.

La protección Falla de fusible debe contar con monitoreo de contactos de interruptores miniatura que supervisen el estado del secundario del transformador de tensión, a fin de indicar falla en la magnitud y ángulo en la medida de tensión si se presentan las siguientes condiciones:

- ☞ La tensión de las tres fases a tierra es igual y menor a un valor predefinido para considerar tensión en la línea.
- ☞ Hay una circulación de corriente en los polos del interruptor mayor a la estipulada para corriente de polo abierto.
- ☞ No hay arranque por alguna función de protección.
- ☞ Los polos del interruptor se encuentran cerrados.
- ☞ Se detecta operado el contacto de supervisión del interruptor miniatura en el secundario del transformador de potencial de línea.

Como resultado, en caso de presentarse estas condiciones durante un tiempo mayor al definido, la protección deberá bloquear aquellas funciones que requieran de la medida de tensión en su lógica de operación y operar solo con funciones dependientes de corriente.

3.2.22. Función discrepancia de polos.

La función discrepancia de polos inicialmente será desempeñada por el propio interruptor en un tiempo ajustable, el cual se define de acuerdo al fabricante de los equipos, sin embargo, se tomará por defecto un ajuste inicial de 1,5s.

Adicionalmente esta lógica será implementada en las protecciones propias de cada derivación o bahía para operar en un rango de tiempo ajustable definido por LA EMPRESA (por defecto en 1,2s).

3.2.23. Localizador de Fallas.

La función de localización de fallas no se debe ver afectada por la carga en la línea o la resistencia de falla, aún con corriente de falla desde ambos extremos, acoples con líneas paralelas o por transitorios tales como oscilación natural de la línea, oscilaciones del transformador de tensión capacitivo o la componente aperiódica de la corriente de falla, esta función deberá estar contenida en las protecciones de línea de cada una de las protecciones.

En todos los casos deberá integrarse por fibra óptica al sistema de gestión de las protecciones, desde el cual se podrá acceder remotamente a la protección para parametrización, captura de eventos, registro de fallas y consulta de ajustes.

El algoritmo para la localización de fallas deberá ser asistido con la protección del extremo remoto, aumentando de esta forma el grado de precisión y exactitud de la misma mediante el uso de ca.

3.3. *Relés de Protección.*

A continuación, se describen las funciones de protección a incluir en cada uno de los relés según su aplicación, junto con las consideraciones mínimas de hardware⁸. Adicionalmente cada uno de los equipos indicados deberá contar con mínimo cuatro grupos de ajustes seleccionables vía comunicaciones o por medio de entradas binarias.

3.3.1. Protecciones de línea 230kV.

Los relés de protección de línea deben ser multifuncionales tipo bastidor, bornes de tornillo, apto para montaje tipo rack de 19", con los requerimientos generales indicados en la sección 4.3.1 y aquellos indicados en las características técnicas garantizadas.

3.3.1.1. Relé Principal de Línea -PL1.

El relé debe incluir como mínimo las siguientes funciones y se debe tomar en cuenta el esquema de las protecciones de las subestaciones adyacentes referente a las diferenciales de línea.

⁸Requerimientos adicionales a los indicados en la sección 4.3.1.

1. Función diferencial de línea (87L), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.2. Apto para operar en distancia de hasta 100km sin requerir de amplificadores externos⁹, adicionalmente no deberá generar retardos superiores a 10ms que puedan causar falsas operaciones.

Esta función de protección deberá ser bloqueada automáticamente cuando se pierda el enlace de comunicación con el extremo remoto y activada nuevamente cuando se restablezca el enlace, luego de verificar que el mismo se encuentra estable y no presenta intermitencia.

La protección principal ★-PL1 ★ deberá incluir todos los accesorios requeridos para enviar las características propias de la función diferencial de línea (87L) mediante un enlace en fibra óptica monomodo a la protección asociada en el extremo remoto, sin que ello ocasione sobre costos al proyecto.

La función deberá permitir selección de operación mono o tripolar.

2. Función Distancia (21), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.20. El relé debe operar con todas sus prestaciones si opera únicamente con función distancia (21) o función diferencial (87L) sin afectar su desempeño, adicionalmente si el relé es configurado para operar con las funciones diferencial de línea (87L) y distancia (21) simultáneamente, sus algoritmos deberán operar con todos sus beneficios sin restricción alguna para cada una de las funciones seleccionadas manteniendo los requerimientos de ajuste y configuración necesarios para cada una de las funciones de manera independiente. Dichos algoritmos deberán tener filosofía independiente de operación y no bloquearán su operación al activarse simultáneamente las dos funciones.
3. Función de sobre corriente residual de fases-neutro y direccional a tierra (67-67N), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.11 y 3.2.12.
4. Función de baja y sobre tensión (27-59), que cumpla lo establecido en la sección: 3.2.17 y 3.2.13.

⁹Si la longitud de la línea excede los 100km EL OFERENTE deberá suministrar los amplificadores necesarios para cubrir la distancia requerida.

5. Función de verificación de sincronismo (25), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.18.

6. Función de recierre (79), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.8.
7. Función de tele protección (85), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.7.
8. Función Falla Interruptor (50BF), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.15.
9. Función Oscilación de potencia (68), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.10
10. Función Discrepancia de polos, en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.22.
11. Función Falla fusible, en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.21.
12. Función Localizador de Fallas, en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.23. Para esta funcionalidad, el relé deberá prever todos los requerimientos para determinar con un alto grado de precisión y exactitud la distancia de falla mediante algoritmos de asistencia remota (distancia asistida por los relés de los extremos involucrados en la falla).
13. Todas aquellas funciones adicionales indicadas en la sección 3.2.20 como cierre en falla, entre otras.
14. El relé deberá contar con registrador de fallas independiente que permita la reproducción de estas en formato COMTRADE.

3.3.1.2. Relé Principal de Línea -PL2.

El relé de protección de línea 2 -PL2, deberá ser un relé con las mismas características y funciones relacionadas para el relé principal de línea 1 -PL1, indicado en la sección 3.3.1.1.

La protección principal ★-PL2 ★ deberá incluir todos los accesorios requeridos para enviar las características propias de la función diferencial de línea (87L) mediante un enlace en fibra óptica a la protección asociada en el extremo remoto mediante el equipo de comunicaciones SDH/PDH protocolo C37.94 del proyecto, para lo cual EL OFERENTE deberá incluir todos los equipos, tarjetas y demás accesorios en el valor de su oferta sin que ello ocasione costos adicionales al proyecto.

3.3.1.3. Relé Disparo Directo Transferido.

Para el esquema de protecciones de línea se deberá suministrar un relé independiente que cumpla con lo especificado en la sección 3.2.7

3.3.2. Protecciones de autotransformadores.

Los relés de protección para Autotransformadores o transformadores deben ser multifuncionales tipo bastidor, bornes de tornillo, apto para montaje tipo rack de 19", con los requerimientos generales indicados en la sección 4.3.1 y aquellos indicados en las características técnicas garantizadas.

3.3.2.2. Relé Principal de Transformador -PT1.

El relé debe incluir como mínimo las siguientes funciones:

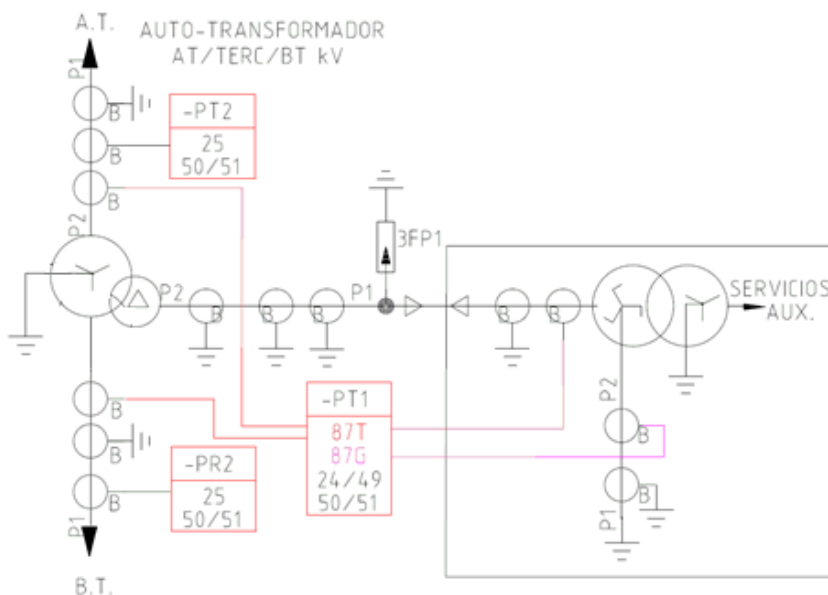


Figura 3.3: *Protecciones a colocar en transformador con Zig-Zag*

1. Función diferencial de transformador (87T), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.3. En esta función el relé directamente será el responsable de realizar los ajustes de relación de transformación de cada uno de los transformadores de corriente, relación de transformación de potencia y grupo de conexión sin necesidad de incluir elementos externos o transformadores de interposición. Lo anterior incluye las conexiones de los circuitos de corriente provenientes de los devanados de alta tensión, baja tensión del auto transformador y devanado de alta del transformador Zig-Zag (conexión diferencial extendida) para bancos de autotransformación con delta como

terciario y transformador Zig-Zag como sistema de puesta a tierra, como se indica en la figura 3.3.

2. Función tierra Restringida (87G): Este relé deberá disponer de las entradas de corriente para detectar fallas a tierra medidas en la conexión a tierra del transformador Zig-Zag, como se indica en la figura 3.3.
3. Función Falla Interruptor (50BF), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.15.
4. Función de sobre carga térmica (49), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.16.
5. Función de sobre corriente devanado de alta tensión (50/51), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.14. Esta función de sobre corriente deberá ser apta para medir fallas por sobre corrientes en el devanado de alta tensión del transformador, la cual podrá ser o no habilitada, según los criterios de ajuste de la coordinación de protecciones.
6. Función de sobre excitación (24), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.19.
7. Función Discrepancia de polos, en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.22.

3.3.2.3. Relé Principal de Transformador -PT2.

1. Función de sobre corriente devanado de alta tensión (50/51), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.14.
2. Función Falla Interruptor (50BF), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.15.
3. Función de verificación de sincronismo (25), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.18
4. Función Discrepancia de polos, en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.22.

3.3.2.4. Relé Diferencial Conexión Terciaria-PR1

Este relé deberá estar en capacidad de detectar fallas especialmente en la Delta del transformador, para las cuales se requiere incluya las siguientes funciones de protección:

1. Función Diferencial de Barras (87B), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.1. Para ello este relé no requiere ser distribuido, preferiblemente concentrado, con el fin de proteger cada rama en la Delta del autotransformador,¹¹ como se indica en la figura 3.3.
2. Función de sobre corriente en la Δ de autotransformador Δ (50/51), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.14. Esta función se encargará de proteger fallas por sobre corriente en la Delta del transformador, Como se indica en la figura 3.3.
3. Función de sobre corriente de tierra (50G/51G), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.14. Con capacidad de detectar la magnitud de corriente para fallas a tierra, la cual funcionará como respaldo de la función 87 G. cómo se indica en la figura 3.3.

3.3.2.5. Relé de Respaldo Transformador -PR2.

1. Función de sobre corriente devanado de baja tensión (50/51), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.14.
2. Función de verificación de sincronismo (25), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.18

3.3.2.6. Relé Protección de Neutro-PR1

El relé debe incluir como mínimo las siguientes funciones:

1. Función de sobre corriente neutro del transformador (50N/51N), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.14.

3.3.3. Protección de barras y cortes centrales.

Los relés de protección para cada una de las Barras deberán ser multifuncionales, con bornes de tornillo, apto para montaje tipo rack de 19", con los requerimientos generales indicados en la sección 4.3.1 y aquellos indicados en las características técnicas garantizadas.

3.3.3.1. Unidad Central Diferencial de Barras 87B

Cada protección diferencial de barras debe ser suministrada totalmente equipada para proteger las barras de cada subestación en cada nivel de tensión, se deberá suministrar una unidad central completamente independiente¹², con el número de circuitos según las bahías equipadas de cada subestación, con sistemas de disparo con selección a la barra del relé en cuestión, dependiendo de la posición de los seccionadores e interruptores, incluye la bahía de acople en el caso de subestaciones doble barra.

Cada protección diferencial de barras deberá estar conformada por una unidad central con unidades asociadas a cada una de las bahías, las cuales se comunicarán con la unidad central mediante interfaces de fibra óptica.

La protección que desempeñe la operación como protección diferencial de barras deberá estar acompañada de las siguientes funciones: función de falla interruptor de tres etapas y función de protección para zona muerta para fallas entre el CT e interruptores (para acoples) y tramo de línea ★STUB ★ para (fallas entre el CT y el interruptor para cada salida de línea o derivación). Los barrajes de transferencia deberán ser considerados como una zona de protección independiente.

La unidad central debe verificar y monitorear la transmisión de datos con las unidades distribuidas para detectar errores en los telegramas mediante sistemas de seguridad como check-sums, verificación fasorial de las corrientes de fase corresponda con la corriente de tierra (medida), adicionalmente el equipo deberá disponer de compensación y supervisión de señales d.c.

¹²Solo en aquellos casos que se especifique se utilizará protección diferencial de barras redundante en unidad central y unidades distribuidas por nivel de tensión.

El relé debe incluir como mínimo las siguientes funciones:

1. Función Diferencial de Barras (87B), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.1.
2. Función Falla Interruptor (50BF), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.15.

3.3.3.2. Unidad Distribuida Diferencial de Barras 87B

Los equipos que se destinen para cumplir la función diferencial de barras (87B) distribuida deberán estar equipados con los módulos, fibra óptica y accesorios necesarios para su integración con la unidad central, para las unidades distribuidas se deberá incluir dentro del suministro cajas conectoras para interconexión de fibra óptica, para la unidad central deberá estar acompañada de su respectivo patch panel o distribuidor de fibra óptica.¹³

El relé deberá incluir señalización local mediante LEDs que permita seleccionar las alarmas, disparos o posiciones requeridas para supervisar la bahía, al igual que un display que permita visualizar las corrientes locales y corrientes totales de la protección diferencial.

El relé deberá contar con los módulos análogos y digitales (entradas y salidas) necesarios para la supervisión de las corrientes del campo o bahía al cual se encuentre protegiendo y, que permita realizar las siguientes funciones:

1. Función diferencial de Barras ★Unidad distribuida ★(87B), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.1.
2. Función Falla Interruptor (50BF), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.15.

¹³Cada caja de conectorización, deberá garantizar la conexión de las fibras ópticas de reserva, mínimo un par por cada par de fibras óptica en servicio

3.3.3.3. Relé de Protección Falla interruptor (50BF) y Sincronismo (25)

La protección asociada al corte central deberá contener las funciones falla interruptor (50BF) y verificación de Sincronismo (25) en un mismo IED y deberá ser independiente de la unidad de adquisición de la protección diferencial de barras.

Para los diámetros de configuración incompleta deberá suministrarse también esta unidad, junto con la unidad distribuida respectiva de la protección diferencial de barras correspondiente.

La función de recierre para el interruptor de corte central cuando se tiene derivación de línea, deberá ser desempeñado por los relés de línea descritos en la sección 3.3.1.1 y 3.3.1.2.

El relé de protección debe ser multifuncional tipo bastidor, bornes de tornillo, apto para montaje tipo rack, con los requerimientos generales indicados en la sección 4.3.1 y aquellos indicados en las características técnicas garantizadas.

El relé debe incluir como mínimo las siguientes funciones:

1. Función de falla interruptor (50BF), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.15.
2. Función verificación de sincronismo (25), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.18
3. Función de recierre (79), como se indicó anteriormente para el interruptor del corte central deberá ser realizada por cada una de las protecciones de línea descritas en la sección: 3.3.1.

Este relé, se deberá suministrar adicionalmente para cada uno de los interruptores que hagan parte de compensación reactiva o capacitiva en barras o derivaciones de línea.

3.3.4. Protección de acople y secciones de barra 69kV.

Los relés de protección para un campo de acople o un seccionamiento de barras deben ser multifuncionales tipo bastidor, bornes de tornillo, apto para montaje tipo

rack de 19", con los requerimientos generales indicados en la sección 4.3.1 y aquellos indicados en las características técnicas garantizadas.

3.3.4.1. Relé Principal de Acople -PA1.

El relé debe incluir como mínimo las siguientes funciones:

1. Función de Sobre corriente de fases-neutro (50/51 y 50N/51N), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.14.
2. Función de baja y sobre tensión (27-59), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.17 y 3.2.13.
3. Función de verificación de sincronismo (25), en cumplimiento de lo estipulado en la sección: 3.2.18

3.3.4.2. Relé Principal Sección de Barra -PA2.

El relé de protección de respaldo para campos de acople deberá ser apto para operar con funciones falla interruptor y unidad distribuida asociada a la protección diferencial de barras, por consiguiente, se deberá suministrar con las características indicadas en la sección 3.3.4.2.

3.3.4.3. Relé Principal de Línea 69kV.

El relé de protección Principal de línea 69kV deberá tener por lo menos las siguientes protecciones (21/87L, 79 y 25).

3.3.4.4. Relé Respaldo de Línea 69kV.

El relé de protección Principal de línea 69kV deberá tener por lo menos las siguientes protecciones (67,67N, 50/51,50/51N y 25).

3.3.4.5 Relé 87B de Línea 69kV

1. El relé de para protección de barra en el campo de línea de 69kV deberá ser apto para operar con funciones falla interruptor y unidad distribuida asociada a la protección diferencial de barras, por consiguiente, se deberá suministrar con las características indicadas en la sección 3.3.4.2.

3.3.4.6 Relé 87B de autotransformador lado 69kV

2. El relé de para protección de barra en el campo de autotransformador de 69kV deberá ser apto para operar con funciones falla interruptor y unidad distribuida asociada a la protección diferencial de barras, por consiguiente, se deberá suministrar con las características indicadas en la sección 3.3.4.2.

3.3.4.7 Relé Principal de autotransformador lado 69kV

1. El relé de protección Principal de campo autotransformador lado 69kV deberá tener por lo menos las siguientes protecciones (50/51,50/51N y 25).

3.3.5. Relés para supervisión circuitos de disparo.

Los relés de protección para la supervisión de cada uno de los circuitos de disparo del interruptor deben cumplir con los requerimientos generales indicados en la sección 3.2.9 y aquellos indicados en las características técnicas garantizadas.

La supervisión del circuito de disparo debe realizarse en serie con la bobina de disparo del interruptor. En la supervisión, el circuito no debe requerir resistencias limitadoras de corriente a excepción de las propias del relé que realiza la supervisión.

El relé debe estar en capacidad de generar una alarma cuando el tiempo de operación del interruptor sea superior a los 150ms, su impedancia debe ser mucho mayor a la del circuito con el fin de evitar falsos disparos.

Deberá estar en capacidad de operar en un rango de tensión de entre el 70 % y 115% de la tensión nominal U_n de operación.

La instalación del relé deberá ser en el panel frontal del tablero con el propósito de identificar mediante LED's el estatus del equipo, adicional a los contactos libres requeridos para las respectivas lógicas de control y señalización.

Cada interruptor deberá contar con un relé independiente por fase y por bobina de disparo que supervise el circuito de disparo de este.

3.3.6. Relés de disparo y bloqueo.

Los relés de protección que cumplan con la función de disparo y bloqueo deben cumplir con los requerimientos generales indicados en la sección 3.2.6 y aquellos indicados en las características técnicas garantizadas.

Los relés destinados a cumplir con la función de disparo y bloqueo deben ser independiente a los demás relés de protección, deberán garantizar un alto grado de disponibilidad y confiabilidad en su operación.

Cada uno de los relés debe ser bi-estable, los contactos del relé deben ser de alta capacidad de sobrecarga e intensidad de corriente continua, con bloqueo de acción rápida, bajo consumo e indicación frontal. Deberá contar con pulsador de rearme mecánico y estar dotado con elementos de seguridad que eviten falsas operaciones o daños en las bobinas internas.

Los contactos de salida deben permitir acción directa sobre las bobinas del interruptor de potencia y evitar operaciones indeseadas por sobre tensiones. Finalmente, cada interruptor deberá contar con un relé independiente por bobina de disparo que realice el disparo y bloqueo de este en los casos que aplique.

3.4. Tele protecciones y registradores de falla.

Esta sección presenta las especificaciones técnicas requeridas para el sistema de tele protección y registrador de falla, respecto a funcionalidad, diseño, fabricación y operatividad para cada una de las funciones a desempeñar por estos equipos.

El sistema de tele protección debe operar en conjunto con el sistema de protección para garantizar los esquemas de selectividad, confiabilidad, seguridad y estabilidad para el sistema en el cual se implementará. Adicionalmente cada uno de los registradores de falla en conjunto con la unidad central deberá garantizar complementar la información del sistema de protección que permita el análisis de eventos o perturbaciones en el sistema.

3.4.1. Tele protecciones.

Los equipos de tele protección deberán cumplir con las exigencias ambientales del proyecto. Con el objeto de proteger los equipos contra los efectos de hongos u otros parásitos y contra daños por humedad excesiva, todos los materiales, equipos y dispositivos deben ser tropicalizados y cumplir con todo lo especificado para equipos electrónicos según numeral 4.3.1. Se debe tomar en cuenta el tipo de la tele protecciones instaladas en las subestaciones adyacentes.

Los equipos de tele protección deberán ser modulares y tener capacidad para manejar mínimo cuatro (4) comandos simultáneos o secuenciales e independientes y, recibir de manera simultánea o secuencial cuatro (4) señales de entrada. Estos deberán además poderse configurar en cualquier combinación de 2^4 entradas/salidas. Cada uno de los módulos de entradas o salidas deberá estar equipado en grupos de cuatro (4) señales, por consiguiente, deberán manejar mínimo dos grupos de tarjetas de entradas para comandos de salidas o comandos de entrada de manera independiente sin punto común, cada una de las tarjetas deberá ser independiente y permitir su reemplazo en caso de falla o indisponibilidad este deberá tener la capacidad de ampliación hasta ocho comandos (8).

La asignación de los canales para cada tarjeta de entradas (envíos) debe corresponder con:

1. Tarjeta 1

- Canal 1: 85-21 PL1 (originado en PL1)
- Canal 2: 85-21 PL2 (originado en PL2)
- Canal 3: DDT (generado por PP1: ★50 BF-E2, 50-BF-E0, y 59 ★)
- Canal 4: 85-67N PL1-PL2 (originado en PL1-PL2)

2. Tarjeta 2 (FUTURO)

- Canal 1: 85-21 PL1 (originado en PL1)
- Canal 2: 85-21 PL2 (originado en PL2)
- Canal 3: DDT (generado por PP2: ★50 BF-E2, 50-BF-E0, y 59 ★)
- Canal 4: 85-67N PL1-PL2 (originado en PL1-PL2)

La asignación de correspondencia entre entradas y salidas debe poder hacerse sin limitación a una asignación 1 a 1, por ejemplo: la entrada 2 puede ser configurada para activar la salida 2 u otra cualquiera. Las señales de comandos deberán poderse enviar simultáneamente.

Las entradas y salidas deben tener contactos de supervisión y confirmación de operación. El equipo de tele protección deberá tener facilidades de prueba de los canales de tele protección y debe poder discernir entre comandos reales y comandos de prueba. Deberá tener como mínimo contactos para alarmas por fallas en la señal de comunicación y en el equipo.

Deberá disponer de contadores de operaciones (internos o vía software) en la memoria del equipo y en un panel visual para cada uno de los comandos. Deberá disponer de contactos libres de potencial para supervisión de cada comando de envío y recibo.

El equipo de tele protección deberá disponer de rutinas de autosupervisión y auto-diagnóstico y de un sistema de indicación local y remota mediante contactos libres de potencial para los estados y las alarmas, que deberán incluir falla de cada comando y falla del equipo.

Los equipos deberán ser gestionables vía puerto de comunicaciones local y vía TCP-IP para ser integrados a red de datos ★intranet★. La gestión y configuración debe poder hacerse por medio de interfaces RS232, Ethernet o USB localmente y Ethernet para gestión remota, desde la tele protección hacia el SDH se comunican a través de un cable coaxial E1.

EL OFERENTE deberá incluir todos los elementos necesarios para la implementación de un sistema de bornas seccionables en bloques independientes para conformar bloques de CUATRO (4) bornas por cada comando en la secuencia: PL1, PL2, DDT y 67N para cada una de las protecciones principales ★PL1 y PL2★.

El equipo de tele protección deberá ser del tipo digital con lógica programable cumpliendo los requisitos de desempeño de la norma IEC 60834-1 ★Teleprotection equipment of power systems - Performance and testing Part 1: Command systems. ★

El equipo de tele protección debe permitir las siguientes funciones:

1. Permitir programar los comandos de tele protección para cualquier esquema de protección indicado en la sección 3.2.7.
2. Estar equipado con entradas opto-aisladas.
3. Tener la capacidad de manejar interfaces intercambiables análogas, digitales y Ethernet.
3. Permitir la programación de funciones lógicas sin remover un módulo o abrir el chasis.
- 4 Deberán incluir interfaces de los siguientes tipos:
 - ☞ Las interfaces eléctricas deben ser interfaces X.21 o G.703.1 a 64 kbps Y G.703.6 a 2 Mbps.
 - ☞ Interfaz a relés de protección.
 - ☞ Doble interfaz E1 (2 Mbps) independiente con conector tipo BNC hacia el equipo de comunicaciones ★SDH ★ que permita el envío de información de manera redundante hacia los extremos remotos.
 - ☞ Interfaz G703 (64 Kbps - 2Mbps).
 - ☞ Multiprotocolo s í n c r o n o (RS449/V35/X21)
 - ☞ Interfaces para conexión a multiplexores vía fibra según IEEE C37.94
★Standard for N Times 64 Kilobit Per Second Optical Fiber Interfaces Between Tele- protection and Multiplexer Equipment. ★.
- 5 La interfaz seleccionada para comunicación entre la tele protección y el equipo de comunicaciones de mayor jerarquía deberá contar con redundancia de conexión que garantice el envío y/o recepción de información entre los equipos.
6. Permitir ejecutar pruebas de bucle local y remoto para diagnóstico.
7. Soporte de nivel 2 vía puerto serial y TCP/IP.
8. Contar con memoria de secuencia de eventos con 500 registros mínimo con estampa de tiempo de 1ms.
9. Incluir puerto para sincronización GPS (conector BNC).
10. Incluir contador de operaciones para el envío y recepción de canales de tele protección.

El suministro deberá ser coherente con el de la red de transporte de comunicaciones e incluir el hardware/software necesario para las interfaces requeridas según el equipamiento de los terminales SDH¹⁴ o PDH¹⁵. (p.ej. interfaz integrada a nivel de E1, (G703) y conexión óptica IEEE C37.94, etc.)

El equipo debe tener una interfaz para programación/gestión: puerto serial y Ethernet (TCP/IP). Puerto posterior con dirección programable para acceso remoto vía red LAN/WAN. Las interfaces ópticas deben ser compatibles con las ventanas de longitudes de onda de 850nm, 1310nm, 1550nm de corto y largo alcance.

El equipo debe ofrecer la capacidad de establecer un canal de servicio para gestión del equipo colateral mediante la interfaz de comunicación de operación. Debe permitir salidas de disparo de diferente tipo según lo requiera el esquema de protección y debe tener capacidad de direccionamiento único para identificación exclusiva del equipo colateral.

Los equipos a suministrar deberán estar equipados con doble interface digital o canales (principal y respaldo) que permitan enviar la información hacia el equipo de comunicaciones de nivel superior de forma simultánea con sus respectivos accesorios.

El equipo debe ser flexible para la sincronización (estampa de tiempo) mediante la red de comunicaciones y mediante la señal proveniente del GPS de subestación SNTP, la alimentación deberá ser la estipulada para el sistema, con capacidad para ser usada a 125V d.c.

Finalmente, los equipos deben ser independientes de los equipos de comunicación de mayor jerarquía como SDH o PDH, es decir que no se admiten tarjetas en los del SDH o PDH haciendo la función de tele protección.

¹⁴Synchronous Digital Hierarchy.

¹⁵Plesiochronous Digital Hierarchy.

3.4.2. Registradores de falla

Los registradores de fallas deben ser equipos digitales, completamente programables y distribuidos, con capacidad mínima para manejar por medio de unidades centrales las bahías o derivaciones a construir en el proyecto incluyendo las expansiones futuras de la subestación y reservas. El registrador debe ser del tipo *distribuido* con módulos que se conectan a una unidad central a través de fibra óptica. Cada una de las unidades distribuidas se deberán instalar en el respectivo tablero de protecciones de cada bahía, la Unidad Central deberá instalarse en un gabinete independiente junto con el reloj satelital correspondiente (sincronización para PMU).

El registrador debe ser activado por las siguientes condiciones:

- ☞ Comando externo.
- ☞ Cambio de estado en una señal digital.
- ☞ Protocolo IEC 61850 víaGOOSE.
- ☞ Cambios en los valores de señales análogas (tensiones y corrientes).
- ☞ Combinación de las mencionadas anteriormente

El registrador deberá indicar cual señal inicio cada evento y cuáles señales cambiaron de estado, con el tiempo de ocurrencia de cada cambio, El equipo suministrado deberá contar con un puerto frontal para configuración y diagnóstico, con interface serial, en caso de requerirse transductores para ello, EL OFERENTE deberá suministrar dos (2) transductores por cada modelo suministrado por subestación.

Por cada bahía se registrarán cuatro (4) señales de tensión (fases y neutro) y cuatro corrientes (fases y neutro) que detecten perturbaciones en la frecuencia fundamental del sistema, adicionalmente deberá contar con tres (3) entradas de tensión independientes para monitorear perturbaciones en altas frecuencias (ondas viajeras)¹⁶, junto con las señales digitales asociadas, mínimo dieciséis (16). Las señales análogas se deberán tomar directamente de los secundarios de los transformadores de corriente y tensión, el registrador de fallas deberá garantizar la adecuada escalización y resolución de las señales análogas independiente de la cargabilidad del sistema.

¹⁶Las tres (3) entradas análogas adicionales aplican sólo para líneas de transmisión.

Los registradores de falla deberán ser de tecnología digital numérica con doble frecuencia de muestreo rápida y lenta, la primera como mínimo a 20 kHz que permita registrar eventos transitorios de corta duración en el sistema. Así mismo el registro dinámico de oscilaciones de potencia a través de una frecuencia de muestreo lenta.

Los eventos en memoria del registrador deberán ser almacenados como mínimo con la siguiente información:

1. Identificación de la subestación, nivel de tensión, bahía y registrador de fallas.
2. Frecuencia de muestreo.
3. Duración del tiempo de pre y post-falla.
4. Fecha y hora de la orden de arranque en formato dd.mm.aaaa hh.mm.ss.msg.
5. Señal trigger del evento almacenado.
6. Criterio de arranque.
7. Cantidad y tipo de los canales muestreados.
8. Comportamiento de las señales análogas y digitales involucradas en el evento con la frecuencia de muestreo especificada.

El registrador de fallas deberá permitir ser interrogado localmente y desde el computador de gestión existente en la subestación o en el centro de control, el cual deberá trabajar con la siguiente secuencia:

1. Adquisición y almacenamiento de los últimos cincuenta (50) eventos en la memoria del registrador de fallas.
2. Transmisión del evento almacenado en el registrador de fallas al computador de gestión (ubicado en la sala de control y/o en el centro de control) de manera automática.
3. Aún, si la transmisión del evento fue exitosa, permanecerá en el registro de memoria, con secuencia de sobre escritura por el más antiguo.
4. En caso de que la transmisión del evento no sea exitosa o que el enlace de comunicaciones esté indisponible, el evento debe permanecer en el disco¹⁷ del registrador de fallas hasta ser transferido al computador de gestión una vez se restablezca la comunicación.

Los archivos de datos generados por el registrador deberán ser COMTRADE (Common Format for Transient Data Exchange), de acuerdo con lo estipulado en la Publicación IEEE C37.111 ★Standard Common Format for Transient Data Exchange for Power Systems. ★

¹⁷Cada registrador deberá contar con un disco duro que permita un número ilimitado de escrituras.

Deberá tener una unidad de comunicaciones para conexión al sistema de gestión de registradores de fallas, desde el cual se podrá acceder remotamente para la captura de los eventos, por protocolo TCP/IP con interfaz eléctrico 10/100/1000 base Tx o Fx.

El registrador deberá estar diseñado modularmente sin partes móviles, permitiendo realizar mantenimiento al sistema sin necesidad de desenergizar la bahía para realizar un remplazo de tarjetas o módulo.

El Registrador deberá contar con una unidad fasorial de medida (PMU) integrada dentro del registrador que realice la medida de parámetros y transmisión de los mismos de acuerdo con la Publicación IEEE C37.118-2005 ★Synchrophasors for Power Systems ★

Para la sincronización (estampa de tiempo) el registrador deberá contar con un GPS de alta precisión (requerido por la PMU) que sincronice la unidad central y unidades distribuidas, el cual deberá ser suministrado por EL OFERENTE (podrá ser interno o externo al registrador) y deberá tener la precisión suficiente para mantener un error total de vector (Total Error Vector) menor de 1 %.

Cada unidad central de los registradores de fallas deberá contar con una tarjeta de red adicional (independiente a la red de gestión, monitoreo y control) para uso exclusivo de PMU (Red PMU), las cual será integrada a un switch dedicado, la información generada como PMU se enviará mediante un puerto físico independiente hacia cada uno de los firewalls de subestación.

El Registrador de fallas deberá permitir realizar la Localización de Fallas mediante el uso del algoritmo de ★Ondas Viajeras ★ para las líneas de transmisión que conecten subestaciones donde se encuentre instalado este tipo de registradores.

Para todas las líneas que comprenden cada una de las subestaciones se deberá suministrar equipos que soporten el algoritmo de ondas viajeras independiente si el extremo remoto posee un equipo con esta característica o es de otro fabricante.

Cada registrador de fallas deberá estar asociado a una única derivación o bahía, es decir, no se podrán combinar señales de diferentes bahías en un mismo registrador de fallas distribuido, por consiguiente, cada transformador, reactor y línea deberá contar con su propio registrador de falla.

Cada registrador de falla debe ser apto para trabajar en condiciones adversas de temperatura de acuerdo al sitio de instalación, por consiguiente, cada unidad distribuida no debe contener partes móviles.

El registrador de fallas debe tener al menos la siguiente señalización:

1. Para el SAS mediante la red de comunicaciones de la subestación.

☞ Distancia de falla (localización de la falla en km.)

2. Deberá contar con contactos libres de potencial para señalización de falla IED y memoria llena.

3. Indicación en el registrador de fallas mediante LED o despliegue alfanumérico de:

- ☞ Registrador de fallas indisponible
- ☞ Baterías interna baja.
- ☞ Baja señal sincronización de tiempo.
- ☞ Falla comunicaciones.
- ☞ Falla sistema de almacenamiento.
- ☞ Evento arrancado.
- ☞ Baja capacidad de memoria.
- ☞ Falla por temperatura.
- ☞ Evento en memoria no descargado.

El algoritmo para la localización de fallas deberá ser asistido con el extremo remoto ★double-ended traveling wave principle ★¹⁸, aumentando de esta forma el grado de precisión y exactitud de la misma mediante el uso de ca.¹⁹

¹⁸ Fault location technology for high-voltage overhead lines combined with underground power cables based on traveling wave principle. Chen Ping, Wang Kuixin, 2011 The international conference on Advanced Power System Automation and Protection.

¹⁹ El oferente deberá prever la señal de sincronización para el cumplimiento de este requisito.

Finalmente, el equipo deberá disponer de controles de seguridad que eviten alterar la programación no autorizada, adicionalmente deberá permitir realizar calibraciones al mismo vía software y verificación del comportamiento de las señales análogas y digitales vía software en tiempo real del sistema.

4. SISTEMA DE CONTROL

En este capítulo se presentan las especificaciones técnicas mínimas para el sistema de control de subestación¹. Para ello, el sistema de control coordinado debe permitir la interacción entre sí de sus diferentes elementos garantizando alta seguridad, flexibilidad, disponibilidad, modularidad y operatividad para una correcta operación de los equipos de manera independiente.

Como *SISTEMA DE CONTROL* se consideran todos los IED's que desempeñen funciones como controladores de bahía, equipos de adquisición y procesamiento de señales, sistema de sincronización de tiempo, servidores de subestación, IHM, equipos de comunicación para intercambio de datos, mando sincronizado, regulador de tensión, equipos para monitoreo de temperatura, selectores de posición y de mando, selectores de autoridad, paneles y relés auxiliares.

La ingeniería que EL OFERENTE desarrolle para el sistema de control deberá estar realizada de acuerdo a las presentes especificaciones, por consiguiente, debe previamente a su implementación y desarrollo ser aprobada por LA EMPRESA.

El sistema de control deberá adicionalmente permitir el crecimiento del sistema de manera modular compatible con diferentes fabricantes, mediante la implementación de sistemas estándar con cumplimiento de normas internacionales. Bajo ninguna consideración se aceptaran sistemas cerrados o bajo protocolos propietario, razón por la cual EL OFERENTE deberá adjuntar a su propuesta el *★documento de interoperabilidad ★*² que avale la integración del sistema con diferentes fabricantes en los protocolos y normas requeridos.

Dentro de los diseños considerados, el sistema de control debe garantizar un grado absoluto de continuidad por un periodo no menor a 15 años y estar en capacidad de realizar las funciones indicadas en el presente capítulo tales como contingencias o indisponibilidad de un elemento.

Las interfases para los cables de red y comunicación en general deberán contar con borneras de conexión para cada puerto (Puertos RJ45 de interface o cajas ópticas de conexión) cuando se tiene interconexión con otro gabinete, éstos deben ser verificados y aprobados por LA EMPRESA previo a su montaje.

Todos los equipos de comunicaciones como Switch y Routers Firewall deberán ser completamente equipados (en su máxima capacidad), los puertos de reserva e interfase deberán ser llevados a la bornera de conexión de interfases mencionada anteriormente.

¹Conjunto de condiciones y parámetros según la necesidad, que permiten mediante una serie de dispositivos realizar de manera manual o automática una predicción sobre las condiciones necesarias de un sistema.

²El cual debe ser avalado mediante publicaciones de reconocimiento en el sector y no mayor a 3 años de publicación.

4.1. Requerimientos mínimos.

Dentro de las consideraciones de diseño EL OFERENTE deberá garantizar el cumplimiento de los requisitos mínimos de seguridad, disponibilidad y protección del sistema que aseguren un óptimo desempeño del mismo y se minimicen las probabilidades de falla que afecten la correcta operación, diagnóstico, monitoreo, desempeño y disponibilidad del sistema.

4.1.1. Seguridad.

1. El sistema de control deberá incluir reportes de falla en el módulo de alimentación incorporando en este, deberá contar con arranque autónomo y capacidad de autodiagnóstico, en caso de falla el sistema debe reportar alarmas a los diferentes sitios de interés; para ello cada uno de los equipos deberá disponer de funciones de vigilancia y autoprotección por temperatura y alimentación ★watchdog - failsafe. ★
2. Los sistemas de comunicación deberán cumplir con la arquitectura establecida por LA EMPRESA y garantizar que el error en un mensaje no genera una falla crítica ni ocasiona acciones indeseadas en el sistema.
3. El sistema debe estar dotado de interfaces humano-máquina en los niveles de control 1 y 2 (IHM en Controlador de Bahía e IHM de subestación) en el cual se permita retroalimentar y verificar que el sistema interpreta la intención del operador informando si dicho requerimiento se ha ejecutado, en caso contrario indicando la causa por la cual el mismo es rechazado.
4. En todo momento, la operación sobre equipos que generen desplazamiento mecánico debe realizarse de manera segura cuando las condiciones para su operación se garanticen, las cuales deben estar acompañado de instrucciones de tipo ★selección antes de operación ★ y ★ confirmación de operación ★ que verifiquen y validen la instrucción.

4.1.2. Disponibilidad.

Cada equipo que interactúa con el sistema de control hará parte de los cálculos de disponibilidad para el sistema, para tal efecto se deberán clasificar los mismos como elementos pasivos o activos dentro de la red local de la subestación, por consiguiente cada IED (incluyendo elementos de comunicación) debe garantizar una disponibilidad individual mayor al 99,99 % y, en conjunto el sistema de control digital una disponibilidad no menor al 99,985 % incluyendo los equipos de comunicación que hagan parte de la red.

Adicionalmente cada uno de los IED y módulos deberán cumplir estrictamente un tiempo medio entre fallas \star MTBF \star superior a 5 años, para los cuales EL OFERENTE deberá soportar con el fabricante el cumplimiento de este requerimiento.

4.1.2.1. Cálculo de Disponibilidad.

El cálculo de disponibilidad para el sistema de control se realizará teniendo en cuenta la siguiente metodología:

$$Disponibilidad[A] = 1 - \frac{MTTR}{MTBF} \quad (4.1)$$

$$A_s = (A_m) + (A_s) - (A_m)(A_s) \quad (4.2)$$

$$A_s = \prod_{i=1}^n A_i \quad (4.3)$$

Donde:

A_s = Disponibilidad del sistema.

MTTR = Tiempo Medio de Reparación

MTBF = Tiempo Medio entre Fallas

$A(m, n)$ = Disponibilidad para componentes m y n.

La ecuación 4.1 corresponde al cálculo de disponibilidad del elemento; para elementos con estructura en paralelo se realizará la simplificación utilizando la ecuación 4.2 y para elementos con estructura en serie la ecuación 4.3

El parámetro *MTBF* debe ser el tiempo certificado por el fabricante del producto y, el parámetro *MTTR* corresponderá al tiempo en el cual EL OFERENTE se compromete a realizar la respectiva reparación del incidente en sitio (considerando disponibilidad de repuestos) desde el momento en el cual el equipo o sistema entra en falla.

Finalmente, bajo ninguna condición la indisponibilidad de un equipo (por actualización, configuración u otra condición) causará indisponibilidad en equipos diferentes al que se está interviniendo, en específico:

1. La indisponibilidad por falla de un equipo por hardware, causará indisponibilidad únicamente al equipo fallado, no deberá causar indisponibilidad en otros equipos o parte de ellos.
2. La indisponibilidad por falla temporal (menor a 5 minutos) por actualización o configuración de un equipo no deberá causar indisponibilidad en la operación física y lógica de otros equipos, ni afectará el funcionamiento del software de configuración y operación de ningún componente en el sistema de control.
3. No se aceptan sistemas de control con software común para todo o parte del sistema de control, es decir:

Las herramientas de programación, configuración y operación deben ser independiente para cada uno de los niveles de control (El software de programación en los IED's de nivel 1 deberá ser diferente al de Nivel 2).

En el nivel 2 cada equipo de cómputo, servidor, Gateway, IHM, consola de operación o equipo que forme parte de este nivel de control deberá tener software de configuración y operación independiente.

4.1.3. Protección.

Para la protección del personal y de los equipos durante labores de operación y mantenimiento deberán proveerse dispositivos de control de enclavamientos que inhabiliten o eliminen condiciones de riesgo, los cuales deben estar acompañados de la verificación y validación del respectivo nivel de autoridad.

Los niveles de control establecidos por LA EMPRESA son: Nivel 0, Nivel 1, Nivel 1R, Nivel 2 y Nivel 3 desde Centro de control principal\respaldo, para los cuales a continuación se describen los requerimientos para cada uno:

4.2. Sistema de Control Nivel 0

El sistema de control en Nivel 0, deberá garantizar un alto grado de seguridad para las personas y equipos eliminando el riesgo de maniobras inseguras, EL OFERENTE será responsable de los diseños eléctricos que garanticen este requerimiento.

Todos los equipos de maniobra como seccionadores e interruptores deberán en este nivel, compartir señales de posición que garantice ★Enclavamientos Mínimos Cableados ★ y eviten maniobras erróneas de operación. Dentro de los enclavamientos mínimos a considerar se deben tener en cuenta:

1. Interruptores:

Todas las maniobras para apertura o cierre de interruptores en nivel 0, deberán ser única y exclusivamente para labores de mantenimiento y, estar condicionadas a la posición abierto de los seccionadores adyacentes al interruptor.

2. Seccionadores adyacentes a Interruptores:

En nivel 0, ningún seccionador deberá operar bajo carga, es decir, para poder realizar mando de apertura o cierre sobre un seccionador, previamente deberá garantizar que el interruptor adyacente se encuentre en posición abierto.³

3. Seccionadores de salida o derivación:

Para poder maniobrar este tipo de seccionadores, deberá previamente garantizarse en conjunto las siguientes condiciones:

- a) El seccionador de puesta a tierra se encuentre en posición abierto y,
- b) Los interruptores que conforman la derivación se encuentren abiertos (Solo si se tiene configuración interruptor y medio).

4. Seccionadores de Puesta a Tierra:

Para permitir la maniobra, el sistema deberá verificar el cumplimiento de las siguientes condiciones:

- a) Garantizar que el seccionador de la derivación se encuentra en posición abierto y,
- b) Garantizar ausencia de tensión en la derivación.

5. Enclavamiento:

Los enclavamientos d e b e r á n estar sometidos a doble polaridad (Enclavamiento tanto por positivo como por negativo).

³Se exceptúa para seccionadores de barra en configuraciones de Doble Barra con transferencia cuando la bahía de acople se encuentre cerrada.

6. Nivel de Autoridad Nivel 0:

La prioridad de mandos en este nivel tanto para interruptores como para seccionadores estará sometida al nivel de autoridad para este nivel, el cual dependerá del selector Local/Remoto bajo las siguientes consideraciones:

- a) Selector en local: Si la lógica de enclavamientos se cumple deberá garantizar la ejecución de maniobras del equipo respectivo e inhabilitar la operación desde niveles superiores.
- b) Selector en remoto: Si la lógica de enclavamientos se cumple deberá garantizar la ejecución de maniobras del equipo respectivo desde los niveles de control superiores e inhabilitar la operación desde nivel 0.
- c) Selector en posición desconectado: En esta posición no deberá efectuarse ningún tipo de maniobra sobre el equipo de manera local o remota.

Dentro de los diseños de ingeniería deberá garantizarse que ningún enclavamiento en este nivel dependa de equipos de Nivel 1 o superiores⁴ y, que todos los enclavamientos sean cableados directamente entre los equipos involucrados sin pasar por empalmes o bornes de paso.

Finalmente, la prioridad en cada uno de los niveles obedecerá a la de menor valor, es decir, la Prioridad en Nivel 0 **prima** sobre los niveles 1, 1R, 2 y 3 respectivamente.

4.3. Sistema de Control Nivel 1.

El sistema de control en Nivel 1, deberá garantizar un alto grado de disponibilidad para cada uno de sus componentes y estar implementado con equipos reconocidos en el mercado y especializados en cada una de las funciones requeridas, para ello los equipos destinados a funciones de control no podrán realizar simultáneamente funciones de protección y viceversa.

Adicionalmente, estos equipos deben estar certificados internacionalmente para trabajar en un ambiente para subestaciones, por lo cual se debe garantizar que todas las señales eléctricas presenten protección contra interferencia electromagnética y ruido, para lo cual EL OFERENTE, debe soportar que sus equipos satisfacen este requerimiento con el cumplimiento de las siguientes publicaciones IEC 60255 5 [★]Electrical Relays Part 5: Insulation coordination for measuring relays and protection equipment Requirements and tests. [★] e IEC 60255 6 [★]Electrical relays - Part 6: Measuring relays and protection equipment. [★]

En este nivel de control, todas las señales análogas y/o digitales serán tomadas o enviadas directamente desde o hacia cada uno de los equipos de potencia sin requerir de elementos externos o de paso que realicen interfaz entre el monitoreo y la operación entre el Nivel 0 y el nivel 1, respetando el nivel de autoridad que prime sobre cada

elemento. Para ello solamente existirá un único selector Local\Remoto para cada bahía o corte que garantice la operación segura sobre los equipos, este selector deberá ser físico y de fácil acceso.

Los equipos de control de Nivel 1 deberán garantizar un adecuado procesamiento de la información y reportarla en tiempo real a los destinatarios de interés (Niveles 0, 1 y 2), por lo tanto debe estar en capacidad de adquirir todas las señales provenientes de campo e interactuar con el sistema de comunicaciones para su posterior envío hacia otros equipos de Nivel 1 y Nivel 2. Este intercambio de información deberá realizarse de manera segura por diferentes interfaces físicas de comunicación.

Cada uno de los IED's de este Nivel deberá permitir realizar acciones de supervisión del estado de la señal adquirida o procesada, adicionalmente cada señal estará monitoreada en tiempo real en cada una de las actividades que desempeñe dentro del equipo, por consiguiente, cada IED debe almacenar en su memoria interna cada cambio o variación de estatus de la señal (inclusive las señales internas propias del equipo ★señales de diagnóstico y monitoreo del propio IED ★). Para el caso de señales binarias, todos los estados de posiciones de equipos de maniobra y sus selectores asociados en cada uno de los niveles de control deberán ser de tipo DOBLE; para las señales análogas cada uno de los equipos deberá estar en capacidad de monitorear y medir en tiempo real y continuamente las señales de tensión y corriente de cada uno de los equipos de instrumentación y medida, reportándola en los sitios de interés respectivo; para las señales análogas calculadas como energías y potencias el equipo deberá ser apto para entregar la resolución de la medida con la precisión establecida en las características técnicas garantizadas requeridas por LA EMPRESA.

EL OFERENTE deberá indicar en su oferta si alguno de los equipos suministrados posee alguna consideración especial para su instalación e indicarla junto con los requerimientos para su correcta operación, como por ejemplo convertidores de alimentación, entre otros. Los equipos a suministrar no deben presentar partes móviles a excepción de la IHM y operar en un amplio rango de temperatura.

Todos los equipos ofertados deberán disponer de batería interna que permita conservar la programación de estos en caso de pérdida de la tensión auxiliar e incorporar filtros antialiasing según la frecuencia de muestreo para eliminar interferencia causada por altas frecuencias. Todos los IED's deben estar provistos de elementos de disparo automático y protección contra sobrecargas y sobre tensiones. Adicionalmente deberán estar aterrizados correctamente garantizando la seguridad del personal y el propio equipo ante descargas estáticas.

4.3.1. Elementos y Equipos de Nivel 0 y 1.

EL OFERENTE debe considerar en los diseños de ingeniería que todos los IED's deben ubicarse en sitios de fácil acceso y disponer de rótulos o placas de identificación que permitan su ubicación con facilidad; estos equipos deben poseer adicionalmente compensación automática por temperatura.

Estos equipos deben poseer los últimos adelantos en áreas como conversores de señal, microprocesadores, conversores ópticos\digital, e incorporar los desarrollos más recientes en las áreas de comunicaciones, protección y control a nivel de hardware y firmware.

Ante falla en la interfaz de comunicaciones en algún IED que no le permita transmitir la información en tiempo real a los equipos de interés deberá almacenarla en la memoria interna (con la capacidad indicada en las características técnicas garantizadas) y almacenarlos hasta el restablecimiento del canal de comunicación, la cual será posteriormente transmitida hacia los equipos que la requieran.

Bajo ninguna consideración, la calidad de una señal que sea transmitida con causa de transmisión por ★Interrogación General ★ o por ★Buffer ★ deberá iniciar una secuencia automática o disparo automático.

Los módulos binarios y analógicos para el intercambio de señales digitales y medidas deberán ser aislados galvánicamente entre los circuitos internos de procesamiento del equipo y los módulos externos, incluyendo fuente de alimentación, conversores análogos/digital y demás módulos de acoplamiento.

Todos los equipos o IED's de control, protección y/o comunicaciones deben satisfacer en sus diseños y componentes internos a nivel de hardware o software los siguientes requerimientos:

1. Fuente de Alimentación:

La fuente de alimentación de la unidad de cada uno de los IED deber 'a tener aislamiento galvánico, medios de protección por bajo y alto voltaje para prevenir daños en el equipo, protecciones por cortocircuito y sobrecarga, filtros adecuados para evitar la entrada de ruido desde el sistema de alimentación, o que el equipo imponga ruido sobre este y cumplir con la última edición de las normas IEEE C37.90 ★Standard for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus. ★, IEC 60801 ★Electromagnetic compatibility for industrial process measurement and control equipment. ★ e IEC 61000 ★Electromagnetic compatibility (EMC). ★ respecto a la capacidad para soportar sobre voltajes.

La fuente de alimentación de los IED's deberá ser 125V d.c. como tensión de entrada, sin embargo, se aceptan equipos que tengan ambas alimentaciones en d.c. y a.c. la alimentación del equipo deberá suministrar los voltajes internos requeridos por el equipo, incluyendo los necesarios para los dispositivos auxiliares. Las terminales de alimentación estarán claramente identificadas informando el tipo de alimentación, el rango de tolerancia y la tensión de referencia requerida.

2. Unidad Central de Proceso:

Los equipos deberán poseer microprocesadores de tecnología moderna con una capacidad y velocidad de procesamiento singular con las funciones solicitadas para el sistema. El módulo deberá incluir memorias EPROM y RAM de acuerdo con la aplicación y funciones requeridas, las memorias donde se almacenen los programas, parámetros y datos permanentes del proceso deberán ser no volátiles. La unidad central de proceso deberá tener la función de arranque en caliente, la cual permita hacer reinicio de los equipos sin la necesidad de detener los procesos de cálculo que se estaban realizando, evitando así comandos indeseados en el sistema de control de la subestación.

El tiempo reinicio o arranque de estos equipos ante una pérdida de alimentación no deberá exceder un minuto.

3. Módulos de Interfaz de Comunicaciones:

Los equipos deben disponer de interfaz de comunicación que facilite su gestión (local y remota), sincronización e integración con el sistema de control, para lo cual cada interfaz de comunicación deberá cumplir como mínimo:

☞ Interfaz Local: Este puerto o interfaz debe permitir la parametrización, monitoreo y diagnóstico directamente sobre el equipo con el software de parametrización del fabricante desde un computador portátil con puerto serial o USB. Por consiguiente, si se requiere algún conversor específico para ello deberá ser suministrado en una proporción 1/20 no inferior a 3 conversores.

☞ Interfaz Remota: Los IED's suministrados deben tener como mínimo dos interfaces 100Base FX5 o 100Base TX6 que permitan la integración del equipo al sistema de control en la arquitectura y protocolos de comunicaciones requeridos por LA EMPRESA; se acepta que el mismo puerto utilizado para el sistema de control en la red LAN de subestación, sea utilizado para la gestión Remota de los equipos, siempre y cuando se realice la adecuada parametrización del Firewall/Router de subestación y no se afecte la seguridad del sistema.

☞ Interfaz de Sincronización: Todos los IED's suministrados deben ser sincronizados con el protocolo indicado en la sección 4.3.1.5, para lo cual cada uno de los equipos debe incluir en su hardware las diferentes interfaces para su sincronización desde el GPS de subestación con una resolución de $\pm 1\text{ms}$ en la estampa de tiempo de los eventos sobre el equipo (incluye señales de proceso o internas del equipo), si por alguna condición se requiere repetidor de señal o amplificadores para lograrlo, EL OFERENTE deberá incluirlo dentro del suministro.

4. Módulo de Entradas Digitales:

Estos módulos deberán ser aislados galvánicamente mediante opto acopladores protegidos con filtros que eviten el rebote de contactos, serán empleados para la entrada de señales de proceso como: indicaciones, alarmas, estados, entre otros y adaptarlas para la operación interna del equipo.

Las señales serán recibidas del proceso a través de contactos libres de potencial, cuya alimentación deberá ser tomada independiente de la alimentación auxiliar del equipo, para lo cual se deberá disponer de una cantidad suficiente de borneras terminales.

Los equipos deberán ser dotados con la cantidad de entradas digitales especificada en las características técnicas garantizadas. Sin embargo, todos los IED's deben tener la capacidad de ampliar el número de entradas digitales por medio de módulos o tarjetas adicionales, se exceptúa en el monitoreo de equipos de potencia de alta importancia como bancos de transformación, reactores, compartimiento de módulos GIS entre otros, los cuales deberán disponer de equipos independientes de adquisición de señales de la misma familia de los controladores de bahía para su gestión y monitoreo con la cantidad de entradas binarias suficiente para no agrupar señales por tipo o por fase.

Para el caso de interruptores y seccionadores monopolares, se deberá disponer de una lógica que permita generar la posición del equipo de acuerdo con la posición individual de cada polo. En caso de existir discrepancia entre la posición de los polos, deberá contarse con la señal respectiva que indique esta condición y visualizarse el equipo como posición indeterminada o indefinida.

5 Ethernet sobre Fibra Óptica.

6 Fast Ethernet 100MBit/s con cable categoría 6.

5. Módulo de Salidas Digitales:

Las salidas digitales deberán operar por medio de relés con contactos libres de potencial e independientes, que servirán a su vez como medio de aislamiento galvánico entre el equipo y el proceso. Los relés de salida deberán ser de bajo consumo, permitir alimentarse con tensión independiente para cada grupo de salidas y ser aptos para operar en circuitos a 125V d.c., con una capacidad térmica de 10A y, una capacidad

de interrupción y de cierre superior a 4 veces la corriente del circuito que se opera. Adicionalmente deberán garantizar un número mínimo de 10.000 operaciones electromecánicas.

Como salidas digitales se tendrán las señales para comando de los equipos de patio, las cuales serán asignadas a estos mediante comandos dobles.

Solo en casos absolutamente necesarios, se podrá ampliar el número de salidas digitales por medio de modulo o tarjetas adicionales en el mismo hardware o chasis.

Adicionalmente los equipos deberán estar en capacidad de recibir y procesar comandos analógicos como set point, de acuerdo a la estructura estándar de cada uno de los protocolos utilizados.

En ningún momento, los equipos deberán operar (cerrar sus contactos) ante la pérdida de alimentación, reinicio del equipo, actualización del firmware o falla en los servicios auxiliares de la subestación.

6. Módulo de Entradas Análogas:

Estos módulos servirán para la conexión de las señales análogas del proceso y su adaptación para la utilización en el equipo, adicionalmente cada señal deberá ser aislada galvánicamente.

Cada módulo de entrada analógico deberá contener su propio convertidor análogo/digital, circuitos de control y multiplexaje de tal manera que si se presenta un daño en la parte común de una tarjeta no se extienda a los demás módulos. Igualmente, si se presenta un daño en el circuito de una señal individual, no se deberán afectar las demás señales del módulo al cual está conectado, la resolución del convertidor análogo/digital deberá ser de al menos 12 bits, incluido el signo y un error en la medida de máximo de 0.2 % o 0.5 % según la función del equipo.

El equipo debe aceptar conexión directa de transformadores de corriente y tensión sin necesidad de transductores intermedios, para este fin la unidad deberá estar equipada con entradas de corriente y tensión de 4 hilos como mínimo cada uno. Sin embargo, la cantidad de módulos análogos requeridos por equipo estará sujeto a la cantidad de canales análogos que se requieran para que el equipo desempeñe su función de medición de corriente y tensión sin recurrir a elementos externos que seleccionen la tensión o corriente del circuito o derivación a controlar o proteger.

En el caso de los controladores de bahía y relés de protección que incorporan la función 25 verificación sincronismo y la función 79 de recierre respectivamente, deberán contar con las entradas adicionales para desempeñar esta función sin depender de elementos externos que seleccionen la tensión de referencia para el cumplimiento de la misma.

Para el caso de las relaciones de transformación por corriente o tensión, los secundarios de los equipos deberán permitir su ajuste para operar a 1 o 5A y 110 o 115V, sin requerimientos adicionales de hardware. Por consiguiente, los equipos deberán realizar el ajuste respectivo mediante jumpers internos y software de programación para seleccionar el valor indicado, sin retornar el equipo a fábrica para este propósito.

7. Marcación de Eventos y Alarmas:

En esta función cada uno de los IED's será encargado de efectuar la marcación del tiempo de ocurrencia de los eventos y de las alarmas que se presenten en los equipos asociados al campo respectivo e internos con una resolución, entre eventos, menor o igual a 1ms y una precisión en la marcación del tiempo de ocurrencia menor o igual a ± 1 ms. Estos tiempos deberán sincronizarse con la base de tiempo recibida a través de la red de sincronización local de datos de la subestación en el protocolo indicado en el ítem 4.3.1.5. Cuando un IED pierda la referencia de tiempo, este deberá reportar la falla automáticamente al sistema de control.

Esta información será enviada a los diferentes sitios de interés como: controlador(es) de subestación, IHM y SCADA entre otros, los cuales realizarán el manejo y la presentación del registro en forma cronológica de todos los eventos y alarmas ocurridos en la subestación. Cada uno de los IED's deben almacenar en memoria no volátil un SOE de 1000 eventos como mínimo.

8. Display y LEDs Local:

Cada uno de los IED's a suministrar deberá contar con display local que permita visualizar en la misma información sobre el sistema y estatus propio, en el cual se podrán configurar ajustes básicos para cada una de las funciones que desempeñe cada IED en el sistema.

Adicionalmente, deberán disponer de LEDs de estado del propio equipo (supervisión y autodiagnóstico) y LEDs de operación del comportamiento del equipo dentro del sistema para el cual se instala.

Finalmente, cada uno de los displays gráficos debe ser editable por el usuario de acuerdo con las necesidades propias de cada proyecto.

Será responsabilidad de EL OFERENTE garantizar durante la etapa de diseño detallado la generación del documento correspondiente al listado de señales, en las cuales se debe garantizar la inclusión de aquellas señales mínimas requeridas (incluyendo el tipo) de acuerdo al estándar definido por LA EMPRESA para Nivel 2 y Nivel 3. Las mismas serán etiquetadas en cada uno de los sitios de presentación como, IHM, Controladores de bahía y planos.

El OFERENTE deberá suministrar los equipos con la cantidad de entradas, salidas binarias y módulos análogos requeridos para cada equipo.

A continuación, se describen los requerimientos particulares y específicos a considerar en los equipos principales de Nivel 1 en el sistema de control, como controladores de bahía, equipos de adquisición y/o monitoreo, entre otros:

4.3.1.1. Controlador de Bahía

El controlador de Bahía corresponde al principal IED del cual se generan y adquieren todas las señales de control del corte o bahía, se realizan las lógicas de enclavamiento (procesamiento)⁷ y se generan los mandos respectivos sobre los equipos de potencia asociados a dicho equipo.

El controlador de bahía o BCU deberá corresponder a un equipo de última tecnología del tipo IED encargado de realizar todas las funciones de supervisión, monitoreo y control en cada uno de los equipos de potencia de la respectiva bahía como son: interruptores, seccionadores y seccionadores de puesta a tierra; adicionalmente, monitorea las medidas analógicas de tensión y corriente asociada al interruptor. (Por cada corte de un diámetro o bahía se deberá disponer de un único controlador de bahía, un controlador no deberá supervisar y comandar más de un interruptor y sus equipos de maniobra asociados.)

Para cumplir el requerimiento anterior cada uno de los controladores deberá ser suministrado con un número apropiado de entradas y salidas digitales (análogas y binarias) que permitan monitorear las condiciones propias de cada equipo, estas no podrán ser menores a las indicadas en las características técnicas requeridas por LA EMPRESA. Cada uno de estos controladores monitorea únicamente los equipos de instrumentación y maniobra, si se requiere supervisar equipos adicionales como auto- transformadores, transformadores de potencia, reactores, compartimientos GIS u otros equipos o elementos, deberá realizarse con un equipo para adquisición de señales adicionales (★con la misma referencia de los controladores de bahía ★) que permita monitorear continuamente estos equipos.

⁷Los enclavamientos sobre los equipos de maniobra, deberán realizarse en este equipo, NO se aceptan lógicas que dependan de niveles superiores o en equipos de protección.

Con fines de estandarización en repuestos, todos los controladores de bahía para un mismo nivel de tensión deberán tener la misma referencia y desempeñar como mínimo las siguientes funciones:

1. Adquirir directamente desde los equipos de potencia las señales digitales (análogas y binarias) para su procesamiento.

Como se indica en la figura 4.1 por cada uno de los cortes o bahía deberá existir un único controlador que permita adquirir y comandar remotamente cada uno de los equipos de maniobra asociados a una derivación, corte o bahía, por consiguiente NO se permitirá que un único controlador comande más de un corte e integre señales de otros cortes o bahías en su hardware.

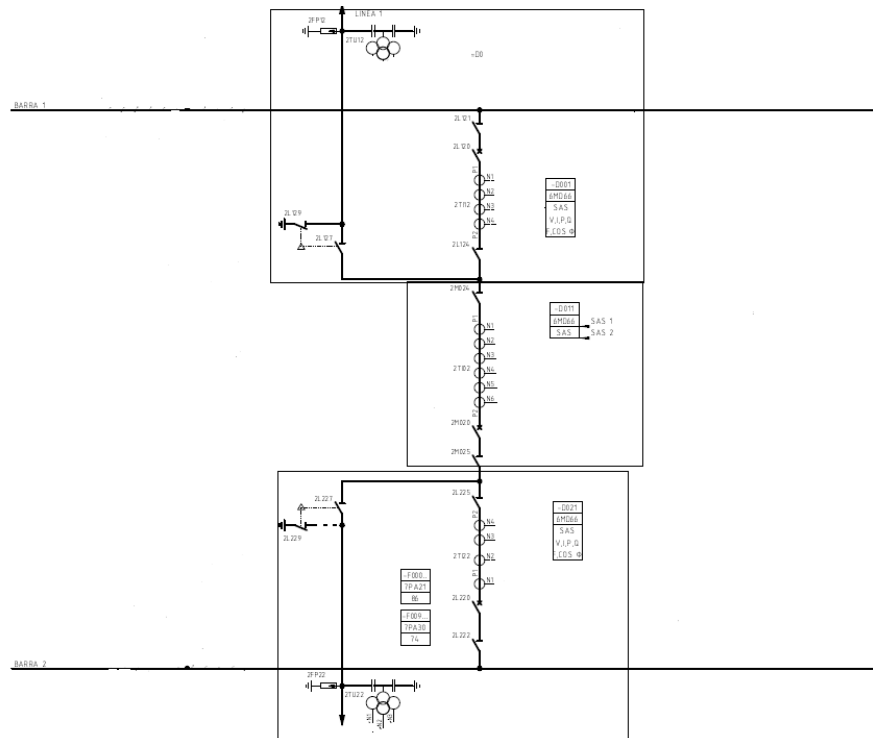


Figura 4.1: Controlador por Corte o Bahía

2. Ejecutar las órdenes de comando o setpoint indicados sobre los equipos de maniobra, cuando las condiciones para ejecución de estas se cumplan.

3. Estampar las señales con fecha y hora sincronizada, el equipo debe sincronizarse desde el reloj GPS de la subestación en el protocolo indicado en la sección 4.3.1.5.

4. Realizar el procesamiento (escalización) y cálculo de medidas del sistema de potencia del circuito o sección que se encuentre monitoreando.8

5. Definir el nivel de autoridad en Nivel 1 (Local\Remoto) de la bahía que se encuentre controlando.

⁸Las únicas medidas calculadas corresponderán a potencias y energía. Tensiones y corrientes deben corresponder a la lectura realizada sobre los equipos de instrumentación.

6. Realizar la función 25 (verificación de sincronismo) según lo indicado en la sección y supervisión falla fusible.
7. Almacenar oscilografía para cada una de las operaciones de cierre con verificación de sincronismo.
8. Transmitir la información a cada uno de los niveles de control o equipos de interés por petición de usuario, espontáneamente y/o por buffer de eventos según se defina en la ingeniería básica y detallada.
9. Realizar el intercambio de mensajería GOOSE verificando la calidad y validez de la señal. Este intercambio de información NO podrá realizar broadcast hacia la red de comunicación externa a la subestación.
10. Ejecutar todas las lógicas y secuencias de enclavamiento para cada uno de los equipos telecomandados.
11. Presentar el estado del equipo primario en IHM de Nivel 1 para supervisión y control, dotado con display tipo LCD con mínimo 6 ventanas de visualización para monitoreo y 3 ventanas para comando.
12. Señalizar mediante LEDs las alarmas con mayor prioridad de los equipos super- visados e identificar cuando el controlador de bahía presente algún error o falla crítica.
13. Realizar las secuencias automáticas y secuencias manuales (paso a paso de operación) definidas en la ingeniería básica para cada uno de los circuitos, cortes o bahías.
14. Establecer los enlaces de comunicaciones según la arquitectura definida por LA EMPRESA.
15. Deberá contar con microprocesadores de mínimo 32 bits.
16. Soportar oscilaciones amortiguadas de acuerdo al estándar IEC 60694 ★ Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear standards. ★

17. La precisión para la lectura de medidas análogas para cada uno de los canales de tensión y corriente deberá tener una precisión con un error de máximo el 0.5 % respecto a los valores nominales.

18. Cumplir con funciones de autodiagnóstico:

El Controlador de bahía debe tener capacidad de expansión de módulos digitales y/o análogos mediante la incorporación de tarjetas sin realizar cambios al chasis o hardware del equipo (tipo plug & play).¹⁰ Adicionalmente contará con autodiagnóstico que permita conocer el estatus del equipo y realizar gestión local y remota mediante la interfaz de comunicaciones para cada una de las funciones que desempeñe el equipo.

Finalmente, el controlador de bahía debe ser apto para montaje tipo rack, con vista frontal y de fácil acceso al display, con todas sus terminales eléctricas y de comunicaciones en bornes del tablero claramente identificadas. Por consiguiente, todas las entradas y salidas digitales, señales análogas e interfaces de comunicación deberán estar completamente conexiados hacia bornes del tablero.

⁹ se acepta realizar intercambio de información solo con propósitos de control, NO de protección. Si alguna señal no es transmitida correctamente o se presentan fallas en la mensajería instantánea GOOSE deber 'a reportarse al sistema de control de Nivel 2 y 3 respectivamente.

¹⁰El OFERENTE deber'a indicar en su propuesta cual es la capacidad de crecimiento de los equipos.

4.3.1.1.1. Modo de Operación UCB. (Unidad de Control de Bahía)

Cada uno de los controladores deberá disponer de un selector físico de dos posiciones para seleccionar operación en Modo Local (L) o en Modo Remoto (R), el cual corresponderá a un único selector de prioridad para Nivel 1 de control para los equipos que se encuentre controlando.

Cuando el selector se encuentre en posición Local, permitirá la operación de los equipos bajo su control desde la IHM del propio controlador, para ello este equipo será el responsable del cumplimiento de las lógicas de enclavamientos y los permisos para operación desde los niveles superiores, con el propósito de garantizar una operación segura.

En modo de operación Remoto, se genera el permiso para operar el sistema desde el Nivel 2 o niveles superiores, para este caso la IHM corresponderá al equipo destinado para cumplir esta función en nivel 2, sin embargo, los permisos y lógicas de enclavamientos deberán ser verificadas en el controlador respectivo de nivel 1.

4.3.1.1.2. Lógicas de Enclavamientos.

Esta función permitirá la operación de manera segura y correcta de los equipos de maniobra de cada campo. Cuando se seleccione un equipo para operación esta función deberá tener la información acerca de la posición en tiempo real de todos los demás equipos involucrados en dicha operación, evaluar las posiciones, verificar condiciones adicionales como tensiones de barra o línea, protecciones operadas, entre otras. Una vez todas las condiciones de operación sean cumplidas de acuerdo con la lógica de enclavamientos establecida, deberá generarse el ★Permisivo★ que habilite la maniobra a realizar. Esta función se debe lograr mediante la intercomunicación mayormente física (eléctrica) de equipos en nivel 1 para lograr la independencia de operación con los niveles de control superiores.

Se hace especial énfasis, las lógicas de enclavamientos, operación, permisos para las maniobras se deben programar en los controladores de bahía de Nivel 1. Bajo ninguna circunstancia se aceptarán lógicas programadas en los equipos de niveles superiores como IHM, controlador de subestación, SCADA, equipos de protección u otro IED.

En el caso de transferencia de información por medio de GOOSE, no se aceptará la transferencia de información de protecciones por este medio, es decir, todas las funciones de protección por equipo deberán realizar su interfaz directamente con los equipos de instrumentación y maniobra sin depender de los equipos de control garantizando la correcta operación en caso de eventos o fallas en el sistema de potencia. Se acepta transferencia de información por este medio, única y exclusivamente para funciones de control, siempre y cuando se cumpla con la arquitectura de control e índices de disponibilidad requeridos por LA EMPRESA.

Para ello EL OFERENTE deberá solicitar por escrito la aprobación de las lógicas de control que propone implementar utilizando GOOSE, en caso de no recibir aprobación deberá implementar conexiones eléctricas¹¹.

Para maniobras originadas desde Nivel 1, cada controlador de bahía deberá adquirir en tiempo real todas las señales e información relacionada al estado de los demás equipos en la subestación que requiera para verificar la lógica de enclavamientos, ya sea directamente o a través de la red de datos del Sistema de Control. El controlador de bahía marcará como no válidos los datos sobre el estado de equipos en otras bahías cuando no disponga de ellos, ya sea por fallas en la red de comunicación, por encontrarse en falla o fuera de servicio el controlador de bahía del cual se adquiere la información. En este caso se inhabilitará el mando de los equipos para los que se requiera la información de equipos de otras bahías.

4.3.1.1.2.1. Operación de Seccionadores Asociados a Interruptores. Su función primordial será aislar el interruptor cuando éste se encuentre abierto, bien sea por mantenimiento, por falla o por consigna de operación. El seccionador de salida de línea o transformador, deberá enclavarse con el seccionador de tierra junto con una lógica redundante para verificar ausencia de tensión de manera que nunca se encuentren ambos cerrados simultáneamente y evitar así puestas a tierra accidentales.

4.3.1.1.2.2. Operación de Interruptores. Su operación, tendrá como consecuencia la energización o desenergización del campo, por lo tanto los seccionadores asociados deben estar cerrados y el seccionador de tierra asociado deberá estar abierto. Considerando que los tipos de circuitos serán las líneas, transformadores, reactores o bancos capacitivos se debe tener en cuenta siempre impedir el cierre para que no ocurra cuando se encuentre operada una de las respectivas protecciones que actúan en forma definitiva y/o cuando no existan condiciones de sincronismo adecuadas.

Adicionalmente, la operación del interruptor dependerá de las condiciones del mecanismo de operación y del medio de extinción, las cuales deben ser optimas en el momento de un cierre o una apertura.

4.3.1.1.3. Secuencias de Operación. El controlador de bahía estará dotado de funciones que permitirán realizar en forma manual las secuencias de cierre, apertura y transferencia de circuitos, mediante despliegues que permitan verificar paso a paso el seguimiento de la maniobra con su respectiva verificación de cumplimiento, las cuales podrán ser seleccionadas tanto desde el IHM local, como desde la estación de operación o desde el sistema SCADA. Consecuentemente el selector del modo de control debe estar en la posición requerida.

La realización de las secuencias deberá garantizar que no se ejecuten maniobras que pongan en peligro el personal o la continuidad de la prestación del servicio en la subestación. Para la ejecución de los mandos a los equipos se deberán tener en consideración los enclavamientos correspondientes.

¹¹ Todas las señales que se transmitan vía GOOSE previo a su procesamiento deberán ser verificadas en estatus y validez

Se deberán verificar las condiciones generales en maniobras, para lo cual se deberá comprobar que la posición de los selectores de modo de control de los equipos involucrados en una determinada secuencia sea REMOTO y que las condiciones operativas de los interruptores (circuito de disparo, mecanismo de operación y medio de extinción) sean óptimas. Estas condiciones deberán verificarse en cada paso y en caso de cambio de estado, se deberá suspender la secuencia y dar la alarma respectiva.

4.3.1.1.4. IHM Local. Cada controlador de bahía deberá contar con una IHM local, la cual debe estar integrada directamente con éste. Esta IHM debe tener un teclado alfanumérico que permita realizar las funciones de supervisión y control, en forma local, de los equipos asociados al respectivo controlador, para lo cual hará uso de los programas de aplicación respectivos y deberá permitir la realización, como mínimo, de las siguientes funciones:

1. Indicación en tiempo real de los enclavamientos de operación de cada uno de los equipos de patio indicando cuál de ellos no está permitiendo la generación del permisivo para maniobras.
2. Selección del modo de operación del controlador.
3. Supervisión de las alarmas de los equipos bajo control, así como del propio controlador.
4. Comando de apertura y cierre sobre interruptores y seccionadores.
5. Indicación del estado de los equipos de la bahía a través del mímico.

Para posibilitar las funciones anteriores la interfaz hombre-maquina deberá estar compuesta como mínimo por:

1. Representación gráfica para cada uno de los equipos de patio.
2. Monitoreo y control en display independiente de la posición y mando de cada uno de los equipos de patio.
3. Una llave de selección local.
4. Indicadores luminosos para supervisión local de alarmas y del estado del controlador de bahía.

5. Teclas funcionales para el mando de los equipos.
5. Teclas funcionales para selección de la información a presentar en los despliegues digitales.
6. Selector o pulsadores para selección del modo de operación.
8. Despliegue de cristal líquido gráfico y alfanumérico para señalización de posición de equipos (mímico), indicación local de medidas análogas y supervisión de alarmas.

4.3.1.2. Equipo de Adquisición de Señales

Aquellos equipos del sistema de potencia que no generan una lógica de enclavamientos sobre otros equipos directamente como: transformadores de potencia, autotransformadores, reactores, bancos capacitivos, SVC's, compartimientos de SF6, sistemas de refrigeración, entre otros, deberán ser monitoreados y supervisados por equipos de adquisición de señales que registren el comportamiento de los equipos en mención.

Deberán ser equipos de la misma familia de los controladores de bahía, los cuales serán responsables de monitorear un solo equipo principal por bahía, es decir, un mismo IED para adquisición de señales no podrá supervisar dos o más bancos de transformador simultáneamente y, tendrá la cantidad de entradas digitales necesarias para verificar las alarmas del equipo a monitorear sin acudir a realizar agrupamientos por tipo de señal o por fase, esto con el fin de identificar con claridad la fuente de la alarma, por consiguiente NO se acepta agrupamiento de señales.

Sus funciones estarán dedicadas exclusivamente a:

1. Adquirir directamente desde los equipos de potencia las señales digitales (análogas¹² y binarias) para su procesamiento.
2. Ejecutar las ordenes de comando o setpoint relacionados con el equipo a monitorear como: etapas de refrigeración, selección de operación manual o automática, mando sobre posición de TAP entre otros.
3. Estampar las señales con fecha y hora sincronizada, el equipo debe sincronizarse desde el reloj GPS de la subestación en el protocolo indicado en la sección 4.3.1.5.
4. Realizar el procesamiento y escalización de la magnitud que se encuentre monitoreando.

¹²Principalmente señales de temperatura y presión.

5. Transmitir la información a cada uno de los niveles de control o equipos de interés por petición de usuario, espontáneamente y/o por buffer de eventos según se defina en la ingeniería básica y detallada.

6. Realizar el intercambio de mensajería GOOSE verificando la calidad y validez de la señal¹³. Este intercambio de información NO podrá realizar broadcast hacia la red de comunicación externa a la subestación.

7. Señalización Local mediante LEDs que permitan identificar las alarmas con mayor prioridad de los equipos que se encuentra supervisando, adicionalmente mediante LEDs deberá permitir identificar si el equipo presenta algún error o falla crítica.

8. Establecer los enlaces de comunicaciones según la arquitectura definida por LA EMPRESA.

9. Finalmente, cumplir con funciones de autodiagnóstico.

¹³Se acepta realizar intercambio de información solo con propósitos de control, NO de protección. Si alguna señal no es transmitida correctamente o se presentan fallas en la mensajería instantánea GOOSE deber 'a reportarse al sistema de control de Nivel 2 y 3 respectivamente.

4.3.1.3. Regulador de Tensión

Para aquellos sistemas de potencia que involucran transformación de tensión (trans- formadores o bancos de transformación) se debe suministrar por cada uno de ellos un IED responsable de realizar las funciones respectivas sobre el cambiador automático bajo carga.

La lógica de operación deberá consistir en interpretar la lectura real de voltaje del transformador de tensión en un valor analógico y aplicar los cambios sobre pequeñas variaciones de tensión (posición del TAP) en un intervalo de tiempo definido Δt_1 cuando la referencia se desvía del margen establecido con el fin de garantizar la tensión establecida como referencia. Como funciones principales a desempeñar debe incluir como mínimo:

1. Regulación de tensión con TAPs bajo carga del auto transformador o transformador.
2. Incluir operación en paralelo de 8 transformadores o auto transformadores, mediante:
 - ☞ Reducción de corriente reactiva circulante.
 - ☞ Lógica Master/Follower.
3. Incluir funciones de marcha atrás en caso de sobretensión y protección por subtensión y sobre corriente.

4. Registrar la posición de toma por:
 - ☞ Corona potenciométrica.
 - ☞ Señal por código BCD.
 - ☞ Señal análoga 4-20 mA.
5. Visualización en valores análogos como potencias, tensión, corriente y factor de potencia.
7. Selección modo de operación L/R y M/A
8. Pantalla tipo LCD que indique la tensión de referencia, tensión real, desviación dU y posición (con capacidad para graficarla) y LED de libre asignación.
9. Botones para selección y mando (incluye configurables por usuario).
10. Adicional al protocolo requerido en el sistema de control y comunicaciones de subestación, deberá contar con IEC 61850 y DNP V3.0 y las interfaces adicionales para ello.
11. Debe estar en capacidad de realizar compensación por grupo de conexión del autotransformador.
12. Interfaz de comunicación independiente para operación en paralelo (para operación en paralelo, debe poseer una dirección única en la red).
13. El equipo debe sincronizarse por medio del protocolo indicado en la sección 4.3.1.5.
14. Funciones de autodiagnóstico.

Respecto a los módulos digitales deberá contar como mínimo con los siguientes:

Módulos de Entradas
Digitales:

Módulos de Salidas Digitales:

1. Indicación posición límite inferior y superior.
2. Selección de grupo de ajustes.
3. Selección para operación en paralelo o individual.
4. Posición de interruptor.
5. Modo de operación L/R y M/A.
6. Falla en el cambiador.

1. Señalización para falla de operación en paralelo.
2. Señalización modo de operación.
3. Señalización modo de operación Manual o Automático.
4. Comando subir y bajar TAP.
5. Señalización grupo de ajustes activo.
6. Status (Equipo OK o en Falla).

Módulos análogos:

1. Medición valores de voltaje: operación en un margen de tensión 50. . . 140 V.
 - ✎ Error máximo de medición menor al 0.3 %.
2. Medición valores de corriente: para operar a 0.2s, 1 o 5 A.
 - ✎ Error máximo de medición menor al 0.5 %.
 - ✎ Capacidad de carga permanente de $2/n$.
 - ✎ Capacidad de carga 1 s de $20/n$.
3. Operación en un rango de frecuencia de 40. . . 60 Hz.

Como parte integral del regulador de tensión se deberán suministrar los elementos de interfaz de comunicación necesarios para su gestión local y remota como cables, conectores y demás accesorios.

El equipo debe disponer de configuración flexible y adaptarse a la topología de la subestación sin requerir accesorios o hardware adicional.

Finalmente, el equipo a suministrar debe ser de la más alta referencia de la familia de equipos del fabricante.

4.3.1.4. Mando Sincronizado.

El Mando Sincronizado debe ser un IED cuyo propósito sea generar órdenes controladas¹⁴ de apertura o cierre sobre las bobinas del interruptor¹⁵ garantizando una correcta operación de cada uno de los interruptores que aplique dentro de la configuración de la subestación.

La orden de apertura o cierre debe ser eléctricamente independiente a la lógica de control en modo respaldo y protección del interruptor a operar, garantizando la correcta operación en cada una de las maniobras requeridas¹⁶, sin embargo, en caso de indisponibilidad o falla en el equipo, se deberá disponer de la operación del interruptor local y remotamente. Adicionalmente, en caso de no detectarse en la señal de referencia en un tiempo establecido de retardo un cruce por cero, deberá abortarse la ejecución de control del equipo y realizarse la maniobra sobre los polos del interruptor de manera convencional.

¹⁴Retrasando el mando por polo según las condiciones requeridas por el sistema.

¹⁵El Mando Sincronizado deberá tomar las señales de tensión, corriente y posición del interruptor en tiempo real asociados al interruptor a comandar.

¹⁶Como señal de referencia para aperturas y cierres debe permitir seleccionar una onda de corriente y tensión preferida respectivamente

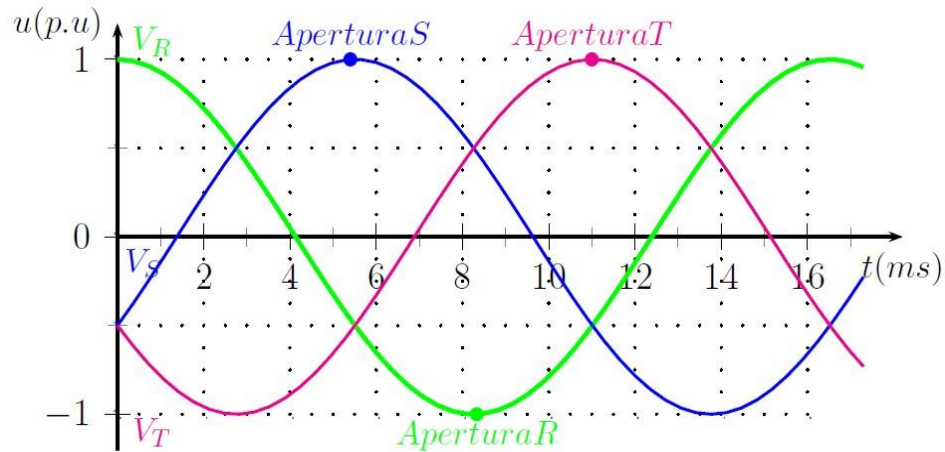


Figura 4.2: Reactores: Conexión Yn para apertura monopolar

Para el caso de compensación con reactores, se considera como maniobra primordial la apertura o desconexión de estos equipos, para el cual se toma como referencia la tensión aplicada a estos, en el caso de equipos aterrizados se puede considerar el comportamiento de la figura 4.2. En casos de compensación con bancos capacitivos, se considera como maniobra primordial la conexión o energización de estos equipos, para estos bancos con Conexión Yn de manera análoga se toman como referencia las tensiones aplicadas a cada fase y el cruce de las mismas por cero, como se referencia en la figura 4.3.

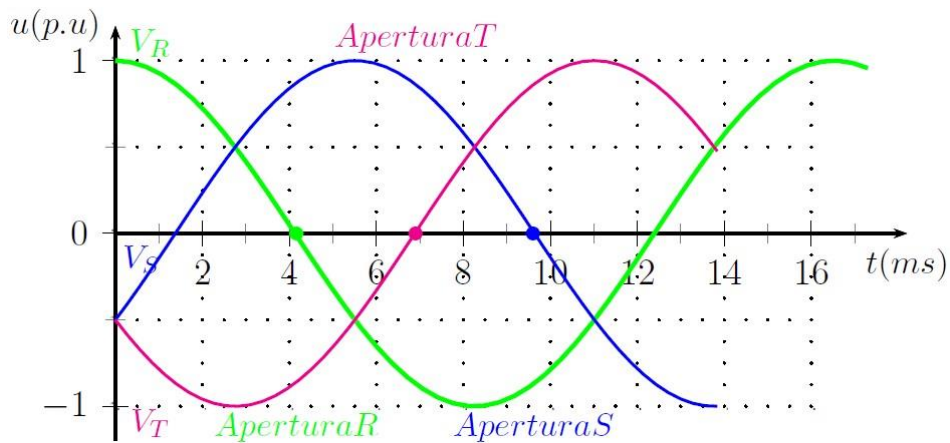


Figura 4.3: Capacitores: Conexión Yn para apertura monopolar

El equipo para mando sincronizado deberá estar en capacidad de operar para cada una de las siguientes condiciones de acuerdo a la aplicación en el sistema:

1. Bancos de Transformación:

☞ Para cierre: Como requerimiento principal para el caso de transformadores o bancos de transformación se debe emplear por función de ★control de cierre retrasado★, para lo cual el equipo debe disponer de los accesorios necesarios para calcular el flujo residual en el embobinado del transformador cuando este se encuentra desenergizado. A partir de estos cálculos deberá cerrar primero la fase en la cual se tenga el mayor flujo residual, posteriormente cerraran las otras fases entre ½ a máximo 4 ciclos posteriores, cuando el flujo en el núcleo corresponda a la tensión de fase.

Adicionalmente el equipo deberá disponer como segunda opción de control, el cierre del primer polo cuando la tensión se encuentre en su máximo valor a fin de garantizar que la corriente de magnetización y flujo sean nulos, para el caso de los dos polos restantes, estos dependerán del grupo de conexión del autotransformador asociado.

2. Compensación Reactiva:

☞ Para apertura: Eliminar el efecto ★chopping★ cuando se produce un corte brusco de corriente en cercanías de los polos del interruptor en el instante en el cual la corriente se aproxima a cero, generando momentáneamente una carga eléctrica atrapada, la cual puede generar fenómenos de sobretensión¹⁷.

Para reactores conectados en Y y neutro aterrizado, la apertura se debe realizar con desfases de 30° y 90° respectivamente posterior a la apertura del primer polo en el cruce por cero.

Para reactores con neutro flotante la apertura se debe realizar 90° simultáneamente para las dos fases restantes, luego de la apertura del primer polo.

¹⁷ Voltaje en la Bobina: $V = -L \frac{di}{dt} = -N \frac{d\phi}{dt}$

5. Compensación Capacitiva:

☞ Para cierre: Dado que la relación entre la corriente y la tensión en el momento de energización está relacionado por $i = Gdv/dt$ en el momento de cierre

Se genera un transitorio dependiente de la tensión aplicada, se debe garantizar que el cierre en cada fase del interruptor se realice cuando se presente un cruce por cero de cada una de las tensiones a las cuales se encuentra sometido cada fase ★para banco de condensadores conectado en Y y neutro aterrizado★.

Para el caso en el cual la conexión corresponde a neutro flotante, se debe garantizar el cierre de dos polos en el momento de cruce de tensión entre ellas ★instante de tiempo en el cual la diferencia de tensión entre ellas es cero ★ y el polo restante 90° posterior a los dos primeros.

Para una correcta operación del equipo este debe garantizar el monitoreo continuo como mínimo de los siguientes elementos y reportar una alarma en caso de falla u operación fuera de rango para:

- ☞ Sobre corriente en las bobinas de operación.
- ☞ Voltaje de operación de las bobinas del interruptor.
- ☞ Operación demasiado lenta o rápida en la operación de cada uno de los polos del interruptor para apertura o cierre.
- ☞ Presión de cada una de las fases del interruptor.
- ☞ Temperatura ambiente.

Finalmente, el equipo debe estar en capacidad de almacenar la cantidad de eventos requeridos en las características técnicas garantizadas con sincronización de la fecha y hora indicada en la sección 4.3.1.5 y, almacenar cada una de las operaciones de apertura o cierre en formato COMTRADE registrando la información de interés definida en la ingeniería básica.

4.3.1.5. Sistema de Sincronización de Tiempo -GPS-.

El sistema de control deberá ser dotado con todos los medios para la sincronización del calendario y del reloj, por medio de un equipo receptor de la señal de los satélites del ★Global Positioning System ★ -GPS-. El equipo deberá incluir la antena, el cable de conexión, el equipo de recepción con todas las funciones de generador y decodificador de tiempo sincronizado desde los satélites del NAVSTAR GLOBAL POSITIONING SYSTEM (GPS), protector de estado sólido, salida con manejo de formato DCF 77, SNTP, IRIG-B,18, DCF-77, PPS, PPM e IEEE 1588.

La señal deberá proveer el tiempo con una precisión y resolución de 1ms para todos los equipos del sistema de control y de 100µs para equipos PMU y otros que requieran esta última. En caso de pérdida de la señal de los satélites, los equipos deberán continuar sincronizados con el reloj interno del receptor GPS. Al retornar la señal, se deberá restablecer automáticamente la base de tiempo y su sincronización.

El GPS deberá estar ubicado en la sala de control de la subestación, en el tablero del controlador de subestación y deberá calcular automáticamente el cambio horario de acuerdo a los requerimientos de la ubicación geográfica. El equipo receptor deberá tener un display con indicación de la fecha y hora (con resolución de 1s).

La base de tiempo del GPS, deberá ser difundida a los equipos de comunicación y computo ★Controladores de subestación, IHM y equipos de ingeniería ★, a través de la red LAN, empleando el protocolo NTP o IEEE 1588 según se defina en la ingeniería detallada, para el caso de los equipos del sistema de control, protección, medida y demás IEDs la sincronización se realizará a través de una red de sincronización independiente bajo el protocolo IRIG-B, para lo cual EL OFERENTE deberá incluir en su propuesta todos los accesorios como amplidores, conectores y demás que garanticen este requerimiento¹⁹.

Los sistemas deberán proveer salidas de pulsos con una frecuencia de al menos 1pps, 1 ppm y 1pph. Las salidas de pulsos deberán ser opto acopladas y no deberán producir retardo en la sincronización.

La sincronización de tiempo entre los diferentes nodos del sistema de control deberá ser tal que la diferencia máxima de tiempo entre ellos sea de 1ms o 100µs según su aplicación.

¹⁸Modulado y demodulado.

¹⁹LA EMPRESA no acepta pérdidas de sincronización por concepto de largas distancias.

El equipo suministrado deberá disponer de contactos libres de potencial que permita reportar si falla o se encuentra indisponible al sistema de control, adicionalmente deberá soportar protocolo SNMP que permita su integración al controlador de subestación.

El equipo suministrado para las funciones de GPS deberá incluir tarjeta de red redundante e independiente, que permita sincronizar las diferentes redes físicas e integrar el mismo a la red de control de subestación.

Finalmente, el equipo debe ser suministrado con capacidad en módulos de sincronización IRIG-B e IEEE 1588 para todo el equipamiento de la subestación (inclusive los campos futuros²⁰) más un mínimo de dos (2) puertos equipados como reserva para los siguientes formatos: IRIB-B, PPS e IEEE 1588.

4.4. Nivel 1R: Modo Emergencia.

Este nivel de control, corresponde a operación sobre los interruptores de cada una de las bahías desde un mímico instalado en el tablero de control de cada una de ellas para condiciones de emergencia.

Estará compuesto por un selector tipo ★Llave★ con posición para operación en Modo Normal y Modo Emergencia (selector con retorno a cero, el cual, en estado de reposo corresponde a Posición ★Normal★). El selector permite establecer el Nivel de autoridad para la operación seleccionada, esta acción estará acompañada de un selector de operación para apertura o cierre la cual será efectiva siempre y cuando el selector se encuentre simultáneamente en Modo Emergencia²¹.

Este mímico debe estar acompañado de la respectiva señalización de posición del interruptor, barrajes y conexiones eléctricas propias de la bahía de acuerdo a la convención de colores establecida para cada uno de los niveles de tensión.

En el mímico también se debe visualizar en tiempo real la posición de los seccionadores de puesta a tierra y derivación, estos no tendrán posibilidad de mando. Este modo de Operación ejecutará las maniobras únicamente sobre los interruptores bajo alguna de las siguientes consideraciones:

²⁰ para ello, es permitido usar amplificadores y distribuidores de señal entre el edificio de control y las casetas de relés.

²¹ Debe incluir los enclavamientos mínimos cableados y las condiciones operativas del sistema

1. Orden de apertura:

☞ Por solicitud del operador: Ante un requerimiento del operador, la apertura de un interruptor deberá realizarse desde este nivel teniendo en cuenta la verificación de los enclavamientos mínimos requeridos para ello definidos en la ingeniería básica del proyecto, esta orden no dependerá de ningún IED microprocesado y deberá ejecutarse sobre las dos bobinas de apertura del interruptor.

2. Orden de cierre:

☞ Por solicitud del operador: Si se presenta esta orden por parte del operador, se deberá verificar la lógica de enclavamientos mínimos cableados y efectuar la verificación de sincronismo mediante las protecciones principales de cada sistema, es de aclarar para el caso de líneas de transmisión con tensión igual o superior a 115kV en las cuales se dispone de dos protecciones principales de línea, la verificación de sincronismo será responsabilidad de aquella que se designe como principal 1, en caso que esta se encuentre en prueba o en falla la función será asumida por la aquella designada como principal 2 (o protección de respaldo). ²²

Una vez establecida la orden de cierre desde los respectivos selectores, se deberán generar los respectivos eventos de la maniobra hacia el sistema de control, incluyendo la operación de los selectores de emergencia y orden de cierre manual.

Para la ejecución de cada una de las ordenes se deberá garantizar la simultaneidad entre el comando a realizar y el selector en posición ★Emergencia. ★ Adicionalmente se debe garantizar que ningún seccionador se encuentre en posición indeterminada dentro de las respectivas lógicas de enclavamientos (programados y enclavamientos mínimos cableados).

²²Una vez generada la orden por esta condición no se deberá realizar verificación de sincronismo simultáneamente por las dos protecciones de línea.

Como mínimo los elementos a considerar en este nivel de control son:

4.4.1. Indicador de Posición

Este deberá ser utilizado para visualizar localmente la posición del interruptor, considerando:

- ☞ Indicación de posición tripolar: abierto, cerrado e indeterminado.
- ☞ Montaje: Frontal (con sujetadores).

☞ Marco frontal de visualización: Mínimo 32mm.

☞ Protección de contactos.

☞ Contactos auxiliares: mínimo 2NC y 2NO (debe permitir los requeridos en la ingeniería detallada).

4.4.2. Selector tipo llave extraíble con retorno a cero

Este selector debe satisfacer como mínimo:

☞ Secuencia de maniobra: Selección de Posición Normal ★0 ★ y Posición Emergencia ★I ★.

☞ ángulo de desplazamiento mínimo para operación: 50° a la derecha.

☞ Montaje: Frontal (Con tornillo).

☞ Contactos auxiliares: mínimo 2NC y 2NO (Debe permitir los requeridos en la ingeniería detallada).

4.4.3. Selector de operación 2 posiciones con retorno a cero

Este selector debe satisfacer como mínimo:

- ☞ Secuencia de maniobra: Sección de operación Posición ★Normal (0) ★, Selección Abrir ★I ★ y Selección Cerrar ★II ★.
- ☞ Ángulo de desplazamiento mínimo para operación: 2x90°.
- ☞ Montaje: Frontal (con tornillo).
- ☞ Contactos auxiliares: mínimo 2NC y 2NO (debe permitir los requeridos en la ingeniería detallada).

4.4.4. Barrajes y derivaciones

La representación de las conexiones eléctricas deberá realizarse por medio acrílico adherido directamente al tablero con un espesor adecuado y en los colores²³ que represente el nivel de la tensión al cual se encuentra asociado.

²³El color del acrílico en cada uno de los niveles de tensión será establecido en la ingeniería de detalle con base en el estándar definido por la Empresa en base a la normativa nacional.

4.5. Sistema de Control Nivel 2.

El sistema de control en Nivel 2, corresponde a todos los equipos asociados a la operación de la subestación desde la IHM y la interacción del control coordinado entre los niveles 1 y 3, este nivel de control dispondrá del modo de operación ★SCADA★²⁴ y ★SUBESTACIO'N ★.

Cuando el modo de operación se encuentre en SUBESTACIO'N, solo se permitirá la ejecución de comandos desde el computador de operación del sistema de control o IHM, en el modo de operación SCADA solo se podrán ejecutar comandos desde el centro de control Preferido²⁵. El modo de operación SCADA corresponde al modo normal de operación de la subestación. En caso que el modo de control SUBESTACIÓN se encuentre activo, después de un tiempo ajustable en el cual el sistema no realice operación o por indisponibilidad, éste debe cambiar automáticamente a SCADA, impidiendo así, que la subestación quede sin operación desde cada uno de los centros de control.

LA EMPRESA no acepta que lógicas de enclavamientos o secuencias de operación se programen en este nivel de control, estas deberán ser realizadas por cada uno de los IEDs de nivel 1, solamente se podrán implementar lógicas relacionadas con agrupamiento de señales para su posterior envío al(os) centros de control y aquellas propias del nivel 2 como contadores y acumuladores entre otros.

Adicionalmente todos los equipos de cómputo que hagan parte del suministro deben disponer de arreglo en configuración RAID instalados.

La IHM, controladores de subestación, estación de ingeniería y demás equipos de cómputo deben sincronizarse por medio de la red LAN de la subestación desde el sistema satelital de tiempo GPS en protocolo SNTP o NTP especificado en la sección 4.3.1.5.

²⁴El sistema de control de subestación debe estar en capacidad de operar remotamente desde el Centro de Control Principal y/o Centro de Control de Respaldo según el centro de control preferido seleccionado.

²⁵El centro de control preferido corresponde al nivel de autoridad para controlar cada una de las subestaciones desde el centro de control principal o desde el centro de control de respaldo.

Los equipos principales que forman parte de este nivel de control son los siguientes, y deberán garantizar las especificaciones indicadas a continuación:

4.5.1. Controladores de Subestación.

Este equipo cumplirá las funciones principales para el manejo, procesamiento, diagnóstico y enrutamiento de información dentro del sistema de control, por consiguiente deberá garantizar los siguientes requerimientos a nivel de hardware y software:

4.5.1.1 Hardware del Controlador de Subestación.

La unidad central de la subestación, deberá ser apropiada para ambiente de subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión, construida en forma modular, debe ser controlada por microprocesador de tecnología moderna y poseer funciones de supervisión y de auto diagnóstico que permita detectar fallas en el equipo y evitar operaciones erróneas, es decir, deberán realizar diagnóstico a nivel de sistema, de red y de módulos, suministrar la información sobre el tipo de falla por medio de indicaciones o displays.

La unidad central deberá contener memoria Buffer, la cual almacenará la información generada en el sistema de control durante una interrupción en el enlace de comunicaciones con el nivel superior, y la enviará una vez se restablezca la comunicación.

El controlador de subestación no deberá contener partes móviles y debe ser redundante,²⁷ con el objeto de mantener la disponibilidad de la conexión con los diferentes niveles de control, adicionalmente el equipo podrá desempeñar funciones de gateway de subestación para el envío de información hacia los respectivos centros de control en el protocolo de comunicaciones establecido por LA EMPRESA.²⁸

La unidad central de la subestación será destinada única y exclusivamente a integrar los IED de la subestación y direccionar la información a los diferentes niveles jerárquicos de control (Nivel 3, IHM e IED). Su indisponibilidad no deberá afectar ningún nivel inferior de control de la subestación. Todos los equipos tales como: controladores de bahía, relés de protección, equipos de 85

mando sincronizado entre otros a suministrar, se deben integrar a la unidad central de la subestación a través de la red LAN de subestación empleando los protocolos y arquitectura solicitados por LA EMPRESA.

Este equipo debe cumplir con el requerimiento de escalabilidad de tal modo que permita integrar nuevos equipos a la red bajo los protocolos requeridos, la capacidad ofrecida debe soportar un mínimo de 150 equipos sin necesidad de ampliar las licencias en hardware o software.

El equipo deberá ser de tipo modular, tanto en programación (Software) como en equipo (Hardware) que permitan cambios o ampliaciones del sistema. El Hardware del equipo deberá ser construido en forma modular, apropiado para montaje en rack de 19”.

El sistema de control automático de la subestación permitirá la operación de esta desde el Centro de Control Remoto, desde la sala de control de operación de la subestación, desde los controladores de bahía y desde el mímico de respaldo en cada uno de los tableros de control.

Las unidades de almacenamiento no volátil que hagan parte del suministro deberán tener una vida útil no menor a 15 años.

²⁷ filosofía de operación Hot-Stanby seleccionable por el operador, permitiendo conmutar manual o automáticamente la carga de servicios ante diversos tipos de contingencias.

²⁸ Los dos controladores deben tener la misma configuración a nivel de hardware y software

Dentro de las características mínimas requeridas en el controlador de subestación este debe garantizar:

1. La fuente de alimentación de la unidad central deberá ser redundante con aislamiento galvánico, medios de protección por bajo y alto voltaje para prevenir daños en el equipo, protecciones por cortocircuito y sobrecarga.
2. La alimentación del equipo debe satisfacer los requerimientos establecidos en el numeral 4.3.1.
3. Deberá poseer un microprocesador de tecnología moderna con una capacidad y velocidad de procesamiento acordes con las funciones solicitadas en las características técnicas garantizadas.
4. La unidad central de la subestación deberá tener memoria FLASH, memoria RAM y memoria NVRAM respaldada por batería de acuerdo con la aplicación y funciones requeridas donde se almacenen los programas, parámetros y datos permanentes del proceso, de forma no volátil.

5. La unidad central debe tener mínimo las siguientes interfaces:

- ☞ Dos puertos seriales RS232.
- ☞ Cuatro puertos USB para diagnóstico y configuración.
- ☞ Puertos VGA y DVI para salida de video.
- ☞ Un puerto Ethernet 10BaseTx para el envío de información hacia los respectivos centros de control.
- ☞ Un puerto Ethernet 10BaseTx redundante para el intercambio de información con la red LAN de control y protección de subestación.

Si el equipo requiere para su funcionamiento módulos externos (p.e.j: conversores de fuentes DC/DC) deberán ser incluidos dentro de la propuesta e indicar los módulos externos al equipo para su validación por parte de LA EMPRESA.

4.5.1.2. Software del Controlador de Subestación.

El Software deberá considerar una flexibilidad que posibilite una interfaz y accesos rápidos a las funciones y despliegues de operación, así como la capacidad de memoria y procesamiento para permitir la adición de funciones por parte del usuario.

EL OFERENTE deberá presentar junto con la propuesta, información completa acerca de los equipos ofrecidos, en cuanto a su estructura, unidad central de proceso (CPU), tipos y módulos de memorias, módulos de entrada/salida, redes de control, equipos y lenguajes de programación, interfaces de comunicación con otros sistemas y capacidad de expansión entre otros.

La base de datos mínima que debe soportar cada unidad central de la subestación debe tener capacidad para soportar los puntos requeridos para el desarrollo completo de la subestación del proyecto, siendo como mínimo 10.000 puntos, incluyendo bahías futuras y reserva.

El suministro debe incluir todo el software utilizado y requerido para el desarrollo del sistema con sus respectivas licencias para la programación y mantenimiento de cada unidad central de la subestación sin limitarse únicamente a los módulos básicos de programación.

El software suministrado debe contener módulos que permitan la programación de la aplicación, identificación del estatus de cada señal interna o adquirida por comunicaciones en tiempo real²⁹ y, el estado y diagnóstico de la comunicación de cada IED en la red local de la subestación.³⁰

EL OFERENTE debe incluir en su propuesta herramientas que permitan la gestión y monitoreo de cada uno de los protocolos suministrados en los controladores de subestación, con el propósito de verificar fallas en la red, equipos o programación del controlador.

Cada uno de los programas instalados deberá estar completamente licenciado y no deberá requerirse actualización de dichas licencias, si para la operación de alguna aplicación específica se requiere de módulos adicionales, esta deberá ser asumida por EL OFERENTE e informar a LA EMPRESA para su aprobación.

Dentro del software a suministrar, el oferente debe incluir antivirus compatible con las aplicaciones requeridas para la correcta operación del sistema adicionalmente deberá instalar y programar la aplicación VNC³¹ para gestión local de cada uno de los controladores, para la gestión remota de estos EL OFERENTE deberá suministrar software licenciado que opere bajo comunicación cifrada ★Secure Shell. ★ Este equipo deberá ser completamente redundante con el fin de garantizar un alto índice de disponibilidad, para lo cual la referencia y componentes de los elementos del equipo deben ser iguales.

4.5.2. Interfaz Hombre Máquina -IHM-

Este equipo será responsable de la operación y control de la subestación cuando el nivel de autoridad se encuentre bajo su responsabilidad y los niveles inferiores se lo permitan. Será responsabilidad de la ★IHM ★ otorgar el Nivel de autoridad al(os) respectivo(s) centros de control de manera manual o automática según el escenario de operación o indisponibilidad del equipo.

Este equipo debe cumplir las funciones principales para la visualización, anunciación, procesamiento, diagnóstico, almacenamiento, y control en tiempo real de una manera clara y precisa el estado para cada uno de los equipos de la subestación y elementos asociados, de forma tal que permita generar reportes y consultas sobre estados anteriores ★históricos ★ y permita su posterior análisis.

²⁹ Adicionalmente debe permitir simular el valor y estatus de la señal manualmente.

³⁰ Debe permitir gestionar el enlace de comunicación para activar o desactivar su link en la red local de la subestación.

³¹ ★Virtual Network Computing ★

4.5.2.1. Hardware-IHM-.

El hardware de la IHM deberá estar constituido por un equipo apto para trabajar en ambiente industrial y de subestaciones eléctricas en alta tensión, para ello EL OFERENTE debe anexar la documentación respectiva para el cumplimiento de este requerimiento. La alimentación del equipo debe ser tal que permita operar con tensión directa o alterna. Si para ello se requieren de equipos externos como inversores y/o convertidores deben ser considerados dentro del valor de la oferta e indicar el mecanismo de alimentación del equipo.

Debe ser completamente independiente de los controladores de subestación, por consiguiente ninguna función se podrá compartir con ellos, exceptuando la transferencia de información solo con fines de representación e históricos del sistema, debe estar dotado con todos los accesorios y elementos necesarios para la operación, mantenimiento y diagnóstico del sistema garantizando su desempeño, funcionalidad y seguridad del sistema de control.

Por otra parte, el equipo debe estar en capacidad de instalarse en el panel de control principal de la subestación o en mobiliario como estación de operación.

El equipo que realice las funciones de IHM deberá disponer como mínimo con:

- ☞ Monitoreo de temperatura en las proximidades del procesador y alimentación, estado de ventilador, niveles de voltaje, estados de los discos y conteo de horas operativas.
- ☞ Slots para ampliación de memoria RAM.
- ☞ Pantalla con resolución mínima de 1280x1024.
- ☞ Procesador mínimo i5 de quinta generación.
- ☞ Memoria RAM de 8 GB
- ☞ Discos de estado sólido en arreglo RAID.
- ☞ Unidad de DVD-RW.
- ☞ Slot PCI para expansión de tarjetas.
- ☞ MainBoard con controladora para selección de arreglos RAID.
- ☞ Si el equipo es instalado en panel o tablero de control principal de la subestación, deberá ser con pantalla tipo táctil y apto para montaje tipo rack.
- ☞ Tres Puertos de RED 100/1000 MBit/s.
- ☞ Puerto serial DB9
- ☞ Conexión física para aterrizaje del equipo.
- ☞ Salida de video VGA y DVI para monitor auxiliar.
- ☞ Lamina protectora de Pantalla
- ☞ Tarjeta de sonido con memoria independiente.

- ☞ Parlantes integrados para generación de alarmas audibles.
- ☞ Tarjeta de video con memoria independiente.
- ☞ cuatro puertos USB
- ☞ Monitoreo del estatus del sistema mediante LED's o indicadores de 7 segmentos.
- ☞ Monitoreo del estatus de la batería interna.
- ☞ Debe permitir realizar reboot remotamente desde equipos externos.
- ☞ Alimentación 125V. DC.

Finalmente, todos los elementos internos como tarjetas, drivers, slots, buses de datos, mainboard entre otros deben ser en última versión y compatibles con los programas instalados garantizando un correcto funcionamiento, compatibilidad y operatividad del sistema entre hardware y software.

4.5.2.2. Software -IHM-.

El software instalado en la IHM debe garantizar principalmente la seguridad del sistema de forma tal que se evite el acceso de personal no autorizado a las diferentes aplicaciones instaladas en este equipo, inclusive evitando que durante el reinicio del equipo se permitan realizar acciones no autorizadas por el administrador del sistema, como operar herramientas del sistema operativo, entre otros.

Si el software de la IHM y del controlador de subestación son los mismos, se debe manejar estructura cliente/servidor para la comunicación entre el controlador de subestación y la IHM. No se aceptan metodologías como el manejo de la IHM por escritorio remoto al controlador de subestación.

Por otra parte, todos los despliegues de la aplicación, datos y funciones del sistema deberán estar protegidos por usuarios autorizados con sus respectivas claves de acceso asociados con un nivel de seguridad que determinará las funciones accesibles a dicho usuario, con la siguiente prioridad:

4.5.2.3 PC de gestión local

El oferente debe incluir dentro de los equipos a suministrar un computador para escritorio de reconocido fabricante, software con sus respectivas licencias. Los elementos internos como tarjetas, drivers, slots, buses de datos, mainboard entre otros deben ser en última versión y compatibles con los programas instalados garantizando un correcto funcionamiento, compatibilidad y operatividad del sistema entre hardware y software que cumpla como mínimo con las siguientes características:

- Slots para ampliación de memoria RAM.
- Pantalla con resolución mínima de 1280x1024.
- Procesador. *
- Memoria RAM. *
- Disco Duro.
- Unidad de DVD-RW. *
- Slot PCI para expansión de tarjetas. *
- MainBoard con controladora para selección de arreglos RAID.
- Si el equipo es instalado en panel o tablero de control principal de la subestación, deberá ser con pantalla tipo táctil y apto para montaje tipo rack.
- Puerto de RED redundante 100/1000 MBit/s.
- Conexión física para aterrizaje del equipo.
- Salida de video VGA y DVI para monitor auxiliar.
- Lamina protectora de Pantalla
- Tarjeta de sonido con memoria independiente.
- Tarjeta de video con memoria independiente memoria de 2GB.
- Puertos USB

1. **Nivel 1:** Visualización: No requiere clave de acceso al sistema, allí se podrá visualizar información básica del sistema y navegar por los despliegues. No será posible realizar ningún comando, cambio o modificación al sistema.

2. **Nivel 2:** Operación: Para ingresar a este nivel se requiere clave de acceso al sistema y aplicaciones que cumplan las funciones de visualización gráfica y dinámica del sistema y de la subestación, se tendrá visualización, navegación, generación de comandos, cambios de modo de operación, reconocimiento de alarmas, activación de secuencias y selección de aplicaciones propias para generación de informes o documentos de análisis.

3. **Nivel 3:** Ingeniería y administración: Al igual que el nivel 2, requiere de clave de acceso para desempeñar en conjunto las funciones del nivel de operación, además de permitir realizar cambios, modificaciones, adiciones en la configuración y funcionalidad del sistema, incluyendo el control y manejo para códigos de acceso, mantenimiento y administración del sistema.

El software instalado que opere como interfaz de visualización, operación y control de la IHM, deberá disponer de dos modos de operación:

1. ★modo offline★, en el cual el administrador del sistema podrá realizar modificaciones a la programación del equipo sin afectar el estado de operación del sistema, es decir, en este modo el sistema no deberá perder supervisión y control en tiempo real, garantizando que aquellas modificaciones puedan ser realizadas para su posterior operatividad y entrada operación en el sistema.

2. El segundo modo de operación es ★modo online ★ el cual será el modo por defecto del sistema y corresponde a la interface gráfica entre el equipo (estación de operación) y los equipos a monitorear, supervisar y controlar en tiempo real, garantizando que el flujo de información no presente retardos guiando al operador a tomar decisiones en el momento de la operación mediante los despliegues gráficos diseñados en la aplicación del sistema.

El software instalado que realice las funciones de IHM deberá disponer de herramientas, despliegues u objetos que garanticen:

4.5.2.2.1. Alarmas. En este ítem se definirán cuales eventos del proceso o internos se clasifican como alarmas. Cada vez que se origine una señal de alarma, se producirá una señal audible, y se indicará la presencia de la misma en la pantalla de la Interfaz Hombre-máquina-IHM.

Las alarmas se podrán reconocer de forma individual o de forma agrupada por categorías o grupos de alarmas. En la pantalla de la IHM se tendrá una lista de alarmas, la cual incluirá todas las alarmas activas tanto reconocidas como no reconocidas, y las alarmas ya desactivadas, pero no reconocidas. En esta lista se mostrarán en colores distintos las alarmas activas no reconocidas, las alarmas activas reconocidas y las alarmas inactivas no reconocidas.

Las alarmas se borrarán de la lista cuando han sido reconocidas y ha desaparecido la causa que las origino. La lista de alarmas podrá ser impresa por solicitud del operador en cualquier momento.

Se deberán desarrollar despliegues de alarmas para:

1. Alarmas generales activas de la subestación.
2. Alarmas Activas por bahía o campo.
3. Alarmas desactivadas reconocidas.
4. Alarmas desactivadas no reconocidas.
5. Alarmas del sistema ★Propias del sistema de control. ★
6. Alarmas del sistema de comunicaciones.

Se incluirá una señal de alarma audible que se activará cada vez que aparece una nueva alarma. Esta señal podrá ser silenciada por el operador, pero se activará nuevamente tan pronto llegue una nueva alarma.

La cantidad de caracteres que se requiere como mínimo para identificar en conjunto una alarma deberá corresponder con la cantidad de caracteres indicados a continuación:

🕒 Estampa de tiempo: Fecha: dd.mm.aaaa, Hora: 00.00.000 ms

🔌 Nivel de tensión: AAAkV ★230kV ★ (5 Caracteres).

- ☞ Subestación: ABCDEFGHIJ ★Jamondino ★ (10 Caracteres).
- ☞ Bahía o Campo ★Ln Pomasqui 1 ★ (16 Caracteres).
- ☞ Señal (Alarma o Evento) ★Presión SF6 ★ (24 Caracteres).
- ☞ Valor (Alarma o Evento) ★Disparo ★ (12 Caracteres).
- ☞ Status (Estatus) ★Invalida ★ (8 Caracteres).

4.5.2.2.2. Secuencia de Eventos. El sistema almacenará y reportará en los monitores el registro cronológico de los eventos ocurridos en la subestación. La forma de reporte de los eventos (medio magnético o medio escrito) será programable por el operador.

El sistema dispondrá de medios de almacenamiento con capacidad para almacenar en la base de datos de tiempo real por lo menos los últimos 2000 eventos ocurridos en la subestación. Adicionalmente, los eventos serán almacenados automáticamente en la base de datos histórica del sistema, para su posterior consulta.

Cuando se desee consultar la secuencia de eventos, será posible ordenar, filtrar y agrupar según criterios determinados en el parágrafo 4.5.2.2.4 para propósitos de despliegue e impresión selectiva.

Los eventos deben ser almacenados con el tiempo de ocurrencia de cada uno, con resolución de 1ms, y ordenados cronológicamente. En el Nivel 2 los eventos serán identificados con textos en formatos previamente definidos de acuerdo al estándar establecido por LA EMPRESA. El enrutamiento o envío de información a cada uno de los niveles de control respectivo obedecerá a dicho estándar, Para esto la IHM deberá contar con disponibilidad de un número de TAGs necesarios para la implementación de las señales de cada subestación y ampliaciones futuras.*.

El reporte de eventos SOE generado por la IHM de la subestación debe contener como mínimo la información del estado, calidad, estampa de tiempo (en ms), calidad de la estampa de tiempo, origen, causa y validez del dato, esta información debe estar contenida en cada uno de los reportes de información generados por los IED por medio del estándar IEC61850.

La información histórica deberá exportarse en archivo plano, formato csv o xls, tanto tendencias como secuencia de eventos, de manera manual y automática, aplicando filtros selectivos.

4.5.2.2.3. Datos Históricos. Esta función permitirá el manejo de información histórica (datos de medidas análogas y eventos) para monitorear el comportamiento en el tiempo de los equipos de la subestación. Esta información

se almacenará en el sistema de históricos masivo del sistema de procesamiento de Nivel 2.

El sistema conservará la información histórica en línea durante 90 días antes de almacenarla en el dispositivo de respaldo en medio masivo, durante este tiempo los datos están disponibles en línea en el sistema de procesamiento de Nivel 2, sin requerir ninguna operación manual para cargar los datos. Una vez cumplido este tiempo, la información deberá ser transmitida a históricos offline donde permanecerán almacenados en la unidad lógica del equipo durante un periodo no menor a un año.

La información histórica deberá ser almacenada con todos los atributos asociados a la señal o alarma incluyendo la estampa de tiempo, esta información se almacenará de manera segura y su manipulación no afectará el manejo de la base de datos del sistema, podrán ser extraídas copias de dicha información sin comprometer el desempeño del sistema en tiempo real para condiciones de monitoreo y operación.

La base de datos del sistema deberá permitir realizar copias de seguridad que permitan su posterior restablecimiento sin afectar el desarrollo de la interfaz gráfica y demás aplicaciones, esta información deberá permitir su interacción con archivos planos .csv o .txt y deberá ser de un desarrollador altamente reconocido en el mercado como SQL u Oracle.

4.5.2.2.4. Reportes. El sistema de control debe generar diferentes clases de reportes, los cuales serán presentados en la IHM bajo pedido del Operador, o podrán ser programados para ser generados, almacenados e impresos en forma automática periódica.

Estos reportes podrán generarse con información tanto de la base de datos histórica como de la base de datos en tiempo real. Los reportes se podrán programar con periodicidad diaria, semanal o mensual y podrán contener información de valores instantáneos, valores totales acumulados, máximos, mínimos y promedios. El formato de los reportes se podrá cambiar usando las librerías propias del sistema.

Estos reportes deberán poder ser generados en archivos Excel o archivo tipo plano, en general el Sistema de Control incluir 'a como mínimo, los siguientes reportes:

1. Reportes automático del SOE periódicamente cada 3 meses.
2. Horas de servicio de los interruptores y los transformadores de potencia.
3. Número de operaciones acumuladas de los interruptores.
4. Reportes de medidas eléctricas: tensión, corriente, frecuencia, potencia activa y potencia reactiva.
5. Reportes de energía entrante y saliente por cada circuito.
6. Reportes manuales del SOE mediante selección de filtros para:

- ☞ Rango de fechas y tipo de señal.
- ☞ Equipo fuente de la señal, Nombre de la señal.
- ☞ Estatus, bahía o campo.
- ☞ Número de repeticiones.
- ☞ Valores máximos o mínimos.

4.5.2.2.5. Enclavamientos de Operación. En la interface gráfica el Sistema de Control tendrá incorporadas funciones encargadas de evaluar la posición de todos los equipos que se encuentren involucrados en cada operación o maniobra y, adicionalmente verificarán otras condiciones existentes en el momento de realizar la misma, tales como comandos en proceso, presencia de tensiones de línea, alarmas existentes, protecciones operadas, entre otros.

Todas las lógicas deberán representarse de forma animada en tiempo real para cada uno de los equipos asociados a la maniobra con el fin de identificar de manera clara y precisa la causa que inhibe el cumplimiento de alguno de los enclavamientos.

Una vez se cumplan todas las condiciones establecidas previamente para la correcta operación del sistema, se habilitará la orden del comando correspondiente, para su posterior selección y confirmación de ejecución la cual será emitida desde el Nivel en el cual se haya originado la solicitud de maniobra. Si la maniobra se origina desde el Nivel 2, la Interfaz Hombre-máquina tendrá despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de enclavamiento existentes para cada equipo de maniobra. Si no se puede emitir la orden de comando para una maniobra dada por no cumplirse la lógica de enclavamientos presentes para esta maniobra, se generará una alarma e indicará de manera gráfica o simbólica la misma.

En general, las cuchillas de puesta a tierra solo podrán ser comandadas desde el mando local, sin embargo, en el Sistema de Control se dispondrá de la lógica de enclavamientos requerida para estos equipos, de tal manera que se muestren las condiciones de enclavamiento para la operación de las cuchillas en la interfaz Hombre-máquina del Nivel 2.

Finalmente se deben presentar las condiciones de sincronismo en pantalla para cada uno de los interruptores de la subestación identificando el límite que se está violando o no permite el sincronismo en el sistema.

4.5.2.2.6. Interfaces IHM. Dada la importancia que adquiere este elemento dentro del sistema de control, debido a la interacción entre este y el sistema de potencia, debe garantizar una interface amigable, robusta, clara, confiable y de alta eficiencia en el tiempo de respuesta ante las acciones requeridas por el operador o administrador del sistema.

La aplicación desarrollada para la interfaz de usuario debe disponer de un ambiente completamente gráfico (programación orientada a objetos), usando menús, ventanas de opciones, íconos de navegación los cuales deben identificar y suministrar un estado detallado del mismo, para elementos de mando, deben permitir realizar selección - confirmación, en español, por consiguiente no se aceptará estructura de programación o comandos para realizar acciones propias de la aplicación que no se encuentren estructurados bajo un lenguaje de programación estándar como Visual Basic, Visual C ++, Java o C ++.

Para la interfaz de usuario se deberá crear una estructura jerárquica, con opciones para establecer o desactivar la comunicación con los IEDs, incluyendo realizar solicitud de datos a petición del operador, como son, interrogación general y forzado de polling entre otros.

Se debe considerar para aplicaciones futuras en el sistema ampliaciones de mínimo de 50 despliegues (se debe garantizar el manejo de show&hide para despliegues sobre un mismo marco de referencia, adicionalmente el menú deberá ser estilo Windows para el manejo de pantallas y despliegues sobre los objetos de operación) sobre la estructura desarrollada con un número ilimitado de objetos, debe contar con librerías estándar para representación de objetos como interruptores, seccionadores, cuchillas de puesta a tierra, transformadores, líneas, barras y demás.

Los objetos de representación deben permitir copiarse con los atributos de cada uno y permitir combinaciones entre ellos. Se deberán considerar objetos con entrada de datos, recibidos desde entradas alfanuméricas como el mouse, teclado o pantalla táctil.

Para el desarrollo de la aplicación deberá manejar capas que permitan realizar cambios de una manera sencilla, al igual que la representación en tiempo real deberá permitir seleccionar las capas que serán visibles y los atributos considerados para cada una de ellas.

Como parte integral de los despliegues se deberá considerar aquellos que permitan monitorear, la configuración del sistema implementado, como lo son: IED's, switch, equipos de comunicación y, que forman parte del sistema o que interactúan con este, permitiendo en especial según la arquitectura desarrollada seleccionar y establecer los roles que deben desempeñar dentro del sistema y la filosofía de su operación.

Desde la IHM se debe realizar la conmutación de servidor o controlador de proceso activo y stand by para labores de operación y mantenimiento, para los cuales se deberá monitorear la funcionalidad, desempeño, uso de recursos del sistema dedicado a las aplicaciones y de los equipos en general, junto con el balance de carga entre servidores y/o procesadores.

Se deben representar adicionalmente, estadísticas referidas al comportamiento del sistema, y uso de recursos de consumo y capacidad de los discos, tráfico y tasa de ocupación de la red y memoria RAM.

Para el manejo de comandos se requiere visualización de feed-back, indicando si el comando fue exitoso o fallido, para aquellos casos que aplique se deberá bloquear la operación si presenta información no valida, no tónica o cualquier condición que no suministre información confiable, por violación de enclavamientos o aquella condición que lo amerite.

La versatilidad de los despliegues debe permitir seleccionar una ventana y arrastrarla con el mouse a un área deseada, adicionalmente deberá estar en capacidad de realizar una representación del teclado en pantalla.

Las representaciones graficas (texto, símbolos, valores análogos y demás) deberán permitir representar el estado de la información y los calificativos de la señal telemedida, los calificativos se representarán mediante código de colores, símbolos y alar más con la identificación del calificativo que no es válido.

Los datos telemedidos se procesarán a medida que sean reportados al sistema. Para el caso de los datos de estado, los recientemente obtenidos se compararán con los datos de estado en la base de datos para determinar si han ocurrido cambios. Los cambios de estado no iniciados por el operador generaran una alarma apropiada y una actualización inmediata del despliegue. El cambio de estado iniciado por el operador no originará una alarma, pero sí una actualización inmediata del despliegue.

Finalmente, el desarrollo de la interfaz gráfica deberá estar aprobado por LA EMPRESA desde el inicio de la etapa de diseño hasta el momento de la puesta en operación, teniendo en cuenta los requisitos exigidos para tal fin.

Dentro de los aspectos a resaltar en el desarrollo de la interfaz gráfica de usuario, se debe considerar:

4.5.2.2.6.1. Representación Gráfica. Consistente en ventanas de navegación, desplegables que permitan desplazamiento y fácil navegación en la misma, con información gráfica animada, tipo texto, multimedia o combinación entre ellos, desplegable por medio de páginas.

El conjunto de despliegues realizados deberá considerar la información tanto visual como textual para el estado de equipos, acompañada de una alarma sonora que indicará la presencia o aparición de anormalidad o fallas en el sistema de potencia o equipos que hacen parte integral del sistema de control.

Se deberá contar con inicios de sesión para los usuarios, de acuerdo a lo estipulado en la sección 4.5.2.2, la interfaz gráfica debe permitir que cada operador pueda crear su propio inicio con los despliegues de sesión que considere necesarios, guardarla y poder hacer el llamado de esta al iniciarla.

Dentro de los despliegues se deben considerar todos aquellos relacionados con el diagrama general del sistema de potencia de la subestación y bahías de esta, al igual que un diagrama general del sistema local de comunicaciones detallado, el cual presente la información de forma dinámica, cada una de las ventanas deberá ser etiquetada con caracteres alfa numéricos que permitan una identificación clara de la misma.

La representación de la información en cada despliegue deberá tener implementado consideraciones que evalúen el estado, validez y demás calificativos de calidad de la señal, mediante símbolos característicos homogéneos para todas las señales, las cuales se representaran en orden de prioridad. La configuración de los despliegues deberá contener una referencia de ayuda para la interfaz en general de las diferentes opciones de navegación y empleo en la aplicación desarrollada.

Deberá ser parte del menú principal la visualización de la fecha y hora sincronizada, el ingreso y edición de notas y mensajes de operación. Los diferentes menús para visualización serán de fácil acceso y llamado (no se aceptarán llamados por instrucciones o código para realizar acciones en la interfaz).

Dentro de los despliegues a considerar se deben realizar funciones de supervisión y control, representación de tendencias y administrar la información externa (incluyendo históricos, supervisión de comunicaciones, generación de reportes, monitoreo de alarmas del sistema y generales, adición de tags con información según condición (inhibido para control, bloqueado para maniobra, nota de operación, en ejecución de trabajos, y demás información).

Para el ambiente grafico del sistema, se deberá contar con librerías que permitan la adición de objetos que admitan desempeñar funciones de monitoreo según el objeto a representar, de forma tal que cambie su estado y atributos como color, tamaño o forma según la condición; estos deberán ser de operación instantánea, a excepción de aquellos que se actualicen en intervalos de tiempo definido más lento, como es el caso de seccionadores, etapas de ventilación y refrigeración en general, posiciones de tap, entre otros, para las cuales se establecerá un lapso de tiempo de transición el cual debe ser considerado en la interfaz gráfica, para esto se podrán utilizar variables de sencilla y doble indicación, variables numéricas, de retroalimentación y todas aquellas que apliquen para este tipo de representaciones.

Dentro de los estados más importantes a monitorear se considerarán:

1. Posiciones de equipos de potencia de corte o aislamiento como interruptores, seccionadores, seccionadores de puesta a tierra, para los cuales se deberán considerar los estados de abierto, cerrado o indeterminado.
2. Discriminación de estatus de los selectores local/remoto para seccionadores, interruptores, cambiadores de tap, etapas de refrigeración, controladores de bahía, servicios esenciales, entre otros.
3. El sistema debe ser de fácil interpretación y manipulación para activación o desactivación de etapas de refrigeración, supervisión, selección y comando de recierre, filosofía de operación Maestro/Seguidor o individual, operación manual o automática, estado on/off, y demás estatus a considerar para todos los equipos que hagan parte las subestaciones.

Para el desarrollo de los despliegues en la interfaz de operación se deben considerar mínimo los siguientes diagramas:

1. Diagramas unifilares y equipos operar: Esta conformado por todas las representaciones graficas simbólicas que permiten visualizar estados, posiciones, y comandar el sistema tanto eléctrico como de comunicaciones e IED's de nivel1. Dentro de los cuales se debe considerar como mínimo:

☞ Topología del sistema de potencia: deberá estar en capacidad de informar el estado de los circuitos de tensión, como energizado, desenergizado, aterrizado, no tropical, no actualizado y no valido según la posición de seccionadores, interruptores, puestas a tierra, medidas de tensión y corriente (carga de la línea), se deberán discriminar según el nivel de tensión (según la convención de colores acordada para la etapa de diseño). Este código de colores deberá aplicarse y mantenerse para todos los despliegues que contengan esta información, serán de actualización automática y se aplicaran de manera estándar.

☞ Diagrama unifilar de la subestación y bahías: Para el caso de Subestaciones se permitir 'a la operación de equipos primarios y se suministrar 'a la información más importante relacionada con medidas generales (Potencias, Voltaje BC, Corriente Fase B y Neutro), estado de relés de disparo y bloqueo, estado de recierre y alarmas críticas. Para el caso de representaciones por bahía se deberá permitir la operación de equipos de potencia y operación de comandos de elementos asociados a estos, por ejemplo, selección de recierre, habilitación de recierres, mandos de cambiadores de TAP, selecciones manual/automático, activación de etapas de refrigeración, mando de TAPs entre otros. Para el caso de datos

análogos se representarán las medidas de tensiones entre fases, corrientes por fase, potencias trifásicas y temperaturas por devanado y fase.

Se deberá presentar un diagrama grafico que contenga todas las líneas de transmisión identificadas por colores según el nivel de tensión cuyo color dependerá de la condición en tiempo real de la misma.

Para todos los procedimientos de control, el elemento a controlar deberá ser resaltado e identificado claramente, donde permitirá su operación si el operador dispone de los permisos requeridos para ejecutar la acción sobre este. Adicionalmente se deberá verificar previo a la acción sobre este, si el mando inhibido, presenta problemas en la telemida, o si está bloqueado por algún tag que no permita su operación, en todo caso, una vez seleccionado este deberá de especificar como alarma la causa que bloquea el mando sobre este.

☞ Herramientas para creación de tag o marcas de operación: Se deberá implementar etiquetas que permitan identificar bloqueo, inhibición de comandos u objetos (los cuales serán visibles desde el despliegue de subestación hasta el despliegue propio por bahía).

☞ Diseño por capas: El diseño de la interfaz gráfica deberá ser por medio de capas que permitan superponer u ocultar las mismas a petición del usuario.

☞ Dentro de las características que deben presentar los despliegues se contemplaran despliegues tipo menú, donde se pueda listar alfabéticamente los nombres de las bahías y el nivel de tensión asociado.

☞ Para realizar cualquier maniobra, se deberá disponer de un menú con despliegue de opciones con las diferentes maniobras a realizar por bahía, allí se debe visualizar paso a paso la secuencia de la misma en una ventana que informe al operador los pasos para ejecutarla y se actualizará en tiempo real mediante iconos que identifiquen si el paso ejecutado se realizó con éxito o si el mismo fallo. Adicionalmente, si alguna condición precedente para continuar en la ejecución de esta no se cumple deber 'a remitirlo a un despliegue tipo diagrama lógico que informe la causa que no cumple y que inhibe la acción siguiente².

☞ Despliegue arquitectura general del sistema de comunicación local de la subestación: se deberá disponer de un despliegue que permita monitorear el tiempo de conmutación para procesos que involucren conmutación de servicios a nivel de hardware, los cuales deberán incluir no solamente el switcheo del equipo sino el tiempo en el cual tendrá actualizada y presentada toda la información, mediante representación gráfica de relojes tipo contadores en decremento, con unidades en segundos. Adicionalmente en este despliegue se deberá incorporar la visualización del estado de cada uno de los IED's en la red, si se encuentran correctos sus enlaces de comunicación o si por el contrario alguno de ellos se encuentra en falla.

☞ Se deberá generar un panel de alarmas en cada despliegue de los equipos principales como transformadores, reactores y equipos de compensación, equipos de bahía y demás (con discriminación por prioridades de las alarmas que se encuentren activas o equipos de maniobra) de forma tal que brinde una ayuda visual sobre el tipo de alarma y el equipo asociado a la misma.

²Vínculo con el diagrama de enclavamientos.

2. **Coloreo topológico:** Se deberá usar coloreo dinámico de la red del sistema de potencia para todos los niveles de tensión considerando la calidad de los datos y la información para realizar esta acción de una manera rápida, eficiente y confiable (no se deben generar retardos en la actualización de la información cuando los factores que afectan la misma cambian), para ello se deberá de visualizar la red y el estado de los equipos con base a:

- ☞ Energizado y desenergizado valido e invalido.
- ☞ Aterrizado valido e invalido.
- ☞ Con sobrecarga y sobre/bajo voltaje en barras valida e invalida.
- ☞ Desconectado y aislado.

3. **Etiquetado de Notas:** Todos los tags que se generen (se podrá asignar a todos los elementos susceptibles de operar), deberán incluir la fecha, hora, tipo de etiqueta, usuario que la genera y observaciones. Estos deberán ser llamados mediante símbolos o íconos que sean de fácil visualización dentro de los despliegues que afecten determinado equipo, estas se clasificaran según tipo, para las cuales se definirán como mínimo los siguientes:

- ☞ Bloqueo para operación (cerrar, abrir, subir, bajar, activar, desactivar, conectar, desconectar).
- ☞ Mando desactivado.
- ☞ Equipo en mantenimiento.
- ☞ Equipo en pruebas.
- ☞ Equipo no operativo o fuera de servicio.
- ☞ Equipo inhibido para operar por falla en comunicación o en el IED.
- ☞ Equipo en posición forzada (cambio de estado manual).
- ☞ Equipo no actualizado en los escaneos periódicos.
- ☞ Nota de operación.

La generación o remoción de estos tags deben generar un evento en la base de datos y considerar la opción de bloqueo sobre el equipo o elemento afectado, adicionalmente, debe mantenerse intermitente en el momento que se genera el mismo.

Cuando se asigne una etiqueta a un dispositivo, el usuario deberá ser avisado para que ingrese un número de etiqueta y un comentario apropiado. El usuario deberá tener acceso a una lista de todas las etiquetas asignadas a cada

dispositivo. La lista debe incluir para cada etiqueta activa, fecha y hora de asignación de la etiqueta, tipo de etiqueta, número de etiqueta, y comentario del usuario. Al eliminarse una etiqueta se debe generar un mensaje de evento. Finalmente, se debe permitir asociar una combinación de etiquetas a cada elemento de control.

- 4. Manejo de Comandos:** Se deberá suministrar una opción de cancelar la operación, por medio de la cual el usuario aborte la operación antes de su ejecución final. En general una telemida digital o analógica servirá como confirmación o feed-back que el telemando se ha efectuado con éxito o no. Se inhibirá la generación de las alarmas debidas a los cambios de estado producidos por telemando cuando éste se ejecute correctamente.

El gestor de mandos considerará falla en telemando si se agota la temporización desde el envío de la orden de control y la señal de retroalimentación (no confirma la ejecución de este), generándose la alarma correspondiente indicando la causa por la cual el mismo no se ejecutó.

Cualquier clase de comando que se ejecute por el usuario deberá ser registrado al mismo tiempo que éste ocurra, asimismo, deberá ser almacenado en el registro histórico. Cada acción deberá ser identificada con la fecha y hora completa de ocurrencia, nombre de bahía, identificación del dispositivo y tipo de operación realizada.

- 5. Diagramas Tablas de Datos Análogos:** Corresponde a despliegues con información relacionada con valores de medida instantánea o calculada, la cual deberá permitir establecer vínculos directos con la gráfica de tendencia asociada al valor requerido, se deben generar despliegues para:

- ☞ Datos de telemidas y/o calculados asociados a un elemento.
- ☞ Despliegue con información de medidas para voltajes, corrientes, potencias, energías y demás datos numéricos del sistema. Monofásica y trifásicamente.
- ☞ Se debe considerar violación de límites de operación para aquellos valores análogos tanto por límite superior como límite inferior.
- ☞ Toda aquella información relacionada con valores análogos se representará adicionalmente de manera numérica visual en el mismo despliegue del equipo al cual afecta, como es el caso de valores de temperaturas, tensiones, corrientes, potencias, energías, los cuales se deberán presentar para:
 - Transformadores y equipos de compensación: temperatura por devanado y fase, voltajes y corriente monofásica, potencias y energías trifásicas.
 - Bahías de línea, transformación, alimentadores, y bahías de acople:

voltajes y corriente monofásica, tensiones entre fases, potencias y energías trifásicas, medidas de sincronismo, indicación de condiciones de sincronismo ok o sin condiciones de sincronismo y distancia de falla.

- 6. Diagramas Tipo Texto SOE, Alarmas:** Se considerarán todos aquellos despliegues que contengan la información tipo texto de alarmas, eventos, violación de límites, alarmas del sistema de comunicaciones y todos los elementos requeridos para la operatividad del sistema. Este tipo de despliegues deberán tener filtros predeterminados según el tipo de alarma que se presente (deberá presentar discriminación por color según su estado), adicionalmente la señal que se presente deberá quedar automáticamente clasificada en la clase de alarma a la cual pertenece, (alarmas críticas, alarmas por protecciones, alarmas por comunicaciones entre otras clasificaciones).

Los reportes de alarma y SOE deberán estar acompañados de la respectiva escala de tiempo con resolución de 1ms, y los demás atributos suministrados por el protocolo respectivo, como Sinc, no sinc, valido, invalido, no topical, origen, status, entre otros.

- ☛ SOE: Aquí se incluirá el listado de información de alarmas y eventos, para todo el sistema, así como de listados independientes para cada bahía, que permita realizar filtros de manera independiente.
- ☛ Alarmas Generales: se debe considerar como mínimo un cambio de color según el estado, intermitencia según la prioridad y dispondrá de opción para reconocimiento.
- ☛ Alarmas por Grupo: Se podrán reconocer en cualquiera de los despliegues que permita visualizarlas, la alarma sonora deberá permitir silenciarse, según la condición y estado de la alarma que se presente, deberá de visualizarse un parpadeo de esta, sin embargo, el texto de la alarma tendrá que continuar dentro de un despliegue de alarmas activas presentes.

- 7. Graficas tipo X Y:** En este tipo de despliegues se consideraran todas las gráficas de tendencias con valores análogos instantáneos o calculados, con opciones para realizar operaciones de superponer graficas o realizar operaciones entre dos o más tendencias. Cada despliegue de tendencias deberá tener como mínimo 4 curvas por gráfica de tendencia, con diferente color y selección de escalas, adicionalmente debe estar en capacidad de realizar monitoreo actualizado en línea (tiempo real) o de datos históricos. Los despliegues con representación de tendencias se deben generar a partir de la base de datos y archivos históricos. El usuario podrá seleccionar el intervalo de tiempo que desea representar, con la opción de representación tabular y exportar a programas comerciales.

La selección del dato telemedido a representar podrá ser cualquier valor análogo recibido, calculado o estimado manteniendo la posibilidad de realizar operaciones de adición, sustracción y superposición de tendencias con base en las representadas inicialmente.

El manejo de las tendencias deberá almacenar la información en tiempo real de forma gráfica, teniendo como eje de referencia el tiempo vs la variable que se desee visualizar, para la cual se deberá ir actualizando a medida que ingresan nuevos valores al sistema, considerando los rangos de desempeño, escala, coloreo diferente para cada variable, visualización simultánea, entre otras.

Finalmente se deberán permitir realizar operaciones básicas como seleccionar intervalo de tiempo de operación, selección de variables a visualizar, aumentar o alejar el detalle de la gráfica, manipular la escala de tiempo o de valores.

El color de fondo de cada uno de los despliegues de la Interfaz Hombre Máquina deberá ser gris claro, código ★RGB (Red 232, Green 232 y Blue 232) ★.

4.5.3. Robustez y Capacidad de Expansión.

El sistema debe estar formado por módulos para hacerlo completamente escalable, es decir, estar preparado para crecer modularmente sobre el mismo sistema instalado. Debe estar basado en estándares abiertos ISO/IEEE/IEC y cumplir con los lineamientos especificados en los estándares formales de arquitectura de sistemas abiertos y comunicarse con redes LAN/WAN en protocolos abiertos sin la necesidad de emplear interfaces o conversores de protocolo.

4.5.3.1. Controlador de Subestación.

EL OFERENTE deberá presentar junto con la propuesta, información completa acerca de los equipos ofrecidos, en cuanto a su estructura, unidad central de proceso (CPU), tipos y módulos de memorias, módulos de entrada/salida, redes de control, equipos y lenguajes de programación, interfaces de comunicación con otros sistemas, capacidad de expansión, perfiles de los protocolos a usar, entre otros.

Los equipos que operen como controlador de subestación y gateway deberán permitir una flexibilidad para incorporar un mínimo de 150 IED's y mínimo 20.000 puntos sobre el mismo hardware garantizando su correcta operación y desempeño para cada una de las funciones descritas para este equipo, para

ampliación del número de IED's soportados o aumento en los puntos requeridos, deberá permitir incorporar sobre la misma plataforma la adición de controladores adicionales en cascada que soporte un máximo de 200 IED's o aumento en la cantidad de puntos mínimos requeridos sin afectar la programación, ajuste y hardware de los equipos existentes; por consiguiente, los equipos suministrados deben permitir su operación por medio de filosofía cliente servidor que facilite su integración.

Finalmente, en caso de requerirse la instalación de IHM adicionales, el equipo deberá estar dotado con los servicios, licencias y requerimientos para este desempeño sin la necesidad de realizar cambios de hardware o software, así mismo deberá permitir la conexión de un mínimo de cuatro (4) centros de control simultáneamente bajo los protocolos indicados en las características técnicas garantizadas.

4.5.3.2. Interfaz Hombre Máquina IHM.

La IHM deberá tener la capacidad de mostrar múltiples vistas en una misma pantalla en forma paralela y herramientas de navegación, desplazamiento, acercamiento o alejamiento continuo o incremental, y descongestionamiento u ocultamiento de capas de dibujo automático. Deberá contar con biblioteca de gráficos orientado a la industria eléctrica, capacidad de construir gráficos estáticos y dinámicos que representen y simulen las mediciones físicas obtenidas en campo, construir gráficos de tendencias, efectuar reportes tabulares, presentar reportes de datos históricos hasta con una antigüedad de 1 año, facilidad para almacenar archivos históricos en unidades DVD, capacidad de importar o exportar despliegues en formato DWG o DFX para generar la parte estática de los despliegues.

Como se mencionó anteriormente el software de la IHM de la subestación deberá estar en capacidad de manejar como mínimo 20.000 puntos, debe permitir la expansión e integración a futuro de más señales (puntos de estado, analógicos, totalizadores, alarmas y eventos) a las solicitadas en el proyecto, la cantidad de puntos a manejar deberá ser flexible hasta alcanzar un máximo de 32.000 sin necesidad de realizar cambios al hardware o software suministrado, para ello.

El equipo deberá tener un alto grado de modularidad, tanto en programación (Software) como en equipo (Hardware) que permita cambios o adiciones posteriores. El software deberá considerar una flexibilidad que posibilite una interfaz y accesos rápidos a las funciones y despliegues de operación, así como la capacidad de memoria y procesamiento para permitir la adición de funciones por parte del usuario.

El equipo en sus características de hardware y software debe permitir la operación en paralelo de hasta tres (3) IHMs adicionales sin que afecte el desempeño de cada una y en conjunto en el sistema, las cuales podrán operar de forma simultánea controladas u 'nicamente por los permisos de control o nivel de autoridad seleccionado.

Finalmente, el sistema de control debe estar en capacidad de integrar los equipos correspondientes al sistema de control para servicios auxiliares, no solo de sala de control, también para cada uno de los equipos instalados en las diferentes casetas de relés mediante protocolo IEC 61850 en cumplimiento de lo establecido en el capítulo 6, sin requerir de elementos adicionales o ampliación de capacidad de los equipos, por consiguiente el sistema debe ser dimensionado teniendo en cuenta este requerimiento.

5. SISTEMA DE MEDIDA

5.1. *Requerimientos específicos*

Los medidores correspondientes al proyecto deberán ser equipos de última tecnología, aptos para trabajar en ambiente de subestaciones, deber 'a estar previamente certificados, calibrados¹ y, patronados por una entidad debidamente autorizada y certificada por el agente regulador.

Cada uno de los medidores deberá satisfacer adicionalmente los estándar referidos al cumplimiento de calidad de potencia indicados en IEC 61000 4 7 ★Electromagnetic compatibility (EMC) Part 4 7: Testing and measurement techniques General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto ★ e IEC 61000 4 15 ★Electromagnetic compatibility (EMC) Part 4-15: Testing and measurement techniques Flickermeter Functional and design specifications ★.

Los equipos de medición deberán ser clase 0,2s y satisfacer los estándares IEC 62052 22 ★Electricity metering equipment (a.c.) Particular Requirements Part 22: Static me- ters for active energy (classes 0,2 S and 0,5 S) ★, IEC 62052 23 ★Electricity metering equipment (a.c.) Particular requirements Part 23: Static meters for reactive energy (classes 2 and 3) ★ e IEEE 519 ★Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems ★.

Los medidores deben cumplir con la normativa NCO-14 del ente nacional AMM.

Los contadores de energía deberán ser integrados al sistema de gestión de energía remoto, por medio de una red LAN físicamente independiente dentro de la subestación, motivo por el cual deberán contar con los puertos de comunicación necesarios que permitan la asignación de una IP a cada medidor y así posibilitar la interrogación de los medidores. EL OFERENTE deberá suministrar como mínimo dos transductores para el proyecto de cada tipo de medidores suministrados que permitan la gestión local y calibración.

¹ Los registros de certificación deberán ser verificados por LA EMPRESA.

EL OFERENTE deberá suministrar adicionalmente el hardware² y software de programación y ★gestión automática ★ para los medidores con sus respectivas licencias las cuales no deberán requerir de actualización o renovación, estas deberán ser aptas para operar bajo el sistema operativo indicado en el capítulo 7. Se deberán suministrar licencias que permitan la gestión de los medidores desde el centro de control principal de LA EMPRESA y desde la subestación.

5.2. Requerimientos mínimos

Para cada uno de los puntos de medida se deberá instalar un medidor principal con su respectivo medidor de respaldo de la misma referencia al medidor principal, cada uno de ellos deberá suministrarse con todos los accesorios respectivos para su montaje, prueba, comunicación a cada uno de los puntos de interés ³, mantenimiento y seguridad. Cada uno de los medidores debe incluir puerto para sincronización de acuerdo al protocolo indicado en la sección 4.3.1.5 y aptos para montaje tipo rack en gabinetes⁴.

Las borneras para cada uno de los circuitos de medición deberán ser de seguridad⁵ que eviten su alteración y conexonado, estas deberán ser previamente homologadas por LA EMPRESA en la etapa de ingeniería. Las conexiones eléctricas para cada uno de los medidores deberán ser tomadas directamente de los transformadores de instrumentación de núcleos independientes⁶. No se aceptarán medidores que usen transformadores de interposición en su conexonado para ajustar la relación de transformación.

Los medidores deberán ser instalados en gabinetes independientes de los gabinetes de control y protección, para los cuales se permite máximo por gabinete la instalación de ocho (8) medidores correspondientes a cuatro (4) derivaciones o bahías, estos gabinetes estarán ubicados en las casetas asociadas a las derivaciones correspondientes. Los gabinetes de medida para las subestaciones con configuración interruptor y medio se ubicarán en casetas de relés en patio.

²Equipo de última tecnología de mínimo 32MB de memoria RAM, capacidad de disco de 1TB en arreglo raid procesador core i7 y sus respectivos periféricos.

³Comunicación local y remota.

⁴Deberá contar con su respectivo bloque de prueba.

⁵Precintables

⁶Cada medidor deberá tener la relación de transformación de acuerdo al secundario de cada transformador.

Cada uno de los medidores deberá tomar mínimo 256 muestras\ciclo, tener precisión de 0.1 % para cada una de las lecturas de tensión y corriente y, 0.2 % para potencia. deberá estar en capacidad de suministrar datos específicos como valores rms, máximos y mínimos para potencia activa, reactiva, aparente, factor de potencia y energía por fase y trifásica, al igual que valores para la distorsión armónica ⁷ para corriente y voltaje, cálculos de sags, swells y flicker.

Los medidores deben contar con memoria de mínimo 10MB para almacenar eventos, históricos, armónicos, transitorios y demás valores relacionados con demanda y calidad de energía y, capturar simultáneamente todos los canales de tensión y corriente. Cada uno de los datos relacionados deberá permitir visualizarse mediante display frontal en el equipo, adicionalmente deberá contar con LEDs de estatus para la falla en la alimentación o algún error de programación o falla interna del equipo.

Los medidores de energía deberán ser de tres elementos, conectados a transformadores de potencial a cuatro hilos en estrella y tres transformadores de corriente conectados en estrella aptos para operar a la frecuencia del sistema. El equipo de medida deberá estar en capacidad de alimentarse mediante una fuente d.c. independiente a la señal de tensión de medida y soportar una sobre carga de 50A rms por 1s.

Los contadores de energía serán instalados en donde existan fronteras comerciales, en las conexiones internacionales y en los puntos indicados en los diagramas unifilares anexos a las especificaciones técnicas ⁸.

Para el caso del cumplimiento de la Norma NCO-14, EL OFERENTE deberá considerar todos los equipos necesarios para el cumplimiento de la misma en cada nivel de tensión requerido que aplique en la subestación, en especial lo referente a fronteras comerciales y medición de las perdidas en el SNI, (por ejemplo, servicios auxiliares), por consiguiente deberá considerar equipamiento como:

- Transformadores de instrumentación.
- Pruebas y certificados de los equipos.
- Ubicación de los equipos como transformadores de instrumentación y medidores.

- Redes de medida local y remota.
- Borneras
- Redes de sincronización (estampa de tiempo).
- Todos aquellos exigidos por la resolución.

⁷Cada uno de los medidores deberá estar en capacidad de registrar hasta el armónico 32.

⁸Se deberán suministrar medidores para los servicios auxiliarse de cada subestación si estos son requeridos en la regulación respectiva

6. COMUNICACIONES LOCALES

En este capítulo se definen los requerimientos establecidos por LA EMPRESA a ser tenidos en cuenta por EL OFERENTE para el diseño, suministro y configuración en redes de comunicación LAN ★Local Área Network★ y WAN ★Wide Area Network★ a nivel de subestación como parte integral de los sistemas de control y protección en base al desarrollo de nuevas tecnologías y sus aplicaciones en estas áreas.

Adicionalmente se presentan las especificaciones técnicas requeridas para los diferentes protocolos de comunicación a nivel de subestación y hacia centros de control entre otros, al igual que las interfaces requeridas para la gestión y configuración de los mismos, de acuerdo con los modelos OSI ★Open System Interconnections OSI/IEC 74981: Information technology Open Systems Interconnection–Basic Reference Model: The Basic Model★ y TCP/IP.

Por otra parte, se presentan las arquitecturas aceptadas por LA EMPRESA con los diferentes elementos e IED's que las componen; las cuales son de obligatorio cumplimiento.

Finalmente se presentan las directivas de seguridad y equipos que brindan esta funcionalidad para el ambiente de subestaciones eléctricas de alta tensión.

6.1. *Requerimientos Generales*

El diseño del sistema deberá utilizar estándares de sistemas abiertos, para trabajar en ambientes distribuidos utilizando arquitectura cliente servidor en red LAN. Los estándares deberán utilizar Ethernet con perfiles TCP/IP para comunicaciones, los cuales deben ser suministrados para interoperar con sistemas externos.

El sistema incluye todos los equipos de control y la fibra óptica necesaria para la conformación de las redes de campo y la red de área local con todos los conectores de dicha fibra y fusiones necesarias (incluye Fibra óptica entre casetas de control y edificio de control u otras casetas o equipos de patio). El OFERENTE deberá entregar un juego de fibras tipo patch cord preensambladas de reserva por cada subestación con longitud mayor o igual al patch cord más largo instalado.

Los cables de fibra óptica deberán tener protección contra roedores y deberán cumplir con las recomendaciones de la norma ITU-T relacionadas en el capítulo 2. Deberán poseer una atenuación no mayor a 0,5 dB/km a 1300 nm. Debe ser dieléctrica de 36 hilos de los cuales 12 hilos deben ser G652D y 24 hilos deben ser G655C. La chaqueta exterior deberá tener un color vistoso para distinguirla de los demás cables y/o multiconductores. Las redes de campo de fibra óptica deberán ser redundantes, con el fin de asegurar una mayor continuidad en servicio del sistema de control.

Todas las fibras ópticas deberán ser conectorizadas, incluidas las de reserva y deberán quedar instaladas de manera adecuada en cada patch-panel, adicionalmente, por cada fibra pesada deberán quedar mínimo dos pares de fibras ópticas de reserva, igualmente presentadas y conectorizadas en el patch-panel.

El control del error con respecto a los protocolos de comunicación deberá asegurar que la tasa de error residual no será mayor a $10E - 10$ cuando el canal esté operando con una tasa de error de bit (BER) de $1X10E - 4$, como máximo.

El sistema deberá generar una alarma en caso de la ocurrencia de una conmutación en la red local de datos redundante, este comportamiento deberá ser reflejado en el centro de control, en los displays correspondientes a la configuración y estado del sistema de control.

El alcance de las redes locales incluye la configuración, conectorización, conexión, montaje, suministro y pruebas de cada uno de los equipos de comunicación e IED's que hacen parte de cada una de las redes requeridas incluyendo el Firewall/Router redundante de comunicación para subestación, el cual se conecta con los equipos de red de nivel superior SDH/PDH, las conexiones hacia este equipo deben ser consideradas por EL OFERENTE.

El Oferente deberá suministrar la arquitectura propuesta para el sistema de control, protección y comunicaciones, el cual será sometido a aprobación de LA EMPRESA, deberá contener como mínimo todos los IED's de control y protección de los cuales conste el proyecto (incluyendo medidores, teleprotecciones, registradores de falla, switches, router, transductores de medidas análogas de temperatura, etc.) garantizando la filosofía presentada en la arquitectura requerida por LA EMPRESA.

Finalmente la arquitectura e IED's suministrados deberán cumplir con las características técnicas garantizadas requeridas.

6.2. Protocolos de Comunicación

Los protocolos de comunicación a emplear en la solución ofertada deben cumplir con:

1. **Protocolos Estándar:** Deben ser protocolos nativos sin la necesidad de emplear conversores de protocolo o equipos externos para ello. Deber 'a ser posible expandir y reconfigurar cada una de las redes sin que se afecten los programas de aplicación, requiriéndose solo el ajuste de los parámetros de comunicaciones.
2. **Protocolo de comunicaciones para el sistema de control:** Los controladores de subestación de Nivel 2, deberán adquirir la información de los equipos de nivel 1 (IED's de Control y Protección) empleando la última edición el Standard de comunicaciones IEC 61850.

Los controladores de campo podrán utilizar la red local para la comunicación entre sí (Servicio de mensajería GOOSE empleando el Standard IEC 61850) para implementar a nivel 1 las funciones de enclavamiento de forma independiente de los niveles superiores de control, el tiempo de transmisión y recepción de señales entre equipos, por medio de señales GOOSE, no será mayor a 4ms, y se deberá verificar mediante pruebas estructuradas que verifiquen este cumplimiento, esta deberá realizarse con los equipos y sistemas reales a implementar, no mediante simulaciones que afecten significativamente la medición.

Se hace énfasis en el cual para las lógicas con señales de origen vía GOOSE, el intercambio de datos deberá realizarse de acuerdo al tipo de señal utilizada en el protocolo IEC 61850, es decir, las señales dobles, deberán ser transmitidas vía GOOSE como dobles, utilizando como base la misma señal programada para la adquisición de la posición del equipo de interés y, de forma análoga para las demás señales, por consiguiente, la programación para señales, deberá considerar para adquisición de posición como para transmisión de la misma lo siguiente:

- ☞ Para señales de mando con feedback de posición en interruptores: Nodo lógico ★XCBR ★
- ☞ Para señales de mando con feedback de posición en seccionadores: Nodo lógico ★CSWI ★
- ☞ Para señales de posición: Sencillas Nodo lógico ★GGIO ★ control ★SPCSO ★ y dobles Nodo lógico ★GGIO ★ control ★DPCSO ★
- ☞ Para señales de posición asociadas a posición de TAP: Nodo lógico ★YLTC.
- ☞ Para señales asociadas a enclavamientos: Nodo lógico ★CILO ★
- ☞ Para señales de medición: Nodo lógico ★MMXU ★
- ☞ Para las señales de protección, se deberá aplicar todas aquellas referenciadas en el capítulo 4 de la norma IEC 61850.

La integración de las señales desde nivel 0 (si aplica) y nivel 1 a nivel 2, se debe realizar según el estándar 61850, utilizando los nodos lógicos asociados a cada señal. No se acepta utilizar nodos lógicos de usuario en señales definidas por el estándar 61850.

Todos los enclavamientos programados que utilicen mensajería GOOSE, deben verificar el estado y validez de cada una de las señales, para su inclusión en las lógicas programadas, si por alguna circunstancia se presenta una falla o un error en este intercambio de información se deberá reportar esta anomalía tanto a la IHM como al centro de control respectivamente.

Deberá garantizarse la perfecta interoperabilidad del Standard IEC61850 en transmisión de datos utilizados entre los controladores, así como la transmisión de toda la información proveniente de estos equipos y la que sea requerida por la estación de operación. De igual forma se utilizará la funcionalidad del protocolo IEC61850 para la conexión entre las unidades de bahía entre sí, para las funciones de enclavamientos. Esta función permitirá, a través de los módulos de comunicación de red instalados en cada controlador, manejar la comunicación entre todos los equipos que conforman el sistema de control coordinado mediante la red de área local descrita en estas especificaciones. La comunicación con la red local de datos será completamente duplicada tanto en el medio físico de transmisión como en el módulo de comunicaciones que se conecta a la red, de forma tal que en caso de falla en el módulo de comunicaciones o en la fibra, el control se encuentre automáticamente operativo, sin perder la comunicación de la red por estas circunstancias garantizando que no existan tiempos de conmutación que afecten la latencia de la red.

- 3. Protocolo de comunicaciones hacia el(los) centro(s) de control:** Cada uno de los controladores de subestación debe estar en capacidad de recibir y transmitir la información proveniente del nivel tres en protocolo IEC 60-870-5-104.
- 4. Protocolo de comunicaciones para la arquitectura:** La conexión hacia la red LAN desde cada uno de los IED's deberá cumplir con lo estipulado en la publicación IEC 62439 en su edición más reciente, y aplica para todo sistema redundante, principalmente las secciones IEC 62439-34 para arquitecturas en configuración PRP o IEC 62439-35 para arquitecturas en configuración -HSR-. El OFERENTE deberá seleccionar una de las arquitecturas de ésta norma: La EMPRESA no aceptará arquitecturas diferentes.
- 5. Protocolo de comunicaciones para red de Medición:** Los equipos a suministrar para el sistema de medición deberán disponer de protocolo IEC 61850 y DNP V3.0 que permita su integración hacia cada uno de los sitios de interés como sistema de control y equipos de gestión. Para cada uno de los protocolos requeridos, deberá contar con interfaces físicas independientes.
- 6. Protocolo de comunicaciones para red de Gestión:** La arquitectura debe prever la implementación de redes de gestión para cada uno de los IED's a suministrar, las cuales deben ser físicamente independientes, para ello cada familia de equipos, puede emplear protocolos de propietario única y exclusivamente para su gestión, como redes físicamente independientes se debe disponer:
 - ☞ Red de gestión para control y protección.
 - ☞ Red de gestión para medidores.
 - ☞ Red de gestión para registradores de falla y tele-protecciones.
 - ☞ Red de gestión para equipos de comunicación (switchs y Router/firewall).

7. Protocolo de comunicaciones para red de Sincronización: Todos los IED's en Nivel 1 y 2 deberán ser sincronizados mediante los protocolos indicados en la sección 4.3.1.5.

8. Protocolo de comunicaciones con fronteras comerciales: Cada uno de los controladores de subestación debe estar en capacidad de recibir y transmitir información proveniente de otros agentes a nivel de subestación en protocolo IEC 60-870-5-101 o DNP V3.0 según lo requerido en el proyecto.

El protocolo usado para la gestión de cada una de las redes debe garantizar la encriptación de los datos de la comunicación.

EL OFERENTE deberá incluir y habilitar el suministro de todas las licencias para cada uno de los protocolos referidos anteriormente.

6.3. Arquitecturas Redes Locales

A continuación se presenta la filosofía en arquitectura para el sistema de comunicaciones (control, protección y medida) por subestación, de acuerdo a lo establecido en las publicaciones IEC 61850 ★Communication networks and systems in substations. ★ y publicación IEC 62439 ★Industrial communication networks High availability automation networks. ★.

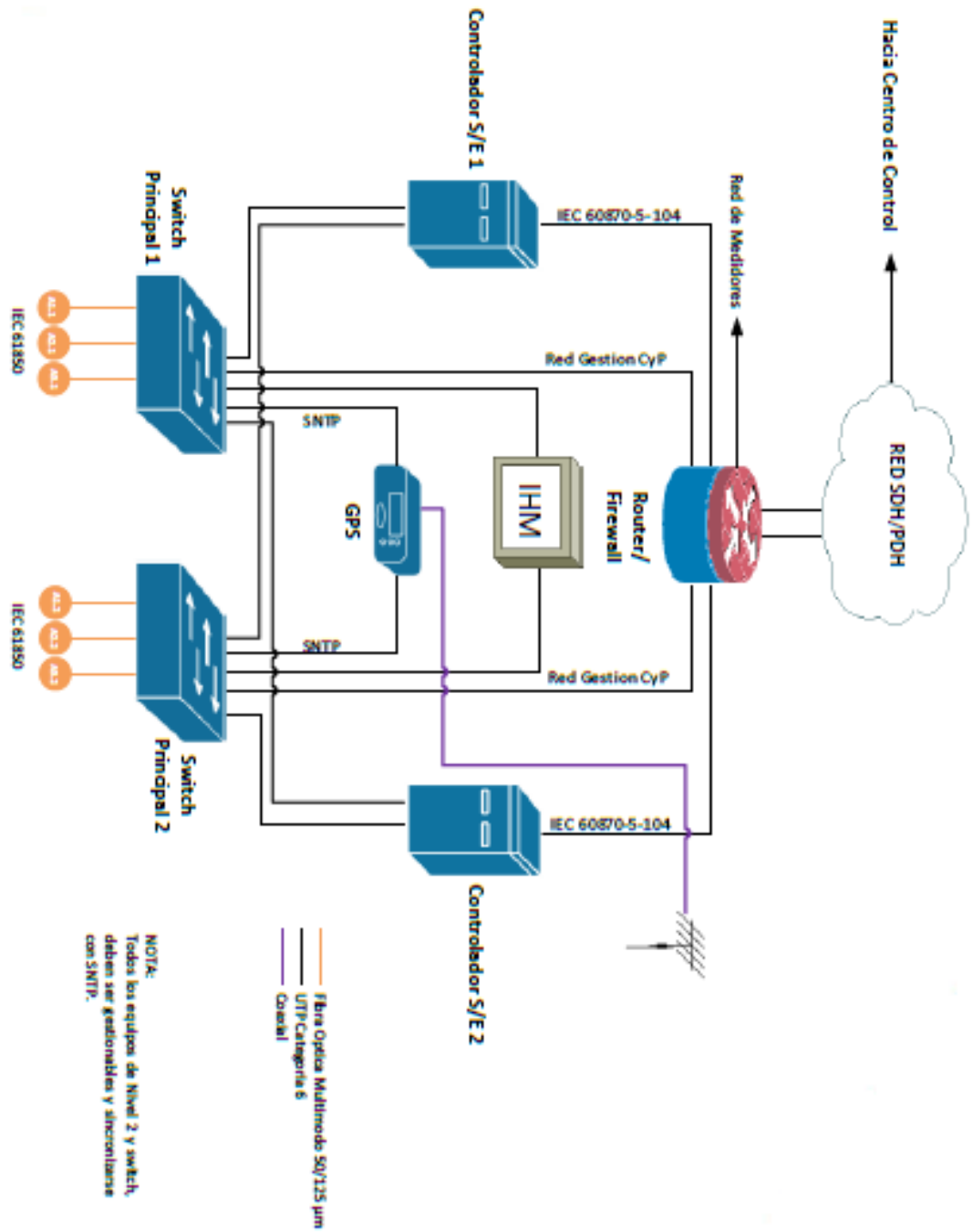
EL OFERENTE deberá garantizar, independiente de la arquitectura seleccionada, que los equipos dispongan de fuente de alimentación redundante¹, permitiendo la alimentación de dos sistemas independientes, garantizando la operatividad de los equipos ante la pérdida de alguno de los dos sistemas de alimentación.

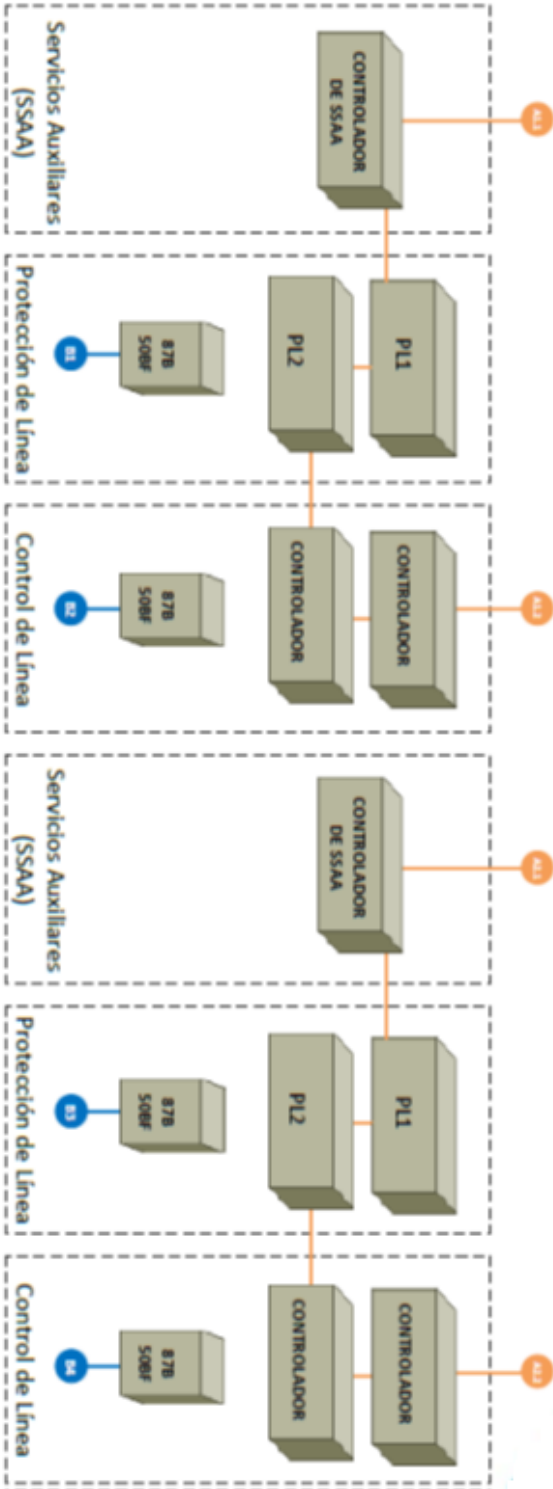
La filosofía de arquitectura requerida por la EMPRESA corresponde a las siguientes alternativas:

¹ Se excluye de fuente redundante los IED's de Protección y controladores de bahía únicamente

ARQUITECTURAS DE COMUNICACIÓN EN SUBESTACIONES

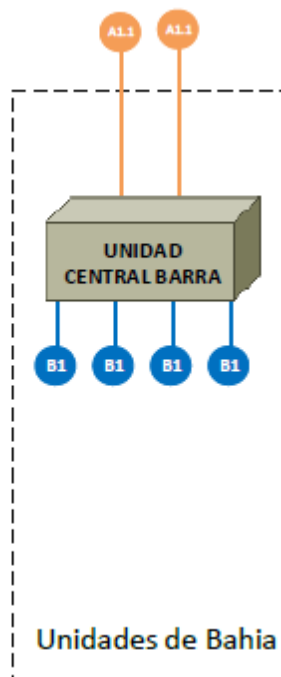
ARQUITECTURA DE EQUIPOS NIVEL 1





TABLEROS CONTROL Y PROTECCION LINEA 1

TABLEROS CONTROL Y PROTECCION LINEA N



- Cada anillo deberá cumplir el estándar IEC 61850.
- Cada anillo de nivel1, puede contener los IED'S de hasta dos bahías, sin exceder un máximo de doce IED'S por anillo.
- Para interruptor y medio el anillo deberá ser por Diámetro sin exceder un máximo de doce IED'S por anillo.

NOTA:

- El oferente deberá presentar su oferta considerando el diagrama acá presente.
- La arquitectura solamente representa la filosofía de comunicaciones, no la cantidad de gabinetes o equipos.

Esta arquitectura deberá ser seleccionada por EL OFERENTE y presentada indicando la opción seleccionada. Adicionalmente, deberá informar la serie de equipos a emplear y el soporte con el cual se avale el cumplimiento del estándar requerido por LA EMPRESA.

Finalmente, EL OFERENTE deberá seleccionar según la topología eléctrica de cada subestación una de las arquitecturas indicadas en el anexo correspondiente con el número de equipos y gabinetes requeridos para cada sistema, en caso de presentar alguna desviación o discrepancia con los requerimientos deberá ser informado a la EMPRESA para su evaluación. Si la desviación presentada es mayor² la misma no será aceptada.

Los equipos por utilizar, adicionales a los IED's suministrados para control y protección deberán cumplir:

²Cantidad de equipos, número de gabinetes, protocolos requeridos y redundancia de los sistemas

6.3.1. Firewall:

El firewall de subestación deberá implementar mecanismos de seguridad en todos los puntos de la red donde se realicen procesos de intercambio de información con algún otro sistema, tercero o centro de control, con el propósito de controlar los accesos no autorizados al sistema, adicionalmente se debe garantizar la integridad y seguridad de la información utilizando firewall y sistemas en seguridad de la información.

Para todos los procesos que realicen intercambio de información con las redes externas, inclusive la red corporativa y cualquier otro punto de una red externa se deberá garantizar el uso de un firewall redundante que restrinja el acceso a las bases de datos basándose en el direccionamiento IP y MAC de origen destino, garantizando un nivel de seguridad alta, con niveles de autenticación, controles de acceso. Evitará adicionalmente el ataque de virus, realizará negociación de servicios, y se resguardará contra Spoofing ★suplantación de identidades, ★ estableciendo adicionalmente el uso de puertos para aplicaciones específicas según el usuario.

Para el caso del firewall realizará funciones de traducción de direcciones de red para evitar la visualización externa de las direcciones IP del sistema, estará en capacidad de enviar reportes vía correo electrónico y alarma de intentos de violación de seguridad y un reporte estadístico de estos intentos, en conjunto, el modelo planteado por el pro-veedor deberá de suministrar como garantiza el uso de este y estará sujeto a aprobación de la Empresa.

Dentro de las características básicas del Firewall se debe garantizar:

1. Ser apto para ambiente de subestaciones.
2. Puertos Ethernet con capacidad Gigabit para redes WAN.
3. Equipos altamente modulares que permitan agregar puertos o funciones mediante tarjetas extraíbles.

4. Usar procesadores multicore que permitan alta eficiencia en la ejecución de servicios simultáneos.
5. Puerto local auxiliar para configuración.
6. Encriptación SSH/SSL y seguridad basada en direccionamiento MAC.
7. Autenticación basada en SNMP V3.
8. Password para sesión multiusuario.
9. Cumplir con funciones de red capa 3.
10. Buffer en memoria para almacenar eventos del equipo.
11. LEDs de estatus y alimentación del equipo.
12. LEDs de estatus por link y actividad de datos en cada puerto.
13. Contacto libre de potencial configurable para reporte de fallas críticas en el equipo.
14. Para manejo de subestaciones deberá disponer de mínimo 4 puertos WAN y 8 puertos LAN independientes, para uso de los servicios de tráfico de datos especializados para subestaciones por cada uno.
15. Proveer licencia de Firewall en el equipo.
16. El Firewall debe ser compatible con el software de gestión de ciber-seguridad de la empresa.

La solución ofertada deberá garantizar la compatibilidad de equipos y protocolos requeridos para cada uno de los equipos (IED's) y sistemas a suministrar en el proyecto.

6.3.2. Router

El router debe ser de uso rudo con especificaciones que provean un alto nivel de inmunidad de interferencias electromagnéticas y fuertes sobre cargas eléctricas típicas en los ambientes encontrados en aplicaciones de subestaciones. Con un rango de temperatura de operación de -40 a 80 grados centígrados, debe de ser un equipo de capa 2 y capa 3 modular y campos reemplazables que permitan la instalación de puertos WUAN, SERIAL Y ETHERNET.

El equipo deberá de tener 24 puertos RJ45 10/100 y tener las siguientes especificaciones:

Security Appliance Functions

- ④④ Multi-level passwords
- ④④ SSH/SSL encryption
- ④④ Enable/disable ports, MAC based port security
- ④④ Port based network access control (802.1x)
- ④④ VLAN (802.1Q) to segregate and secure network traffic
- ④④ RADIUS centralized password management
- ④④ SNMPv3 encrypted authentication and access security

RuggedRated™ for Reliability in Harsh Environments

- ④④ Immunity to EMI and high voltage electrical transients
- ④⌘ Meets IEEE 1613 (electric utility substations)
- ④⌘ Exceeds IEC 61850-3 (electric utility substations)
- ④⌘ Exceeds IEC 61800-3 (variable speed drive systems)
- ④⌘ Exceeds IEC 61000-6-2 (generic industrial environment)
- ④⌘ Exceeds NEMA TS-2 (traffic control equipment)
- ④④ -40°C to +85°C operating temperature (no fans)
- ④④ Failsafe Output Relay: For critical failure or error alarming

Advanced Services

- ④④ MPLS Static Label Support
- ④④ MPLS Label Distribution Protocol (LDP)

Protocols

- ④④ WAN
- ④⌘ Frame Relay RFC 1490 or RFC 1294
- ④⌘ PPP RFC 1661, 1332, 1321, 1334, PAP, CHAP

Authentication

- ④⌘ Multilink PPP RFC 1990
- ④⌘ GOOSE messaging support
- ④④ IP
- ④⌘ Routing: OSPF, BGP, RIPv1 and 2
- ④⌘ VRRPv2 and VRRPv3
- ④⌘ Traffic control, NTP Server, IP Multicast Routing
- ④⌘ L2TPv2 and L2TPv3
- ④⌘ DHCP Agent (Option 82 Capable)
- ④⌘ PIM-SM

Frame Relay Support

- ④④ ISO and ITU compliant, network certified.
- ④④ ANSI T1.617 Annex D, Q.933 or LMI Local Signaling

Management Tools

- ④④ Web-based, SSH, CLI management interfaces
- ④④ SNMP v1/v2/v3
- ④④ NETCONF
- ④④ Remote Syslog
- ④④ Rich set of diagnostics with logging and alarms
- ④④ Loopback diagnostic tests
- ④④ Raw and interpreted real time line traces

Universal Power Supply Options

- ④④ Modular
- ④④ Hot-Swappable (RX1500 only)
- ④④ Fully integrated power supplies (no external adaptors)
- ④④ Input voltage range of 15–72VDC, 88–300VDC, and 85-264VAC for worldwide operability
- ④④ CSA/UL 60950 safety approved to +85°C

6.3.3. Switches Principales

Los switch principales de subestación deberán estar en capacidad de controlar y manejar todo el tráfico de la red de control y protección de la subestación sin presentar sobre cargas en el procesamiento de la información, ni pérdidas en los paquetes de datos, estos deberán ser aptos para ambiente de subestaciones y estar en capacidad de soportar los protocolos de comunicación indicados en la sección 6.2.

Dentro de las consideraciones mínimas estos equipos deberán:

1. Cada equipo deberá estar equipado con mínimo 18 puertos de servicio, de los cuales pueden ser fibra o ethernet según se definan en la ingeniería, los cuales podrán ser configurados de acuerdo a los requerimientos de la arquitectura presentada y aprobada por LA EMPRESA
2. Ser equipos altamente modulares que permitan agregar puertos o funciones mediante tarjetas extraíbles.
3. Permitir encriptación a nivel de 128 Bits.
4. Permitir la configuración de tarjetas de puertos para trabajar a velocidades de 1000 base TX o combinaciones en fibra óptica mediante conectores MTRJ, SC o preferiblemente LC.
5. Encriptación SSH/SSL y seguridad basada en direccionamiento MAC.
6. Configuración de VLAN
7. Autenticación basada en SNMP V3 y Radius.
8. Certificación IEC 61850-3 ★General requirements ★.
9. Password para sesión multi usuario.

10. Sincronización vía SNTP.

11. Contacto libre de potencial configurable para reporte de fallas críticas en el equipo.

12. Buffer en memoria para almacenar eventos del equipo.

13. LEDs de estatus y alimentación del equipo.

14. Administrable.

15. LED's de estatus por link y actividad de datos en cada puerto.

6.3.4. Switches de Anillo y Tablero

Los switches a instalar para formar cada una de las redes de IED's o para conexión de equipos externos en otras redes debe cumplir con las especificaciones de los switches indicadas en la sección 6.3.2, la única diferencia es que estos deben estar equipados con mínimo 12 puertos y, garantizar mínimo 6 puertos de reserva.

6.3.5. Patch Cord y Cajas de Empalme

6.3.5.1. Fibras ópticas

La fibra óptica a emplear en el diseño de redes locales deberá ser multimodo 50/125µm con radio de curvatura de hasta 25mm y pérdida de inserción de 0,2dB, máximo 0,4dB por cada patch-cord, deberá contar con pérdidas de retorno >45dB, certificación GS y ROHS, tipo OM3.

La fibra deberá estar compuesta por Hilo aramidas, con forro en PVC y protector en PVC, esta deberá contar con chaqueta de protección y contar con chaqueta externa con interior acorazado de acero. Si la fibra a emplear tiene conexión a equipos externos de una caseta o sala de control, deberá estar protegida con una chaqueta acorazada que brinde mayor protección contra tensión, torsión, inmune electromagnéticamente, aislada, anti roedores y anti inflamable.

Cada patch cord deberá medir máximo 10m sin requerir de caja de empalme, en caso de superar esta distancia se deberán emplear cajas de empalme debidamente certificadas.

Para cada conexión de fibra óptica EL OFERENTE deberá realizar las pruebas correspondientes a pérdidas y atenuación que garantice un correcto desempeño por cada una.

Los conectores deben estar certificados por la UL, y no deben presentar pérdidas de inserción $>0.3\text{dB}$.

6.3.5.2. Cables de RED

Todos los conectores de RED a emplear en la arquitectura deberán ser mínimo categoría 6A (SFTP o FTP) con conectores metálicos en cobre trenzado previamente certificado, con distancia máxima de 90 m los cuales se podrán emplear únicamente para uso en redes internas, por consiguiente, no podrá usarse para comunicar equipos entre casetas o entre casetas y sala de control. Estos deberán estar correctamente conectorizado y deberá emplear recubrimiento de diferentes colores para identificar cada una de las redes.

En caso de ser necesario enlaces de comunicación que sobre pasen los 90m se deberán usar conversores de medio mediante fibra óptica para tal propósito.

Cada uno debe estar claramente identificado mediante un maquillado indeleble indicando el equipo origen y equipo destino de manera análoga.

6.3.5.3. Cajas de Empalme F.O.

Para todas las conexiones de fibra óptica se deberá considerar la cantidad de fibras que llegan a cada tablero, si la cantidad es mayor que ocho (8), se deberán usar patch panel de 19" equipados para conectar mínimo 18 fibras ópticas, si la cantidad es menor se permite el uso de cajas de distribución de fibra óptica, en cualquier caso, el equipo a suministrar deberá contar con las respectivas certificaciones ISO.

Para el caso de los tableros de control principal y tablero diferencial de barras se requiere del uso de patch panel completamente equipados para conectar mínimo 24 fibras ópticas o las requeridas para las interfaces con todos los IEDs.

7. SOFTWARE SISTEMA OPERATIVO

7.1. Sistema Operativo

La solución del sistema deberá estar desarrollada bajo plataforma Windows 10 o superior, la cual debe ser aprobada LA EMPRESA, como producto estándar sin modificaciones por el Contratista, en donde se instale cada una de las aplicaciones requeridas para su programación y gestión, debe contar con alto grado de seguridad y completa compatibilidad con los requerimientos del sistema ofertado de forma tal que garantice un sistema integral y compatible con todas las aplicaciones y requerimientos técnicos del Sistema.

El sistema operativo empleado por el Oferente, deberá ser robusto, debidamente certificado y con soporte técnico permanente durante el periodo de garantía y mantenimiento del sistema y, deberá contar con sus respectivas licencias las cuales deberán ser entregadas a LA EMPRESA. Cada una de las aplicaciones a instalar relacionadas con el sistema operativo indicado en cada uno de los capítulos de la presente especificación deberá ser compatible con el sistema operativo.

Para cada uno de los equipos en los cuales se instale el sistema operativo, deberá contar con funciones de diagnóstico en línea y quedar almacenado en el equipo, permitiendo identificar posteriormente fallas en el sistema.

El sistema deberá permitir una rápida recuperación ante fallas sin pérdida de datos o información propia del sistema o de la base de datos respectiva, este permitirá reiniciar los servicios propios del sistema operativo o de cada una de las aplicaciones instaladas (el sistema operativo deberá quedar instalado con respaldo en cada una de las particiones de acuerdo a la configuración RAID de los discos).

Las funciones de booteo del sistema solo deberán ser ejecutadas por solicitud del administrador del sistema.

7.2. Backups

Cada uno de los sistemas descritos en este documento deberán contar con dispositivos de almacenamiento externo para realizar copias de seguridad de cada una de las aplicaciones instaladas e imagen de cada uno de los discos duros instalados en cada equipo, por subestación se requiere de mínimo dos discos externos con una capacidad mínima de 1TB, en los cuales se almacene cada una de las configuraciones de cada sistema.

8. GABINETES

En este capítulo se especifican las características mínimas para los gabinetes que hacen parte de los suministros en el proyecto. Se indican los elementos comunes a cada uno de los gabinetes y las características que deben garantizar cada uno de ellos, las cuales son de obligatorio cumplimiento.

Adicionalmente, se presentan los requerimientos particulares según la aplicación de cada gabinete como bloques de prueba, grado de protección ★IP ★, tipo de bornera, marquillado, terminales, relés auxiliares y multiconductores entre otros, al igual que la distribución de equipos en cada uno de ellos dependiendo del sistema al cual corresponda el mismo.

Estos requerimientos deben ser tenidos en cuenta por EL OFERENTE en conjunto con la regulación aplicable para cada uno de ellos según el nivel de tensión, tipo y aplicación.

8.1. Requerimientos generales

Todos los gabinetes que se suministren se deben transportar totalmente armados, ensamblados, cableados y probados. Todos los gabinetes se deben empacar de tal forma que se eviten las vibraciones de transporte, cumpliendo con las normas y estándares de embalaje para transporte marítimo o terrestre según se requiera.

Todos los materiales incorporados en los equipos suministrados deben ser nuevos y de la mejor calidad, libres de defectos e imperfecciones. Deben cumplir las clasificaciones y grados especificados donde esto se indique. Los materiales que no hayan sido especificados en particular deben ser sometidos previamente a revisión y aprobación con el fin de satisfacer las exigencias de las normas ISO u otras equivalentes debidamente aprobadas por LA EMPRESA.

Los fabricantes de materiales, elementos y equipos incluidos en el suministro, conjuntamente con los datos relativos a sus características de funcionamiento, capacidades, características asignadas, así como cualquier otra información importante de los equipos, deben ser sometidos a la aprobación de LA EMPRESA. Cualquier equipo, material o elemento utilizado o instalado sin tal aprobación, podrá ser rechazado.

Con la propuesta, EL OFERENTE deberá incluir planos con la distribución prevista para los equipos en cada tablero, con sus dimensiones. Los equipos deberán ser distribuidos en la forma más compacta posible, de tal manera que no se sobrepasen los espacios previstos, teniendo en cuenta todos los espacios para su montaje, mantenimiento y cumpliendo con las recomendaciones de las normas aplicables. Además, deberá adjuntar una descripción detallada del suministro, que contenga planos y catálogos de equipos con sus características técnicas.

Los gabinetes deben ser diseñados, y ensamblados en las instalaciones del fabricante que el OFERENTE asigne, siempre con la aprobación de LA EMPRESA, probados conforme a lo estipulado en la Publicación IEC 60439 ★Low- voltage switchgear and controlgear assemblies ★. EL OFERENTE deberá incluir en su propuesta los datos de fábrica donde ensamblará, cableará y probará los gabinetes que transportará listos para ser instalados en las subestaciones de destino. En las subestaciones solo será necesario conexionar las señales de equipos de patio y de otros gabinetes a las borneras asignadas para tal fin. Los gabinetes deben ser cableados completamente y los cables para conexiones a otros gabinetes se deben llevar a borneras. Todo el cableado debe ser nítido, técnicamente desarrollado, sin empalmes y con arreglo uniforme de los circuitos. Los cables deben ser dispuestos en forma tal que se prevengan los cruces entre los haces. Los haces de cables deben ser dispuestos debidamente alineados dentro de las canaletas, con ángulos de 90° cuando se requiera cambio de dirección. Todos los haces deben tener correas a intervalos iguales, en tal forma que el haz retenga su forma original en un conjunto compacto.

Los gabinetes se deben alambrar completamente y los cables para conexiones a otras celdas o gabinetes se deben llevar a borneras. El acceso de los cables a los gabinetes será por la parte inferior a través de prensa estopas.

Las canaletas que albergan los cables de los multiconductores de las interconexiones deberán ser dimensionadas de forma tal que permitan su cierre sin requerir de elementos externos o adicionales, garantizando no solamente el adecuado dimensionamiento, también la adecuada presentación y organización de los cables en su interior.

La separación entre los aparatos montados en los gabinetes debe permitir el acceso pleno y fácil a todos los bornes y a los aparatos montados en los bastidores. La disposición de los aparatos en los gabinetes debe ser sometida a aprobación de LA EMPRESA. Los gabinetes deben tener una barra de cobre continua para tierra, con borne para conectar un cable de puesta a tierra de mínimo 35mm² y previsión para la conexión de las pantallas de los cables multiconductores, además debe garantizarse que todas las partes metálicas de los gabinetes, incluyendo la puerta y el bastidor basculante queden conectadas a tierra. Los dos gabinetes de los equipos de comunicación (tele protección y SDH/PDH) deberán tener sistema de aterrizaje independiente del sistema de malla de tierra, con un diseño responsabilidad del oferente y aprobado por LA EMPRESA, tal que el valor de resistencia sea menor a un ohmio (comprobación mediante protocolo ejecuta por el oferente). Se deberá protocolizar la medición de este. Todos los aparatos y equipos montados en los gabinetes deben ser identificados con etiquetas de acuerdo a la codificación seleccionada por ingeniería.

Los gabinetes deben ser estructuras auto soportadas, aptos para ser usados solos o en combinación con otros gabinetes para formar un conjunto uniforme. Deben tener grado de protección IP-542 como mínimo para uso en interiores.³ La cara inferior de los gabinetes será en lamina, conformando un sello que impida el acceso por la misma cara. Los cables que interconecten con otros gabinetes deberán pasar a través de prensaestopas instalados en la lámina del piso del gabinete.

Todos los empaques deberán quedar perfectamente ajustados a la estructura y puertas para evitar que se aflojen; las perforaciones para la instalación de componentes en la puerta frontal deberán realizar de forma tal que no se presenten rebabas. Finalmente, el acabado de los gabinetes deberá ser de excelente calidad de tal manera que se garantice un ajuste adecuado de las puertas y no se observen empates en la soldadura.

Los gabinetes para cada uno de los sistemas deberán contar con paneles metálicos en los costados laterales, fondo, techo y piso, y en la parte frontal con bastidor basculante y puerta con vidrio.

Dimensiones Gabinetes		
Punto	(S. Control) mm	(C. relés) mm
Alto	2200	2200
Ancho	800	800
Profundida	800	800

Cuadro 8.1: Dimensiones Gabinetes en *mm*

La estructura principal se debe construir con perfiles acanalados de lámina de acero de un espesor mínimo de 2,5mm. Las láminas para los paneles laterales, posterior, techo y piso deben tener un espesor mínimo de 1,5mm. Las puertas y laminas que soportan equipos deben tener un espesor mínimo de 2.0mm. El vidrio de la puerta frontal debe ser templado y tener un espesor no menor de 6.0mm.

La puerta y el bastidor basculante se deben proveer de guías o cadenas de retención, para limitar su rotación y evitar averías. Las bisagras deben permitir que la puerta y el bastidor basculante roten como mínimo 120 ° a partir de la posición cerrada. El bastidor basculante debe suministrarse con manija, cada puerta debe suministrarse con manija provista de cerradura con llave. La cual debe ser removible en posición de bloqueo o de desbloqueo. Deben ser suministradas tres llaves maestras apropiadas para todos los gabinetes que se ubiquen en una misma sala.

La pintura de acabado de los tableros de las subestaciones deberán ser RAL 7032.

³En caso de requerirse uso exterior, el grado de protección deberá ser IP65L os gabinetes deben ser a prueba de ingreso de animales. Deben tener aberturas con rejillas en la parte superior e inferior con filtros, para ventilación del equipo.

8.1.1. Bloques de Prueba

Cada una de las protecciones⁵ deberá contar con el número de bloques de pruebas donde se encuentren contenidas todas las señales análogas y digitales necesarias para realizar las respectivas pruebas de mantenimiento, para aquellas protecciones que requieren doble bloque de prueba en uno de ellos se conectarán todas las señales análogas y en el otro todas las señales digitales.

Cada uno de los bloques de prueba debe operar con desconexión secuencial de disparos, corrientes y tensiones, en dicho orden para operación hacia modo prueba. Para la normalización deberá restablecer inicialmente tensiones, corrientes y finalmente los disparos.

El bloque de pruebas deberá disponer de un ping o tope de seguridad mediante un mecanismo de presión que inhabilite su retiro accidentalmente, mientras el mismo se encuentre en posición de prueba, deberá garantizar aislar completamente las tensiones, las corrientes deberán permanecer cortocircuitadas y aislados los disparos. Adicionalmente, deberá contar mínimo con 24 contactos los cuales se deberán conexionar de acuerdo a lo indicado en la Tabla 8.2 y 8.3. La referencia de los bloques de prueba deberá ser RTXP.⁶

⁵Incluye bloques de prueba independiente para cada una de las protecciones diferencial de barras distribuidas.

⁶Fabricante ABB

Punto	Señal	Punto	Señal
1A-	Alimentacion DC	13A-	T Fa A I
1B	+ Tension ϕ A	13B	C se A n
2A-	Tension ϕ B	14A-	1 Fa B O
2B	Tension ϕ C	14B	T se B u
3A-	Tensión N	15A-	C Fa C t
3B	Tension Sinc Ref1 ϕ	15B	1 se C I
4A-	B Tension SincRef1	16A-	T Fa A n
4B	N Tension Sinc	16B	C se A O
5A-	Ref2 ϕ B Tension	17A-	1 Fa B u
5B	SincRef2 N	17B	T se B t
6A-	Reserva	18A-	C Fa C I
6B	Reserva	18B	1 se C n
7A		19A	

Cuadro 8.2: Asignación de señales análogas.

La distribución de contactos de cada uno de los bloques se podrá definir con mayor detalle en la etapa de ingeniería básica.

Este bloque de pruebas deberá contar con bornes de alimentación en DC correspondiente a la polaridad de la protección a la cual se encuentre asociado.

Finalmente, EL OFERENTE deberá suministrar plugs de prueba en una cantidad proporcional al 10 % del total de bloques de prueba, sin ser inferior a 2 unidades.

Punto	Señal	Punto	Señal
1A-1B	Reserva	13A-	Disp. F-A C. central
2A-2B	Reserva	14A-	Disp. F-B C. central
3A-3B	Disp. F-A L. barra	15A-	Disp. F-C C. central
4A-4B	Disp. F-B L. barra	16A-	Disp. definitivo C. central
5A-5B	Disp. F-C L. barra	17A-	Arr. F-A a 50 BF C.
6A-6B	Disp. definitivo L. barra	18A-	Arr. F-B a 50 BF C.
7A-7B	Arr. F-A a 50 BF L.	19A-	Arr. F-C a 50 BF C.
8A-8B	Arr. F-B a 50 BF L.	20A-	Recierre int C. central
9A-9B	Arr. F-C a 50 BF L.	21A-	Reserva
10A-	Recierre int L. barra	22A-	Envío canal 85-21
11A-	Reserva	23A-	Envío canal 85-DDT
12A-	Reserva	24A-	Envío canal 85-67NCD

Cuadro 8.3: Asignación de señales digitales.

8.1.2. Interruptores miniatura

Los interruptores miniatura a suministrar deberán contar con mínimo doble contacto auxiliar de indicación de disparo y posición para cada una de las polaridades incluidas en el gabinete. La capacidad de cada breaker deberá ser calculada mediante los correspondientes estudios de coordinación de protecciones que deberán entregar y soportar a LA EMPRESA.

Los interruptores miniatura deben tener una capacidad de interrupción de corriente en ac de hasta 15kA de acuerdo a lo estipulado en la Publicación IEC 60947 2 ★Low voltage switchgear and controlgear Part 2: Circuit-breakers ★ y una capacidad para interrumpir corrientes de corto de hasta 10kA para d.c. y 5kA para a.c. respectivamente de acuerdo al estándar IEC 60898 2 ★Circuit-breakers for overcurrent protection for household and similar installations Part 2: Circuit-breakers for a.c. and d.c. operation ★.

8.1.2.1. Interruptores miniatura en DC

Los interruptores miniatura en d.c. deberán ser de montaje rápido tipo riel, curva de disparo característico tipo C, apto para funcionamiento a 400V entre fases, con capacidad de soportar un grado de contaminación mínimo de nivel 3, apto para operar un mínimo de 20.000 operaciones y soportar sobre voltajes clase 3. Finalmente, apto para operar a una tensión nominal de 250V.

Todos los interruptores miniatura a emplear en dc deberán cumplir con el estándar IEC 60947 2 ★Low-voltage switchgear and controlgear Part 2: Circuit breakers.

8.1.2.2. Interruptores miniatura en AC

Los interruptores miniatura en a.c. deberán ser de montaje rápido tipo riel, curva de disparo característico tipo C, apto para funcionamiento a 400V entre fases y 230V fase neutro, con capacidad de soportar un grado de contaminación mínimo de nivel 3, apto para operar un mínimo de 20.000 operaciones y soportar sobre voltajes clase 3.

Todos los interruptores miniatura a emplear en a.c. deberán cumplir con el estándar IEC 60898 ★Circuit breakers for overcurrent protection for household and similar installations Part 2: Circuit breakers for a.c. and d.c. operation. ★

Todos los mini interruptores deben estar en capacidad de conectar cables con sección transversal para conductores con calibres de AWG 8 hasta AWG 14.

Función	Bornera Phoenix Contac	Bornera Weidmuller
Polaridades	UK10N-UK5N	WDU
Control y Protección.	UK5-MTK P/P UT 4 MT -P/P UT 2.5 MT	WTR 4SL
Corriente y Tensión.	URTK-SP	WTQ 6/1
Tierra	UDK-4PE	WPE

Cuadro 8.4: Borneras según su función

8.1.3. Borneras

Cada gabinete debe suministrarse con borneras de corriente para los secundarios de los transformadores de corriente, de tal manera que se puedan conectar en cortocircuito antes de su apertura, el cortocircuito debe ser visible y contar con los dispositivos apropiados para las pruebas. Deben tener también borneras para agrupar las señales de tensión y señalización provenientes de los transformadores de tensión. Los bornes deben ser apropiados para cable con la sección transversal indicada.

Las borneras, terminales y marquillas deben ser aprobadas por LA EMPRESA. Se deben dejar como mínimo un 20 % de puntos de bornera libres como reserva.

El tipo de borneras que se acepta para el conexionado corresponde al indicado en la tabla 8.4.

Las borneras usadas en los circuitos de corriente y tensión deben ser de las mismas características en todo el camino del circuito. Los circuitos de tensión y corriente asociados a los núcleos de medida deberán permitir realizar pruebas al sistema de control sin afectar las magnitudes asociadas a los equipos de medida. En todo caso, previo al inicio del proceso de ensamble en fábrica, EL OFERENTE deberá presentar para aprobación de LA EMPRESA una muestra de cada tipo de bornera de acuerdo con la clasificación arriba mencionada y que se utilizará en cada uno de los tableros objeto del suministro.

Finalmente, EL OFERENTE deberá cumplir con los siguientes requerimientos para cada uno de los tipos de bornera.

8.1.3.1. Borneras de Control:

Deberán ser de color gris que permitan la conexión de conectores de prueba. Deberán ser en su totalidad del tipo seccionable con cuchilla.

8.1.3.2. Borneras de Tensión:

Deberán ser de color gris del tipo seccionable que permitan la conexión de conectores de prueba.

8.1.3.3. Borneras de Corriente:

Se utilizarán para conexión trifásica de las señales provenientes de los transformadores de corriente y deberán ser de color gris del tipo seccionable que permitan la conexión de conectores de prueba adicionalmente contar con eslabón puenteador para cortocircuitar los circuitos de corriente antes de la apertura del circuito secundario. Los puntos de desconexión deben ser claramente visibles desde el frente.

Las borneras usadas en los circuitos de corriente y tensión deben de las mismas características en todo el camino del circuito. Los circuitos de tensión y corriente asociados a los núcleos de medida deberán permitir realizar pruebas al sistema de control sin afectar las magnitudes asociadas a los equipos de medida.

8.1.3.4. Borneras para alimentación a.c.:

Color según normatividad vigente para L1, L2 y L3 (fases R, S y T).

Para las borneras de tensión y corriente la identificación del borne deberá realizarse por los dos lados de la misma (conexión interna y conexión externa), para el caso de los demás tipos de bornera, se realizará en la sección central.

Finalmente, todo el conexionado de cada gabinete y/o equipo deberá disponer de su respectiva terminal, la cual deberá satisfacer:

1. Color del terminal, acorde con el calibre del conductor empleado.
2. Apropiado de acuerdo al tipo de bornera o conexión al IED.
3. Tipo de señal:

☞ Corrientes: Terminal de ojo aislada.

☞ Tensiones: Terminal tipo espada aislada.

- ☞ Control: Terminal de espada aislada.
- ☞ Especiales: Terminal hembra o macho aislada.
- ☞ Puestas a tierra: Terminal de ojo o espada sin aislar.

4. Nivel de aislamiento acorde con el conductor.

En todo caso, el conexionado de cada terminal deberá ser realizado por personal capacitado que evite falsas conexiones o conexiones débiles que generen puntos de falla.

8.1.4. Cables y Conexionado

El cableado interno de los gabinetes debe hacerse en tal forma que permita un fácil acceso e intervención en labores de mantenimiento preventivo y correctivo. Salvo casos especiales aprobados por el interventor, ningún punto de conexión de un aparato debe tener más de dos cables conectados. Asimismo ningún punto de bornera debe tener más de un cable conectado por el mismo lado; en caso de requerirse algún puente entre borneras debe utilizarse un accesorio especial para unir borneras contiguas (puentes metálicos).

Será responsabilidad del Contratista el suministro y cálculo de todos los cables de control y fuerza requeridos de acuerdo con los esquemas de control, medida, protección y alimentación de servicios auxiliares y de media tensión (diagramas de circuito, cableado, ruta de cables, etc), aprobados para las subestaciones del proyecto.

Los conductores deberán estar formados por alambres de cobre suave electrolítico de sección circular, deberán cumplir los requerimientos para la clase 2 estipulados en la Publicación IEC 60228 ★Conductors of insulated cables★. Deberá ser cable SIS.

Todos los cables a suministrar deben cumplir con los requerimientos de la Publicación IEC 60502 ★Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m = 1,2kV$) up to 30 kV ($U_m = 36kV$)★. Los cables con aislamiento 300/500 V deberán cumplir con los requerimientos de la Publicación IEC 60227 1 ★Polyvinyl chloride insulated cables of rated voltages up to and including 450/750 V★ y se utilizan para las modificaciones de alambrado requeridas en las interfaces y puestas en servicio.

El aislamiento deber aplicarse de tal forma que se le dé la mayor adherencia posible, pero permitiendo retirarlo, sin dañar el conductor. Deberá ser del tipo XLPE

★Polietileno reticulado★ y HFFR ★Halogen Free Flame Retardant★ libre de halógenos, no propagante a la llama, apto para tensiones nominales de 600V a.c. y operación en ambientes húmedos. El color del aislamiento deberá ser acorde con la regulación establecida.

Cuando sea necesario utilizar relleno en los intersticios de los cables para dar al conjunto una sección transversal sustancialmente redonda, se deberán utilizar compuestos basados en plásticos. El relleno deberá estar de acuerdo con los requerimientos de las Publicaciones IEC 60227-1, Clausula 5.3 e IEC 60502, Clausula 6.6.

La cubierta interior extruido deberá ser adecuada para la temperatura de operación del cable y compatible con el material del aislamiento. En caso de no utilizarse relleno, la cubierta interior deberá penetrar los espacios entre los núcleos, pero sin adherirse a estos. Una vez aplicada la cubierta interior, el conjunto deberá tener una forma prácticamente circular. La cubierta interior deberá estar de acuerdo con los requerimientos de las Publicaciones IEC 60227-1, Clausula 5.4 e IEC 60502, Clausula 6.6.

La pantalla deberá ser de cobre y su aplicación podrá ser preferiblemente mediante trenzas de tal forma que se obtenga al menos un recubrimiento de 90 %. La resistencia a la corriente continua de la pantalla debe ser inferior a $2\Omega/\text{km}$ a $20\text{ }^{\circ}\text{C}$. La pantalla debe aterrizar en ambos extremos.

La chaqueta exterior deberá ser de color negro y cumplir con los requerimientos establecidos en la Cláusula 12 de la Publicación IEC 60502 para cables con aislamiento mayor o igual a 0,6/1 kV. Para los cables con aislamiento 300/500 V, la chaqueta deberá cumplir con los requerimientos de la Publicación IEC 60227-1.

Para el alambrado del gabinete, se deberán realizar los estudios respectivos que garanticen la capacidad de conducción, caída de tensión (regulación) y efecto térmico según la capacidad de corriente que garantice una óptima solución técnica en el calibre de los conductores empleados, sin embargo, para el interior de los gabinetes deberá satisfacer las siguientes secciones mínimas:

Sección mínima	
Transductores	0.518 (20 AWG)
Tierras	2.08 (14 AWG)

Cuadro 8.5: Secciones mínimas cableado Interno mm^2

El cableado que vaya entre del tablero a la puerta, que cruce la sección de giro de la puerta o pivote deberá ser protegido mediante protectores especiales para esta función previamente avalados por LA EMPRESA.

En todo caso, previo al inicio del proceso de ensamble en fábrica, EL OFERENTE deberá presentar para aprobación de LA EMPRESA una muestra de cada tipo de cable y multiconductor que se utilizará en cada uno de los tableros objeto del suministro.

El color de los conductores para cada uno de los sistemas en a.c. deberá corresponder con el establecido en el reglamento vigente para ello. Cuando aplica RETIE, los conductores deberán ser color negro con identificación de fase en el exterior del conductor el último tramo mediante una funda resistente de acuerdo al color establecido en el reglamento.

La alimentación en a.c y d.c de todo gabinete⁸ deberá ser identificada según el código de colores establecido en la reglamentación respectiva. Para el caso de las fases de corriente y tensiones provenientes de los secundarios de los transformadores de instrumentación deberá ser en todo su recorrido mediante conductores de color amarillo, azul y rojo para las fases A, B y C respectivamente.

Finalmente, para todas las señales de interfaz entre gabinetes externos a la sala de control o caseta de relés se deberá efectuar con el mismo calibre del multiconductor durante todo el recorrido de la señal, por consiguiente, no se aceptan diferentes calibres de conductores entre el origen de una señal y el destino de la misma,⁹ ni el cambio de material o medio físico empleado en el recorrido de la misma.

⁸Gabinetes de patio, control, protección, medida, comunicaciones, servicios auxiliares y demás.

⁹El calibre del conductor debe satisfacer los requerimientos de regulación, capacidad y comportamiento térmico para cada señal.

8.1.5. Marquillado.

8.1.5.1. Cables y multiconductores.

Todos los cables deben tener un terminal apropiado para su conexión al respectivo aparato o bornera. Todos los puntos de conexión deben tener marquillas de identificación indeleble y firmemente adosadas al cable, con la misma nomenclatura utilizada en los diseños, donde se refleje punto de origen y destino de la conexión.

Los conductores que conectan los dispositivos a la bornera deben marcarse en ambos extremos con elementos de identificación, que deben indicarse en los planos de los equipos. Los cables multiconductores que entran a los tableros también deben

tener marquillas de identificación metálicas o plásticas, con la misma nomenclatura utilizada en los diseños.

En ninguna circunstancia se permitirá el uso de marquillas en material adhesivo ni tampoco se admitirán marquillas de tipo inserción o de sobreponer, para mayor claridad las marquillas deben ser de tipo termotractil de material antidefragante y de color amarillo.

El cable deberá ir adecuadamente marcado en la chaqueta con impresión en alto relieve de manera legible, al menos con la siguiente información:

1. Fabricante.
2. Aislamiento (U o/U).
3. Número de núcleos.
4. Sección de cada núcleo mm².
5. Año de fabricación.

La identificación de cada uno de los núcleos de los cables deberá ser realizada con las siguientes características.

1. Aislamiento de color negro.
2. Números de color blanco.
3. La numeración deberá comenzar por uno en la capa interna.
4. Deberá colocarse una raya debajo de cada número.
5. Cada número deberá estar invertido con relación al precedente.
6. La máxima separación entre números no deberá exceder 50 mm.
7. La impresión de los números deberá ser legible e indeleble.

8.1.5.2. Fibra óptica y patch cord

Cada patch cord (F.O. y SFTP) debe estar claramente identificado mediante marquillas adhesivas de color blanco, instaladas correctamente con tinta indeleble indicando el equipo y puerto origen - equipo y puerto destino, adicionalmente dicha etiqueta deberá identificar la red LAN correspondiente. La marquilla adhesiva deberá

ser según lo establecido en la norma IEC 62439-3 ítem 4.2, color rojo para LAN A y en color Azul para LAN B.

Para aquellas fibras ópticas que hacen parte del sistema de protección diferencial de barras, deberán contar con marquillas adhesivas de color naranja y color amarillo para las fibras ópticas asociadas a la protección diferencial de línea.

Todos los cables de comunicaciones deberán ser identificados y marquillados, inclusive aquellos que se encuentren fuera de los tableros de control o protección, como equipos de gestión y computadores de escritorio entre otros.

El sistema de identificación de multiconductores, conexionado, marquillado, uso de terminales y demás accesorios comunes a los gabinetes y al proyecto deberá ser el mismo, independiente si son elaborados en diferentes sedes o fabricas del OFERENTE.

Finalmente, previo a la etapa de fabricación de cada uno de los gabinetes EL OFERENTE deberá informar y solicitar APROBACIÓN de la EMPRESA del tipo de bornes, marquillas, terminales y multiconductor a emplear en cada uno de ellos.

8.1.6. Calefacción

Se deberá suministrar una resistencia de calefacción por gabinete entre 50 a 100W, la cual estará cubierta por una protección metálica que evite el contacto directo con la resistencia de calefacción y será ubicada en la parte inferior del gabinete. Deberá estar acompañado de un termostato o un higrostató para el control automático de la temperatura y su respectivo mini interruptor de protección.

En conjunto deberán ser óptimos para operar con un aislamiento mínimo de 240V.

8.1.7. Iluminación y toma corriente

Cada uno de los gabinetes deberá contar con tomacorriente dúplex de 20A de dos polos y tierra, apto para operar con tensión de hasta 240V.

Los gabinetes deberán estar provistos de iluminación interna mediante lámparas tipo led de 20w. su control estará asociado a un encendedor en conjunto con encendido automático cuando la puerta del gabinete se encuentre abierto. Estos equipos deben ser aptos para operar a la tensión de operación a.c. de los gabinetes.

8.1.8. Relés Auxiliares

Los aparatos de baja tensión tales como interruptores miniatura, contactores, borneras, y auxiliares de mando deben cumplir los requerimientos estipulados en las publicaciones de la serie IEC 60947: ★Low-voltage switchgear and controlgear. ★ El nivel de aislamiento de dichos aparatos, deberá ser como mínimo el siguiente:

1. Para dispositivos con conexiones desde y hacia patio de conexiones: 1000 V
2. Para dispositivos sin conexiones hacia el patio de conexiones: 600 V

Las interfaces deben realizarse por medio optoacopladores o relés auxiliares. Los optoacopladores, los relés auxiliares y los contactos para las interfaces de los sistemas de protección y control deben cumplir los requisitos establecidos en las Publicaciones 60255 0 20 ★Electrical relays Contact performance of electrical relays. ★ e IEC 60255 100 ★ Electrical relays. All-or-nothing electrical relays ★, Como se detalla a continuación:

Aplicaciones de protección y mando sobre las bobinas de cierre y disparo de los interruptores, para una tensión de operación de acuerdo al nivel de operación del sistema, típicamente 125 V.

- ☞ Margen de operación: 80 - 110 % UN
- ☞ Contactos con nivel de trabajo III.
- ☞ Corriente permanente asignada: 10A.
- ☞ Corriente máxima de operación 30A durante 500ms.
- ☞ Vida eléctrica: Un millón de operaciones.
- ☞ Tiempo de operación: 8ms
- ☞ Frecuencia de operación a la corriente total de corte: 600 ciclos por hora

2. Aplicaciones de protección y control, para una tensión de operación de acuerdo al nivel de operación del sistema, típicamente 125 V.

- ☞ Margen de operación: 80 - 110 % UN
- ☞ Contactos con nivel de trabajo II.
- ☞ Corriente permanente asignada: 5A
- ☞ Vida eléctrica: un millón de operaciones.
- ☞ Tiempo de operación: 20ms
- ☞ Frecuencia de operación a la corriente total de corte: 600 ciclos por hora.

8.2. Gabinetes por Sistema

En esta sección se presenta la distribución de equipos y componentes principales en cada uno de los gabinetes para cada uno de los sistemas de control y protección requeridos por LA EMPRESA, para los cuales no se acepta la combinación de equipos de control para desempeñar funciones de protección y, equipos de protección no podrán desempeñar funciones de control, ni compartir hardware y funciones para diferentes niveles de tensión, es decir los equipos destinados a 230kV no podrán desempeñar ninguna función con equipos de servicios auxiliares.

8.3. Distribución de Gabinetes por Sistema

EL OFERENTE deberá garantizar como mínimo para cada uno de los sistemas los gabinetes indicados en la tabla 8.6:

Sistema	No Gabinetes Control	No Gabinetes Protección
Línea	1	1
Transformadores	10	2
Corte central	1	1
Compensación (Bahía Reactor)	10	1 ¹¹
Modulo central diferencial de barras. Modulo central registrador de fallas.	1	1 ¹²
		1 ¹³

Cuadro 8.6: Número de Gabinetes mínimos por sistema y nivel de tensión.

El número de casetas dependerá del número de diámetros de la subestación, para lo cual, por caseta se permite la instalación de gabinetes (equipos de control, protección, medida y servicios auxiliares distribuidos) para máximo dos (2) diámetros¹⁴, o dos (2) bahías para otras topologías de subestaciones.

¹⁰ para topologías en interruptor y medio, se acepta un gabinete de control por diámetro.

¹¹ Si se dispone de reactor de neutro serán 2 Gabinetes.

¹² dependerá del número de barras y Nivel de tensión.

¹³ por Nivel de tensión.

¹⁴ La cantidad de diámetros por caseta dependerá del nivel de tensión, cantidad de gabinetes y el tipo de tecnología de la subestación (Para sistemas $\geq 400\text{kV}$ se acepta una caseta por diámetro).

9 CABLES DE FUERZA Y CONTROL

Será responsabilidad del Contratista el suministro y cálculo de todos los cables de control y fuerza requeridos de acuerdo con los esquemas de control, medida, protección y alimentación de servicios auxiliares y de media tensión (diagramas de circuito, cableado, ruta de cables, etc.), aprobados para la subestación Chiantla.

Los conductores deberán estar formados por alambres de cobre suave electrolítico de sección circular.

Los conductores deberán cumplir los requerimientos para la clase 2 estipulados en la Publicación IEC 60228.

El aislamiento deberá ser del tipo PVC/A y cumplir con los requerimientos de la Publicación IEC 60502 e ICONTEC 1099 para los cables con aislamiento mayor o igual a 0,6/1 kV. Los cables con aislamiento 300/500 V deberán cumplir con los requerimientos de la Publicación IEC 60227-1 y se utilizan para las modificaciones de alambrado requeridas en las interfaces y puestas en servicio. El aislamiento deberá aplicarse de tal forma que se le dé la mayor adherencia posible, pero permitiendo retirarlo, sin dañar el conductor. El aislamiento debe ser del tipo THW, termoplástico retardante a la llama y resistente a la humedad y al calor y libre de halógenos.

Cuando sea necesario utilizar relleno en los intersticios de los cables para dar al conjunto una sección transversal sustancialmente redonda, se deberán utilizar compuestos basados en plásticos. El relleno deberá estar de acuerdo con los requerimientos de las Publicaciones IEC 60227-1, Cláusula 5.3 e IEC 60502, Cláusula 6.6.

La cubierta interior extruida deberá ser adecuada para la temperatura de operación del cable y compatible con el material del aislamiento. En caso de no utilizarse relleno, la cubierta interior deberá penetrar los espacios entre los núcleos, pero sin adherirse a éstos. Una vez aplicada la cubierta interior, el conjunto deberá tener una forma prácticamente circular. La cubierta interior deberá estar de acuerdo con los requerimientos de las Publicaciones IEC 60227-1, Cláusula 5.4 e IEC 60502, Cláusula 6.6.

La pantalla deberá ser de cobre y su aplicación podrá ser preferiblemente mediante trenzas de tal forma que se obtenga al menos un recubrimiento de 90%. La resistencia a la corriente continua de la pantalla debe ser inferior a 2 ohm/km a 20°C. La pantalla debe aterrizarse en ambos extremos.

La chaqueta exterior deberá ser de color negro y cumplir con los requerimientos establecidos en la Cláusula 12 de la Publicación IEC 60502 para cables con aislamiento mayor o igual a 0,6/1 kV. Para los cables con aislamiento 300/500 V, la chaqueta deberá cumplir con los requerimientos de la Publicación IEC 60227-1. 141

9.1 IDENTIFICACIÓN DEL CABLE

El cable deberá ir adecuadamente marcado en la chaqueta con impresión en alto relieve de manera legible, al menos con la siguiente información:

- a) Fabricante
- b) Aislamiento (por ejemplo, $U_o/U = 0,6/1$ kV)
- c) Número de núcleos
- d) Sección de cada núcleo, mm²
- e) Año de fabricación.

Por ejemplo, un cable de control de aislamiento, $U_o/U = 0,6/1$ kV, de doce núcleos de 2,5 mm², deberá marcarse de la siguiente forma:

FABRICANTE - 0,6/1 kV - 12x2,5 mm²

La separación entre el final de una marca y el comienzo de la otra no deberá exceder a 500 mm.

Cuando por problemas de fabricación, no es posible que la marca en relieve sea correctamente legible, el Contratista podrá utilizar tinta indeleble para la identificación de los cables.

9.2 IDENTIFICACIÓN DE LOS NÚCLEOS

Los núcleos de los cables deberán ser identificados con números bajo las siguientes características:

- a) Aislamiento de color negro
- b) Números de color blanco
- c) La numeración deberá comenzar por uno en la capa interna
- d) Deberá colocarse una raya debajo de cada número
- e) Cada número deberá estar invertido con relación al precedente
- f) La máxima separación entre números no deberá exceder 50 mm
- g) La impresión de los números deberá ser legible e indeleble

10 TRANSPORTE Y EMBALAJE

Los equipos, materiales y repuestos a suministrar deben ser embalados con todas las provisiones necesarias para que cumplan los requerimientos que se estipulan en la Publicación IEC 60721-3-1 e IEC 60721-3-2 "Classification of groups of environmental parameters and their severities. Transportation".

Los equipos que serán instalados deben tener todas las provisiones necesarias para que cumplan los requerimientos que se estipulan en la Publicación IEC 60721-3-3 "Classification of groups of environmental parameters and their severities. Stationary use at weather protected locations" para equipos al interior, y la Publicación IEC 60721-3-4 "Classification of groups of environmental parameters and their severities. Stationary use at non weatherprotected locations" para equipos a la intemperie, de acuerdo con los siguientes parámetros:

El fabricante debe empaquetar y embalar los equipos, materiales y repuestos de forma tal que satisfagan las condiciones de transporte establecidas. El embalaje deberá cumplir con los requisitos que estipula la ISO en el grupo 0730 "Transport packages". En caso de que TRECSA lo requiera, EL Oferente debe remitir las características y procedimientos de empaque y embalaje para cada uno de los equipos, materiales y repuestos objeto del contrato.

EL Oferente será el directamente responsable de verificar que los fabricantes cumplan con los requerimientos mínimos de empaque y embalaje y será responsable de reponer o reparar a su costo las pérdidas, daños y deterioros que sufran los equipos, elementos o materiales debidos a la preparación inadecuada para transporte.

El fabricante debe preparar los equipos, elementos y materiales objeto del suministro de modo que esté protegido contra pérdidas, daños y deterioros durante el transporte y almacenamiento.

Cada caja o unidad de empaque debe incluir dos copias en español y/o inglés, de la lista de empaque, indicando todos los elementos que contienen, destino y la referencia de su uso o ensamble al cual pertenece cada una de ellas. Una de estas copias, se debe ubicar en el exterior de la caja o unidad de empaque dentro de un bolsillo que se debe colocar para tal fin debidamente protegido y cerrado para evitar su pérdida o la de su contenido, la otra copia se colocará en el interior, en forma tal que no se dañe durante el transporte ni durante el desempaque.

Debe además marcarse con tinta indeleble el centro de gravedad de la caja y los sitios de posicionamiento de los cables de alce, deberá contar con detectores de movimiento donde se verifique que no hubo ningún movimiento brusco durante su traslado.

Cuando se utilicen contenedores, el suministro debe incluir cajas individuales de cartón o de madera que permitan su almacenamiento e identificación en las bodegas de la TRECSA.

Los materiales sueltos como tornillos, pernos, etc. se deben empacar en recipientes que impidan pérdidas durante el transporte. En los casos de materiales como tuberías, varillas, etc. se deben preparar haces de materiales similares y proveer protección para las roscas.

10.1 EQUIPO PESADO

Cuando sea necesario, las partes más pesadas se deben montar sobre patines o empacar en huacales. Todos los materiales o piezas sueltas que puedan perderse durante el transporte deben ser empacados en cajas o amarrados en fardos debidamente marcados e identificados.

Todas las partes que excedan una masa de 100 kg serán preparadas para el transporte de tal manera que se les pueda colocar fácilmente las eslingas para manejo con grúa o los tenedores para el manejo con montacargas. Las piezas empacadas en cajas a las cuales sea inseguro colocar eslingas, deben ser empacadas con eslingas fijadas a la pieza accesible desde fuera de la caja, de tal manera que los materiales puedan ser fácilmente manejados con grúa.

10.2 REPUESTOS

Los repuestos se deben empacar separados del equipo que se utilizará en el montaje en forma apropiada para ser almacenados por largo tiempo y cada uno de ellos debe ser identificado debidamente con etiquetas metálicas o plásticas indicando para cuales equipos son, el número de parte según el fabricante y el número de identificación del plano de referencia.

10.3 MATERIAL ELECTRÓNICO

Todas las partes activas de repuesto tales como tarjetas electrónicas, componentes electrónicos, etc., se deben empacar de tal forma que se evite las vibraciones del transporte y deben tener en su interior bolsas de gel de sílice o aluminio activado para absorber la humedad.

Con el fin de evitar descargas electrostáticas que afecten los componentes electrónicos, todos estos se deben empacar utilizando alguna de las siguientes alternativas:

Utilizando bolsas de plástico caladas de material semiconductor Utilizando bolsas de plástico que tengan una capa metálica Envolviendo las tarjetas o componentes en hojas metálicas.

11. PRUEBAS

En este capítulo se especifican las pruebas a desarrollar por EL OFERENTE para cada uno de los sistemas especificados en los capítulos 3, 4, 5, 6, 7 y 8 las cuales deben satisfacer los requerimientos aquí indicados y estar desarrolladas bajo la publicación IEC 62381 ★Automation systems in the process industry Factory acceptance test (FAT), site acceptance test (SAT), and site integration test (SIT). ★

Adicionalmente, se indican los requerimientos de personal para la realización de las mismas, los tiempos estimados y el plan de pruebas para la ejecución de estas.

Finalmente se describe el tipo de prueba y los entregables para cada una de ellas.

★Es responsabilidad de EL OFERENTE la ejecución, documentación y entrega de información del resultado de todas las pruebas. Si no es posible realizar alguna de las pruebas requeridas, deberá ser informada a LA EMPRESA quien verificará el requerimiento y podrá solicitar la cancelación o realización de esta. ★

11.1. Requerimientos Generales.

Los equipos, materiales y software incluidos en el suministro, deberán ser ensamblados y cableados completamente en fábrica del proveedor de los equipos de control y protección, deberán estar sujetos a las pruebas de aceptación y ser probados de acuerdo con las últimas ediciones de las normas relacionadas en el capítulo 2 que apliquen.

Las pruebas de aceptación en fábrica y en sitio deben ser realizadas por EL OFERENTE considerando la participación de LA EMPRESA.

Una vez culminadas las pruebas en fábrica se deberán presentar a LA EMPRESA para su aprobación, el plan y los procedimientos de las pruebas en sitio, las cuales deberán ser ejecutadas luego de que el sistema haya sido instalado con la configuración requerida, el software haya sido cargado y el arranque del sistema haya terminado exitosamente.

El sistema en prueba deberá estar sujeto a un subconjunto de las pruebas en fabrica. Se deberán ejecutar pruebas adicionales para verificar las funciones que involucran a subsistemas externos que están interconectados con el sistema de control.

Las pruebas en sitio también incluirán cualquier tipo de prueba que no pudo ser ejecutada en fábrica. Si EL OFERENTE considera necesario, se ejecutarán pruebas no estructuradas para verificar la operación completa del sistema bajo condiciones reales de campo.

El cumplimiento con las especificaciones deberá ser verificado por medio de protocolos de pruebas, dichos protocolos deberán ser sometidos a aprobación por parte de LA EMPRESA.

Los equipos y sus componentes deberán ser sometidos a inspecciones de rutina en fábrica durante las diferentes fases de fabricación y ensamble, de acuerdo con las prácticas del fabricante y según las normas y recomendaciones aplicables.

EL OFERENTE deberá responsabilizarse por la metodología, procedimientos y ejecución de todas las pruebas, si como consecuencia de estas se ocasionan daños o afectación a uno o varios equipos será responsabilidad del OFERENTE, LA EMPRESA no aceptará reclamaciones de ninguna índole por este hecho.

Las pruebas en fábrica ★FAT★ se deberán estructurar de forma tal que permitan determinar las características eléctricas de los componentes junto con pruebas operativas bajo condiciones simuladas de operación que aseguren el cumplimiento con las especificaciones, diseño, conexión y con las condiciones de operación para cada uno de los equipos.

Las pruebas en sitio ★SAT★ deberán incluir pruebas para determinar las características eléctricas, mecánicas, operativas y ambientales de los componentes bajo condiciones reales de operación con el fin de asegurar el cumplimiento de las especificaciones en conjunto con cada uno de los sistemas y su interacción como solución a los requerimientos de LA EMPRESA.

EL OFERENTE deberá relacionar de forma detallada en su propuesta las pruebas a realizar en cada equipo y sistema. Si algún equipo no pasa alguna de las pruebas, se deberá reemplazar, y someter de nuevo a todas las pruebas.

Para la realización de las pruebas, EL OFERENTE deberá suministrar todos los instrumentos apropiados (con su respectivo certificado de calibración vigente) que sean requeridos para el desarrollo de estas.

EL OFERENTE deberá suministrar los protocolos relacionados con cada una de las pruebas, dichos protocolos deberán contener el reporte de la prueba, el objetivo de la prueba, norma que rige la prueba, el resultado esperado, la metodología a seguir durante las pruebas, los resultados obtenidos, los anexos respectivos y las conclusiones de acuerdo a lo indicado en la sección 11.11.

Cada uno de los sistemas deberá ser sometido a las siguientes pruebas:

11.1.1. Pruebas de rutina.

Los equipos se deben ensamblar completamente para someterse a las pruebas de rutina, muestreo y de aceptación, las cuales se deben realizar de acuerdo con las normas que las rigen. Los costos de las pruebas de rutina, aceptación y muestreo se deben incluir dentro del valor de los equipos. Solo se aceptan equipos que cumplan satisfactoriamente las pruebas de rutina y aceptación por organismos internacionales.

11.1.2. Pruebas PRE-FAT y PRE-SAT.

Para todos los sistemas y equipos EL OFERENTE DEBERÁ previo a la realización de las pruebas en fábrica y en sitio enviar con antelación¹ los resultados de las pruebas PRE-FAT y PRE-SAT con sus respectivos soportes (Protocolos PRE-FAT y PRE-SAT) sin pendientes con sus respectivos archivos adjuntos de soporte que validen la ejecución de estas.².

Los protocolos para la realización de las pruebas PRE-FAT y PRE-SAT corresponden a los mismos protocolos para pruebas FAT y SAT, estos serán diligenciados por EL OFERENTE, los cuales no requieren supervisión del interventor o representante de LA EMPRESA. Por consiguiente, estas pruebas se consideran únicamente como pruebas internas de los sistemas realizadas por EL OFERENTE, los cuales sirven para establecer que, previo a la realización de las pruebas FAT y SAT, el OFERENTE ha verificado los requerimientos de LA EMPRESA para cada uno de los sistemas y ha cumplido con estos.

11.2. *Personal requerido para las pruebas FAT y SAT.*

EL OFERENTE aplicará a los trabajos de pruebas de campo y puesta en servicio, la capacidad técnica y administrativa que sea indispensable para su correcta y eficiente ejecución, designando el personal idóneo que sea necesario para la dirección técnica y ejecución de los trabajos. LA EMPRESA podrá solicitar AL OFERENTE el cambio del personal que a juicio de esta sea inconveniente para la ejecución de los trabajos de pruebas de campo y puesta en servicio, obligándose a realizar los cambios solicitados.

EL OFERENTE deberá suministrar como mínimo, el siguiente personal de pruebas en fábrica, de campo y puesta en servicio:

¹ Mínimo una semana antes de la realización de las pruebas FAT y/o SAT.

² Por ejemplo: archivos COMTRADE como resultado de simulación de fallas y SOE para el sistema de control.

1. Ingeniero Coordinador de puesta en Servicio:

Deberá garantizar el cumplimiento de requisitos solicitado en la ★Experiencia de personal ★ en montaje, pruebas y puesta en servicio de subestaciones de 230 kV o mayores.

Deben dirigir, asesorar y supervisar las pruebas y la puesta en servicio de los sistemas suministrados, de forma tal que las subestaciones queden en estado operativo óptimo. De igual forma, será el encargado de coordinar las actividades del resto del personal y de presentar los siguientes informes:

☞ Informes específicos: Son los informes que durante la ejecución de las pruebas LA EMPRESA le solicite sobre aspectos o problemas técnicos específicos surgidos durante las labores de pruebas de campo y puesta en servicio.

☞ Informes de trabajos que incluyan desenergizaciones: Son los informes que luego de finalizado cada trabajo debe presentarse para evaluar el cumplimiento de los programas de trabajo y los problemas técnicos específicos surgidos durante tales actividades.

☞ Informe final: Una vez terminadas las pruebas de campo y efectuada la puesta en servicio de los equipos, EL OFERENTE debe elaborar un informe final indicando todas las pruebas, mediciones, dimensiones, calibraciones, tolerancias, ajustes y cambios que requiera el equipo en su instalación.

2. Ingeniero Coordinador de protecciones:

Deberá garantizar el cumplimiento de requisitos solicitado en la ★Experiencia de personal ★ en protecciones de subestaciones de 230 kV o mayores, y con amplio conocimiento en los sistemas de protección descritos en el capítulo 3, adicionalmente se encargará de las labores de instrucción, entrenamiento, montaje, pruebas de campo y puesta en servicio de dichos equipos.

2. Ingeniero Coordinador en Sistemas de control de Subestaciones:

Deberá garantizar el cumplimiento de requisitos solicitado en la ★Experiencia de personal ★ en ★hardware y software ★ aplicado a sistemas de automatización de subestaciones descritos en los capítulos 4, 6 y 7, quien se encargará de coordinar las labores de instrucción, entrenamiento, montaje, pruebas de campo y puesta en servicio del sistema de automatización de cada subestación.

A la fecha de presentación de la oferta el ingeniero del sistema de control deberá estar vinculado directamente con el fabricante de los equipos, anexando el certificado de la experiencia requerida.

Finalmente, el ingeniero de control deberá demostrar certificación en protocolo

IEC 61850, IEC 60870-5-104 y, en seguridad en redes de comunicación.

3. Ingeniero Coordinador en telecomunicaciones:

Deberá garantizar el cumplimiento de requisitos solicitado en la ★Experiencia de personal ★ en sistemas de transmisión por fibra óptica, con amplia experiencia en equipos multiplexores y comunicaciones e integración de los servicios de tele protección, voz VoIP y Video, datos y protecciones al sistema ofrecido quien se encargara de las labores de instrucción, entrenamiento, montaje, pruebas de campo y puesta en servicio de dichos sistemas.

4. Ingeniero Coordinador de Diseño detallado:

Deberá garantizar el cumplimiento de requisitos solicitado en la ★Experiencia de personal ★ en coordinación de diseño detallados de subestaciones de 230 kV o superiores, quien se encargará coordinar las labores de diseño detallado de las interfaces, cálculo y dimensionamiento de conductores, tablas de cableado, rutas de cables, planos, informes y todos los documentos de detalle necesarios para desarrollar las interfaces entre los equipos de los sistemas suministrados, los equipos primarios o de potencia, y los Servicios Auxiliares.

Todos los documentos relacionados con las pruebas deberán ser verificados y validados por LA EMPRESA, incluyendo todas las correcciones resultantes de las pruebas.

11.3. Pruebas sistema de protección.

Las pruebas deberán considerar todos los relés de protección, tele protección y registradores de falla con todas y cada una de las funciones disponibles por los IED's, las cuales deberán contener los ajustes de coordinación de protecciones de acuerdo al sistema de transmisión de LA EMPRESA.

Los esquemas de protección de línea deberán probarse por completo, incluyendo las pruebas end to end³, considerando la interacción de la protección diferencial de línea y distancia, en ambos extremos y la correcta operación de los interruptores en la configuración interruptor y medio para la función recierre.

Se deberán realizar pruebas al esquema diferencial de barras y falla interruptor considerando las unidades distribuidas y la posición de equipos primarios.

Adicionalmente, se deberá probar el esquema de protección para los autotransformadores y equipos de compensación, verificando la correcta operación de las pruebas funcionales de las protecciones eléctricas y mecánicas.

En aquellos esquemas donde aplique funciones de tele protección se deberá verificar el correcto envío y recepción de canales, de acuerdo al esquema de tele protección que se encuentre bajo prueba.

³Previo a la realización de las pruebas End to End, el OFERENTE deberá verificar los parámetros de línea mediante mediciones directas en cada línea.

Los resultados de las pruebas deberán documentarse en los protocolos de pruebas, los cuales deberán tener un check list del equipo y de la correcta operación del equipo para cada una de las funciones a probar, adicionalmente se deberá suministrar los archivos de configuración de los respectivos relés y del equipo de simulación con el cual se están realizando las pruebas. Como soporte de los resultados se deberán anexar los reportes de falla de los relés de protección y las oscilografías de estos, los reportes deberán ser entregados a LA EMPRESA en medio físico y digital.

11.3.1. Pruebas FAT:

Dentro de las pruebas del sistema de protecciones se deben realizar como mínimo las siguientes pruebas:

1. Pruebas hardware de protecciones.
2. Pruebas alimentación d.c para cada una de las protecciones (polaridad independiente).
3. Pruebas de reporte log de eventos.
4. Pruebas inicialización de protecciones (tiempos de descarga de ajustes y reconfiguración de relés).
5. Prueba de medición de tiempos de alimentación a estado operativo de protecciones.
6. Prueba de medición de tiempos de operación en contactos de salida rápidos.
7. Prueba de operatividad funcional bloques de prueba.
8. Pruebas de reporte de fallas.
9. Pruebas de reporte de LED.
10. Pruebas de operación individual de protecciones (por función).
11. Pruebas de condiciones de bloqueo en funciones de protección.
12. Pruebas funcionales de protecciones.
13. Pruebas registradores de falla.⁴
14. Pruebas tele protecciones.⁵
15. Pruebas de recierre y sincronismo⁶.

⁴Debe incluir reportes y registro de falla, prueba al sistema de ondas viajeras y, trigger para inicio de registros de falla.

⁵Operación y registro para recepción y envío de comandos independientes y simultáneamente, reporte de tiempos de operación (incluye conmutación de canales de tele protección hacia los equipos de jerarquía superior).

⁶Se debe probar el esquema completo para cada derivación de línea (doble interruptor) o bahía.

16. Pruebas de falla interruptor por etapas.
17. Pruebas a contador de operaciones para recierres (por fase) y envió/recepción en canales de tele protección.
18. Pruebas por diferencial de barras.
19. Pruebas de lógicas de disparo.
20. Pruebas matriz de disparos.
21. Pruebas End to End.
22. Pruebas simuladas en formato COMTRADE para bancos de autotransformadores.
23. Pruebas de señalización y reporte hacia el nivel de control 2 y superiores.
24. Pruebas de reporte de fallas al sistema de gestión.
25. Pruebas de log de eventos.
26. Pruebas del software de gestión de protecciones, desde niveles 2 y 3. (hacia el servidor recolector de eventos).

En específico los equipos del sistema de protección con funciones diferenciales (87B, 87T, 87L) y falla interruptora (50BF) deberán implementar y probar las siguientes lógicas:

1. Función 87B y 50BF: Deberá permitir probar la función cuando esta se encuentre en prueba, para ello deberá supervisar la posición de los bloques de ★prueba ★ de todas las bahías, una vez todos los bloques de prueba se encuentren en posición ★prueba ★ deberá quedar habilitada la función y permitir la prueba de la misma sin necesidad de generar desenergizaciones para llevar a cabo la misma.
 2. Función 87L: La función deberá permitir ser probada cuando la línea detecte que los bloques de prueba en cada uno de sus extremos se encuentren en posición de ★prueba ★, habilitando la función de esta sin necesidad de elementos externos o desenergizar la línea.
 3. Función 87T: La función deberá permitir ser probada cuando se detecte que ★todos ★ los bloques de prueba en cada uno de los devanados del transformador se encuentren en posición ★prueba ★, habilitando la función de la misma sin necesidad de elementos externos o desenergizar los equipos.
- Se aclara que los archivos de ajuste y configuración para todos los equipos⁷ son responsabilidad del OFERENTE (incluye archivos COMTRADE).

⁷ Relés y equipos de inyección

11.4. Pruebas sistema de control y comunicación.

11.4.1. Pruebas FAT:

Todas las pruebas de aceptación en fábrica deberán realizarse mediante simulaciones que permitan verificar el correcto funcionamiento del sistema para todos sus componentes individual y en conjunto, para lo cual EL OFERENTE deberá disponer de todos los equipos necesarios que permitan simular las condiciones de operación para cada uno de los dispositivos. Dentro de las pruebas mínimas a realizar se tienen:

11.4.1.1. Pruebas individuales:

1. Sistema de respaldo (mando desde selectores en nivel de respaldo) de acuerdo a la ingeniería aprobada.
2. Controladores de la bahía.
3. Transductores y equipos de monitoreo.
4. Relés de protecciones, conectados con la red LAN y red de gestión de protecciones.
5. Medidores multifuncionales asociados al controlador de equipos generales, conectados con la red LAN y la red de gestión de medidas.
6. Tele protecciones.
7. Mando sincronizado y regulador de tensión.
8. GPS y demás elementos de la red de sincronización de tiempo, a cada uno de los equipos componentes de las pruebas.
9. Controladores de Subestación.
10. Estaciones de operación e IHM.
11. Interfaces de comunicación.
12. Equipos de comunicación: switches, Router, Firewall y Multiplexor. Para cada uno de los equipos mencionados se deberá registrar:

- ☞ Hardware (modelo y serial de equipos de acuerdo a las especificaciones técnicas).
- ☞ Correcto funcionamiento del hardware y su sistema operativo.
- ☞ Pruebas operacionales de software (licencias, upgrades, hotfix, service pack).

11.4.1.2. Pruebas integrales:

1. Verificación de la operatividad y comunicación de los diferentes enlaces entre los distintos controladores del sistema, y para cada una de las redes de datos: medidas, protecciones y gestión, con los protocolos especificados.
2. Verificación del correcto direccionamiento y operación de las entradas/salidas análogas y digitales por medio de simulación.

3. Funciones de control.
4. Verificación de las secuencias de conexión y desconexión de las bahías y sus enclavamientos.
5. Verificación de los tiempos de respuesta según las especificaciones técnicas.
6. Capacidades de diagnóstico de hardware y software.
7. Prueba de recuperación del sistema después de una falla de energía.
8. Prueba de recuperación de la información ante fallas en el Hardware
9. Prueba del sistema de sincronización de tiempo (pruebas de sincronización automática y manual).
10. Prueba de recuperación del sistema horario ante fallas en la fuente de sincronismo GPS.
11. Prueba de sincronización automática y manual.
12. Prueba de avalancha de eventos.
13. Prueba de redundancia en los controladores de la subestación.
14. Prueba de redundancia en la red LAN.
15. Prueba de mensajería instantánea GOOSE. Esta prueba deberá efectuarse en etapas (1. Tiempo de transmisión y procesamiento de mensajería entre IED's y, 2, Prueba de mensajería ante fallas en la red de comunicaciones.)
16. Prueba de acceso remoto para labores de gestión y mantenimiento a cada IED.
17. Pruebas de seguridad en comunicaciones.
18. Pruebas de control de acceso.
19. Pruebas de enclavamientos.
20. Verificación de arquitectura de comunicaciones.
21. Pruebas punto a punto simuladas desde bornes de los tableros de control y protección hacia los niveles 1, 2 y 3 (incluyendo señales internas propias de cada IED).
22. Pruebas de actuación e indicación en los sistemas de los equipos de protección.
23. Verificación del correcto mapeo y agrupamiento de señales.
24. Pruebas de redundancia en IED's.
25. Inicialización del sistema en modo manual y automático.
26. Realización de backup's y copias de seguridad.
27. Pruebas desde cada uno de los sistemas de gestión local y remota.
28. Pruebas de visualización y despliegues⁸ para cada uno de los niveles de control.⁹
29. Pruebas buffer de eventos en cada IED.
30. Pruebas de ocupación en la red, la cual no debe ser mayor que los valores indicados en la sección 12.2.
31. Pruebas de secuencias automáticas.¹⁰

Además de todas aquellas que se consideren necesarias durante el desarrollo del proyecto. Cualquier falla en la prueba deberá ocasionar su repetición hasta la completa terminación de la misma. Finalmente, todas las pruebas deberán quedar debidamente oficializadas y protocolizadas.

⁸Despliegues de posición, medida, estado de selectores, mando, ordenes de recierre, medidas de sincronismo, SOE, alarmas y demás.

⁹Para cada nivel de mando se deberán representar cada uno de los enclavamientos de forma dinámica que permita identificar la condición que inhibe una orden u operación sobre los equipos en los niveles 1 y 2 respectivamente.

¹⁰Se deben generar despliegues para representación de las secuencias automáticas de forma dinámica en la IHM que permita ejecutar la misma de forma manual paso a paso o automática.

^{**} Aplica solo para pruebas SAT.

11.4.1.3. Pruebas por nivel de control:

EL OFERENTE será responsable de ejecutar las pruebas para cada uno de los niveles de control de acuerdo con:

11.4.1.3.1. Pruebas en Nivel 0:

1. Pruebas de operación de apertura y cierre de equipos de potencia considerando los enclavamientos mínimos cableados. ^{**}
2. Pruebas de alimentación correcta de equipo primario. ^{**}
3. Pruebas de tiempos de operación en equipos de maniobra. ^{**}
4. Pruebas de comando en equipos pasivos (autotransformadores), mando TAP, mando etapas de refrigeración. ^{**}
5. Pruebas de nivel de autoridad.
6. Pruebas de consumo en bobinas de operación para equipos de maniobra. ^{**}

11.4.1.3.2. Pruebas en Nivel 1:

1. Pruebas de señalización a nivel de controlador de bahía y en equipos de protección (desde la fuente de la señal)³.
2. Pruebas de comando, con y sin enclavamientos (ejecución real de comandos).
3. Pruebas de control de autoridad.
4. Prueba de sincronización de tiempo de cada IED.
5. Pruebas de reporte de alarmas y eventos en el log de los equipos.
6. Pruebas de indicación correcta en display de equipos.
7. Prueba de LED's de equipos.
8. Pruebas de enlace de comunicación.
9. Pruebas de enclavamientos.
10. Pruebas de inyección secundaria.
11. Pruebas de posición de TAP y temperaturas.
12. Pruebas de diagnóstico y autodiagnóstico de cada IED.
13. Pruebas de distancia de falla.

³Para pruebas FAT desde bornes del tablero.

11.4.1.3.3. Pruebas en Nivel 1R:

1. Pruebas para apertura de interruptores. ***
2. Pruebas para cierre directo de interruptores. ***
3. Pruebas para cierre de interruptores con sincronismo. ***
4. Pruebas para cierre de interruptores con mando sincronizado. ***

11.4.1.3.4. Pruebas en Nivel 2:

1. Pruebas control de autoridad.
2. Pruebas de log in y log out de usuarios.
3. Pruebas de sincronización de tiempo.
4. Pruebas de despliegues auto animados según estado de los equipos.
5. Pruebas de coloreo dinámico para equipos energizados, desenergizados y aterrizados.
6. Pruebas de señalización desde la fuente del equipo.
7. Pruebas de comando.
8. Pruebas de medición (inyección secundaria). Medidas fase tierra, fase fase y trifásicas. Medidas de sincronismo, potencia, temperatura.
9. Pruebas de señalización contadores de operación, posiciones de TAP.
10. Pruebas de enclavamientos auto animados por bahía.⁴
11. Pruebas de bloqueo para operación de equipos.
12. Pruebas de etiquetado de equipos (notas de operación).
13. Verificaciones reportes de falla y de eventos.
14. Pruebas de alarma sonora.
15. Verificaciones despliegues de falla (alarmas activas, inactivas, auto reconocidas)

⁴Aplica para todos los equipos de maniobra.

16. Verificación automática del SOE de subestación.
17. Verificación automática del diagrama unifilar de subestación.
18. Verificación automática de la arquitectura de comunicaciones.
19. Pruebas a los diagramas de servicios esenciales de la subestación.
20. Pruebas de conmutación manual y automática de servidores (Gateway) Redundancia.
21. Pruebas a reportes de medida manuales y automáticos.
22. Pruebas de comunicaciones.
23. Pruebas de configuración de equipos de comunicación.
24. Pruebas en firewall y router.
25. Pruebas de buffer de eventos.
26. Pruebas de avalancha del sistema.
27. Pruebas de arranque automático del sistema.
28. Pruebas de seguridad en equipos de comunicación.

29. Pruebas de auto asignación de nivel de autoridad a Nivel 3, por tiempo excedido o falla en la IHM.
30. Pruebas de desempeño y confiabilidad del sistema.

11.4.1.3.5. Pruebas en Nivel 3:

1. Pruebas control de autoridad.
2. Pruebas punto a punto del sistema.
3. Pruebas de avalancha del sistema.
4. Pruebas de auto asignación del control de autoridad.

11.5. Pruebas sistema de medida.

11.5.1. Pruebas FAT.

El sistema de medición deberá ser sometido a las siguientes pruebas:

1. Pruebas de hardware.
2. Pruebas de alimentación DC.
3. Pruebas de inyección secundaria en los cuatro cuadrantes de potencia.
4. Pruebas del software de gestión de medidores, hacia los niveles 2 y 3.
5. Pruebas de generación de reportes manuales y automáticos.
6. Pruebas de telemetría con el AMM

11.6. Pruebas sistema operativo y software.

11.6.1. Pruebas FAT.

El sistema operativo y aplicaciones específicas para cada uno de los sistemas deberá ser documentado en la oferta presentada, indicando las versiones respectivas con las cuales se implementará la solución requerida, esta información deberá ser verificada y documentada en las pruebas en fábrica, indicando el nombre del software, versión, licenciamiento y compatibilidad entre sistemas.

11.7. Pruebas en conjunto

Las pruebas en conjunto obedecen a las diferentes pruebas que se deberán realizar en conjunto entre los sistemas de control, protección, medida, comunicaciones locales, equipos para registro de fallas y tele protección de manera integral con el fin de verificar la compatibilidad, operatividad y compatibilidad de los diferentes sistemas.

Dentro de las pruebas en conjunto se deben considerar como mínimo:

11.7.1. Pruebas FAT:

11.7.1.1. Arranque del sistema:

Durante la instalación del sistema de control en fábrica y en sitio, EL OFERENTE será responsable por el arranque de cada uno de sus sistemas y de todos los equipos suministrados, verificando que cada una de las siguientes actividades se desempeñan correctamente:

1. Instalación correcta de cada una de las aplicaciones del sistema de control.
2. Energización del sistema de control y ejecución de diagnósticos para verificar la operación correcta de todo el hardware.
3. Carga y configuración en el software (incluye bases de datos).
4. Activar las comunicaciones con los subsistemas externos que tienen interfaz con cada uno de los niveles del sistema de control.
5. Verificar la operación del sistema y asegurar que esté listo para la prueba de aceptación en fábrica y/o en sitio.
6. Sintonizar o inicializar cualquier aplicación según sea necesario.

11.7.1.2. Disponibilidad del sistema:

EL OFERENTE deberá establecer el procedimiento aprobado por la LA EMPRESA para la realización de la prueba de disponibilidad que satisfaga los requerimientos establecidos en la sección 4.1.2.

Luego de la finalización exitosa de la instalación y las pruebas de aceptación en fabrica y en sitio, se deberá someter a operación todo el sistema durante 48 horas (en fábrica) y 720 horas (en sitio) continuas con el fin de asegurar que el sistema de control está libre de errores y que el hardware es confiable. La operación de todo el sistema durante este periodo se denomina ★Prueba de Disponibilidad ★.

La prueba se considerará exitosa si no se pierde ninguna función crítica, no ocurre una falla mayor del hardware y ninguna recuperación automática (automatic failover), ante fallas que ocurran dentro del periodo de la prueba. Se define falla mayor del hardware como la falla de una parte principal del hardware (tal como el procesador, disco, monitor, etc.). Se excluyen fallas mecánicas no repetitivas de impresoras, selectores, pulsadores, etc.

Ante fallas mayores, se deberán repetir las partes de las pruebas de desempeño y las pruebas funcionales del sistema que se vean afectadas por los cambios y se deberá reiniciar completamente el periodo de prueba.

Durante esta prueba, se deberá poner a funcionar el sistema de forma tal que se aproxime al ambiente operativo real; si es necesario, se podrá recurrir a entradas, eventos y condiciones simuladas para tal fin.

Durante la prueba, los representantes de LA EMPRESA podrán simular tareas de control no estructuradas. Si se nota una condición de falla de no integridad de los datos, el origen de tal condición deberá ser identificado y corregido. No se permitirá ninguna modificación o cambio de software o hardware para eliminar, desconectar u omitir módulos o componentes en falla. Si un módulo falla, este debe ser reemplazado o reparado para continuar la prueba.

Si la prueba de disponibilidad no cumple con los índices requeridos por LA EMPRESA, EL OFERENTE deberá realizar los ajustes respectivos, presentando un informe donde se identifiquen los modos de falla y las estrategias de control a implementar.

11.7.1.3. Pruebas desempeño del sistema:

Estas pruebas deberán verificar cumplimiento de los requisitos de desempeño especificados para el sistema de control. EL OFERENTE deberá proporcionar la simulación, cuando sea necesario, para crear las condiciones operativas requeridas para la prueba. La memoria de reserva deberá ser eliminada o colocada como no disponible antes de la ejecución de la prueba de desempeño del sistema con el fin de verificar que el reporte de registro y demás no sobrepasa la capacidad requerida.

Las siguientes condiciones generales se deberán aplicar a la prueba de desempeño:

1. Se deberá incluir todo el software de soporte necesario para ejecutar las pruebas de desempeño para diferentes niveles de actividad del sistema. Esto significa que los requisitos de desempeño no deberán limitarse debido a la ejecución de dicho software de soporte o por cualquier otra razón.
2. La ejecución de las pruebas de desempeño deberán ser automatizadas tanto como sea posible de forma tal que las pruebas puedan ser reproducidas. Será responsabilidad de EL OFERENTE ejecutar, monitorear y medir los resultados de las pruebas y proporcionar reportes de pruebas para verificar que los requisitos de desempeño fueron cumplidos.
3. EL OFERENTE no deberá ejecutar ninguna actividad de desarrollo o modificación al software aparte de las requeridas por los procedimientos de las pruebas en fabrica.

11.8. Pruebas de diseño y gabinetes.

Se deberán presentar reportes de las pruebas que realiza el fabricante a las partes de los equipos y elementos del prototipo estándar del fabricante para los elementos que constituyen cada uno de los sistemas, estas pruebas deben incluir pruebas mecánicas, pruebas eléctricas, pruebas de conexión, pruebas ambientales y de interferencia electromagnética. Este tipo de pruebas aplica para todos los equipos a los que se hace referencia en la presente solicitud.

11.8.1. Pruebas en fábrica -FAT-.

Una vez establecido que los equipos satisfacen las características constructivas para cada uno de los equipos y su correcto montaje se deberán realizar pruebas para verificación del conexión interno en cada uno de los gabinetes conforme a los diseños previamente establecidos y aprobados en la ingeniería básica e ingeniería detallada.

EL OFERENTE deberá garantizar que los diseños para cada uno de los gabinetes y equipos mecánicamente satisfacen las normas internacionales que apliquen y la distribución de equipos corresponde con la aprobada en la etapa de ingeniería, para ello deberá diseñar los protocolos respectivos donde se registre esta información, para ello deberá adjuntar copia de los respectivos soportes de pruebas de rutina y tipo para cada modelo de gabinete y equipo.

Respecto al conexión interno deberá presentar una correcta distribución y presentación en las rutas de conexión e identificación de componentes internos y de interconexión con otros gabinetes.⁵

11.9. Pruebas en sitio SAT.

Las pruebas SAT ★Site Acceptance Test★ consisten en verificar inicialmente el montaje e instalación de cada uno de los gabinetes en su respectiva ubicación, garantizando que las condiciones para el montaje de cada uno es apropiado para posteriormente realizar y verificar el correcto conexión entre cada uno de los equipos del sistema de potencia (con sus elementos auxiliares) y cada uno de los gabinetes, validando la integración entre los equipos de la subestación y cada uno de los sistemas de acuerdo con la ingeniería aprobada.

Posteriormente se deberá verificar que no existen conexiones erróneas o fallas que afecten el desempeño de cada sistema⁶, si se detectan condiciones de falla en el diseño, estas deberán ser informadas a LA EMPRESA e ingeniero de diseño con el fin de encontrar la mejor solución y la estrategia para su implementación.

⁵Los cables, multiconductores y componentes internos deben satisfacer las características técnicas garantizadas y estar aprobados por la EMPRESA.

⁶Verificación de conexión y amarillado de planos.

Cualquier defecto o error de diseño descubierto durante las pruebas de aceptación en sitio deberá ser registrado en un reporte de incumplimientos y deberá ser corregido por EL OFERENTE.

Una vez finalizadas las dos etapas mencionadas anteriormente se deberá proceder a realizar las respectivas pruebas SAT ★Site Acceptance Test ★ individuales y en conjunto relacionadas en las pruebas FAT ★Factory Acceptance Test ★ para cada uno de los sistemas descritos anteriormente, sin embargo, estas no se realizarán simuladas, se deberán ejecutar con los equipos del sistema de potencia y servicios auxiliares instalados en la subestación.

Estas pruebas se deberán documentar en los protocolos de pruebas SAT, los resultados se deberán comparar con los resultados de pruebas FAT, para los cuales se espera se obtengan mejores o resultados similares, en caso contrario EL OFERENTE deberá presentar un informe indicando la diferencia y el motivo por el cual se presenta, este informe se evaluará por LA EMPRESA e indicará si se acepta o no el resultado de esta.

11.10. Commissioning: Pruebas de puesta en servicio.

EL OFERENTE deberá tener en cuenta en la programación la estimación de recursos y personal requeridos para la ejecución de estas pruebas. Las pruebas de puesta en servicio incluyen como mínimo:

1. Coordinar la verificación del correcto funcionamiento de todos los circuitos de control, protección, medida, indicación, enclavamientos, señalización, etc., de acuerdo con los diagramas de principio para el sistema de control. Para los trabajos a ejecutar en las subestaciones existentes se debe incluir el aseguramiento del adecuado funcionamiento de los sistemas existentes y de los circuitos suministrados que fueron instalados en las subestaciones.
2. Realización de pruebas para conexión de la subestación al(os) Centro(s) de Control a través del nivel 2 verificando el correcto funcionamiento del sistema en todos los niveles de operación incluyendo, secuencias de operación, señalización, despliegues, comandos, etc.
3. Supervisión y aseguramiento de la inyección digital de protecciones sincronizada por satélite, adelantándose la completa verificación del adecuado funcionamiento de los sistemas de control, protección, medida y telecomunicaciones.
4. Verificación del correcto funcionamiento del sistema de telecomunicaciones, de acuerdo con la interconexión de los servicios a ser soportados y el planeamiento de la red, incluyendo los equipos multiplexores.

5. Una vez concluidas las labores de puesta en servicio se realizarán las actualizaciones de la información técnica suministrada, planos esquemáticos de PCyM y Comunicaciones en digital e impresos teniendo en cuenta las modificaciones e implementaciones introducidas durante dicha etapa y la actualización de software del sistema de automatización de la subestación y del sistema de gestión de los relés de protección.

6. Cada uno de los sistemas deberá satisfacer las pruebas a las cuales se somete el sistema individualmente y en conjunto, garantizando que todas las pruebas son exitosas y es posible iniciar el proceso de energización.

Será requisito primordial, la correcta validez y aprobación de las pruebas de aceptación en sitio (SAT) y el correcto desempeño del sistema sin pendientes para la aceptación del sistema de control, protección, medida y comunicaciones de la subestación.

Una vez finalizadas las pruebas el personal designado por el oferente deberá disponer de tres (3) días continuos posteriores a la energización de las subestaciones con el fin de brindar soporte requerido en caso de presentarse alguna emergencia o contingencia.

Finalmente, se deberán generar los protocolos de energización por subestación, los cuales deberán considerar la entrada en operación de cada una de las subestaciones, las secuencias de operación, las normas de seguridad y los procedimientos a seguir antes, durante y después de la energización, tomando las respectivas lecturas del estado de los equipos en cada paso realizado en la secuencia.

11.11. Plan de pruebas

EL OFERENTE deberá presentar un plan de pruebas que refleje la asistencia a fábrica del personal de LA EMPRESA a todas las pruebas incluidas en el desarrollo del proyecto para cada uno de los sistemas con los cuales cuenta cada una de las subestaciones.

EL OFERENTE debe entregar a LA EMPRESA el ★Plan de Pruebas ★, donde se incluyan todos los equipos objeto del contrato.

El plan de pruebas debe incluir al menos, la siguiente información:

1. Equipo y/o sistema a probar.
2. Fecha prevista para la ejecución de las pruebas.
3. Pruebas a realizar.
4. Normas que rigen la prueba.

5. Tipo de prueba: tipo, rutina, aceptación, de muestreo o prueba de acuerdo con la práctica del fabricante.
6. Requerimientos y/o condiciones para realización de la prueba.
7. Resultados esperados de la prueba.
8. Procedimientos para realización de la prueba.
9. Protocolo de pruebas para el registro de resultados de la misma.
10. Informe con análisis de resultados de la prueba y conclusiones.

Adicionalmente, EL OFERENTE debe presentar con su oferta el cronograma que refleje la cantidad de Ingenieros y los tiempos de participación del personal de LA EMPRESA en pruebas de fábrica para el desarrollo de los sistemas.

Finalmente, EL OFERENTE deberá entregar mínimo dos copias físicas a LA EMPRESA del ★Informe de Pruebas★ el cual debe recopilar todos los reportes de pruebas de rutina, de aceptación, de muestreo, de disponibilidad, de campo y puesta en servicio. El informe de pruebas se deberá empastar debidamente, con separadores, agrupados por equipos y tipo de prueba. Adicionalmente el oferente debe suministrar esta información en dos ejemplares de discos compactos (DVD).

11.12. Duración.

El OFERENTE debe considerar dentro del cronograma para cada proyecto la duración de las pruebas FAT, SAT y COMMISSIONING para cada sistema con tiempos que de acuerdo a su experiencia estén acordes con el alcance requerido por LA EMPRESA, sin embargo, debe considerar que LA EMPRESA asistirá al desarrollo de las mismas y podrá solicitar la verificación o repetición de pruebas si lo considera necesario o si los resultados no son los esperados.

12. COMUNICACIONES CON CENTROL DE CONTROL

12.1. ALCANCE

Forma parte de este proyecto la integración de la Subestación Chiantla 230/69 kV al sistema SCADA existente en el centro de control de TRECSA principal y al centro de control de TRECSA de Respaldo, por lo que debe contemplarse todas las actividades necesarias para tal efecto. Forma parte de esta integración la ampliación y verificación de la base de datos, así como la elaboración del esquema unifilar, bajo los estándares de la EMPRESA, forma parte del alcance el suministro, pruebas, instalación y puesta en servicio de un módulo SDH/PDH.

12.2. SCADA EXISTENTE:

Actualmente el sistema tiene en operación el SCADA SIEMENS SPECTRUM POWER 4, Ver. 4.7 con comunicación a través de protocolo IEC 104.

12.2.1. REQUERIMIENTOS A CUMPLIR

Se debe presentar a LA EMPRESA, para su aprobación, el curriculum del personal que ejecutara las actividades de integración de la subestación a los dos centros de control de TRECSA (principal y respaldo). El personal deberá ser especialista en sistemas de comunicación, con amplios conocimientos del SCADA SIEMENS SPECTRUM POWER 4, Ver. 4.7 y la debida experiencia acreditada. LA EMPRESA, se reserva el derecho de rechazar la propuesta e inclusive solicitar su cambio, ya iniciada la integración, el cual deberá ser atendido por el OFERENTE, si a su criterio, el/los profesionales(es) propuestos no cumplen con el perfil requerido.

El cronograma de las actividades de Integración deberá ser Coordinado con la jefatura del Centro de Control de TRECSEA, el cual asignará los horarios durante los cuales se podrá intervenir en el sistema actual, para la integración, esto debido a que es un Sistema en operación.

El oferente será responsable y deberá subsanar cualquier daño, anomalía o mala operación del sistema actual, derivado de las actividades de integración ejecutadas por su personal.

12.3. SDH/PDH

Para el módulo SDH/PDH se requiere lo siguiente:

- Dos módulos coaxiales de E1.
- Deberá de tener servicio telefónico incorporado.
- 8 puertos Ethernet 10/100 RJ45.
- Debe ser compatible con el servidor de gestión EMS-APT versión 1.2.20.
- Se debe suministrar el software de Gestión local.

Se debe considerar las distancias entre subestaciones para evaluar si es necesario el suministro de atenuadores, se debe de tomar en cuenta que el voltaje que estará suministrando el banco de baterías es 125 Vcc.

La propuesta del módulo SDH/PDH tiene que ser presentada a LA EMPRESA la cual se evaluara para su aprobación.

13. Sistema de cámaras de circuito cerrado de TV.

Se requiere de un sistema de cámaras con las siguientes características:

ITEM	DESCRIPCION	CÁMARA PTZ PARA EXTERIOR - PATIO DE SUBESTACIÓN		
		REQUERIDO	OFRECIDO	DOC. REFERENCIA Hoja/Pg
1	Fabricante	Indicar		
2	País	Indicar		
3	Referencia	Indicar		
4	Cantidad - CEMPRO	6		
5	Cantidad - LAS CRUCES	3		
6	Categoría	Cámara PTZ		
7	Área de Instalación	Para uso en Exterior		
8	Pan	360°		
9	Tilt	180°		
10	Sensor de Imagen	1/4" CMOS		
11	Lente	3.6 - 104.4 mm / F 1.43 Auto iris y auto foco		
12	Exploración de video	Progresiva		
13	Ángulo Visión Horizontal	53.1° - 2.0°		
14	Zoom Óptico	16x		
15	Zoom Digital	12x		
16	Resolución	1280x1024		
17	Compresión de Video	H.264 Motion JPEG		
18	Estabilización de Imagen	Estabilización electrónica de Imagen.		
19	Noche y Día	Automático		
20	Mínima Iluminación (Lux)	1 (Color) 0.1 (B/W)		
21	Carcasa	Para uso exterior, IP 66 y Nema 4X		
22	Accesorios	Incluir accesorios de montaje y conectorización, incluidos los accesorios necesarios si la conexión excede 85 metros.		
23	Tipo de Montaje	Montaje en Poste		
24	Alimentación	High Power over Ethernet IEEE 802.3at, y alimentación externa 24VAC		
25	Temperatura de operación	-5 a +55 °C		
26	Humedad relativa	5 a 95% (no condensante)		
27	Video Inteligente	Sensor de Movimiento		
28	Funcionalidades de Red	Cifrado HTTPS, Password Multinivel, filtrado de direcciones IP, IPv4 e IPv6.		
29	Funciones Especiales	Wide Dinamic Range (WDR)		
30	Interoperabilidad	Especificación ONVIF para garantizar interoperabilidad entre productos de seguridad basados en IP}		

ITEM	DESCRIPCION	CÁMARA DOMO PARA INTERIOR		
		REQUERIDO	OFRECIDO	DOC. REFERENCIA Hoja/Pg
1	Fabricante	Indicar		
2	País	Indicar		
3	Referencia	Indicar		
4	Cantidad - CEMPRO-Caseta	1		
	Cantidad - CEMPRO-Edificio de control	1		
5	Categoría	Cámara tipo domo		
6	Pan	N/A		
7	Tilt	N/A		
8	Sensor de Imagen	1/4" CMOS		
9	Lente	3.6 - 104.4 mm / F 1.43 Auto iris y auto foco		
10	Exploración de video	Progresiva		
11	Ángulo Visión Horizontal	90°		
12	Zoom Óptico	16x		
13	Zoom Digital	12x		
14	Resolución	1280x1024		
15	Compresión de Video	H.264 Motion JPEG		
16	Estabilización de Imagen	Estabilización electrónica de Imagen.		
17	Noche y Día	Automático		
18	Mínima Iluminación (Lux)	0.2 (Color) 0.02 (B/W)		
19	Carcasa	Para uso exterior, IP 66 y Nema 4X		
20	Accesorios	Incluir accesorios de montaje y conectorización, incluidos los accesorios necesarios si la conexión excede 85 metros.		
21	Tipo de Montaje	En techo		
22	Alimentación	High Power Over Ethernet IEEE 802.3af, y alimentación externa 24VAC		
23	Temperatura de operación	-5 a +55 °C		
24	Humedad relativa	5 a 95% (no condensante)		
25	Video Inteligente	Sensor de Movimiento		
26	Funcionalidades de Red	IPv4/v6, TCP/IP, UDP Unicast / Multicast, RTP, RTSP, HTTP, HTTPS, ICMP, FTP, SMTP, DHCP, PPPoE, UPnP, IGMP, SNMP, QoS, ONVIF, 802.1X		
27	Funciones Especiales	Wide Dinamic Range (WDR)		
28	Interoperabilidad	Especificación ONVIF para garantizar interoperabilidad entre productos de seguridad basados en IP		

III. Especificaciones Servidor video vigilancia y Consola

ITEM	DESCRIPCION	REQUERIDO	OFRECIDO	DOC. REFERENCIA Hoja/Pg
1	Fabricante	Indicar		
2	País	Indicar		
3	Referencia	Indicar		
4	Cantidad - CEMPRO	1		
5	Categoría	SERVIDOR DE VIDEO VIGILANCIA		
6	Área de Instalación	Montaje en rack, dentro de casera de control		
7	Accesorios	Incluir RACK y accesorios para montaje en el mismo.		
8	Alimentación	Doble fuente de alimentación, 125VCC.		
9	Sistema Operativo	Minimo Windows Server 2008 R2		
10	Temperatura de operación	-5 a +55 °C		
11	Funcionalidades de Red	IPv4/v6, TCP/IP, UDP Unicast / Multicast, RTP, RTSP, HTTP, HTTPS, ICMP, FTP, SMTP, DHCP, PPPoE, UPnP, IGMP, SNMP, QoS, ONVIF, 802.1X		
12	Software	Software administrador CCTV.		
13	Memoria RAM	16GBytes. DDR3 o superior.		
14	Procesador	Intel® Xeon® Processor E7-4830 v3 (30M Cache, 2.10 GHz)		
15	Disco Duro	2 TBytes.		

ITEM	DESCRIPCION	Consola de Video Vigilancia		
		REQUERIDO	OFRECIDO	DOC. REFERENCIA Hoja/Pg
1	Fabricante	Indicar		
2	País	Indicar		
3	Referencia	Indicar		
4	Cantidad - CEMPRO	1		
5	Categoría	Consola de Video Vigilancia		
6	Área de Instalación	Por definir		
7	Alimentación	120VAC.		
8	Sistema Operativo	Windows2007 minimo		
9	Temperatura de operación	-5 a +55 °C		
10	Funcionalidades de Red	IPv4/v6, TCP/IP.		
11	Software	Software de Consola para CCTV		
12	Memoria RAM	8GBytes. DDR3 o superior.		
13	Procesador	I7		
14	Disco Duro	500 GBytes.		

14. ESTUDIOS ELÉCTRICOS

El OFERENTE deberá considerar dentro de su oferta todos los estudios eléctricos para el sistema de potencia, protecciones y disponibilidad del sistema de control.

En lo referente al sistema de potencia y coordinación de protecciones, los estudios no deberán limitarse a un único escenario, para ello, deberá considerar mínimo la demanda para tres años no consecutivos, los cuales serán establecidos por LA EMPRESA y realizar las respectivas simulaciones para diferentes casos de demanda, como: demanda máxima, mínima y promedio o media.

Los casos y condiciones para dichas simulaciones se podrán concertar en la etapa de diseño sin ser menores a lo aquí expuesto o lo establecido en la regulación, en todo caso se deberán tener en cuenta las consideraciones indicadas anteriormente y la de mayor exigencia para la realización de estos.

14.1. Cálculos del sistema de potencia y subestaciones.

Dentro de las actividades a realizar por EL OFERENTE incluyen como mínimo los siguientes estudios, memorias de cálculo e informes asociados al diseño de las subestaciones, sin limitarse a estas y cumpliendo con los requerimientos regulatorios vigentes para:

1. Coordinación de protecciones de servicios Auxiliares de las subestaciones asociadas al proyecto.
2. Ajuste y estudio de coordinación de protecciones eléctricas del sistema de potencia y registradores de fallas.
3. Verificación de las funciones de recierre y sincronismo
4. Estudio de desbalance de corriente en el Neutro para las líneas de Transmisión.
5. Casos Comtrade: Pruebas End to End
6. Sobretensiones, transitorios, Energización de Líneas de Transmisión, transformadores, tensiones de recuperación transitorio en interruptores y coordinación de aislamiento.
7. Cargabilidad y cálculo de transformadores de medida.
8. Saturación de transformadores de corriente.
9. Equipos de comunicaciones
10. Servicios auxiliares.
11. Disponibilidad del sistema de control.
12. Aire acondicionado, ventilación y equipos contra incendio.
13. Características técnicas garantizadas.

EL OFERENTE deberá suministrar a LA EMPRESA todos los ajustes de coordinación de protecciones en medio digital y físico para cada parámetro requerido por los relés de protección con su respectiva memoria de cálculo.

Para cada uno de estos estudios, el OFERENTE deberá entregar a LA EMPRESA los ajustes y configuraciones de programas fuente de acuerdo con las herramientas de simulación y prototipado disponibles por LA EMPRESA para verificación de estos cálculos. Adicionalmente deberá entregar los respectivos resultados y memorias de cálculo en archivos editables y.pdf para realizar comentarios por parte de LA EMPRESA.

Para la elaboración de los estudios y cálculos se deben tener en cuenta las especificaciones y criterios de prediseño entregados por la EMPRESA, las normas y recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional, el IEEE, el CIGRE, los institutos de normas técnicas locales, así como las prácticas de la ingeniería eléctrica usuales en proyectos de características similares.

La información entregada por la EMPRESA es de referencia y por lo tanto debe ser verificada, ampliada y eventualmente modificada por EL OFERENTE, con el objeto de que los estudios y cálculos se ajusten a las necesidades del proyecto.

El alcance de los estudios y cálculos es el siguiente:

14.1.1. Selección y coordinación de servicios auxiliares.

Este estudio debe contemplar los análisis pertinentes para la correcta coordinación y selección de equipos de los servicios auxiliares para las subestaciones objeto del proyecto. En este se deben validar el comportamiento del sistema de auxiliares ante eventos presentados en el mismo.

14.1.2. Ajuste y estudio de coordinación de protecciones eléctricas del sistema de potencia y registradores de fallas.

EL OFERENTE es responsable por determinar el correcto ajuste de las protecciones, tele protecciones y de los registradores de fallas asociadas al proyecto y conectadas en el área de influencia del mismo. Esta labor se debe ejecutar en forma concertada con la EMPRESA. Para tal efecto la EMPRESA entregará los criterios de ajuste utilizados por LA EMPRESA, así como los utilizados en el Sistema Nacional Interconectado. Para realizar este estudio, EL OFERENTE debe cumplir lo indicado en la Norma de Coordinación Operativa No. 4 del AMM, y la Resolución CNEE-345-2015 de la CNEE.

Para los estudios de Coordinación de protecciones EL OFERENTE deberá tener simulada toda la base de Datos del Sistema Nacional Interconectado, no se permitirá el uso de equivalentes de red para los estudios de flujo de carga, cortocircuito y coordinación de protecciones.

EL OFERENTE es responsable de explicar las particularidades de los diferentes ajustes disponibles en las protecciones suministradas y recomendar los criterios para su adecuada utilización. Se debe presentar en detalle uno a uno los ajustes de los relés a instalar objeto del proyecto, describiendo el significado de cada ajuste y la manera correcta de calcularlos.

Durante la ejecución del estudio de ajuste de protecciones, la EMPRESA participará para aprobar el enfoque propuesto y los resultados obtenidos.

EL OFERENTE puede desarrollar el estudio de coordinación de protecciones utilizando una herramienta computacional que proporcione seguridad demostrando que ha sido utilizada en otros proyectos con buenos resultados.

Dentro del estudio de coordinación se deberá validar el comportamiento de todas las funciones de protección contempladas en el capítulo 3, así como las adicionales que considere LA EMPRESA o los demás agentes relacionados con el proyecto.

Una vez finalizado y aprobado el proyecto, el Contratista deberá entregar la base de datos actualizada con la información de interruptores, transformadores de corriente, transformadores de tensión y protecciones utilizadas en el proyecto.

El estudio de coordinación de protecciones no solo deberá contemplar los resultados de manera gráfica, sino un análisis detallado de los diferentes ajustes de los equipos del sistema de potencia, también debe considerar diferentes condiciones como lo son contingencias N-1, sobre alcances, subalcances, líneas paralelas aterrizadas, efectos Infeed, etc.

En caso de encontrar diferencias con ajustes existentes en el área de influencia, EL OFERENTE deberá presentar una tabla comparativa donde se resalten las diferencias y cambios necesarios para la correcta operación de las protecciones del SNI y del área de influencia del proyecto.

Los estudios serán aprobados y revisados por LA EMPRESA, los entes regulatorios y los agentes del área de influencia antes de la puesta en servicio del proyecto.

14.1.3. Verificación de las funciones de recierre y sincronismo.

Este estudio considera validar la estabilidad de los generadores del área de influencia, ante recierres no exitosos presentados en la subestación o subestaciones asociadas al proyecto.

Para los estudios de sincronismo se espera validar la secuencia de energización ante las diferentes condiciones de barra viva-línea muerta, barra viva- línea viva y barra muerta- línea muerta.

El estudio deberá realizarse para los escenarios solicitados por LA EMPRESA, el ente regulador o los demás agentes relacionados con el proyecto.

14.1.4. Casos COMTRADE Pruebas end to end.

EL OFERENTE deberá realizar simulaciones de fallas en las líneas de transmisión, mediante un software de simulación de transitorios. Los resultados en formato COMTRADE de las fallas simuladas, serán empleados durante las pruebas End to End de las líneas de transmisión.

EL OFERENTE deberá simular como mínimo los casos indicados en la tabla 10.1, todos ellos para cada uno de los circuitos en estudio.

Adicional al caso presentado, el contratista deberá realizar caso de Eco y/o Fuente débil en caso de que el proyecto así lo requiera.

Una vez aprobados por parte de la EMPRESA los casos a simular y finalizado el proyecto, EL OFERENTE deberá entregar el archivo fuente y los diseños en base de datos del programa de transitorios utilizado para la elaboración de los archivos COMTRADE.

14.1.5. Estudio desbalance de corriente en Neutro para líneas de transmisión.

Este estudio pretende validar el desbalance de corriente que se presenta por el neutro de las líneas de transmisión asociadas al proyecto, con el fin de realizar una justificación más real de las funciones 67N y 67N en comparación direccional del proyecto. Este estudio deberá realizarse según las recomendaciones de la publicación IEEE PC37.113

★Guide for Protective Relay Applications to transmission Line ★ y las recomendaciones ★WECC White paper Prevention of sensitive line protection, negative sequence element misoperation during unbalanced conditions ★

Los modelos generados, los archivos Fuente y todas las simulaciones realizadas, deberán ser entregados a LA EMPRESA.

Los cálculos de desbalance se basarán en la obtención de la corriente residual $3I_0$ y se realizan para diferentes niveles de transmisión, incluyendo la capacidad de transmisión nominal de cada línea.

El estudio deberá realizarse para los escenarios considerados en los casos de los estudios de flujo de carga y corto circuito, también se deberán contemplar los escenarios adicionales solicitados por LA EMPRESA o los demás agentes relacionados con el proyecto.

14.1.6. Sobretensiones, transitorios, energización de líneas de transmisión, transformadores, tensiones de recuperación, transitorios en interruptores y coordinación de aislamiento.

Se debe simular el sistema líneas y subestaciones de 230kV y calcular las máximas sobretensiones estacionarias y transitorias originadas por descargas atmosféricas y maniobras de los interruptores. Las sobretensiones se deben calcular en diferentes puntos de las líneas de transmisión, sobre los equipos de las subestaciones y sobre los polos abiertos de los interruptores.

Para las descargas atmosféricas se deben considerar las que inciden en las líneas sobre el cable de guarda, las torres y los conductores de fase.

Para maniobras se deben considerar apertura y cierre de líneas en vacío y en carga, apertura y recierre en condiciones de fallas trifásicas y monofásicas.

Los casos a simular deben corresponder a los que generen las mayores exigencias, para diversas topologías del sistema de potencia.

Con los resultados de las simulaciones de descargas atmosféricas y maniobras de interruptores se deben verificar los niveles de aislamiento requeridos para impulso atmosférico, ondas recortadas y sobretensiones por maniobras para los diferentes equipos y tipos de aislamientos. También se deben seleccionar las características y la ubicación de los descargadores de sobretensiones que garanticen una adecuada coordinación de aislamiento.

La manera como se realicen las simulaciones y/o los modelos deberán ser descritos en el estudio, EL OFERENTE deberá entregar a LA EMPRESA los archivos fuente, así como los formatos con los resultados del estudio.

Para proyectos donde existan bancos de condensadores, reactores y transformadores, EL OFERENTE deberá realizar las simulaciones de energización y desenergización de estos elementos, con el fin de validar los ajustes de los relés de mando sincronizado y las máximas corrientes a las que se verán enfrentados los equipos durante estas maniobras.

Para el estudio de tensiones de recuperación transitoria, se espera la validación de los parámetros de interruptores presentados en la oferta y la simulación de fallas en las líneas de transmisión del área de influencia del proyecto.

14.1.7. Cargabilidad y cálculo de transformadores de medida.

En este estudio se deberá tener en cuenta la valoración del desempeño de los transformadores de medida.

Para los transformadores de corriente se deberá evaluar como mínimo la Cargabilidad, precisión bajo condiciones de cortocircuito, desempeño de los equipos ante transitorios, cálculo de Tensión de saturación.

Para los transformadores de potencial se deberá evaluar como mínimo la Cargabilidad de sus núcleos y los cálculos de regulación de tensión en los cables de los circuitos secundarios.

14.1.8. Saturación en transformadores de corriente.

Con este estudio se debe realizar la validación del estado de los transformadores de corriente, específicamente el núcleo asociado a cada una de las protecciones de las subestaciones del proyecto.

Este estudio deberá realizarse basados en la metodología propuesta en Publicación IEC 60909 ★Short-circuit currents in three-phase a.c. systems. ★ El estudio busca validar que, ante niveles de cortocircuito altos, los transformadores de corriente no presenten saturación y como consecuencia problemas en la detección y operación en las protecciones de las subestaciones asociadas al proyecto.

14.1.9. Equipos de comunicaciones.

Se deben realizar los cálculos de propagación, atenuación relación señal a ruido de los equipos de comunicaciones y verificar su adecuación a las necesidades del proyecto. También se deben determinar los ajustes de los tiempos de respuesta y reposición de los equipos de tele protección.

14.1.10. Aire acondicionado, ventilación y equipos contra incendio.

EL OFERENTE debe realizar los cálculos detallados para determinar las dimensiones y los ajustes de los sistemas de aire acondicionado, ventilación y equipos contra incendio.

14.1.11. Especificaciones detalladas.

Con base en los documentos del contrato y en los resultados obtenidos con los diseños y cálculos realizados, el Contratista debe elaborar las especificaciones detalladas y definitivas de todos los equipos y sistemas de la subestación.

14.1.12. Características técnicas garantizadas.

Con base en las especificaciones detalladas definitivas, las normas IEC aplicables y las particularidades del proyecto, el Contratista debe elaborar cuadros de características técnicas garantizadas de los equipos y sistemas suministrados. Los valores de las características garantizadas deben demostrar que se cumplen los requisitos de las especificaciones y de las normas. También deben contener la información completa para realizar simulaciones de sobretensiones estacionarias y transitorias así como servir de referencia para comparar con los datos obtenidos en las pruebas tipo, de rutina, de puesta en servicio y de mantenimiento.

14.2. *Sistema de control.*

EL OFERENTE deberá entregar a LA EMPRESA las memorias de cálculo de disponibilidad del sistema de control (índice de disponibilidad) para la subestación objeto de este proyecto, junto con la documentación y pruebas requeridos en los capítulos 11. Deberá incluir dentro de los estudios la tasa de ocupación en la red, la cual en estado permanente no podrá superar una tasa de ocupación del 25 % y, en condición de avalancha el 60 %.

Caso	Falla en	Fase en falla	R_{falla}	$T_{P refalla}$ [ms]	$T_{Simulacion}$
1	Falla monofásica a tierra al 01 % hacia adelante.	A-T	5	700	2500
2	Falla monofásica a tierra al 50 % hacia adelante.	B-T	5	700	2500
3	Falla monofásica a tierra al 99 % hacia adelante.	C-T	5	700	2500
4	Falla monofásica a tierra al 01 % hacia atras.	A-T	0.1	700	2500
5	Falla monofásica a tierra al 101 % hacia adelante.	C-T	0.1	700	2500
6	Falla bifásica al 50 % hacia adelante	A-B	5	700	2500
7	Falla bifásica a tierra al 50 % hacia adelante.	BC-T	5	700	2500
8	Falla monofásica a tierra de alta impedancia al 01 % hacia adelante.	A-T	50	700	2500
9	Falla monofásica a tierra de alta impedancia al 99 % hacia adelante.	C-T	50	700	2500
10	Falla evolutiva fases A y B al 50 % hacia adelante.	A-T B-T	5	700	2500
11	Falla monofásica a tierra al 01 % hacia adelante del circuito paralelo ³ .	A-T	0.1	700	2500
12	Falla monofásica a tierra al 99 % hacia adelante del circuito paralelo ⁴ .	C-T	0.1	700	2500
13	Falla bifásica al 01 % hacia adelante.	BC	5	700	2500
14	Falla bifásica al 99 % hacia adelante.	AB	5	700	2500
15	Falla bifásica a tierra al 01 % hacia adelante.	AB-T	30	700	2500
16	Falla bifásica a tierra al 99 % hacia adelante.	BC-T	30	700	2500
17	Falla en tiempo de reclamo monofásica a tierra al 50 % hacia adelante.	C-T	5	700	2500
18	Falla en tiempo de reclamo bifásica a tierra al 50 % hacia adelante.	AB-T	5	700	2500

Cuadro 10.1: Casos COMTRADE a simular.

15. DOCUMENTACION

La documentación desarrollada para el proyecto, deberá ser suficiente y concisa respecto al contenido, de manera que brinde al personal de LA EMPRESA las herramientas necesarias de manera eficiente para intervenir, operar, administrar y mantener el sistema de manera segura.

La documentación deberá de generarse por subestación y estará referenciada a los componentes existentes en cada una de ellas.

Será responsabilidad del OFERENTE desarrollar la ingeniería básica y detallada para la subestación del proyecto, a partir de la información suministrada por LA EMPRESA, dentro de la cual se incluye, ubicación de subestación, listado de equipo primario y diagramas unifilares.

Deberá desarrollar las interfaces con subestaciones existentes con el fin de mantener compatibilidad con los sistemas actuales de control, protección y medidas de dichas subestaciones.

Para la subestación Chiantla 230/69/13.8 kV, EL OFERENTE deberá desarrollar los planos diagramas y las tablas de cableado, especificación de cables y cantidades requeridas para la interconexión de los gabinetes suministrados con los equipos de patio.

Dentro del desarrollo de la ingeniería deberán suministrarse planos detallados, planos as build, listas de conexiónado entre paneles y entre equipos de patio, distancias y cantidad de multiconductores requeridos, rutas de conexiónado, diagramas unifilares definitivos, diagramas lógicos, listado de señales a nivel de subestación (nivel 2), listado de señales a nivel de Centro de Control en el protocolo especificado y diagramas de bloques.

Toda la información que suministre EL OFERENTE estará contenida en un original más dos copias en formato editable y en formato .pdf (navegable y editable) en medio digital. EL OFERENTE debe presentar para aprobación, una copia a LA EMPRESA la ★Lista de documentos ★, la cual debe incluir al menos la siguiente documentación.

15.1. Documentos generales.

- ☞ Especificaciones técnicas.
- ☞ Listado de pruebas.
- ☞ Características técnicas de los equipos y sistemas.
- ☞ Esquemas de distribución de los equipos sugeridos para el cuarto de control, o caseta de patio mostrando sus dimensiones y sitios de ubicación.
- ☞ Diagrama de bloques del sistema completo, mostrando cada componente y su interacción con el sistema suministrado.

15.2. Diagramas de principio y unifilares.

- ☞ Guía para elaboración de planos.
- ☞ Unifilar general.
- ☞ Distribución de tensiones y corrientes.
- ☞ Secuencias de maniobras.
- ☞ Sincronismo y recierre.
- ☞ Enclavamientos.
- ☞ Distribución de polaridades.
- ☞ Disposición física de equipos.
- ☞ Diseño mecánico de gabinetes.
- ☞ Distribución de equipos en gabinetes.
- ☞ Modificaciones a diagramas de circuito existentes.¹
- ☞ Diagramas de principio servicios auxiliares en a.c y d.c para caseta de relés y edificio de control.
- ☞ Planos de cada componente del sistema en la subestación, mostrando: el lugar del equipo, el gabinete y las interfaces utilizadas del mismo.

¹ El OFERENTE deberá actualizar todos los planos existentes en aquellas interfases que se modifiquen y entregar de acuerdo a las especificaciones establecidas.

EL OFERENTE deberá mantener una lista actualizada a la fecha de recepción de los materiales de hardware, la cual deberá contener todos los equipos suministrados, deberá ser discriminado por panel e incluir como mínimo:

1. Equipo instalado.
2. Repuestos.
3. Herramientas y equipo de pruebas.
4. Archivo fotográfico de cada equipo identificado con el nombre del mismo y el etiquetado dentro del panel.

15.3. Ingeniería detallada.

☞ Diagramas detallado de circuito para:

1. Diagramas de control.²
2. Diagramas de protecciones³.
3. Diagramas de tele protección.
4. Diagramas de comunicaciones.
5. Diagramas de servicios auxiliares esenciales y no esenciales.
6. Diagramas servicios auxiliares edificio de control.
7. Diagramas servicios auxiliares casetas de relés.
8. Diagramas de medición.
9. Diagramas controlador de subestación.
10. Diagramas de comunicaciones locales.
11. Diagramas protección diferencial de barras.
12. Diagramas cajas de empalme transformadores de instrumentación.
13. Interfaces con sistemas existentes.

☞ Dibujos de la configuración de cada equipo alojado en los gabinetes, ilustrando el montaje de las tarjetas de control, las fuentes de poder, cables, paneles, interruptores, lámparas, módulos u otros equipos. Deberá ser lo suficientemente detallado, de tal forma que se puedan diferenciar, los cables de energía, de los cables para comunicación y de los cables de interconexión.

²Con el fin de minimizar el estrés por consumo de corriente a los contactos de salida de los equipos de control y protección, para el cierre del interruptor se deberá realizar a nivel de control y protección por fase, no mediante contactos repetidores o un único contacto de salida.

³EL OFERENTE deberá incluir en sus diseños de ingeniería detallada la representación de todos los elementos y contactos que intervienen en el circuito de cierre y apertura del interruptor, con el fin de facilitar las labores de mantenimiento o de falla en dichas operaciones, en los esquemáticos de los circuitos en mención.

☞ Diagramas de principio e ingeniería de detalle, según como lo construido.

☞ Distribución de gabinetes en edificio de control.

☞ Distribución de gabinetes en caseta de relés.

☞ Distribución servicios auxiliarse.

☞ Rutas de conexionado.

☞ Mallas depuesta a tierra.

☞ Listado de equipos mayores.

15.4. Memorias de cálculo.

☛ Equipo primario y Servicios auxiliares:

1. Cargas y distribución en servicios auxiliares de a.c y d.c.
2. Regulación en multiconductores.
3. Selección de cables de fuerza y control.
4. Longitudes multiconductores.
5. Lista de tendido de cables.
6. Listas de conexiónado interno y externo entre gabinetes.
7. Protecciones servicios auxiliares: Coordinación y selección de interruptores miniatura y alimentadores.
8. Coordinación de aislamiento (para todos los equipos de potencia) y apantallamiento.
9. Dimensionamiento y selección para la malla de puesta a tierra.

☛ Sistema de control:

1. Disponibilidad sistemas de control.
2. Confiabilidad del sistema de control.
3. Para los equipos de cómputo como IHM, unidad central de subestación y equipo de gestión, se deberá suministrar un mapa con la distribución de la capacidad de los discos duros y el consumo de las aplicaciones instaladas en ellos.

☛ Fibra óptica y enlaces de comunicación:

1. Calculo de atenuación para tele protecciones (E1's) hacia equipos de comunicación de jerarquía superior.
2. Calculo de atenuación para protecciones distribuidas (diferencial de barras y registradores de fallas).
3. Calculo de atenuación y perdidas para enlace entre protecciones diferenciales de línea back to back y hacia equipos de comunicación de jerarquía superior.
4. Atenuación y perdidas entre enlaces de F.O. locales
5. Certificados de enlaces de fibras ópticas.

☛ Estudios eléctricos:

1. Cálculos de flujo de potencia para los escenarios establecidos en la regulación.⁴
2. Estudios de corto circuito en el software utilizado por el ente regulador del sector eléctrico.⁵
3. Documento con criterios para el ajuste y coordinación de protecciones.
4. Ajustes de coordinación de protecciones para cada una de las funciones y relés de protección de acuerdo al estudio de coordinación de protecciones.⁶

Finalmente, el OFERENTE deberá presentar toda la documentación respectiva de acuerdo al sistema de calidad implementado por LA EMPRESA

⁴ se debe considerar los planes de expansión de la red.

⁵ se deberán crear escenarios considerando todos los sistemas de generación, transmisión, distribución y enlaces con fronteras nacionales requeridos por LA EMPRESA.

⁶ será responsabilidad del OFERENTE entregar los valores de ajuste para cada una de las protecciones de acuerdo a los requerimientos del software del fabricante de los equipos.

15.5. Manuales y descripción de sistemas.

EL OFERENTE deberá suministrar los manuales de instalación detallados para cada equipo, incluyendo los procedimientos de arranque, configuración y diagnóstico, los cuales deberán contener diagramas detallados de cada componente dentro del sistema incluyendo información para.

- ☞ Manual de Operación y mantenimiento por equipo y sistema.
- ☞ Descripciones funcionales de los equipos.
- ☞ Instalación y programación del software utilizado.
- ☞ Descripción sistema de protecciones.
- ☞ Descripción interface hombre máquina.
- ☞ Direccionamiento IP.
- ☞ Redes de comunicación.
- ☞ Servicios de comunicación.
- ☞ Arquitectura sistema de control.
- ☞ Descripción sistema de control.
- ☞ Listado de señales.
- ☞ Descripción perfiles de protocolo.
- ☞ Modos de falla y su reparación.
- ☞ Esquemas internos lógicos de los equipos para ayudar a su mantenimiento.

EL OFERENTE deberá suministrar manuales de mantenimiento separados por cada equipo. Cada manual deberá contener la siguiente información como mínimo:

1. Teoría de operación: Debe incluir una descripción sobre como operará el equipo.
2. Mantenimiento preventivo: Instrucciones que incluyen chequeos visuales, exámenes de hardware y software, rutinas de diagnóstico, ajustes necesarios y calibración para mantenimiento periódico. Para el caso de los equipos del sistema de control que posean redundancia, se deberá suministrar un procedimiento en el cual se detalle el modo de intervención sin afectar la disponibilidad del sistema total o parcialmente.
3. Solución de problemas de operación: Instrucciones con el suficiente detalle para la rápida localización de una falla. Las instrucciones deberán incluir los equipos de prueba y su uso.
4. Reparación: Instrucciones para remover, reparar y reemplazar todas las tarjetas o módulos. Complementario al texto, deberán tenerse diagramas esquemáticos, información sobre la localización de las partes, fotografías, cableado y vistas seccionales del ensamblaje mecánico de los equipos. Deberán establecerse claramente las precauciones a tomarse para proteger el personal y los equipos.

5. Partes: Información de partes, compuesta de dibujos, identificación de cada módulo reemplazable y las componentes de cada módulo.

6. Diagnósticos: La descripción de los diagnósticos deberá incluir la información necesaria para realizar este de manera manual y automática en base a sus componentes en cada equipo.

7. Inicio del sistema: Se deberá suministrar la información suficiente y necesaria, junto con el procedimiento a seguir, para iniciar el sistema total o parcialmente ante cualquier falla que se presente en el mismo o en alguno de sus componentes.

Respecto al sistema de control se deberán generar manuales específicos para:

1. MANUAL DE USUARIOS DEL SISTEMA: Estos manuales serán usados para el mantenimiento de los sistemas de protecciones, control, medida y comunicaciones suministrados por EL OFERENTE. En estos manuales deberá residir la información suficiente para que puedan ser usados como manuales de capacitación.

Los manuales deberán incluir lo siguiente:

- ☞ Descripción general del hardware del sistema y sus características.

- ☞ Guías para modificar el sistema y para expansiones futuras, incluyendo equipos de control, protección, medida y comunicaciones.

- ☞ Integración de nuevas señales al sistema y su mapeo hacia los respectivos sitios de interés, (considerando ★type information ★ según protocolo) desde diferentes orígenes: relés, controladores, equipos de comunicación, controladores o medidores.

- ☞ Interacción de las señales del sistema de control, según su aplicación: señales internas, inclusión de enclavamientos, generación de señales virtuales, preparación de lógicas y reporte en sitios de interés por el usuario.

- ☞ Procedimientos detallados para la generación de la base de datos y su modificación.

- ☞ Procedimientos detallados para la generación de despliegues en pantalla y su modificación.

- ☞ Presentación de señales en reportes de alarma, reportes gráficos, en controladores de bahía e IHM.

- ☞ Procedimientos detallados para la generación de reportes y su modificación.

- ☞ Procedimientos detallados para edición de archivos (expansión de archivos y modificación de parámetros).

☞ Procesamientos para pruebas de señales incluidas en el sistema.

☞ Monitoreo del sistema de control,

☞ Procedimientos detallados para crear copias de respaldo de los diferentes programas, despliegues, entre otros.

☞ Monitoreo de enlaces de comunicaciones en el sistema de control de cada IED integrado al sistema, restricción de operación, bloqueo de información (para pruebas) y bloqueo de enclavamientos, activación y desactivación del equipo dentro de la red de comunicaciones. ****

☞ Verificación y monitoreo de señales en el entorno del sistema de control, verificación de validez de señales, monitoreo de la estampa de tiempo, monitoreo de cambios de estado en tiempo real y simulación de señales desde el entorno simulación. ****

☞ Configuración de señales y equipos en el sistema de control, integración de equipos nuevos, configuración de direcciones IP, direcciones ★address ★, configuración de protocolos y perfiles de comunicación. ****

2. MANUAL DE OPERADORES: Deberá servir como referencia para todas las labores relacionadas con la operación de cada uno de los niveles de control de la subestación, el cual podrá ser consultado en cualquier momento como guía en la ejecución de procedimientos, secuencias y normas de seguridad a tener en cuenta en estado operacional o contingencia de la subestación. Allí se debe describir cada uno de los procedimientos a tener en cuenta para reponer el sistema de control en conjunto o en cada una de sus componentes de manera segura y optima, adicionalmente deberá de estar documentado respecto a:

☞ Descripción del sistema de control, protección, medida y comunicaciones locales de la subestación.

☞ Descripción de las funciones y características detalladas de cada uno de los IEDs que constituye en conjunto el sistema de control de la subestación.

☞ Estado operacional de cada IED del sistema de control, protección medida y comunicaciones de la subestación.

☞ Interpretación de alarmas y reportes de falla de cada uno de los IEDs de la subestación.

☞ Reposición y reconocimiento de alarmas de todos los equipos de la subestación.

☞ Diagnóstico de los equipos del sistema de control.

☞ Normas y procedimientos de seguridad para la ejecución de maniobras de manera segura y conservando la integridad de los equipos.

☞ Operación y descripción detallada del sistema de control de la subestación desde los niveles de mando 0, 1 y 2.

- ☞ Descripción detallada de todas las secuencias hombre-máquina pertinentes al operador
- ☞ Descripción de todas las funciones principales como alarmas, registros periódicos. Reportes automáticos y manuales.
- ☞ Descripción de todo mensaje y alarma que el sistema es capaz de crear una explicación de lo que los mensajes indican y que acción debería ser tomada por el operador.
- ☞ Operación de control desde los controladores de bahía y desde la IHM de subestación.
- ☞ Restablecimiento del sistema de control.
- ☞ Identificaciones de alarmas y fallas en el sistema de control.

15.6. Pruebas.

El OFERENTE deberá documentar todas las pruebas estipuladas en la sección 11 las cuales se resumen en:

- ☞ Plan de pruebas.
- ☞ Reportes de pruebas.
- ☞ Protocolos de pruebas.
- ☞ Informe de pruebas.
- ☞ Certificado de pruebas.
- ☞ Protocolos de energización.

15.7. Software.

EL OFRENTE deberá suministrar a LA EMPRESA la siguiente documentación una vez finalizadas las pruebas FAT y SAT respecto al software instalado en los equipos:

1. Manuales de instalación, operación y funcionamiento del software desarrollado para este proyecto (aplicaciones) incluidas en todos los controladores, equipos de protección, controladores de subestación, equipos de comunicación, entre otros.
2. Manuales de instalación y operación software del sistema estándar (Sistemas Operativos, bases de datos, antivirus, software de gestión y configuración de los equipos y sistema en general).
3. DVD's con los códigos fuentes de todas las aplicaciones desarrolladas, y códigos ejecutables para todo el Software con los documentos complementarios que ****Deberán corresponder a software propio de la aplicación del sistema de control del Contratista, no corresponderá a simuladores, equipos o software de monitoreo de terceros, y deberá de permitir su operación en línea como fuera de ella.

sean necesarios para entender el código fuente. Back up de restablecimiento del sistema en su última versión. Deberá incluir un respaldo de todas las aplicaciones de las unidades centrales, IHM's, estaciones de gestión, equipos de control, protección, medida y comunicaciones.

4. Se deberán realizar imágenes a los discos duros de todos los equipos de cómputo al finalizar la puesta en operación. Dicha información deberá contener los ajustes finales y puesta a punto del sistema.

5. Manuales con la descripción, operación, generación y mantenimiento de cada uno de los programas utilizados para el desarrollo de la aplicación del sistema en cada uno de los niveles de control de la subestación, el cual deberá incluir equipos de control, protección, medida y comunicaciones.

15.8. Planos.

EL OFERENTE deberá entregar copia a LA EMPRESA de una guía para elaboración de planos e informar el software a utilizar para la elaboración de los mismos, en la cual se muestren claramente los siguientes aspectos:

☞ Simbología.

☞ Nomenclatura.

☞ Información genérica en los planos.

☞ Guías para elaboración e interpretación de diagramas de circuito.

Los planos se deben elaborar siguiendo las pautas estipuladas en la última edición de las Publicación IEC 61082 ★Preparation of documents used in electrotechnology.

★ EL OFERENTE deberá entregar la lista de documentos de forma tal, que pueda ser actualizada durante el desarrollo del proyecto. Para tal fin, esta debe incluir la siguiente información:

1. Descripción.

2. Código asignado por EL OFERENTE.

3. Código asignado por LA EMPRESA.

4. Fecha prevista para suministro de la documentación.

5. Índices de revisión.

Todos los planos generados en el desarrollo del proyecto deberán ser realizados en una única herramienta de diseño⁵, de forma tal que cumpla el sistema de calidad de la EMPRESA.⁶

⁵ Planos de ingeniería detallada y básica para cada uno de los sistemas a excepción de planos Z propios de cada equipo o IED.

⁶ Portada con el descriptivo del contenido del documento, versión, nombre del proyecto, fecha y código de documento

La nomenclatura, direccionamiento, identificación, etiquetado, formatos y demás información representada en diagramas detallados o de ingeniería básica deberán ser unificados para todo el proyecto, independiente si es realizado por diferentes áreas, divisiones, secciones o departamentos del fabricante.

Con el propósito de optimizar los tiempos en revisión de ingeniería, la información suministrada por el OFERENTE en formato .pdf en la etapa de diseño respecto al manejo de referencias cruzadas, deberá ser navegable y vinculada automáticamente con el direccionamiento realizado en los diseños.

Toda la documentación, identificación de equipos, gabinetes, nomenclatura operativa y direccionamiento en la ingeniería deberá ser sometido a consideración y aprobación por LA EMPRESA.

Los diferentes diseños realizados, estudios y planos desarrollados deberán ser entregados con sus archivos fuente, para el caso de los planos en formato AutoCAD.

16. CAPACITACIONES

EL OFERENTE debe considerar dentro de su oferta las capacitaciones de forma tal que se cumplan los siguientes objetivos:

- ☞ Los operadores deben ser entrenados en forma tal que puedan operar las subestaciones desde los niveles jerárquicos 0, 1 y 2. Igualmente, deben poder solucionar problemas de menor magnitud (alarmas, disparos, etc.).
- ☞ El personal de mantenimiento debe quedar capacitado para efectuar mantenimientos preventivos y correctivos.
- ☞ Los Ingenieros de protección, control y comunicaciones deben quedar capacitados para efectuar modificaciones y actualizaciones.

Las capacitaciones serán dictadas en fabrica y en el sitio de instalación final de los equipos según apliquen cada una, de acuerdo con las siguientes necesidades:

16.1. *Requerimientos.*

El OFERENTE deberá proveer programas de entrenamiento y capacitación dictado directamente por los fabricantes de los equipos, en idioma castellano, por personal calificado, con mínimo tres (3) años certificados de experiencia en diseño, pruebas y puesta en servicio de cada sistema suministrado, para redes de transmisión mayores o iguales a 230kV, con los cuales se deberá lograr que el personal de LA EMPRESA sea auto suficiente en la realización de las labores de operación, mantenimiento y expansión de los equipos y software del Sistema suministrado.

Una vez el personal de LA EMPRESA quede capacitado en la modificación de la programación del sistema correspondiente, este se podrá modificar, previo consentimiento y validación de las modificaciones por parte de EL OFERENTE sin que LA EMPRESA pierda la garantía sobre el sistema, ni parcial ni totalmente.

El programa de capacitación debe consistir de un conjunto integrado de cursos que cubran todos los productos suministrados por EL OFERENTE. La capacitación deberá ser únicamente en idioma español o con un traductor permanente durante todo el entrenamiento, para lo cual EL OFERENTE deberá enviar a LA EMPRESA el contenido del plan de capacitación.¹

¹El plan de capacitación deberá contener las fechas programadas para las capacitaciones, los temas considerados y los requerimientos para el personal que asista a estas. Estas capacitaciones deberán ser teóricas y prácticas.

Los siguientes deberán ser los contenidos básicos de los cursos:

16.2. Capacitación en protecciones.

La capacitación debe ser enfocada de tal manera que el personal pueda realizar labores de diagnóstico y mantenimiento quedando capacitado para ejecutar como mínimo las siguientes actividades.

- ☞ Conceptos básicos de protecciones implementadas en los IED.
- ☞ Algoritmos utilizados por los relés suministrados.
- ☞ Esquemas de protección implementados.
- ☞ Funciones contenidas en los relés y esquemas de aceleración de disparos.
- ☞ Características técnicas relés de protección.
- ☞ Configuración y parametrización de los relés multifuncionales.
- ☞ Verificación y estudio de las funciones de protección.
- ☞ Reportes de falla.
- ☞ Análisis de fallas.
- ☞ Diagnostico relés de protección.
- ☞ Diseño de pruebas.
- ☞ Operación e interpretación de software de diagnóstico y de gestión de protecciones.

16.3. Capacitación en sistemas de control.

16.3.1. Visión general del sistema.

Esta capacitación deberá presentar una visión general del Sistema a fin de preparar al equipo de LA EMPRESA para la conducción del proyecto, capacitación, entrenamiento detallado y revisión de la documentación. El curso deberá incluir una introducción que proporcionará un panorama de la configuración de hardware, las funciones, la garantía de calidad y la organización del proyecto, y una parte a nivel técnico, que provea una visión más detallada del sistema, incluyendo la descripción del software y hardware provisto, las relaciones entre los subsistemas la base de datos, y las funciones del sistema en forma detallada.

16.3.2. Mantenimiento de hardware.

Este curso dará al equipo de LA EMPRESA un entendimiento de los componentes de hardware del sistema de control de las subestaciones, de como ellos están integrados en los subsistemas funcionales y de qué manera la capacidad del sistema puede ser utilizada para determinar las fallas y sus causas. El programa de capacitación del hardware deberá cubrir los siguientes aspectos:

☞ Configuración del sistema:

1. Equipos de Nivel 1.
2. Equipos de protección.
3. Equipos de control
4. Equipos de medida.
5. Equipos de comunicación y redes.

☞ Equipos de Nivel 2:

1. Controlador de subestación.
2. Redundancia de controladores.
3. Comunicaciones Nivel 2- Nivel 3.
4. Interface Hombre Máquina.

☞ Características técnicas equipos de control y comunicación.

☞ Integración de nuevos elementos al sistema.

☞ Equipos y componentes de la red LAN.

☞ Servidores IEC 60870-5-104

☞ Unidad de referencia de tiempo

☞ Equipos Electrónicos Inteligentes IEDs.

La capacitación deberá describir estos componentes de hardware al nivel de operación básica y funcionamiento de todos los módulos y tarjetas. Se deberán explicar todas las herramientas de diagnóstico y deberán ser demostradas en uso real. Se deberán explicar los procedimientos para apagar, reemplazar, y reiniciar partes de los sistemas, tales como estaciones de operación, controladores de campo, medidores multifuncionales, servidor IEC 60870-5-104, etc.

Para cada categoría de hardware, el programa de capacitación deberá cubrir la teoría de funcionamiento, detección de problemas, técnicas y procedimientos de mantenimiento correctivo, preventivo y expansión.

Los cursos de mantenimiento para los equipos, deberán proveer al personal de LA EMPRESA un conocimiento profundo del hardware tal que permita mantener adecuadamente los equipos con base en el reemplazo de tarjetas o módulos electrónicos, aislar las fallas y reparar los equipos a nivel de tarjetas y, donde aplique, a nivel de componente.

El programa de capacitación del hardware deberá cubrir los siguientes aspectos para el sistema de medida:

- ☞ Configuración y parametrización de medidores.
- ☞ Características técnicas de los medidores suministrados.
- ☞ Configuración y diagnóstico del software de parametrización de los medidores.
- ☞ Software de gestión y sus aplicaciones.
- ☞ Interfaces de comunicación.
- ☞ Diseño de reportes automáticos.
- ☞ Detección de errores y diagnóstico.

16.3.3. Mantenimiento del software.

EL OFERENTE deberá proveer la capacitación de software que cubra lo siguiente:

- ☞ Software básico y del sistema: Sistema operativo, ambiente de desarrollo de software, manejo de la configuración de software, manejo de la configuración del sistema, mantenimiento y depuración del software del sistema.
- ☞ Base de datos: Deberá cubrir la estructura y filosofía de la base de datos, sus tablas y los parámetros relacionados con el tamaño y expansión del sistema de control. Esta capacitación deberá incluir el diseño e implementación de la arquitectura de la base de datos, los métodos de acceso, definición y preparación de datos, dimensionamiento, instalación e inicialización, métodos de búsqueda, actualizaciones, procedimientos de mantenimiento e instalación de nuevas versiones de producto de base de datos.
- ☞ Software de comunicaciones: Se deberá proveer capacitación sobre las Comunicaciones de datos entre los equipos que conforman el sistema de control con sistemas externos. Esta capacitación deberá cubrir los siguientes aspectos para cada uno de los protocolos, redes de comunicación, interfaces o enlaces de datos: Teoría básica, diseño e implementación en el sistema de control, protocolos, instalación, arranque y prueba de la configuración inicial, expansión, diagnóstico y mantenimiento.
- ☞ Software de supervisión y control: Se deberá proveer capacitación sobre los programas de supervisión y control, adicionalmente de información histórica. Estos cursos deberán cubrir la teoría de operación, detalles de diseño, interfaces con otros programas, interfaces con la base de datos, intercambio de datos, generación y modificación de datos, mantenimiento, y procedimientos de expansión.
- ☞ Software de aplicación: Se deberá proveer capacitación sobre todos los programas de aplicación del sistema de control. Estos cursos deberán cubrir la teoría de operación, detalles de diseño, interfaces con otros programas, interfaces con la base de datos, intercambio de datos, generación y modificación de grupos de datos, mantenimiento, y procedimientos de expansión.

16.4. Capacitación a operadores.

Se deberá dictar capacitaciones de entrenamiento para los operadores e ingenieros de campo de TRECSA, cuya capacitación debe tener como mínimo una intensidad horaria de 44 horas. Esta deberá dotar a los operadores de los conocimientos y habilidades en el uso del sistema de control para lograr la operación segura y confiable de la subestación. El entrenamiento deberá cubrir los siguientes aspectos:

- ☞ Teoría de cada función operativa del sistema de control, esto es, el propósito de cada función operativa y de cómo alcanza su propósito.
- ☞ IU para cada función operativa del sistema de control, esto es, todos los procedimientos de despliegues, reportes que un operador necesita conocer para usar cada función operativa en cada uno de los niveles de control y equipos que permiten realizar diagnóstico, monitoreo y control.

16.5. Entrenamiento ON THE JOB.

Además de las capacitaciones formales para complementar estas, se deberá proveer una capacitación práctica (on the job) durante el proceso de integración del sistema en fábrica al personal de LA EMPRESA designado para este fin; el cual deberá haber recibido los cursos de software respectivos.

EL OFERENTE deberá integrar el personal de LA EMPRESA como miembros trabajadores de su equipo de desarrollo en fábrica y tendrá la responsabilidad de todos los trabajos asignados o realizados por el personal. Este personal deberá ser instruido para utilizar las prácticas de desarrollo, documentación y garantía de calidad estándar de EL OFERENTE.

La capacitación deberá hacer énfasis en los procedimientos a seguir para la ejecución de maniobras de manera segura, adicionalmente deberá de hacer énfasis en:

- ☞ Tipos de falla en sistemas de potencia.
- ☞ Conceptos de corto circuito.
- ☞ Reportes de falla en protecciones.
- ☞ Interpretación de alarmas.
- ☞ Manejo reportes de eventos.
- ☞ Enclavamientos en equipos de maniobra.
- ☞ Operación de equipo primario desde niveles 0, 1 y 2.
- ☞ Niveles de control y controles de autoridad.
- ☞ Verificación de sistemas de control.
- ☞ Manejo de planos.
- ☞ Reposición de alarmas.

- ☞ Lectura de anomalía en equipos.
- ☞ Generación de reportes de falla.
- ☞ Descarga de eventos del sistema.

16.6. Duración.

El OFERENTE debe considerar dentro del cronograma para cada proyecto la duración prevista para el entrenamiento del personal, dentro del cual debe considerar mínimo una semana por sistema, como sigue:

1. 44 horas para el sistema de protecciones.
2. 44 horas para el sistema de control para Nivel 0 y 1.
3. 44 horas para el sistema de control para Nivel 2.
4. 44 horas para el sistema de medida y tele protección.
5. 44 horas para el sistema de comunicaciones locales.
6. 44 horas para operación del sistema de control en sitio por subestación.
7. 44 horas para mantenimiento del sistema de control, protección medida y comunicaciones.

Se hace claridad, las capacitaciones deben programarse durante el desarrollo del proyecto previo a la entrada en operación y pruebas SAT de cada proyecto y subestación, no se podrán programar capacitaciones simultaneas ni consecutivas para más de un sistema.

17. APÉNDICE A

A.1. Arquitecturas específicas según topología primaria.

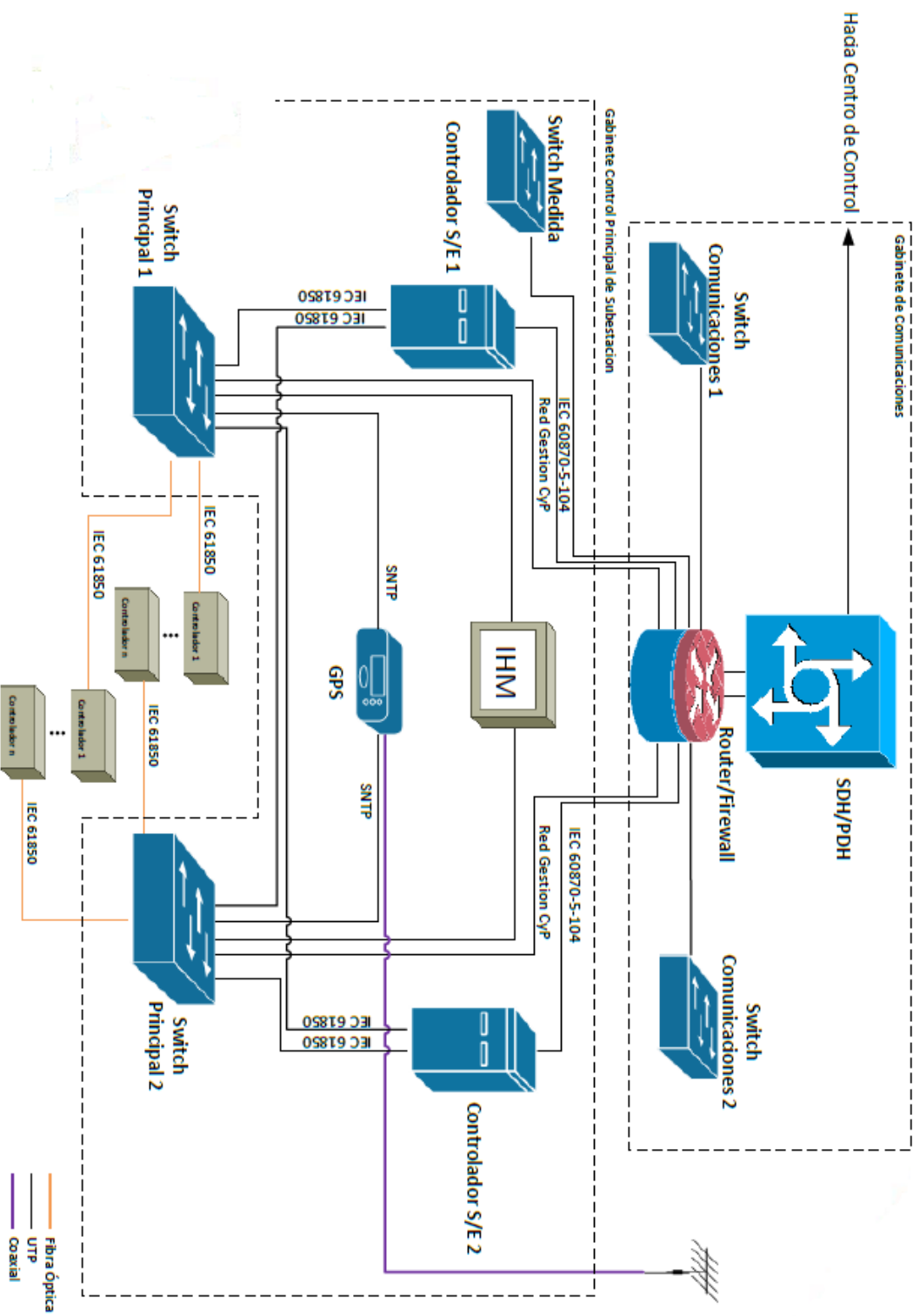
En esta sección se define gráficamente las topologías a considerar para cada una de las subestaciones según su topología, considerando los requerimientos descritos en el capítulo 6.

El OFERENTE deberá satisfacer los requerimientos establecidos por LA EMPRESA para su implementación.

ARQUITECTURA SISTEMA DE CONTROL

**ARQUITECTURA
IEC 61850**

RED PRINCIPAL DE CONTROL



**TOPOLOGIAS:
ANILLO E INTERRUPTOR Y
MEDIO**

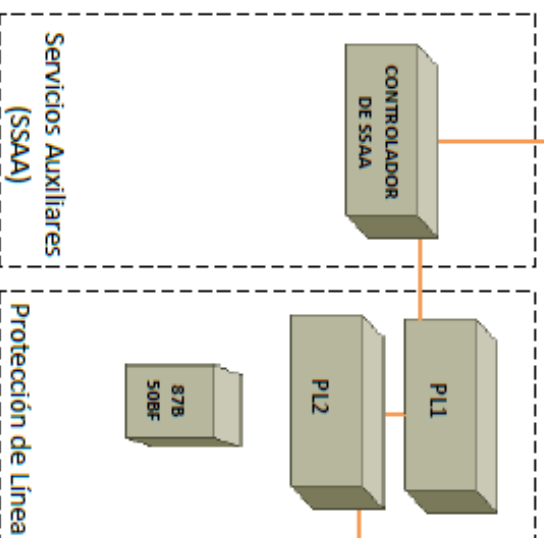
TOPOLOGIA: INTERRUPTOR Y MEDIO/ANILLO

A Switch Principal 1

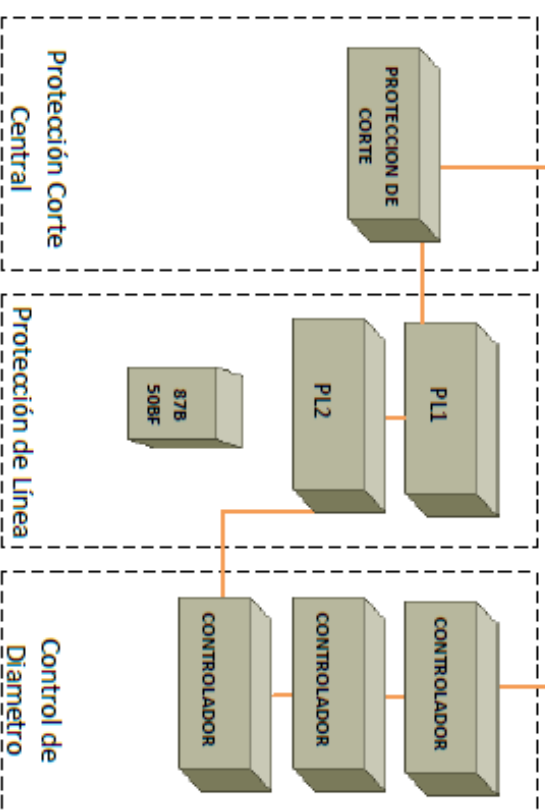
CASETA 1

GABINETE DIAMETRO A

A Controlador Diámetro B



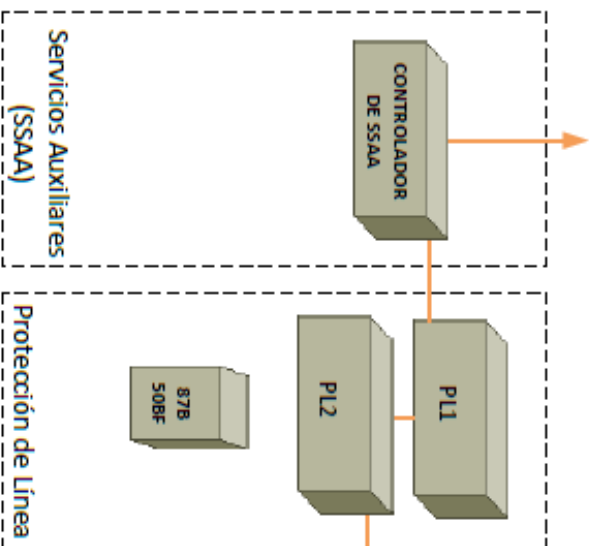
CASETA DE RELES 1



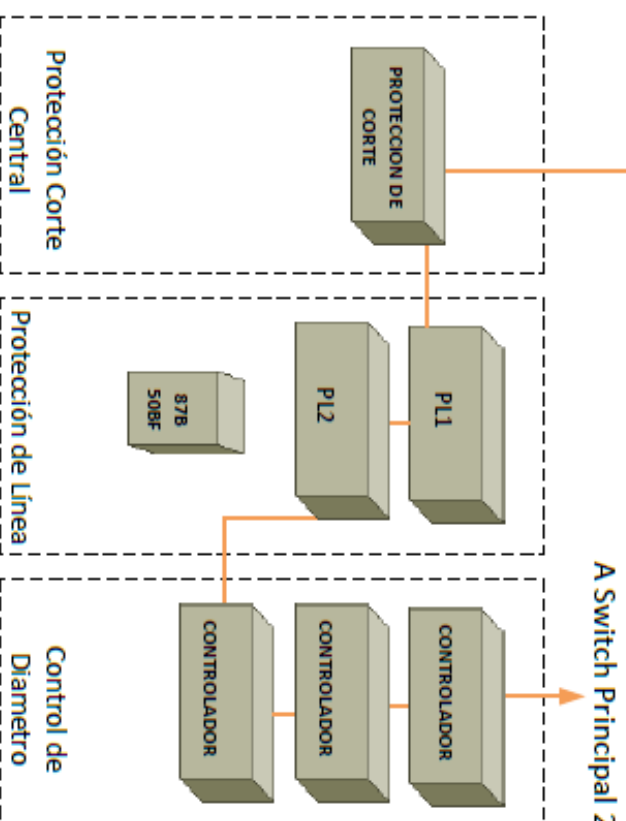
TOPOLOGIA: INTERRUPTOR Y MEDIO/ANILLO

CASETA 1

A Controlador Diámetro A



GABINETE DIAMETRO B



CASETA DE RELES 1

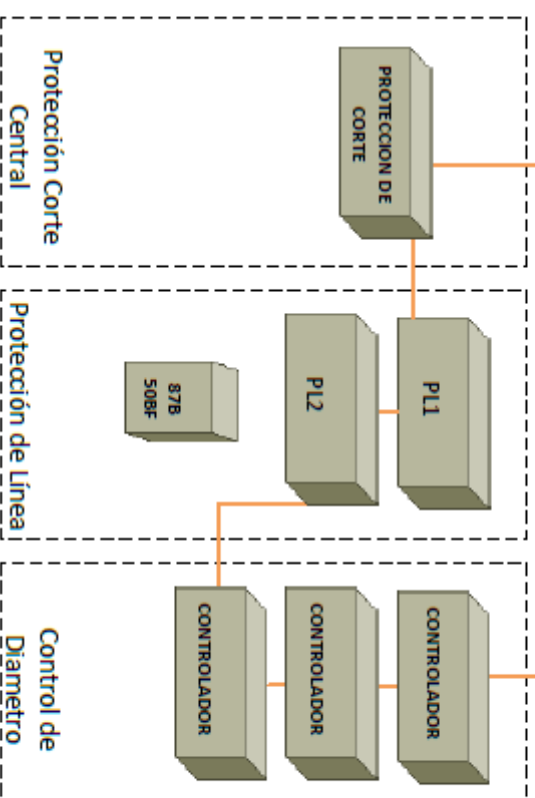
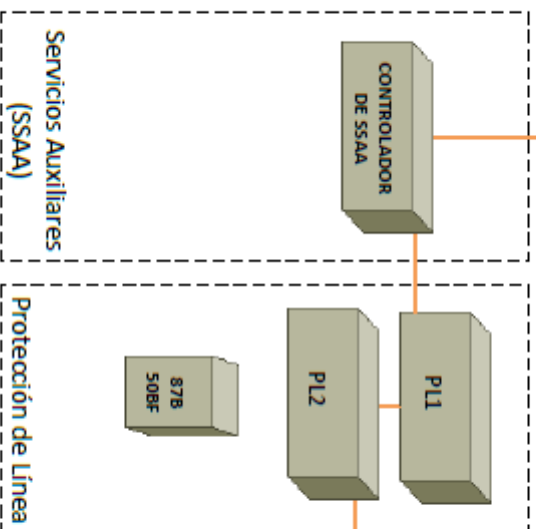
TOPOLOGIA: INTERRUPTOR Y MEDIO/ANILLO

A Switch Principal 1

CASETA n

GABINETE DIAMETRO A

A Controlador Diámetro B



CASETA DE RELES n

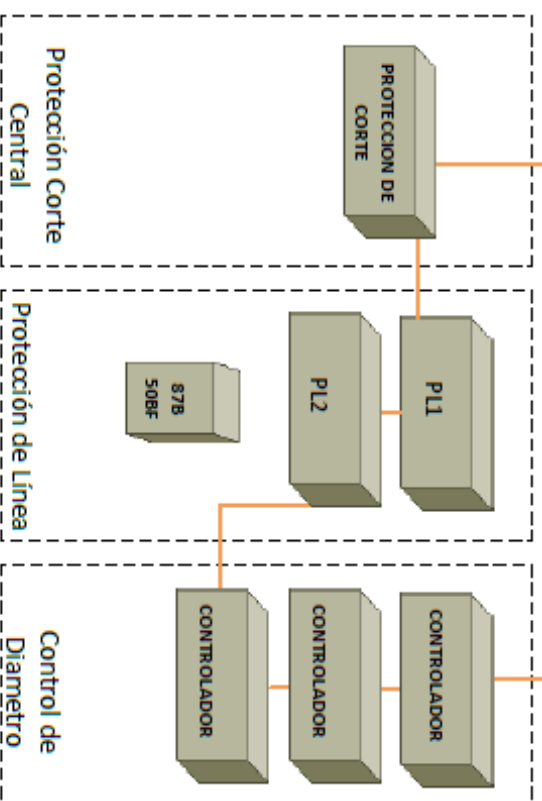
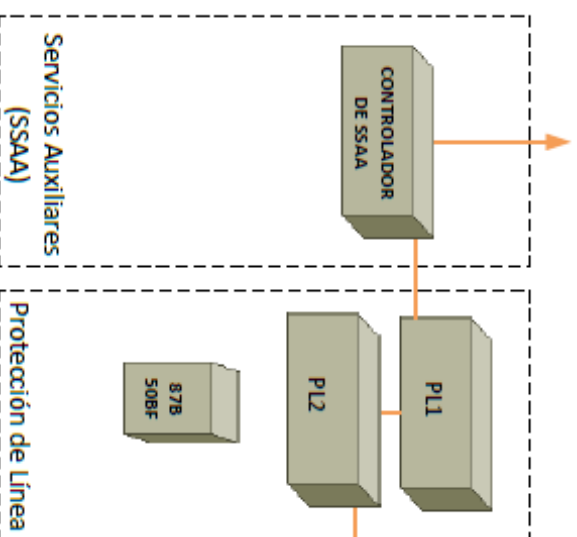
TOPOLOGIA: INTERRUPTOR Y MEDIO/ANILLO

A Controlador Diámetro A

CASETA n

GABINETE DIAMETRO A

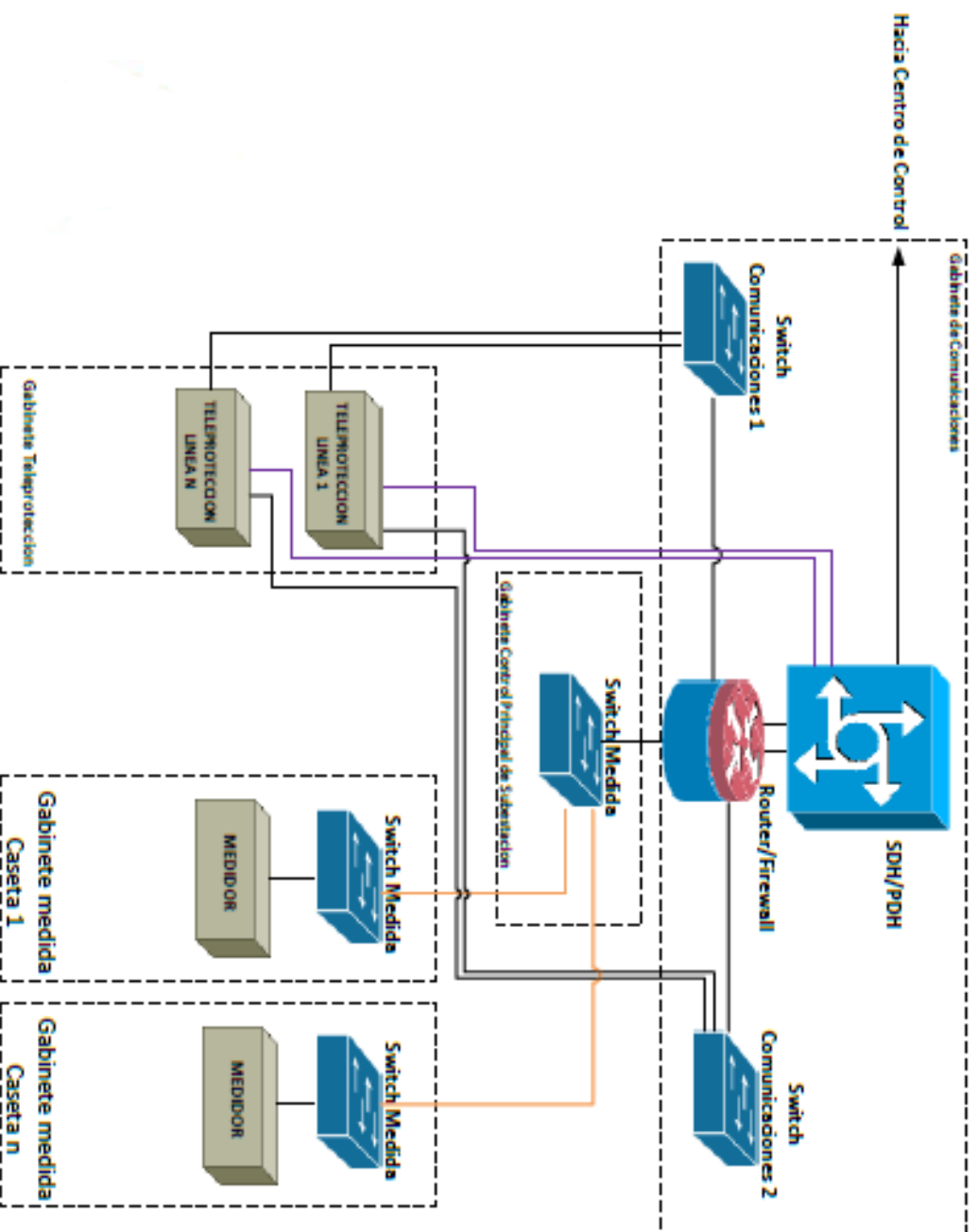
A Switch Principal 2



CASETA DE RELES n

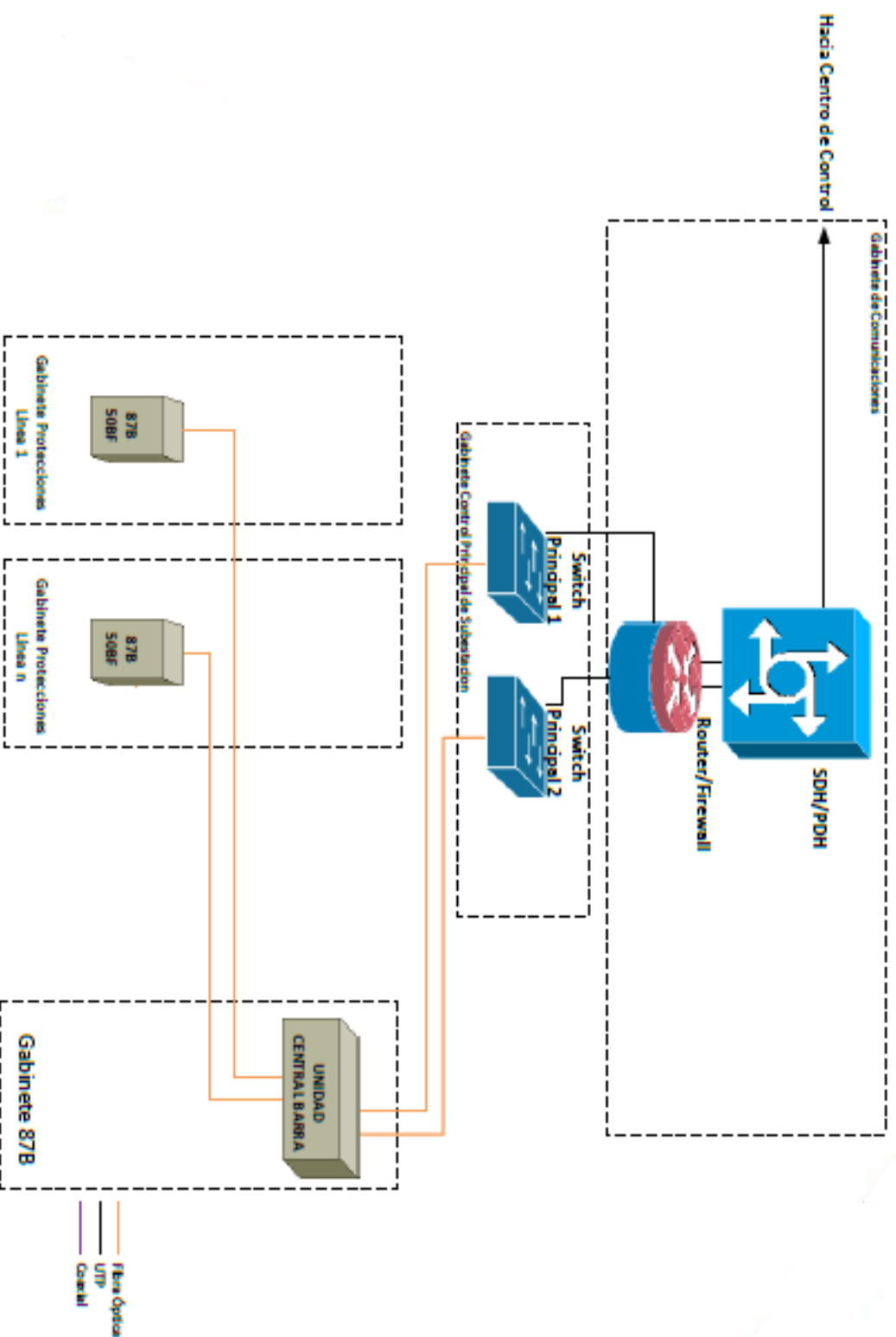
**RED DE MEDIDA –
TELEPROTECCIONES Y
CONTROLADOR DE BAHIA**

RED PRINCIPAL DE CONTROL



— Fibra Optica
 — UTP
 — Cableado

RED PRINCIPAL DE CONTROL



18 APENDICE B

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO Y PUESTA EN OPERACIÓN DE LAS BAHIAS COLATERALES:

- 1.- BAHIA CHIANTLA LINEA 1 230 kV en SE HUEHUETENANGO 2**
- 2.- BAHIA CHIANTLA LINEA 1 230 kV en SE COVADONGA**

GUATEMALA FEBRERO, 2019.

CONTENIDO

1.- INTRODUCCION

2.- DESCRIPCION GENERAL Y ALCANCE DEL PROYECTO

3.- PARAMETROS ELECTRICOS DEL SISTEMA

4.- TENSIONES DE SERVICIOS AUXILIARES

5.- PROTOCOLOS Y SOFTWARE DE COMUNICACION Y PROTECCION

6.- TABLAS DE CARACTERISTICAS TECNICAS DE EQUIPOS A INTERVENIR

1.- INTRODUCCIÓN

En este ANEXO, se especifican los requisitos y actividades para evaluación, pruebas de puesta en servicio y puesta en operación de dos bahías de Líneas de 230 kV existentes en dos subestaciones que ya se encuentra en operación. Las pruebas de los equipos y de los sistemas ampliados son: el campo de bahía de línea Covadonga-Chiantla en SE Covadonga y el campo de bahía de línea Huehuetenango 2 – Chiantla en SE Huehuetenango 2, ambas subestaciones se encuentran en operación comercial.

2.- DESCRIPCIÓN Y GENERAL Y ALCANCE DEL PROYECTO

Pruebas y puesta en servicio en bahías donde ingresaran las líneas Chiantla-Covadonga en la subestación Covadonga que pertenece a la empresa TREO y Chiantla-Huehuetenango 2 en la subestación Huehuetenango 2, que pertenece a la empresa TREO y en las cuales la EMPRESA TRECSA ejecuto las respectivas ampliaciones, que forma parte del proyecto PET-2009. El alcance está definido de acuerdo a lo siguiente:

2.1. Subestación Huehuetenango 2

Ubicada en el kilómetro 234 de la ruta interamericana en el límite de los departamentos de Huehuetenango y Quetzaltenango.

- Tipo convencional (AIS).
- Configuración interruptor y medio.
- Ver diagrama Unifilar Figura 1
- Pruebas de puesta en servicio y en puesta en operación del corte 1 y 0 del diámetro 2 en la subestación Huehuetenango 2, el cual energizara la línea hacia la subestación de Chiantla 230/69 kV.
- Evaluación carga de ajustes y ejecución de casos de protección de los equipos de protección PL1 y PL2, del corte 1. Ver anexo casos de evaluación de las protecciones.
- Validación hacia los controladores de Bahía D011 y D001 del diámetro 2 de las señales de entrada analógicas y binarias y las salidas binarias generadas por los equipos de protección del corte 1 y corte 0, además deben ser validas en la HMI de la subestación y en el centro de control de TRECSA, CCT.
- Ejecución de protocolo de Pruebas End-To-End con la subestación Chiantla.
- Presencia y asistencia en las maniobras de energización de la línea Huehuetenango 2 – Chiantla.
- La empresa oferente deberá contar con los respetivos Software para los trabajos con los equipos de protección y comunicación.
- Evaluación y pruebas punto a punto del equipo de Tele-proteccion correspondiente a la línea Huehuetenango 2 – Chiantla 230 kV.
- Se deberá tomar en cuenta, si fuese necesario el realizar la programación para implementar un esquema suplementario a solicitud del AMM.

Ver diagrama unifilar en la Figura 1 correspondiente a los equipos que forman parte de este trabajo.

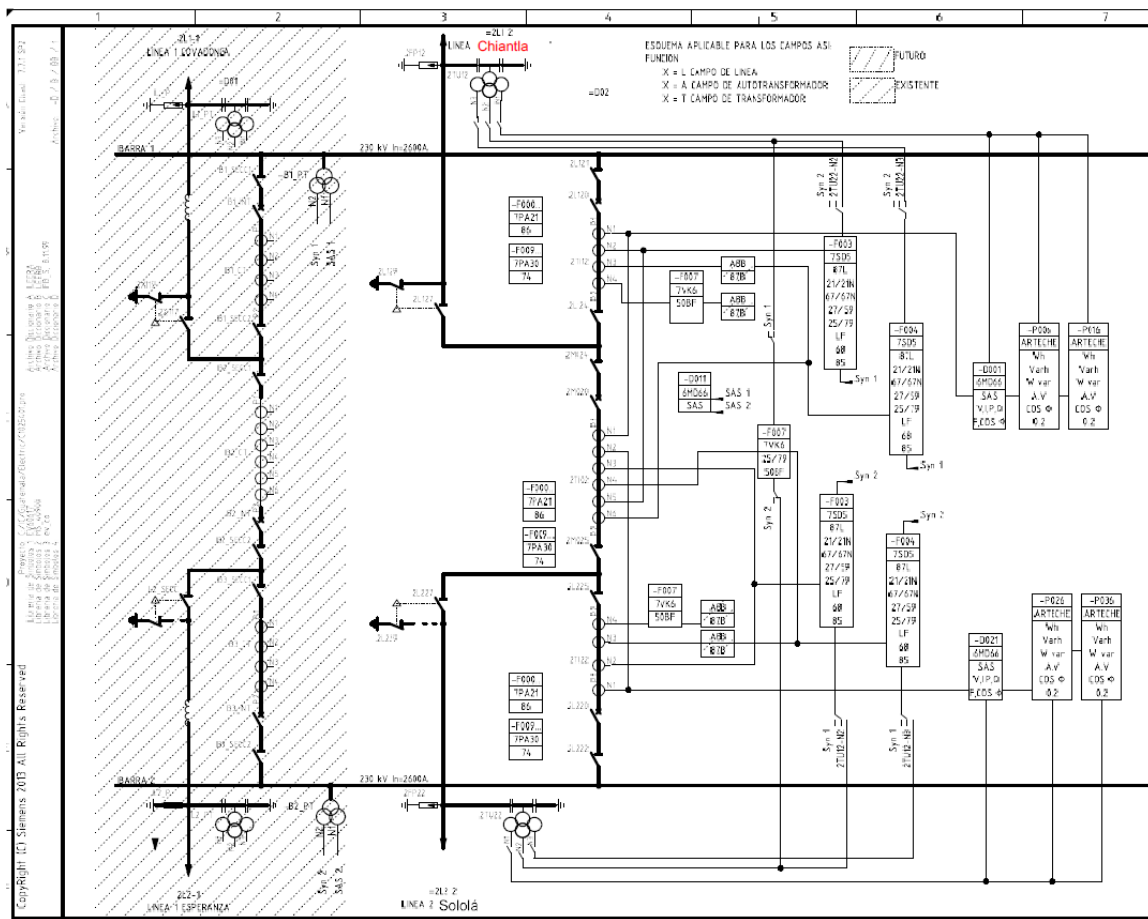


Fig. 1 Diagrama Unifilar parcial de SE Huehuetenango 2

2.2.- Subestación Covadonga

Ubicada en la finca “Panchita”, del municipio de Ilon en el departamento de Quiché.

- Tipo convencional (AIS).
- Configuración interruptor y medio.
- Ver diagrama Unifilar Fig. 2
- Pruebas de puesta en servicio y en operación del corte 2 y 0 del diámetro 2 el cual energizara la línea hacia la subestación de Chiantla 230/69 kV.
- Evaluación, carga de ajustes y ejecución de los casos de protección de los equipos de protección PL1, PL2, 50BFy87B del corte 1 y 50BF del corte 0. Ver anexo casos de evaluación de las protecciones. Se debe contemplar la ejecución de las pruebas end to end con la subestación Chiantla.
- Validación hacia los controladores de Bahía D011 y D001 del diámetro 2 de las señales de entrada analógicas y binarias y las salidas binarias generadas por los equipos de protección del corte 1 y corte 0, además deben ser validas en la HMI de la subestación y en el centro de control de TRECSA, CCT.
- Ejecución de protocolo de Pruebas End-To-End con la subestación Chiantla.
- Presencia y asistencia en las maniobras de energización de la línea Covadonga 2 – Chiantla.

3. PARAMETROS ELECTRICOS DEL SISTEMA

Ítem	Parámetros	Valor
1	Voltaje nominal, kV	230
2	Tensión asignada al equipo kV	245
3	Número de fases	3
4	Frecuencia del sistema, Hz	60
5	Sistema de tierra	Sólido
6	Corrientes nominales: <ul style="list-style-type: none">Todas las bahías, ABarrajes, A	1600 2600
7	Corriente de falla, 1 s, kA simétricos	40
8	Corriente pico, kA	104
9	Duración de fallas: <ul style="list-style-type: none">Trifásica, ms máximoMonofásica, ms máximo	95 95

4. Tensiones de Servicios Auxiliares

Las tensiones para los servicios auxiliares de las subestaciones son las siguientes:

ITEM	SISTEMA	TENSIÓN
1.0	Corriente continua	125 +10% -15% VDC
2.0	Corriente alterna	220 +5% -10% VAC 120 % -10% VAC

5.- PROTOCOLOS SOFT-WARE DE COMUNICACIÓN Y PROTECCION

Los protocolos de los equipos de comunicación son los siguientes:

- Centro de Control: IEC 60870-5-104

El programa para interactuar con los equipos de protección y control es:

- Los proyectos en ambas Subestaciones Covadonga y Huehuetenango 2 fueron elaborados en DIGSI 4.83 del fabricante Siemens.

5.1.- EQUIPOS Y HERRAMIENTAS PARA EJECUCION DE LOS TRABAJOS

Es responsabilidad de empresa ejecutora de los trabajos el suministro y operación de los equipos necesarios para la realización de los trabajos adjudicados, los cuales deben operar correctamente y tener sus certificados de calibración vigentes.

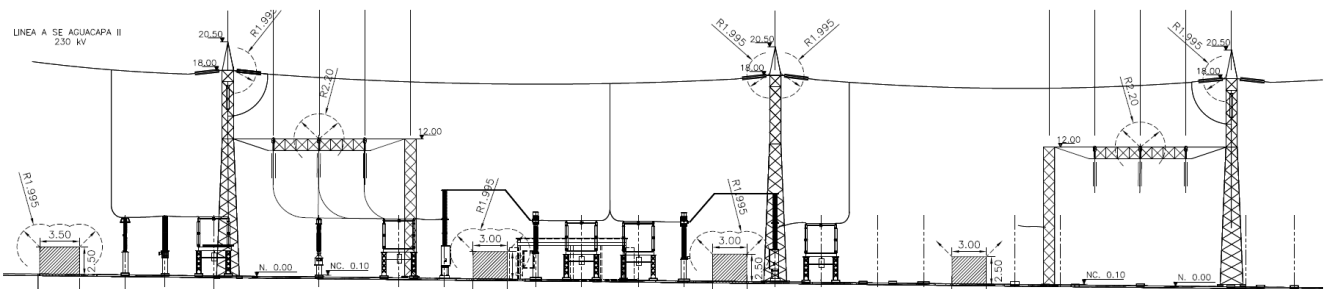


Figura 3 – Plano típico de conexión de equipos de un diámetro 230 kV

6.- TABLAS DE CARACTERISTICAS TECNICAS DE EQUIPOS A INTERVENIR

Relé de protección PL1 del corte propio (F003)

No.	Característica	Descripción
1	Equipo	Protección principal 1 (PL1)
2	Marca	Siemens
3	Modelo	7SD5
4	Designación de producto (MLFB)	7SD5221-5DB99-7HM0+LOS+MOA
5	Funciones de protección	Diferencial de línea (87L)
		Distancia (21/21N)
		Sobrecorriente direccional de tierra (67N)
		Sobretensión (59)
		Sobrecorriente de respaldo (51N)
		Tramo de línea (50STUB)
		Cierre en falla (50HS)
		Esquemas de tele protección (85)
		Oscilación de potencia (68)
		Recierre monopolar (79)
6	Interfaz de protección	Sincronismo (25)
		Fibra óptica directa

Relé de protección PL2 del corte propio (F004)

No.	Característica	Descripción
1	Equipo	Protección principal 2 (PL2)
2	Marca	Siemens
3	Modelo	7SD5
4	Designación de producto (MLFB)	7SD5221-5DB99-7HMO+LOS+MOS
5	Funciones de protección	Diferencial de línea (87L)
		Distancia (21/21N)
		Sobrecorriente direccional de tierra (67N)
		Sobretensión (59)
		Sobrecorriente de respaldo (51N)
		Tramo de línea (50STUB)
		Cierre en falla (50HS)
		Esquemas de tele protección (85)
		Oscilación de potencia (68)
6	Interfaz de protección	Recierre monopolar (79)
		Sincronismo (25)
		IEEE C37.94

Equipo de Teleproteccion TPS1 ubicado en tablero D00+Y01

No.	Característica	Descripción
1	Equipo	Tele protección 1 (TPS1)
2	Marca	Siemens
3	Modelo	SWT3000
4	Designación de producto (MLFB)	7VR5875-2HA00-0AA2
5	Módulos de equipo	SV1: 7VR9514, 24/48/60 VDC
		SV2: 7VR9514, 24/48/60 VDC
		ALR: 7VR9513, alarmas
		DLE: 7VR9508, interface digital
		PU: 7VR9581, unidad de procesamiento digital
		IFC-P1: 7VR9502, interface comandos IN/OUT
		IFC-S1: 7VR9504, interface comandos señalización

Controlador de bahía de Corte propio y corte 0

No.	Característica	Descripción
1	Equipo	Controlador de Bahia
2	Marca	Siemens
3	Modelo	6MD66
4	Designacion del producto (MLFB)	6MD6641-4EB90-0AF0-LOS
5	Funciones de control y medicion	Corrientes, voltajes, potencias
		Mandos sobre equipos de potencia
6	Interfaz de comunicación	Fibra optica directa

PROTOCOLOS DE REFERENCIA PARA EVALUACION DE CASOS DE PROTECCION



Protocolo de Pruebas a Esquema de Lineas de Transmision 230 KV

Tipo de Prueba: FAT: ☐ SAT: ☒

Proyecto: _____
 Instalacion: _____
 Seccion: _____
 Nivel de Tension: _____
 No de Serie F003: _____
 No de Serie F004: _____
 No de Serie F007: _____
 No de Serie F016: _____

Fecha de Validacion: _____
 Página: 1
 de: 4

No de Serie P046: _____
 No de Serie P056: _____
 No de Anexo de pruebas: _____
 No de Anexo Ajustes: _____
 No de Anexo Matriz de Disparos: _____

1. PRUEBA DE ESQUEMA F003 (87L).

En esta prueba se verificara la actuacion del esquema completo de la proteccion. Disparos monopoles (1P) y tripolares (3P) a los interruptores Corte 1 Y Corte 0 de acuerdo a la Matriz de Disparos, asi como sus arranques correspondientes del 50BF, Operación de 1 ciclo de recierre monopolar y tripolar de acuerdo a la posicion del selector S030 y S031, asi como la verificación del sincronismo para recierres tripolares.

Tipo de Prueba	Resultados Esperados												Resultado Obtenido	
	Selector 79		Tipo de Disparo		Arr.ext. 50BF		Arranque 79		Ópero 79		Ciclos de Recierre	FUNCION 79/25		
	S030	S031	Bob 1 C1 y C0	1P	3P	1P	3P	SI	NO	SI			NO	
												Satisfactorio	No Satisfactorio	
Disparo Fase R 87L	1P	PL1	x		x			x		x		1 Ciclo		
Disparo Fase S 87L	3P	PL1		x			x	x		x		1 Ciclo	Vivo-Vivo	
Disparo Fase T 87L	1+3P	PL1	x			x		x		x		1 Ciclo		
Diparo Fase S 87L	OFF	PL1		x			x		x		x	1 Ciclo		
Disparo Tripolar 87L	1P	PL1		x			x			x		1 Ciclo		
Disparo Tripolar 87L	3P	PL1		x			x	x		x		1 Ciclo	Vivo-Vivo	
Disparo Tripolar 87L	1+3P	PL1		x			x	x		x		1 Ciclo	Vivo-Vivo	
Disparo Tripolar 87L	OFF	PL1					x		x		x	1 Ciclo		

Aprobado de Acuerdo a los Resultados Obtenidos en el Anexo de Pruebas y Protocolo de Pruebas.

SI ☒ NO ☐

2. PRUEBA DE ESQUEMA F003 (21-21N)

En esta prueba se verificara la actuacion del esquema completo de la proteccion. Disparos monopoles (1P) y tripolares (3P) a los interruptores Corte 1 Y Corte 0 de acuerdo a la Matriz de Disparos, se probara en 3 zonas de disparo tipo cuadrilateral, esquema POTT, arranques por 50BF y la operación del recierre de acuerdo a la posicion del selector S030 Y S031, asi como la verificación del sincronismo para recierres tripolares.

Tipo de Prueba	Resultados Esperados												Resultado Obtenido	
	Selector 79		Tipo de Disparo		Arr.ext. 50BF		Arranque 79		Opero 79		TX POTT		FUNCION	
	S030	S031	1P	3P	1P	3P	SI	NO	SI	NO	SI	NO		
Disparo Fase R 21N (Z1)	1P	PL1	x		x		x		x		x			
Disparo Fase S 21N (Z1)	3P	PL1		x		x	x		x		x		Vivo-Vivo	
Disparo Fase T 21N (Z1)	1+3P	PL1	x		x		x		x		x			
Disparo Fase S 21N (Z1)	OFF	PL1		x		x		x		x		x		
Disparo Tripolar 21 (Z1)	1P	PL1		x		x		x		x		x	Vivo-Vivo	
Disparo Fase S 21N (Z2)	1P	PL1		x		x		x		x		x		
Disparo Tripolar 21 (Z2)	3P	PL1		x		x		x		x		x		
Disparo Fase S 21N (Z3)	1+3P	PL1		x		x		x		x		x		
Disparo Tripolar 21 (Z3)	OFF	PL1		x		x		x		x		x		
Disparo Fase R 21N (Z1B)	1P	PL1	x		x		x		x		x			
Disparo Fase S 21N (Z1B)	3P	PL1		x		x	x		x		x		Vivo-Vivo	
Disparo Fase T 21N (Z1B)	1+3P	PL1	x		x		x		x		x			
Disparo Tripolar 21 (Z1B)	3P	PL1		x		x	x		x		x		Vivo-Vivo	
Disparo Tripolar 21 (Z1B)	1+3P	PL1		x		x	x		x		x		Vivo-Vivo	
Disparo Fase R 21N (Z4)	1P	PL1		x		x		x		x		x		
Disparo Tripolar 21N (Z4)	3P	PL1		x		x		x		x		x		
Disparo Fase S 21N (Z4)	1+3P	PL1		x		x		x		x		x		
Verificacion Funcion SOFT 50HS	1+3P	PL1		x		x		x		x		x		
Verificacion Funcion Power Swing	1+3P	PL1												
Verificacion Falla de Fusible	1+3P	PL1												

Aprobado de Acuerdo a los Resultados Obtenidos en el Anexo de Pruebas y Protocolo de Pruebas.

SI ☒ NO ☐

3. PRUEBA DE ESQUEMA F003 (67-67N)

En esta prueba se verificara la actuacion del esquema completo de la proteccion. Disparos monopoles (1P) y tripolares (3P) a los interruptores Corte 1 Y Corte 0 de acuerdo a la Matriz de Disparos, se Probaron los Disparos con direccionamiento hacia delante, arranques a la proteccion 50BF y la operación del recierre de acuerdo a la posicion del selector S030 Y S031, asi como la verificación del sincronismo para recierres tripolares.

Tipo de Prueba	Resultados Esperados												Resultado Obtenido	
	Selector 79		Tipo de Disparo		Arr.ext. 50BF		Arranque 79		Opero 79		TX 67N		FUNCION	
	S030	S031	1P	3P	1P	3P	SI	NO	SI	NO	SI	NO		
Disparo Fase R 67N	1P	PL1	x		x		x		x		x			
Disparo Fase S 67N	3P	PL1		x		x		x		x		x	Vivo-Vivo	
Disparo Fase T 67N	1+3P	PL1	x		x		x		x		x			
Disparo Fase T 67N	OFF	PL1		x		x		x		x		x		
Disparo STUB Corte1 86-1-0 86-1	1+3P	PL1		x		x		x		x		x		

Aprobado de Acuerdo a los Resultado Obtenido en el Anexo de Pruebas y Protocolo de Pruebas.

SI ☒ NO ☐

4. PRUEBA DE ESQUEMA F003 (27-59)

En esta prueba se verificara el esquema completo de la proteccion por alto voltaje, disparos tripolares (3P) de acuerdo a la matriz de disparos, arranque tripolar del 50BF y transmision de DDT.

Tipo de Prueba	Resultados Esperados												Resultado Obtenido	
	Selector 79		Tipo de Disparo		Arr.ext. 50BF		Arranque 79		Opero 79		TX DDT		FUNCION	
	S030	S031	1P	3P	1P	3P	SI	NO	SI	NO	SI	NO		
Disparo Fase S 59N	1+3P	PL1		x		x		x		x		x		
Disparo Fase R 59N	OFF	PL1		x		x		x		x		x		

Aprobado de Acuerdo a los Resultados Obtenidos en el Anexo de Pruebas y Protocolo de Pruebas.

SI ☒ NO ☐



ENVÍO SEÑALES SISTEMA TELEPROTECCIÓN

TP1	TP4	TP2	TP3
ENVÍO DISPARO 2º PDI	ENVÍO DISPARO POR SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL 63N	ENVÍO DISPARO 2º PDI	ENVÍO DISPARO DDT

RECEPCIÓN SEÑALES SISTEMA TELEPROTECCIÓN

TP1	TP2	TP4	TP3	Equipo Teleprotección en Falla
RECEPCIÓN 2º PDI PL1	RECEPCIÓN 2º PDI PL2	RECEPCIÓN POR SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL 63N	RECEPCIÓN DDT	

19 APENDICE C

Listado Referencial de tableros PC&M y Comunicaciones

LISTADO REFERENCIAL DE TABLEROS PROTECCION, CONTROL, MEDICION Y COMUNICACIONES PARA SE CHIANTLA 230/69/13.8 kV 105 MVA

TABLEROS PROTECCION, CONTROL, MEDICION Y COMUNICACIONES PARA SE CHIANTLA 230/69 Kv				
No.	TABLERO	NOMENCLATURA	UBICACIÓN	COMENTARIOS
1	Controlador de Subestaciones	D00+W00	EDIFICIO DE CONTROL	
2	Proteccion Diferencial barras 230 y 69 kV	RB+D100		
3	Rectificador/cargador de Baterías 125Vcc	NK01+N01		
4	Tablero Serv. Aux 125 Vcc	NK01+N02		
5	Tablero Serv. Aux 208/120 Vac No esenciales	NG01+N01		
6	Tablero Serv. Aux 208/120 Vac Esenciales	NG01+N02		
7	Tablero de equipos de teleproteccion	D00+Y01		
8	Tablero de equipos de comunicación	D00+Y02		
9	Tablero ODF centralizador de Fibras Opticas	ODF		
10	Tablero proteccion transformador lado 69kV	6A25+R25		
11	Tablero proteccion Acople de barras de 69 kV	6I20+R20		
12	Tablero proteccion Linea de 69 kV	6L22+R22		
13	Tablero de medidores comerciales lineas 69 kV	D00+Q01		
14	Controlador de Diametro 1	D01+W01	CASETA DE CONTROL	
15	Proteccion de Corte 1 diametro 1	2L11+R11		
16	Proteccion de diametro 1	D01+R01		
17	Proteccion de corte 2 diametro 1	2L21+R21		
18	Controlador de diametro 2	D02+W02		
19	Proteccion corte 1 diametro 2	2A12+R12		
20	Proteccion diametro 2	D02+R02		
21	Proteccion corte 2 diametro 2	2R22+R22		
22	Rectificador/cargador de Baterías 125Vcc	NK21+N01		
23	Tablero Serv. Aux 125 Vcc	NK21+N02		
24	Tablero Serv. Aux 208/120 Vac esenciales y no esenciales	NG21+N01		
25	Tablero de regulacion banco de autotransformadores		PATIO SE	

Listado de documentos de Ingeniería PCyM y Comunicaciones

LISTADO REFERENCIAL DE INGENIERIA PC&M y COMUNICACIONES

INGENIERIA PCyM SUBESTACION CHIANTLA 230/69 KV 00-TR-PET109-25			
Fecha actualizacion: 25 enero 2019			
NOMBRE DE PLANO	CONTENIDO	DESCRIPCION	NOMENCLATURA
1 00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-2100	UNIFILAR GENERAL	Diseño unifilar completo con nomenclatura de TRECSA	N/A
		Descripcion de equipos de potencia	N/A
		Diseño unifilar completo con nomenclatura de TRECSA	N/A
		Descripcion de equipos de potencia	N/A
2 00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-2101	DIAGRAMAS DE PRINCIPIO	Disposicion de tableros en Edif. de control y Caseta 21 (PCyM, comunicaciones y Servicios Auxiliares)	N/A
		Diagramas trifilares de alimentacion a equipos de patio y tableros circuitos 208/120 Vac	N/A
		Diagramas trifilares de alimentacion a equipos de patio y tableros circuitos 125 Vcc	N/A
3 00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-2102	Listado de equipos tableros de PCM	MCB, reles principales, auxiliares, borneras, simbolos, llaves de control y accesorios en general	
4 00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-2300	Diagrama de circuito controlador de subestacion	Diagrama de circuitos del tablero	D00+W00
		Diagrama de red de comunicacion del tablero	
5 00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-2301	Control de diametro 1	Diagrama de red de comunicacion de Edif. De control y Caseta 21	
		Diagramas de circuito de controlador de bahia	D01+W01
6 00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-2302	Diametro 1 corte 0	Diagrama de circuito caja de empalmes CTs diametro 1 corte 0	D01+2T101
		Diagrama de circuitos diametro 1	D01+R01
		Diagrama de equipos de Patio corte 0	EP0
7 00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-2303	Diametro 1 corte 1	Diagramas de circuito de Caja de empalmes de PTs Linea 1 230 kv	2L11+TU11
		Diagramas de circuitos linea 1 230 kv	2L11+R11
		Diagrama de circuitos caja de empalmes CTs diametro 1 corte 1	2T11
		Diagramas de equipos de patio Diametro 1 corte 1	EP1
		Diagramas de circuitos PT barra uno 230kv	2TU01
8 00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-2304	Diametro 1 corte 2	Diagramas de circuito de Caja de empalmes de PTs Linea 2 230 kv	2L21+TU21
		Diagramas de circuitos linea 2 230 kv	2L21+R21
		Diagrama de circuitos caja de empalmes CTs diametro 2 corte 1	2T12
		Diagramas de equipos de patio Diametro 1 corte 2	EP2
		Diagramas de circuitos PT barra dos 230kv	2TU02
9 00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-2305	Control de diametro 2	Diagramas de circuito de controlador de bahia	D02+W02
10 00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-2306	Diametro 2 corte 0	Diagrama de circuito caja de empalmes CTs diametro 2 corte 0	D01+2T101
		Diagrama de circuitos diametro 2	D02+R01
		Diagrama de equipos de Patio corte 0	EP0
11 00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-2307	Diametro 2 corte 1	Diagramas de circuito de Caja de empalmes de PTs Autotransformador 230 kv	2A12+TU12
		Diagramas de circuitos autotransformador 230 kv	2A12+R12
		Diagrama de circuitos caja de empalmes CTs diametro 2 corte 1	2T112
		Diagramas de equipos de patio Diametro 2 corte 1	EP1
12 00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-2308	Diametro 2 corte 2	Diagramas de circuito de Caja de empalmes de PTs Reactor 230 kv	2R22+TU22
		Diagramas de circuitos Reactor 230 kv	2R22+R22
		Diagrama de circuitos caja de empalmes CTs diametro 2 corte 1	2T122
		Diagramas de equipos de patio Diametro 2 corte 1	EP2
13 00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-2325	Proteccion Diferencial barras 230 kv y 69 kv	Diagramas de circuitos tablero de Barras 230 kv y Barra 69	D100+R8
14 00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-2330	Proteccion de acople de barras de 69 kv	caja de empalmes CTs acople 69 kv	6I20+6T120
		Caja de empalmes PT barra 1 69 kv	6I20+6TU01
		Caja de empalmes PT barra 2 69 kv	6I20+6TU02
		Equipo de Patio	EP
		Diagrama de circuito control y proteccion Acople 69 kv	6I20+R20
15 00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-2331	Proteccion Autotransformador 69 kv	Diagrama de circuitos caja de empalmes CT acople 69 kv	6A25+6T125
		Diagrama de circuitos caja de empalmes PT acople 69 kv	6A25+6TU25
		Diagrama de circuito equipo de patio Autotransformador 69kv	EP
		Diagramas de circuito control y proteccion autotransformador 69 kv	6A25+R25
		Diagramas de circuito control y proteccion Transformador Serv. Aux Zig-Zag 13.8kV/208/120 Vac	
16 00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-2332	proteccion Linea 1 69 kv	Diagrama de circuitos de empalmes de CTs linea 1 69 kv	6L22+6T122
		Diagrama de circuitos caja de empalmes de PTs linea 1 69 kv	6L22+TU22
		Diagrama de circuitos equipo de patio	EP
		Diagrama circuitos control y proteccion linea 1 69 kv	6L22+R22
17 00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-2341	Medicion Comercial	Diagrama de circuitos medicion comercial de lines de 69kv	6Lxx+Q01
18 00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-2400	Cantidades de multiconductor	Listado de multiconductores y fibra optica con origen - destino, descripcion e indicacion de plano	N/A
19 00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-4000	Memoria de calculo servicios auxiliares AC y CC	dimensionamiento de MCB para serv. Aux. de Vacy Vcc, cargador, banco de baterias, Planta Emergencia	N/A
20 00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-4001	Especificaciones tecnicas tableros de serv. Auxiliares	Caracteristicas que debe cumplir en su construccion y elementos los tableros	

21	00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-4100	Diagramas de principio Serv. Aux. de AC y CC	Unifilar de Serv. Aux Vca no esenciales del edificio de control Unifilar de Serv Aux Vca esenciales del edificio de control Unifilar de serv. Aux Vca no esenciales de caseta 21 Unifilar de serv. Aux Vca esenciales de caseta 21 Unifilar de serv. Aux. Vcc de edificio de control Unifilar de serv. Aux Vcc de caseta 21 Disposicion de tableros de serv. Aux. en Edificio de control Disposicion de tableros de serv. Aux. en caseta 21 Niveles de mando transferencia automatica de 208/120 Vac Esquemas logicos de enclavamientos para secuencia de maniobras de Interruptores motorizados Esquemas logicos de mando grupo electrogeno y transferencia automatica	N/A
22	00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-4102	Listado de equipos tableros de serv. Aux. AC y CC	MCB, reles principales, auxiliares, borneras, simbolos, llaves de control y accesorios en general	N/A
23	00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-4200	Diseño mecanico de tableros de serv. Aux. AC y DC	Características constructivas estructurales y arquitectocas del tablero	N/A
24	00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-4300	Serv. Aux Vac no esenciales edificio de control	Diagrama de circuitos serv. Aux. 208/120 Vac Edif. Control	NG01+N01
25	00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-4301	Serv. Aux Vac esenciales edificio de control	Diagrama de circuitos serv. Aux. 208/120 Vac Edif. Control	NG01+N02
26	00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-4302	Serv. Aux Vac no esenciales y esenciales Caseta 21	Diagrama de circuito Grupo electrogeno, Planta de emergencia	N/A
27	00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-4320	Serv. Aux Vcc edificio de control	Diagrama de circuitos serv. Aux. 125 cc Edif. Control	NG21+N01
28	00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-4321	Serv. Aux Vcc caseta 21	Alimentacion 125 Vcc Banco de baterias	NK01+N02 Y NK01+N01
29	00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-4321	Serv. Aux Vcc caseta 21	Diagrama de circuitos serv. Aux. 125 Vcc Caseta 21	NK01+S1
30	00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-4321	Serv. Aux Vcc caseta 21	Alimentacion 125 Vcc Banco de baterias	NK21+N02 Y NK21+N01
31	00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-3000	Memoria de calculo de conductores de Fuerza y Control	calculo de los conductores alimnetaciones AC y DC y control de equipos de patio	N/A
32	00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-3001	Especificaciones tecnicas tableros de Proteccion y control	Características que debe cumplir en su construcion y elementos los tableros	N/A
33	00-TRE-PET109-SE-25-DIS-EQ-3002	Diseño mecanico de tableros de proteccion y control	Características constructivas estructurales y arquitectocas del tablero	N/A
34	00-TRE-PET109-SE-25-DIS-ES-3700	Diagramas de circuitos de Teleproteccion	Diagrama de circuito operacional, alimentacion AC y alimentacion DC	D00+Y01
35	00-TRE-PET109-SE-25-DIS-ES-3701	Diseño mecanico tableros de Teleproteccion	Características constructivas estructurales y arquitectocas del tablero	N/A
36	00-TRE-PET109-SE-25-DIS-ES-3702	Diagramas de nodos de PDH/SDH	Diagrama de circuito operacional, alimentacion AC y alimentacion DC	D00+Y02
37	00-TRE-PET109-SE-25-DIS-ES-3704	Diseño mecanico tableros de PDH/SDH	Características constructivas estructurales y arquitectocas del tablero	N/A
38	00-TRE-PET109-SE-25-DIS-ES-3705	Listado de equipos tableros teleproteccion y PDH/SDH	MCB, equipos principales, auxiliares, borneras, simbolos, llaves de control y accesorios en general	N/A
39	00-TRE-PET109-400	Diagrama de principios tipicos de enclavamientos	Diagrama de circuitos de Tablero con caja organizadora de Fibra Optica	N/A
40	00-TRE-PET-109-401	Diagrama tipico de matriz de disparos	Secuencias de maniobras y esquema logico de enclavamientos	N/A
41	00-TRE-PET-109-402	Diagrama de Recierre maestro seguidor	Tabla de Disparos por equipo de proteccion	N/A
42	00-TRE-PET-109-403	Diagrama de Sincronismo y cierre	Diagrama de circuito de la funcion 79 maestro seguidor	N/A
43	00-TRE-PET-109-404	Diagrama de corrientes y tensiones de seleccion de tensi	Diagrama de circuito	N/A
44	00-TRE-PET-109-500	Diagrama de enclavamientos de Serv. Aux.	Secuencias de maniobras y esquema logico de enclavamientos	N/A