



**UNIVERSIDAD DISTRITAL
FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS**

INFORME FINAL DE PASANTÍA

**PROYECTOS DE RENOVACIÓN EJECUTADOS EN EL CTE
ORIENTE, GEM SPAT**

RONALDO CARVAJAL ROJAS

UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROYECTO CURRICULAR DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

BOGOTÁ DC

2019

**PROYECTOS DE RENOVACIÓN EJECUTADOS EN EL CTE ORIENTE, GEM
SPAT**

RONALDO CARVAJAL ROJAS

TRABAJO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

DIRECTOR INTERNO:

I.E, Msc., PhD. EDWIN RIVAS TRUJILLO

DIRECTOR EXTERNO:

I.E, Msc. JORGE ANTONIO JAIMES BÁEZ

UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROYECTO CURRICULAR DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

BOGOTÁ D.C.

2019

Agradecimientos

En el presente trabajo de pasantía se ve evidenciado el proceso de formación académica recibido por la Universidad Distrital Francisco José de Caldas, la cual me brindó una educación integral en la que se vinculan diferentes competencias para brindar soluciones y mejoras a los problemas de nuestra sociedad.

En primer lugar, agradezco a Dios por las oportunidades que se me han dado en la vida, a mi familia por brindarme el apoyo en los momentos más difíciles de mi formación profesional y lo necesario para poder acceder a la educación; a mis padres que me brindaron toda su confianza, enseñanza y consejos a lo largo de estos años, pues gracias a ellos he formado un carácter y unos valores esenciales en el ser humano.

A todos mis compañeros del área de operaciones y mantenimiento, CTE Oriente, ISA Inercolombia, por no negarme la puerta a sus conocimientos y experiencias como aporte a mi crecimiento como profesional, a mi director externo Ing. Jorge Antonio Jaimes Báez por permitirme realizar este trabajo de grado en su grupo y en especial a los ejecutores de mantenimiento que participaron en los proyectos de renovación aquí documentados, con quienes de la mano se logró el objetivo propuesto en el trabajo, extendiendo un reconocimiento a mi director del proyecto interno Ing. Edwin Rivas Trujillo por su apoyo y sus enseñanzas en mi formación como profesional.

A mis amigos y compañeros de aula, con los que compartí los mejores y peores momentos de mi formación académica, quienes de la mano logramos superar todos nuestros objetivos propuestos, siempre contribuyendo a mejorar entre nosotros, se compartió más que un aula de clase se compartió enseñanzas y experiencias para la vida.

Finalmente, agradezco a mi Universidad Distrital junto con todo su cuerpo docente y administrativo, quienes me permitieron un nuevo mundo de enseñanza, conocimiento y formación.

TABLA DE CONTENIDO

Lista de Figuras	6
Lista de Tablas	7
Glosario	9
1. Introducción.....	12
1.1 Formulación del Problema.....	12
1.2 Justificación	13
1.3 Objetivos.....	13
1.3.1 Objetivo General.....	13
1.3.2 Objetivos Específicos	13
2. Marco Referencial.....	14
2.1 Sistemas de control	14
2.1.1 Arquitectura de los sistemas de control.....	14
2.2 Manual de Ingeniería Secundaria.....	15
2.3 GEM SPAT	15
2.4 Protecciones para transformadores de potencia.....	15
2.5 Protecciones para Línea.	16
2.6 Sistema de control y coordinación SCC.	17
3. Plan de Trabajo.....	18
3.1 Exploración y recopilación de información.....	18
3.2 Elaboración de Documentos	18
3.3 Validación de los criterios establecidos por Intercolombia	18
OBJETIVO I.....	19
4. Línea Arauca	19
4.1 Subestación Toledo 230kV.....	20
4.1.1 Antecedentes.....	21
4.1.2 Actividades de Renovación	23
4.1.3 Función Zona muerta.....	25
4.1.4 Polaridades.	26
4.1.5 Señales de entrada y de Salida de las protecciones PT1 y PT2.....	27
4.1.6 Bloques de Pruebas.....	31
4.1.7 Comunicación.....	31

4.1.8	Actividades adicionales en campo.....	32
4.2	Subestación Samoré 230kV	33
4.3	Subestación Banadía 230kV.	35
4.4	Subestación Caño Limón	38
5.	Subestación la Sierra 230kV	40
5.1	Protección	42
5.2	Entradas Relés de protección de línea.	43
5.3	Teleprotección	44
5.4	Supervisión y Control de la Subestación	45
5.4.1	Nivel 0	45
5.4.2	Nivel 1	46
5.4.3	Nivel 2	47
5.4.4	Nivel 3	49
5.5	Servicio Auxiliares	49
5.6	Distribución de polaridades	49
5.7	Red de comunicación y gestión	51
5.8	Pruebas.....	54
OBJETIVO II	1955	
6.	Criterios Técnicos.....	55
6.1	IED's.....	55
6.2	Protección	56
6.2.1	Función Principal de Transformador 87T	56
6.2.2	Función Principal de Línea 21	56
6.2.3	Teleprotección	57
6.3	Bloques de Pruebas	57
6.4	MK's	58
6.5	Servicios auxiliares:.....	58
6.6	Niveles de Operación.....	59
6.7	Reporte de señales SOE.....	59
6.8	Comunicaciones.....	59
6.9	Generalidades.....	60
6.9.1	Cableado	60
6.9.2	Bornas.....	60

6.9.3	Borna Seccionables.....	61
6.9.4	Distribución de equipos en tableros.....	61
6.10	Análisis Proyecto Renovación Línea Arauca	62
6.11	Análisis proyecto Renovación Subestación La Sierra 230kV.	63
OBJETIVO III.....		1964
7.	Requerimientos.....	64
7.1	Consideraciones Protección de Transformador Subestación en configuración de barras 65	
7.2	Consideraciones Protección de bahía de línea	65
8.	Programación	66
8.1	Programación IED's de Protección S/E La Sierra.	66
8.2	Programación IED's de protección Línea Arauca.	70
9.	Alcances e impactos del trabajo de pasantía	71
10.	Evaluación de Objetivos	72
11.	Recomendaciones	73
12.	Conclusiones	73
13.	Referencias.....	74

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1. Esquema del Sistema de control y coordinación SCC.</i>	<i>17</i>
<i>Figura 2. Activos de ISA donde se llevan a cabo las renovaciones.</i>	<i>19</i>
<i>Figura 3. Configuración de los transformadores de las subestaciones de la línea Arauca.</i>	<i>20</i>
<i>Figura 4. Diagrama Unifilar Subestación Toledo 230 kV.</i>	<i>21</i>
<i>Figura 5. Diagrama de principio Subestación Toledo 230 kV.</i>	<i>22</i>
<i>Figura 6. Disposición física de los tableros de control de la S/E Toledo.....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 7. Esquema de protección del transformador Toledo 230/34.5/13.8 kV.....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 8. Lógica de programación de la Función zona muerta del devanado 2.....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 9. Diagrama Z Relé de protección ABB RET670.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 10. Esquema de gestión y comunicación de las protecciones PT1 y PT2 S/E Toledo.</i>	<i>32</i>

<i>Figura 11. Gabinetes de protección de Transformador S/E Toledo.</i>	33
<i>Figura 12. Unifilar Subestación Samoré 230 kV</i>	34
<i>Figura 13. Esquema de protección del transformador Samoré 230/34.5/13.8 kV</i>	35
<i>Figura 14. Diagrama Unifilar Subestación Banadía 230 kV</i>	36
<i>Figura 15. Esquema de protección del autotransformador Banadía 230/115/34.5 kV</i>	37
<i>Figura 16. Esquema protección función zona muerta en autotransformador 230/115/34.5 kV</i>	37
<i>Figura 17. Diagrama Unifilar Subestación Caño limón 230 kV</i>	38
<i>Figura 18. Esquema de protección del transformador TR2 Caño Limón 230/34.5/13.8 kV</i>	39
<i>Figura 19. Esquema protección función zona muerta en transformador 230/34.5/13.8 kV</i>	39
<i>Figura 20. Diagrama Unifilar subestación La Sierra 230 kV</i>	40
<i>Figura 21. Líneas de transmisión de la Subestación la Sierra.</i>	41
<i>Figura 22. Esquema de teleprotección de Línea</i>	45
<i>Figura 23. Tablero de agrupamiento del interruptor, nivel 0</i>	46
<i>Figura 24. Nuevos Gabinetes de control de diámetros 2 y 3, S/E La Sierra.</i>	47
<i>Figura 25. El Computador SEL 3355.</i>	48
<i>Figura 26. Esquema de hardware de los servidores SEL 3355.</i>	48
<i>Figura 27. IHM - Subestación La Sierra.</i>	49
<i>Figura 28. Red LAN, comunicación y Gestión S/E La Sierra.</i>	52
<i>Figura 29. Disposición final tableros de protección y control Sala de Control S/E La Sierra.</i>	54
<i>Figura 30. Distribución de equipos para tableros de protección de línea</i>	61
<i>Figura 31. Diagrama del desarrollo lo metodología de la pasantía.</i>	72

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1. Funciones habilitadas de las protecciones principales según el devanado</i>	24
<i>Tabla 2. Acción de disparo de cada función sobre los interruptores</i>	25
<i>Tabla 3. Nomenclatura asignada en el software para la programación de la zona muerta</i>	26
<i>Tabla 4. Asignación de polaridades DC del tablero +5107 S/E Toledo.</i>	27
<i>Tabla 5. Entradas análogas del Relé.</i>	28
<i>Tabla 6. Entradas Digitales de los Relés S/E Toledo 230kV.</i>	28
<i>Tabla 7. Salidas del Relés PTI S/E Toledo.</i>	29
<i>Tabla 8. Referencia de los bloques de prueba de las protecciones principales</i>	31

<i>Tabla 9. Asignación de la nomenclatura de los tableros de protección de línea.....</i>	<i>42</i>
<i>Tabla 10. Funciones habilitadas de las protecciones principales de Línea.</i>	<i>43</i>
<i>Tabla 11. Polaridades tablero controlador de subestación =D00+W00T.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 12. Polaridades tablero controlador de subestación =D00+W00T.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 13. Polaridades tablero controlador de diámetro 2 =D02+W02.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 14. Polaridades tablero protección de línea =L12+R12.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 15. Asignación de IP's para los equipos de la Subestación la Sierra 230kV.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 16. Criterios de revisión de los Dispositivos de protección.....</i>	<i>55</i>
<i>Tabla 17. Criterio de diseño función principal diferencial de transformador.....</i>	<i>56</i>
<i>Tabla 18. Criterio de diseño función principal de línea.</i>	<i>56</i>
<i>Tabla 19. Criterio de diseño teleprotección.....</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 20. Criterios de revisión de los bloques de pruebas.</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 21. Requerimientos mínimos del bloque de prueba.</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 22. Criterio de revisión de los MK's.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 23. Criterios de revisión de los SSAA.</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 24. Criterios de revisión para Operación por niveles.</i>	<i>59</i>
<i>Tabla 25. Señales SOE mínimas para protección distancia.</i>	<i>59</i>
<i>Tabla 26. Criterio de revisión para comunicaciones.....</i>	<i>59</i>
<i>Tabla 27. Marquillado del cable interno.</i>	<i>60</i>
<i>Tabla 28. Marquillado del cable externo.....</i>	<i>60</i>
<i>Tabla 29. Funciones de protección de la PL2 ABB REL670 S/E La Sierra.</i>	<i>67</i>
<i>Tabla 30. Funciones de protección de la PL1 Siemens 7SA87 S/E La Sierra</i>	<i>68</i>
<i>Tabla 31. Funciones adicionales IED de protección PL1.</i>	<i>69</i>
<i>Tabla 32. Funciones de protección ajustadas en el estudio de coordinación de protecciones Toledo 230kV.....</i>	<i>70</i>

GLOSARIO

Acrónimo	Definición
<i>CSM</i>	Centro de Supervisión y Maniobras de INTERCOLOMBIA
<i>CTE</i>	Centro de Transmisión de energía
<i>CD</i>	Circuito de disparo
<i>FAT</i>	Prueba de Aceptación en fábrica
<i>GEM</i>	Grupo de Trabajo en la Ejecución Mantenimiento
<i>IED</i>	Dispositivo electrónico inteligente
<i>IHM</i>	Interfaz hombre-Máquina
<i>IPAT</i>	Inductancia de Puesta a Tierra
<i>MCB</i>	Mini-circuit Breaker
<i>MK</i>	Tablero de agrupamiento
<i>ODP</i>	Distribuidor de Fibra Óptica
<i>POA</i>	Plan de optimización de activos
<i>POTT</i>	Permissive Over-reaching Transfer Trip
<i>TPS</i>	Teleprotección
<i>RTU</i>	Unidad de Transmisión Remota
<i>SAS</i>	Sistema de Automatización de la Subestación
<i>SAT</i>	Pruebas de Aceptación en Sitio
<i>SCC</i>	Sistema de Control y Coordinación
<i>SSAA</i>	Servicios Auxiliares
<i>SOE</i>	Sequence of events
<i>SPAT</i>	Supervisión, Protección, Automatización y Teleprotección

Bloque de prueba: Dispositivo que permite realizar las pruebas correspondientes al IED de protección sin tener la necesidad de intervenir y manipular borneras o cables en el interior del gabinete, cuyas funciones son [2]:

- Aislar la acción de disparos al interruptor y los arranques a las protecciones de falla interruptor y al recierre.
- Cerrar el contacto de indicación de peine insertado.
- Cortocircuitar las corrientes hacia el lado del Transformador de Corriente sin requerir de puentes externos
- Aislar los circuitos de tensión y los circuitos de corriente hacia la protección.

CSM: Centro de control responsable de la planeación eléctrica de corto plazo, coordinación, supervisión y control de la operación de las redes, subestaciones y plantas de generación que se encuentren bajo cobertura de INTERCOLOMBIA. [7]

CTE: Centro de Transmisión de Energía. Son áreas de la organización ubicadas estratégicamente a lo largo del país, mediante los cuales INTERCOLOMBIA opera y mantiene los activos a cargo de INTERCOLOMBIA. [1]

Circuito de Disparo: Parte constitutiva del interruptor de potencia, compuesto por un contacto y bobina disparo, energizados externamente por una fuente DC, cuya función principal es recibir las señales de los dispositivos de protección, y enviar la señal de disparo al interruptor. [2]

IED: Es un dispositivo electrónico inteligente, con un sistema embebido capaz de implementar múltiples funciones de protección, medición y simultaneidad de ambas. En los sistemas eléctricos ofrecen rendimiento mejorado, mayor flexibilidad, menor espacio y cableado, así como una mayor orientación a la multifuncionalidad. [8]

IHM: Es el punto en el que seres humanos y computadores se ponen en contacto, transmitiéndose mutuamente tanto información, órdenes y datos como sensaciones, intuiciones y nuevas formas de ver las cosas. En las subestaciones se le conoce como el nivel 3 de control y operación. [9]

IPAT: También conocido como reactor de puesta a tierra del neutro, se utilizan para limitar la corriente de falla de línea a tierra, pero permitir suficiente flujo de corriente de falla para operar relés de protección para despejar la falla. La IPAT reducen los esfuerzos de cortocircuito en los transformadores. [10]

Mantenimiento: Conjunto de acciones o procedimientos tendientes a preservar o restablecer un bien, a un estado tal que le permita garantizar la máxima confiabilidad. [1]

MCB: Dispositivo de protección ante cortocircuito capaz de interrumpir el paso de la corriente cuando esta supera su valor máximo. [2]

MK's (Marshaling Kiosk): Es el lugar en el patio de conexiones en donde se ofrece una frontera entre la ingeniería general y la detallada por funciones para cada uno de los campos de la subestación. [2]

Norma Técnica: Documento aprobado por una institución reconocida, que prevé, para un uso común y repetido, reglas, directrices o características para los productos o los procesos y métodos de producción conexos, servicios o procesos, cuya observancia es obligatoria. [1]

Distribuidor de Fibra óptica: Punto común de conexión para fibra óptica en los tableros, cuya función es permitir un fácil tendido entre tableros. [2]

Operación: Comprende el conjunto de actividades organizadas, necesarias para garantizar la seguridad y continuidad del servicio de transmisión de energía eléctrica con las condiciones de calidad exigibles en aplicación de la normatividad vigente. [1]

POA: Los proyectos de optimización de activos son los que tienen repercusiones en los activos del STN, en especial aquellos que tienen que ver con cambios y renovaciones que incluyen presupuestos. [2]

RedBoxes: (Redundancy Boxes), son equipos de red que permiten conectar equipos terminales que tengan un solo puerto a una red redundante con protocolo PRP. [2]

RTU: Es un equipo de monitoreo, señalización y mando, que suministra información de la operación de los instrumentos de telemedida y equipos instalados en la subestación (Interruptores,

seccionadores, Relés, etc.). La información es detallada del equipo en operación, registrando el código, la fecha, el tiempo de ejecución y demás parámetros eléctricos. [2]

Servicios auxiliares: Conjunto dispositivos que sirven para alimentar las diferentes cargas AC y DC necesarias para la operación de la subestación. [2]

Sistema de Transmisión Nacional –STN: es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de bajo y los correspondientes módulos de conexión. [1]

Sistema SCADA: (Supervisory Control and Data Acquisition). Conjunto de equipos utilizados para supervisar y controlar de forma remota un sistema o unas instalaciones a través de señales análogas y digitales, que llegan a él a través de Unidades Terminales Remotas (RTU) o a través de un Gateway. [1]

SOE: (Sequence Of Events). Es un reporte del sistema SCADA, que muestra información de operación de relés de protección, cambios de estado en interruptores y otras alarmas útiles de las subestaciones, con estampa de tiempo en milisegundos, usado comúnmente para los análisis de eventos en el sistema de transmisión de energía. [1]

Supervisión: Adquisición, en forma directa o indirecta, de información de variables operativas y posición de equipos y procesamiento de las mismas, sin que esto implique Control Operativo de tales variables. Permite supervisar la red, que comprende el conjunto de actividades mediante las cuales el personal de operación hace seguimiento a las variables operativas (voltaje, corriente, potencia, temperatura, entre otras variables) identificando y tomando acciones respecto a cambios anormales en las mismas. [1]

Transmisión de energía eléctrica: es la actividad consistente en el transporte de energía eléctrica por sistemas de transmisión y la operación, mantenimiento y expansión del Sistema de Transmisión Nacional. [1]

1. Introducción

ISA Intercolombia en el CTE Oriente, a través del GEM SPAT, ha desarrollado recientemente dos grandes proyectos de renovación en las subestaciones que componen la Línea Arauca y la subestación la Sierra 230kV; estos proyectos son pioneros en la actualización de los esquemas de protección, control y supervisión en subestaciones de alta tensión del STN, por lo cual se hace necesario dejar un registro del desarrollo técnico de los mismos, que sirva como soporte de verificación del cumplimiento de los criterios de diseño e implementación establecidos por la empresa según el tipo de actividad ejecutada; realizando una comparación entre lo presentado en el Manual de Ingeniería Secundaria y el trabajo llevado a cabo durante la ejecución de los proyectos.

El presente documento busca realizar una recopilación y unificación de la información resultante de los dos proyectos de renovación, que sirvan como registro y punto de referencia para el personal que no participó en las actividades y necesite conocer de las mismas, ya sea por atención de eventos de disponibilidad o por renovaciones futuras.

El grupo en ejecución de mantenimientos SPAT, espera identificar las oportunidades de mejora resultantes de estos proyectos, para replicarlos en los proyectos venideros que se desarrollarán con estas nuevas tecnologías que están marcando tendencia en los esquemas de protección, control y supervisión de subestaciones de AT.

1.1 Formulación del Problema

El CTE Oriente, a través del Grupo en Ejecución de Mantenimiento SPAT, ha desarrollado actividades de actualización y renovación POA, en las subestaciones que presentan obsolescencia tecnológica en los equipos que componen sus esquemas de protección y control. Los proyectos más relevantes fueron llevados a cabo en la Línea Arauca y la Subestación La Sierra, donde se presentaban los siguientes problemas:

- ✓ La línea Arauca con una extensión de 257.905 Km, nivel de tensión de 230kV y configuración radial, está compuesta por cinco subestaciones: Palos, Toledo, Samoré, Banadía y Caño Limón. Tiene la función principal de alimentar empresas de extracción petroleras instaladas en el sector, siendo necesario darle el mayor grado de confiabilidad, seguridad y robustez a sus esquemas de protección, aunque la tarea se dificulte debido a la antigüedad de los equipos que los componen, en especial los transformadores de potencia.
- ✓ La Subestación La Sierra 230kV, presenta una serie de inconvenientes que no permiten el correcto funcionamiento del sistema de protección, control y supervisión, especialmente por la total pérdida de control y reporte de señales SOE desde el nivel 3 en el CSM y el IHM en el nivel 2.

Por la importancia que representan estas subestaciones en Sistemas de Transmisión Nacional, y la magnitud de los cambios y actualizaciones pioneras que representan estos dos proyectos, es importante tener un registro claro sobre el desarrollo técnico de los mismo, que sirva como medio de validación del cumplimiento de los criterios de diseño para la ingeniería secundaria establecidos por ISA Intercolombia en el Manual de Ingeniería Secundaria, que además están siendo actualizados semestralmente.

Adicionalmente, no existe un documento que sirva como referencia al personal SPA que no participó en las actividades, para que conozcan el desarrollo e implementación técnica de cada uno de los proyectos, para la homologación de conocimientos, renovaciones futuras y atención de eventos de disponibilidad.

1.2 Justificación

El presente proyecto surge como propuesta del GEM SPA, CTE Oriente, quien propone realizar una prueba piloto con las actividades de renovación en la Línea Arauca y la Subestación la Sierra, donde se establece la unificación de toda la documentación técnica emergente durante ejecución de los proyectos (planes de trabajo, antecedentes, estudio de coordinación de protecciones, planos rojo-verdes, informes de trabajo en campo, registros fotográficos, entre otros), en un solo documento. La función principal de dicho documento será servir como medio de validación del cumplimiento obligatorio de los criterios de renovación establecidos por ISA Intercolombia para los esquemas de protección, control y supervisión, a partir de la comparación del trabajo realizado mientras se desarrollaban los proyectos, con lo consignado en el Manual de Ingeniería secundaria actualizado a la fecha. La validación irá de la mano con visitas en las subestaciones involucradas en las actividades de renovación y la exploración en los Software de programación de los relés multifuncionales IED's ABB y Siemens, para verificar la existencia de las funciones de protección mínimas que deben ser habilitadas según la bahía que se quiere proteger.

- ✓ En las subestaciones de la línea Arauca, para proteger las bahías de transformación, se realiza la actualización y cambio de los relés de protección de transformación 87T (Diferencial de Transformación) por dos unidades multifuncionales ABB para cada transformador; adicional a esto, se plantea una mejora en la red de gestión y comunicación de la Subestación.
- ✓ En la S/E La Sierra se quiere proteger las bahías de línea de los diámetros 2 y 3, haciendo una actualización y transición de un sistema de control y coordinación SCC a un sistema de automatización de subestación SAS en los 4 niveles de control; para lo cual se hace una renovación total de los tableros de protección y control de la subestación.

Los documentos resultantes se dejarán como referencia para los proyectos venideros, identificando las oportunidades de mejora que serán de utilidad para las futuras renovaciones de otras subestaciones. El documento será el referente de información para los integrantes del Grupo SPAT que no participaron en los proyectos y lo necesitan para actividades de renovación futuras y atención de eventos de disponibilidad.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Validar el cumplimiento de los criterios de diseño establecidos por Intercolombia en los proyectos de renovación ejecutadas recientemente por el GEM SPA, CTE Oriente, en la Línea Arauca y la Subestación La Sierra.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Unificar la Información existente sobre el desarrollo técnico y/o renovaciones en las subestaciones de la línea Arauca y S/E la Sierra.
- Comparar el diseño implementado en las renovaciones de los esquemas de protección y control en la Línea Arauca y Subestación la Sierra, con lo establecido en el Manual de Ingeniería Secundaria.
- Validar la programación de los IED's de protección en los softwares de programación ABB y Siemens, con el cumplimiento del mínimo de funciones que se requieren según la bahía que se desea proteger:
 - ✓ Bahía de transformación línea Arauca
 - ✓ Bahía de Línea Subestación la Sierra

2. Marco Referencial

2.1 Sistemas de control

2.1.1 Arquitectura de los sistemas de control

Los sistemas de control de subestaciones se estructurarán de manera jerárquica mediante cuatro (4) niveles de control así:

Nivel 0:

Esta opción de mando se utilizará solamente para mantenimiento. Para subestaciones con tecnología AIS: Desde las cajas de mando de los equipos de maniobra en el patio de la subestación. Para subestaciones con tecnología GIS: Desde los Gabinetes de Control Local – LCC.

Las cajas de mando de los equipos de maniobra tendrán un selector que permita seleccionar los modos de operación REMOTO-DESCONECTADO-LOCAL. En el modo REMOTO se ejecutan comandos desde los niveles de control superiores (Niveles 1, 2 y 3). Los disparos provenientes de los relés de protección para los interruptores solo serán efectivos en modo REMOTO. En el modo DESCONECTADO, no se podrá realizar ningún comando sobre el equipo desde ningún nivel de control [2].

Nivel 1:

Desde el controlador de Bahía o desde el mímico de respaldo ubicado en este nivel.

En el gabinete de control se dispondrá de un selector físico externo al controlador con las posiciones NORMAL-EMERGENCIA, el cual tendrá retorno automático a la posición NORMAL. En el modo NORMAL se habilitan los comandos emitidos por el controlador de bahía. En el modo EMERGENCIA solo se permitirán comandos para los interruptores desde el mímico de respaldo en el propio gabinete, sin intervención del controlador de bahía. En la pantalla del controlador de bahía se dispone de una selección de los modos de operación REMOTO-LOCAL para el controlador. En el modo REMOTO se permiten comandos desde los Niveles 2 y 3. En el modo LOCAL permiten comandos desde la IHM local del controlador de bahía. [2]

Nivel 2:

Desde el Interfaz Humano-Máquina (IHM) en la Sala de Control de la subestación.

En estas estaciones se seleccionarán los modos de operación REMOTO-SUBESTACIÓN. Cuando en el nivel 2 se selecciona el modo de operación REMOTO, sólo podrán ejecutarse comandos desde el CSM. En modo de operación SUBESTACIÓN, se podrán ejecutar comandos desde la IHM del Nivel 2 en la sala de control de la subestación [2].

Nivel 3: Remotamente desde el Centro de supervisión y Maniobras – CSM

El Sistema de Automatización de la Subestación (SAS) constituye los niveles 1 y 2 de control y el interfaz con el Nivel 3 de control remoto. Corresponde al mando desde el centro de control remoto; desde este se podrá controlar remotamente la subestación cuando el modo de control seleccionado en las estaciones de operación del Nivel 2 del SAS sea REMOTO [2].

Arquitectura SAS

El SAS es un sistema de control digital distribuido basado en la norma IEC 61850 e implementado sobre una red de datos de área local (LAN) con topología redundante sin tiempos de conmutación, mediante doble anillo de suiches con protocolo PRP (Parallel Redundancy Protocol) versión 2 o superior [2].

2.2 Manual de Ingeniería Secundaria

La ingeniería secundaria (Sistemas de Protección, Control, Servicios Auxiliares y Telecomunicaciones) para subestaciones de alta y extra alta tensión, en ISA y sus filiales tiene como referencia EL MANUAL DE INGENIERÍA SECUNDARIA, donde se definen los lineamientos básicos para unificar los criterios en el desarrollo de esta ingeniería en las subestaciones bajo la normativa vigente.

En el manual se establece el mínimo de funciones de protección y dispositivos que se den implementar para desarrollar un debido esquema de protección según la bahía que se quiera proteger o supervisar.

Los criterios de este manual estarán alineados con los criterios técnicos de las normas internacionales, sin embargo, serán supeditados y subordinados a los requerimientos de la reglamentación técnica de cada país y los requerimientos definidos en las bases técnicas de las convocatorias y/o pliegos [2].

2.3 GEM SPAT

En INTERCOLOMBIA los Grupos Ejecutores de Mantenimiento o GEM, son los equipos de trabajo encargados de las actividades de Mantenimiento y se dividen en tres (3) especialidades según su campo de trabajo, así:

- ✓ El GEM Líneas, es el grupo responsable de realizar labores de control de obras al mantenimiento de líneas.
- ✓ El GEM SPAT, es el grupo responsable de realizar las actividades de mantenimiento a los equipos de protecciones, control, medida, supervisión, registro, telecomunicaciones y servicios auxiliares de corriente directa - DC.
- ✓ El GEM Subestaciones, es el grupo responsable de realizar las actividades a todos los equipos de patio, pórticos de cables, herrajes, aisladores, iluminación, sistemas de apantallamiento, sistema de malla a tierra y los servicios auxiliares de corriente alterna – AC de patio y sala de control.

Los servicios auxiliares responsabilidad del grupo SPA son los equipos para conversión AC/DC, DC/DC y DC/AC, barrajes de DC, banco de baterías y del control de la transferencia de servicios auxiliares de AC/DC [1].

2.4 Protecciones para transformadores de potencia

Los esquemas de conexión de los transformadores requieren proteger mínimo dos bahías, es decir, una bahía por cada nivel de tensión del equipo. Además de la condición anterior se tiene que involucrar en los esquemas eléctricos de protección de transformadores, la acción de las protecciones mecánicas del mismo, por tal motivo el escenario para la protección de un transformador es amplio. Como premisa de análisis se tendrá la siguiente: el transformador de potencia y las bahías asociadas son propiedad de ISA.

Las dos protecciones principales de las derivaciones/bahía de líneas y transformadores, se darán respaldo entre ellas, en el momento en que alguna quede fuera de servicio o inhabilitada, la segunda protección estará de respaldo cumpliendo las mismas funciones. [2]

Función 87T

La función diferencial debe ser del tipo porcentual con mínimo dos pendientes de operación ajustables, debe permitir proteger transformadores trifásicos o bancos conformados por unidades monofásicas y con ajustes por magnitud y grupo de conexión. No se permitirán transformadores de corriente auxiliares externos. La protección debe ser apta para proteger un autotransformador con devanado terciario cargable y con cambiador de tomas.

Tendrá bloqueo o restricciones de segundo y quinto armónico, evitando así las desconexiones ante transitorios de energización y sobreexcitación, respectivamente estos bloqueos son temporales si sobrepasan un tiempo definido, tendrá que desbloquearse y disparar. Deberá contar con un umbral alto de corriente diferencial, para cuando se sobrepase este valor se desbloquee el segundo y quinto armónico y se produzca disparo directo. [2]

Función 50BF

Es la función de protección de falla interruptor (50BF), es implementada como función de respaldo, cuya operación se vincula a la no apertura de un interruptor de potencia cuando el sistema está en anomalía; despejará la falla abriendo todos los interruptores aledaños al que no pudo realizar la operación. Se implementará en un relé independiente y diferente a las protecciones principales o de respaldo; opera directamente las bobinas de apertura de los interruptores correspondientes.

Esta protección puede estar asociada al sistema de protección diferencial de barras (87B distribuida), utilizando el mismo sistema de disparo de los interruptores. Sin embargo, debe poderse discriminar la acción de la protección por 87B o por 50BF. Para subestaciones de interruptores en el corte del medio (corte B) esta función no estará asociada a la diferencial de barras. [2]

Registrador de fallas

Los registradores de falla deben ser equipos programables de tecnología numérica y bajo consumo, con doble puerto de fibra óptica multimodo y cumplirán con el protocolo PRP. En caso de no contar con doble puerto se conectarán al sistema SAS mediante "RedBoxes" que permiten conectar equipos con un solo puerto a una red redundante con protocolo PRP. Los eventos deberán ser fechados con el año, mes, día, minuto, segundo y milisegundo, sincronizándose desde un reloj por satélite GPS y almacenará en la memoria del registrador la siguiente información:

- Identificación de la subestación y del registrador de fallas.
- Frecuencia de muestreo.
- Duración del tiempo de pre y post-falla.
- Fecha y hora de la orden de arranque.
- Criterio de arranque.
- Cantidad y tipo de los canales muestreados

2.5 Protecciones para Línea.

Función 21

La función de protección de distancia (21), también conocida como función de impedancia, se considera la función principal de protección para un esquema de líneas, por su capacidad de identificar la variación de la impedancia de la línea, en la zona donde está sucediendo la falla. La coordinación de esta función se hace generalmente bajo cuatro (4) zonas de operación, que incluyen el porcentaje de la línea a proteger. Para la calibración en los relés de protección, basta con seleccionar el tiempo de operación por zona, según los niveles de tensión y corriente ya establecidos para la línea.

Teleprotección

El equipo de teleprotección debe tener capacidad para comunicación de múltiples comandos independientes de modo que para cada uno de ellos el esquema de disparo se pueda asignar en forma diferente y se pueda ajustar el tiempo, cumpliendo con las exigencias de fiabilidad, seguridad y tiempo de transmisión que el esquema de protección requiere. [2]

2.6 Sistema de control y coordinación SCC.

La subestación La Sierra 230kV tenía implementado el sistema de control y coordinación SCC, distribuido en los 4 niveles jerárquicos de control establecidos para su operación tanto local como remotamente y cumple con las siguientes características:

- ✓ La información de las protecciones de diámetro y de los equipos en patio es llevada a los PLC usando cable de cobre.
- ✓ Para la red de comunicación se utiliza el protocolo ModBus plus para el intercambio de información entre los niveles 1 y 2, sobre cable trenzado y apantallado.
- ✓ La comunicación entre el CND y la subestación se hace a partir de un convertidor de protocolos Indactic33/41A de la RTU al protocolo IEC60870-5-101 al CND, lo cual se puede ver más claramente en la ver figura 1.

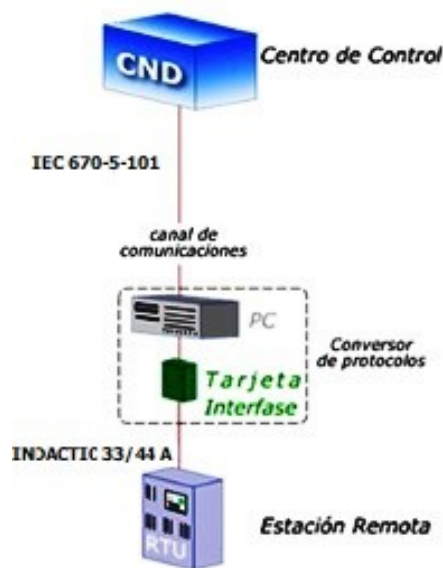


Figura 1. Esquema del Sistema de control y coordinación SCC.

Obtenido de la red, Presentación “MODERNIZACIÓN S/E LA SIERRA” CTE Oriente.

Como el mantenimiento del protocolo Indactic33/41A implicaba un costo adicional, se optó por unificar el protocolo del Nivel 3 con la norma de comunicación entre centros de control y sistemas de control de subestación.

3. Plan de Trabajo

3.1 Exploración y recopilación de información

Se procede a realizar una recopilación de las consignaciones, datos, estudio de coordinación de protecciones, planos, fotos, programación y demás información relacionada con cada proyecto de renovación en la Línea Arauca y S/E La Sierra, para generar una base de datos unificada, seleccionando la información más relevante y concisa para la construcción de un resumen técnico de las actividades de actualización y renovación ejecutadas. Adicionalmente, se espera solicitar y llevar la base de datos la documentación que no ha sido registrada y es necesaria para este tipo de renovaciones.

3.2 Elaboración de Documentos

Con la información obtenida de la indagación e investigación de los documentos y memorias vividas por los participantes en las renovaciones, realizar un documento escrito independiente por subestación, donde se plasme el desarrollo e implementación de las actualizaciones llevadas a cabo durante cada plan de trabajo.

- ✓ En la línea Arauca se registra el cambio de las protecciones de transformador 87T y la actualización y mejora de la red de gestión y comunicación de cada subestación de componen la línea: Toledo, Samoré, Banadía y Caño Limón.
- ✓ En la Subestación La Sierra, se renueva totalmente el esquema de protección, control y supervisión; básicamente se elimina todo el esquema anterior y se cambia por uno nuevo, adicionando la migración al SAS. La documentación registra el cambio y actualización llevada a cabo en cada nivel de control (nivel 0, 1, 2 y 3), y la renovación de los tableros de protección.

3.3 Validación de los criterios establecidos por Intercolombia

Tras la construcción de los documentos, se procede a comparar el desarrollo técnico de cada proyecto con los criterios establecidos por ISA Intercolombia en el manual de ingeniería secundaria, en aspectos tales como:

- ✓ Especificaciones de los relés de protección y funciones necesarias para las bahías de transformación y de línea.
- ✓ Equipos, comunicación y protocolos necesarios para la Red de Gestión.
- ✓ Configuración, distribución y características necesarias para los diferentes niveles de control de la subestación establecidos para el SAS.

Específicamente se plantea la validación del uso correcto y habilitación de las funciones de protección mínimas que deben tener las bahías de línea para el proyecto la Sierra y de transformación para la línea Arauca, haciendo una exploración en los códigos de programación de los softwares de ABB y Siemens de los relés multifuncionales correspondientes a cada fabricante. La retroalimentando se hace con los ejecutores de mantenimiento que participaron de los trabajos

OBJETIVO I

En esta sección se presenta de forma unificada, el trabajo realizado y el desarrollo técnico de la implementación de los proyectos de renovación recientes ejecutadas en el CTE Oriente, a través del GEM SPAT, más específicamente en las actualizaciones del esquema de protección de transformador en las subestaciones que componen la línea Arauca (Toledo, Samoré, Banadía y Caño Limón); y la renovación y actualización total del sistema de protección, control y supervisión, e implementación del SAS en la S/E La Sierra 230kV. En la imagen 1 se presentan los activos del STN que fueron intervenidos durante la ejecución de los proyectos de renovación, donde se puede apreciar la ubicación geográfica de las subestaciones y zonas de trabajo en Colombia.



Figura 2. Activos de ISA donde se llevan a cabo las renovaciones.
Obtenido de la base de datos de la UPME

4. Línea Arauca

La línea Arauca es una de las más antiguas del sistema de transmisión nacional, construida principalmente para alimentar las empresas de extracción petrolera instaladas en el sector (Ecopetrol y OXY), y posteriormente para las cargas residenciales de los departamentos aledaños a las subestaciones.

Está compuesta por cinco subestaciones: Palos, Toledo, Samoré, Banadía y Caño Limón; de las cuales únicamente la primera no es propiedad de los activos de ISA. El problema de estas subestaciones radica en la antigüedad y obsolescencia tecnológica de los equipos de protección y la red de gestión allí instalados, los cuales no pueden ser intervenidos con frecuencia o facilidad, debido a la configuración de la línea, que no permite poner únicamente una de las subestaciones fuera de servicio sin generar repercusiones en las otras. Por la importancia que representa la línea para la economía del

país, es obligatorio darle la mayor cantidad de robustez, protección y confiabilidad posible a las subestaciones; por tal razón, el GEM SPAT procede a realizar la renovación de los relés de protección asociadas a los transformadores o autotransformadores de potencia tridevanado, que para la fecha no cumplían con los nuevos criterios de diseño y revisión establecidos para los esquemas de protección establecidos por la INTERCOLOMBIA en el Manual de ingeniería secundaria hoy actualizado, que sugiere el uso de relés multifuncionales para las protecciones principales de transformación, a los que se les pueda realizar gestión remotamente.

El trabajo realizado se desarrolla en diferentes tiempos, ejecutando las actividades en una subestación a la vez, donde únicamente se intervinieron los tableros de protección relacionados con los transformadores, adicionando las modificaciones necesarias para la red de gestión. Para mayor claridad de los activos e interruptores que tienen acción directa en el proyecto, dirigirse a la figura tres, donde se puede apreciar la configuración de la línea Arauca y el activo que fue intervenido para cada subestación, donde el trabajo fue similar en cada una, teniendo en cuenta las variaciones que existen entre ellas, tales como la cantidad y tipo de transformador.

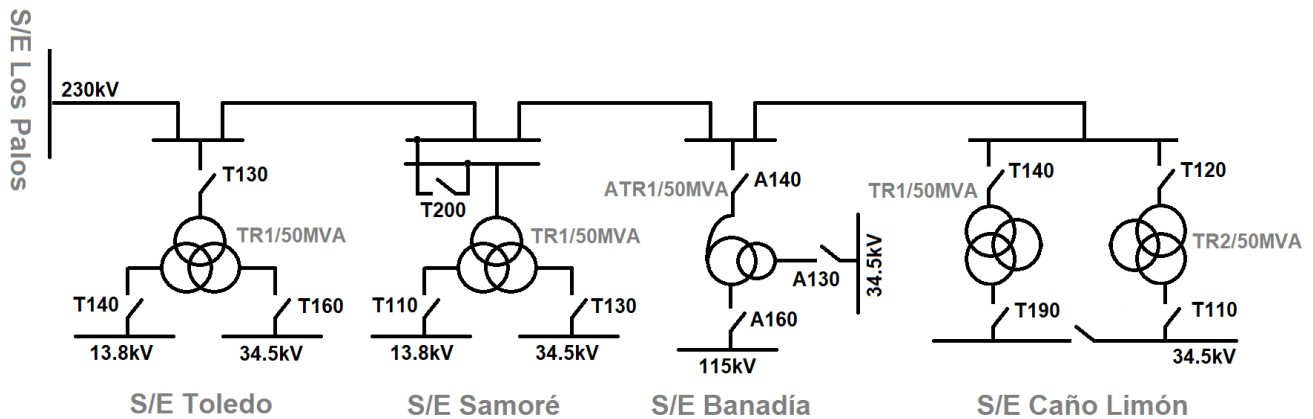


Figura 3. Configuración de los transformadores de las subestaciones de la línea Arauca.

4.1 Subestación Toledo 230kV.

La subestación de Toledo 230 kV presenta una configuración de Barra Sencilla y está compuesta por dos bahías de línea y una bahía de transformación, tal y como se puede visualizar en el unifilar de la figura 4, donde se evidencia la distribución de cargas según el nivel de tensión; las principales cargas que alimenta Toledo son la estación de bombeo de Ecopetrol y cargas residenciales del sector. Esta subestación es una subestación de paso, puesto que no presenta protección de línea.

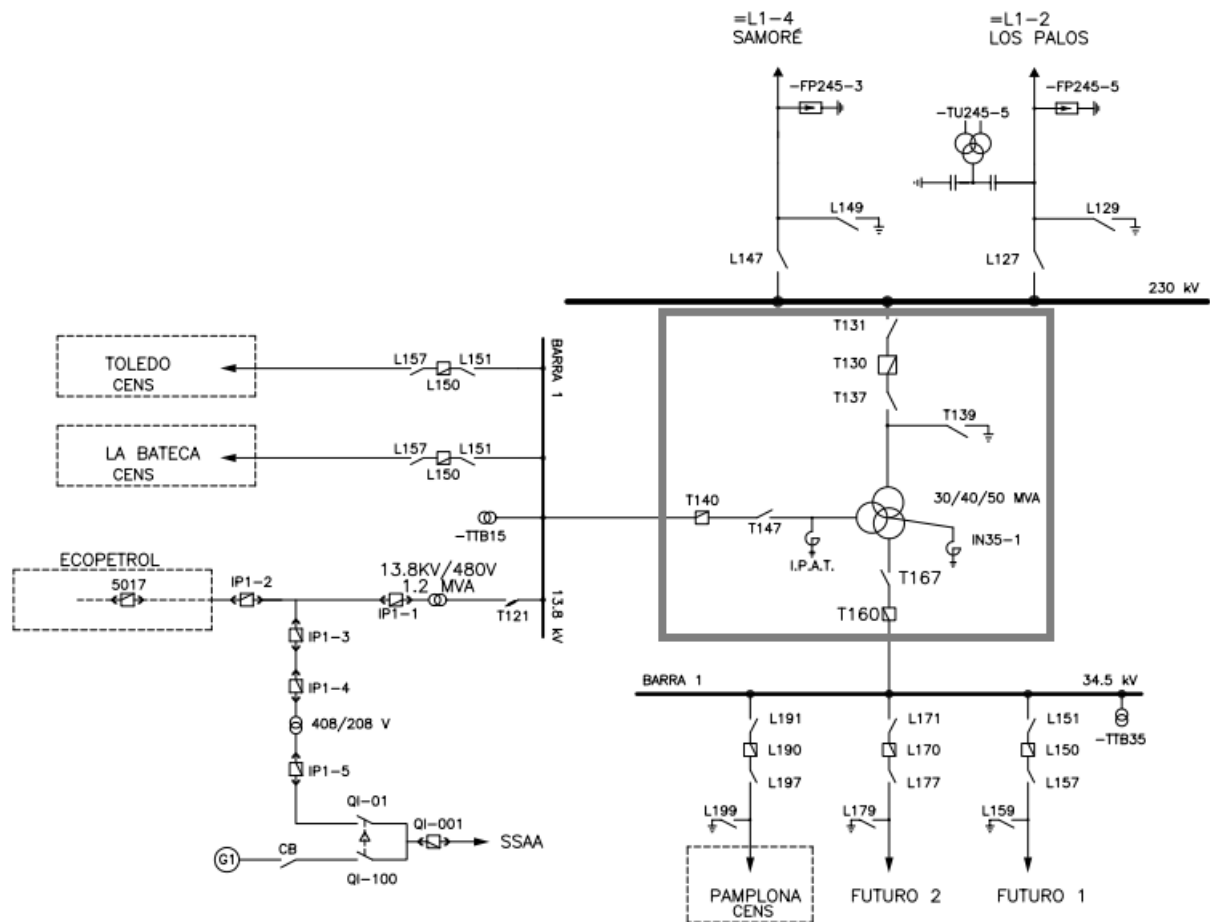


Figura 4. Diagrama Unifilar Subestación Toledo 230 kV.
 Obtenido del BIT, Plano Unifilar Toledo 230KV Código S213 P 7705 0000222.

La renovación de las protecciones de la subestación Toledo se asocia al transformador de potencia tridevanado 230/34.5/13.8 KV con una capacidad nominal de 50/50/16.6 MVA (ver figura 4). En el unifilar también se enseña que en el devanado de 13.8 kV se encuentra instalado un transformador Zig-Zag no cargable y en el lado de 34.5 kV el neutro del devanado Y se encuentra aterrizado por medio de un reactor de neutro; estos equipos también hacen parte de los activos a proteger con este esquema de protección.

4.1.1 Antecedentes

El antiguo esquema de protección se puede apreciar en el diagrama de principio dispuesto de la figura 5, donde cada función representa un relé, que dependiendo de la cantidad de salidas que necesite, tendrá a su disposición relés repetidores para su funcionamiento. Las funciones más sobresalientes son las tres unidades de sobrecorriente 50/51 (uno por devanado), y las tres unidades de relé diferencial de transformador 87T (uno por fase). Para el caso de las funciones de protecciones mecánicas del transformador y de la IPAT también se necesitan repetidores para llevar la información de los disparos.

Los disparos y alarmas se basan en lógica booleana, con ayuda de los contactos de los relés que se comunican entre ellos mediante cable de cobre; es decir, que las señales e información que necesitan los dispositivos y la comunicación entre ellos que se enseña en el diagrama de la figura 5 es cable; lo cual aumenta considerablemente el cableado dentro y entre tableros.

La referencia de los relés 50/51 y 87T que estaban instalados para la protección del transformador, adicionalmente para tomar las señales análogas de los CT's y PT's necesitaban transformadores de interposición, lo que aumentaba la cantidad de equipos dentro de los tableros.

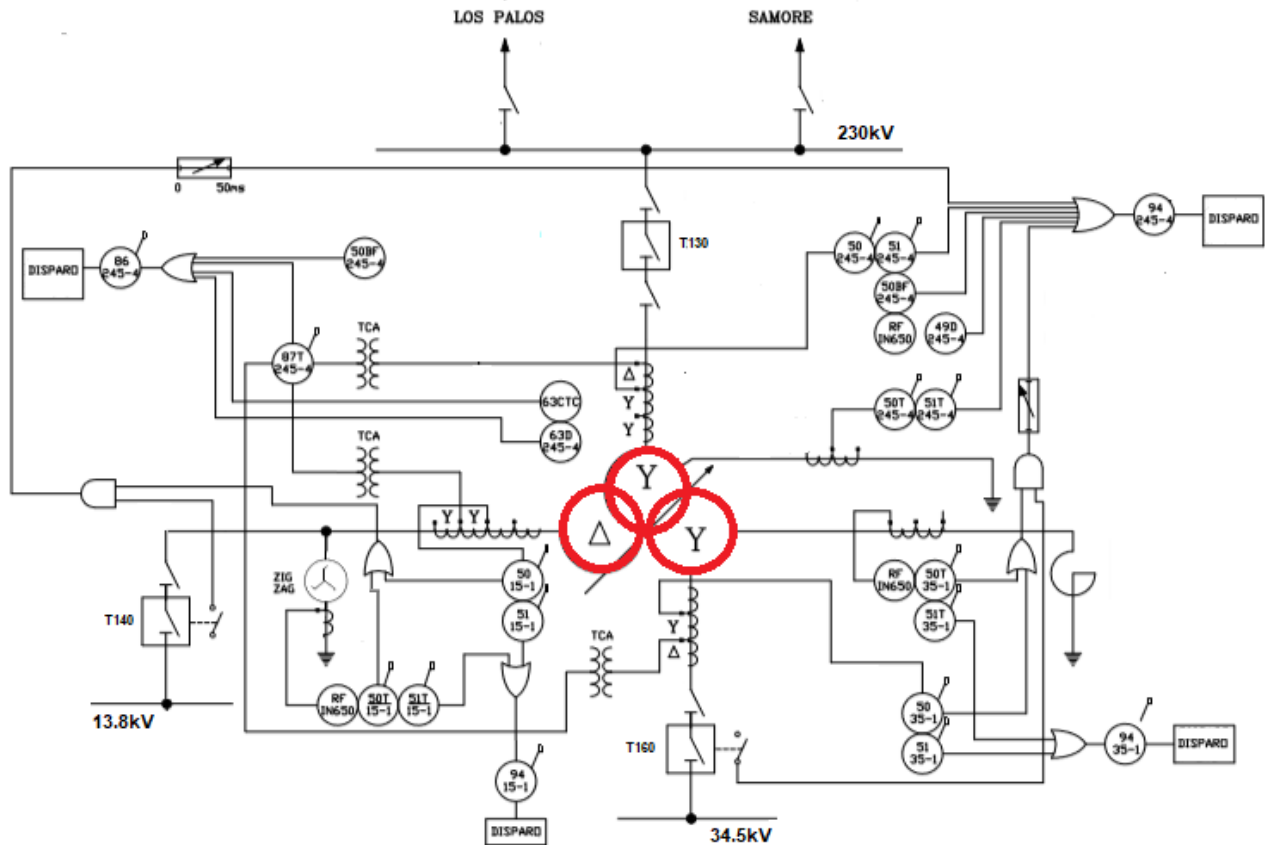


Figura 5. Diagrama de principio Subestación Toledo 230 kV.

Las intervenciones y modificaciones llevadas a cabo en la subestación se hacen únicamente en los tableros de protección +5107 y +5116, dispuesto para la protección del transformador. En la figura 6 se enseña la disposición física de los tableros en sala de control, haciendo énfasis en los que fueron intervenidos. En la figura también se observa el tablero +Y02, que fue agregado para instalar los equipos que permitirán la gestión de los nuevos relés instalados durante la renovación.

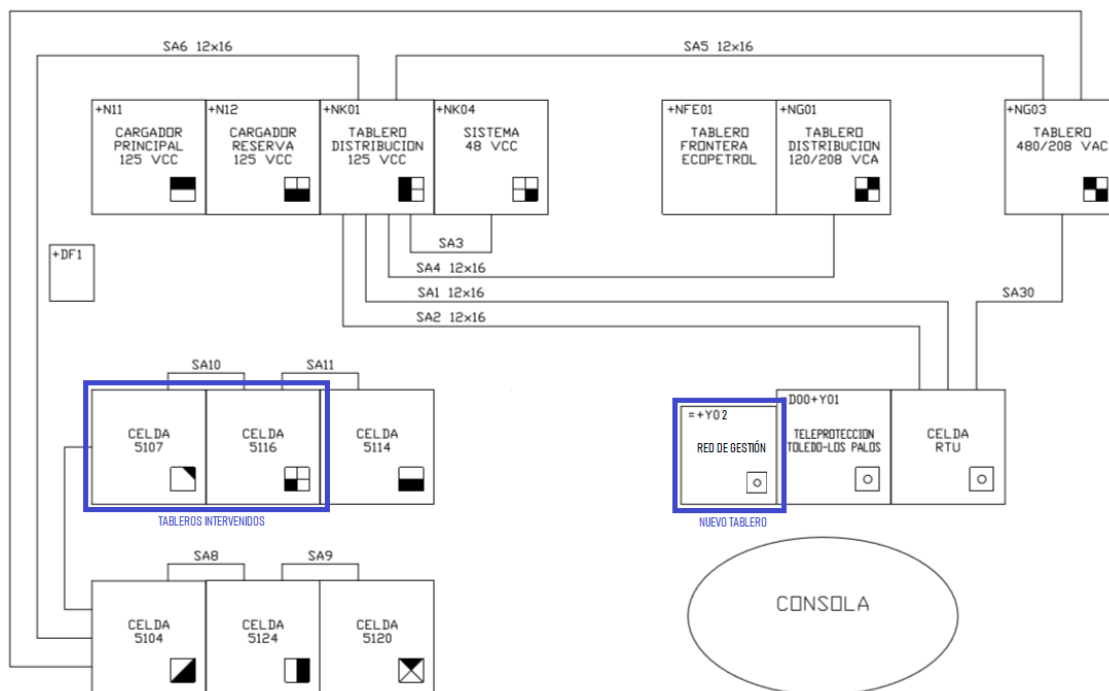


Figura 6. Disposición física de los tableros de control de la S/E Toledo.
Obtenido de la red, Planos eléctricos de protección y control subestación Toledo 230KV

4.1.2 Actividades de Renovación

Las actividades de renovación en la subestación Toledo abarcaron los meses de abril y mayo del año 2018. Consistió en la eliminación y cambio de los relés de protección de sobrecorriente y diferencial de transformador, y algunos otros relés repetidores. Adicionalmente, se reubicaron los relés de baja tensión 27 y falla interruptor (50BF) en un único tablero de protección de transformador +5107.

En remplazo de los relés y funciones desinstaladas, se instalaron dos unidades de relé multifuncional marca ABB REL670 para mejorar, optimizar y actualizar el esquema de protecciones que se requiere, puesto que es un dispositivo electrónico inteligente (IED) optimizado para proporcionar soluciones personalizadas para cualquier tipo de transformador o reactor en derivación, con la facilidad de seleccionar la funcionalidad que sea requerida. La función principal de protección en la que se centran estos relés, es la diferencial de transformación 87T. El esquema de protección que se implementó fue de dos protecciones de transformador principales PT1 y PT2, con el fin de darle mayor redundancia al sistema; la nomenclatura asignada a estas protecciones fue -F003 y -F004 respectivamente. La programación de las protecciones principales fue idéntica, con la misma cantidad de señales de entradas y de salidas.

Las señales del CT se toman de núcleos de protección diferentes y la alimentación de los relés se hace con polaridades independientes; al igual que los circuitos de disparo 1 y 2.

Bajo las necesidades que presentó sistema, las funciones eléctricas habilitadas y ajustadas fueron las protecciones diferenciales (87T), sobrecorriente (50/51N) y zona muerta. Estas funciones se habilitan de acuerdo el nivel de tensión del transformador 230/34.5/13.8 kV; esta información se puede ver a detalle en la tabla 1.

	W1 / 230kV	W2 / 34.5kV	W3 / 13.8kV
PT1	87T 51P 51N	*87T *51P step 1 *51P step 2 usado para lógica de Zona Muerta *51N *51N 2 para alarma XOX	*87T *51P step 1 *51P step 2 usado para lógica de Zona Muerta *51N IPAT
PT2	87T 51P 51N	*87T *51P step 1 *51P step 2 usado para lógica de Zona Muerta *51N *51N 2 para alarma XOX	*87T *51P step 1 *51P step 2 usado para lógica de Zona Muerta *51N IPAT

Tabla 1. Funciones habilitadas de las protecciones principales según el devanado

Obtenido de la red, Informe de cambio 87T Toledo

En la figura 7 se puede observar el esquema implementado en las protecciones RET670. En el diagrama se observa la conexión de función de protección principal 87T, y las funciones respaldo 51/51N y protección de zona muerta para los devanados de 34.5 kV y 13.8 kV; de igual forma, se puede apreciar la acción que tienen las funciones sobre los interruptores.

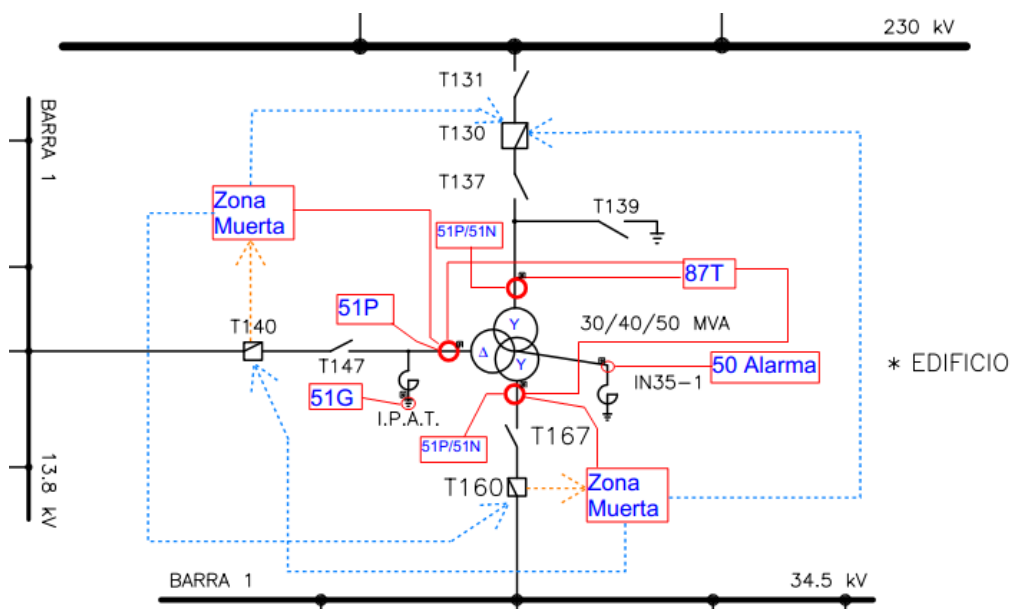


Figura 7. Esquema de protección del transformador Toledo 230/34.5/13.8 kV

Obtenido de la red, estudio de coordinación de protecciones DOCUMENTO GO-DO1210

La programación de los relés protección se llevó a cabo en el software ABB PCM versión 2.8. Los ajustes realizados y las funciones habilitadas en para estos esquemas de protección se hacen a partir del estudio de coordinación de protecciones previamente realizado por el grupo de operaciones quien después de realizar los estudios, envía los ajustes a los ejecutores de mantenimiento para cargarlos a los relés.

Los diseños, estudios de coordinación de protecciones, programación de las protecciones PT1 y PT2, registros fotográficos, archivos de pruebas y demás documentos se encuentran alojados en el servidor de la red de INTERCOLOMBIA.

De acuerdo con esquema de protecciones presentado en la figura 7, la lógica de disparos para cada función se detalla a continuación en la tabla 2:

Función	Disparo Interruptor T130 (230 kV)	Disparo Interruptor T160 (34.5 kV)	Disparo Interruptor T140 (13.8 kV)
87T_Toledo 230/34.5/13.8 kV	SI	SI	SI
51/51N (Tr_Toledo 230 kV)	SI	SI	SI
51/51N (Tr_Toledo 34.5 kV)	NO	SI	NO
Zona Muerta 34.5 kV	SI	SI	SI
Zona Muerta 13.8 kV	SI	SI	SI
51P (Tr_Toledo 13.8 kV)	NO	NO	SI
51G (Tr-ZigZag 13.8 kV)	SI	SI	SI

Tabla 2. Acción de disparo de cada función sobre los interruptores

Cabe anotar que la función 51N instalada en el neutro del transformador Zig-Zag comanda disparo a todos los interruptores, debido a esta función puede detectar fallas en el devanado delta de 13.8 kV del transformador, lo cual requeriría de un disparo completo del transformador para despejar este tipo de falla.

4.1.3 Función Zona muerta

Para el nuevo sistema de protecciones implementado en el transformador de potencia se hizo uso de una función especial llamada Zona muerta; dicha función se utilizó debido a que las señales de corriente son tomadas de los CT's de los Bushings del Transformador, lo cual sólo permite un esquema de protecciones corto, y el propósito era lograr mayor cobertura de la zona de protección. La función de Zona muerta se activó en el lado 34.5kV y 13.8kV buscando que las protecciones puedan ver las fallas existentes entre la distancia del interruptor y la ubicación de los CT's en un tiempo menor al de la función de sobrecorriente. Esta función es de respaldo y cuando opera va a activar todos los interruptores asociados al transformador, buscando despejar todas las posibles alimentaciones de la falla.

Como la función zona muerta es una nueva adición al esquema de protección del transformador, no existe la programación de esta en el software ABB, por este motivo, la lógica de funcionamiento de la misma se construye con compuestas AND y OR dentro del software. En la figura 8, se puede observar la lógica de programación de la función de zona muerta para el devanado de 34.5kV, tomada del software de ABB para programar los relés. La tabla 3 muestra la nomenclatura utilizada en la programación de la función.

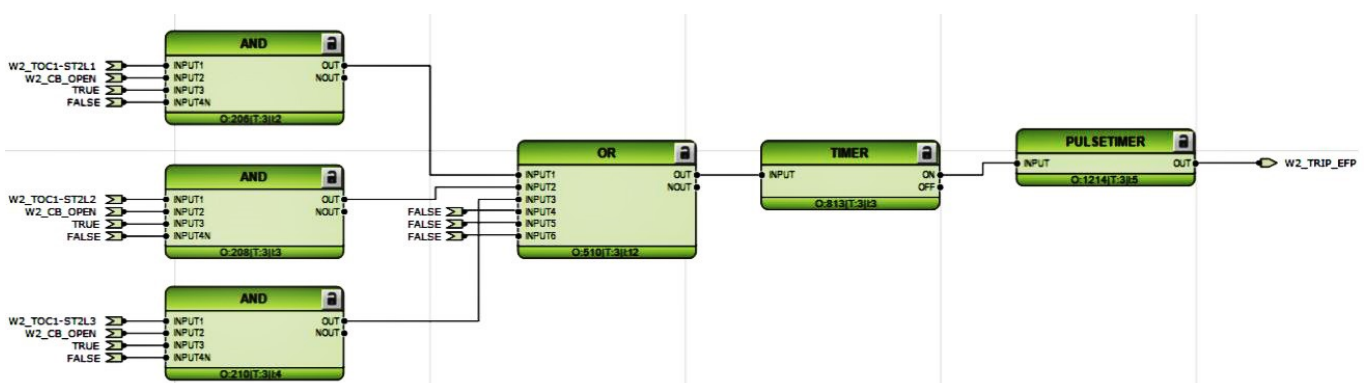


Figura 8. Lógica de programación de la Función zona muerta del devanado 2.

Las tres compuertas AND se utilizan para cada fase, a las cuales se llevan las dos condiciones bajo las cuales la función debe detectar una anomalía; como cada compuerta posee cuatro entradas, por efectos del funcionamiento de la lógica, se llevan unos (1) digitales permanentes a las salidas restantes, el “false” que significa cero (0) digital, se usa porque esa entrada es negada.

En la compuerta OR se conectan las tres señales provenientes de las compuertas AND, donde bajo cualquier activación de una de las tres fases, enviará un pulso de activación de la función; se ponen ceros digitales en las entradas restantes para un correcto funcionamiento.

El timer utilizado es de 50ms, y es el tiempo que debe esperar antes de enviar el pulso. Finalmente, el push timer es de 50ms y se utiliza para mantener el pulso, para que independientemente del tiempo que dure el evento, la siguiente parte de la lógica pueda detectarlo. Después de todo esto, la función genera una señal que internamente el relé asociará como un disparo a los interruptores que se encuentren cerrados.

Nombre	Señal
W2_TOC1-ST2L1	Devanado 2, 1 Grupo de sobrecorriente temporizada 51, Arranque etapa 2 Fase A
W2_CB_OPEN	Devanado 2, Posición del interruptor abierto
TRUE	1 Digital
FALSE	0 Digital
W2_TOC1-ST2L2	Devanado 2, 1 Grupo de sobrecorriente temporizada 51, Arranque etapa 2 Fase B
W2_TOC1-ST2L3	Devanado 2, 1 Grupo de sobrecorriente temporizada 51, Arranque etapa 2 Fase C
W2_TRIP_EFP	Disparo - End Fault Protection

Tabla 3. Nomenclatura asignada en el software para la programación de la zona muerta

La función de zona muerta se condiciona bajo dos parámetros:

- ✓ La posición del interruptor (abierto).
- ✓ El umbral de corriente en el devanado mayor a 1.3 de la corriente nominal.

Es decir, cuando uno de los dos devanados de baja o media tensión del transformador, esté superando una corriente mayor al umbral y al tiempo se encuentre el interruptor en posición abierta por un tiempo determinado (un timer de 50 ms), entonces la función generará los disparos necesarios para despejar la falla.

4.1.4 Polaridades.

Las polaridades DC de los equipos, señales de disparo y alarmas los tableros asignados a las protecciones de los transformadores de potencia de las subestaciones se hicieron con MCB's bipolares independientes, en remplazo de fusibles que habían instalados anteriormente. En la tabla 4 se muestra la distribución que tiene cada polaridad y cuales equipos y señales alimenta para el caso de la subestación Toledo; cabe aclarar que en las demás subestaciones también se hizo el cambio de los fusibles por MCB's.

Las protecciones principales PT1 y PT2 se alimentan de polaridades diferentes, MCBs -FU03 y -FU04 para darle redundancia al sistema, puesto que en caso de que falle una, la otra puede continuar en servicio. Las protecciones mecánicas del transformador sólo tienen un contacto de accionamiento,

por tal motivo, para llevar estas señales a las protecciones diferenciales se alimentaron por una polaridad común; las señales se llevan a ambas protecciones principales al realizar un puente y la independencia de las señales para cada relé se logra a través de la implementación de borneras seccionales para cada señal. Se descartó el uso de relés repetidores por definición desde la Dirección Mantenimiento y el retardo que genera la activación los relés repetidores.

Termomagnético	Polaridad	
P011		
FU01 / 10A	Alimentación	Relé Baja Tensión 27
		Circuito disparo CD 2 – T130
	Disparos Bobina #2 Interruptor T30	Definitivo 86 - F000
		Falla interruptor etapa 1
		Baja tensión - 27
Supervisión	Diferencial 2	
		Circuito disparo CD 2 – T130
P012		
FU02 / 10A	Alimentación	Relé 50BF - F005
		Polaridades comunes
	Reposición remota	RTU
	Disparos relé 86	Diferencial 1
		Diferencial 2
		Falla interruptor T130 Etapa 2
	Emisión disparo a palos	Teleprotección
	Posición interruptor	Abierto T140
		Abierto T130
		Abierto T160
	Protecciones mecánicas del transformador	Buchholz y sobrepresión alarma
		Nivel bajo de aceite alarma
		Temperatura aceite alarma
		Ventiladores alarma
		Disparo buchholz
	Cambiador de tomas OLTC	Disparo temp. Devanado
		Disparo buchholz
Protecciones mecánicas de la inductancia de puesta a tierra (IPAT)	Sobrepresión alarma	
	Bajo nivel de aceite alarma	
	Temperatura aceite alarma	
	Presión súbita disparo	
Falla polaridad	Temp. Devanado disparo	
P013		
FU03 / 5A	Alimentación	Protección PT1 - F003
	Peine insertado	Bloque de prueba A - S003A
		Bloque de prueba B - S003B
Falla polaridad		
P014		
FU04 / 5A	Alimentación	Protección PT2 - F004
	Peine insertado	Bloque de prueba A - S004A
		Bloque de prueba B - S004B
Falla polaridad		

Tabla 4. Asignación de polaridades DC del tablero +5107 S/E Toledo.

4.1.5 Señales de entrada y de Salida de las protecciones PT1 y PT2.

Los IED's RET670 poseen variedad de entradas y salidas tanto análogas como digitales de las cuales se usaron únicamente las necesarias para el correcto funcionamiento del esquema de protección. En la tabla 5 se presentan las señales de corriente tomadas de los CT's del transformador asociadas con las entradas análogas que se llevaron a las protecciones PT1 y PT2, específicamente las del transformador de Toledo. Las señales análogas tomadas en las otras subestaciones son las mismas,

con pequeñas variaciones, como por ejemplo las que no poseen compensación, quienes tienen una señal menos; de igual forma, en la tabla 6 se relacionan las señales digitales que se llevaron a estas protecciones. Las señales digitales de entrada hacen relación a la posición de los interruptores, los disparos de las protecciones mecánicas del transformador y las alarmas, tales como el bajo nivel de aceite o temperatura elevada. Los dos relés PT1 y PT2 tienen la misma configuración de las entradas y salidas, por tal motivo, el nombre de la bornera que se menciona en las tablas es el mismo para ambos relés.

BORNERA	ENTRADA	FUNCIÓN	NOMINAL
X401	AI01	CORRIENTE 230 KV FASE A 200/1A	1A
	AI02	CORRIENTE 230 KV FASE B 200/1A	1A
	AI03	CORRIENTE 230 KV FASE C 200/1A	1A
X411	AI01	CORRIENTE 34,5 KV FASE A 800/5A	5A
	AI02	CORRIENTE 34,5 KV FASE B 800/5A	5A
	AI03	CORRIENTE 34,5 KV FASE C 800/5A	5A
	AI04	CORRIENTE 13,8 KV FASE A 800/5A	5A
	AI05	CORRIENTE 13,8 KV FASE B 800/5A	5A
	AI06	CORRIENTE 13,8 KV FASE C 800/5A	5A
	AI07	CORRIENTE 34,5 KV X0 800/5A	5A
	AI08	CORRIENTE 13,8 KV IPAT 100/200/5A	5A

Tabla 5. Entradas análogas del Relé.

BORNERA	INT	CONFIGURACIÓN
X31	BI 1	INTERRUPTOR T140 ABIERTO
	BI 2	INTERRUPTOR T160 ABIERTO
	BI 3	INTERRUPTOR T130 ABIERTO
	BI 4	TR ALARMA BUCHHOLZ
	BI 5	TR ALARMA BAJO NIVEL ACEITE
	BI 6	TR ALARMA TEMPERATURA ACEITE
	BI 7	TR FALLA VENTILADORES
	BI 8	OLTC DISPARO BUCHHOLZ
X32	BI 9	TR DISPARO BUCHHOLZ
	BI 10	TR DISPARO SOBRETENPERATURA DEVANADOS
	BI 11	IPAT ALARMA BUCHHOLZ
	BI 12	IPAT ALARMA BAJO NIVEL ACEITE
	BI 13	IPAT ALARMA TEMPERATURA ACEITE
	BI 14	IPAT DISPARO BUCHHOLZ
X51	BI 1	PEINE INSERTADO BP A
	BI 2	PEINE INSERTADO BP B CONTACTO NA (29-30)
	BI 3	PEINE INSERTADO BP B CONTACTO NC (21A-21B)
	BI 8	SUPERVISIÓN CIRCUITO DE DISPARO

Tabla 6. Entradas Digitales de los Relés S/E Toledo 230kV.

Todas las entradas, tanto análogas como digitales de las protecciones principales PT1 y PT2 tienen conexión a borneras seccionables con el fin de facilitar las pruebas en los relés; la referencia de esta borna es Phoenix Contact tal como lo exige el manual de ingeniería secundaria.

En la tabla 7 se listan las salidas digitales del relé PT1 de la subestación Toledo, aclarando que la PT2 es identidad. En la tabla se especifica el módulo y la salida binaria del relé, en relación con la señal que se está transmitiendo, teniendo en cuenta que las señales se pueden enviar a los interruptores, el anunciador, el registrador de fallas, otras protecciones asociadas y el reporte del sistema SCADA

(SOE). Las demás subestaciones tienen distribución de señales similares, con pequeñas variaciones según la configuración y los equipos que componen la bahía de transformación.

BORNERA	OUT	CONFIGURACIÓN	FUNCIÓN	
X111	BO 1 BO 2	DISPARO GENERAL	CIRCUITO DISPARO T130	
	BO 3 BO 4	DISPARO GENERAL	RELÉ 86	
	BO 5 BO 6	DISPARO GENERAL	ARRANQUE 50BF	
	BO 7 BO 8	DISPARO SOBRECORRIENTE 34.5 kV	DISP. INTE. T160	
	BO 9 BO 10	DISPARO SOBRECORRIENTE 13.8 kV	DISP. INTE. T140	
X112	BO 13 BO 14	DISPARO DIFERENCIAL Y SOBRECORRIENTE DISPARO PROTECCIONES MECÁNICAS	ANUNCIADOR ANUNCIADOR	
	BO 15 BO 16	DISPARO POR FALLA EN ZM 34,5 kV DISPARO POR FALLA EN ZM 13,8 kV	ANUNCIADOR ANUNCIADOR	
	BO 17 BO 18			
	BO 19 BO 20	ARRANQUE 71A TR E IPAT ARRANQUE 49A TR E IPAT	REPETIDOR ALARMA Y SOE REPETIDOR ALARMA Y SOE	
	BO 21 BO 22	ARRANQUE 63A TR E IPAT FALLA VENTILADORES	REPETIDOR ALARMA Y SOE REPETIDOR ALARMA Y SOE	
	X131	BO 1 BO 2	DISPARO DIFERENCIAL FASE A DISPARO DIFERENCIAL FASE B	RdF RdF
BO 3 BO 4		DISPARO DIFERENCIAL FASE C DISPARO PROTECCIONES MECÁNICAS	RdF RdF	
BO 5 BO 6		DISPARO SOBRECORRIENTE 230 kV DISPARO SOBRECORRIENTE 34.5 kV	RdF RdF	
BO 7 BO 8		DISPARO SOBRECORRIENTE 13.8 kV DISPARO EN ZONAMUERTA 34.5 Y 13.8 kV	RdF RdF	
BO 9 BO 10		DISPARO GENERAL	RdF	
BO 11 BO 12		DISPARO PROTECCIONES MECÁNICAS OLTC	SOE	
X132		BO 13 BO 14	DISPARO DIFERENCIAL FASE A DISPARO DIFERENCIAL FASE B	SOE SOE
		BO 15 BO 16	DISPARO DIFERENCIAL FASE C DISPARO PROTECCIONES MECÁNICAS	SOE SOE
	BO 17 BO 18	DISPARO SOBRECORRIENTE 230 kV DISPARO SOBRECORRIENTE 34.5 kV	SOE SOE	
	BO 19 BO 20	ALARMA IN > X0 DISPARO EN ZONAMUERTA 34.5 Y 13.8 kV	SOE SOE	
	BO 21 BO 22	DISPARO SOBRECORRIENTE 13.8 kV DISPARO PROTECCIONES MECÁNICAS IPAT	SOE SOE	
	BO 23 BO 24	FALLA CIRCUITO DE DISPARO DISPARO GENERAL	SOE SOE	

Tabla 7. Salidas del Relés PTI S/E Toledo.

El reporte de señales SOE en el CSM del nivel tres en las subestaciones de la línea Arauca se hace por medio de la RTU. Las señales se llevan con cobre desde las protecciones hasta los dispositivos. El reporte se debe hacer en protocolo IEC 60870-5-101 usado por el SCADA del tercer nivel de la

subestación actualizado a la fecha. Las subestaciones de Banadía y Caño Limón tienen RTU más recientes que les permite hacer el reporte directamente en este protocolo; pero las RTU's de Toledo y Samoré reciben las señales en Indactic, por lo cual necesitan un conversor de protocolos externo de Indactic a IEC60870-5-101 para poder comunicarse con el SCADA.

En cada subestación las señales que se llevaron a la RTU fueron actualizadas y algunas se agregaron como nuevas, debido a que el nuevo esquema de protecciones cuenta con dos protecciones principales; es decir, que como mínimo se mantuvo la misma cantidad de señales SOE que había previo a la renovación.

El diagrama Z de los nuevos IED's de protección se presenta en la figura 9, donde se puede observar la disposición física de las entradas y salidas del relé dispuestas en las tablas 5, 6 y 7.

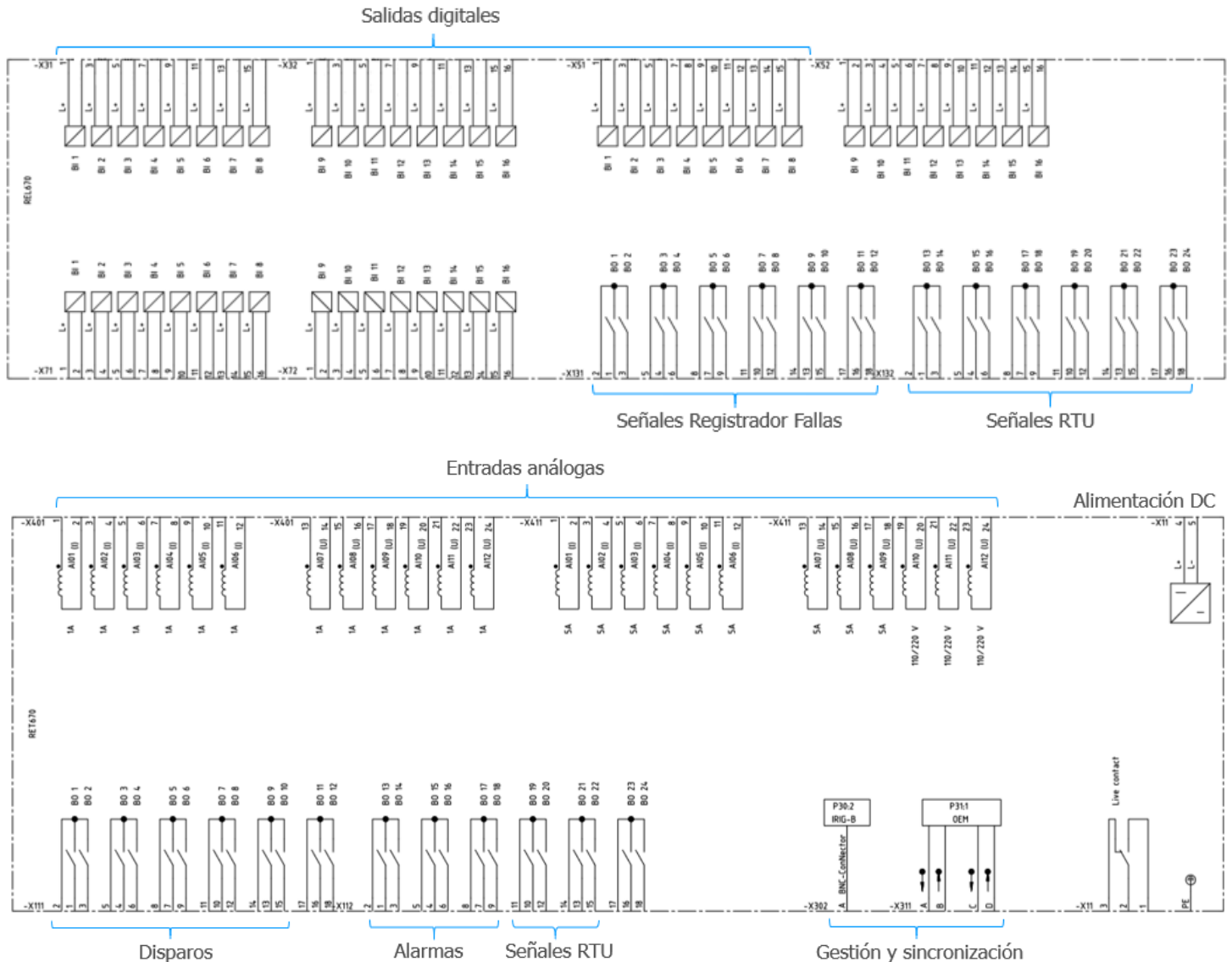


Figura 9. Diagrama Z Relé de protección ABB RET670.

4.1.6 Bloques de Pruebas

Los bloques de pruebas instalados para las protecciones principales fueron dos pares idénticos referencia RACK ABB para cada protección principal, cuyas referencias y nomenclatura se encuentran en la tabla 8.

Protección	Referencia	Nombre
Bloque de Prueba para PT1	RTXP 24 RK 926 315 – RG (Modificado)	S003A
	RTXP 24 RK 926 315 - AS	S003B
Bloque de Prueba para PT2	RTXP 24 RK 926 315 – RG (Modificado)	S004A
	RTXP 24 RK 926 315 - AS	S004B

Tabla 8. Referencia de los bloques de prueba de las protecciones principales.

Los bloques de prueba fueron seleccionados bajo las necesidades de las entradas y salidas de las protecciones, por lo cual, algunas de las referencias encontradas no están normalizadas; por ejemplo, los bloques de pruebas S003A y S004A son modificaciones hechas de RG (Rodolfo Galvis); el plano Z se encuentra en los planos de protección y control de las Subestaciones, donde se puede observar la distribución de contactos con sus respectivos puntos de conexión A y B.

4.1.7 Comunicación

Para poder llevar a cabo la gestión en los IED's se agrega un nuevo tablero externo +Y02, donde se instala un Switch RUGGEDCOM -SW100, para poder adicional a la subestación el primero de los dos anillos de comunicación que exige el manual.

La conexión de comunicación y sincronización de tiempo de los relés al sistema de gestión remoto se realiza por medio de un módulo Ethernet óptico (OEM) y el módulo de sincronización de tiempo IRIG-B-DC que posee el dispositivo. La conexión física se hace a con fibra óptica monomodo tipo ST-LC a través de un Switch que dispone de puertos ópticos y ethernet.

La conexión de la red LAN se modificó de la siguiente forma:

- ✓ Todos los equipos que requieren gestión remota y tiene un puerto serial, primero llegan a un Switch NPORT 5410, que convierte del puerto serial al Ethernet.
- ✓ La conexión entre los switches se hace mediante un cable UTP.
- ✓ Para la conexión del PC de gestión a la red LAN de igual forma se usa un cable UTP.
- ✓ cable UTP.

Para la red de sincronización de tiempo por IRIG-B-DC se usó un puerto disponible del GPS TRUETIME (-V100), donde se configuró la señal DC a la salida del puerto J2, que sería el puerto que se llevaría a las protecciones.

El esquema de comunicación de las protecciones se presenta y como se conforma la red LAN de la subestación Toledo 230kV se puede apreciar en la figura 10. En la figura se puede apreciar la composición de un anillo de comunicaciones, donde todos los equipos pueden conectarse a ella sin importar el protocolo que manejen.

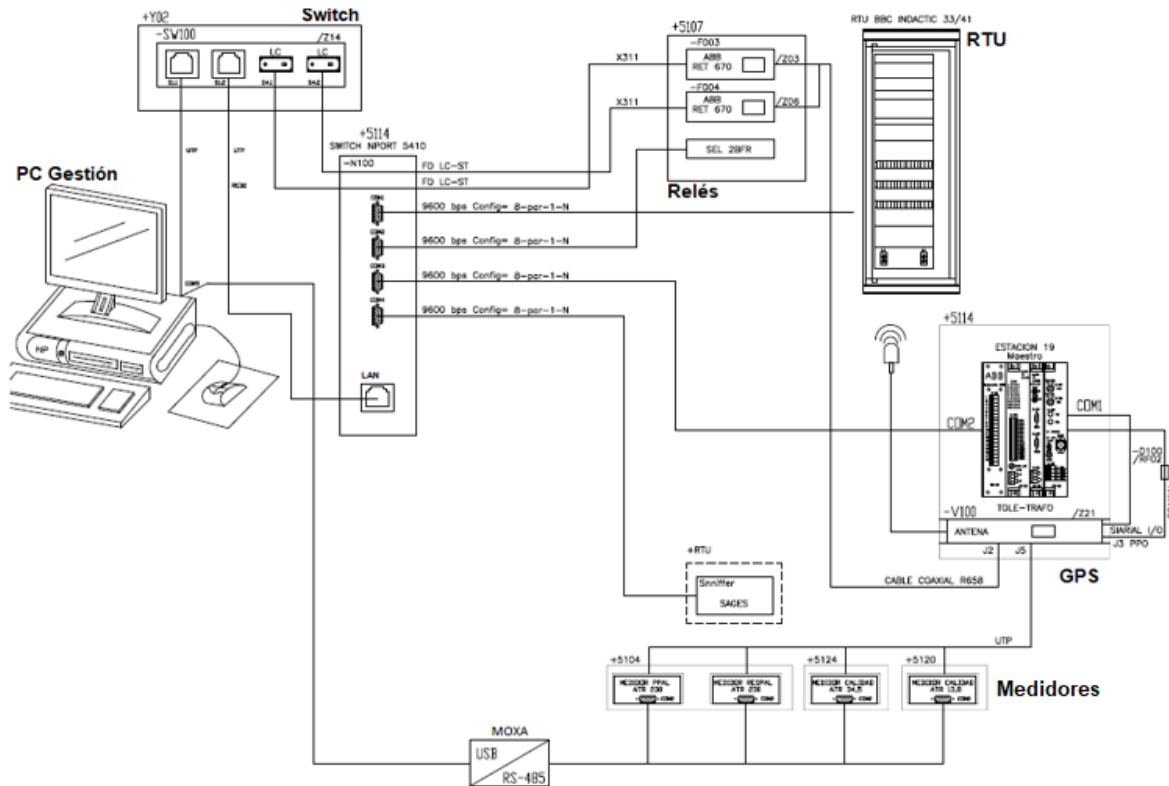


Figura 10. Esquema de gestión y comunicación de las protecciones PT1 y PT2 S/E Toledo.
Obtenido del BIT, Planos Subestación Toledo 230KV, protección y control.

4.1.8 Actividades adicionales en campo.

- ✓ Se desinstaló y cambio por un nuevo el relé de disparo con bloqueo 86 marca Siemens para el interruptor +T130.
- ✓ El tablero +5107 quedó exclusivamente para las protecciones asociadas a la bahía de transformación.
- ✓ Se eliminaron los CTs de interposición que eran necesarios para las antiguas protecciones diferenciales.
- ✓ Se realizó el des-conexionado y conexionado, montaje, marquillado y modificaciones de los circuitos de disparo, señales de protecciones mecánicas y señalizaciones de las dos nuevas protecciones PT1 y PT2, junto con sus respectivos bloques de pruebas. Se lleva a cabo el mismo procedimiento con el relé 50BF tras su reubicación en los tableros asociados a las protecciones del transformador.
- ✓ Se instalaron MCB's para reemplazar los fusibles que se usaban para proteger los circuitos de 125 VDC.
- ✓ En cuanto al conexionado, fue necesario hacer modificaciones en el punto estrella de las corrientes de 34.5 y 13.8kV puesto que la información original no estaba clara (subestaciones Toledo y Samoré). En 230kV se tuvo que invertir el núcleo de los CTs ya que en planos originales no correspondía; esto involucró el cambio de marquillas y modificaciones.

- ✓ Se hicieron adecuaciones mecánicas, tendido de cableado y conexionado de los equipos y cables para la red de gestión, sincronización y señalización a la RTU.
- ✓ Se realizaron las pruebas de protecciones mecánicas desde el gabinete del transformador, verificando las señalizaciones y generación de disparos. También se realizó inyección secundaria de la corriente del CT de neutro del IPAT y las pruebas de sus protecciones mecánicas. Se lleva a cabo la programación del relé 50BF SEL2BFR y se revisó su programación.
- ✓ Se realizaron pruebas de las protecciones mecánicas y relé 86.
- ✓ Se realiza la energización del transformador y se supervisa la entrada de carga para el diligenciamiento del protocolo

En las siguientes figuras se pueden visualizar los gabinetes de protección de transformador tras las modificaciones llevadas a cabo, donde finalmente quedaron instalados todos los relés de protección del transformador de potencia. La figura 11 muestra la vista frontal de los tableros de Toledo después de la renovación, donde se puede identificar con facilidad los equipos que componen los tableros de protección.



Figura 11. Gabinetes de protección de Transformador S/E Toledo.

4.2 Subestación Samoré 230kV

La subestación Samoré 230 kV tiene configuración Barra Sencilla, está compuesta por dos barras conectadas por una bahía de acople, una bahía de transformación y dos bahías de línea. En condiciones normales de operación el interruptor de acople está cerrado y las barras funciona como una única barra sencilla. En la figura 12 se visualiza la distribución de circuitos de la subestación, donde se evidencia la alimentación de otra estación de bombeo de Ecopetrol y cargas residenciales de la zona. Como dato relevante de esta configuración, el interruptor dispuesto para el acople de las barras cumple la función de proteger el transformador, por lo tanto, la acción de las protecciones en el devanado de alta tiene efecto en el interruptor T200.

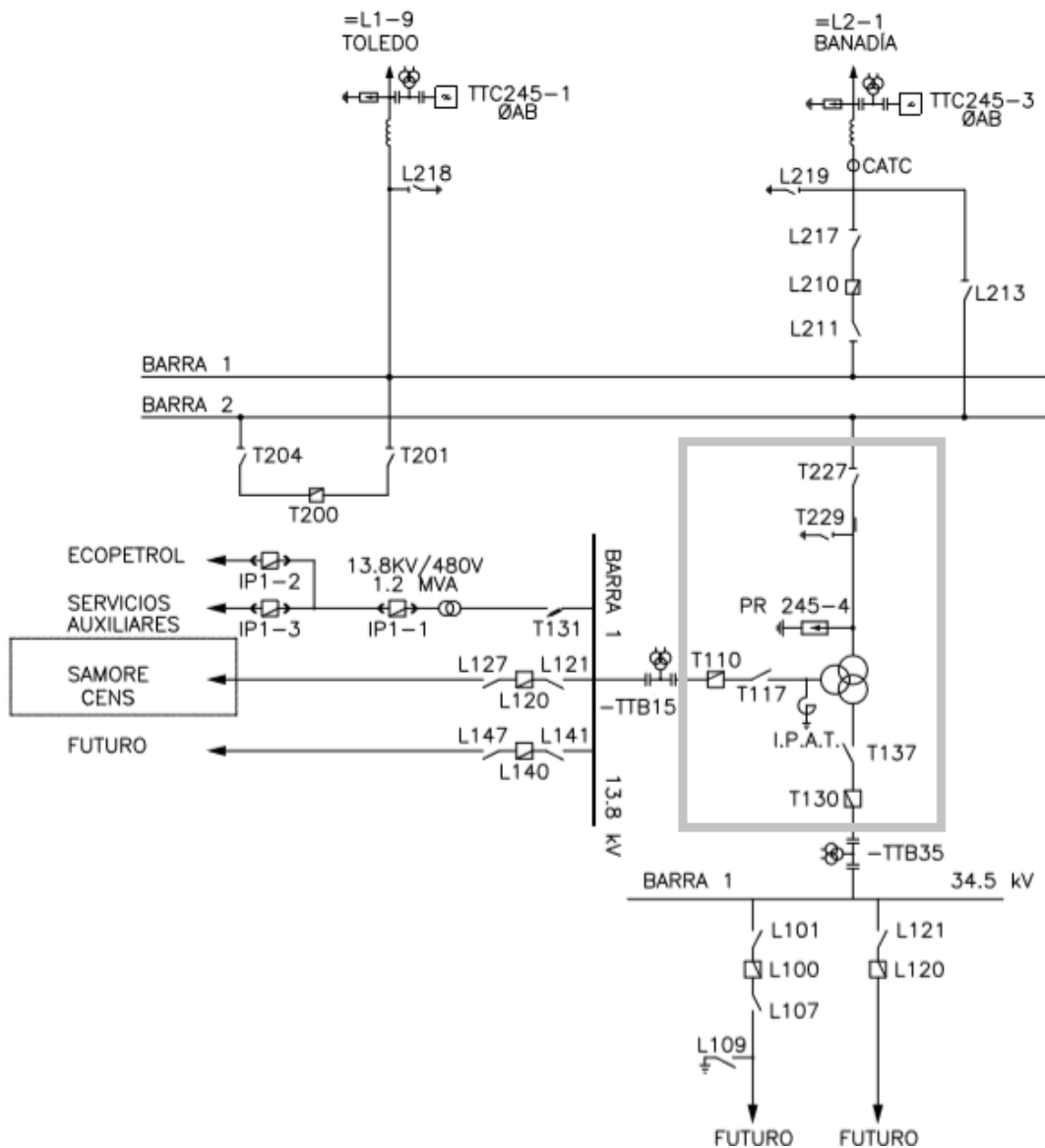


Figura 12. Unifilar Subestación Samoré 230 kV

Obtenido del BIT, Plano Unifilar Subestación Samoré 230KV Código S214 P 7705 0000218.

Las funciones eléctricas habilitadas y ajustadas para la protección del transformador fueron las diferenciales (87T), sobrecorriente (50/51N) y zona muerta, similar a la S/E Toledo dispuesto en la tabla 1, con la única diferencia de que el devanado de 34.5kV no tiene la alarma del neutro, debido a que la barra la barra que se alimenta con este nivel de tensión no dispone de cargas aún, razón por la cual no presenta compensación como Toledo. El esquema implementado se puede observar en el diagrama de la figura 13, donde se muestra la función habilitada por devanado y la acción que tiene cada una sobre su respectivo interruptor.

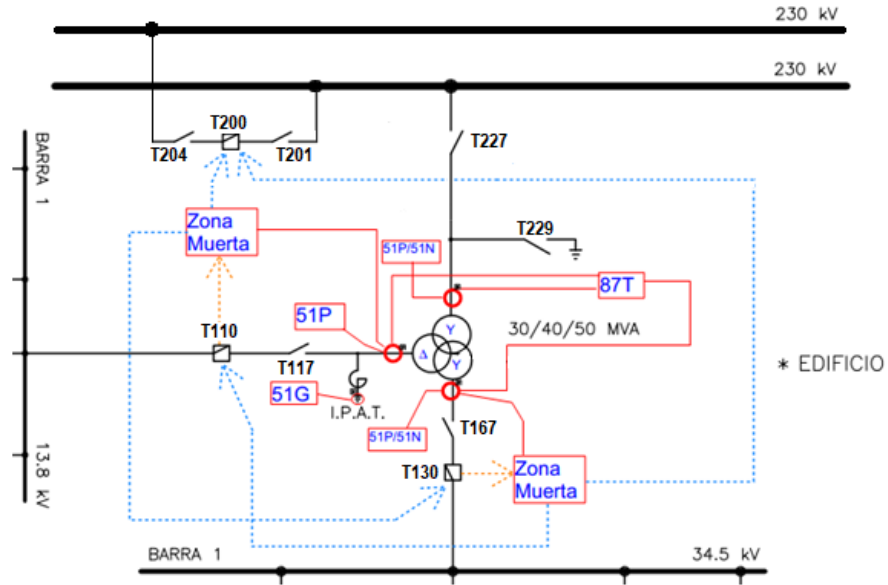


Figura 13. Esquema de protección del transformador Samoré 230/34.5/13.8 kV

4.3 Subestación Banadía 230kV.

La subestación de Banadía 230 kV con configuración en Barra Sencilla, se considera una subestación de paso, puesto que la línea no puede ser abierta en esta subestación. Está compuesta por dos bahías de línea y una bahía de transformación, con un reactor de barra y un reactor para la línea de conexión con S/E Samoré. El transformador es el principal activo, puesto que además de alimentar cargas residenciales del sector, alimenta el bombeo de crudo extraído desde de Arauca por OXY.

El ATR de interés tiene conectado en el devanado terciario un transformador de referencia a tierra (zig-zag); además, en este mismo devanado se conectan las cargas de Fortul, Saravena y los servicios auxiliares; esto se muestra en el unifilar de la figura 14.

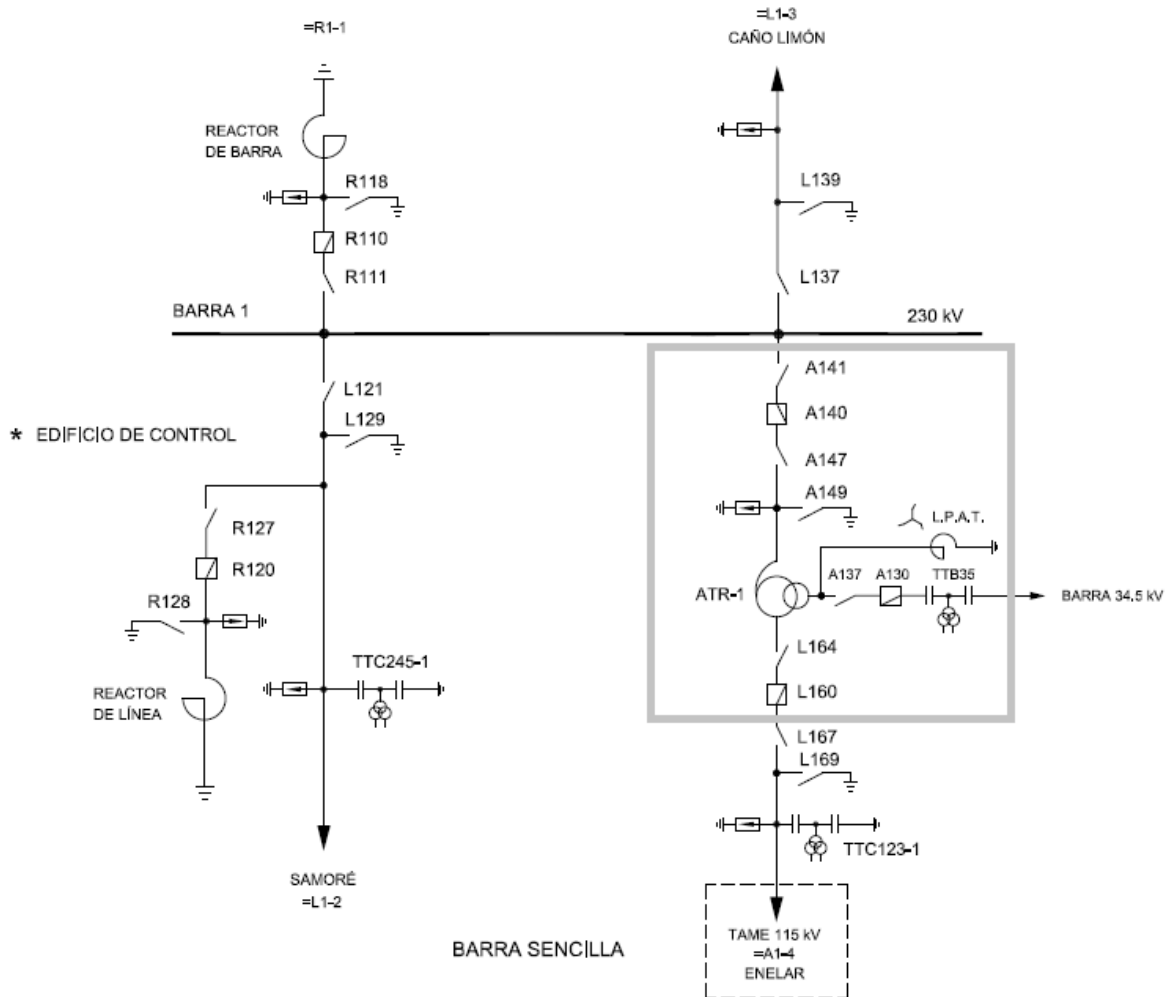


Figura 14. Diagrama Unifilar Subestación Banadía 230 kV

Obtenido del BIT, Plano Unifilar Subestación Banadía 230KV Código S215 P 7705 0000369.

En las figuras 15 y 16 se puede observar el esquema implementado en las protecciones RET670. El diagrama de la figura 15 muestra la conexión de función de protección principal 87T, y las funciones respaldo 51/51N. Por otro lado, en la figura 16 se especifica la conexión de la función Zona Muerta para los devanados de 115 kV y 34.5 kV, donde se puede identificar fácilmente la zona de influencia de dicha función. En los diagramas se evidencia fácilmente la acción que genera cada función sobre sus respectivos interruptores.

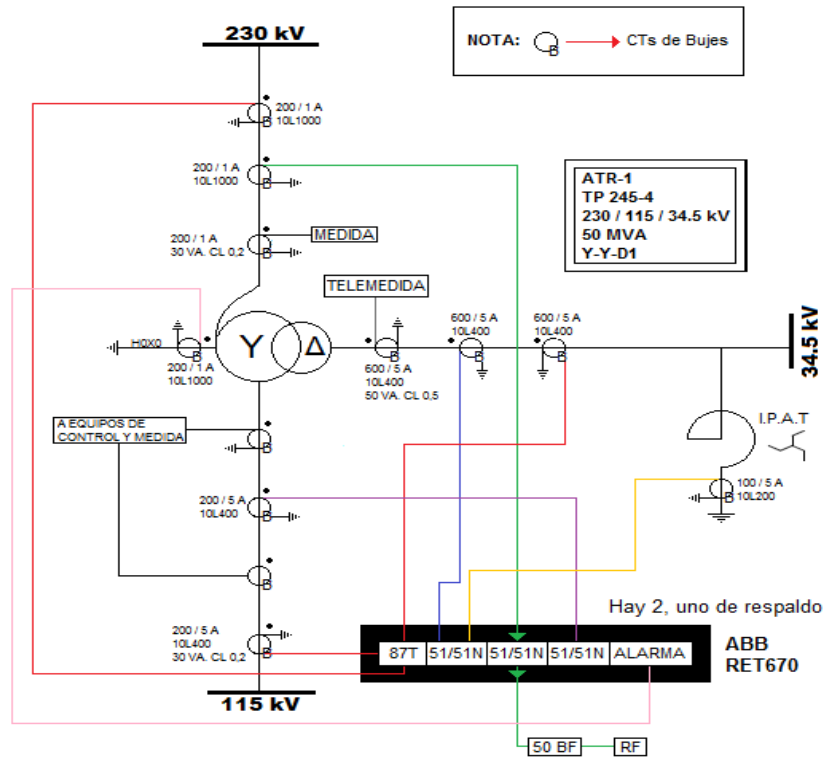


Figura 15. Esquema de protección del autotransformador Banadía 230/115/34.5 kV
Obtenido de la red, estudio de coordinación de protecciones DOCUMENTO GO-DO1221

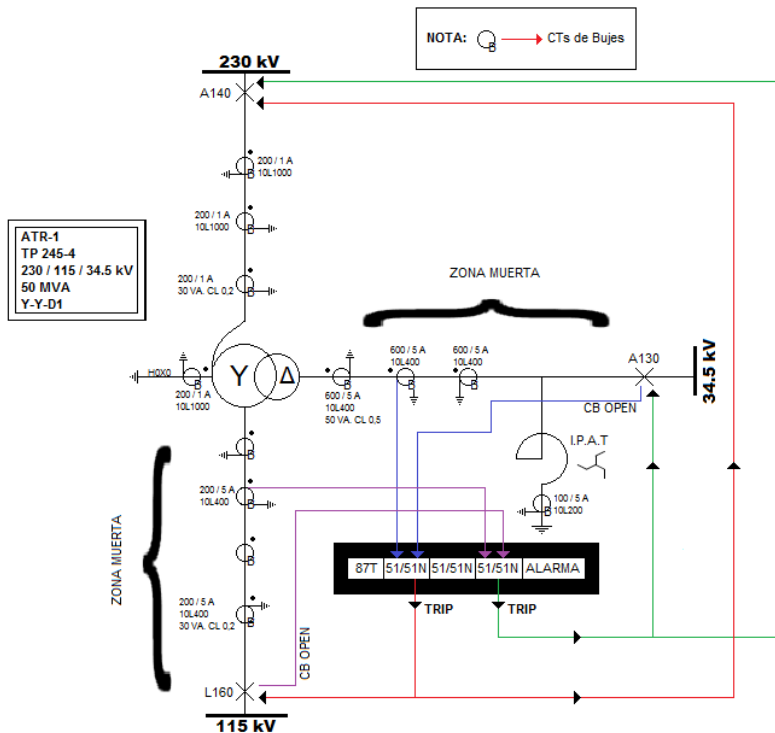


Figura 16. Esquema protección función zona muerta en autotransformador 230/115/34.5 kV
Obtenido de la red, estudio de coordinación de protecciones DOCUMENTO GO-DO1221

4.4 Subestación Caño Limón

La subestación de Caño Limón 230 kV tiene una configuración de Barra Sencilla y está compuesta por una bahía de línea y tres bahías de transformación. Los transformadores de potencia son tridevanados idénticos de 230/34.5/13.8 kV, donde únicamente el terciario del transformador 2 tiene conectado un transformador ZIGZAG 13.8kV/208V para alimentar los servicios auxiliares en AC de la subestación. Los lados de media se conectan a la misma barra dos veces seccionada donde se conectan las cargas de residenciales de Arauca y extracción de petróleo por OXY y Caricare, además de los bancos de compensación y filtro para los armónicos; todo esto se puede apreciar en la figura 17.

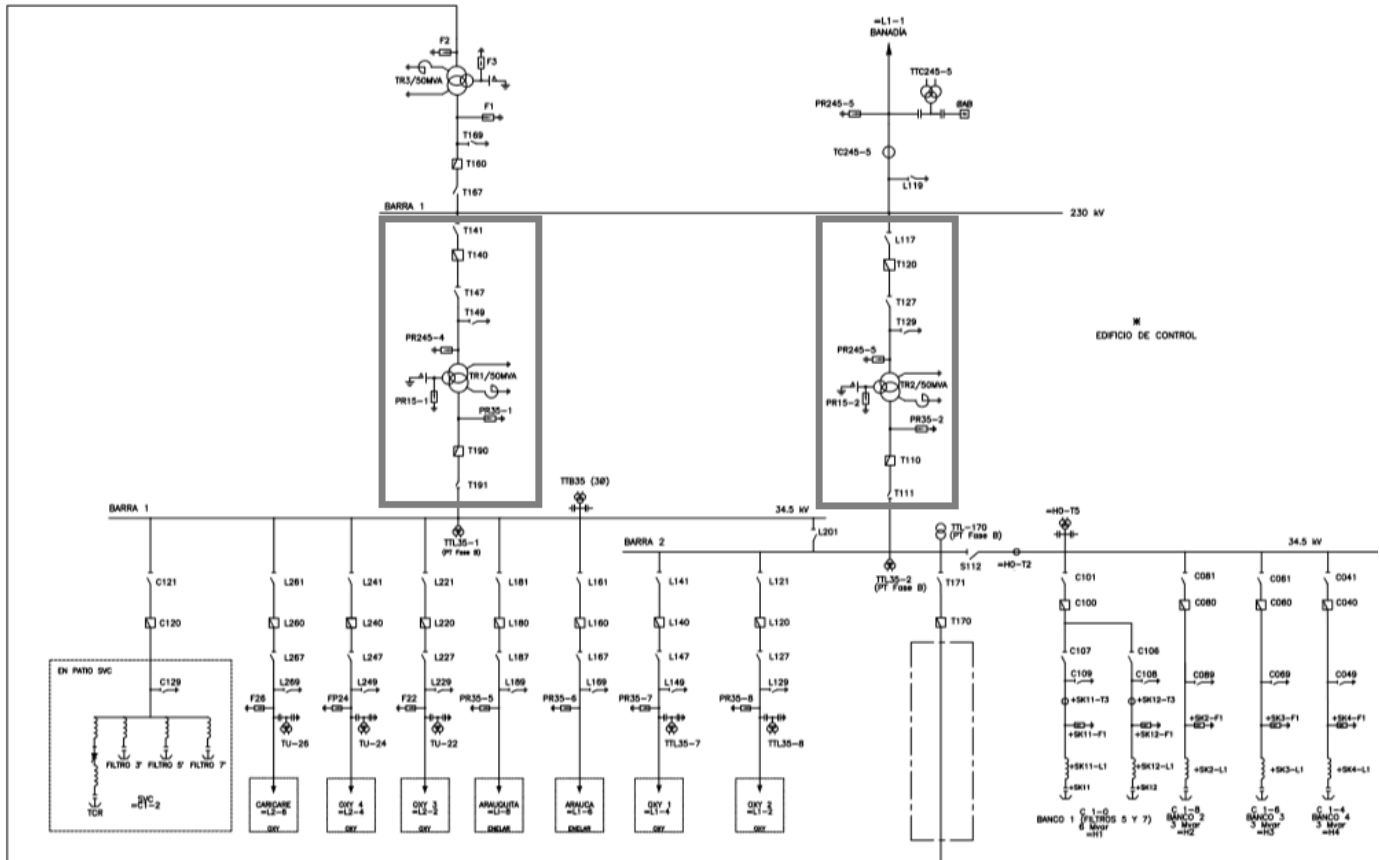


Figura 17. Diagrama Unifilar Subestación Caño Limón 230 kV

Obtenido del BIT, Plano Unifilar Subestación Caño Limón 230KV Código S216 P 7705 0000204.

En figuras 18 y 19 se puede observar el esquema de protección implementado en las protecciones RET670, PT1 y PT2 del transformador TRF 2, haciendo la aclaración de que es idéntica para TRF1, con la única diferencia de que este no posee un transformador ZIGZAG conectado en el lado de 13.8 kV. En el diagrama de la figura 14 se muestra la conexión de función de protección principal 87T, y las funciones respaldo 51/51N. Por otro lado, en la figura 15 se especifica la conexión de la función Zona Muerta para el devanado de 34.5 kV, donde se puede identificar fácilmente la zona de influencia de dicha función.

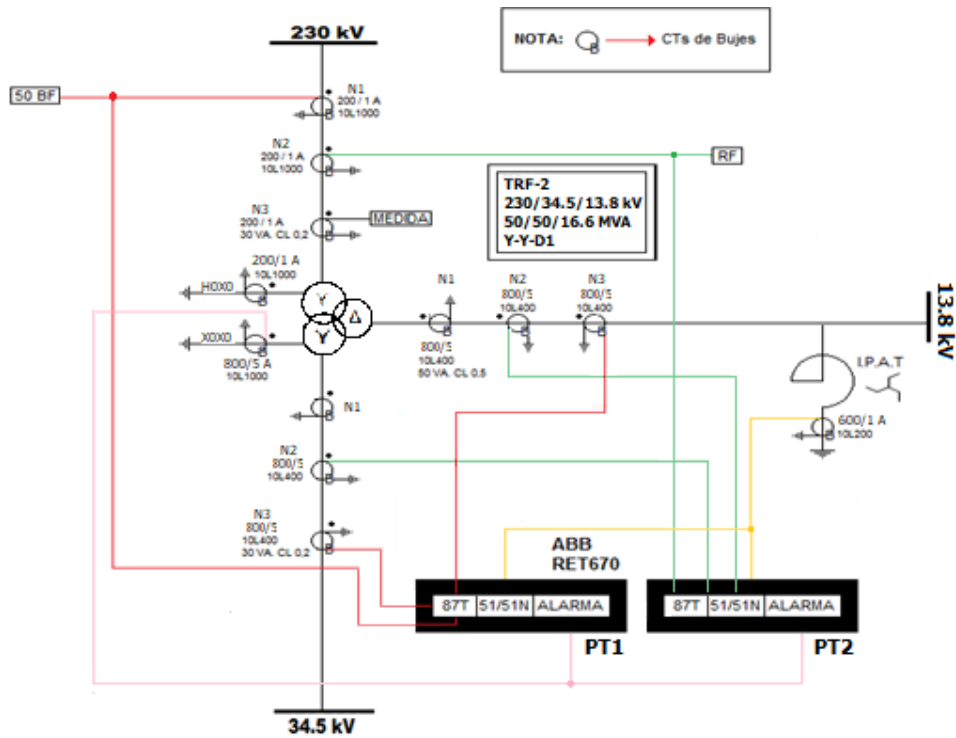


Figura 18. Esquema de protección del transformador TR2 Caño Limón 230/34.5/13.8 kV Modificado de la red, estudio de coordinación de protecciones Banadía DOCUMENTO GO-DO1221

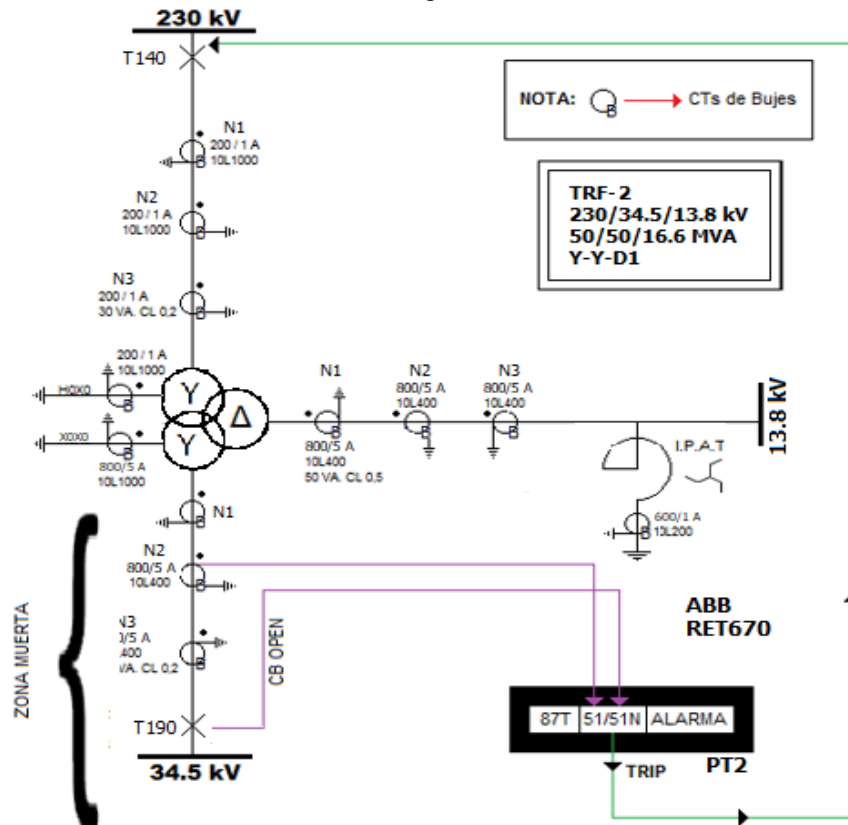


Figura 19. Esquema protección función zona muerta en transformador 230/34.5/13.8 kV Modificado de la red, estudio de coordinación de protecciones Banadía DOCUMENTO GO-DO1221

5. Subestación la Sierra 230kV

La Subestación La Sierra 230kV presentaba recurrencia en variedad de fallas e inconvenientes no sólo en la parte eléctrica, sino también en el correcto funcionamiento de sus esquemas de protección, control y supervisión. Por consiguiente, para los activos propiedad de ISA presentes en la subestación, el GEM SPAT presenta el concepto de obsolescencia programada del sistema de control y de los equipos, donde se propone la renovación total de la subestación y actualización del Sistema de Control y Coordinación SSC, por un Sistema de Automatización de Subestación SAS.

El proyecto consistió en actualizar e implementar en la subestación un sistema de control y supervisión basado en el estándar IEC 61850, integrando todos los elementos y sistemas de forma tal que brinden seguridad en las operaciones locales – remotas y suministren la información necesaria y en tiempo real para los diferentes niveles de control, con el fin de evitar errores en la operación y agilizar la reposición de los activos ante eventos del sistema eléctrico colombiano.

Generalidades

La Subestación La Sierra 230kV con configuración interruptor y medio, tal y como se muestra en la figura 20. Aunque la Subestación es propiedad de EPM (Empresas públicas de Medellín), los diámetros 2 y 3 destinados para transmisión, hacen parte de los activos propiedad de ISA, dispuestos para la conexión y protección de 4 salidas de línea.

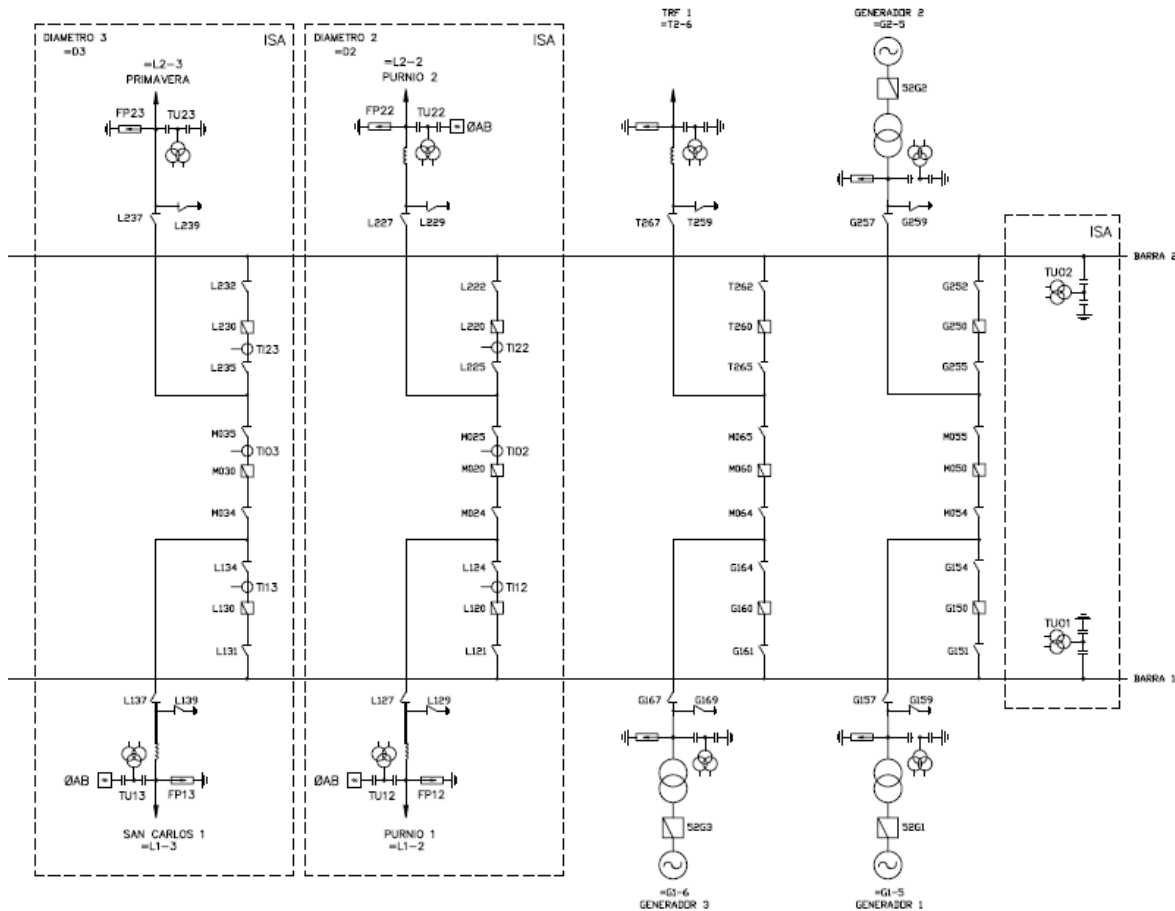


Figura 20. Diagrama Unifilar subestación La Sierra 230 kV

Obtenido del BIT, Plano Unifilar Subestación La Sierra 230KV Código S233 P 7705 0000212.

Los activos de la subestación que se busca proteger y mejorar la confiabilidad y seguridad de este, son las líneas de transmisión conectadas a los diámetros 2 y 3, que se pueden apreciar más específicamente en la figura 21, con el nombre de la subestación del extremo remoto de las líneas.

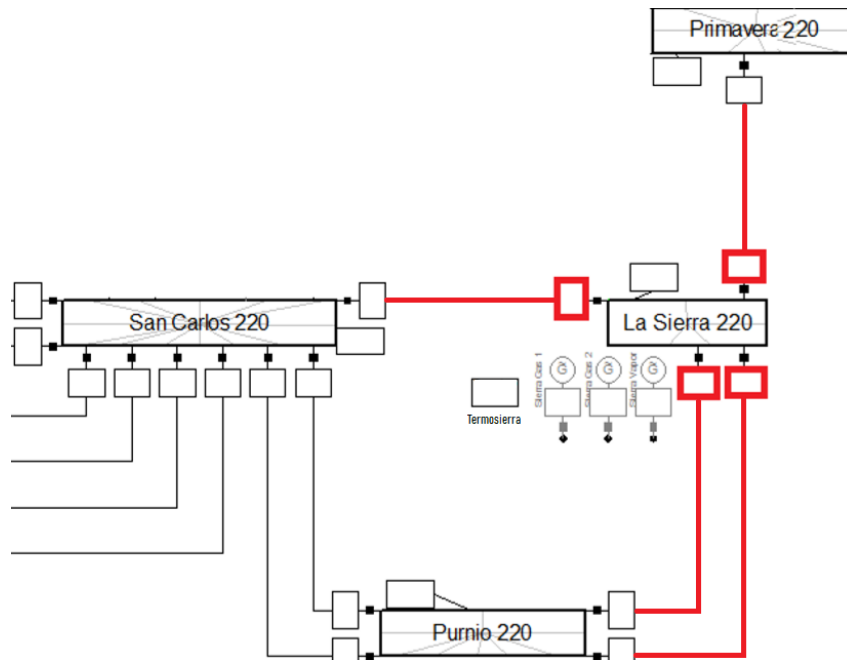


Figura 21. Líneas de transmisión de la Subestación la Sierra.

La subestación presentaba los siguientes inconvenientes que no permitían el correcto funcionamiento de los esquemas de protección y supervisión:

- ✓ El reporte de las señales SOE enviadas al nivel 3 en el CSM y el nivel 2 en la IHM de la subestación eran demasiadas, e incluso algunas eran alarmas falsas; por tanto, la supervisión se hacía desde el un escritorio remoto ubicado en la subestación primavera.
- ✓ La alimentación en corriente continua DC presenta gran variedad de fallas a tierra en los multiconductores de la caseta de control, debido a las inundaciones anteriores que habían dejado secuelas en los cárcamos.
- ✓ Las protecciones de línea presentaban problemas y obsolescencia tecnología debido a la antigüedad de los equipos; donde la PL1 tenía inconvenientes con la red de gestión y la PL2 no servía para el nuevo esquema de protección de distancia que venía trabajando INTERCOLOMBIA para el recierre de los dos interruptores aledaños de la bahía de línea (corte A y B del diámetro) en configuración interruptor y medio.
- ✓ Los fabricantes de los equipos utilizados en el esquema implementado a la fecha no tienen soporte técnico ni tampoco suministro de repuestos para las fallas existentes.
- ✓ El SCC utiliza un sistema operativo Windows NT del cual no se tienen actualizaciones de seguridad, tampoco se tiene soporte técnico del departamento de informática de ISA.

Debido a los problemas mencionados anteriormente, el grupo en ejecutivo de mantenimiento SPA se encuentra en la tarea de abrir una consignación para verificar renovar y actualizar todo el esquema de protección, control y servicios auxiliares de la subestación. Adicionalmente se verifica el aislamiento de los conductores desde sala hasta patio y remplazar el cableado dañado. Lo único que no se renueva son los cargadores y bancos de baterías.

5.1 Protección

La renovación de las protecciones asociadas a los diámetros 2 y 3 de la subestación se lleva a cabo por la antigüedad de los relés allí instalados, quienes ya habían cumplido con su ciclo de vida. En su remplazo se instalaron relés multifuncionales para mejorar y actualizar el esquema de protecciones que por requerimientos técnicos establecidos en el manual de ingeniería secundaria sugería el uso de estos.

Los tableros que estaban dispuestos para las protecciones asociadas a los diámetros propiedad de ISA y que fueron actualizados, renovados y/o intervenidos durante el proyecto fueron: +R03, +R13, +R23, +R02, +R12, +R22, +RB1 y +RB2. Las modificaciones se llevaron a cabo de la siguiente manera:

- ✓ En los tableros +R02 y +R03 dispuestos para protección del diámetro 2 y 3, módulo común y supervisión del corte B, se intervinieron de forma idéntica, dejándolos únicamente con tres unidades de falla interruptor (uno para cada corte), cada uno con dos unidades de temporización y bloques de pruebas; tres unidades de disparo y bloqueo 86 (uno para cada interruptor que componen el diámetro). Los relés 25 de sincronismo usados para cada corte se retiran y habilitan en las protecciones principales de línea PL. Los relés 74SCD se cambian por 6 unidades marca Siemens para el interruptor del corte central B (uno por fase y para las dos bobinas del interruptor -M030). Lo anterior se hace para disminuir la cantidad de equipos, el exceso de cableado y actualizar las referencias antiguas de relés.
- ✓ Los cuatros gabinetes de protección de línea en acción con los cortes A y C de cada diámetro son retirados en su totalidad de la sala de control, y son cambiados por nuevos tableros cuyo esquema asignado es el de dos protecciones principales multifuncionales de línea PL1 y PL2 cada una de diferente fabricante; la primera Siemens SIPROTEC 7SA87 y la segunda ABB REL670 respectivamente, con el fin de darle mayor redundancia al sistema, puesto según el fabricante, los dispositivos pueden tener mayor sensibilidad ante ciertos eventos. Adicionalmente, en cada tablero se instalan los respectivos bloques de prueba ABB de los IED's, y la Teleprotección Siemens referencia SWT 3000. La nomenclatura asignada a las protecciones principales fue -F111 para la PL 1 y -F222 para la PL2. El recierre fue una función habilitada en los relés multifuncionales, que puede ser controlada desde pulsadores y selectores instalados en los gabinetes, que puede ser monopolar, tripolar o ambas, y se puede asignar a la PL1 o la PL2 según se desee.

En la tabla 9 se puede apreciar el nombre de los 4 tableros de protección que fueron cambiados, en relación con el corte y la línea que se están protegiendo.

Tablero	Activo Protegido
+R12	Línea Purnio 1 230kV – Corte A
+R22	Línea Purnio 2 230kV – Corte C
+R13	Línea Primavera 230kV – Corte A
+R23	Línea San Carlos 1 230kV – Corte C

Tabla 9. Asignación de la nomenclatura de los tableros de protección de línea.

- ✓ Los tableros de interposición +U, fueron altamente intervenido, reduciendo en un 75% aproximadamente el cableado y la cantidad de relés repetidores instalados en su interior. No se logró eliminar en su totalidad puesto que inicialmente no se contempló en el alcance del proyecto.

Los relés de protección de las funciones necesarias para la protección de las líneas se reemplazaron por 2 unidades multifuncionales para cada línea, que son dispositivos electrónicos inteligentes (IED's). La protección principal PL1 de referencia Siemens 7SA87 protección de distancia, fue

diseñada específicamente para la protección de líneas, con estructura modular y total compatibilidad con el protocolo IEC 61850; por otro lado, la protección PL2 de referencia REL670 es un equipo optimizado para proporciona soluciones personalizadas para cualquier tipo de esquema, con la facilidad de seleccionar la funcionalidad que sea requerida.

La programación de las protecciones principales fue idéntica, con la misma cantidad de señales de entradas y de salidas, con la clara diferencia de la línea que se desea proteger, así mismo se toman las lecturas y se reflejan las actuaciones sobre los equipos de patio. Las señales de los CT's y PT's se toman de núcleos de protección diferentes y la alimentación de los relés se hace con polaridades independientes en cada tablero.

Teniendo en cuenta las necesidades que presentó sistema, las funciones eléctricas habilitadas y ajustadas principalmente fueron la distancia por zonas (21), sobrecorriente direccional (67N) y recierre (79). Esta información se puede apreciar a detalle en la tabla 10.

	Función	Descripción
PL1	21	Distancia por Zona 1, 2 3 y Reversa.
	67NCD	Sobrecorriente Direccional de Neutro con Comparación direccional
	79	Recierre
	74SCD	Supervisión circuito de Disparo interruptor de barra
	27	Baja Tensión
	59	Sobretensión Etapa 1 y Etapa 2
	DP	Discrepancia de polos, corte propio Bus y central Tye
	25	Sincronismo
	Stub	Talón (ver detrás de la posición del CT)
	SOTF	Switching on to Fault (Cierren/recierre en falla)
PL2	21	Distancia por Zona 1, 2 3 y Reversa.
	67NCD	Sobrecorriente Direccional de Neutro con Comparación direccional
	79	Recierre
	74SCD	Supervisión circuito de Disparo interruptor de barra
	27	Baja Tensión
	59	Sobretensión Etapa 1 y Etapa 2
	DP	Discrepancia de polos, corte propio Bus y central Tye
	25	Sincronismo
	Stub	Talón (ver detrás de la posición del CT)
	SOTF	Switching on to Fault (Cierren/recierre en falla)

Tabla 10. Funciones habilitadas de las protecciones principales de Línea.

5.2 Entradas Relés de protección de línea.

Entradas Analógicas del relé de protección

Las entradas análogas de los relés de protección están compuestas por:

- ✓ Tensiones de la Barra 1 y Barra 2 (Fase B y neutro)
- ✓ Tensión Línea Opuesta (Fase B y neutro)
- ✓ Tensiones de Línea, núcleo 2 del PT (Fase A, B, C y neutro)
- ✓ Corrientes de Línea, núcleo 3 del CT's de diámetro (Fase A, B, C y neutro)

Entradas Binarias Relés de protección de Línea

Las entradas binarias de los relés de protección son las mismas para la PL1 y la PL2, el cambio varía según la línea que se quiere proteger, el diámetro y los cortes que operan en función de esta. A continuación, se presenta el ejemplo de las entradas binarias de la protección PL1 de la línea Purnio I, diámetro 2, corte A.

- ✓ Supervisión circuito de disparo:
 - Fase A
 - Fase B
 - Fase C
- ✓ Seccionador L127 Abierto
- ✓ Falla núcleo 1 Línea = L1-2c
- ✓ Recibido Teleprotección
 - Orden 1
 - Orden 4
- ✓ Relé PL1 en prueba
- ✓ Protección de línea = L1-2:
 - Recierre PL2
 - Recierre monofásico habilitado
 - Recierre trifásico habilitado
- ✓ Protección de línea PL2
 - Arranque recierre monofásico
 - Arranque recierre trifásico
 - Permisivo disparo monofásico
- ✓ Falla PT Barra 1
- ✓ Falla PT Barra 2
- ✓ Reservas
- ✓ Posición interruptor L120 Cerrado Polo A, B y C
- ✓ Interruptor L120 disponible
- ✓ Posición interruptor M020 Cerrado Polo A, B y C
- ✓ Interruptor M020 disponible
- ✓ Seccionador L227 Cerrado (Opuesto)
- ✓ Falla PT núcleo 1 Línea A = L22
- ✓ Señales de línea opuesta (Interruptor M020):
 - Habilitar 1P
 - Habilitar 3P
 - Inhibir recierre
- ✓ Posición equipos cerrados Corte A, B y C
- ✓ Disparos directos enviado y recibido

NOTA: Todas las entradas analógicas y digitales de los relés de protección PL1 y PL2 llegan a bornas seccionables antes de conectarse a los equipos; esto bajo solicitud de los criterios de diseño para la ingeniería secundaria y para darle mayor grado de flexibilidad a los esquemas de protección para mantenimiento.

5.3 Teleprotección

El sistema de teleprotección con telecomunicaciones entre las protecciones de línea instalados en la S/E y las protecciones del extremo remoto se hace bajo el esquema de comparación direccional POTT (Permissive Overreaching Transfer Trip).

Las teleprotecciones de línea instaladas en la Sierra comunican 4 órdenes:

- ✓ La primera hace referencia a la activación de la función 21 Zona, PL1.
- ✓ La Segunda se refiere a la activación de la función 21 Zona, PL2.
- ✓ La Tercera Disparo Directo Transferido
- ✓ La Cuarta es por la función 67N (Sobrecorriente Direccional de Neutro)

Las ordenes de teleprotección son los mismos para todas las bahías de línea, pero dependiendo las necesidades de cada una, se hizo el cableado y la asignación del orden de los comandos. La figura 22 enseña el esquema de comandos que sigue la línea LSIE-PRIM, que el esquema normalizado por Intercolombia.

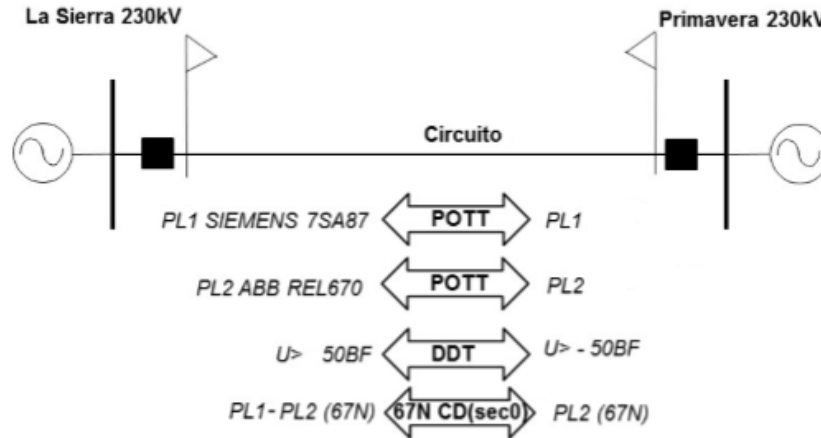


Figura 22. Esquema de teleprotección de Línea.

Para el caso de la línea San Carlos, se sigue el mismo esquema que en primavera, pero el comando 4 se envía y recibe por las dos PL's principales.

Las Líneas del diámetro 3 (Purnio I y Purnio II) hacen una pequeña modificación la transmisión de comandos, de la siguiente forma:

- El comando 1 es el POTT de la orden PL2 (etapa 1 de función distancia), referencia ABB, para que pueda interactuar con el comando remoto de la PL1 de la subestación Purnio, que también es referencia ABB.
- El comando 2 se le asigna por POTT de la PL1 (etapa 1 función distancia y 67N), que interactúan con la PL2 del extremo remoto en la S/E Purnio de referencia SEL; esto se hizo con el fin de mejorar la mala lectura y acción que tiene la PL2 de Purnio para la función 67N.
- El disparo directo transferido del comando 3 se mantiene igual.
- La orden del comando 4 por 67N se hace de la PL2 ref. ABB en La Sierra, a la PL1 ref. ABB en Purnio.

5.4 Supervisión y Control de la Subestación

Para controlar y supervisar el comportamiento de la subestación La Sierra, siguiendo con las actualizaciones establecidas por Intercolombia, se hace la transición a un sistema de automatización de la subestación SAS; que es un sistema de control digital distribuido basado en la norma IEC 61850, dividido y controlado desde los 4 niveles de control jerárquicos 0,1,2 y 3.

Para la renovación de esta S/E se llevan a cabo las modificaciones necesarias en cada nivel según el alcance establecido, para optimizar todo de la mejor forma posible y poder implementar el SAS.

5.4.1 Nivel 0

El nivel 0 se refiere a las cajas de mando de los equipos de maniobra en el patio de la subestación.

Los activos de ISA dispuestos en la Subestación la Sierra están compuestos por dos diámetros, es decir 6 cortes en configuración interruptor y medio; y la actualización realizada en el patio de la S/E tuvo dos grandes acciones:

- ✓ La primera acción fue la adición de un nuevo tablero de agrupamiento para cada interruptor, donde quedó instalado el mando local de operación tripolar del interruptor (uno por interruptor), ver figura 23.



Figura 23. Tablero de agrupamiento del interruptor, nivel 0.

- ✓ La siguiente actividad de renovación que se realizó en la S/E Sierra en el patio fue el cambio total de los MK's para cada corte, donde quedaron dispuestos e implementados todos los enclavamientos mínimos necesarios de los seccionadores e interruptor que lo componen. También se encuentran las estrellas de los CT's y los PT's, y la alimentación de servicios auxiliares en AC y DC.

El cambio de estos tableros se hizo para reducir y renovar el cableado y adicionar la conexión del tablero de agrupamiento del interruptor con el MK del corte.

Actividades adicionales

- ✓ Se verificó el aislamiento de los conductores de conexión entre el patio y la sala de control, para luego tender y cambiar los que presentaban daño.
- ✓ El cableado de los equipos de patio hasta los gabinetes de agrupamiento fue renovado totalmente.

5.4.2 Nivel 1

El control en este nivel se realiza por medio del controlador de Bahía o desde el mímico de respaldo ubicado en los tableros de la sala de control.

Las renovaciones llevadas a cabo en este nivel de control fueron llevadas a cabo por medio del cambio de los tableros de control, que anteriormente tenían instalado el mímico para controlar los accionamientos de los equipos de patio desde el nivel 1, adicionalmente tenía los controladores de campo - módulo PLC, D'984-785, AEG (modicon Schneider) y los medidores Bictronics - MTWDE4B, que son dados de baja al desinstalar los gabinetes de control de cada diámetro.

Los nuevos tableros de control de los diámetros 2 (=D01 +W02) y 3 (=D03 +W03) tienen cada uno instalado un controlador SIPROTEC 6ED85 marca Siemens. Este equipo fue seleccionado por las ventajas que presenta para el propósito de controlar los diámetros de la subestación; es modular, y a diferencia del controlador anterior, sólo necesita una polaridad de alimentación; también necesita menos cableado, posee mayor cantidad de entradas y salidas, la comunicación entre los módulos es por protocolo RJ45 y tiene total compatibilidad con el protocolo **IEC 61850**. Las maniobras y acciones que se necesiten realizar desde este nivel se hacen por medio del display que posee el controlador. En la Subestación, este equipo es conocido como el BCU (Bahia Control Unit).

En el tablero también hay instalado un pequeño mímico (pequeño unifilar del diámetro), dispuesto para una condición de emergencia; donde sólo se encuentran presentados los selectores para apertura y cierre de los interruptores que componen cada diámetro.

En la figura 24 se presenta la disposición de los nuevos gabinetes de control de diámetro situados en la Subestación.



Figura 24. Nuevos Gabinetes de control de diámetros 2 y 3, S/E La Sierra.

Los controladores de diámetro toman información del comportamiento de las variables (voltaje y corriente) y los quipos de patio que componen el diámetro que se desea controlar. Entre las señales digitales que se llevan al controlador se pueden resaltar las de posición de todos los seccionadores e interruptores (por polo), protecciones mecánicas de los interruptores, supervisión circuitos de disparo de las dos bobinas del interruptor, disparo definitivo y disparo por 50BF, modo de operación de los quipos de patio (remota y local), fallas en la operación de los seccionadores, recierres (monofásicos y trifásicos) e información de las protecciones PL1 y PL2. Las señales analógicas y lecturas del controlador son las corriente y tensiones de derivación de los CT's t PT's de las líneas del diámetro (por fase más neutro) y las tensiones de las dos barras. Para especificar las señales entradas y operaciones del controlador, dirigirse a los planos de circuito de control de diámetro.

5.4.3 Nivel 2

En la subestación La Sierra, Las maniobras y control realizadas desde el nivel 2 se realizaba desde el interfaz IHM que se encontraba en la consola de operaciones de la sala de control.

El nivel 2 y red de gestión anterior son remplazados y actualizados por un nuevo gabinete de control de subestación (+W00), donde se instala la red de gestión y los servidores del IHM.

Los equipos instalados en el tablero para la red de gestión son el GPS (usado para la sincronización de tiempo), 2 Switches de nivel 1 (RSG2488) y 2 RedBox. Los equipos de protección y de control se conectan a la red de comunicación mediante los RedBox y los Switches de la siguiente manera:

- ✓ Los relés de protección PL2 únicamente tienen un canal de comunicación; por tal razón se conectan mediante fibra óptica a uno de los RedBox, que permiten conectar equipos con un solo puerto a una red redundante con protocolo PRP.
- ✓ Por otro lado, los relés de protección PL1 y controladores de diámetro y servicios auxiliares poseen doble canal de comunicación; por lo que estos equipos llegan directamente a los Switches (el canal A en el S100 y el canal B al S200).

Para entender la renovación del SAS, control y supervisión del nivel 2 y 3 en la subestación La Sierra, primero es necesario hablar de los servidores que fueron instalados en el tablero de control de la subestación, para remplazar la RTU y las consolas de operaciones con las que funcionaba anteriormente los niveles de control. El Computador SEL 3355 dispuesto en la figura 25, es un equipo de gran robustez, construido para proporcionar velocidad, confiabilidad y seguridad, que utiliza los mismos altos estándares del diseño que la línea de relés de protección; características funcionales tales como la visualización, supervisión y control de IHM y el procesador de información: concentrador de datos/convertidor de protocolos (recolectando los datos de los relés y los envía directamente a sistemas SCADA por medio de protocolos antiguos), entre otras.

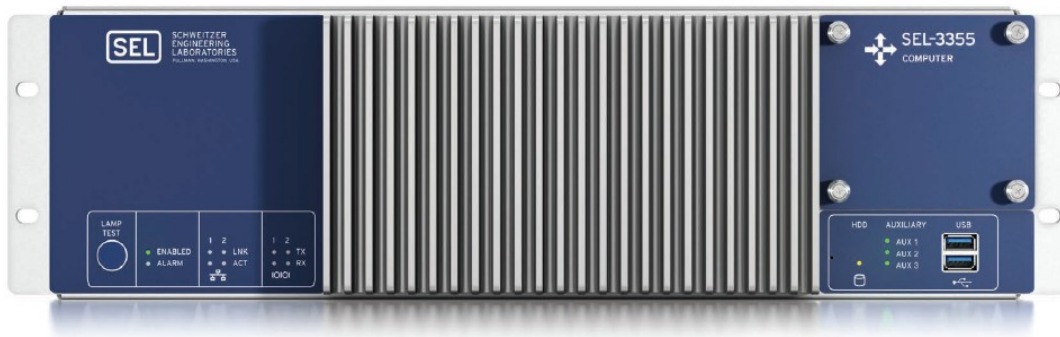


Figura 25. El Computador SEL 3355.

Los servidores están programados con 4 tipos hardware diferentes, con una breve explicación presentada en la figura 26; estos hardware interactúan entre ellos como servidores y clientes. El SISCO es quien recibe las señales de la red de comunicaciones, en protocolo IEC 61850; este a su vez hace de servidor del DATA HUB, quien envía las señales a los clientes P VIEW (quien comunica las señales del nivel 2) y SCADA (quien comunica las señales al nivel 3 por medio del protocolo IEC 60870-5-101).

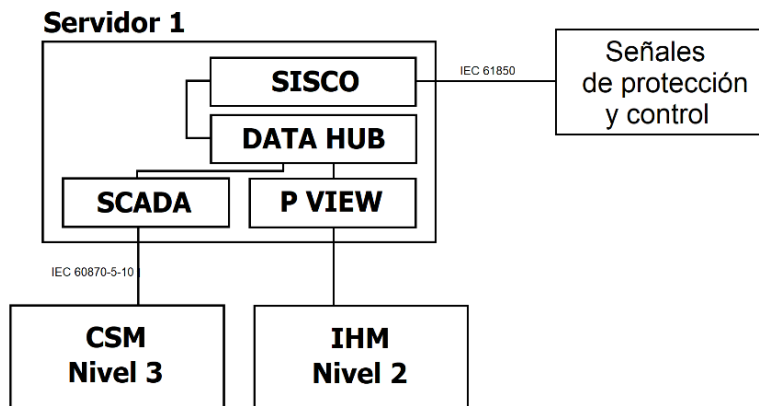


Figura 26. Esquema de hardware de los servidores SEL 3355.

En el tablero de control de la subestación +W00 se instalaron dos servidores (el primero principal y el segundo de respaldo), que se conectan a los anillos de comunicación llegando a los RedBox por medio de Ethernet (cable UTP), para luego conectarse los Switches siguiendo el protocolo PRP.

El montaje de las IHM's nivel 2 y PC de ingeniería, se hace por medio de la interacción del Hardware P VIEW de los servidores instalados en el tablero +W00. La disposición de los equipos del IHM se puede observar en la figura 27.

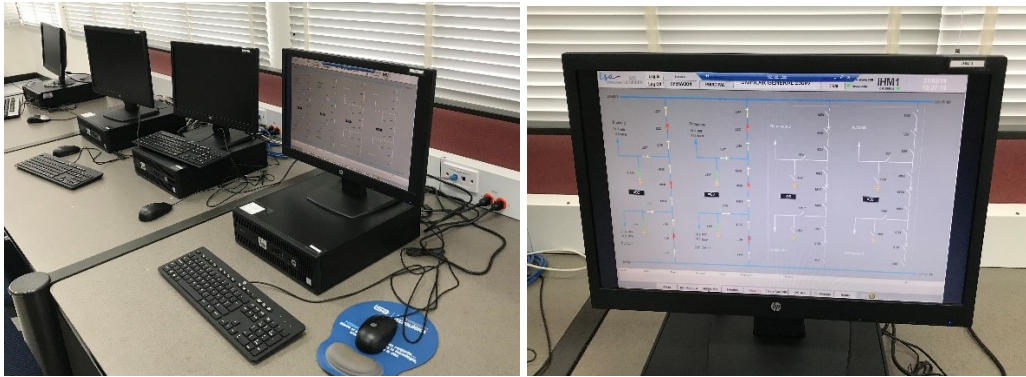


Figura 27. IHM - Subestación La Sierra.

5.4.4 Nivel 3

La subestación La Sierra había perdido la supervisión desde el nivel 3, remotamente desde el CSM. El control y reporte de señales SOE se hacía a partir de un conversor de protocolos Indactive - IEC 60870-5-101.

El nuevo control, supervisión y reporte de señales SOE hacia el Centro de Supervisión y Maniobra del SCADA programado en los servidores instalados en el tablero de control de subestación. Los servidores se conectan a un Splitter que se encarga seleccionar cuál de los dos servidores es que está en funcionamiento y enviará la información al nivel 3.

Las señales que deben ser registradas en el SOE del nivel 3 fueron actualizadas, manteniendo las anteriores y agregando unas nuevas debido a la renovación de protecciones de las bahías de línea.

5.5 Servicio Auxiliares

El controlador de servicios auxiliares es un nuevo tablero de servicios auxiliares +W00, instalando un controlador SIPROTEC 6MA85 con las mismas características que los controladores nuevos de los diámetros de la Subestación, con total compatibilidad con el protocolo **IEC 61850**.

El controlador de servicios auxiliares toma las señales de los servicios auxiliares tanto de AC como en DC. También se habilitó realizar la transferencia de alimentación al grupo electrógeno para cargas esenciales en caso de falla, directamente desde el controlador.

5.6 Distribución de polaridades

La alimentación en AC o DC de los equipos y señales que están instalados dentro de los gabinetes de protección y control deben tener cierto grado de independencia entre ellas, ya sea por mantenimientos o por fallas; por este motivo, se utilizan varios MCB's para distribuir las polaridades. A continuación, se presenta la nomenclatura y la función asignada a cada uno de los interruptores de cortocircuitos de los tableros dispuestos en la sala de control. En las tablas 11 y 12 se pueden apreciar los MCB's

referentes a los tableros del controlador de servicios auxiliares y controlador de la subestación respectivamente.

Tablero de controlador de Servicios Auxiliares =D00+W00T		
Polaridad	MCB	Descripción
-F1	Monopolar - 10A	Tablero interposición: Calefacción, Iluminación y Tomacorriente
-F2	Monopolar - 10A	Calefacción Iluminación tablero Tomacorriente
-F4	Bipolar - 2A	Distribución de corriente continua
-F10	Bipolar - 2A	Alimentación Controlador SSAA Alimentación entradas controlador
-F8	Bipolar - 2A	Alimentación entradas binarias controlador

Tabla 11. Polaridades tablero controlador de subestación =D00+W00T.

Tablero de controlador de Subestación =D00+W00		
Polaridad	MCB	Descripción
-Q102	Monopolar - 16A	Calefacción Ventilación Iluminación tablero Tomacorriente
-Q103	Monopolar - 10A	Estación (Tomacorriente)
-F101	Bipolar - 2A	Alimentación Servidor 1
-F111	Bipolar - 2A	Alimentación Switch 1
-F121	Bipolar - 2A	Alimentación Servidor 2
-F131	Bipolar - 2A	Alimentación Switch 2
-F211	Bipolar - 2A	Alimentación convertor 1 y 2 EPM
-F321/-F421	Bipolar - 10A	Conmutación de polaridades
-F141	Bipolar - 2A	Alimentación GPS
-F171	Bipolar - 2A	Convertor 125/14 Vcc
-F201	Bipolar - 2A	Alimentación Splitter CSM
-F181	Bipolar - 2A	Alimentación REDBOX 1
-F191	Bipolar - 2A	Alimentación REDBOX 2
-F161	Bipolar - 2A	Alimentación multiplexer

Tabla 12. Polaridades tablero controlador de subestación =D00+W00T.

En la sala de control hay dos tableros de control de diámetro (=D02+W02 y =D03+W03), con un tablero de interposición cada uno; la distribución de polaridades en cada tablero es idéntica, puesto que los quipos y señales de cada tablero son las mismas, pero asignados a controlar diámetros diferentes. En la tabla 13 se presenta el ejemplo del controlador de diámetro 2. Para mayor claridad sobre las señales que se alimentan de cada polaridad, dirigirse a los planos de circuito de control para cada diámetro.

Tablero de controlador de diámetro =D02+W02		
Polaridad	MCB	Descripción
-Q102	Monopolar - 10A	Calefacción Iluminación tablero Tomacorriente
-F101/-F111	Bipolar - 4A	Conmutación de polaridades
-F121	Bipolar - 2A	Alimentación controlador de diámetro
-F141	Bipolar - 2A	Alimentación MCB (reserva)
-F131	Bipolar - 2A	Alimentación entradas binarias controlador de diámetro

Tabla 13. Polaridades tablero controlador de diámetro 2 =D02+W02.

En la sala de control hay cuatro tableros de protección de línea (=L12+R12, =L13+R13, =L22+R22 y =L23+R23). Todos los gabinetes tienen la misma cantidad y distribución de polaridades, junto con la misma nomenclatura; la diferencia radica en que las lecturas y acciones de las protecciones van en relación con los cortes de la línea que se desea proteger. En la tabla 14 se presenta el ejemplo la protección de la línea Purnio I. Para mayor claridad sobre las señales que alimenta cada polaridad, dirigirse a los planos de circuito de protección de cada línea.

Tablero de controlador de diámetro =L12+R12		
Polaridad	MCB	Descripción
-Q102	Monopolar - 10A	Calefacción Iluminación tablero Tomacorriente
-Q111	Bipolar – 2A	Alimentación protección PL1 Conmutación de polaridades
-Q121	Bipolar – 2A	Alimentación protección PL2 Conmutación de polaridades
-Q131	Bipolar – 2A	Alimentación 125Vcc polaridad barra conmutada
-Q211	Bipolar - 2A	Alimentación polaridad Teleprotección

Tabla 14. Polaridades tablero protección de línea =L12+R12.

5.7 Red de comunicación y gestión

La red de comunicación interna de la subestación es una red LAN, compuesta por dos anillos de comunicación en protocolo PRP para mayor redundancia, cuya función principal es generar un canal de comunicación entre los equipos que componen la sala de control de la S/E, para reunir toda la información del comportamiento del sistema (control y protección), generar un reporte de señales en los niveles de control 2 y 3, sincronizar el tiempo en que suceden los eventos y realizar operaciones desde los niveles 2 y 3. El esquema de conexión y equipos que conforman la red LAN de la subestación La Sierra (figura 28).

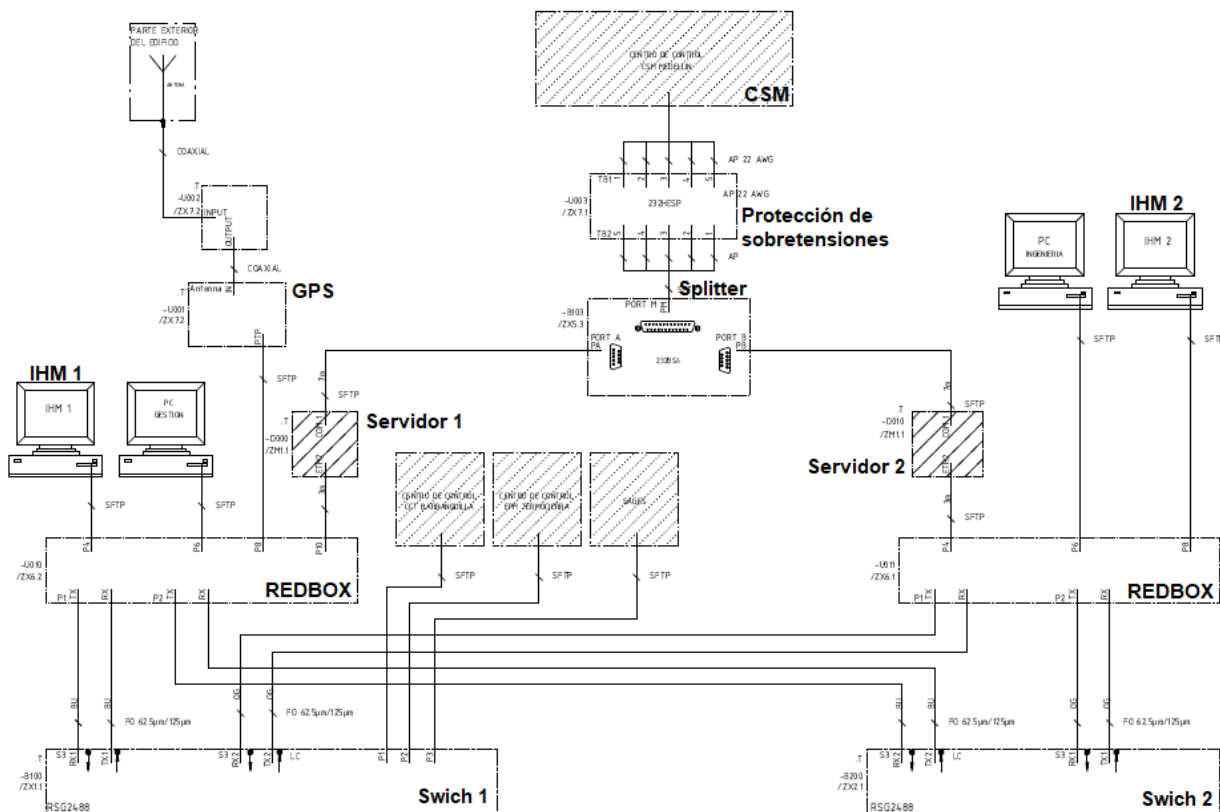


Figura 28. Red LAN, comunicación y Gestión S/E La Sierra.
 Obtenido de los planos del controlador de subestación 230kV =D00+W00.

La gestión sobre los relés de protección, teleprotecciones y controladores de bahía se realiza con fibra óptica gracias al módulo Ethernet óptico (OEM) que poseen los equipos. La conexión desde los tableros de protección y control hasta el talero de control de la subestación se hace por medio de los ODF's (distribuidores de fibra óptica), para luego conectarse a los switches RUGGEDCOM y los REDBOXE's instalados en el tablero +W00, dichos equipos componen los anillos de comunicación. Se tienen dos anillos que se comunican entre sí, en caso de que uno de los dos llegue a presentar falla.

Los eventos y equipos serán fechados con el año, mes, día, minuto, segundo y milisegundo, sincronizándose desde el reloj por satélite GPS por medio IRIG-B-DC. Para la red de sincronización de tiempo por IRIG-B-DC se usó un puerto disponible del equipo LAN TIME/GPS MEIMBERG (-U001), con conexión directa a la red de comunicación. Adicional a esto, los relés de protección ABB se sincronizan directamente con el GPS.

La asignación de direcciones IP de los equipos de la subestación, incluyendo los del SAS se muestra en la tabla 15:

Dirección IP	Equipo	Descripción	Celda
192.168.1.10	-F111 (7SA87)	PL1 Diámetro 2 Purnio 1	=L12+R12
192.168.1.11	-F222(REL760)	PL2 Diámetro 2 Purnio 1	=L12+R12
192.168.1.12	-F111 (7SA87)	PL1 Diámetro 2 Purnio 2	=L22+R22
192.168.1.13	-F222(REL760)	PL2 Diámetro 2 Purnio 2	=L22+R22
192.168.1.14	-F111 (7SA87)	PL1 Diámetro 3 San Carlos 1	=L13+R13
192.168.1.15	-F222(REL760)	PL2 Diámetro 3 San Carlos 1	=L13+R13
192.168.1.16	-F111 (7SA87)	PL1 Diámetro 3 Primavera	=L23+R23
192.168.1.17	-F222 (REL760)	PL2 Diámetro 3 Primavera	=L23+R23
192.168.1.50	-D001 (6MD85)	Controlador de Diámetro 2	=D02+W02
192.168.1.51	-D001 (6MD85)	Controlador de Diámetro 3	=D03+W03
192.168.1.60	-D001 (6MD85)	Controlador SSAA	=D00+W00T
192.168.1.80	-F085 (SWT3000)	TLP Diámetro 2 Purnio 1	=L12+R12
192.168.1.81	-F085 (SWT3000)	TLP Diámetro 2 Purnio 2	=L22+R22
192.168.1.83	-F085 (SWT3000)	TLP Diámetro 3 San Carlos 1	=L13+R13
192.168.1.82	-F085 (SWT3000)	TLP Diámetro 3 Primavera	=L23+R23
192.168.1.99	-U001 (GPS)	GPS	=D00+W00
192.168.1.100	-B100 (RUGGEDCOM)	Switch01	=D00+W00
192.168.1.101	-B200 (RUGGEDCOM)	Switch02	=D00+W00
192.168.1.120	-U010 (Redbox 1)	SCALANCE	EDF
192.168.1.121	-U011 (Redbox 2)	SCALANCE	EDF
192.168.1.200	-D000	Servidor 1	=D00+W00
192.168.1.201	-D010	Servidor 2	=D00+W00
192.168.1.202	-IHM1	IHM 1	=D00+W00
192.168.1.203	-IHM2	IHM 2	=D00+W00
192.168.1.210	-PCING	PC Ingeniería	EDF
192.168.1.211			
172.17.68.10	-PCGES	PC Gestión	EDF

Tabla 15. Asignación de IP's para los equipos de la Subestación la Sierra 230kV.

Información obtenida del reporte del software de diagnóstico de la red, pruebas del sistema de control SAS.

Acceso remoto.

Para los usuarios que necesitan acceder a los servidores de la subestación remotamente, necesitan primero estar conectados a la red de ISA y conocer las direcciones IP de los equipos de gestión y servidores; para el caso del PC de gestión, es necesario conocer las dos IP's que maneja este equipo, puesto que él tiene dos tarjetas Gateway para gestionar dos redes independientes sin interferencia entre ellas. La red de ISA tiene direcciones IP 172. y en las redes locales LAN de las subestaciones tienen direcciones IP 192. Las direcciones IP's asignadas en la subestación la Sierra se listan en la tabla 8. Adicional a esto, es necesario que el usuario que quiera ingresar al servidor conozca el nombre de usuario y claves asignadas a los PC de gestión y los servidores.

El procedimiento para realizar acceso remoto es el siguiente:

1. Desde un equipo que esté conectado a la red de ISA con un IP 172. (puede ser desde el CTE), ingresa al "Remote Desktop" e ingresa la IP del PC de gestión asociado a la red de ISA, es decir, una la IP 172. Para poder ingresar deberá ingresar el usuario y clave asignado.
2. Cuando esté presente en el PC de Gestión, ya le es posible acceder a la red LAN de la subestación, para lo cual podrá hacer dos operaciones:
 - La primera es ingresar el IP de alguno de los IHM's de la subestación y visualizar la interfaz de la subestación.
 - La segunda es ingresar el IP del servidor que esté funcionando como principal y luego entrar a realizar operaciones en la subestación, siempre conozca el usuario y clave asignado al servidor, que es finalmente donde se ejecutan los procesos.

5.8 Pruebas

Las pruebas realizadas para la puesta en servicio de la subestación son las siguientes:

- ✓ Inyecciones primarias y secundarias de corrientes para verificar medidas N1, N2 y N3.
- ✓ Amarillado de todo el cableado.
- ✓ Pruebas de control de nivel cero (enclavamientos mínimos).
- ✓ Pruebas funcionales de control de nivel 0, 1, 2 y 3 (enclavamientos, señalización SOE, comandos, medidas).
- ✓ Se prueba la señalización desde el origen de cada señal.
- ✓ Pruebas de señalización de los relés de protección de bahías al control Pruebas funcionales del esquema de protección: distancia, recierre, teleprotección, selección de tensiones, 67N, sincronización, acceso remoto, etc.
- ✓ Pruebas end to end
- ✓ Pruebas redundancias de los sistemas de control

Los trabajos y actividades ejecutadas en la S/E la Sierra, además de las mejoras en supervisión, control y protección, deja mejoría en el orden y distribución de los gabinetes de protección y control en la sala de control. En la figura 29 se observa la sala de control tras finalizar la renovación en la subestación, donde las dos primeras filas hacen referencia a los tableros de diámetro 2 y 3, y los tableros de la derecha son los controladores de la subestación y Servicios auxiliares; en el frente de los tableros de puede apreciar el IHM. El orden designado a la sala se hace con el fin de que la manipulación de los gabinetes sea de fácil identificación y así no se intervengan los tableros que no se deban manipular en ese momento.



Figura 29. Disposición final tableros de protección y control Sala de Control S/E La Sierra.

OBJETIVO II

En esta sección se presentan los criterios de diseño técnicos mínimos para diseño y revisión de ingeniería secundaria para subestaciones de alta tensión (sistemas de protección, control, teleprotección y servicios auxiliares), establecidos y consignados en el Manual de Ingeniería Secundaria por ISA Intercolombia, más específicamente los ítems que tienen que ver con el desarrollo de las renovaciones ejecutadas en las subestaciones que componen la línea Arauca y la subestación La Sierra 230kV.

6. Criterios Técnicos

En este apartado se listan los ítems más relevantes del manual de ingeniería secundaria en relación con los proyectos de renovación llevados a cabo en la línea Arauca y la S/E la Sierra. Las tablas se presentan con dos y tres columnas, donde la primera hace referencia al criterio y las dos segundas al proyecto en específico, donde L.A se refiere a la Línea Arauca y LSIE es la Subestación la Sierra 230kV. Las tablas que sólo tienen LSIE, o L.A quieren decir que ese ítem solo aplica para este proyecto.

6.1 IED's

Descripción del criterio	L.A.	LSIE
Los IED a instalarse deben ser de tecnología numérica y los tipos, versiones y marca de relés a instalar deben cumplir siempre con los resultados de la homologación realizada por ISA.	✓	✓
Todos los IED's de control y protección (Controladores de bahía y relés de protección) deberán tener doble puerto de fibra óptica multimodo y cumplirán con el protocolo PRP, para poder conectarse a los dos anillos de suiches que garantizan la redundancia de la transmisión de la información.	X	✓
Otros IED's que no sean críticos para la disponibilidad operativa de la subestación y que no tengan doble puerto de red óptico se podrán conectar al SAS mediante "RedBoxes".	X	✓
Conexión IED's Configuración interruptor y medio: La protección principal 1 (P1) de los cortes de los extremos (cortes A y C) se debe cablear directamente a la bobina de apertura 1 (CD1) y al relé de disparo maestro (disparo y bloqueo) (86), tanto del interruptor propio como al interruptor del corte central (corte B). La protección principal 2 (P2) de los cortes de los extremos (cortes A y C) se debe cablear directamente a la bobina de apertura 2 (CD2) y al relé de disparo maestro (disparo y bloqueo) (86), tanto del interruptor propio como al interruptor del corte central (corte B). La protección principal 1 (P1) y la protección principal 2 (P2) de los cortes de los extremos (cortes A y C) se deberán cablear los arranques al IED de protección de falla interruptor (50BF) para su interruptor propio como al interruptor del corte del medio (corte B).	N.A	✓
La alimentación de los IED's de protección y distribución de polaridades en los tableros de protección debe ser independiente y protegidos por MCB's.	✓	✓
En la configuración de interruptores cada interruptor debe poseer polaridades de disparo independientes, facilitando la implementación de la supervisión circuitos de disparo en las protecciones principales PL1 y PL2 de ambas derivaciones.	N.A.	✓
Los relés de protección y los controladores deberán tener un contacto de vida conmutable (NC-NO), que indique cuando haya pérdida de la polaridad que lo alimenta. En caso de que en algún circuito de tensión no se tenga ningún equipo que suministre esta señalización, se debe instalar un relé de baja tensión que indique dicha pérdida de polaridad.	✓	✓

Tabla 16. Criterios de revisión de los Dispositivos de protección

6.2 Protección

6.2.1 Función Principal de Transformador 87T

Descripción del criterio	L.A.
El esquema final constará de dos IED's con las mismas funciones para hacerlo redundante, cada esquema se debe implementar en un IED de protección,	✓
Las señales de corriente para el IED diferencial de transformador deben ser tomadas de núcleos de corrientes diferentes en los tres devanados	✓
Se debe cablear los disparos de la P1 a la bobina de disparo 1 (BD1) y los disparos de la P2 a la bobina de disparo 2 (BD2).	✓
Las protecciones mecánicas que emiten disparo al transformador de potencia deben ser conectadas a las entradas de los dos IED principales (P1 y P2), el disparo a los interruptores se realizará a través de las salidas de los IED principales (P1 y P2).	✓
Las protecciones mecánicas deberán tener dos contactos de disparo, en caso de que la protección mecánica de origen únicamente cuente con un contacto, se utilizará una polaridad conmutada para llevar la señal a ambas protecciones.	X
Deben ser aptos para proteger un autotransformador con cambiador de tomas, con devanado terciario y transformador zigzag conectado al terciario.	✓
Los IED para la protección principal de transformador de potencia, se especificará con un mínimo de 48 entradas digitales y de 30 salidas digitales, si no hay interruptor en el terciario. Estas deben ser independientes, sin punto común	✓

Tabla 17. Criterio de diseño función principal diferencial de transformador.

6.2.2 Función Principal de Línea 21

Descripción del criterio	LSIE
Debe permitir disparo monopolar o tripolar dependiendo del tipo de falla y de la condición que se requiera en su momento para despejar adecuadamente la falla.	✓
Deberá contar por lo menos con 4 zonas de protecciones y medición (3 zonas adelante y zona de reversa)	✓
Debe permitir el esquema de telecomandos POTT (Permissive Over-reaching Transfer Trip).	✓
Los relés de protección deben tener señales independientes para recibos de permisos por distancia (21-POTT) y recibos por comparación direccional (67NCD). Los permisos enviados por la función distancia (21) deberán ser independientes de los permisos enviados por la función de sobrecorriente direccional (67N).	✓
Las señales de entrada para las funciones de teleprotección como POTT o 67CD, deben ser cableadas directamente desde las teleprotecciones no se deben utilizar repetidores	✓
Los IED para la protección principal de línea, se especificará con un mínimo de 41 entradas digitales y de 36 salidas digitales. Estas deben ser independientes, sin punto común.	✓

Tabla 18. Criterio de diseño función principal de línea.

6.2.3 Teleprotección

Descripción del criterio	LSIE
Los comandos de las teleprotecciones deben ser al menos 4, accionados por optoacopladores rápidos y deben conectarse directamente entre las respectivas teleprotecciones y los relés de protección.	✓
La asignación de los comandos en los equipos de teleprotección será la siguiente: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Comando 1: POTT1-Envío y recibo esquema PL1. ✓ Comando 2: POTT2-Envío y recibo esquema PL2. ✓ Comando 3: DDT-Envío disparo directo. ✓ Comando 4: CD-Envío y recibo esquema comparación direccional función 67N de la PL1 y PL2 	✓
Las señales de salida para las funciones de teleprotección como POTT o 67CD, deben ser cableadas directamente desde las teleprotecciones sin repetidores.	✓
Las señales de alarma que se usen para señalización, deben enviarse desde la respectiva teleprotección y no se deben usar las PL como repetidor de las señales de recepción o envío. Si no hay suficientes contactos para las alarmas en los equipos de teleprotección, se permite la repetición de estos comandos para señalización, SAS/SOE y RdF.	✓

Tabla 19. Criterio de diseño teleprotección.

6.3 Bloques de Pruebas

Descripción del criterio	L.A.	LSIE
El primer bloque de prueba se utilizará para pasar las corrientes y tensiones propias de la derivación, además de las señales de disparos y arranques correspondientes a los dos cortes.	✓	✓
El segundo bloque de prueba se utilizará para pasar las tensiones de la derivación y la barra opuesta.	✓	✓
Los bloques deben ser de fácil manipulación, deben tener guía o un elemento que garantice la inserción correcta del peine de prueba, de forma completamente recta y que mediante su inserción aisle automática y secuencialmente disparos, tensiones y corrientes.	✓	✓
Los contactos del bloque de prueba no deben repetirse, salvo para aislar funciones de señalización (SOE, registrador de fallas, etc)	✓	✓
Los bloques de prueba deben de estar bien identificados en el respectivo tablero y debe ser claro a qué protección están asociados.	✓	✓
En la medida de lo posible, el bloque de prueba asociado a cada IED debe estar al lado de esté, para evitar equivocaciones y facilitar la identificación.	X	✓

Tabla 20. Criterios de revisión de los bloques de pruebas.

Especificaciones

Bloque de Prueba	
Fabricante	ABB
Equipos que requieren bloque de prueba	P1 – P2 – P3 - 87B – 50BF- RF. En otros equipos cuando lo requiera el cliente o proyecto
Contactos auxiliares	24 puntos + 1 para señalización de peine insertado

Tabla 21. Requerimientos mínimos del bloque de prueba.

6.4 MK's

Descripción del criterio	LSIE
Los MK's no deben llevar ningún tipo de señal de control y no deben usarse como concentradores de señales.	✓
Se utilizará un MK por corte para las SE de configuración interruptor y medio, donde se condensan los enclavamientos mínimos de maniobra de los equipos (enclavamientos de nivel 0).	✓
El armario de agrupamiento debe incluir dos caras, uno de los lados se utilizará para las estrellas de corrientes y tensiones, y el otro lado para la distribución de la alimentación AC y DC de los motores, calefacción, iluminación y tomas de los equipos	✓
Debe tener iluminación y tomas por ambos lados	✓
Para el cableado interno de tableros, las señales digitales deben cablearse usando cables delgados (18 ó 16 AWG) que faciliten el manejo.	✓
Todos los ductos que comunican cárcamos de patio con casetas, edificios de control y ductos de tableros, deben ser sellados efectivamente para prevenir ingreso de animales, agua y propagación de incendios.	✓
Se utilizarán también cables de cobre para llevar las señales de los transductores de tensión y corriente instalados en los patios de las subestaciones hasta los respectivos gabinetes de agrupamiento (MKs)	✓

Tabla 22. Criterio de revisión de los MK's

6.5 Servicios auxiliares:

Descripción del criterio	LSIE
Las maniobras de transferencia automática de los servicios auxiliares de corriente alterna del edificio de control serán ejecutadas por un controlador de bahía del SAS.	✓
El control y alimentación de los SSAA deberá diseñarse y suministrarse de tal modo que se faciliten las futuras ampliaciones.	✓
En el tablero de distribución de corriente alterna del edificio de control se tendrá un mímico de respaldo para permitir realizar las transferencias de modo manual; para este fin se tendrá un selector NORMAL/EMERGENCIA, con retorno automático a la posición NORMAL.	✓
Los interruptores motorizados de las transferencias deberán tener enclavamientos eléctricos y mecánicos que garanticen que: 1. Solo puede haber un alimentador conectado a la barra. 2. Cuando se está alimentando desde la planta diésel de emergencia, debe estar abierto el interruptor de acople hacia la barra que alimenta a las cargas no esenciales, puesto que el grupo electrógeno de emergencia solo puede alimentar a las cargas esenciales de la subestación.	✓
En cada caseta y edificio de control, el tablero de alimentación de servicios auxiliares se conforma por 2 barrajes de 125 Vcc acoplados. El acople entre los barrajes se mantiene normalmente abierto.	✓
Las polaridades suministradas desde los gabinetes de servicios auxiliares para las protecciones, el registro y los disparos deben poseer mini-interruptores que protejan y sean selectivos para fallas al interior del gabinete.	✓
Todos los mini interruptores deben tener contacto auxiliar de indicación de posición y deben ser cableados para indicación al SOE local y nacional.	✓

Tabla 23. Criterios de revisión de los SSAA.

6.6 Niveles de Operación

Descripción del criterio	LSIE
Las cajas de mando de los equipos de maniobra tendrán un selector que permita seleccionar los modos de operación REMOTO-DESCONECTADO-LOCAL.	✓
En el gabinete de control se dispondrá de un selector físico externo al controlador con las posiciones NORMAL-EMERGENCIA, el cual tendrá retorno automático a la posición NORMAL. En la pantalla del controlador de bahía se dispone de una selección de los modos de operación REMOTO-LOCAL para el controlador.	✓
En las estaciones del IHM se seleccionarán los modos de operación REMOTO-SUBESTACIÓN.	✓

Tabla 24. Criterios de revisión para Operación por niveles.

6.7 Reporte de señales SOE

Las señales mínimas de las protecciones de distancia se pueden apreciar en la tabla 25.

SEÑALES MÍNIMAS
PL(X) ANOMALÍA RELÉ
PL(X) 21 ARRANQUE GENERAL
PL(X) 21 DISPARO FASE A
PL(X) 21 DISPARO FASE B
PL(X) 21 DISPARO FASE C
PL(X) 21 DISPARO ZONA 2
PL(X) 59 DISPARO SOBRETENSIÓN
PL(X) 67N ARRANQUE
PL(X) 85 RECIBIDO ACELERACIÓN
PL(X) 85 ENVÍO ACELERACIÓN
PL(X) PERDIDA DE POTENCIAL
PL(X) 79 RECIERRE EFECTUADO*
PL(X) 79 RECIERRE INDISPONIBLE*
(*) Cuando se cuente con esta función

Tabla 25. Señales SOE mínimas para protección distancia.

En el documento GE-ESPE-CONTR-S-01-D0222 se presentan los listados de señales normalizados al SAS para cada tipo de bahía; para los proyectos de renovación de protecciones, donde no se modernicen la RTU ni el SAS, se debe mantener como mínimo el listado de señales existentes.

6.8 Comunicaciones

Descripción del criterio	L.A.	LSIE
Las protecciones eléctricas tendrán un esquema de comunicación el cual se realizará a través de los canales de fibra óptica, PLP y en la nube, el sistema de comunicación de las protecciones eléctricas siempre tendrá que tener un sistema de respaldo.	✓	✓
Sistema de control, monitoreo y gestión está compuesto por el Sistema de control (SAS), sistema de datos operativos (SCADA). Bus de proceso, Señal de sincronización de tiempo y Monitoreo y gestión de equipos (Protecciones y BCU's).	N.A.	✓
La topología de anillos redundantes requiere dos anillos redundantes para los Sistemas automáticos de control (SAS) de las subestaciones.	N.A.	✓
Al interior de las subestaciones se tenderán al menos 2 anillos de cables con fibras ópticas garantizando la redundancia de rutas. Los cables con fibras ópticas estarán terminados en (ODFs) que se instalarán en gabinetes que expresamente se dispondrán para su alojamiento y el de los equipos activos asociados al sistema de comunicaciones en cada una de las edificaciones de la subestación.	N.A.	✓

Tabla 26. Criterio de revisión para comunicaciones.

6.9 Generalidades

6.9.1 Cableado

Para el cableado interno de tableros, se debe utilizar cable flexible (al menos 19 hilos) que faciliten el manejo. Las entradas digitales tendrán una sección mínima de calibre 18 AWG, los comandos y las señales análogas tendrán una sección mínima de calibre 14 AWG y las señales análogas tendrán una sección mínima de un calibre de 16 AWG. Es admisible la marcación interna, con nomenclatura consecutiva y también origen-destino. En la tabla 27 se enseña un ejemplo de cómo debe marcarse el cable en el interior de los gabinetes de la sala de control.


Cableado interno	Ejemplo
Origen Bloque de Borna: -D1 # de borna: 7	
Destino Bloque de Borna: -S005 # de borna: 5A	

Tabla 27. Marquillado del cable interno.

El marquillado del cable multiconductor es en su chaqueta, justo antes de exponer los hilos, que deben disponerse en paquetes individuales, hasta las canaletas desde donde se lleva cada hilo a las borneras correspondientes. En cada extremo, la marquilla de cada terminal debe contener la información del origen y destino del hilo del cable; un ejemplo se muestra en la tabla 28.


Cableado Externo	Ejemplo
Origen Tablero: +5107 Bloque de Borna: -D2 # de borna: 15	
Destino Tablero: +TP Bloque de Borna: -X4 # de borna: 43	

Tabla 28. Marquillado del cable externo.

6.9.2 Bornas

Se deben seguir los siguientes lineamientos en cuanto a borneras de corriente, tensión y control:

- Con respecto a las borneras de corrientes y tensiones se deberán utilizar las siguientes referencias:
 - Corriente: URTK/S de Phoenix Contact – Gris
 - Voltaje: URTK/SP de Phoenix Contact – Azul

Todas las borneras deben estar debidamente marcadas, las marcas deben ser adecuadas al tamaño de la bornera, de manera que a simple vista no quede dudas de qué número es correspondiente a cada punto de conexión. Las borneras se deben marcar en ambos lados.

No se permite utilizar borneras “doble piso” ya que estas dificultan el manejo de los cables del piso inferior

Tener en cuenta que necesariamente se deben montar sobre riel OMEGA.

6.9.3 Borna Seccionables

El tipo de bornera seccionable debe ser con cuchilla o de tornillo con parte plástica, con el fin de tener una verificación visual de su estado y que permita el uso de accesorios. La referencia debe ser URTK/SS o MTK-P, de Phoenix Contact.

Para facilitar las labores de mantenimiento, las siguientes son las señales que se deben pasar por borneras seccionables:

- ✓ Posición de interruptor
- ✓ Orden de recierre
- ✓ Envíos y recibos de Teleprotección
- ✓ Envíos y recibos de disparos directos
- ✓ Las polaridades que provengan de otros gabinetes deben pasar a través de borneras seccionables.
- ✓ Todas las entradas binarias de los controladores deben pasar por borneras seccionables

Todas las borneras Phoenix Contact se deben solicitar con el sistema de sujeción con tornillo REAKDYN

6.9.4 Distribución de equipos en tableros

Para los tableros de protección de líneas en subestaciones de configuración de barras, cuando los tamaños de los equipos lo permitan, debe instalarse en el mismo tablero los siguientes equipos: Teleprotección, PL1 con su bloque de pruebas, PL2 con su bloque de pruebas, Registrador de fallas con su bloque de pruebas, unidad de bahía del diferencial de barras (87B y 50BF) con su bloque de pruebas, selectores de recierre, relé 86 (ver dicha distribución en la figura 30).

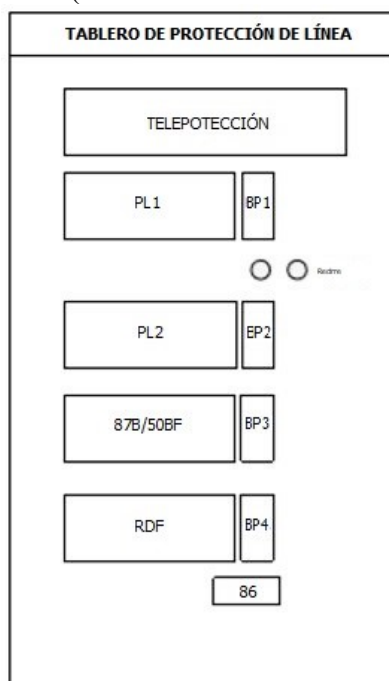


Figura 30. Distribución de equipos para tableros de protección de línea

- ✓ Al interior de la caseta de control, se distribuirán los tableros contra los muros y enfrentados entre sí, se deben agrupar los gabinetes por bahía o por diámetro, además agrupar los tableros de servicios auxiliares.
- ✓ Los tableros deben ser modulares, de manera que sea posible montar equipos y accesorios en racks
- ✓ Toda la funcionalidad de las protecciones asociadas a una bahía está en un sólo tablero.

6.10 Análisis Proyecto Renovación Línea Arauca

Los relés de protección de transformador instalados en los tableros de las subestaciones que componen la línea Arauca son dos unidades de referencia ABB RET670, de tecnología numérica para protección, control y supervisión con amplias posibilidades funcionales, configuración y diseño de hardware ampliable para cumplir requisitos concretos del usuario, lo cual lo hace una muy buena opción para la configuración de protección principal diferencial de transformador 87T. La tecnología ABB y Siemens son las que se encuentran avaladas por ISA para los relés de protección. Los dispositivos RET670 cuentan con diferente distribución de tarjetas de entradas y salidas, para el caso de este proyecto se usó una distribución de 24 entradas análogas, 48 entradas binarias y 32 salidas binarias, que cumple con el mínimo exigido para protecciones de transformador. Cabe la aclaración de que los IED's de protección instalados en las subestaciones de la línea Arauca para los transformadores de potencia, no sólo reaccionan ante las acciones de estos, sino que también buscan proteger los reactores conectados en algunos devanados y las IPAT's.

La alimentación de los IED's se hace con polaridades independientes, con los MCB's dispuestos en cada tablero de protección únicamente para alimentar estos dispositivos; como los MCB's son de referencia Schneider y no tienen contacto auxiliar, se instalan los relés repetidores para identificar la pérdida de polaridades. Continuando con la independencia entre los IED's, en los planos se evidencia que cada uno tiene acción únicamente en una de las bobinas de disparo del interruptor, de la misma forma que la lectura de los transductores (CT's y PT's), se llevan a las protecciones desde núcleos de protección diferentes.

Las protecciones mecánicas del transformador e IPAT también se llevan a ambas protecciones principales, separadas por bornas seccionables antes de su llegada; estos relés solo toman lectura de estas entradas digitales y se encarga de llevar a cabo los disparos y alarmas necesarias.

Los IED's de protección actualizados durante la renovación, asociados al cada transformador o autotransformador (caso de la subestación Banadía), fueron instalados con sus respectivos bloques de pruebas referencia ABB; los cuales no pudieron ser instalados al lado de los relés debido a las dimensiones de los gabinetes, aunque fueron instalados en el inferior del gabinete, perfectamente identificados y señalizando sus bloques internos.

Estos relés de protección sólo poseen un puerto de comunicación, por lo cual debería tener llegada a los RedBoxes para poder conectarse con los dos anillos de comunicación conformados por los switches; pero como la red de gestión y comunicación de las subestaciones de la Línea Arauca no se han actualizado, entonces sólo es necesario un camino de comunicación para la gestión en los relés de protección. Para poder realizar la gestión por fibra óptica en los relés necesario para la comunicación IEC 61850 se modificó la red LAN e instaló el nuevo Switch; por lo cual, para el caso de estas subestaciones, la red de comunicación no cuenta aún con el protocolo redundantes PRP.

Las señales SOE fueron actualizadas manteniendo las que había anteriormente y agregando algunas nuevas debido a los nuevos relés multifuncionales instalados. El marquillados del cables y uso de bornas junto con su numeración fue la exigida por el Manual; incluso las bornas de tensión y corriente

son de la referencia solicitada. El uso obligatorio de bornas seccionales fue cumplido para las señales digitales; y la distribución de los equipos asociados a la habia de transformación se logró mantener en un sólo tablero, excepto el Caño Limón que no existe un tablero de protección de línea, entonces era necesario incluir las protecciones de línea en los tableros de protección de transformador.

6.11 Análisis proyecto Renovación Subestación La Sierra 230kV.

El proyecto de renovación de los esquemas de protección, control y supervisión, junto con la implementación del SAS llevada a cabo en la Subestación la Sierra 230kV, es un proyecto de cambio y actualización, por tal razón, en cuanto a los ítems establecidos en el Manual de Ingeniería Secundaria se cumplen a cabalidad en el desarrollo de actividades.

La función principal de protección habilitada en los IED's de protección de línea fue la distancia 21 (con 3 zonas de protección más la reversa), y el respaldo fue la sobrecorriente de neutro con comparación direccional 67NCD. También se implementa la teleprotección, con comunicación de 4 comandos mediante las POTT.

Los tableros de protección instalados fueron totalmente nuevos, los cuales cumplen con la distribución solicitada en la figura 37; con la diferencia de que la función 50BF está instalada en el tablero de protección del módulo común, que aplica para configuraciones en interruptor y medio. El registrador de fallas no aparece en los tableros independientemente porque para la fecha que se visualizó el alcance del proyecto, aun no se exigía este requerimiento; de resto, los tableros de protección de línea constan de la teleprotección, las dos PL's (con sus respectivos bloques de prueba al lado), la función disparo definitivo y el sector más pulsador de recierre.

La protección de línea es sumamente redundante, con dos IED's multifuncionales como protecciones principales, ambas de diferentes fabricantes avaladas por Intercolombia: La PL1 referencia Siemens y la PL2 referencia ABB. La alimentación de los relés se hace con MCB's independientes, marca Siemens, que poseen su propio contacto auxiliar para identificación de pérdida de polaridad. La acción de las protecciones principales se hace sobre los cortes de los extremos, donde las PL1 se cablean con el CD1 y las PL2 con el CD2, de igual forma se cablean con a los relés 50BF y 86 tanto de los interruptores del corte respectivo como del corte B; esta información fue corroborada en los planos de protección y control de cada diámetro.

La PL1 Siemens 7SA87 posee doble puerto de comunicación para el protocolo PRP, mientras que la PL2 REL670 sólo tiene un puerto de comunicación, lo cual es corregido mediante la conexión a los RedBoxes que se conectan a los dos anillos de comunicación. La PL1 posee 16 entradas análogas, 40 entra entradas digitales y 46 salidas digitales; la PL2 posee 12 entradas análogas, 40 entradas y salidas. Estos dispositivos son especializados para protección de líneas, con compatibilidad con el protocolo IEC 61850, detección y disparo selectivo de 1 y 3 polos de cortocircuitos en equipos eléctricos de redes en estrella, líneas con alimentación en uno o dos extremos, líneas paralelas y configuración anillo.

Para cumplir con la topología anillo y protocolo PRP en la red de gestión y comunicación se instalaron los dos switches con ayuda de los RedBoxes, y así poder conformar los dos anillos de comunicación solicitados en la tabla 26; donde se hace la sincronización de tiempo y gestión de los relés de protección, controladores y servidores de la subestación.

Los bloques de prueba son referencia ABB, ubicados a la derecha de los relés de protección, identificados y relacionados con el IED al que pertenece, con cumplimiento de las especificaciones de la tabla 21.

En la tabla 24, los modos de operación desde los diferentes niveles, remitirse a la figura 23, donde se puede apreciar el tablero de agrupamiento de uno de los interruptores del diámetro, donde se encuentra ubicado el selector Local-0-Remoto para operación del mismo; cabe aclarar que, aunque existe este selector, no siempre permitirá la apertura o cierre del mismo desde este nivel 0, ya que existen enclavamientos que piensan en la seguridad del personal que trabaja con maniobras. La figura 26 presenta el controlador de diámetro, con una llave que simboliza el control Normal-Emergencia, para uso del mímico. Las IHM's de la sala de control también mantienen en condiciones normales de operación el control remoto al CSM (Nivel 3), que también se puede manipular para hacerse locamente en el nivel 2.

A modo de prueba, para cerciorarse del funcionamiento del recierre tanto monofásico como bifásico, como así mismo el reporte de señales de las mismas maniobras, en la subestación, se habilita el recierre en la PL2 del diámetro 2, Línea Purnio I, y luego se apagan y encienden los pulsadores de recierre monofásico y trifásico, alarmas que fueron evidenciadas en al IHM y el CSM de los niveles 2 y 3; luego se normalizó, es decir, se llevó nuevamente el selector de recierre a la PL1. De esta forma se comprobó el reporte de señales SOE, que para el caso de este proyecto de renovación reúne más de 1000 señales, que cumplen con el mínimo sugerido en la tabla 25.

Continuando con la renovación, dos ítems adicionales fueron los MK's y el tablero de servicios auxiliares, tratadas en las tablas 22 y 23. Los MK's instalados se constituyen por dos caras, una toma que forma las estrellas de tensión y corriente, y otra cara que permite la destrucción de alimentaciones para los equipos de patio. Se realiza el correcto conexionado de la toma de corrientes desde los CT's hasta los IED's de protección, donde primero se forman las estrellas en el MK y luego se llevan a los tableros de protección; esto fue exactamente lo que se hizo en la S/E La Sierra; tener en cuenta que se llevaron diferentes tomas de corriente de los núcleos de los CT's. El controlador de SSAA además de la toma de datos y gestión en los anillos de comunicación, permite directamente la transferencia automática desde el controlador.

Finalmente, las generalidades tales como el marquillado de cable, los tipos y calibres de multiconductores, las bornas y numeración de las mismas fue el correcto, inspeccionado cuando se hizo la visita a la subestación. El uso de bornas especiales como las seccionables, de tensión y de corriente también fueron usadas de la referencia solicitada y para la funcionalidad requerida.

OBJETIVO III

En esta sección se lleva a cabo la corroboración del cumplimiento mínimo de funciones de protección que deben ser habilitadas en las bahías de transformación y de línea para los proyectos de renovación en la Línea Arauca y la Subestación La Sierra 230kV respectivamente. La validación se llevará a cabo comparando lo exigido por el Manual de Ingeniería Secundaria, con la programación de los relés en sus respectivos Softwares.

7. Requerimientos

Según el manual de ingeniería secundaria, las funciones de protección mínimas que debe cumplir un esquema de protección de transformador en configuración con barras para el caso de las subestaciones de la línea Arauca, y un esquema de protección de línea en configuración con interruptores para el caso de la subestación La Sierra son los siguientes:

7.1 Consideraciones Protección de Transformador Subestación en configuración de barras

Protección principal

- ✓ IED multifuncional con diferencial porcentual 87T
- ✓ Función de sobrecorriente de fases y de tierra (50/51/51N) para el lado de Alta y Baja
- ✓ Función de sobrecorriente de fases (51) para el lado del terciario, para indicar la fase o la unidad fallada, no produce disparo
- ✓ Función de sobrecorriente de tierra (51G)
- ✓ Función diferencial para protección del transformador Zig-Zag (87Z)
- ✓ Función diferencial para protección de falla a tierra restrictiva en el lado terciario (87G)
- ✓ Supervisión circuito disparo SCD (74) para el interruptor del lado de alta.
- ✓ Función de protección sobrecarga térmica del transformador (49).
- ✓ La protección principal 2 (P2) será un IED idéntico a la P1 y las señales de corriente para el IED P2, deben ser tomadas de núcleos de corrientes diferentes en los tres devanados de protección. Dándose de esta manera respaldo entre las protecciones principales.
- ✓ Se tendrá registrador de fallas en ambos extremos o niveles de tensión.
- ✓ Se tendrá un IED para la función 50BF en cada extremo o niveles de tensión, este podrá estar asociado a la 87B. respectiva.

Equipos adicionales

- ✓ Registrador de fallas en ambos extremos o niveles de tensión.
- ✓ Se tendrá un IED para las funciones de 25 y 27 en cada extremo o nivel de tensión.
- ✓ Se tendrá un IED para la función 50BF en cada extremo o niveles de tensión, este podrá estar asociado a la 87B. respectiva
- ✓ Un relé externo de disparo maestro (disparo y bloqueo) (86) para cada interruptor de potencia.

Adicionalmente las protecciones mecánicas que emiten disparo al transformador de potencia deben ser conectadas a las entradas de los dos IED principales (P1 y P2), el disparo a los interruptores se realizará a través de las salidas de los IED principales (P1 y P2).

7.2 Consideraciones Protección de bahía de línea

Para el esquema de protección para las bahías de línea se debe implantar dos IED's independientes como protecciones principales, las cuales deberán tener como mínimo las siguientes funciones:

Subestación en configuración con interruptores

- ✓ Función distancia (21) con esquema de teleprotección asistido.
- ✓ Sobrecorriente direccional a tierra (67N) con esquema de teleprotección asistido
- ✓ Baja tensión (27)
- ✓ Sobretensión (59)
- ✓ Supervisión circuito disparo SCD (74)
- ✓ Oscilación de potencia (68)
- ✓ Localizador de falla (LF)
- ✓ Esquema de ECO y fuente débil asistido con los permisivos de la función distancia.
- ✓ Función de envío y recibo de disparo directo transferido (85DDT Tx y Rx).
- ✓ Función Diferencial de Línea (87L) (Cuando aplique)
- ✓ Doble función de sincronismo (25).
- ✓ Doble función de recierre (79).
- ✓ Lógica de selección de tensiones

- ✓ La función de tramo de línea (STUB), deberá permitir habilitarse con una señal de entrada de la posición del seccionador de línea abierto. Debe señalar su operación localmente y hacia el sistema de control.

Funciones complementarias

- ✓ Lógica de inversión de corriente (en líneas paralelas)
- ✓ Discrepancia de polos (DP)
- ✓ Sobrecarga
- ✓ Lógica de detección de pérdida de potencial
- ✓ Falla de fusible/MCB de transformadores de tensión
- ✓ Función de cierre sobre falla (SOFT)
- ✓ Función de registro oscilográfico de fallas

Equipos adicionales

- ✓ Un IED para la función 50BF para cada interruptor de potencia, este podrá estar asociado a la 87B respectiva
- ✓ Un IED para la función de registrador de fallas (RF)
- ✓ Un relé externo de disparo maestro (86) para cada interruptor de potencia
- ✓ IED para la función de teleprotección (TPS)
- ✓ Relé supervisión de circuito de disparo externo; para configuración de interruptores, seis (6) para el interruptor del corte central, para supervisar ambas bobinas.

8. Programación

8.1 Programación IED's de Protección S/E La Sierra.

Para poder corroborar el cumplimiento de las funciones de protección mínimas que debe tener un sistema de protección de línea, se accede a los programas cargados a los relés. En compañía de los ejecutores de mantenimiento conocedores de los softwares de ABB y Siemens, se ingresa a uno de los relés de protección de cada referencia, y se indaga su programación.

IED ABB REL670

El software PCM600 es totalmente gráfico, donde se puede encontrar cargados todos los dispositivos de protección; cada dispositivo por defecto presenta funciones predeterminadas según sea la aplicación que va a desempeñar. Estos dispositivos permiten visualizar el programa cargado, las funciones habilitadas y los ajustes realizados.

Las funciones que no son muy comunes tales como la zona muerta para el transformador, y la SOTF y STUB para la línea no se encuentran normalizadas en el software; debido a lo cual, si se desean adicionar al esquema de protección se deben construir con compuertas AND y OR. Las demás funciones como sobrecorrientes, diferenciales y distancia ya se encuentran cargadas y se muestran como bloques que únicamente hay que asignarle entradas y salidas, según el cableado físico del dispositivo.

Para visualizar las funciones habilitadas en el relé ABB, es necesario hacer seguimiento por todo el diagrama de bloques y lógica booleana que contempla la programación de las funciones. A continuación, en la tabla 29 se enseña la nomenclatura asignada a las funciones que se encontraron el programa cargado a los relés de la subestación la Sierra.

Nomenclatura en el Software	Función
Directional measurement for distance protection	67N sobrecorriente direccional
Line distance protection 5 zones	21 distancia 5 zonas
Power swing detection	Detección de oscilación de potencia
Switch on to fault (Sotf)	SOTF
Fault locator	Localizador de falla
Communication logic, Distances protection	Teleprotección
Instantaneous overcurrent	50 Sobrecorriente instantánea
Delayed overcurrent protection	51 Sobrecorriente temporizada
STUB Protection	STUB
Instantaneous earth fault overcurrent protection	50N Sobrecorriente instantánea neutro
Delayed earth fault overcurrent protection	51N Sobrecorriente temporizada neutro
Broken conductor protection	Alarma conductor roto
Fuse failure supervision steady state	Falla fusible
Delayed overvoltage protection	59 sobretensión
Delayed undervoltage protection	27 baja tensión
Loss of voltage protection	Pérdida de polaridad
Synchro check and energizing check	25 sincronismo
Trip discrepancy poles	Discrepancia de polos
Send transfer trip	Disparo transferido
Recierre	79 Recierre
Analog signals RF	Señales Registrados de Fallas

Tabla 29. Funciones de protección de la PL2 ABB REL670 S/E La Sierra.

IED SIEMENS 7SA87.

El software DIGSI 5, es un software más especializado para programación de relés cuyo fabricante es Siemens. Los IED's de protección tienen un número de producto único por equipo, el cual es reconocido por el programa y activa el mínimo de funciones de protección que debe tener el relé. Para el caso de la subestación la Sierra se instalaron equipos de referencia 7SA87 Siemens, especiales para protección de línea.

Indagando en el la programación del relé se encontró que el programa cargado por defecto, por ser un equipo de protección de línea, tiene las funciones que se dispuestas en la tabla 30.

Funciones	SOFTWARE
21 distancia 1 (5 zonas de operación)	▶ 21 Distancia 1
Teleprotección	▶ 85-21 POTT
85-21 POTT	▶ 85-67N Comp.dir.
85-67N Comparación Direccional	▶ Cierre sobre falta 1
	▶ 50/51 S-int. 3f. 1p. 1
	▶ 50N/51N S-int ntrA1
50/51 sobrecorriente instantánea y temporizada	▶ 50 S-int. fase 1p 1
	▶ 67N S-int-ntrRpat.1
	▶ 59 Sob-tens. 3f 1
50N/51N sobrecorriente instantánea y temporizada del neutro	▶ 27 Sub-tensU1B1p 1
67N sobrecorriente direccional de neutro	▶ Fuente débil
59 sobretensión	▶ 3ph VFFM
27 baja tensión	▶ External trip 1BUS
	▶ External trip 1TIE
Fuente débil (falla fusible)	▶ 79 Reeng. autom.
79 recierre	▶ 25 Sincronización
25 sincronismo	▶ Equipo 79 Reeng.ext

Tabla 30. Funciones de protección de la PL1 Siemens 7SA87 S/E La Sierra

Las funciones adicionales que se desean habilitar para el esquema de protección deben adicionarse al esquema; otras funciones como la STUB y la SOTF se configuran con compuertas AND y OR. Funciones tales como el Recierre 79 y la el Sincronismo 25 que están en el sistema de protección por defecto, se configuran nuevamente para cumplir con criterios lógicos y enclavamientos adicionales que mejoraran el funcionamiento del esquema. Las funciones adicionales cargadas a los relés de protección de referencia Siemens se sitúan en la tabla 31.

Funciones adicionales	SOFTWARE
74 supervisión circuito de disparo	<input type="checkbox"/> 74_SupervOk
86 lógica de disparo definitivo	<input type="checkbox"/> 86 TRIP
	<input type="checkbox"/> AR TIE PERMITTED
STUB	<input type="checkbox"/> ARRANQUE_AR_PLS
	<input type="checkbox"/> BLOCK STUB
79 recierre Funciones	<input type="checkbox"/> CONTROL
	<input type="checkbox"/> ENCLV 27
25 sincronismo	<input type="checkbox"/> FFM_3pole_SOTF
	<input type="checkbox"/> GRPWARN_SL87_SA87_15CB
Discrepancia de polos	<input type="checkbox"/> INHIBIR RECIERRE BUS
	<input type="checkbox"/> INHIBIR RECIERRE TIE
SOTF	<input type="checkbox"/> INHIBIR RECIERRE TO RE
	<input type="checkbox"/> OPEN POLE
Start oscilo RF	<input type="checkbox"/> POLE DISCREPANCY BUS
	<input type="checkbox"/> POLE DISCREPANCY TIE
59 sobretensión	<input type="checkbox"/> RECIERRE OPERATIVO
	<input type="checkbox"/> SINCRONISMO OK
	<input type="checkbox"/> SOTF
	<input type="checkbox"/> START OSCILO
	<input type="checkbox"/> SYN MANUAL CLOSE
	<input type="checkbox"/> SYNC_SEL_BUS
	<input type="checkbox"/> SYNC_SEL_TIE
	<input type="checkbox"/> TRIP 59

Tabla 31. Funciones adicionales IED de protección PL1.

ANÁLISIS

Las funciones de protección mínimas de protección que exige el Manual de Ingeniería Secundaria, dispuestas en el ítem 7.2 para las protecciones principales de línea en configuración de interruptores (caso de la subestación la Sierra en interruptor y medio), son cumplidas en su totalidad para el nuevo esquema implementado por las PL1 y PL2. Ambas protecciones tienen el programa de función principal de distancia con 5 zonas de funcionamiento, y de respaldo la sobrecorriente direccional del neutro con comparación direccional; cumpliendo los comandos de Teleprotección.

Se hace la aclaración de que algunas funciones secundarias que pueden estar presentes en un IED y en otro no, se debe a que ese es el fin de manejar dos fabricantes diferentes; puesto que un fabricante tiene mayor sensibilidad en unas funciones a diferencia del otro, lo que genera un mayor grado de redundancia en el esquema.

Las siguientes funciones de protección no se encontrarán programadas en los IED's de este proyecto, por las razones que se explican a continuación:

- ✓ El esquema eco de habilita para sistemas radiales sin generación, para líneas débiles. Por lo tanto, la S/E la Sierra no lo necesita, primero porque está unido al sistema en anillo y segundo porque es una subestación de generación para Termosierra.
- ✓ El localizador de fallas ahora se está tomando inmerso en la función 21.

- ✓ La oscilación de potencia no se está habilitando en los relés de protección de línea, es algo que se le atribuye a XM.
- ✓ La función 87L es una función reciente que no se ha implementado en protecciones principales de línea, puesto que la actual protección principal de Línea es la 21 con respaldo de la 67N; lo que se planea es remplazar la función distancia, pero aún no se ha implementado.
- ✓ La oscilografía está inmersa por defecto en los nuevos relés multifuncionales de protección.

La subestación cuenta con dispositivos de protecciones independientes para las diferenciales de barras, registradores de fallas, función disparo definitivo 86, supervisión circuito de disparo para el corte central y una función de Teleprotección, tal y como lo solicita el manual.

8.2 Programación IED's de protección Línea Arauca.

Para el caso de las subestaciones renovadas de la línea Arauca, fue un tanto imposible poder viajar al sitio y corroborar el cumplimiento de la programación de los equipos de protección; debido a que no había intervenciones programadas para la fecha y las condiciones de seguridad en el sector no eran las mejores.

La validación del cumplimiento de la programación de funciones de protección para los transformadores de potencia se lleva a cabo basándose en el estudio de coordinación de protecciones y los ajustes necesarios que se debían proporcionar para el correcto funcionamiento del sistema. Los ajustes dispuestos en el estudio fueron los que se usaron para programar los relés. La tabla 32 enlista las funciones ajustadas en el estudio de coordinación de protecciones en el diseño previo a la implementación de la renovación.

Funciones
Relé diferencial 87T TOLEDO 230/34.5/13.8 KV
Sobrecorriente temporizada 51/51N
Sobrecorriente instantánea 50/50N 50N Neutro del transformador Zig-Zag
Zona muerta
50N Alarma reactor de neutro en 34.5kV

Tabla 32. Funciones de protección ajustadas en el estudio de coordinación de protecciones Toledo 230kV.

Comparando las funciones de protección mínimas exigidas por el manual de ingeniería secundaria dispuestas en el ítem 7.1, existe una diferencia con las que fueron habilitadas en los relés de protección; esto se debe a que no se conoce con exactitud el programa que se cargó a los dispositivos, que podría tener por defecto algunas funciones tales como el sincronismo y supervisión de circuito de disparo.

Por otro lado, queda claro que el nuevo esquema de protección largo que se implementó en los transformadores aumentó la seguridad y confiabilidad del sistema, no sólo por el uso del nuevo relé multifuncional optimizado para este tipo de tareas, sino por la función adicional de zona muerta que aumenta el rango de operación de las protecciones.

Los dispositivos de protección adicionales tales como el relé de falla interruptor (50BF), baja tensión para la línea (27) y registrador de fallas, están dispuestos para el sistema de protección general del transformador, cumpliendo con lo estipulado en el manual. Es decir, a grandes rasgos, el cumplimiento de las funciones de protección para estos esquemas es óptima.

9. Alcances e impactos del trabajo de pasantía

El desarrollo de la pasantía en ISA Intercolombia, dedicada a la unificación de información de los dos grandes proyectos de renovación en la línea Arauca y la subestación la Sierra, ejecutadas por el CTE Oriente a través del GEM SPAT, tenía como finalidad servir de pionera para los proyectos venidos, puestos que las nuevas tecnologías y nuevos esquemas de control y protección que se implementaron y actualizaron durante el desarrollo de estos proyectos, están marcando la tendencia en la empresa; es decir, que a futuro se espera replicar el trabajo en las demás subestaciones que están a cargo del CTE Oriente.

Los documentos resultantes de la compilación del desarrollo técnico de los trabajos desarrollados en la línea Arauca y subestación la Sierra, tienen como finalidad servir de registro y prueba de corroboración del cumplimiento de los criterios que establece ISA Intercolombia, del trabajo realizado durante la ejecución de las renovaciones. La validación se hizo comparando los datos obtenidos de la información emergente de cada proyecto, con lo solicitado por manual de ingeniería secundaria, que es el documento normativo en el que se basa Intercolombia para los esquemas de protección y control. La actividad principal de la validación, fue la indagación de los programas cargados a los relés de protección de cada proyecto (transformadores para la línea Arauca y líneas para la S/E la Sierra), donde se verifique el obligatorio cumplimiento de las funciones de protección mínimas que debe tener cada sistema según la norma.

Los documentos serán avalados y verificados por los ejecutores de mantenimiento y asistentes/ingenieros de subestación involucrados en cada proyecto, serán el apoyo e información básica que necesitará el personal que no conocía de las actualizaciones, y necesite atender eventos de disponibilidad o futuras renovaciones.

Finalmente, con el estudio realizado en las renovaciones, se establecen oportunidades de mejora para los proyectos venideros, donde se establecen recomendaciones para la renovación total que se hará el año venidero en la subestación Primavera 230kV, similar al trabajo desarrollado en la Sierra.

Para las subestaciones que componen la Líneas Arauca, se identificó la falencia existente en el esquema de comunicaciones de las subestaciones, que constantemente presenta fallas en transmisión de señales desde las RTU's al nivel 3 del CSM. Por ello se ejecuta un plan de contingencias para renovación de estos equipos, basándose en la existencia de repuestos y recurrencia en fallas de estos, para así poder sustentarle con bases a el grupo de operaciones, que estas subestaciones necesitan una renovación de los equipos, sugiriendo un cambio de las RTU's por servidores, tal y como se implementó en la Sierra.

10. Evaluación de Objetivos

Al finalizar el proceso de pasantía en ISA INTERCOLOMBIA, se cumplieron a cabalidad los objetivos propuestos, cada uno de ellos realizando distintas actividades, las cuales se unificaron para conformar una metodología que determinara los estudios y los parámetros necesarios para los mismos. En la figura 31, se muestra un diagrama que expone esta metodología.

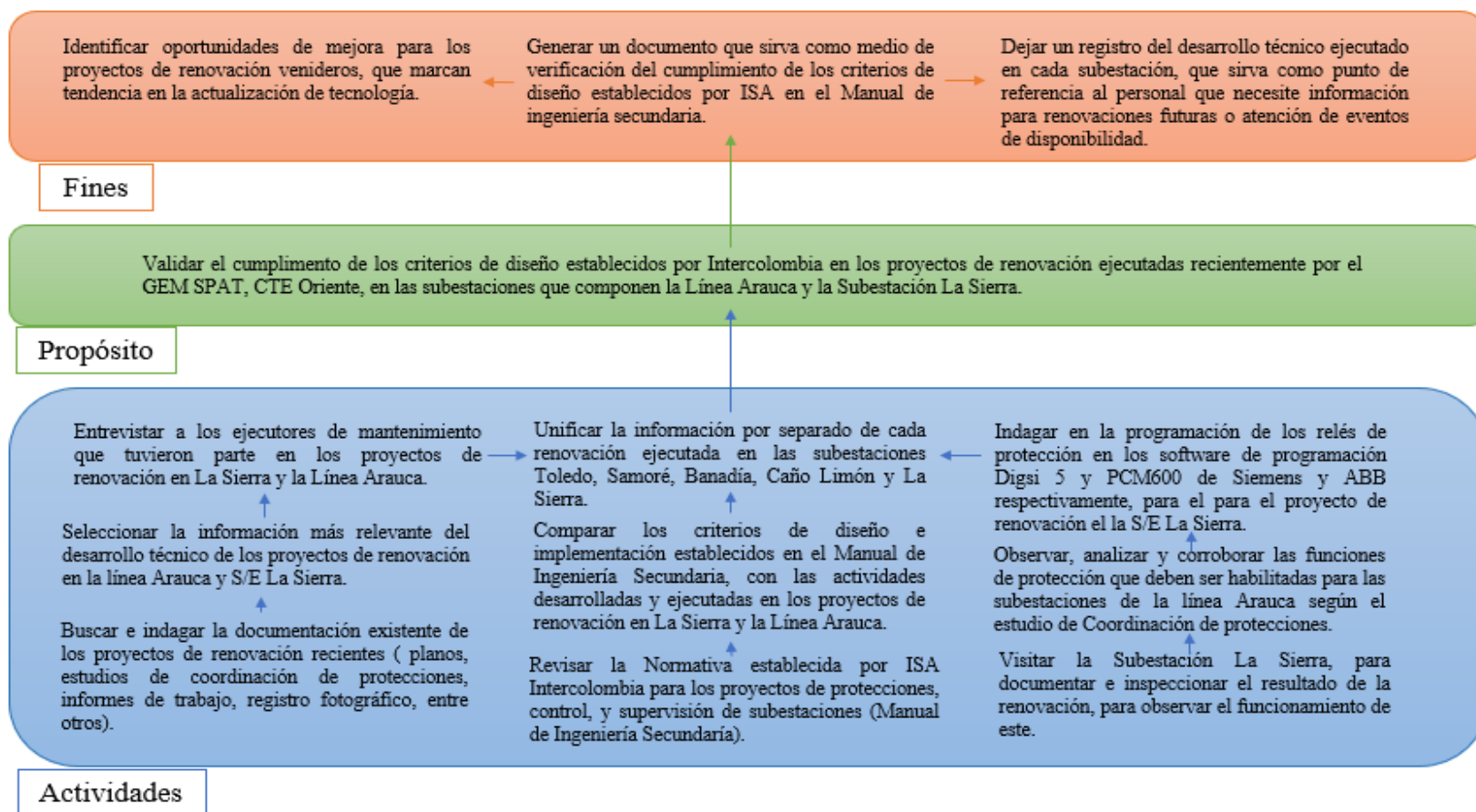


Figura 31. Diagrama del desarrollo lo metodología de la pasantía

11. Recomendaciones

- ✓ En las próximas renovaciones, antes de iniciar a ejecutar una actividad de renovación, primero dimensionar la magnitud del cambio de los trabajos, para así poder ejecutarlos de la mejor manera posible; por ejemplo, para el caso de los tableros de interposición que se redujeron en la S/E la Sierra, no pudieron ser eliminados en su totalidad, puesto que no se previó en el alcance inicial. Tener en cuenta este tipo de escenarios, podría facilitar la labor de diseño e ingeniería de detalle.
- ✓ La subestación Primavera 230kV, será renovada tal y como sucedió en la Sierra; por tal razón, es necesario tener la información clara las protecciones de línea, ya que estas pueden variar en en cada subestación, por lo cual, es importante identificar las diferencias existentes en los extremos remotos de cada una de las líneas, para que a la hora de realizar la ingeniería de detalle de las teleprotecciones, se haga según lo real, y no haya que realizar cambios a la hora de ejecutar las pruebas.
- ✓ Para las futuras renovaciones, se recomienda eliminar el registrador de fallas general, e instalar uno independiente para cada tablero de protección, tal y como se solicita actualmente en el manual de ingeniería secundaria.
- ✓ Establecer un formato para recopilación del desarrollo técnico de las renovaciones, para que a la hora de dejar el registro sea más sencillo unificar la información más relevante.
- ✓ Las subestaciones que componen la línea Arauca continúan con problemas y equipos de tecnología obsoleta, en especial en su sistema de supervisión; es decir, las RTU's tiene recurrencia en fallas y pérdidas de supervisión; por lo cual se solicita la actualización de la red de gestión y la eliminación de estos dispositivos, junto con el uso del protocolo Indactic y el convertor a IEC60870-5-101. En su remplazo instalar servidores compatibles con el protocolo IEC61850 estandarizado para la comunicación en las subestaciones de alta tensión.

12. Conclusiones

- ✓ La implementación del SAS en la subestación La Sierra 230kV, hizo que la supervisión y maniobra desde los niveles 2 (IHM) y 3 (CSM) fuera más óptima y eficiente, gracias a la instalación de los nuevos servidores, quienes poseen la flexibilidad y compatibilidad con este tipo de sistemas en subestaciones, por el uso de los protocolos de comunicación exigidos. El servidor no sólo genera beneficios de operación, ya que con la inclusión del protocolo SCADA, se remplazaron de inmediato las RTU's, que fueron eliminadas para esta renovación.
- ✓ Los nuevos controladores de bahías instalados en la Subestación la Sierra, permitieron la lectura de señales análogas del comportamiento del sistema y la operación desde el nivel 1 directamente en las BCU's, disminuyendo el uso de equipos y dispositivos de medida usados anteriormente; asimismo, los nuevos controladores e IED's dispuestos en la renovación tienen completa compatibilidad con el protocolo IEC 61850, según lo establecido para la transmisión de datos en subestaciones de AT. La adición de los enclavamientos mínimos del

nivel 0 generaron la seguridad requerida para la subestación, no sólo para los equipos, sino también para el personal que trabaja con los equipos, evitando futuros accidentes.

- ✓ El esquema de protección del transformador implementado en las subestaciones que componen la línea Arauca únicamente fue renovado, por ello, no fue posible cumplir a cabalidad los criterios de diseño que se deben tener en cuenta a la hora de llevar a cabo la ingeniería secundaria en una bahía de transformación nueva, puesto que se tuvo que acomodar a las limitaciones presentadas con anterioridad en la subestación, tal y como lo fue el espacio de los gabinetes y de sala de control, y aún más importante la configuración de la línea.
- ✓ La subestación La Sierra 230kV contempló la renovación total y cambio de equipos de su esquema de protección, control y supervisión, lo que permitió un nuevo diseño e instalación total de nuevos dispositivos según las especificaciones y necesidades del Manual de ingeniería secundaria; por lo cual, el cumplimiento para este proyecto fue óptimo según lo exigido por ISA Intercolombia establecido en este manual.
- ✓ Las subestaciones que componen la línea Arauca siguen presentando obsolescencia tecnología en sus sistemas de control y supervisión, que para la fecha ya deberían tener como mínimo un SAS implementado. La gestión en los nuevos relés de protección PT1 y PT2 se renovó a fibra óptica gracias a la instalación del nuevo Switch que conformó uno de los dos anillos de comunicación que exige actualmente el manual.
- ✓ Con la implementación de la nueva protección diferencial de transformación, se mejoró la confiabilidad del esquema de protección de los transformadores de potencia de las subestaciones; no solo por la tecnología que este tipo de relés maneja, sino también por el uso de la nueva función de respaldo Zona Muerta, que aumenta la zona de operación de las protecciones.
- ✓ Las funciones de protección que se indagaron en los programas cargados en los relés de protección instalados en la S/E La Sierra, cumplen con lo establecido en el manual de ingeniería secundaria para protección de Línea, que, a pesar de ser dos dispositivos de diferente fabricante y forma de programación, se contaron con programaciones idénticas de las protecciones principales.

13.Referencias

[1] ISA Intercolombia, GEM SPAT, “Manual de ingeniería secundaria (Documento de referencia)” Diciembre 2018.

[2] Gerencia de Operaciones, Dirección Gestión y Mantenimiento ISA Intercolombia, “Criterios Básicos Esquemas de Protección,” Enero 2015.

[3] ISA Intercolombia Transelca, “Estrategias de Activos, equipos de protección para líneas y equipos inductivos,” Versión 1, Diciembre 2016.

[4] MANUAL TÉCNICO NORMALIZADO, ISA Intercolombia, “Manual Unificado para Operación y Mantenimiento Seguro,” Versión 7.0, 2019.

[5] Todo tipo de información y datos consignados en la base de datos de ISA Interecolombia (BIT e ITCO), que hagan referencia a los proyectos de renovación realizados en las subestaciones Toledo, Samoré, Banadía, Caño Limón y La Sierra 230kV; tales como:

- ✓ Planos de protección, control, red de gestión y registrador de fallas.
- ✓ Estudios de coordinación de protecciones
- ✓ Informes de trabajo en campo
- ✓ Protocolos de Pruebas
- ✓ Registros Fotográficos
- ✓ Programación de los Relés
- ✓ Consignaciones
- ✓ Entre otros.

*Toda la información aquí consignada es verídica y propiedad de ISA Interecolombia, y se encuentra consignada en las bases de datos propiedad de la empresa.

[6] ABB, “Protección de transformador RET670 Manual de instalación y puesta en servicio,” p. 238, 2010.

[7] CETSA, A. Cali and Y. Pbx, “Manual de operación EPSA,” no. 29, pp. 1–17.

[8] T. El, “Diseño de Interfaces Hombre Máquina,” no. Figura 1, p. 2006, 2006.

[9] R. Real, “Integración de dispositivos electrónicos inteligentes en smart grid,” 2016.

[10] Hilkar, “Reactores de Puesta a Tierra con Núcleo de Aire.” [Online]. Available: <http://www.hilkar.com/es/reactoresdepuestaatierra.html>. [Accessed: 07-Sep-2019].