



**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y
TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**PLAN DE MEJORA DEL MANTENIMIENTO EN LA SUBESTACIÓN PUERTO
CAICEDO-PUTUMAYO**

AUTOR: EDWIN ANDRES RODRIGUEZ LAZO

DIRECTOR: M.Sc. EDISON ANDRÉS CAICEDO PEÑARANDA

CODIRECTOR: ING. VÍCTOR ALFONSO QUINTERO ZAPATA

PRÁCTICA EMPRESARIAL

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
PAMPLONA N. DE S. – COLOMBIA
FECHA**

**PLAN DE MEJORA DEL MANTENIMIENTO EN LA SUBESTACIÓN PUERTO
CAICEDO-PUTUMAYO**

AUTOR: EDWIN ANDRES RODRIGUEZ LAZO

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

DIRECTOR: M.Sc. EDISON ANDRÉS CAICEDO PEÑARANDA

CODIRECTOR: ING. VÍCTOR ALFONSO QUINTERO ZAPATA

PRÁCTICA EMPRESARIAL

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PAMPLONA N. DE S. – COLOMBIA
FECHA**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA ELECTRÓNICA SISTEMAS
Y TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**AUTORIZACIÓN PARA SUSTENTAR
TRABAJO PRESENTADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

**PLAN DE MEJORA DEL MANTENIMIENTO EN LA SUBESTACIÓN PUERTO
CAICEDO-PUTUMAYO**

FECHA DE INICIO DEL TRABAJO: 1 de Marzo de 2021

FECHA DE TERMINACIÓN DEL TRABAJO: 7 de Julio de 2021

NOMBRES Y FIRMAS DE AUTORIZACIÓN PARA SUSTENTAR

AUTOR: EDWIN ANDRES RODRIGUEZ LAZO

DIRECTOR: M.Sc. EDISON ANDRÉS CAICEDO PEÑARANDA

DIRECTOR DE PROGRAMA: M.SC. YESID SANTAFE RAMON

JURADO CALIFICADOR:

PRESIDENTE: ING. _____

OPONENTE: ING _____

SECRETARIO: ING. _____

PAMPLONA, COLOMBIA

DEDICATORIA

A mi madre Marlem Viviana Lazo Correa quien me apoyado desde el momento que inicie esta etapa, quien ha estado con sus oraciones y sus consejos animándome a seguir adelante.

AGRADECIMIENTOS

Darle las gracias a Dios por todas las bendiciones por que el me ayudado a lo largo de todo este camino y guiándome de la mejor manera.

Agradecer a mi madre por su apoyo incondicional por confiar en mí porque siempre estuvo desde la distancia orando para que todo saliera bien.

CONTENIDO

RESUMEN	16
1. INTRODUCCIÓN	17
2. OBJETIVOS	21
2.1 OBJETIVO GENERAL	21
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	21
3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN	22
3.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	22
3.2 JUSTIFICACIÓN	23
4. CAPÍTULO I MARCO TEÓRICO	24
4.1 PLAN DE MANTENIMIENTO	24
4.1.1 Tareas de mantenimiento correctivo	24
4.1.2 Tareas de mantenimiento preventivo	25
4.1.3 Tareas de mantenimiento condicional	25
4.2 SUBESTACIONES	26
4.2.1 Tipos de subestación	26
4.2.1.1 Subestaciones de generación	26
4.2.1.2 Subestación de maniobra	26
4.2.1.3 Subestación de transformación	26
4.2.2 Subestaciones según el tipo de aislamiento.	27
4.2.2.1 Subestación convencional o abierta.	27
4.2.2.2 Subestación encapsulada.	27
4.3 ELEMENTOS PRINCIPALES DE LAS SUBESTACIONES	27
4.3.1 Transformador de potencia	27
4.3.1.1 Importancia de las pruebas a transformadores de potencia	28
4.3.2 Transformador de corriente (T.C)	28
4.3.3 Transformador de potencial (T.P)	28
4.3.4 Interruptor de potencia (IN)	28
4.3.5 Seccionador (SE)	29
4.3.6 Pararrayos	29
4.4 EL MANTENIMIENTO	29
4.4.1 Principio y objetivos del mantenimiento.	30
4.4.2 Objetivo del mantenimiento.	30

4.5 MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES	30
4.6 ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO	31
4.6.1 Estrategias de mantenimiento basado en condición CBM	31
4.6.2 Estrategias de mantenimiento basado en riesgo MBR	32
4.6.3 Estrategias de mantenimiento productivo total TPM	32
4.6.4 Estrategias de mantenimiento basado en tiempo TBM	32
4.6.4 Estrategias de mantenimiento basado en confiabilidad RCM	33
5. CAPÍTULO II CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS CRÍTICOS DE LA SUBESTACIÓN DE PUERTO CAICEDO	34
5.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRAFOP1	35
5.1.1 Datos Técnicos TRAFOP1.	35
5.1.1.1 Datos eléctricos TRAFOP1.	35
5.1.1.2 Datos mecánicos TRAFOP1	36
5.1.2 Sistema activo del transformador de potencia TRAFOP1	38
5.1.2.1 Núcleo TRAFOP1	38
5.1.2.2 Devanado TRAFOP1	39
5.1.3 Descripción de accesorios	39
5.1.3.1 Pasa tapas de alta tensión GOB 550/800 ABB	40
5.1.3.2 Pasa tapas de media tensión GOB 250/800 ABB	41
5.1.3.3 Accesorios que vigilan la temperatura del aceite y del devanado	42
5.1.3.4 Relé Buchholz	43
5.2 TRANSFORMADOR DE TENSIÓN TP1	45
5.2.1 Características generales del transformador de tensión TP1, TP2 y TP3.	45
5.2.1.1 Divisor de tensión capacitivo TP1, TP2 y TP	46
5.2.1.2 Unidad electromagnética (UEM) TP1, TP2 y TP3	46
5.2.1 Temperaturas de servicio	47
5.2.2 Ferrorresonancia	47
5.2.3 Vida útil	47
5.2.4 Ajuste	47
5.2.5 Transmisión de frecuencia portadora (PLC)	47
5.2.6 Capacitancia de dispersión	48
5.3 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TC1	49
5.3.1 Características del transformador de corriente TC1, TC2, TC3	49
5.3.2 Devanado primario	50
5.3.3 Núcleos y devanados secundarios	50

5.3.4 Impregnación	51
5.3.5 Tanque aislante	51
5.3.6 Terminales	51
5.3.6.1 Terminales primarios	51
5.3.6.2 Terminales secundarios	51
5.3.6.3 Terminales de tierra	51
5.4 INTERRUPTOR DE POTENCIA IN 7220	52
5.4.1 Generalidades de los interruptores de potencia INT 7220, INT 7230, INT 7240.	52
5.4.2 Características generales interruptor de potencia INT 7220, INT 7230, INT 7240.	53
5.4.2.1 Dispositivo operativo tipo BLK INT 7220, INT 7230, INT 7240.	54
5.4.2.2 Tiempos de operación estables	54
5.4.2.3 Resistencia a las condiciones climáticas	54
5.4.2.4 Capacidad de conmutación de corriente	54
5.4.2.5 Normas y disposiciones	54
5.4.2.6 Temperaturas de servicio INT 7220, INT 7230, INT 7240.	54
5.5 SECCIONADOR SE 7221	55
5.5.1 Seccionadores De maniobra	55
5.5.2 Funciones.	55
5.5.3 Normas y disposiciones	55
5.5.4 Mecanismos de operación	56
5.5.5 Datos técnicos	56
5.5.6 Prestaciones especiales	56
5.6 PARARRAYOS	58
5.6.1 Dispositivo de sellado y alivio de presión	58
5.6.2 Resistencia mecánica	59
5.6.3 Carga mecánica	59
5.6.4 Datos de rendimiento	59
5.6.5 Aplicaciones	59
6. CAPÍTULO III EVALUACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN PUERTO CAICEDO.	60
6.1 TAREAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVAS Y CONDICIONALES TRANSFORMADOR DE POTENCIA	60
6.1.1 Análisis dieléctrico y fisicoquímico	60
6.1.1.1 Análisis de los resultados	61
6.1.2 Análisis de gases disueltos:	64
6.1.2.1 Análisis de resultados del análisis de gases disueltos	66

6.1.3 Cambio de silica gel en el transformador de potencia de subestación Puerto Caicedo.	66
6.1.3.1 Función de la silica gel.	66
6.1.3.2 Consecuencias en caso de no reemplazar el silica gel:	67
6.1.3.3 Como está constituido	67
6.1.4 Tratamiento del aceite dieléctrico del transformador de potencia por termo vacío.	67
6.1.5 Periodicidad de las tareas de las tareas de mantenimiento al transformador de potencia.	69
6.2 TAREAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO INTERRUPTORES DE POTENCIA.	70
6.2.1 Pruebas de la condición del aislamiento.	70
6.2.1.1 Prueba de resistencia de aislamiento	71
6.2.1.2 Prueba de resistencia de contactos INT 7240.	71
6.2.1.3 Tiempos de operación del interruptor de potencia 7240.	72
6.2.1.4 Pruebas de calidad de gas	72
6.2.2 Análisis de los resultados de las pruebas a interruptor de potencia	73
7. CAPÍTULO IV ESTRATEGIAS NECESARIAS PARA MEJORAR EL PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN LOS EQUIPOS CRÍTICOS DE LA SUBESTACIÓN PUERTO CAICEDO.	75
7.1 TAREAS DE MANTENIMIENTO PARA EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRAFOP1	75
7.1.1 Chequeo del sistema aislante	75
7.1.1.1 Muestreo de aceite	77
7.1.1.2 Valores Característicos	77
7.1.2 Chequeos externos para el TRAFOP1	77
7.1.2.1 Inspección	77
7.1.2.2 Limpieza	78
7.1.2.3 Apriete de tornillería	78
7.1.2.4 Relé de buchholz	78
7.1.2.5 Radiadores.	78
7.1.2.6 Sistema puesta a tierra	78
7.1.2.7 Intercambiador de tomas	79
7.1.3 Localización de fallas	80
7.2 TAREAS DE MANTENIMIENTO A REALIZAR EN EL TRANSFORMADOR DE TENSIÓN CAPACITIVO, TP1 Y TP2.	82
7.2.1 Tareas de mantenimiento transformador de tensión TP1 Y TP2.	82
7.2.1.1 Comprobación visual TP1, TP2 y TP3.	83

7.2.1.2 Medidas de control	83
7.2.1.3 Divisor de Tensión Capacitivo	83
7.2.1.4 Unidad electromagnética	83
7.3 TAREAS DE MANTENIMIENTO A REALIZAR EN EL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TIPO IMB TC1, TC2, TC3, TC4 y TC5.	84
7.3.1 Tareas de mantenimiento para cada uno de los transformadores de corriente TC1, TC2, TC3, TC4 Y TC5.	84
7.3.1.1 Signos de fugas de aceite	85
7.3.1.2 Daño al transformador	85
7.3.1.3 Nivel de aceite correcto	85
7.3.1.4 Conexión primaria	85
7.3.1.5 Circuitos secundarios	86
7.3.1.6 Conexión a tierra	86
7.3.1.7 Toma de muestras de aceite	86
7.4 TAREAS DE MANTENIMIENTO A REALIZAR EN INTERRUPTOR DE POTENCIA INT 7220, INT 7230, INT 7240.	87
7.4.1 Tareas de mantenimiento preventivo y de condición a interruptor de potencia.	87
7.4.1.1 Control de la presión del gas	89
7.4.1.2 Densidad del gas	89
7.4.1.3 Aisladores de porcelana	89
7.4.1.4 Piezas metálicas exteriores	89
7.4.1.5 Uniones roscadas	90
7.4.1.6 Gabinete del dispositivo de funcionamiento	90
7.4.1.7 Número de operaciones	91
7.4.2. Tareas de mantenimiento a partes mecánicas	91
7.4.2.1 Disyuntores	91
7.4.2.2 Dispositivo de operación	92
7.4.2.3 Uniones roscadas	92
7.4.2.4 Funciones de alarma	92
7.4.2.5 Contenido de humedad de gas SF6.	93
7.4.2.6 Resistencia en el circuito principal	93
7.4.2.7 Quemaduras de los contactos	93
7.4.3 Operación de prueba, valores funcionales	94
7.4.3.1 Tiempos de operación	94
7.4.3.2 Tensión de funcionamiento más baja	94
7.4.3.3 Función anti-bombeo	94
7.4.3.4 Corriente del motor, tiempo de carga del resorte.	95

7.5 TAREAS DE MANTENIMIENTO PARA SECCIONADORES SE 7221, SE 7222, SE7224.	95
7.5.1 Herramientas y materiales especiales	95
7.5.2 Pruebas de tipo de operación y superficies de intersección	96
7.5.2.1 Aluminio	96
7.5.2.2 Superficies de contacto plateadas	96
7.5.2.3 Superficies de contacto galvanizadas	96
7.5.2.4 Cobre	96
7.5.2.4 Mantenimiento a motor de accionamiento	97
7.6 TAREAS DE MANTENIMIENTO PARA PARARRAYOS	98
7.6.1 Inspección del pararrayos.	98
7.6.2 Limpieza del pararrayos.	98
8. CAPÍTULO V PLAN PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN PUERTO CAICEDO.	99
8.1 PLAN DE MANTENIMIENTO DE 0 A 1 AÑOS	99
8.2 PLAN DE MANTENIMIENTO DE 1 A 5 AÑOS.	101
8.3 PLAN DE MANTENIMIENTO DE 5 A 10 AÑOS ADELANTE	102
8.4 INSTRUMENTOS HERRAMIENTAS Y EQUIPOS UTILIZADOS PARA LAS TAREAS DE MANTENIMIENTO.	103
8.4.1 Instrumentos para realizar análisis fisicoquímico al aceite dieléctrico.	103
8.4.2 Instrumentos y equipos para tareas de mantenimiento	103
8.4.3 Elementos y equipos de seguridad	105
CONCLUSIONES	107
BIBLIOGRAFÍA	109

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1. Datos eléctricos transformador de potencia TRAFOP1. [23]</i>	36
<i>Tabla 2. Datos mecánicos transformador de potencia TAFROP1. [23]</i>	37
<i>Tabla 3. Características técnicas del pasatapas de alta tensión [25]</i>	41
<i>Tabla 4. Características técnicas del pasa tapas de media tensión [25]</i>	41
<i>Tabla 5. Datos eléctricos Seccionador de potencia con discos rotatorios tipo SGF [33]</i>	56
<i>Tabla 6. Resultado de prueba de análisis fisicoquímico en aceite dieléctrico año 2020 [36]</i>	60
<i>Tabla 7. Límites sugeridos para el uso continuo de aceite aislante envejecido en servicio según IEEE Std C57.106-2006 [35]</i>	61
<i>Tabla 8. Análisis de los resultados obtenidos según IEEE Std C57.106-2006</i>	64
<i>Tabla 9. Resultados de análisis disueltos de gases [36]</i>	65
<i>Tabla 10. Rangos de valores típicos de concentración de gas según IEEE C57.104:2008. [40]</i>	65
<i>Tabla 11. Análisis de resultados del análisis de gases disueltos teniendo en cuenta IEEE C57.104:2008</i>	66
<i>Tabla 12. Descripción de la periodicidad de las tareas de mantenimiento.</i>	69
<i>Tabla 13. Resultados de resistencia de aislamiento del interruptor 7240 de 115 kV [42]</i>	71
<i>Tabla 14. Resultados de resistencia de contactos del interruptor 7240 de 115 kV [42]</i>	72
<i>Tabla 15. Resultados de tiempo de operación del interruptor 7240 de 115 kV [42]</i>	72
<i>Tabla 16. Resultados obtenidos en las pruebas de calidad de gas de los interruptores 7240 y 6220. [42]</i>	73
<i>Tabla 17. Análisis de las pruebas realizadas a interruptores de potencia.</i>	74
<i>Tabla 18. Chequeo del sistema aislante TRAFOP1. [23]</i>	76
<i>Tabla 19. Chequeos externos para el transformador de potencia TRAFOP1. [23]</i>	80
<i>Tabla 20. Localización de fallas para el transformador de potencia TRAFOP1.[23]</i>	81
<i>Tabla 21. Inspección para el transformador de tensión capacitivo TP1,TP2 y TP3. [28]</i>	83
<i>Tabla 22. Inspección para los transformadores de corriente. [48]</i>	85
<i>Tabla 23. Tareas de mantenimiento a realizar en Interruptor de potencia LTB INT 7220, INT 7230, INT 7240. [49]</i>	88

<i>Tabla 24. Intervalos de inspección para condiciones ambientales normales y extremas en los seccionadores SE 7221, SE 7222, SE7224. [33].....</i>	<i>95</i>
<i>Tabla 25. Inspección para pararrayos.....</i>	<i>98</i>
<i>Tabla 26. Tareas de manteamiento a corto plazo transformador de potencia y transformadores de tensión y corriente (De 0 a 1 año).....</i>	<i>100</i>
<i>Tabla 27. Tareas de manteamiento a corto plazo a interruptores de potencia, seccionadores y pararrayos (De 0 a 1 año).</i>	<i>101</i>
<i>Tabla 28. Tareas de mantenimiento a mediano plazo (De 1 a 5 años).....</i>	<i>102</i>
<i>Tabla 29. Tareas de mantenimiento a largo plazo (De 5 a 10 años en adelante).</i>	<i>102</i>
<i>Tabla 30. Instrumentos utilizados para realizar pruebas de análisis fisicoquímico</i>	<i>103</i>
<i>Tabla 31. Herramientas y equipos para realizar las tareas de mantenimiento....</i>	<i>104</i>
<i>Tabla 32. Elementos de protección y seguridad.</i>	<i>106</i>

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1. Diagrama unifilar subestación de Puerto Caicedo. Fuente EEBP.....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 2. Tarea típica de mantenimiento correctivo. [1]</i>	<i>24</i>
<i>Figura 3. Tarea típica de mantenimiento preventivo.[1]</i>	<i>25</i>
<i>Figura 4. Tarea típica de mantenimiento condicional.[1].....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 5. Diagrama unifilar subestación Puerto Caicedo. Fuente EEBP</i>	<i>34</i>
<i>Figura 6. Transformador tridevanado Siemens de 12.5 MVA 115/34.5/13.8 Kv. TRAFOP1. Fuente EEBP.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 7. Placa de características transformador tridevanado Simens de 12. 5 MVA 115/34.5/13.8 Kv. Fuente EEBP.</i>	<i>38</i>
<i>Figura 8. Pasa tapas de alta tensión GOB 550/800 ABB. Fuente EEBP.</i>	<i>40</i>
<i>Figura 9. Instrumentos de temperatura de aceite y devanado. Fuente EEBP.</i>	<i>42</i>
<i>Figura 10. Rele buchholz. Fuente EEBP.....</i>	<i>43</i>
<i>Figura 11. Transformadores de tensión capacitivos tipo CPA, condensadores de acoplamiento tipo CCA para voltajes del sistema 72,5 - 550 Kv. Fuente EEBP. ..</i>	<i>45</i>
<i>Figura 12. Placa de características transformador de tensión capacitivo. TP1 Fuente EEBP.</i>	<i>46</i>
<i>Figura 13. Características del diseño CPA y CP. TP1 Y TP2 [29]</i>	<i>48</i>
<i>Figura 14. Transformador de corriente tipo IMB TC1. Fuente EEBP.</i>	<i>49</i>
<i>Figura 15. Placa de características transformador de corriente tipo IMB TC1. Fuente EEBP.</i>	<i>50</i>
<i>Figura 16. Interruptor automático SF6 tipo LTB montaje sobre estructura metálica INT 7220. Fuente EEBP.....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 17. Placa de características Interruptor automático SF6 tipo LTB INT 7220. [31].....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 18. Seccionador de potencia subestación Puerto Caicedo 7221. Fuente EEBP.</i>	<i>55</i>
<i>Figura 19. Descargador de sobretensiones de óxido de zinc EXLIM Q Clase 10 KA, según la clase de estación IEC. Fuente EEBP.</i>	<i>58</i>
<i>Figura 20. Filtro prensa [32].....</i>	<i>68</i>
<i>Figura 21. Interruptor bahía de línea, circuito Puerto Caicedo–Yarumo 115kv IN 7240. Fuente EEBP</i>	<i>70</i>
<i>Figura 22. Transformador de potencia Siemens tridevanado TRAFOP1. Fuente EEBP.</i>	<i>75</i>
<i>Figura 23. Gabinete de control del Interruptor 7220.</i>	<i>90</i>

RESUMEN

En el presente trabajo se realiza una mejora al plan de mantenimiento de la subestación de Puerto Caicedo con el que cuenta la Empresa de Energía del Bajo Putumayo, para ello se tiene en cuenta la caracterización de los dispositivos eléctricos críticos de la subestación y sus datos más relevantes, se realiza una evaluación del plan de manteniendo actual para estos, con ello se ejecuta un análisis teniendo en cuenta estándares y normativas.

A partir de los análisis previos para cada uno de los dispositivos eléctricos de la subestación, se lleva a cabo las diferentes estrategias para realizar las mejoras indicadas para el plan de mantenimiento sea eficiente y oportuno, por último, se propone distintas estrategias para que este se implemente por parte de la Empresa de Energía del Bajo Putumayo.

Palabras claves: Mantenimiento, Subestación eléctrica, Dispositivos eléctricos

1. INTRODUCCIÓN

El principal objetivo del mantenimiento es garantizar la continuidad del funcionamiento de determinados dispositivos y/o sistemas con el fin de lograr cumplir los objetivos propuestos de una empresa para que con esto se disminuyan los fallos y aumente la productividad en la empresa. [1]

El tener un plan de mantenimiento permite que la empresa pueda garantizar la vida útil de los dispositivos eléctricos con los que cuenta una subestación eléctrica y a su vez disminuya los costos de mantenimiento de estos en todo su periodo, además de garantizar un seguimiento detallado de las condiciones físicas y funcionales de cada uno.[1]

La falta de un plan de mantenimiento adecuado a las instalaciones y a los dispositivos puede generar fallas a corto y largo plazo que pueden verse reflejados en el aumento de no prestación servicios y funciones por parte de los equipos eléctricos de la subestación, además de tener una baja disponibilidad de estos y posibles ocurrencias de accidentes o fatalidades en el personal.[2]

En este trabajo se desarrolla un plan de mantenimiento para la subestación Puerto Caicedo de la Empresa de Energía del Bajo Putumayo enfocado en los equipos críticos con el fin de garantizar una ampliación del plan de mantenimiento actual en el cual incluya la totalidad de equipos evitando así que existan eslabones débiles en todo el proceso de transmisión de fluido eléctrico por falta de mantenimiento.

Para soportar este trabajo se realizó una revisión literaria de algunos estudios recientes de distintas universidades e investigadores, de acuerdo a esto se pudo obtener que: Hermes Mendosa Duran y Mauricio Velásquez Marín realizaron un proyecto de investigación denominado “Diseño del plan de mantenimiento preventivo para las subestaciones eléctricas del sector minero del departamento de la Guajira”, Para llevar a cabo esta idea los diseñadores del proyecto utilizaron un manual para ejecutar todo el plan de mantenimiento puesto que este se detallan las tareas de mantenimiento y las cuales se deben ejecutar para las subestaciones eléctricas del Cerrejón; es utilizado este manual ya que se dictan modelos que describen la importancia de las diferentes tareas mantenimiento en una organización como es la teoría que hace sustentable el mantenimiento a un valor adecuado.[3]

En el plan de mantenimiento, se estableció un listado de dispositivos eléctricos a realizarles mantenimiento, el tipo de tarea de mantenimiento a realizar y la periodicidad de los mismos, personal adecuado para la ejecución de las tareas. Es importante tener en cuenta los diferentes indicativos de gestión y si el sistema de información de está cumple para lo que se necesita, por lo que, si no se cumple, se ve necesario determinar el ámbito en el que la empresa está llevando a cabo su trabajo, enfocando los indicadores y la toma de información suficiente para que se garantice un buen control y evaluar el mantenimiento.[3]

Teniendo en cuenta la relación con este trabajo y el proyecto es garantizar que el servicio de energía eléctrica continúe y de cierto modo que estos procesos de mantenimiento mantengan un estado adecuado y de funcionalidad para los elementos que hacen parte de la subestación eléctrica. Así mismo es importante implementar inspecciones visuales, limpiezas, lubricaciones, así como también pruebas mecánicas, eléctricas y dieléctricas en todos los dispositivos eléctricos del sistema.[3]

El proyecto de investigación denominado “Metodología para desarrollar un sistema de gestión de activos enfocado al mantenimiento según normatividad ISO 55000:2014. Caso de estudio: Subestación Eléctrica de la Facultad Tecnológica, Universidad Distrital” realizado por Daniel Elías Castañeda González y Daniel Mateo Pérez Otavo. El desarrollo de esta metodología para determinar un sistema de gestión de activos el cual está encaminado a las diferentes tareas de mantenimiento que se puedan ejecutar en la subestación eléctrica de la Facultad Tecnológica UD, es presentado como una herramienta importante para la universidad, y de esta forma tener una gestión de los activos más adecuada para cada dispositivo que a la subestación la compone. [4]

En este proyecto se desarrollan los planteamientos de la normatividad internacional ISO 55000; y en base a esta poder ejecutar, administrar y realizar una mejoría al sistema de gestión de activos, por otra parte se presentan los procedimientos a tener en cuenta por parte de la universidad para que satisfaga con la norma y actividades relacionadas a tareas de mantenimiento de la subestación de distribución, también se llevó a cabo tareas en la subestación eléctrica de la Facultad Tecnológica UD es con el fin de distinguir y realizar un análisis los activos eléctricos y tareas de mantenimiento que se deben aplicar le aplican a los dispositivos. Teniendo en cuenta el trabajo de grado de Daniel Elías, se ha visto que una adecuada gestión de activos de dispositivos eléctricos ayuda a todo un determinado sistema eléctrico,

y para el caso de esta subestación se puede mejorar algunos problemas técnicos y de administración de la vida útil de cada elemento eléctrico. [4]

La relación del trabajo de grado planteado es que la subestación eléctrica de Puerto Caicedo de La Empresa de Energía del Bajo Putumayo es de importante y crítica, por lo que es necesario la continuidad en el servicio de energía eléctrica en todo tiempo; por este motivo, la de gestión de activos permite llevar un seguimiento de forma eficiente al activo. La gestión debe garantizar acciones de tareas de mantenimiento preventivo y correctivo. Además, si es significativo realizar la implementación teniendo en cuenta La norma ISO 55000:2014; y esta permite encontrar acciones tempranas, procesos adecuados y con seguridad que ayudan a minimizar diferentes riesgos dirigidos desde la proyección de las tareas de mantenimiento.[5]

María Lourdes diseñadora de la “Propuesta de una metodología que permita optimizar el uso de los recursos asociados al plan de mantenimiento de la subestación la Ínsula de la Empresa Centrales Eléctricas de Norte De Santander” El trabajo de grado, realiza procedimientos y tiene diferentes puntos de vista frente al diseño de un método adecuado para la ejecución de tareas de mantenimiento preventivas en distintos dispositivos de la subestación eléctrica la Ínsula en la ciudad de Cúcuta. Teniendo en cuenta que la subestación no tiene las herramientas necesarias para el control, e inspecciones de métodos los cuales están llevando a cabo, los que causan resultados y balances adversos para la empresa. María plantea un análisis de los resultados actuales de la empresa referente al manteniendo, realizado una caracterización de cada uno de los equipos y el personal que hace parte en las actividades de mantenimiento, en seguida se escoge una determinada estrategia con base en instrumentos de la ingeniería industrial, y por último, se diseña la metodología que admite un registro y conduce cada proceso de mantenimiento que se ejecutan en la subestación la Ínsula.[5]

William Mahecha realizó una metodología, con la que, se puede ejecutar un modelo de gestión de mantenimiento con determinadas mejoras asignadas a subestaciones eléctricas. Para realizar la metodología se emplea teoría de la gestión de activos y el mantenimiento industrial, con el trabajo de grado se busca que la metodología propuesta se puede ejecutar en cualquier otra subestación, por lo que se sustenta con normativas y estándares internacionales como la norma ISO14224, que se ha utilizado en el ámbito energético, para ser más exactos en el sector del petróleo. Como objetivo primordial de todo plan de gestión de mantenimiento es garantizar una mayor confiabilidad de determinadas instalaciones, Como en todos los casos

mencionados para este trabajo de grado se seleccionan para el estudio, los equipos críticos de la subestación eléctrica. Los análisis se realizaron con ayuda de los registros de fallos y los diferentes factores que inciden en lo referente a la calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica en el departamento del Tolima. Esto hace referencia al reporte de los eventos de falla que están ocurriendo en el sistema de distribución eléctrico del departamento en un lapso de tiempo determinada, y que son causales de algún fallo de los dispositivos críticos de la subestación eléctrica. [6]

Wilfredo Martínez y German Pantoja realizaron un “Programa de mantenimiento para la subestación de la torre de Cali” esta tesis de grado hace énfasis en la caracterización de las diferentes partes que constituyen una subestación, y a su vez se realizan pruebas eléctricas, mediciones y ensayos, teniendo en cuenta las normas eléctricas; esto se realizó con el fin de garantizar la protección del sistema y que los dispositivos eléctricos de la subestación cumplan sus funciones durante su vida útil de los equipos. Se evidencio por medio de esta investigación la importancia del mantenimiento eléctrico, el cual es una herramienta primordial y que se debe de implementar en las subestaciones eléctricas, con esto se busca un máximo nivel de eficiencia en la prestación del servicio, minimizando los tiempos de perdida en eventos no programados, y a si ocasionar la menos contaminantes para el medio ambiente, también que el costo de las tareas de mantenimiento sea el menor posible, teniendo referenciadas las normas de seguridad para cada los planes de mantenimiento . [7]

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

- Diseñar un plan de mejora del mantenimiento en la subestación Puerto Caicedo-Putumayo de 115/34.5/13.8 KV para la Empresa de Energía del bajo Putumayo.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Establecer las características de los equipos críticos de la subestación de Puerto Caicedo 115/34.5/13.8 KV para la Empresa de Energía del bajo Putumayo.
- Evaluar el plan de mantenimiento existente en la subestación de Puerto Caicedo 115/ 34,5/ 13,2 KV para la Empresa de Energía del bajo Putumayo.
- Determinar estrategias necesarias para mejorar el plan de mantenimiento centrado en los equipos críticos de la subestación Puerto Caicedo.
- Establecer un plan para la implementación de las estrategias del plan de mantenimiento centrado en los equipos críticos de la subestación Puerto Caicedo.

3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN

3.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Empresa De Energía Del Bajo Putumayo (EEBP) actualmente realiza subcontrataciones para ejecutar todas las tareas de mantenimiento de la subestación de Puerto Caicedo, esto sin criterios de tiempos de contratación establecidos, ni un proceso de mejoramiento de los planes de mantenimiento contratados y a su vez no se tiene un análisis detallado de datos obtenidos en los diferentes planes de mantenimiento. Otro aspecto a tener en cuenta, es que la subestación analizada cuenta con una configuración de baja fiabilidad, en donde el sistema posterior a la subestación es totalmente radial, y por ende es un sistema crítico. [1],[8] (Observar Figura 1) *Diagrama unifilar Subestación de puerto Caicedo Fuente EEBP.*

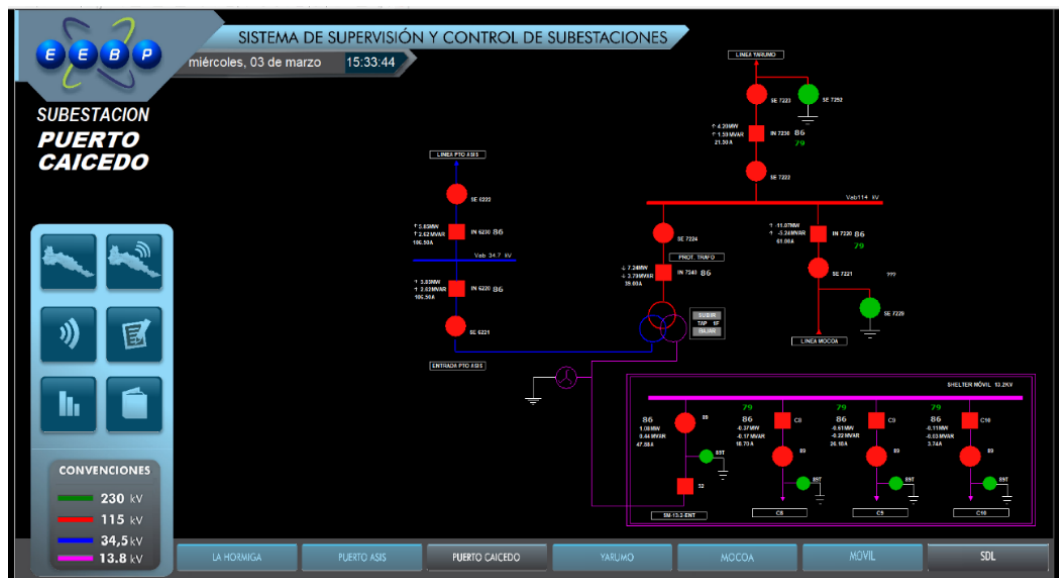


Figura 1. Diagrama unifilar subestación de Puerto Caicedo. Fuente EEBP.

El plan de mantenimiento con el cual cuenta la EEBP requiere del mejoramiento debido a que está directamente relacionados a la contratación de servicios en donde la empresa contratista son las que llevan a cabo todas las tareas de mantenimiento. Además, se contempla la necesidad de dichas tareas sean ejecutables por los funcionarios de la EEBP, teniendo a los equipos realizando sus respectivas funciones y por ende se obtenga el mayor beneficio del mismo. A través de lo anterior mencionado se busca generar un aporte en el tema del mantenimiento a subestaciones eléctricas en el cual de los dispositivos eléctricos con los que

cuesta la misma, se mejore el proceso de mantenimiento y se mantenga un equipo realizando su función en el mayor tiempo posible. [9]

3.2 JUSTIFICACIÓN

El crecimiento de la producción mundial y los mercados globales ha llevado a muchas organizaciones a buscar formas de lograr un mayor rendimiento en términos de costo y calidad en producción energética. Hoy en día, las organizaciones se preocupan por implementar estrategias de mejora continua en términos de calidad y uso óptimo de recursos en sus procesos para que puedan alcanzar los objetivos de la empresa y lograr la satisfacción en su prestación de servicio. Con esto atrayendo un mayor interés en la gestión de mantenimiento y el papel importante que tiene en el aumento de la productividad, eficiencia y eficacia de una organización, dejando así el papel del mantenimiento en toda industria como herramienta esencial en sus procesos. [10]

El mercado energético es muy variable de acuerdo a las regiones y los comportamientos de distintos mercados, adicional a estas condiciones el desarrollo tecnológico presentado en la actualidad tiene un papel muy importante en los procesos de mantenimientos presentes o aquellos que se programan a futuro.

Hoy en día, es comprensible que el mantenimiento de los activos físicos requiera habilidades mejoradas y más complejas, así como conocimientos constantemente actualizados lo cual lleva a tratar de mantener soluciones, lo que significa aumentar la colaboración entre expertos y operadores en la resolución de problemas complejos, esto significa cambiar los métodos de mantenimiento, haciendo que la colaboración multidisciplinar sea esencial para la toma de decisiones. [10]

De acuerdo con lo anteriormente expresado el desarrollo del presente trabajo se justifica desde el punto de la necesidad e importancia de la energía como motor de cambio y desarrollo de la región y la necesidad de mantener una buena gestión en el proceso de mantenimiento de los diferentes dispositivos críticos con los que cuenta la subestación Puerto Caicedo con esto logrando garantizar un adecuado funcionamiento de los dispositivos eléctricos. [10]

4. CAPÍTULO I MARCO TEÓRICO

El mantenimiento de todos los equipos de las subestaciones y sistemas eléctricos, junto con las pruebas son importantes y además utilizar procedimientos para encontrar diferentes estados en los que se encuentran los equipos eléctricos, antes de que el equipo falle estando en servicio y conectado al sistema.

4.1 PLAN DE MANTENIMIENTO

Es un determinado conjunto de tareas de mantenimiento que está enfocada en salvaguardar la función de un activo, por lo que se determinan una habitual realización de las mismas y el personal técnico que está destinado a realizarlas. Se puede dar una idea general en que la función del mantenimiento es garantizar el funcionamiento de los diferentes instrumentos o equipos y el adecuado estado de las máquinas en su vida útil. [9] Estas tareas de mantenimiento se dividen en:

4.1.1 Tareas de mantenimiento correctivo

Son distintas tareas mantenimiento que se ejecutan con el objetivo de reparar la función de un elemento o sistema, por la pérdida de su capacidad para desarrollar las tareas o servicios que sean requeridos, y esto ocasiona tiempos de parada no establecidos en el proceso productivo, y esto genera menos horas operativa, se caracteriza según Jezdimir por:[1]

- Altera los procesos productivos, es decir, que los periodos de realizar las tareas posteriores se verán afectados, y por ende hay que hacer las reparaciones necesarias para así dar continuidad a los procesos.
- Los gastos por la restauración y las distintas piezas no son presupuestados, por lo que llegado el caso de no contar con la disponibilidad económica no se podrá comprar los repuestos en el momento que se requiera.
- El tiempo que esta sin servicio un determinado sistema no se puede cuantificar.



Figura 2. Tarea típica de mantenimiento correctivo. [1]

4.1.2 Tareas de mantenimiento preventivo

Es una tarea que se implementa con el fin de minimizar la probabilidad de fallo del elemento o sistema, o por otro lado, para maximizar el beneficio operativo de un sistema. Esta tarea utiliza todos los medios a su disponibilidad, hasta los datos estadísticos, para determinar los lapsos de tiempo de las inspecciones, comprobaciones, sustituir las piezas necesarias, probablemente hallazgos de averías, vida útil, y otras. Como principal objetivo de esta tarea de mantenimiento es anticiparse a que ocurra o predecir la presencia de fallos, presenta las siguientes características según Jezdimir :[1]

- Se realiza en determinados tipos donde la producción no está funcionando, por lo que se aprovecha las horas de desconexión.
- Es implementada teniendo en cuenta planes anteriormente elaborado donde se da un procedimiento de manera clara para realizar las actividades, esto para contar con todos los recursos necesarios.
- Tiene una fecha determinada, además de programación de fechas de inicio y de terminación anteriormente establecido y aprobado por los jefes de la empresa.
- Garantiza a la empresa llevar un seguimiento de todos los equipos, además se pueden renovar la razón técnica de los dispositivos.

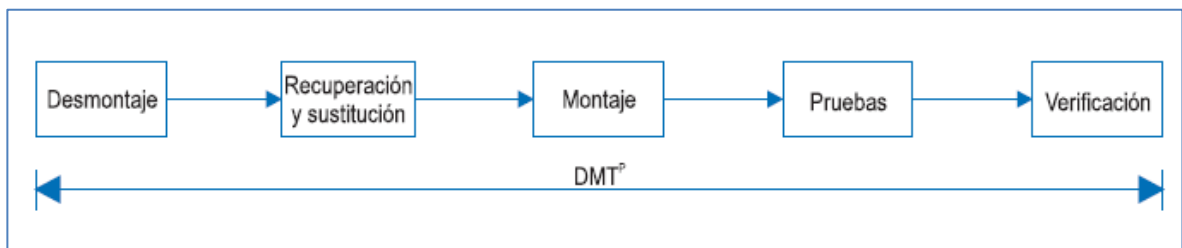


Figura 3. Tarea típica de mantenimiento preventivo. [1]

4.1.3 Tareas de mantenimiento condicional

Las tareas de mantenimiento a condición consisten en chequear si hay fallas potenciales, a su vez consta de un análisis de los indicadores o resultados de algún otra tarea de mantenimiento que proporcionan información sobre los cambios en la condición y/o en las funciones del elemento de cierto modo eludir las consecuencias de la falla funcional del sistema.[2]

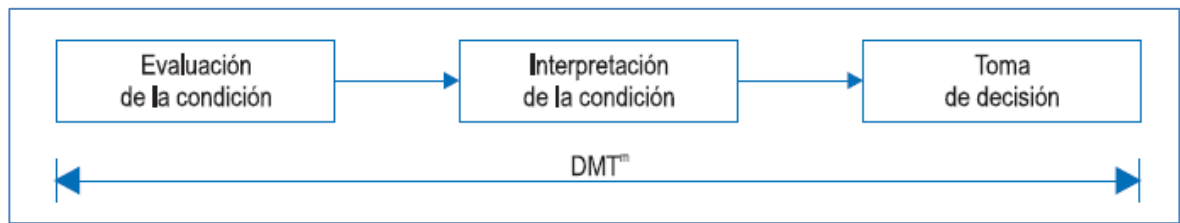


Figura 4. Tarea típica de mantenimiento condicional.[1]

4.2 SUBESTACIONES

El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), “Determina a las subestaciones como un conjunto de equipos utilizados para transferir el flujo de energía en un sistema de potencia, garantizar la seguridad del sistema por medio de dispositivos automáticos de protección y para redistribuir el flujo de energía a través de rutas alternas durante contingencias”. [11]

4.2.1 Tipos de subestación

Puede haber 3 tipos de subestaciones de generación, de maniobra y transformación. [12]

4.2.1.1 Subestaciones de generación

Es considerada una subestación de generación la que sirve como punto de conexión a una central generadora, una de las necesidades importante de esta subestación es la confiabilidad, la seguridad y flexibilidad, y están se ve incluida por la importancia de la ubicación del sistema. [12]

4.2.1.2 Subestación de maniobra

Se utiliza para interconectar sistemas o dentro de un sistema, esta subestación dé cierto modo distribuye la energía a las subestaciones de transformación, para este tipo de subestaciones la necesidad primordial es la flexibilidad; teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado una subestación de maniobra es un nodo en el sistema el cual obtiene energía de diferentes circuitos o de centrales generadoras y se distribuye a subestaciones de carga o a otros sistemas interconectados.[12]

4.2.1.3 Subestación de transformación

El objetivo en general una subestación de transformación es abastecer o suministrar energía a un determinado sistema con un nivel de tensión distinto. Este tipo de subestación puede llegar a llamarse elevadora cuando la tensión que

entrega es mayor a la que recibe, o también puede llamarse reductora ya que la tensión que entrega es menor a la que recibe.[12]

4.2.2 Subestaciones según el tipo de aislamiento.

Según el tipo de aislamiento tenemos dos tipos de subestaciones:

4.2.2.1 Subestación convencional o abierta.

Esta es una subestación en la cual los componentes están instalados de tal manera que el aislamiento para el nivel de tensión es recibido a través del aire a presión atmosférica o por su parte llamada AIS (air Insulated Substation).[12]

4.2.2.2 Subestación encapsulada.

La subestación encapsulada hace referencia a que los componentes están instalados en ductos metálicos de una manera que el aislamiento para el nivel de tensión de la subestación es obtenido con un gas diferente al aire, normalmente es utilizado SF₆ a presión por arriba de la atmosférica, también se denominan GIS (Gas Insulated Substation).[12]

4.3 ELEMENTOS PRINCIPALES DE LAS SUBESTACIONES

La disposición, características y cantidad de dispositivos eléctricos para cada subestación, está en dependencia de la configuración con la que se va a trabajar. En Colombia, y más exactamente para el caso de la subestación Puerto Caicedo las más usadas son las de tipo barra sencilla. En esta clase de subestaciones, se tienen estructuras y soportes que de cierto modo facilitan la llegada y salida de líneas, y en las subestaciones existen un conjunto que se determinan como dispositivos eléctricos principales; los cuales se clasifican en: [12]

4.3.1 Transformador de potencia

El transformador de potencia es el dispositivo eléctrico principal y amplio de la subestación eléctrica, y su objetivo es la reducción o la elevación del nivel de tensión, su relación de transformación puede ser ajustable, para la tensión primaria o secundaria a través de intercambiadores de tomas. [12]

4.3.1.1 Importancia de las pruebas a transformadores de potencia

En condiciones normales de funcionamiento, el transformador eléctrico cambia los niveles de tensión, corriente, en distintos niveles lo cual permite distribuir dicha energía eléctrica. Cuando se genera un determinado problema, ya sea una sobrecarga o por cortocircuito, el sistema en general de protección está en la capacidad de determinar cuál es la falla y por ende aísla y evita que se generen posibles daños en el transformador equipos y/o personas. La única manera de conocer si el sistema de protección actúa, antes de que sea necesario, es por medio de pruebas. Mediante simulaciones de diferentes tipos falla con métodos de prueba instructivos, las posibles fallas en el sistema pueden ser localizadas y corregidas. Por lo que cuando el sistema es puesto en operación bajo condiciones de falla, la prueba ayuda a tener la seguridad de que este trabaja de manera confiable y segura, garantizando la gestión de integridad de las instalaciones eléctricas. [13]

4.3.2 Transformador de corriente (T.C)

En estos equipos la corriente secundaria es de cierto modo proporcional a la corriente primaria, operando en condiciones normales, su principal función es transformar la corriente y separar diferentes dispositivos de protección y medición, los cuales están acoplados en a los circuitos de alta tensión.

Tienen el circuito primario conectado en serie con el circuito en el cual se desea medir la intensidad de corriente y el secundario conectado en serie con las bobinas de corriente de los dispositivos para medir y proteger. [14]

4.3.3 Transformador de potencial (T.P)

Un transformador de voltaje es un dispositivo eléctrico utilizado para suministrar una alimentación a equipos de medida y protección con determinadas tensiones correspondientes a las de la red en el punto en el cual está conectando en paralelo con el circuito y el circuito secundario es conectado en paralelo con los devanados de tensión de los diferentes dispositivos para la medición y la protección.[14]

4.3.4 Interruptor de potencia (IN)

Es un dispositivo eléctrico de corte, y el cual se puede manipular de manera local o remota en caso de sobre corriente o condición de carga y a su vez este dispositivo es el único elemento apto para actuar en estas condiciones, el interruptor de potencia tiene entrada y salida de señales de control y protección. Para poder realizar maniobras de abrir o cierre cuenta con bobinas o resortes que se cargan, ya sea por accionamiento de un motor eléctrico o por un sistema neumático o

hidráulico, y después se envía una señal que se transmite esta energía al elemento móvil de corte.[15]

4.3.5 Seccionador (SE)

Dispositivo eléctrico cuya función es aislar o ejecutar corte visible entre los distintos dispositivos que componen la instalación eléctrica de una subestación eléctrica. Una de las particularidades importantes que difieren el interruptor del seccionador, es que los seccionadores deben manipularse sin carga y que para abrirse o realizar aperturas es de una manera visible.[5]

Los seccionadores en la mayoría de las veces son ensamblados sobre aisladores de porcelana y por ende deben permanecer aislados para cada nivel de tensión de trabajo. Sus contactos están cubiertos en un baño de plata para garantizar una mejor adaptabilidad en lo que tiene que ver con la corrosión en el ambiente en climas tropicales y al deterioro que es ocasionado por los ciertos arcos eléctricos entran en los momentos que se realizan operaciones.[5]

4.3.6 Pararrayos

Los pararrayos garantizan una solución óptima para la protección de las subestaciones de potencia, teniendo en cuenta la presencia de sobretensión que del tipo atmosférico. [6]

El espacio que ocupan el conjunto de equipos que pertenecen a una misma salida de la subestación es denominado como bahía, el cual se emplean para conectar una línea de transmisión, transformador de potencia, transformadores de tensión y corriente, al barraje de una subestación, de manera similar los equipos que se utilizan para dividir o acoplar barrajes o para realizar transferencias de la carga una barra a otro. [14]

4.4 EL MANTENIMIENTO

El mantenimiento es una determinada acción eficiente para mejorar diferentes aspectos operativos que sobresalen de un determinado sistema tales como funcionalidad, seguridad, productividad. Y de cierta manera garantiza la posibilidad de disminuir costos de operación, las tareas de mantenimiento tienen que implementarse de manera periódica como permanente, preventiva y correctiva, con una programación adecuada y a tiempo de inspecciones rutinarias a todos los elementos de un sistema. [16]

4.4.1 Principio y objetivos del mantenimiento.

El principio fundamental del mantenimiento es que todo activo continúe desempeñando las funciones para las cuales fue diseñado con el objetivo de asegurar la competitividad de la empresa por medio de según García M:

- Garantizar la disponibilidad y confiabilidad planeadas de la función deseada.
- Efectuar todas las normas de seguridad y medio ambiente.
- Garantizar un mayor beneficio global.

Es de gran importancia implementar y ejecutar las tareas de mantenimiento en las empresas porque esto representa una inversión que a mediano y largo plazo traerá índices económico buenos no sólo para el empresario sino que se ve reflejado en mejoras en su producción, a su vez se representa en tener a el personal del área sanos e índices de accidentalidad mínimos.[17]

4.4.2 Objetivo del mantenimiento.

Mantener un determinado sistema con el equipo y las determinadas instalaciones de manera que se cumplan las funciones para la cual fueron desarrollados con la capacidad y la calidad especificadas, y así ser utilizados en diferentes condiciones de seguridad y economía de acuerdo a un nivel de ocupación y a un programa de uso definidos por los requerimientos de producción. [18]

4.5 MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES

Con el fin de asegurar la prestación del servicio y la seguridad tanto de los dispositivos eléctricos de la subestación como del personal que allí labora es necesario realizar mantenimientos periódicos, de dichas actividades se deben guardar las respectivas evidencias y registros, las cuales podrán ser requeridas por las autoridades de control y vigilancia en cualquier momento, la subestación tiene que contar con personal calificado para su operación de forma permanente, teniendo en cuenta de la fecha de puesta en marcha de la de la instalación, en toda subestación eléctrica se debe realizar las revisiones y tareas de manteniendo en lapsos de tiempo determinados por los entes encargados el área de mantenimiento a los equipos de control y protección, para esto se requiere la intervención de personal especializado, además, con el objetivo de facilitar las labores de revisión y mantenimiento debe realizarse la limpieza adecuada de elementos y espacios. La periodicidad de las actividades de mantenimientos y

limpieza dependerá de las condiciones ambientales del lugar, una vez realizada la actividad se debe dejar el respectivo registro, sin embargo, estas no podrán ser mayores a semestrales.[19]

Es recomendable ejecutar las tareas de mantenimiento de las subestaciones eléctricas es de un año, si se cumple con este estándar se mantendrá información actual y confiable del estado en el que están las subestaciones y se puede tener decisiones de manera inmediata cuando se encuentre alguna, falla en el sistema, es con el fin de que la falla no se convierte en algo más grande y pueda que se convierta en una falla grave. Las tareas de mantenimiento de subestaciones eléctricas proporcionan información cualitativa y cuantitativa importante la cuales es de fácil análisis e interpretación, la información cuantitativa se puede comparar con la que se obtuvo en registros anteriores y esto ayude a encontrar alguna tendencia.[19]

4.6 ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO

Con el tiempo, las estrategias de gestión del mantenimiento se han desarrollado simultáneamente con la industria. A partir de esta evolución, han surgido tendencias y conceptos de mantenimiento con diferentes métodos y prioridades, que buscan de manera conjunta la mantenibilidad de las instalaciones y soluciones a fallas y fallas, cada estrategia existente tiene ventajas y limitaciones y se puede adaptar a diferentes entornos, en la literatura profesional sobre gestión de mantenimiento industrial, encontramos estrategias de mantenimiento industrial, tales como: CBM, MBR, TPM, CM, TBM y RCM. [20]

4.6.1 Estrategias de mantenimiento basado en condición CBM

La estrategia basada en condiciones se caracteriza por el uso de información de dispositivo que dan brinda condiciones como: resultados de inspección, resultados de pruebas históricas, diagnóstico de fallas, información sobre el comportamiento del dispositivo cuando ocurre un evento del sistema, datos de diseño y operación normal.[20]

La información debe ser accesible y rastreable para que cuando las variables requeridas fallen o se deterioren, se puedan establecer reglas de diagnóstico y se puedan establecer niveles de alarma para que se puedan implementar acciones correctivas en un tiempo razonable, con esto logrando identificar los puntos de falla y brindar soluciones.[20]

4.6.2 Estrategias de mantenimiento basado en riesgo MBR

El método MBR incluye cuatro etapas: identificación de equipos y su estructura, detección de riesgos, evaluación de riesgos y planificación de mantenimiento. Este método permite estimar el riesgo causado por una falla que se genera de manera inesperada en función de la probabilidad de ocurrencia y las consecuencias de la falla, es necesario identificar y clasificar el equipo crítico para evaluar los riesgos y tomar medidas de control para lograr niveles aceptables. Intervenir equipos de acuerdo con la prioridad de tiempo, lo que determina la confiabilidad de una unidad constructiva o grupo de instrumentos o equipos, lo que ayuda a disminuir mermar los riesgos en toda una subestación eléctrica. [20]

El método de mantenimiento basado en riesgos se divide en tres módulos principales según Martínez Giraldo:

- Determinación de riesgos, que incluye la identificación y estimación de riesgos.
- Evaluación de riesgos, que considera los criterios de evaluación a comparar con los criterios de aceptación.
- Factores de riesgo para la planificación del mantenimiento.

4.6.3 Estrategias de mantenimiento productivo total TPM

TPM es una estrategia de mantenimiento que requiere un trabajo de mantenimiento integral de calidad, que no es difícil de obtener, pero por lo tanto requiere un nivel de "falla cero" en su sistema de aplicación. Sabiendo que en el sistema eléctrico, la mayoría de las fallas son causadas por factores externos, y los factores externos suelen ser incontrolables (por ejemplo, las condiciones climáticas), por lo que es imposible lograr "cero fallas" sin aumentar significativamente el nivel de costos operativos y con esto también afectar el precio de una unidad de energía eléctrica.[21]

4.6.4 Estrategias de mantenimiento basado en tiempo TBM

La estrategia de mantenimiento basado en el tiempo (TBM) predefine un intervalo basado en información empírica en el que los componentes se reemplazarán después de un período de uso específico, esta estrategia se ha practicado durante muchos años como el mantenimiento diario de la red de suministro eléctrico. Este método suele producir resultados satisfactorios. Sin embargo, no es la opción más rentable en todos los casos, ya que los equipos suelen tener que esperar hasta el final de su verdadera vida útil posible antes de poder seguir utilizándose.[18]

4.6.4 Estrategias de mantenimiento basado en confiabilidad RCM

El RCM es un método que ha sido ampliamente aceptado por la industria, se ha utilizado en la industria durante más de 30 años y se ha demostrado que proporciona una estrategia eficaz para optimizar el mantenimiento preventivo su objetivo principal es reducir los costos de mantenimiento y mejorar la confiabilidad y seguridad, el proceso consta de dos etapas: La primera etapa es un análisis inductivo de fallas potenciales, en el que las variantes del modo de falla, el impacto y el análisis de severidad se utilizan generalmente para determinar los componentes clave del sistema. [22]

5. CAPÍTULO II CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS CRÍTICOS DE LA SUBESTACIÓN DE PUERTO CAICEDO

En el capítulo II se presentan las características de los equipos críticos de la subestación Puerto Caicedo, se describe aspectos importantes de cada uno de los dispositivos eléctricos que componen la subestación, a su vez se tienen en cuenta los componentes de cada uno de los dispositivos.

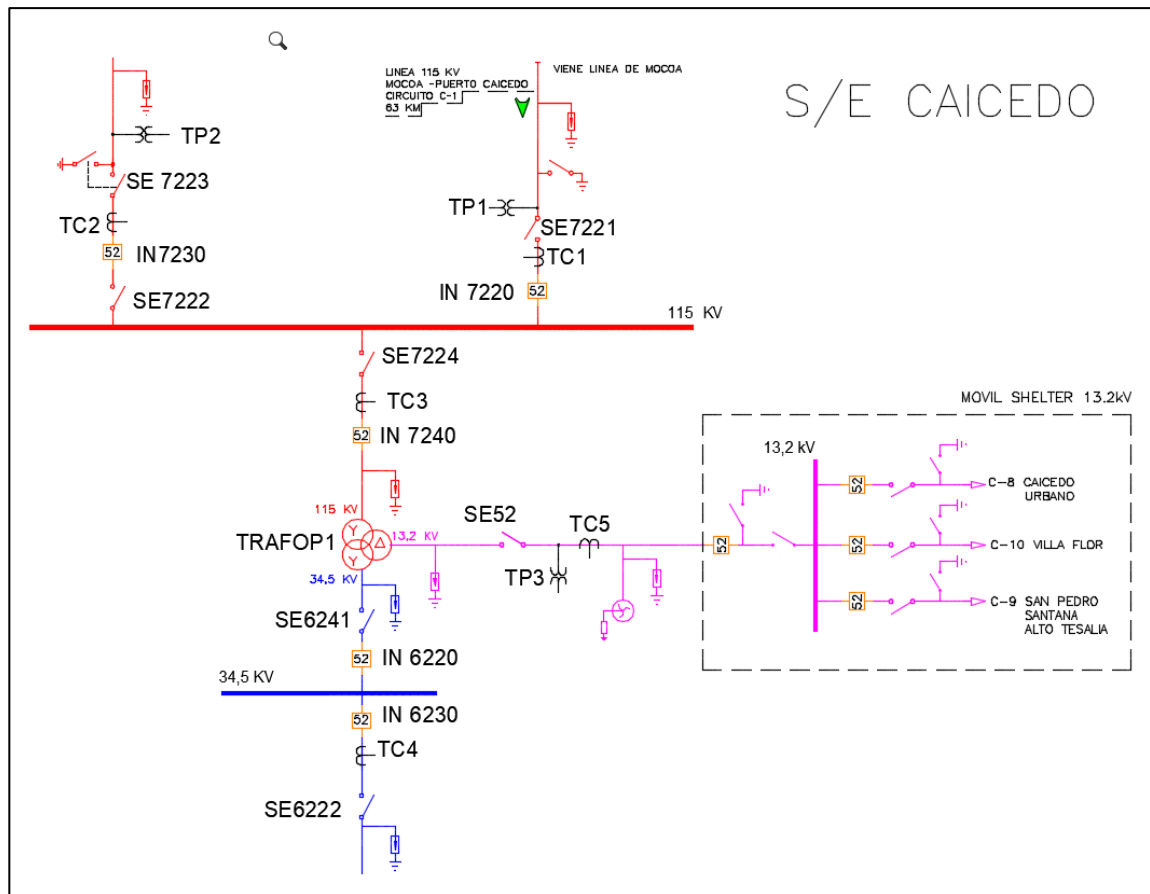


Figura 5. Diagrama unifilar subestación Puerto Caicedo. Fuente EBBP

5.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRAFOP1



Figura 6. Transformador tridevanado Siemens de 12.5 MVA 115/34.5/13.8 Kv. TRAFOP1. Fuente EEBP.

5.1.1 Datos Técnicos TRAFOP1.

Los datos técnicos hacen referencia a los datos eléctricos y mecánicos del transformador de potencia, en esto se describen las características constructivas.

5.1.1.1 Datos eléctricos TRAFOP1.

Teniendo en cuenta los datos eléctricos en la tabla 1, se describen los niveles de tensión nominales del transformador, grupo de conexión, frecuencia de uso, temperaturas máximas de aceite y devanado y pérdidas a tener en cuenta.

Tensiones e Intensidades nominales			
Devanado	Tensión (V)	Intensidad (A)	Conexión

Alta tensión (Primario)	115 000	60.2-75.3 (ONAN-ONAF)	Estrella
Media tensión (Secundario)	345 00	133.9-167.3 (ONAN-ONAF)	Estrella
Baja tensión (Secundario)	138 00	175.0-218.7 (ONAN-ONAF)	Delta
Grupo de conexión			YN yn 0 d 11
Capacidad de carga del punto neutro			
Alta tensión			100%
Media tensión			100%
Baja tensión			Sin punto neutro
Frecuencia	60 HZ		
Temperatura ambiental máxima			40 ° C
Calentamiento limite (sobre temperatura)			
	65 °		
En el aceite (nivel superior)	C.		
En el devanado			65 ° C.
Valores garantizados Referidos a la potencia 12/15 MVA			
	12.		
	5		
Perdidas en vacío @ 20 ° C	KW		
	57.		
	2		
Perdidas con carga @ 85 ° C	KW		
	6.8		
Impedancia @ 85 ° C			8%
Corriente de vacío @ 20 ° C			0.50%

Tabla 1. Datos eléctricos transformador de potencia TRAFOP1. [23]

5.1.1.2 Datos mecánicos TRAFOP1

Los datos mecánicos hacen referencia al tipo de refrigeración con el que cuenta el transformador de potencia, peso total del transformador de potencia, peso total del aceite, entre otros valores, observar tabla 2.

Tipo de refrigeración	ONAN/ONAF
-----------------------	-----------

Peso total (transformador completo)	32700 Kg
Peso de transporte	24980 Kg
Peso total de aceite	8125 Kg - 9285 L
Tipo de aceite de transformador	NYNAS NYTRO IZAR II
Peso parte activa	14925 Kg
Altura de desencube	5000 mm
Equipo de refrigeración	El tanque es equipado con radiadores para evacuar el calor generado por las pérdidas del transformador, los radiadores son acoplados por medio de válvulas tipo mariposa. Radiadores desmontables.

Tabla 2. Datos mecánicos transformador de potencia TAFROP1. [23]

ONAN: El aceite circula naturalmente en el interior del tanque y por el mecanismo de convección, radiación y conducción se auto refrigera debido a la circulación natural de aire sobre la superficie de enfriamiento (radiadores y tanque). [24]

ONAF: el aceite circula naturalmente en el interior del tanque y por el mecanismo de convección se auto refrigera debido a la circulación forzada de aire sobre la superficie de enfriamiento (radiadores y tanque). [23]

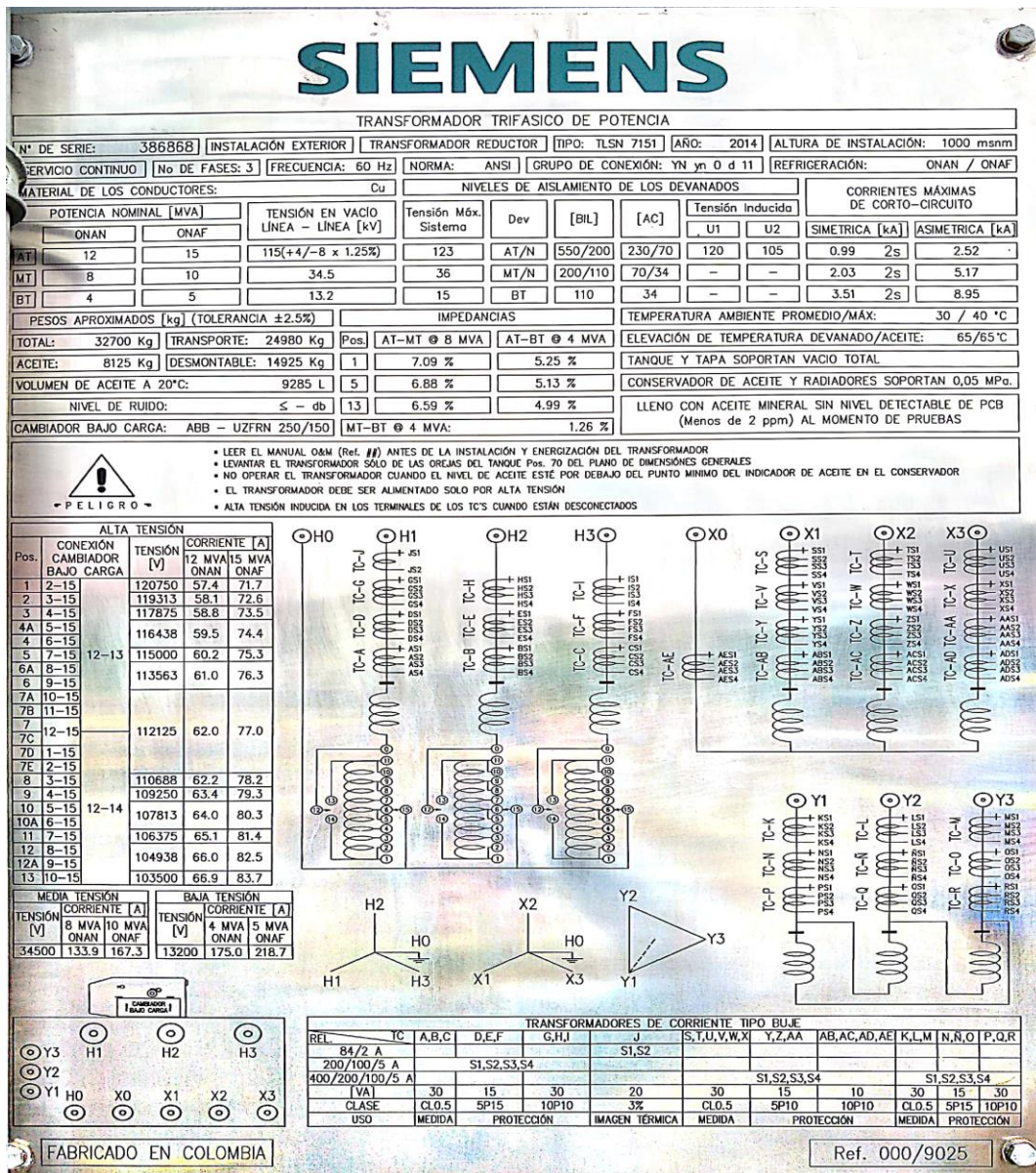


Figura 7. Placa de características transformador tridevanado Simens de 12. 5 MVA 115/34.5/13.8 Kv. Fuente EEBP.

5.1.2 Sistema activo del transformador de potencia TRAFOP1

En el sistema activo se describe los componentes internos del transformador, los cuales son: Núcleo y devanado, en los que describe el proceso de fabricación llevado a cabo para el transformador de potencia **TRAFOP1**.

5.1.2.1 Núcleo TRAFOP1

La estructura del transformador de potencia cuenta con chapas apiladas de acero de laminado de grano orientado con aislamiento inorgánico en ambas caras, las

uniones entre columnas y yugos son traslapadas por paquetes de acuerdo al método “step-lap”, su sección transversal es circular tanto para yugos como para columnas. [23]

Su estructura está compuesta por vigas de perfil en D donde se fijan con pletinas de tracción de bobinas de manera vertical y los espárragos internos compresores de núcleo de manera horizontal. El Aterrizamiento cuenta con el núcleo conectado al pasatapas de aterrizamiento por medio de un cable de cobre, el cual en un extremo del pasatapa, hace contacto con el núcleo gracias a un cable de cobre. La conexión a tierra se da por la parte externa del tanque desde el pasatapa hasta la tapa, y el punto de aterrizaje del núcleo es accesible desde el exterior pudiendo ser desconectado para la verificación del aislamiento del núcleo sin tener que abrir el tanque.[23]

5.1.2.2 Devanado TRAFOP1

Dispuestos de manera concéntrica a las columnas del núcleo. El devanado que se encuentra más cercano al núcleo es espaciado de este último con listones y distanciadores de presspan (pasta química de madera), a su vez, el aislamiento entre devanados usa los mismos elementos de presspan. En baja tensión (Capa corrida) la bobina esta devanada sobre un cilindro compacto en el extremo superior e inferior están previstos unos cilindros de presión en presspan, esta ejecución de bobinas es compacta puesto que las capas van siendo devanadas unas sobre otras, es utilizada por lo general en corrientes altas. [23]

El devando de alta y media tensión (Espiral continua) esta devanada sobre un listón en T en forma de discos que están separado por distanciadores en presspan que son puestos en el listón T. La conexión entre los discos se hace en el diámetro interior y/o exterior. Algunas veces están provisto de canales de refrigeración axial. Esta ejecución de bobina es utilizada generalmente en corrientes bajas. [23]

El taque está construido con láminas de acero estructural el espesor de las paredes y el número de refuerzos son diseñados para soportar el vacío, además de esto todas las costuras son herméticas, su modo estructural es rectangular con las paredes laterales placas y frontal y posteriores planas. [23]

5.1.3 Descripción de accesorios

Los accesorios son los elementos acoplados al transformador que se encuentran a cargo de funciones especiales durante la operación del mismo, los objetivos principales de estas son proteger medir y controlar distintos parámetros como: Temperatura, presión, detección de gas, flujo de aceite, control de refrigeración,

detección de humedad y control conmutador. Mediante los anteriores elementos se permite la identificación de posibles problemas en el transformador y las causas que los producen por medio de alarmas.[23]

5.1.3.1 Pasa tapas de alta tensión GOB 550/800 ABB

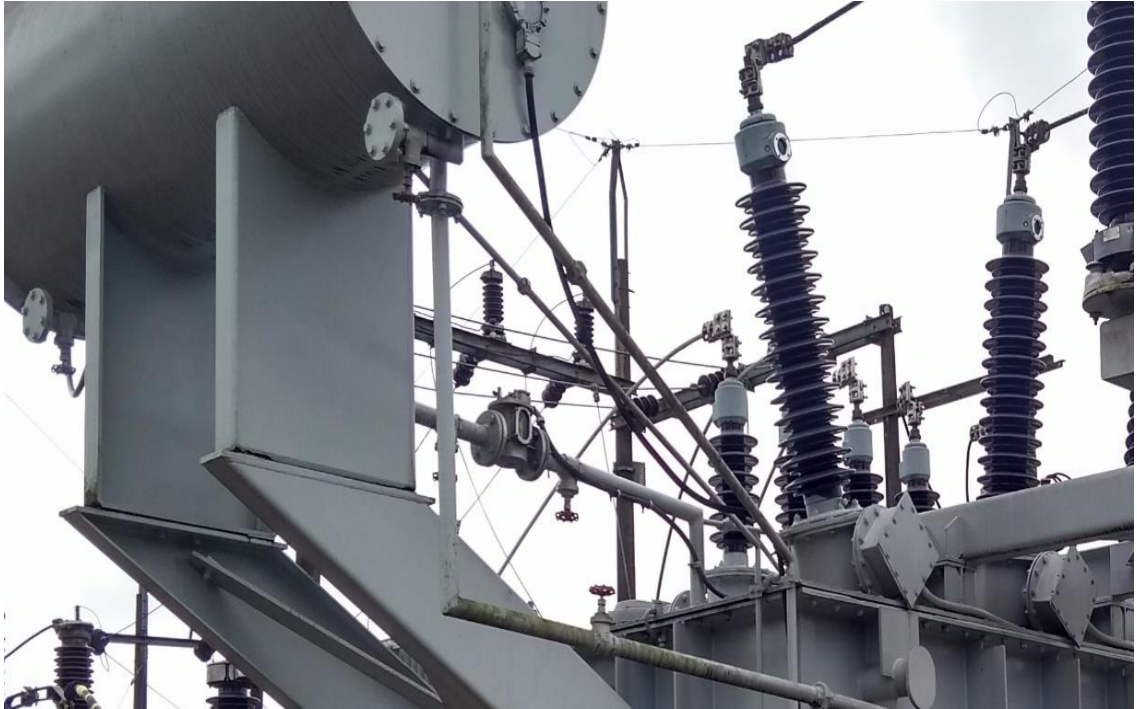


Figura 8. Pasa tapas de alta tensión GOB 550/800 ABB. Fuente EEBP.

Los pasa tapas son aisladores que se instalan en la tapa del transformador, y por ellos van los conductores terminales de salida de los devanados, y a su vez externamente, y en su parte superior, tienen de los dispositivos de acople con los conductores de línea, importante mencionar que son fabricados en porcelana.[23]

Voltaje nominal:	170KV
Tensión máxima de fase a tierra	123 KV
Corriente nominal del casquillo	800 A
Corriente máxima con conductor sólido	730 A
Corriente máxima con cable trenzado 150 mm	415 A
Impulso de rayo 1.2 / 50 us	550KV
Voltaje de prueba de rutina 1 min. 60 Hz	260 Kv

Prueba de resistencia al voltaje de frecuencia industrial en húmedo 1 min. 60 Hz: Distancia de contorno	230KV
Distancia de arco	3430+- 90mm
Carga máxima permitida en 90 hasta la terminal	1300N

Tabla 3. Características técnicas del pasatapas de alta tensión [25]

5.1.3.2 Pasa tapas de media tensión GOB 250/800 ABB

A continuación se describen los datos técnicos de los pasatapas de media tensión del transformador de potencia TRAFOP1.

Voltaje nominal:	52 KV
Tensión máxima de fase a tierra	52 KV
Corriente nominal del casquillo	800 A
Corriente máxima con conductor sólido	730 A
Corriente máxima con cable trenzado 150 mm	415 A
Impulso de rayo 1.2 / 50 s	250KV
Voltaje de prueba de rutina 1 min. 60 Hz	120 Kv
Prueba de resistencia al voltaje de frecuencia industrial en húmedo 1 min. 60 Hz: Distancia de contorno	105KV
Distancia de arco	1500+- 60mm
Carga máxima permitida en 90 hasta la terminal	1800N

Tabla 4. Características técnicas del pasa tapas de media tensión [25]

5.1.3.3 Accesorios que vigilan la temperatura del aceite y del devanado

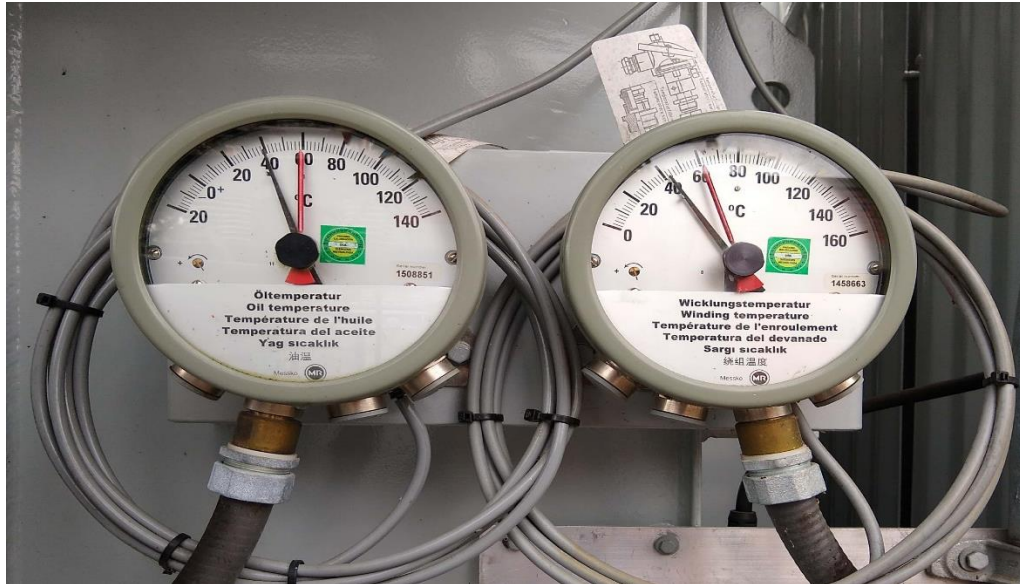


Figura 9. Instrumentos de temperatura de aceite y devanado. Fuente EEBP.

Es un aparato de medición de la temperatura en transformadores de potencia, el registro de los valores de medición se realiza a través del sistema de medición patentado que consta de 4 elementos: [26]

- Sonda térmica
- Tubo capilar
- Muelle de tubo Bourdon.
- Célula manométrica

Los 4 elementos representan un sistema tubular único, cerrado y lleno de líquido. Con el calor el líquido se dilata y transmite el cambio de presión al muelle de tubo Bourdon. En la célula manométrica el cambio de presión produce un cambio de resistencia que se elabora a través de la electrónica de análisis, el eje indicador acoplado al muelle de tubo Bourdon gira directamente cuando se produce un cambio de temperatura y en la escala se indican los valores de temperatura.

El sistema de medición mecánico funciona de forma autónoma, independientemente de la energía, es importante aclarar que los aparatos de medición son sensibles, por ello es importante que se protejan contra caídas, golpes o choques, se debe tener en cuenta que la temperatura ambiental máxima debe ser de 80°C, el tubo capilar no puede ser acortado ya que el sistema de medición estaría bajo presión y podría romperse. [26]

El termómetro indicador para la medición de temperatura en los transformadores de potencia no precisa mantenimiento. [26]

5.1.3.4 Relé Buchholz



Figura 10. Relé buchholz. Fuente EEBP.

El relé de protección accionado por gas está diseñado para detectar fallas así como para minimizar la propagación de cualquier daño que pudiera ocurrir dentro de los transformadores llenos de aceite, por lo tanto, el relé es particularmente efectivo en caso de: [27]

- Laminaciones del núcleo en cortocircuito
- Aislamiento del perno del núcleo roto sobrecalentamiento de alguna parte de los devanados
- Contactos defectuosos
- Cortocircuitos entre fases, espiras
- Fallas a tierra
- Perforación de aisladores de bujes dentro del tanque

Además, el relé puede prevenir el desarrollo de condiciones que conduzcan a un fallo en el transformador, como la caída del nivel de aceite debido a fugas o la penetración de aire como resultado de defectos en el sistema de circulación de aceite, por consiguiente, el uso del relé Buchholz accionado por gas adquiere importancia, ya que este dispositivo es el único medio para detectar fallas incipientes que, si pasan desapercibidas, pueden causar fallas graves. [27]

El funcionamiento del relé Buchholz se basa en el hecho de que todo tipo de avería en un transformador de aceite provoca la descomposición del material aislante, ya sea líquido o sólido, por sobrecalentamiento en la zona de avería o por la acción de un campo eléctrico intenso, y generación de burbujas de gas. Estos llegan al relé (normalmente lleno de aceite) a través de la tubería que conecta el transformador al conservador donde está montado el relé buchholz. [27]

5.2 TRANSFORMADOR DE TENSIÓN TP1

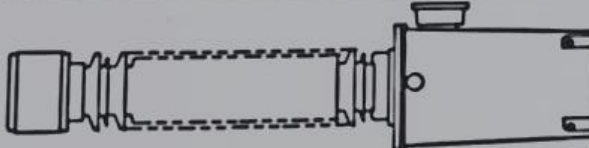


Figura 11. Transformadores de tensión capacitivos tipo CPA, condensadores de acoplamiento tipo CCA para voltajes del sistema 72,5 - 550 Kv. Fuente EEBP.

5.2.1 Características generales del transformador de tensión TP1, TP2 y TP3.

Los transformadores de tensión de condensador (CVT) y los condensadores de acoplamiento de ABB están diseñados para la conexión entre fase y tierra en redes con neutro aislado o puesto a tierra. El diseño corresponde a los requisitos de las normas IEC y ANSI, también son posibles diseños especiales para cumplir con otros estándares y especificaciones del cliente.^{28]}

ABB Switchgear		Made in Sweden	
Transformador de tensión capacitivo		Tipo	CPA 123
Nivel de aislamiento	230-550 kV	Frecuencia	60 Hz
Tensión nom.	115/√3 kV	Temperatura	-40 → +40°C
Tensión max.	123 kV	Normas	IEC 186
Masa total		350 kg, incluyendo	80 kg de aceite
Divisor de tensión capacitivo		Transformador de tensión intermedio	
Tipo	CSA 123	Tipo	EOA
C1/C2	0.0178/0.0733 μF	Tensión nom. intermedia	22499/√3 V
C1 + C2	0.0912 μF	Factor de tensión	1.5/30 s
Capacitancia C	0.0143 μF	Campo de ajuste	+/- 121 ± 0.05%
Relación de transf.	92/18	Resistencia d1-d2	2.30 +/- 5% Ohm



La caja de terminales estará siempre hacia arriba cuando el transformador es transportado horizontalmente.

Figura 12. Placa de características transformador de tensión capacitivo. TP1
Fuente EEBP.

5.2.1.1 Divisor de tensión capacitivo TP1, TP2 y TP

El divisor de voltaje del capacitor consiste en una o dos porcelanas vidriadas de color marrón o gris, ensambladas una encima de la otra, cada unidad contienen una gran cantidad de elementos condensadores aislados en aceite conectados en serie. Las porcelanas están completamente rellenas con el impregnante, que se mantiene bajo una leve sobrepresión de acuerdo al diseño del sistema de expansión. Las juntas tóricas se utilizan en todo el diseño. [28]

Los diseños de los elementos capacitores están acorde con lo que exige la medición de ingresos, y su parte activa está construida por papel de aluminio, aislado con película de papel / polipropileno, impregnado de un aceite sintético libre de PCB; FARADOL 300, que tiene unas mejores propiedades aislantes que el aceite mineral normal. [28]

5.2.1.2 Unidad electromagnética (UEM) TP1, TP2 y TP3

Como transformador de tensión de condensador, el divisor de tensión se entrega combinado con una unidad electromagnética (UEM). El divisor de voltaje y el transformador están conectados por un buje interno desde la toma de voltaje intermedio del divisor de voltaje al aceite de la UEM, esta disposición se recomienda para aplicaciones con alta precisión. [29]

El transformador consta de un núcleo de hierro, hecho de chapa de acero de alta calidad, y devanados aislados con papel sumergido en aceite, la bobina primaria se divide en un devanado principal y un conjunto de devanados de recorte, que se

utilizan para ajustar la relación, la tensión intermedia nominal es de aproximadamente 12.7917kV. [29]

El ajuste de la reactancia capacitiva e inductiva se realiza de manera individual en cada transformador de tensión antes de cada prueba de precisión. El transformador, el reactor de compensación y la unidad de amortiguación están instalados en un tanque de aluminio sellado herméticamente, lleno de aceite mineral. La parte superior del tanque contiene un espacio de expansión de aceite con colchón de gas. [29]

La unidad electromagnética contienen aceite mineral según IEC 296 grado 2. La bobina primaria está compuesta de un bobina principal y bobinas de ajuste, los cuales son colocados en una punta neutral. Los dos puntos de la bobina principal son conectados a una pantalla de cobre para conseguir una distribución uniforme de las tensiones. El aislamiento consiste en papel impregnado en aceite. [29]

A continuación se describe cada uno de las características a tener en cuenta en los transformadores de tensión de la subestación de Puerto Caicedo:

5.2.1 Temperaturas de servicio

Los transformadores de tensión están diseñados para ser instalados en variadas condiciones climáticas, desde zonas árticas a climas desérticos, en cualquier continente. [28]

5.2.2 Ferorresonancia

Los transformadores de tensión, además de la mínima inductancia acoplada con un circuito de amortiguamiento eficaz, garantizan un amortiguamiento seguro y permanente de ferorresonancia para las frecuencias determinadas y tensiones hasta el límite del factor de tensión nominal. [28]

5.2.3 Vida útil

La vida útil del transformador de tensión esta por encima de los 30 años. [28]

5.2.4 Ajuste

Los devanados de ajuste para ajuste de relación están accesibles en la caja de bornes, para lograr la precisión posible. [28]

5.2.5 Transmisión de frecuencia portadora (PLC)

“Los transformadores de tensión el CPA y el CPB están diseñados con el reactor de compensación conectado sobre extremo de alta tensión del devanado primario, lo cual posibilita también el uso de frecuencias más altas (> 400 kHz) para la transmisión de onda portadora”. [28]

5.2.6 Capacitancia de dispersión

Este diseño con el reactor también garantiza la compensación en el extremo de alta tensión del circuito primario y garantiza una capacitancia de dispersión menor a 200 pF, que es uno de los requerimientos más inflexible de la norma IEC para propiedades portadoras. [28]

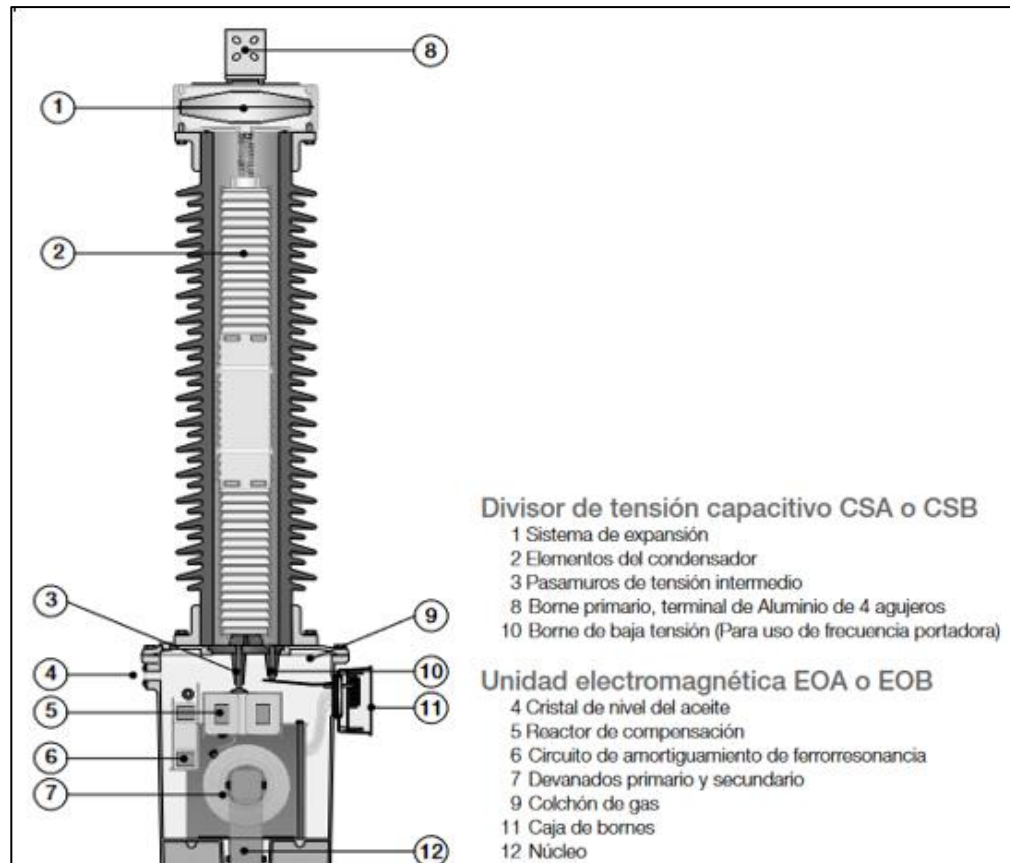


Figura 13. Características del diseño CPA y CP. TP1 Y TP2 [29]

5.3 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TC1



Figura 14. Transformador de corriente tipo IMB TC1. Fuente EEBP.

5.3.1 Características del transformador de corriente TC1, TC2, TC3

Los transformadores de medida de aceite mínimo de ABB son de diseño nair-pin, las principales características son las siguientes según el transformador de corriente: [30]

- No se requiere cambio de aceite ya que la sala de expansión está llena de nitrógeno, sin partes móviles.
- Sellado herméticamente, lo que significa que no es necesario realizar procedimientos de mantenimiento regulares.
- Todas las partes externas de hierro están galvanizadas en caliente.
- Composición de relleno única, aceite junto con granos de cuarzo puro, lo que da como resultado un diseño compacto con una pequeña cantidad de aceite.
- Diseño flexible.
- Alta capacidad de resistencia sísmica (hasta 0,5 g).

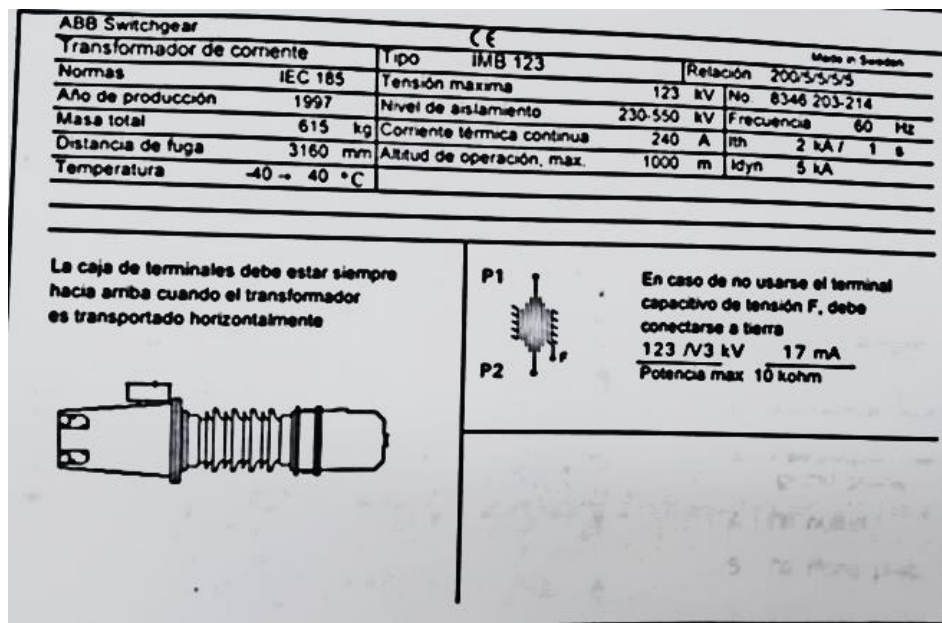


Figura 15. Placa de características transformador de corriente tipo IMB TC1.
Fuente EEBP.

A continuación se describe las características del transformador de corriente tipo IMB.

5.3.2 Devanado primario

El devanado primario consta de uno o varios conductores paralelos de aluminio o cobre diseñados en principio como un casquillo en forma de U con capas de condensador. El devanado está aislado con un papel especial de alta resistencia mecánica, alta rigidez dieléctrica, bajas pérdidas dieléctricas y buena resistencia al envejecimiento, los transformadores con corriente primaria nominal de hasta 1500 A inclusive (1500 A- 750 A) tienen un devanado primario reconectable para un cambio de relación de 1: 2. El devanado se divide en dos partes iguales que se pueden conectar en serie o en paralelo mediante enlaces externos colocados en terminales separados cerca de los terminales primarios.

5.3.3 Núcleos y devanados secundarios

El transformador de corriente normalmente puede alojar hasta cuatro núcleos, y a su vez tienen forma de bobina cilíndrica. Los núcleos de protección están enrollados en fleje de acero orientado de alta calidad, para fines de medición están hechos de aleación de níquel que presenta bajas pérdidas (alta precisión) y bajo nivel de saturación.[30]

El devanado secundario consta de alambre de doble esmalte, distribuido uniformemente alrededor de toda la periferia del núcleo. Por lo tanto, la reactancia de fuga secundaria en el devanado y entre cualquier toma es insignificante. Los

núcleos de protección están diseñados sin corrección de giro, mientras que los núcleos de medición generalmente se corrigen para cumplir con las cargas y precisiones nominales. [30]

5.3.4 Impregnación

Los devanados se secan mediante calentamiento al vacío, Inmediatamente después del montaje, todos los espacios libres se llenan de limpio y seco, y el transformador ensamblado se trata al vacío y se llena con aceite desgasificado, a su vez la herramienta de expansión está llena de nitrógeno para evitar la oxidación del aceite, el aceite cumple con IEC 296.[30]

5.3.5 Tanque aislante

La parte inferior del transformador consta de un tanque galvanizado en caliente en el que los núcleos se montan alrededor de un vástago del devanado primario. La parte superior del transformador consta de porcelana vidriada marrón de alta calidad, las juntas utilizadas son de material a prueba de aceite, y están por debajo del nivel de aceite.[30]

5.3.6 Terminales

5.3.6.1 Terminales primarios

La conexión primaria estándar es un terminal plano de cobre estañado, adecuado para conectores de cobre y aluminio. [30]

5.3.6.2 Terminales secundarios

La caja de terminales tiene una placa prensaestopas extraíble sin perforar y una ventilación de drenaje, la caja de terminales estándar puede alojar un máximo de 12 terminales secundarios, los terminales son espárragos divididos M10 para máx. 8 mm alambre (3,2 mm de diámetro).[30]

5.3.6.3 Terminales de tierra

El transformador se suministra con una pinza de tierra para un cable de máx. 16 mm de diámetro, la abrazadera se puede fijar a cualquiera de los cuatro soportes de montaje en la base del tanque, se puede proporcionar una terminal plana por un suplemento. La caja de terminales secundaria también se proporciona con un terminal de tierra para máx. 8 mm cable (3,2 mm de diámetro). [30]

5.4 INTERRUPTOR DE POTENCIA IN 7220



Figura 16. Interruptor automático SF6 tipo LTB montaje sobre estructura metálica INT 7220. Fuente EEBP.

5.4.1 Generalidades de los interruptores de potencia INT 7220, INT 7230, INT 7240.

El interruptor automático SF6 tipo LTB es el primer interruptor automático de alta tensión desarrollado como proyecto común dentro del grupo ABB. En este tipo de interruptor, la energía necesaria para interrumpir las corrientes de cortocircuito se toma en gran medida del propio arco, lo que reduce la necesidad de energía de funcionamiento del dispositivo de funcionamiento a menos del 50% en comparación con un tipo soplador de SF6 convencional. El bajo requerimiento de energía proporciona una alta confiabilidad. [31]

El interruptor automático LTB utiliza un almacenamiento de energía sencillo y fiable en un mecanismo de accionamiento por resorte, tipo BLK. Ofrece un diseño optimizado para funcionamiento tripolar o unipolar. El interruptor LTB cumple con los estándares internacionales de acuerdo con IEC y otros estándares importantes como ANSI, DIN, etc. El LTB está diseñado para voltajes de sistema de 72.5 - 170 kV y para capacidad de corte de hasta 40 kA. [31]

ABB Switchgear		CE	Made in Sweden
Interruptor tipo	LTB 145D1/B	Mec. de operación tipo	BLK 222
Numero	8327397	Numero	8327401
Contrato no.	227042/10	Año de fabricación	1997
Frecuencia	60 Hz	Presión max. de gas	0,90 MPa (abs)
Corriente nominal	3150 A	Presión (20°C) llenado	0,70 SF6 MPa (abs)
Tensión máxima	145 kV	Presión (20°C) alarma/bloqueo	0,62/0,60 MPa (abs)
Tensión impulso rayo	650 kV	Masa de gas por polo	5 kg
Tensión impulso acoplamiento		Masa total	1360 kg
Interruptor cerrado, fase-tierra	- kV	Rango de volt.cierre	90-140 V dc
Interruptor abierto, sobre polo	- kV	Rango de volt.disparo	70-140 V dc
Corriente de corte, op.de fase	10 kA	Corriente cierre/disparo	2/2 A
Corriente de corto circuito	40 kA	Esquema de circuito no.	1HSB543212-AP
Tiempo de corte	40 ms	Manual de instrucción no.	5452 106-19

Figura 17. Placa de características Interruptor automático SF6 tipo LTB INT 7220. [31]

5.4.2 Características generales interruptor de potencia INT 7220, INT 7230, INT 7240.

El interruptor automático LTB, ofrece las siguientes ventajas según instrucciones de servicio interruptor de potencia. [31]

- Interrupción libre de reactivación de las corrientes capacitivas debido a la rigidez dieléctrica inherente del gas SF6 y al movimiento de contacto optimizado.
- Sobretensiones bajas al conmutar corrientes inductivas como resultado de un enfriamiento óptimo a la corriente cero.
- Alta rigidez dieléctrica incluso a presión atmosférica de SF6 debido a un amplio espacio de contacto.
- Bajo nivel de ruido, por lo que es adecuado para su instalación incluso en áreas residenciales.
- Diseñado para condiciones ambientales extremas. Fácil instalación y puesta en servicio.
- Libre de mantenimiento en condiciones normales de funcionamiento.

La fiabilidad del servicio y la vida útil de un interruptor SF6 dependen en gran medida de su capacidad para mantener la densidad del gas SF6 y para neutralizar los efectos de la humedad y los productos de descomposición, formados en la interrupción de la corriente, para el sellado se utilizan juntas dobles de caucho de nitrilo, con excelentes resultados, cada polo del interruptor está provisto de un absolvedor de la humedad y los productos de descomposición gaseosos del proceso de interrupción, dado que la capacidad de corte depende de la densidad del gas SF6, el interruptor automático LTB está provisto de un monitor de densidad

que contiene un presostato con compensación de temperatura. Se emite una señal de alarma solo si la presión se reduce debido a una fuga. [31]

5.4.2.1 Dispositivo operativo tipo BLK INT 7220, INT 7230, INT 7240.

El interruptor automático tipo LTB es operado por un mecanismo de operación de resorte cargado por motor tipo BLK, que está encerrado en una carcasa limpia y compacta resistente a la corrosión a prueba de salpicaduras, unida a la estructura. Un BLK se utiliza para el funcionamiento tripolar del interruptor automático, BLK se caracteriza por los siguientes componentes principales robustos según el manual del interruptor: [32]

- El resorte espiral de cierre actúa a través de un portador directamente en el brazo de operación sin ningún otro componente intermedio como, por ejemplo, discos de levas y eslabones.
- El resorte en espiral se carga mediante un pequeño motor universal. Los pestillos de disparo y cierre son idénticos, de acción extremadamente rápida y a prueba de vibraciones.

5.4.2.2 Tiempos de operación estables

Para realizar conmutación controlada, es de gran importancia que los tiempos funcionales para que este realice las operaciones de cierre y de apertura sean mínimos y constantes, por lo que este tipo de interruptor de potencia garantiza un tipo de reacción de ± 1 ms entre la operación simultaneas para los interruptores LTB.

5.4.2.3 Resistencia a las condiciones climáticas

El interruptor LTB teniendo en cuenta su diseño están en la capacidad de ser instalados en una amplia variedad de condiciones climáticas, desde zonas polares a desiertos por todo el mundo.

5.4.2.4 Capacidad de conmutación de corriente

Los interruptores de potencia tipo LTB están en la capacidad de disipar corrientes de cortocircuito en 40 ms, también se garantiza interrumpir libremente de recebado de corrientes capacitivas ya que tiene un diseño mejorado de los contactos. Para la conmutación de corrientes inductivas, las sobretensiones son bajas como resultado de una extinción óptima en corriente cero.

5.4.2.5 Normas y disposiciones

El interruptor de potencia se rige conforme las siguientes normativas. [31]

Reglamentaciones publicadas por IEC 6227-1

Reglamentaciones publicadas por IEC 62271-100

5.4.2.6 Temperaturas de servicio INT 7220, INT 7230, INT 7240.

El interruptor de potencia está diseñado para ser utilizado en una temperatura de aproximadamente -25C a 40C. [31]

5.5 SECCIONADOR SE 7221



Figura 18. Seccionador de potencia giratorio de dos columnas tipo SGF subestación Puerto Caicedo 7221. Fuente EEBP.

5.5.1 Seccionadores De maniobra

El dispositivo eléctrico sirve para realizar transferencias de circuitos entre barrajes de una subestación, aislar los diferentes equipos de la subestación para la ejecución de tareas de mantenimiento, realizar by-pass o pasos directos a equipos como interruptores de potencia y capacitores en serie para la realización de las e tareas de mantenimiento o por motivos de necesidades operarias que se presenten. [33]

5.5.2 Funciones.

El seccionador de potencia giratorio de dos columnas tipo SGF es un seccionador unipolar para instalación en exteriores, el cual se pueden acoplar dos o tres polos de un grupo. [33]

5.5.3 Normas y disposiciones

El seccionador giratorio de dos columnas tipo SGF cumple con las siguientes normas:

- IEC 62 271-102; 2003
- IEC 62 271-1; 2007. [33]

5.5.4 Mecanismos de operación

El seccionador de tres polos solo necesita un mecanismo de operación. La pieza de acoplamiento del mecanismo está conectada con el seccionador con eje de operación.[33]

5.5.5 Datos técnicos

En los datos eléctricos se describen los valores nominales de voltaje y de corriente para le seccionado tipo SFG 170 Y otros parámetros a tener en cuenta.

PARÁMETROS	UNIDADES	SGF 170
Voltaje nominal	KV	170
Corriente normal nominal	A	1600
Corriente pico nominal soportada	KA	100/125
Corriente nominal de corta duración	KA	40/50
Voltaje de frecuencia industrial nominal		
<ul style="list-style-type: none"> • Contra tierra y entre polos 	KV	325
<ul style="list-style-type: none"> • Sobre la distancia de aislamiento 	KV	375
Tensión nominal soportada al impulso de iluminación 1,2/50µs		
<ul style="list-style-type: none"> • Contra tierra y entre polos 	KV	750
<ul style="list-style-type: none"> • Sobre la distancia de aislamiento 	KV	860
Voltaje de descarga parcial	KV	>110

Tabla 5. Datos eléctricos Seccionador de potencia con discos rotatorios tipo SGF [33]

5.5.6 Prestaciones especiales

Según manual de servicio del seccionador. [33]

- “Duración mecánica extendida hasta 10.000 maniobras.
- Dispositivo de corte de corriente de transferencia de barras.
- Dispositivo de corte de corrientes inducidas para puestas a tierra.
- Diseño antisísmico hasta 0.5 g.
- Capacidad de funcionamiento en condiciones severas de formación de hielo (10mm) y a temperaturas límite (-25°C, +40°C).
- Anillos equipotenciales.

- Cuernos de arqueo para corte de pequeñas intensidades según IEC 62271-102. Instalación y operación
- Concepción tipo mecano de alta versatilidad con un mínimo de piezas y sin la necesidad de herramientas especiales.
- Todo tipo de montajes: paralelo, línea, invertido o vertical.
- Posibilidad de definir el tipo de montaje y transmisiones hasta dos meses antes de la entrega.
- Fácil instalación y ajuste en obra.”

5.6 PARARRAYOS



Figura 19. Descargador de sobretensiones de óxido de zinc EXLIM Q Clase 10 KA, según la clase de estación IEC. Fuente EEBP.

Los pararrayos están compuestos por una o varias unidades. Las unidades están compuestas por una capa de porcelana, la cual tiene columnas sencillas de bloques ZnO, a estos dispositivos se les ejecutan pruebas rutinarias durante su fabricación para garantizar el perfecto funcionamiento.

5.6.1 Dispositivo de sellado y alivio de presión

Para recibir o tener un desempeño adecuado los descargadores de sobretensiones deben de estar sellados herméticamente sellados durante toda la vida útil, el dispositivo de sellado en cada extremo de cada unidad cuenta con una placa de acero inoxidable tensando con una junta de goma. La placa realiza una presión constante en la goma contra la superficie del aislador, y con esto garantizando un sellado herméticamente efectivo.

El sistema de sellado está en la capacidad de servir como un sistema de disminución de sobrepresión, ya que si se el pararrayos es expuesto a grandes esfuerzos que sobrepasen la disponibilidad nominal del dispositivo, se crea un arco interno. Los gases ionizados generan un aumento prolongado de la presión interna, la cual a su vez potencia abrir placa de sellado, posibilitando la salida de los gases ionizados por los diferentes conductos de escape.

5.6.2 Resistencia mecánica

La resistencia mecánica del cubrimiento, es decir, la carga de servicio dinámica máxima aceptable la define la normativa IEC 60099-4, según la normativa, el momento de rotura es por lo general igual al 120% de la capacidad nominal del dispositivo eléctrico.

5.6.3 Carga mecánica

La carga mayor permitida, se realiza mediante el cálculo del momento máximo continuo, dividido por la longitud entre la base del pararrayos y el centro de la carga terminal. Así que de esta manera, utilizando unas abrazaderas para los terminales más tenues y/o realizando la conexión en el descargador con una derivación más ligera se minimizan de una manera considerable los aspectos en la resistencia mecánica.

5.6.4 Datos de rendimiento

Según manual de servicio del descargador de sobretensiones: [34]

- Voltajes del sistema (U_m) 36 - 362 kV
- Voltajes nominales (U_r) 30-336 kV
- Corriente nominal de descarga (IEC) 10 kA cresta
- Corriente de clasificación (ANSI) 10KA cresta
- Resistencia a la corriente de descarga:
- Corriente alta 4/10 us 100 kA cresta
- Baja Corriente 2400 us 700 kA cresta
- Corriente baja 2000 us 900 A cresta
- Capacidad energética:
- Clase de descarga de línea (IEC) Clase 3 7.8 kJ / kV (U_r)
- Energía de prueba nominal 5.6 kJ / kV (U_r) 4.5 kJ / kV (U_r)
- Cumple / excede los requisitos de la línea de transmisión ANSI Energía de impulso simple: prueba de descarga para 362 Sistemas kV.
- Capacidad de alivio de presión 65 kA

5.6.5 Aplicaciones

Según manual de servicio del descargador de sobretensiones: [34]

- Protección de transformadores.
- apantallamiento y equipos en sistemas de media y alta tensión contra sobretensiones atmosféricas y de conmutación.
- Áreas con alta intensidad de rayos
- Instalaciones importantes donde las condiciones de puesta a tierra o blindaje son incompletas.

6. CAPÍTULO III EVALUACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN PUERTO CAICEDO.

En el capítulo III, se analiza el plan de mantenimiento que está realizando actualmente la Empresa de Energía del Bajo Putumayo, tomando como base los resultados obtenidos en las diferentes tareas de mantenimiento se los compara con normativas vigentes y acorde a esto se realiza un análisis, esto con el fin de verificar si existen datos atípicos y dado el caso se pueda detectar algún tipo de falla en los dispositivos.

6.1 TAREAS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVAS Y CONDICIONALES TRANSFORMADOR DE POTENCIA

6.1.1 Análisis dieléctrico y fisicoquímico

(Color, Tensión Interfacial, Número de Neutralización, Densidad Relativa Contenido de agua, Rigidez Dieléctrica,). Con estas pruebas se determina sus características aislantes y refrigerantes, al conocer que tan deteriorado, contaminado y húmedo se encuentra. Los resultados se analizaron con base en la norma IEEE C57.106:2006. Las pruebas de análisis fisicoquímicos se realizaron en el laboratorio de aceites de Siemens S.A (Acreditado por el organismo Nacional de Acreditación de Colombia – ONAC. [35])

ENSAYO EJECUTADO	INSTRUMENTO DE PRUEBA	RESULTADO OBTENIDO	RANGOS DE ACEPTABILIDAD (*)			DECLARACIÓN DE CONFORMIDAD	INCERTIDUMBRE ESTIMADA																												
			Aceites nuevos	Aceite en uso en equipo en servicio																															
				Equipos ≤69kV	Equipos hasta 230 kV																														
Color ASTM (Color ASTM) ASTM D1500-12 (R2017)	COLORÍMETRO Gerin Corp PSB-97	L 2.0	≤ 0.5 ASTM Color	Sin referencia	Sin referencia	---	±0.5 ASTM Color																												
Apariencia	MÉTODO CUALITATIVO	Claro y Brillante (*)	No reportado	No reportado	No reportado	---	Cualitativo																												
Tensión Interfacial (mN/m) ASTM D971-12	TENSÍMETRO Fischer Scientific FS-20	36.3	≥ 40 mN/m	≥ 25 mN/m	≥ 30 mN/m	---	± 0.7 mN/m																												
Número Acido (mg KOH/g aceite) ASTM D664-18e2 Método A	TITULADOR AUTOMÁTICO Metrohm 702 SM	0.0201	≤ 0.03 mg KOH/g aceite	≤ 0.2 mg KOH/g aceite	≤ 0.15 mg KOH/g aceite	---	± 0.0022 mg KOH/g																												
Densidad relativa (15/15°C) ASTM D1298-12b (R2017)	HIDRÓMETRO LSW 40086H-C	0.8740	≤ 0.91	Sin referencia	Sin referencia	---	± 0.0011																												
Contenido de Agua mg/kg (ppm) ASTM D1533-12	COULÓMETRO Metrohm 737 KF	13	≤ 35 mg/kg	≤ 35 mg/kg	≤ 25 mg/kg	---	± 2 mg/kg (ppm)																												
Rigidez Dieléctrica (kV) ASTM D877/D877M-19 Método A 2.54mm	CHISPÓMETRO Megger OTS60AF	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="2">T. Muestra °C</th> <th colspan="2">T amb: °C</th> </tr> <tr> <th colspan="2">Rupturas</th> <th colspan="2">Promedio</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>2</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>3</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>4</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>5</td><td></td><td></td><td></td></tr> </tbody> </table>	T. Muestra °C		T amb: °C		Rupturas		Promedio		1				2				3				4				5				≤ 35 kV	No aplica	No aplica	---	± 3 kV
T. Muestra °C		T amb: °C																																	
Rupturas		Promedio																																	
1																																			
2																																			
3																																			
4																																			
5																																			
Rigidez Dieléctrica (kV) ASTM D1816-12 (R2019)	CHISPÓMETRO Megger OTS60AF	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="2">Dist: 1mm Rupturas</th> <th colspan="2">T amb: 24.1 °C Promedio</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>25</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>2</td><td>22</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>3</td><td>25</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>4</td><td>24</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>5</td><td>25</td><td></td><td></td></tr> </tbody> </table>	Dist: 1mm Rupturas		T amb: 24.1 °C Promedio		1	25			2	22			3	25			4	24			5	25			1 mm ≥ 20 kV 2 mm ≥ 35 kV	1 mm ≥ 23 kV 2 mm ≥ 40 kV	1 mm ≥ 28 kV 2 mm ≥ 47 kV	---	± 4 kV				
Dist: 1mm Rupturas		T amb: 24.1 °C Promedio																																	
1	25																																		
2	22																																		
3	25																																		
4	24																																		
5	25																																		

Tabla 6. Resultado de prueba de análisis fisicoquímico en aceite dieléctrico año 2020 [36]

Con el análisis fisicoquímico lo que se busca es llevar un seguimiento del envejecimiento del aceite dieléctrico y del papel aislante, formación de sedimentos, contenido de humedad y de distintos factores que pueden generar un riesgo de falla, y por ende, es una parte esencial en el programa de mantenimiento en los transformadores de potencia y de las subestaciones.

Teniendo en cuenta la norma IEEE Std C57.106-2006 para el análisis de los resultados obtenidos en las pruebas realizadas en el año 2020 para el transformador de potencia tenemos.

Prueba y Método	Valores de Voltaje Clasicos		
	≤69 kV	>69 – <230 kV	230 kV En adelante
Rigidez dieléctrica. Norma ASTM D1816 (Kv)			
Espacio mínimo de 1 mm (KV)	23 Min	28 Min	30 Min
Espacio mínimo de 2 mm (KV)	40 Min	47 Min	50 Min
Tensión Interfacial. Norma ASTM D971, Minimo (Mn/m)	25 Min	30 Min	32 Min
Número de Neutralización- Norma ASTM D 974-14 (mgKHO/g Aceite)	0.2 Max	0.15 Max	0.10 Max
Contenido de humedad - Norma ASTM D 1533- 12 (mg/Kg (ppm))	35 Max	25 Max	20 Max

Tabla 7. Límites sugeridos para el uso continuo de aceite aislante envejecido en servicio según IEEE Std C57.106-2006 [35]

6.1.1.1 Análisis de los resultados

Para el análisis de resultados se tiene en cuenta los siguientes parámetros:

Color Norma ASTM 1500-12

Un color diferente en el aceite de un transformador de potencia en un lapso de tiempo pequeño, puede dar la advertencia de que contiene contaminación y/o desgaste en él. Un color oscuro en el color del aceite sin un cambio que sea característico en la acidez del mismo es un resultado de que la contaminación del aceite es consecuencia de una fuente externa. [37]

Tensión interfacial Norma ASTM D- 974-14

“Este método cubre la medición, en condiciones de no equilibrio, de la tensión superficial que mantiene un fluido aislante frente al agua. La tensión interfacial es una medida de las fuerzas de atracción entre las moléculas de los dos fluidos. Se expresa en mili-Newtons por metro (mN / m). La prueba es un medio excelente para detectar contaminantes polares solubles en aceite y productos de oxidación en aceites aislantes”. [38]

Número de neutralización (Número ácido) Norma ASTM D- 974:08

“El contenido de acidez tiene como unidad el número de miligramos de hidróxido de potasio (KOH), como base, que son necesarios para neutralizar los ácidos que están presentes en un gramo de muestra de aceite. En un aceite en servicio, la oxidación del mismo y del aislamiento sólido forma ácidos a medida que el transformador se va en envejecimiento. Los productos de la oxidación generan lodo, el cual se precipita al interior del transformador, y teniendo en cuenta la norma en asunto el valor máximo es 0.15 mg KOH/g aceite”. [35]

Densidad relativa ASTM D1298- 12b

La densidad relativa del aceite es una relación de los pesos de volúmenes iguales de aceite y agua, probados a 15 °C. La densidad relativa es de gran importante para determinar lo ideal para el uso en diferentes prácticas, el estudio de la densidad relativa es importante puesto que con esto se conoce un indicador de la calidad del aceite. [35]

Contenido de humedad Norma ASTM D-1533:00(05)

Si en el aceite dieléctrico hay agua en forma disuelta es normalmente por medios físicos o químicos, el contenido de agua en un aceite aislante puede estar dado en partes por millón (ppm), teniendo en cuenta la norma IEEE Std C57.106-2006 el valor de orientación es máximo 35 ppm. Y a su vez el agua disuelta puede afectar la descomposición dieléctrica del aceite aislante; sin embargo, su importancia está determinada por varios factores, incluido el porcentaje de saturación de humedad y la cantidad y tipo de contaminantes. [35]

Rigidez dieléctrica Norma ASTM D1816-12

La rigidez dieléctrica para el aceite dieléctrico es una medida en la cual se indica la capacidad del aceite dieléctrico aislante para resistir los elevados esfuerzos eléctricos a los que sea sometido. Para esta prueba se utiliza un equipo denominado Medidor de Rigidez Dieléctrica, en el cual, se aplica un voltaje A.C,

con una tasa de crecimiento controlada, Las unidades son KV y el valor mínimo según la norma IEEE Std C57.106-200 es de 40 KV. [39]

Ensayos Realizados	Nivel límite para aceites en servicio	Resultados	Análisis de resultados
	Nivel de Tesion>69KV <230KV		
Color - Norma ASTMD 15000 12	0,5 max.	L 2.0	la L indica que la muestra es menor que la designación de vidrio más oscuro, ya que estas pruebas se realizan con lentes estándar(vidrios), por ende según el resultado obtenido podemos decir según la norma ASTMD 15000 12 que el aceite tiene un deterioro el cual debe ser considerado y existe la posibilidad de que tenga contaminantes.
Tensión interfacial (Mn/m)- Norma ASTM D- 971-12	30min	36.3 mN / m	Según el resultado obtenido y teniendo en cuenta ASTM D- 971-12 tenemos un aceite aislante que está libre de contaminantes polares solubles y productos de oxidación.
Número de neutralización (mg KHO/G aceite) Norma ASTM D 974-14	0.15 max	0,0201 mg KOH/g aceite	Teniendo en cuenta los resultados y la norma, el aceite dieléctrico tiene la una presencia de ácidos mínima, por ende, se afirma que el aceite dieléctrico en base a esta prueba está en adecuado estado.

Ensayos Realizados	Nivel límite para aceites en servicio	Resultados	Análisis de resultados
	Nivel de Tension >69KV <230KV		
Contenido de humedad (mg/Kg)- Norma ASTM D 1533- 12	25 max	13 mg/Kg	Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en la prueba realizada el contenido de humedad del aceite dieléctrico según IEEE Std C57.106-200 se encuentra normal.
Rigidex dieléctrica (KV)- ASTM D D1816- 12	28 min	44 KV	Teniendo en cuenta el resultado obtenido en la prueba realizada y con base en IEEE Std C57.106-200 el estado en el que se encuentra el aceite dieléctrico es normal y está en condiciones de resistir elevados esfuerzos eléctricos.
Densidad relativa (15 C) - ASTM D1298-12b	0,91 max	0,8740	Según los resultados obtenidos la densidad relativa está en los límites permitidos por lo que indica que la calidad el aceite dieléctrico es aceptable.

Tabla 8. Análisis de los resultados obtenidos según IEEE Std C57.106-2006

6.1.2 Análisis de gases disueltos:

Es el método de laboratorio más importante para el diagnóstico de fenómenos anormales de envejecimiento en el aceite dieléctrico y en el papel impregnado, causado por envejecimiento dieléctrico, térmico, dinámico y químico. Los resultados se analizaron con base en la norma IEEE C57.104:2008. Las pruebas de análisis cromatográficos de gases disueltos en el aceite, se realizaron en el laboratorio de aceites de Siemens S.A. (Acreditado por el organismo Nacional de Acreditación de Colombia – ONAC). [40]

RESULTADOS			
GASES	Conc. $\mu\text{L/L}$ (ppm)		%GC
Hidrógeno	H ₂	27	7%
Metano	CH ₄	3	1%
Monóxido de carbono	CO	315	89%
Etileno	C ₂ H ₄	8	2%
Etano	C ₂ H ₆	2	0%
Acetileno	C ₂ H ₂	1	0%
TOTAL GASES COMBUSTIBLES:	355		
Propano	C ₃ H ₈	0	
Propileno	C ₃ H ₆	0	
Oxígeno	O ₂	19123	
Nitrógeno	N ₂	7757	
Dióxido de carbono	CO ₂	7261	
CONCENTRACIÓN TOTAL GASES:	34496		
PORCENTAJE TOTAL DE GASES:	3.4 %		

Tabla 9. Resultados de análisis disueltos de gases [36]

	Acetileno	Hidrogeno	Metano	Etileno	Etano	Monoxido de carbono	Bióxido de Carbono
Transformadores de potencia ($\mu\text{L/L}$-	N.A	50-150	30- 130	60-280	20-90	400-600	3800-14000

Tabla 10. Rangos de valores típicos de concentración de gas según IEEE C57.104:2008. [40]

El objetivo del análisis de gases disueltos es saber exactamente las distintas sustancias que hacen parte de los gases disueltos en el aceite extraído del transformador de potencia. Teniendo en cuenta la naturaleza de los gases disueltos en el aceite aislante, se puede encontrar anomalías antes de que estas pasen a convertirse en una falla, cuando el transformador de potencia es sometido a esfuerzos térmicos y eléctricos anormales, y por consecuencia de esto debido al desgaste del aceite y de los materiales aislantes, se generan gases combustibles dentro del transformador. [41]

Los gases más comunes generados por algún tipo falla incipiente en el transformador de potencia son: Hidrógeno (H₂), Metano (CH₄), Monóxido de carbono (CO), Etileno (C₂H₄) Etano (C₂H₆), Acetileno (C₂H₂), Oxígeno (O₂), Nitrógeno (N₂), y Dióxido de carbono (CO₂) [4]. Es importante aclarar que el Hidrógeno, Metano, Monóxido de carbono, Etano, Etileno y Acetileno son gases combustibles. Cuando en determinado análisis cromatográfico se encuentra estos tipos gases en cantidad considerables que llevan al caso suponer la existencia de una falla, es necesario saber las posibles consecuencias de estas, lo cual se determina teniendo en cuenta la tasa de crecimiento por tiempo de cada gas en particular, o del total de gases combustibles disueltos en el aceite. [41]

6.1.2.1 Análisis de resultados del análisis de gases disueltos

Gases disueltos		Valores permitidos Unidades $\mu\text{L/L-ppm}$	Resultados Obtenidos Unidades $\mu\text{L/L-ppm}$	Análisis de resultados
Hidrogeno	H ₂	50-150	27	Tomando como referencia la norma IEEE C57.104:2008 los rangos estipulados cumplen acorde a los resultados obtenidos en la prueba realizada en el año 2020, cabe resaltar que los resultados están por debajo del estándar esto indica que se tiene poca concentración de gases disueltos en el aceite dieléctrico, y por lo tanto nuestro transformador de potencia no se ha sometido a un gran esfuerzo eléctrico.
Metano	CH ₄	30- 130	3	
Monoxido de carbono	CO	400-600	315	
Bióxido de Carbono	CO ₂	3800-14000	7757	
Etileno	C ₂ H ₄	60-280	8	
Etano	C ₂ H ₆	20-90	2	
Acetileno	C ₂ H ₂	N.A	1	

Tabla 11. Análisis de resultados del análisis de gases disueltos teniendo en cuenta IEEE C57.104:2008.

6.1.3 Cambio de silica gel en el transformador de potencia de subestación Puerto Caicedo.

Los cambios de temperatura internos del aceite del transformador de potencia provocan una variación del volumen de este refrigerante dieléctrico, por lo que se produce un intercambio de aire entre el interior y el exterior del transformador de potencia.

6.1.3.1 Función de la silica gel.

La función del silicagel es absolver toda la humedad que esté presente en el aire que ingresa al transformador de potencia, manteniendo internamente al aceite libre de humedad.

6.1.3.2 Consecuencias en caso de no reemplazar el silica gel:

Para un determinado caso que no se tenga barrera de ingreso de humedad al transformador de potencia (silica gel), esta estará en contacto con el aceite dieléctrico mermando así las propiedades dieléctricas, y de esta manera se pone en riesgo el funcionamiento del transformador y reduciendo su vida útil.

6.1.3.3 Como está constituido

El secador de aire está compuesto por un recipiente en el cual se encuentra la masa deshidratante (silica gel) en forma de cristales, aparte de los cuales se incorpora un indicador testigo que indica que están secos, y por su parte cambia su coloración cuando estos se saturan producto de la humedad (color blanco).

6.1.4 Tratamiento del aceite dieléctrico del transformador de potencia por termo vacío.

Es un proceso físico que se lleva a cabo dializando el aceite, se eleva la temperatura del aceite hasta los 62°C y se les somete a altas presiones de vacío; durante este proceso el aceite se filtra, extrayendo toda la humedad posible, residuos de la descomposición del aislamiento sólido y el aceite. De igual manera a través de esta técnica se puede inyectar aceite altamente refinado al transformador. [35]

- La filtro-prensa debe ser llenada con el aceite limpio y seco antes de ser conectada al transformador.
- Se Verifica el correcto funcionamiento de los termómetros de aceite y devanados.
- Se Verifica el correcto funcionamiento de todas las partes de la filtro-prensa y sus accesorios.
- Abrir ligeramente las válvulas de entrada y salida en el transformador para drenar el agua libre y lodo.

La línea de succión de aceite hacia la planta debe conectarse a la válvula inferior del transformador, mientras que la de descarga a la válvula superior del tanque conservador.

Si no existe válvula disponible en el tanque conservador se debe conectar en una válvula superior que esté diametralmente opuesta a la válvula inferior.

En cuanto las mangueras estén conectadas (válvulas de transformador cerradas), hacer recirculado por la filtro prensa y las mangueras para quitar el aire y estabilizar la máquina (con el aceite de la máquina).

Calentar el aceite de la filtro-prensa hasta lograr la temperatura del aceite de operación del transformador, estando las válvulas del transformador cerradas.[35]

FILTRO PRENSA CON UNIDADES DE TIERRAS FULLER		
		
	MARCA	ETEA
	MODELO	AR-2000 F
	CAP	2000 L /H

Figura 20. Filtro prensa [32]

6.1.5 Periodicidad de las tareas de las tareas de mantenimiento al transformador de potencia.

Mantenimientos realizados en la subestación Puerto Caicedo	Periodicidad según EEBP	Periodicidad según el manual del transformador	Análisis de la periodicidad de las tareas de mantenimientos
Análisis dieléctrico y físico químico	1 Año	3 Años	Basándose en el manual del transformador de potencia para este caso se deberían estar haciendo cada 3 años, La Empresa de Energía Del Bajo Putumayo adopta la medida de realizarlo anualmente por motivos de prevención ya que en el departamento del Putumayo contamos con altos índices de humedad 81 % los cuales afectan en gran manera los aceites dieléctricos de los transformadores.
Análisis de gases disueltos	1 Año	3 Años	
Cambio de Silica Gel	3 Meses	1 Año	La silica gel del transformador de potencia se esta se está reemplazando cada 3 meses como tarea de mantenimiento preventiva ya que basándonos en la tarea de mantenimiento condicional esta se debería cambiar cada año. La medida que opta la EEBP de cambiarla cada 3 meses sin importar como este si este saturado o no es por los altos números de humedad en la zona 81%.
Tratamiento del aceite dieléctrico del transformador de potencia por termo vacío	1 Año	3 Años	El termo vacío se ejecuta cuando en las pruebas del análisis fisicoquímico tenemos como resultado un número elevado de contenido de humedad en el aceite dieléctrico del transformador de potencia, podemos decir que este tipo de tareas es basado en la condición y que no tienen periodicidad.

Tabla 12. Descripción de la periodicidad de las tareas de mantenimiento.

6.2.1.1 Prueba de resistencia de aislamiento

El criterio empleado para la evaluación y aceptación define que, para el cálculo de la resistencia de aislamiento mínima esperada a 20°C se emplea una sencilla formula, 1 MΩ como base + 1 MΩ por kilovoltio referido al voltaje entre terminales de línea en operación normal. El valor de la resistencia de aislamiento mínimo esperado a 20°C es aproximadamente 50 MΩ para el nivel de tensión de 34.5kV. y 146 MΩ para el nivel de tensión de 115 KV, En la práctica las medidas obtenidas en equipos nuevos o usados con buenas condiciones de aislamiento son superiores a un Giga-ohmio. [43]

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO					
Equipo Utilizado para la prueba					
Descripción	Fabricante	Modelo – Serie No.		Fecha de la última calibración	
ANALIZADOR DE AISLAMIENTO	MEGGER				
INTERRUPTOR ABIERTO. (Medida en GΩ, Inyección de 5000 VDC*1 minuto).					
FASE	C.FIJO-TIERRA	C.MOVIL-TIERRA	C.FIJO-C. MOVIL	TEMPERATURA (°C)	HUMEDAD (%)
A	44,1	43,2	46,1	30	55
B	24,69	22,8	27,66	30	60
C	24,46	26,45	24,20	28	75
CONDICIONES DEL CLIMA: Alta humedad por la hora de consignación. Los trabajos empezaron alrededor de las 4am. La fase C muestra valores bajos por la alta humedad en el momento de la prueba.					

Tabla 13. Resultados de resistencia de aislamiento del interruptor 7240 de 115 kV [42]

6.2.1.2 Prueba de resistencia de contactos INT 7240.

Resistencia de contacto, la cual permite establecer la condición de los contactos de potencia principales.

El criterio empleado para la evaluación y aceptación están basados en la normativas actuales IEEE Std C37.09a-2005, en la ejecución este tipo de pruebas considerando que un valor aceptable de resistencia de contacto esta entre 20 y 40 μΩ por punto de contacto, pero este valor depende de la construcción y materiales utilizados por cada fabricante, según norma IEEE Std C37.09a-2005 no debe exceder un porcentaje del 25% entre fases, también se debe tener en cuenta el incremento de estas de acuerdo al historial o en comparación con equipos del mismo tipo.[42],[44]

RESISTENCIA DE CONTACTOS			
Equipo Utilizado para la prueba			
Descripción	Fabricante	Modelo – Serie No.	Fecha de la última calibración
Analizador	Vanguard	CT8000	
INTERRUPTOR CERRADO (Medida en $\mu\Omega$, Inyección de 100 A. DC.)			
FASE		MEDIDA OBTENIDA	OBSERVACIONES
A		142,01	Valores altos
B		137,60	Valores altos
C		142,06	Valores altos
		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Tabla 14. Resultados de resistencia de contactos del interruptor 7240 de 115 kV [42]

6.2.1.3 Tiempos de operación del interruptor de potencia 7240.

La prueba tiene como objetivo determinar los tiempos de respuesta al cierre y a la apertura, la discrepancia entre polos, del interruptor por medio de mandos manuales realizados por un equipo de medición externo estos resultados son interpretados y analizados con respecto a los valores recomendados por el fabricante, resultados anteriores y o comparaciones de unidades similares.[42],[45]

TIEMPOS DE OPERACIÓN DEL INTERRUPTOR				
Equipo Utilizado para la prueba				
Descripción	Fabricante	Modelo – Serie No.	Fecha de la última calibración	
Analizador	Vanguard			
TIEMPOS DE OPERACIÓN (Medida en milisegundos)				
Maniobra	FASE A	FASE B	FASE C	DISCREPANCIA
CIERRE	30,6	32,7	33,1	2,5
APERTURA UNO	19,8	16,5	15,4	4,4
APERTURA DOS	19,0	16,0	14,6	4,4

Tabla 15. Resultados de tiempo de operación del interruptor 7240 de 115 kV [42]

6.2.1.4 Pruebas de calidad de gas

Con esta prueba se puede determinar el estado real del medio de extinción de los interruptores (SF₆).

En las pruebas de calidad de gas se mide el punto de rocío y porcentaje de pureza.

Con la prueba punto de rocío se puede determinar la cantidad de humedad contenida en el SF₆, los valores de esta se dan en grados centígrados o ppm, para esta prueba existen parámetros determinados por normas de fábrica los cuales no pueden ser mayor a -15°C teniendo como referencia el (0).[42],[46]

Con esta prueba se puede determinar el porcentaje de SF6 contenido en el medio de extinción, para esta medición existen parámetros determinados por normas de fábrica, los cuales no pueden ser inferiores del 95%.[42],[46]

Interruptores	Nivel de tensión [kV]	PUNTO DE ROCIO	% SF6
7240	115 KV	-18°C	99.7 %
7230	115 KV		
6220	34.5 KV	-15°C	98.7%

Tabla 16. Resultados obtenidos en las pruebas de calidad de gas de los interruptores 7240 y 6220. [42]

6.2.2 Análisis de los resultados de las pruebas a interruptor de potencia

Pruebas realizadas a interruptores de potencia	Análisis de resultados
Resistencia de aislamiento	Los resultados obtenidos en las pruebas de aislamiento de los interruptores 7240 según la Tabla 13 se encuentran dentro de los parámetros normales de acuerdo con los valores de norma IEEE Std C37.20.6-1997 establecidos para este nivel de tensión.[43]
Resistencia de contactos	El interruptor 7240 de 115 Kv de la subestación Puerto Caicedo, presento un valor elevado de resistencia de contactos en sus tres fases. Ya que según la normativa IEEE Std C37.09a-2005 los valores no deben de sobrepasar niveles de 20 y 40 $\mu\Omega$, y como se observa en la Tabla 14 , por lo que en su momento se recomendó realizar un mantenimiento especializado para verificación de los contactos principales del el interruptor. [44]
Tiempos de operación	Los tiempos de operación del interruptor 7240 subestación Puerto Caicedo, presentan discrepancias de 4,4 milisegundos según la Tabla 15 (valor por encima a lo permitido de 0,5 milisegundos) según IEEE Std 62-1995, esta anomalía refleja des calibración del sistema de acoplamiento entre polos ya que el interruptor es de accionamiento tripolar. En su momento se

Pruebas realizadas a interruptores de potencia	Análisis de resultados
	recomiendo realizar mantenimiento al interruptor para corregir esta discrepancia.[45]
Calidad del gas	Los resultados que se obtuvieron en las pruebas de calidad de gas de los interruptores 7240 y 6220 se encuentran dentro de los rangos normales de acuerdo con los parámetros y normas de fabricación ya que según el fabricante estos porcentajes de SF6 no deben de ser inferiores a 95% , y como se observa en la Tabla 16 estos valores son superiores.[46]

Tabla 17. Análisis de las pruebas realizadas a interruptores de potencia.

7. CAPÍTULO IV ESTRATEGIAS NECESARIAS PARA MEJORAR EL PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN LOS EQUIPOS CRÍTICOS DE LA SUBESTACIÓN PUERTO CAICEDO.

En el capítulo IV, se describe las diferentes tareas de mantenimiento a realizar en cada uno de los dispositivos críticos de la subestación Caicedo, además, se tienen en cuenta cada uno de los tiempos para ejecutar estas tareas.

7.1 TAREAS DE MANTENIMIENTO PARA EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRAFOP1



Figura 22. Transformador de potencia Siemens tridevanado TRAFOP1. Fuente EEBP.

La vida del transformador depende generalmente del estado del sistema aislante, los transformadores en general son hechos de materiales de alta duración y estabilidad, son diseñados con bajos gradientes de temperatura y protegidos contra influencias externas del oxígeno y la humedad. Las tareas de mantenimiento deben ser una guía para el modo de operación del mantenimiento para salvaguardar esta alta calidad.[23]

7.1.1 Chequeo del sistema aislante

La manera más fácil para realizar la inspección del estado del aislamiento es inspeccionando el aceite dieléctrico del transformador. La Empresa De Energía Del

Bajo Putumayo, deberá realizar estas pruebas anualmente como tarea de mantenimiento preventiva puesto que con esto garantizara que se detecten de manera oportuna cambios en la resistencia del aislamiento, envejecimiento del aceite, ingreso de humedad, o el inicio de defectos localizados por el análisis de gases disueltos.[23] Observar tabla 17.

Dispositivo de protección	Función	Razón de fallo	Acción necesarias
Indicador del nivel de aceite	Si el nivel de aceite cae por debajo del mínimo permitido, una alarma es activada	Mal funcionamiento del indicador	Examinar su correcto funcionamiento
		Falta de aceite	Adicionar aceite
		Temperatura ambiente mas baja del rango de diseño	Medir temperatura ambiente
		Fuga de aceite	Chequear posibles fugas
	Si el nivel de aceite cae por debajo de un nivel MUY BAJO de aceite, la unidad sera detenida	Mal funcionamiento del indicador	Verificar el nivel de aceite
		Falta significativa de aceite	Adicionar aceite
		Temperatura ambiente mas baja del rango de diseño	chequear las señales provenientes de otros dispositivos de protección
	Válvula de sobre presión	Si la presión dentro del tanque excede la presión de operación, una alarma se activa.	Válvula cerrada en el sistema de expansión

Tabla 18. Chequeo del sistema aislante TRAFOP1. [23]

7.1.1.1 Muestreo de aceite

El muestreo se debe llevar a cabo de una manera muy cuidadosa a temperaturas de operación para esto se tendrá en cuenta la norma IEC 60422 y/o ASTM “muestreo de líquidos aislantes”.

7.1.1.2 Valores Característicos

Los valores característicos básicos de los resultados de pruebas antes de usar el transformador, deben de cumplir con los estándares aplicables a los aceites aislantes IEC 60422 o estándares nacionales. [23]

Además, IEEE Std C57.106, que es una guía para aceptación y mantenimiento del aceite aislante en el equipo, da una descripción de estas propiedades y sus rangos de valores recomendados para aceite nuevo y aceites en servicio. [23]

Si uno o más de los valores de los resultados afirman que la calidad es menor a los valores estipulados por la norma IEEE Std C57.106, es recomendado ejecutar más pruebas, como lo es envejecimiento artificial, para obtener más detalles sobre la condición del aislamiento y así determinar las medidas necesarias para realizar reparaciones o un tratamiento al aceite dieléctrico.[23]

7.1.2 Chequeos externos para el TRAFOP1

Como bien su nombre lo indica en esta parte se tiene en cuenta todas las tareas de mantenimiento de la parte externa del transformador de potencia.

7.1.2.1 Inspección

Es primordial la inspección visual para conocer el estado físico del transformador de potencia puesto que el dispositivo eléctrico se encuentra a la intemperie y de igual manera expuesto a corrosión, por tal motivo es importante la inspección y además informar el estado físico del transformador, para el caso de la subestación Puerto Caicedo, la humedad es un aspecto a tener en cuenta ya que esto, puede ocasionar oxidación y un envejecimiento en la pintura. Con las inspecciones físicas también intentan visualizar y detectar en los aisladores, rajaduras o bordes desportillados, de igual manera contactos sueltos y fallas en el funcionamiento de los ventiladores y de los radiadores, con ayuda del personal operario de la subestación debe asegurarse de que todos los contactos y uniones no se encuentren sueltos ni con diferentes rastros de algún tipo de corrosión, al igual que las piezas metálicas exteriores. Si se presentan algún tipo de anomalías con lo anterior, estas se deben solucionarse con mayor prisa dependiente lo crítico que sea.[23]

7.1.2.2 Limpieza

Para el transformador de potencia se debe de realizar limpieza superficialmente, con hidrolavadora, jabón industrial, esponjas de metal y trapos, dirigidos en los puntos de conexión y el aislamiento, la duración de esta tarea de mantenimiento está en dependencia de las condiciones ambientales en las que se encuentre el transformador de potencia y el tamaño.[24]

7.1.2.3 Apriete de tornillería

Teniendo en cuenta que el transformador de potencia está sometido a vibraciones se puede presentar desajustes en el par de apriete, por tal motivo es necesario ajustar la tornillería en las partes que sea necesario del transformador como lo son en las partes donde se presentan fugas de aceite y en los conectores.[23]

7.1.2.4 Relé de buchholz

Esta protección con la que cuenta el transformador de potencia cuenta con una válvula para expulsar el gas que esta aglomerado dentro del transformador de potencia. Para las tareas de mantenimiento a esta protección se debe abrir por motivos de prevención, así este no indique concentración de gas y cerrarla de nuevo.[27]

7.1.2.5 Radiadores.

Los radiadores de los transformadores de potencia son los que se encargan de liberar al ambiente el calor que se encuentra de manera excesiva en el aceite dieléctrico que está en la parte interior del transformador de potencia, este calor es generado por perdidas en los bobinados internamente, pasando directamente al aceite, por lo anterior mencionado los radiadores son importantes y por ende se debe revisar todos los tipos de válvulas de las bombas que ajusta el flujo de aceite hacia los mismos, estas válvulas tienen que estar totalmente abiertas, de no ser así se sobrecarga las funciones de traspaso de calor a los otros radiadores. Por otra parte los ventiladores también hacen parte de este sistema de refrigeración, por lo tanto, su funcionamiento tiene que ser adecuado y constante, otra de las tareas de mantenimiento que se deben hacer a los radiadores es el apriete de toda la tornillería y realizar una inspección a los empaques que tienen las uniones, para así garantizar que no existan ningún tipo de fugas del aceite del transformador de potencia. [23]

7.1.2.6 Sistema puesta a tierra

Las tareas de mantenimiento para caso de la Subestación Puerto Caicedo en lo referente a puestas a tierra deberá ser cada año, para evaluar si se continúan con los parámetros del diseño. Seguidamente de las mediciones, se deben ejecutar revisiones en las cámaras de inspección, realizando excavaciones para determinar

cómo se encuentran los conductores de la malla en distintos puntos, estas deben realizarse al menos cada cinco años.

El programa de mantenimiento se debe considerar la frecuencia temporal de realización de mediciones y evaluar los resultados obtenidos para contrastar con los de diseño del proyecto y aquellos de la normativa.

7.1.2.7 Intercambiador de tomas

Las tareas de mantenimiento se deben ejecutar a las 20.000 operaciones o cada cinco años, realizando el desensamble de una cantidad considerable de sus componentes para limpieza del mecanismo, cambio de contactos, resortes, empaques e inspección de sus resistencias; ya realizado el ensamble nuevamente se realizan pruebas eléctricas para evaluar el correcto ensamble y posicionamiento final de los contactos, y las más comunes realizadas son: La relación de transformación y la resistencia óhmica de los devanados.

A continuación, en la Tabla 18 se describen los tipos de acciones de mantenimiento a realizar en distintos dispositivos del transformador de potencia **TRAFOP1** y también se tiene en cuenta los tiempos necesarios para cada intervención.

Dispositivo	Tiempo de chequeo	Método	Acción de mantenimiento
Pasatapas	1 Año	El tiempo de chequeo depende de grado de contaminación o suciedad en el sitio de instalación	Limpiar la porcelana de los pasatapas
Conexiones eléctricas	1 Año	Revisar todas las conexiones eléctricas en busca de signos de corrosión	Limpiar el área de contacto y asegurar conexiones
Conmutador sin carga	5 años- O 20000 operaciones	Operación manual	Durante las instrucciones del transformador, el conmutador debe ser operado manualmente sobre el rango total de conmutación
Conexiones de puesta a tierra	1 año	Revisar conexiones de puesta a tierra del tanque, pasatapas y dispositivos de protección	Engrasar y asegurar las conexiones adecuadamente

Dispositivo	Tiempo de chequeo	Método	Acción de mantenimiento
Equipos de refrigeración	2 años	Limpiar polvo y otros materiales externos que se depositan en el equipo para mantener su operación adecuada	Limpiar con aire a presión
Indicador de nivel de aceite	1 año	Inspección visual	Inspección visual
Indicadores de temperatura del aceite y del devando	1 año	Inspección visual	Calentar el sensor a 100°C y verificar todos los valores
	3 año	Calibración	
Válvulas de sobrepresión	4 año	Prueba de funcionalidad	Revisar contactos de disparo
Protección contra corrosión	1 año	inspección visual	Daños y formaciones de óxidos deben ser reparados (pintura igual a original)

Tabla 19. Chequeos externos para el transformador de potencia TRAFOP1. [23]

7.1.3 Localización de fallas

Para la localización de fallas se toma como punto de apoyo los dispositivos de protección con los que cuenta el transformador de potencia y con esto podemos conocer en cierta manera que causa provoco el fallo y también se da una idea para tomar acciones necesarias frente a este tipo de fallos.

Dispositivo de protección	Función	Razón de fallo	Acción nesarias
Indicador del nivel de aceite	Si el nivel de aceite cae por debajo del minimo permitido, una alarma es activada	Mal funcionamiento del indicador	Examinar su correcto funcionamiento
		Falta de aceite	Adicionar aceite
		Temperatura ambiente mas baja del rango de diseño	Medir temperatura ambiente
		Fuga de aceite	Chequear posibles fugas
	Si el nivel de aceite cae por debajo de	Mal funcionamiento del indicador	Verificar el nivel de aceite

	un nivel MUY BAJO de aceite, la unidad sera detenida	Falta significativa de aceite	Adicionar aceite
		Temperatura ambiente mas baja del rango de diseño	chequear las señales provenientes de otros dispositivos de proteccion
Válvula de sobre presión	Si la presión dentro del tanque excede la presión de operación, una alarma se activa.	Válvula cerrada en el sistema de expansión	Chequear sistema de expansión
		Falla interna considerable	Parte activa debe ser inspeccionada
Rele de presión súbita	Si cierto incremento en el nivel de presión de aceite dentro del tanque es excedido, la unidad se detendra	Falla interna considerable	Parte activa debe ser inspeccionada
Monitor electrónico de temperatura (TTC)	Si la temperatura de aceite o el rango de alta temperatura excede el valor de referencia (90C) la alarma es activada	Sobre carga	Bajar carga
		Equipo de refrigeración no está operando adecuadamente	Parte activa debe ser inspeccionada

Tabla 20. Localización de fallas para el transformador de potencia TRAFOP1.[23]

Teniendo en cuenta cada una de las tareas de mantenimiento anteriormente mencionadas para ejecutarse en el transformador de potencia TRAFOP1, es importante aclarar que basados en la oportunidad del mantenimiento al transformador, se pueden realizar tareas de mantenimiento a otros dispositivos como son los interruptores de potencia, seccionadores, transformadores de tensión y de corriente.

7.2 TAREAS DE MANTENIMIENTO A REALIZAR EN EL TRANSFORMADOR DE TENSIÓN CAPACITIVO, TP1 Y TP2.

7.2.1 Tareas de mantenimiento transformador de tensión TP1 Y TP2.

Los transformadores de tensión CPA y CPB están diseñados para una vida útil de más de 25 años y prácticamente no requieren mantenimiento. Sin embargo, recomendamos los siguientes controles y medidas. [28]

INSPECCIÓN DE PUNTOS		INTERVALOS DE TIEMPO
comprovación visual	Signos de fugas de aceite del divisor de tensión o de la unidad electromagnética	De 3 a 5 Años
	Aislamiento externo	
	Nivel de aceite correcto	

	Conexión primaria	
	Circuitos secundarios	
Monitoreo de condición	Toma de muestras de aceite	Después de los 20 años

Tabla 21. Inspección para el transformador de tensión capacitivo TP1, TP2 y TP3. [28]

7.2.1.1 Comprobación visual TP1, TP2 y TP3.

Se recomienda una comprobación periódica de que no se hayan producido fugas de aceite del divisor de tensión o de la unidad electromagnética, y comprobar que el aislamiento externo no se ha visto gravemente afectado por la acumulación de suciedad en las porcelanas. [28]

7.2.1.2 Medidas de control

Dado que el devanado de alta tensión del transformador no está clasificado capacitivamente, una medida del ángulo de pérdida no dará ningún resultado significativo. [28]

Sin embargo, se puede tomar una muestra de aceite de la unidad electromagnética para el análisis de cromatografía de gases; para evaluar su estado, dado que los divisores de voltaje están sellados permanentemente, no es posible tomar muestras de aceite de ellos; En condiciones normales de servicio no se producirá ningún envejecimiento apreciable dentro de los condensadores (verificado mediante pruebas de envejecimiento).[28]

7.2.1.3 Divisor de Tensión Capacitivo

Las unidades condensadores son herméticamente selladas, las variaciones de temperatura son compensadas mediante fuelles localizados en la parte superior de cada sección de los condensadores, en cuanto a todos los tipos de equipamiento de alta tensión para subestaciones, los condensadores serán inspeccionados periódicamente para asegurar que no se presenten escape de aceite o acumulaciones severas polvo o algún tipo de suciedad y la frecuencia de inspecciones se determina principalmente por las condiciones atmosféricas prevalecientes. [47]

7.2.1.4 Unidad electromagnética

El transformador y el aceite imprégnate están encerrados en una cuba herméticamente sellada, el nivel mínimo permitido de aceite está en la mitad del

indicador de nivel de aceite, si la superficie de aceite esté bajo este nivel mínimo el transformador debe ser examinado. Si por inspección visual no se descubre ningún escape, no hay ningún peligro para continuar la operación, y si por alguna razón el nivel de aceite baja hasta tal punto que el aislamiento del papel fue expuesto al aire, todo el aceite debe ser sacado y re impregnado en vacío y tratamiento de calor debe ser ejecutado, esto es una necesidad absoluta si no, la resistencia eléctrica será reducida.[47]

7.3 TAREAS DE MANTENIMIENTO A REALIZAR EN EL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TIPO IMB TC1, TC2, TC3, TC4 y TC5.

7.3.1 Tareas de mantenimiento para cada uno de los transformadores de corriente TC1, TC2, TC3, TC4 Y TC5.

El mantenimiento normal solo comprende una inspección visual periódica para comprobar el nivel de aceite y detectar posibles fugas de aceite. Además, estar atento a las conexiones calientes que pueden haber sido causadas por conexiones primarias insuficientemente apretadas, las unidades están selladas herméticamente y, por lo tanto, no es necesario realizar más procedimientos de mantenimiento regular. [30]

Sin embargo, después de unos 15 a 20 años de servicio continuo, es recomendado realizar una verificación más cuidadosa, esto mejorará aún más el servicio sin problemas, el alcance y el método de control dependen de las posibilidades locales para comprobar el aislamiento se recomienda una muestra de aceite para el análisis de gases. [30]

Debido a que los transformadores están sellados herméticamente requieren un mantenimiento mínimo normalmente una inspección visual es suficiente.

INSPECCIÓN DE PUNTOS		INTERVALOS DE TIEMPO
Inspección visual	Signos de fugas de aceite	De 3 a 5 Años
	Daño al transformador	
	Nivel de aceite correcto	
	Conexión a tierra	
	Conexión primaria	
	Circuitos secundarios	
Monitoreo de condición	Toma de muestras de aceite	Despues de los 25 años

Tabla 22. Inspección para los transformadores de corriente. [48]

7.3.1.1 Signos de fugas de aceite

Se debe revisar el transformador para detectar fugas en los siguientes lugares:

- Indicador de nivel de aceite, brida de llenado de aceite y conexión de prueba de aceite
- Terminales primarios
- Sellos superior e inferior contra el tanque inferior y la tapa del tanque
- Caja de terminales secundarias y terminal capacitivo
- Tapón de drenaje de aceite. [48]

7.3.1.2 Daño al transformador

Revisar las partes metálicas, aislantes, el aislante debe limpiarse cuando sea necesario, los daños en los cobertizos de porcelana se pueden reparar con resina epoxi.[48]

7.3.1.3 Nivel de aceite correcto

El vidrio de nivel de aceite debe estar oscuro a todas las temperaturas ambientales, si el lado derecho del vidrio es brillante o si el nivel de aceite es visible en el vidrio, hay una fuga de aceite, esto debe identificarse y rectificarse lo antes posible y en caso de fuga existe el riesgo de que penetre humedad en el transformador. [30]

7.3.1.4 Conexión primaria

Verificar el apriete de todos los pernos y que los terminales estén libres de corrosión. [48]

7.3.1.5 Circuitos secundarios

La caja de terminales secundaria debe examinarse para detectar fugas, si se filtra agua de lluvia en la caja, se debe reemplazar el sello de la tapa, comprobar que la abertura de drenaje no esté bloqueada, comprobar que los tornillos de los terminales estén apretados y que no estén corroídos.

Los devanados secundarios de los transformadores de corriente deben cortocircuitarse si no se conecta ninguna carga. [48]

7.3.1.6 Conexión a tierra

Verificar el apriete del cable de tierra del terminal de voltaje del capacitor (si lo hubiera) y del terminal de tierra en el pie de la caja del transformador. [48]

7.3.1.7 Toma de muestras de aceite

Después de un largo período de operación (20 - 25 años), o cuando se sospecha una falla, por ejemplo, después de una perturbación operativa importante, se puede tomar una muestra de aceite del transformador para verificar la humedad y contenido de gas. [48]

7.4 TAREAS DE MANTENIMIENTO A REALIZAR EN INTERRUPTOR DE POTENCIA INT 7220, INT 7230, INT 7240.

7.4.1 Tareas de mantenimiento preventivo y de condición a interruptor de potencia.

Para garantizar una fiabilidad operativa prolongada, el interruptor automático debe inspeccionarse periódicamente y, cuando sea necesario, limpiarse y lubricarse. Verificar la sincronización de los interruptores después de 2000 maniobras y ajustar cuando sea necesario. [49]

Dado que las condiciones de operación (frecuencia de operación, corriente de corte, clima) pueden variar para diferentes interruptores automáticos, es difícil dar instrucciones definidas para el intervalo de inspección y el alcance del mantenimiento, por tanto, los intervalos indicados aquí son valores recomendados. Los tiempos más cortos se aplican a los interruptores automáticos que funcionan en condiciones desfavorables, en clima tropical o humedad excesiva o, alternativamente, en atmósfera contaminada, los tiempos más largos se aplican a los interruptores automáticos que funcionan en condiciones favorables y en clima templado. [49]

Inspección de puntos		Intervalos de tiempo
Inspección visual de	Presión y densidad del gas SF6	Diario
	Aislador de porcelana con respecto a la suciedad y daños	Inspección a realizar mensualmente
	Partes metálicas exteriores con respecto a la corrosión	
	Uniones roscadas del gabinete de funcionamiento	
	Gabinete del dispositivo de funcionamiento con respecto a cableado y corrosión.	

Inspección de puntos		Intervalos de tiempo
	Compuertas de fuga del gas SF6	
	Partes mecánicas en el sistema de enlace y el dispositivo operativo con respecto a la corrosión, el desgaste y las piezas sueltas.	
	Chequear el calentamiento	
Monitoreo de condición	Lectura del contador de operaciones	Mensualmente
	Función de alarma de los monitoreo de densidad	De 5 a 10 Años o cuando el interruptor haya realizado 5000 maniobras en condiciones o, alternativamente, tras desconectar repetidamente corrientes de cortocircuito.
	Contenido de humedad del gas SF6	
	Resistencia en el circuito principal	
	Quemaduras de contacto	
	Medición de valores funcionales	
	Pruebas de tipo de operación	Realizar cada 5 años
Se pueden realizar inspecciones menores al aire libre, directamente en el lugar del interruptor, sin necesidad de desmontarlo y con el interruptor en funcionamiento.		

Tabla 23. Tareas de mantenimiento a realizar en Interruptor de potencia LTB INT 7220, INT 7230, INT 7240. [49]

Nota: Primero se debe chequear todos los puntos de inspección y realizar un control de estado que se puede ejecutar mientras el interruptor está en funcionamiento, y luego según la necesidad se evalúa posibles medidas adicionales que requieran la puesta fuera de servicio del interruptor.

La inspección visual de los aisladores de porcelana, las partes metálicas exteriores y el cubículo del dispositivo de operación, así como el control del estado de la densidad del gas, el contador y el calentador se pueden realizar con el interruptor en funcionamiento si todas las partes del cuerpo humano y las herramientas se mantienen por debajo de las bridas inferiores de los aisladores de soporte.[49]

7.4.1.1 Control de la presión del gas

Como tarea de mantenimiento se tiene revisar diariamente la presión del gas por parte del operador de la subestación, se debe verificar la medida de presión del gas SF6 con la que se encuentra el interruptor de potencia, si esta presión baja en 0,3 bar de la presión total, se debe a fugas y por ende se tiene proceder a revisar y recargar nuevamente el interruptor de potencia con el gas SF6.

7.4.1.2 Densidad del gas

El interruptor automático está provisto de un monitor de densidad que tiene una función de alarma para la señalización de alarmas eléctricas si se produce una fuga anormal, el monitor de densidad puede ser de tipo indicador (manómetro con compensación de temperatura) con contactos de alarma, o de tipo no indicador (sensor de presión con compensación de temperatura) con micro interruptores. Los interruptores automáticos nuevos o reacondicionados deben controlarse mediante la lectura del monitor de densidad después de aproximadamente un mes y, desde entonces, con regularidad a los intervalos adecuados. [49]

Un manómetro está conectado a monitores de densidad sin indicación para permitir la lectura y los valores leídos deben compensarse si la temperatura ambiente se desvía de + 20 ° C.[49]

Los valores deben anotarse en el informe de inspección. Pueden ser de gran ayuda para el seguimiento a largo plazo y la detección de pequeñas fugas.[49]

7.4.1.3 Aisladores de porcelana

Controlar que los aisladores del interruptor automático, cuando sea necesario, limpiar los depósitos de la suciedad en relación con la limpieza de todos los aisladores en la subestación. El intervalo de tiempo para esta limpieza depende de la contaminación de la atmósfera, todos los interruptores LTB son completamente a prueba de descarga, es decir, se pueden limpiar con agua sin que entre humedad y dañe las partes vitales.[49]

7.4.1.4 Piezas metálicas exteriores

Comprobar que las piezas metálicas exteriores, como bridas de conector, bridas de aislador, cubiertas, discos de ruptura, carcasas de mecanismos, tubos de gas y soportes, así como todas las uniones roscadas externas, estén libres de corrosión, si es necesario, limpiar y aplicar un agente anticorrosivo, preferiblemente Tectyl 506, art. No. 1241 0011-108 y, en caso necesario, retocar la pintura. Tener en

cuenta especialmente los espacios en las juntas de las bridas y lubricar las juntas móviles del sistema de varillas con aceite. [49]

7.4.1.5 Uniones roscadas

En la primera inspección, volver a apretar las sacudidas de los tornillos en los interruptores automáticos y dispositivos de operación. [49]

Advertencia: Poner el disyuntor en posición apagado, desconectar y poner a tierra sus conexiones de alto voltaje y disminuir la presión del gas antes de volver a apretar las juntas roscadas, volver a apretar también todas las conexiones de cableado en los bloques de terminales. [49]

Advertencia: Desconecte todos los complementos del dispositivo operativo, no es necesario repetir este reapriete excepto

7.4.1.6 Gabinete del dispositivo de funcionamiento

Comprobar en el gabinete del dispositivo de funcionamiento que todas las juntas alrededor de las puertas y cubiertas, y las conexiones de cables, estén bien apretadas, las juntas defectuosas deben cambiarse para cumplir con los requisitos de la clase de seguridad IP55 para el dispositivo operativo (protegido contra el polvo, a prueba de agua). [49]

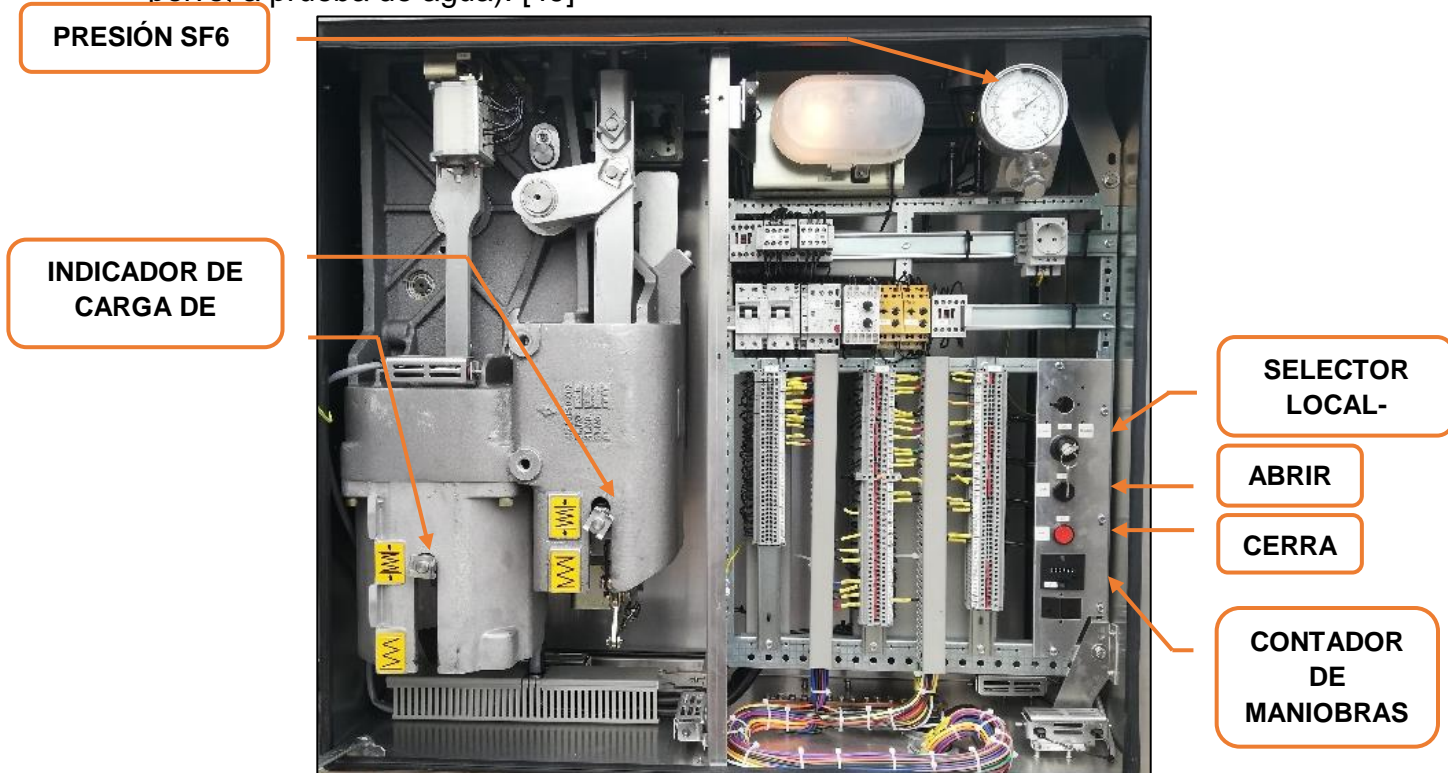


Figura 23. Gabinete de control del Interruptor 7220.

Advertencia: Desconectar la tensión de control antes de comenzar a trabajar en el interior del dispositivo de funcionamiento.

7.4.1.7 Número de operaciones

El número de operaciones que ha realizado el interruptor de circuito es información importante para juzgar su estado. Por lo tanto, se recomienda leer regularmente el contador durante la inspección y escribir una nota en el informe de inspección. [49]

en una inspección mayor o después de un mantenimiento correctivo. [49]

7.4.2. Tareas de mantenimiento a partes mecánicas

Se recomienda y también se tiene como forma de advertencia, descargar los resortes antes de comenzar a trabajar en las partes del mecanismo y el dispositivo de operación.

7.4.2.1 Disyuntores

Quitar las cubiertas de la carcasa del mecanismo y la carcasa del resorte de apertura para que todos los eslabones y el resorte de apertura sean accesibles para su inspección, a su vez, comprobar que no haya corrosión, desgaste o piezas sueltas. [49]

Cuando sea necesario, limpiar, aplique grasa anticorrosión "G" y lubrique las juntas de enlace con aceite "A".

Apretar las piezas sueltas con el par estipulado y bloquear cuando sea necesario, primero verificar que la posición de contacto en cada polo del interruptor esté correctamente ajustada y comprobar el indicador de posición encendido-apagado. [49]

Las piezas gastadas, que se consideran un peligro para un funcionamiento prolongado y fiable, deben cambiarse. [49]

Grasa anticorrosión "G": Grasa de baja temperatura para todo tipo de disposiciones de rodamientos, engranajes y engranajes helicoidales, así como válvulas en interruptores automáticos de chorro de aire, también apto para lubricar contactos plateados al aire (p. Ej., Contactos seccionadores). También se utiliza para empaquetaduras de grasa de juntas tóricas de nitrilo y como protección contra la corrosión por grietas en interruptores automáticos de tipo HPL. [49]

Aceite Tipo "A": Aceite lubricante fino totalmente sintético para piezas mecánicas finas en dispositivos operativos e interruptores automáticos. Se utiliza también para re lubricar disposiciones de cojinetes que no se pueden lubricar con grasa G sin desmontar, por ejemplo, eslabones y engranajes de eslabones. Viscosidad a 40 ° C: 62-65 cSt. Temperatura mínima del fluido: -52 ° C. [49]

7.4.2.2 Dispositivo de operación

Abrir las puertas y cubiertas del dispositivo de operación para permitir la inspección de las partes del mecanismo.[49]

Desconectar todas las fuentes de alimentación del dispositivo de mando y controlar especialmente el cerrojo, el tornillo sin fin, la compuerta y el mando de contacto auxiliar.[49]

Si hay una fuga en el amortiguador hasta el punto de que el aceite se ha derramado por el borde, se debe cambiar el amortiguador, después de completar la inspección, volver a colocar todas las cubiertas en la carcasa del mecanismo y la carcasa del resorte de apertura. [49]

7.4.2.3 Uniones roscadas

Poner el disyuntor en posición apagado, desconectar y poner a tierra sus conexiones de alto voltaje y disminuir la presión del gas antes de volver a apretar las juntas roscadas, vuelva a apretar también todas las conexiones de cableado en los bloques de terminales. [49]

Desconectar todos los complementos del dispositivo operativo, no es necesario repetir este reapriete excepto en una inspección mayor o después de una tarea de mantenimiento correctivo.[49]

7.4.2.4 Funciones de alarma

Comprobar la función de alarma del monitor de densidad destornillando las tuercas de los conectores de gas de los tres polos hasta la posición central marcada, de este modo, las válvulas de retención de los polos se cierran, pero la presión se mantiene en los tubos de gas, vaciar el gas con cuidado a través de la válvula de carga para que la presión en el monitor de densidad disminuya por debajo del nivel de alarma y verificar que se emitan señales de alarma y de enclavamiento. Volver a cerrar la válvula de carga y apretar las tuercas de los conectores de gas en los polos y comprobar que las señales se detengan cuando la presión vuelva a la normalidad. [49]

Verificar los niveles de alarma del monitor de densidad de la manera correspondiente, luego leer la presión del gas con un manómetro y si el nivel de alarma difiere en más de 0,01 MPa de los valores indicados, se debe cambiar el monitor de densidad. [49]

7.4.2.5 Contenido de humedad de gas SF6.

Cada polo del interruptor está provisto de un contenedor desecante que está dimensionado para mantener el gas seco (por debajo de los -15 ° C de punto de rocío) durante la vida útil del interruptor. [49]

Nota: Se puede tomar una muestra de gas para determinar la humedad con el interruptor en funcionamiento, si todas las partes del cuerpo humano y las herramientas se mantienen por debajo de las bridas inferiores de los aisladores de soporte.[49]

Verificar el contenido de humedad con una muestra de gas, si el punto de rocío es superior a -15 ° C, se debe cambiar el gas y montar un nuevo contenedor de agente secante de acuerdo con las instrucciones. [49]

La muestra de gas no debe tomarse de un disyuntor caliente mayor a + 25 °C porque la humedad unida a la superficie puede haber aumentado el contenido de humedad del gas, en tal caso, se puede aceptar un punto de rocío superior a -15 ° C sin necesidad de cambiar el gas.[49]

7.4.2.6 Resistencia en el circuito principal

Medir la resistencia entre las bridas del conector superior e inferior, la corriente de medición debe ser como mínimo de 100 A, CC máxima, la resistencia admisible se puede ver a partir de los valores funcionales aplicables. A mayor resistencia, se requieren inspecciones y medidas de acuerdo con las instrucciones para el mantenimiento correctivo de los polos del interruptor. [49]

7.4.2.7 Quemaduras de los contactos

En condiciones normales de servicio, los contactos no deberían requerir cambio durante la vida útil del interruptor, si el interruptor automático ha desconectado repetidamente fallas con efecto de cortocircuito, se puede esperar una cierta cantidad de quemado de los contactos de arco. [49]

Dicho desgaste se puede observar sin abrir las cámaras del interruptor para su inspección, mediante la operación manual lenta del interruptor automático es

posible leer la posición angular del brazo de operación exterior cuando se acaba de hacer contacto eléctrico en el elemento de ruptura para cada polo, la posición angular en los nuevos contactos está marcada en cada polo. [49]

7.4.3 Operación de prueba, valores funcionales

En una inspección mayor, realizar la operación de prueba con la medición de los siguientes valores funcionales:

7.4.3.1 Tiempos de operación

Medir los tiempos de operación para operaciones de "cierre", "apertura" y "cierre-apertura" a la tensión de control nominal, donde haya bobinas dobles, medir ambas. Comprobar también que los contactos auxiliares estén sincronizados con los contactos principales. [49]

Esta prueba tiene como objetivo determinar los tiempos de respuesta del cierre y a la apertura, la discrepancia entre polos, del interruptor por medio de mandos manuales realizados por un equipo de medición externo estos resultados son interpretados.[49]

7.4.3.2 Tensión de funcionamiento más baja

Comprobar la tensión de funcionamiento más baja para las bobinas de disparo y cierre, se permite como máximo un aumento del 20% en comparación con la prueba de rutina en la fábrica, aunque nunca más que el valor estándar aplicable para la tensión mínima de control. [49]

7.4.3.3 Función anti-bombeo

Controlar la función anti-bombeo dando simultáneamente impulsos de "cierre" y "apertura" durante 30 segundos cuando el interruptor automático está en posición abierta.[49]

Nota: Es requerido puentes en los bloques de terminales para los dispositivos operativos BLK, el disyuntor operará entonces "cerrado-abierto", pero a pesar del impulso de "cierre" restante no debe cerrarse por segunda vez, comprobar también la tensión de control mínima del relé antibombeo. [49]

7.4.3.4 Corriente del motor, tiempo de carga del resorte.

Medir la corriente del motor al final del movimiento de carga del resorte y anote el tiempo de carga del resorte. Max. El aumento del 20% con respecto a las pruebas de rutina es satisfactorio. [49]

Controlar que se cumplan los valores funcionales con rangos de tolerancia aprobados, válidos para este tipo de interruptor automático. Comparar también, cuando sea necesario, los valores de las pruebas de rutina en la fábrica

7.5 TAREAS DE MANTENIMIENTO PARA SECCIONADORES SE 7221, SE 7222, SE7224.

Las tareas de mantenimiento recomendadas se basan en cumplan los intervalos de inspección indicados en la Tabla 24, para condiciones ambientales normales y extremas (climas tropicales), cabe resaltar que, son esenciales para el funcionamiento sin problemas del equipo. [33]

Condición ambiental	Tiempos de inspección
Normal	Después de cada 5 años de funcionamiento o Después de cada 1000 ciclos de conexión
Extremo	Después de cada 2,5 años de funcionamiento o Después de cada 500 ciclos de conexión

Tabla 24. Intervalos de inspección para condiciones ambientales normales y extremas en los seccionadores SE 7221, SE 7222, SE7224. [33]

7.5.1 Herramientas y materiales especiales

Las operaciones de reparación requieren el uso de las siguientes herramientas especiales y materiales además de las herramientas estándar según el manual: [33]

- Cepillo de alambre de latón para el tratamiento de superficies de cobre.
- Cepillo de alambre de acero para el tratamiento de superficies de aluminio.
- Cepillo de alambre de acero para el tratamiento de superficies de zinc.
- Grasa de contacto.

- Agente de limpieza en frío para superficies plateadas.
- Paños sin pelusa.

7.5.2 Pruebas de tipo de operación y superficies de intersección

Las superficies de contacto atornilladas o deslizantes que conducen la corriente tienen un efecto sobre la resistencia eléctrica de la ruta de la corriente, las superficies de contacto sucias u oxidadas aumentan la resistencia eléctrica, esto puede resultar en daños irreparables al equipo. [33]

Se realiza tareas de mantenimiento a las siguientes partes:

7.5.2.1 Aluminio

- Retirar ligeramente la capa de óxido con un cepillo de alambre de acero hasta que la superficie tenga una apariencia gris mate (no use papel de lija)
- Limpiar la grasa contaminada inmediatamente con un paño sin pelusa.
- Engrasar inmediatamente
- Atornillar las superficies tratadas y engrasar las juntas

7.5.2.2 Superficies de contacto plateadas

- Limpiar con agente de limpieza frío (no destruir la superficie plateada)
- Grasa
- Atornillar las superficies tratadas y engrasar las juntas

7.5.2.3 Superficies de contacto galvanizadas

- Limpiar con un cepillo de alambre de acero
- Engrasar inmediatamente
- Atornillar las superficies tratadas y engrasar las juntas.

7.5.2.4 Cobre

- Limpiar con un cepillo de alambre de latón.
- Engrasar inmediatamente
- Atornillar las superficies tratadas y engrase las juntas (si el cobre está atornillado al aluminio, colocar una lámina de aluminio entre las superficies, asegurándose de que la hoja tenga la siguiente forma circular: Cu-Cu, Al-Al)

7.5.2.4 Mantenimiento a motor de accionamiento

El accionamiento requiere muy poco mantenimiento. Es recomendado hacer inspecciones al accionamiento del motor al cabo de los primeros 5 años de operación, sin embargo lo más tarde es después de 1000 operaciones. [50]

Los intervalos de revisión mencionados valen para condiciones ambientales normales, bajo extremas condiciones, (clima tropical) hay que reducir los intervalos de inspección por la mitad. [50]

Durante las inspecciones de accionamiento hay que considerar los siguientes puntos: Según el mantenimiento del seccionador: [50]

- Liberar el seccionador y los accionamientos de la tensión; en cuanto a los accionamientos prestar atención a una desconexión de la calefacción y del electroimán de bloqueo.
- Realizar algunas conexiones de prueba manualmente, después eléctricamente.
- Controlar el funcionamiento de los contactos de señalización en las dos posiciones finales, realiza modificaciones necesarias en cuanto al ajuste de los contactos, solo deben ser realizadas por un especialista.
- Controlar el funcionamiento correcto del electroimán de bloqueo
- Controlar si todos los cables de mando y señalización están bien fijados en sus bornes correspondientes.
- Controlar si la transmisión de movimiento del eje inducido, pasando por el disco de mando, llegando al interruptor de señalización funciona correctamente.
- Controlar si han entrado cuerpos ajenos o humedad al interior.
- Limpiar el filtro en la tornillería de la ventilación.
- Una vez efectuada la revisión, realizar algunas operaciones de prueba eléctricas y conectar la calefacción y el electroimán de bloqueo.

7.6 TAREAS DE MANTENIMIENTO PARA PARARRAYOS

Tares de mantenimiento	Intervalos de tiempo
Inspecciones visuales	Semanalmente
Limpieza	Anualmente
Apriete de tornillería	

Tabla 25. Inspección para pararrayos.

Las tareas de mantenimiento en los pararrayos o descargador de sobretensiones son indispensables. En efecto, ciertos componentes pueden ver afectada la eficacia con tiempos determinados, debido a la corrosión, inclemencias atmosféricas, golpes mecánicos e impactos del rayo.

7.6.1 Inspección del pararrayos.

Es importante la inspección visual del estado físico de los pararrayos puesto que el dispositivo eléctrico se encuentra a la intemperie y de igual manera expuesto a corrosión, por tal motivo se debe revisar e informar el estado físico de los pararrayos, con las inspecciones físicas también intentan visualizar y detectar en los aisladores posibles defectos, de igual manera contactos sueltos. Con ayuda del personal operativo de la subestación debe asegurarse de que todos los contactos y uniones no se encuentren sueltos ni con diferentes rastros de algún tipo de corrosión, y en las piezas metálicas exteriores.

7.6.2 Limpieza del pararrayos.

La limpieza al pararrayos se hace de manera superficial, con agua, jabón industrial, escobas, esponjas de metal y trapos, enfocándose en los puntos de unión, de conexión y el aislamiento de los pararrayos.

8. CAPÍTULO V PLAN PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN PUERTO CAICEDO.

En el capítulo V, para la implementación de las mejoras al plan de mantenimiento teniendo en cuenta los equipos críticos de la subestación, se ejecutarse en tiempos de corto, mediano y largo plazo; se describen herramientas equipos e instrumentos a utilizar para las tareas de mantenimiento.

8.1 PLAN DE MANTENIMIENTO DE 0 A 1 AÑOS

Teniendo en cuenta cada una de las tareas de mantenimiento a corto plazo, estas se pueden ejecutar por personal técnico de la empresa, en cuanto a las inspecciones visuales se recomienda tener seguimiento según las tabla 26 y 27 por el operador de la subestación, para con estos poder detectar posibles averías en cada uno de los dispositivos eléctricos de la subestación.

Para el caso de la toma de muestras del aceite del transformador de potencia, se tomara la muestra de aceite y se enviara a un laboratorio acreditado para el correspondiente análisis.

Tareas de mantenimiento		Tiempos de ejecución de las tareas de mantenimiento	
		Transformador de potencia	Transformadores de tensión y corriente
Inspecciones visuales	Conexiones eléctricas primarias o de alta tensión y secundarias	Semanal	Mensual
	Seguimiento Indicador de nivel de aceite	Diario	Mensual
	Seguimiento a indicadores de temperatura	Diario	N.A

Tareas de mantenimiento		Tiempos de ejecución de las tareas de mantenimiento	
		Transformador de potencia	Transformadores de tensión y corriente
	Signos de fugas de aceite dieléctrico	Diario	Mensual
	Aisladores de porcelana con respecto a la suciedad y daños	Mensual	Mensual
	Revisión del apriete de uniones roscadas en todo el dispositivo	Mensual	Mensual
Medición de las conexiones de puesta a tierra		Anual	Anual
Toma de muestra de aceite dieléctrico		Anual	N.A
Revisión del estado contra corrosión del sistema aislante		Mensual	Mensual

Tabla 26. Tareas de mantenimiento a corto plazo transformador de potencia y transformadores de tensión y corriente (De 0 a 1 año).

A continuación en la tabla 27 se describen las diferentes tareas de mantenimiento a corto plazo para interruptores e potencia, seccionadores y pararrayos.

Tareas de mantenimiento		Tiempos de ejecución de las tareas de mantenimiento		
		Interruptores de potencia	Seccionador	Pararrayos
Inspecciones visuales	Conexiones eléctricas primarias o de alta tensión teniendo en cuenta el apriete de tornillería	Mensual	Mensual	Mensual
	Aisladores de porcelana con respecto a la suciedad y daños	Mensual	Mensual	Mensual
	Uniones roscadas de conexiones de cableado en los bloques de terminales.	Mensual	Mensual	Mensual
	Revisión de partes mecánicas en el	Mensual	Mensual	N.A

	sistema de enlace y el dispositivo operativo con respecto a la corrosión, el desgaste y las piezas sueltas.			
Medición de las conexiones de puesta a tierra		Anual	Anual	Anual
Revisión del estado del gabinete del dispositivo de funcionamiento en las conexiones eléctricas y corrosión.		Semestral	Semestral	N.A
Revisión del estado de la presión del gas SF6		Diario	N.A	N.A

Tabla 27. Tareas de mantenimiento a corto plazo a interruptores de potencia, seccionadores y pararrayos (De 0 a 1 año).

8.2 PLAN DE MANTENIMIENTO DE 1 A 5 AÑOS.

Las tareas de mantenimiento a mediano plazo por su parte pueden ser ejecutadas por personal técnico de la empresa de Energía del Bajo Putumayo, para el caso se necesita personal capacitado en área de subestaciones como líder del proceso de mantenimiento y personal de apoyo para cada una de las tareas que se mencionan en la tabla 28.

Tareas de mantenimiento	Tiempos de ejecución de las tareas de mantenimiento		
	Transformador de potencia	Interruptores de potencia	Seccionadores
Inspección mecánica y desmonte del Intercambiador de tomas	5 Años - 20000 operaciones	N.A	N.A
Limpieza general al equipo de refrigeración	2 años	N.A	N.A
Calentamiento de los sensores Indicadores de temperatura del devanado hasta su nivel máximo	3 año	N.A	N.A
Revisión de contactos de disparo de válvulas de sobrepresión	4 año	N.A	N.A

Tareas de mantenimiento	Tiempos de ejecución de las tareas de mantenimiento		
	Transformador de potencia	Interruptores de potencia	Seccionadores
Chequear la densidad del gas	N.A	2 Años	N.A
Revisión de la lectura del contador de operaciones	N.A	2 Años	N.A
Chequear el calentamiento	N.A	2 Años	N.A
Pruebas de tipo de operación	N.A	2 Años	2 años o 5000 operaciones

Tabla 28. Tareas de mantenimiento a mediano plazo (De 1 a 5 años).

8.3 PLAN DE MANTENIMIENTO DE 5 A 10 AÑOS ADELANTE

Tareas de mantenimiento	Tiempos de ejecución de las tareas de mantenimiento	
	Interruptores de potencia	Transformador de tensión y corriente
Revisión de la función de alarma de los monitoreo de densidad	5 Años	
Medir resistencia en el circuito principal	5 Años	
Realizar las inspecciones de quemaduras de contacto	5 Años	
Medición de valores funcionales	5 Años	
Toma de muestras de aceite	5 Años	25 Años

Tabla 29. Tareas de mantenimiento a largo plazo (De 5 a 10 años en adelante).

Las tareas de mantenimientos a largo plazo se realizan a transformadores de tensión, transformadores de corriente e interruptores de potencia según el plan expuesto, para el caso de los transformadores de tensión y corriente se toma una muestra de aceite después de los 25 años de funcionamiento, para el interruptor de potencia se realizan tareas más exhaustivas para con esto llevar un mejor seguimiento.

8.4 INSTRUMENTOS HERRAMIENTAS Y EQUIPOS UTILIZADOS PARA LAS TAREAS DE MANTENIMIENTO.

8.4.1 Instrumentos para realizar análisis fisicoquímico al aceite dieléctrico.

Se nombra cada uno de los instrumentos utilizados para ejecutar el análisis fisicoquímico al aceite dieléctrico, con estos dispositivos nombrados a continuación son los necesarios para realizar cada una de las pruebas a el aceite dieléctrico.

NÚMERO DE PRUEBA	ENSAYOS A REALIZARSE	INSTRUMENTO DE PRUEBA	UNIDADES
1	COLOR- Norma ASTM D 1500-12	COLORÍMETRO	N.A
2	TENSIÓN INTERFACIAL - Norma ASTM D- 971-12	TENSIÓMETRO	Mn/m
3	NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN- Norma ASTM D 974-14	TITULADOR AUTOMÁTICO-Metrohm 702 SM	mg KHO/G aceite
4	CONTENIDO DE HUMEDAD- Norma ASTM D 1533- 12	COULOMETRO- Metrohm 737 KF	mg/Kg (ppm)
5	RIGIDEZ DIELECTRICA- ASTM D D1816- 12	Electrodos semiesféricos VDE con galga de 1 mm. OIL TESTER	KV
6	RIGIDEZ DIELECTRICA- ASTM D D1816- 12	Electrodos semiesféricos VDE con galga de 2 mm. OIL TESTER	KV
7	DENSIDAD RELATIVA - ASTM D1298-12b	HIDROMETRO LSW 40086H-C	N.A
8	FACTOR DE POTENCIA- ASTM D 924- 15 - A 25 C, 60 HZ.	EQUIPO DTL	%

Tabla 30. Instrumentos utilizados para realizar pruebas de análisis fisicoquímico

8.4.2 Instrumentos y equipos para tareas de mantenimiento

En la Tabla 30 se nombran los instrumentos a tener en cuenta para las realizar las distintas tareas de mantenimiento en la subestación; cada uno de los instrumentos para una tarea específica.

Item	Cantidad	Nombre	Descripción
1	Equipo de uso colectivo - para realizar las tareas mantenimiento	Escalera de extensión en fibra de vidrio	Dieléctrica.
3		Grúa	Vehículo grúa con brazo y con caja dieléctrica para realizar maniobras en alturas con una mayor seguridad.
4		CPC-100 (LJ564T) OMICRON	Es un sistema multifuncional de prueba primaria que comprende hardware y software incorporado para probar los TC, TT, transformadores de corriente, transformadores de potencia, resistencia, etc.
5		Telurometro MI 2088 Kit estándar 50 m	Es un comprobador de tierra, continuidad y aislamiento, instrumento de prueba multifunción, profesional y portátil, está diseñado para la ejecución de mediciones de resistencia de tierra, resistencia de aislamiento y continuidad de los conductores de protección.
6		Carro de servicio de gas F6, DILO	B052R02 Carro de servicio de gas SF6, para llenado y extracción.
7		Pértiga	Telescópica y o rígida
8		Alicate aislado, llave expansiva, juego de reaches y copas de 1/2, 3/4 5/16, caja porta herramientas.	Equipos utilizados para el apriete De tornillería y fijación de las mismas
9		Hidrolavadora, cepillos, y diferentes elementos para la limpieza.	Herramientas utilizados para realizar el lavado de diferentes activos eléctricos de la subestación

Tabla 31. Herramientas y equipos para realizar las tareas de mantenimiento.

8.4.3 Elementos y equipos de seguridad

A continuación, se describen los elementos de protección que deben utilizar el personal que va a realizar las tareas de mantenimiento.

Ítem	Cantidad	Nombre	Descripción
Es de carácter obligatorio que cada técnico de mantenimiento, perteneciente a la cuadrilla cuente en terreno con el equipo citado a continuación.			
1	Para cada trabajador	Casco Dieléctrico con barbuquejo.	EPP (Elementos de Protección Personal)-Tres puntos de apoyo.
2		Mono-gafas de seguridad con filtro UV y protección anti arco.	EPP-Transparentes u oscuras.
4		Ropa de dotación.	EPP-Camisa jean manga larga, camiseta 100% en algodón, pantalón jean sin accesorios metálicos.
5		Guantes de protección mecánica.	EPP-Tipo ingeniero, polipropileno.
6		Botas dieléctricas de seguridad.	EPP-Con puntera en fibra de vidrio.
Elementos de Protección Contra Caídas (EPCC) si en dado caso a la hora de realizar el mantenimiento se necesita realizar ascenso se debe de utilizar los siguientes elementos de protección.			
7	Un (1) elemento por cada trabajador designado para realizar el ascenso	Arnés de seguridad.	EPCC-Cuerpo completo con faja lumbar dieléctrico
8		Eslinga de posicionamiento.	EPCC-Con mosquetón de doble seguridad.
9		Banda de Anclaje portátil Tipo Tie Off. Tercer pretal.	EPCC-Con mosquetón de doble seguridad.

Ítem	Cantidad	Nombre	Descripción
12		Cuerda de servicio.	Certificada de 15 metros.
17	Equipos para atención de emergencia.	Férula espinal larga rígida, botiquín de primeros auxilios, cuello cervical, inmovilizador de miembros inferiores y superiores, extintor de incendios.	Elementos necesarios para la activación del MEDEVAC.

Tabla 32. Elementos de protección y seguridad.

Las tareas de mantenimiento están a cargo del ingeniero jefe de mantenimiento, y el deberá de llevar a cabo las programaciones y direcciones de cada una de estas tareas teniendo en cuenta los tiempos de ejecución que se han nombrado; para realizar las distintas tareas de mantenimiento se debe realizar una inducción y que estas lleven supervisión de personal de seguridad de la empresa; Para el caso de inspecciones visuales diariamente se puede contar con el personal encargado de la subestación para este caso el operador.

Para las tareas de mantenimiento es importante contar en campo con, ingeniero jefe de mantenimiento, personal de seguridad y una cuadrilla del personal de mantenimiento para así realizar de una manera adecuada los procesos de mantenimiento.

CONCLUSIONES

La caracterización de cada dispositivo eléctrico de la subestación Puerto Caicedo (Capítulo II), transformador de potencia TRAFOP1, Interruptores de potencia INT 7220, INT 7230, INT 7240, transformadores de tensión, TP1, TP2, TP3, transformadores de corriente TC1, TC2, TC3, seccionadores SE7223, SE7221, SE7224 y pararrayos, permitió establecer un estado aceptable de cada uno de los equipos, evidenciando que es importante llevar a cabo planes de mantenimiento.

La evaluación del plan de mantenimiento de la subestación Caicedo de la Empresa de Energía del Bajo Putumayo (Capítulo III), evidencia que para el transformador de potencia TRAFOP1, e interruptores de potencia INT 7240, INT 7230, INT 6220, las tareas de mantenimiento están realizándose de manera adecuada según el análisis realizado, esto tomando como base las normativas actuales.

El plan de mantenimiento realizado actualmente por la EEBP no determina tiempos de ejecución ni tareas de mantenimiento como medición de puesta a tierra, limpieza de los equipos etc; para dispositivos eléctricos como transformadores de tensión, TP1, TP2, TP3, transformadores de corriente TC1, TC2, TC3, TC4, TC5, seccionadores SE7223, SE7221, SE7224 y pararrayos.

Los tiempos establecidos para la ejecución del plan de mantenimiento garantizan que los dispositivos eléctricos de la subestación eléctrica de Puerto Caicedo tales como transformador de potencia TRAFOP1, interruptores de potencia INT 7220, INT 7230, INT 7240, INT 6220, INT 6230, Transformadores de tensión y corriente TP1, TP2, TP3 TC1, TC2, TC3, TC4, TC5, seccionadores SE7223, SE7221, SE7224 y pararrayos, se mantengan realizando las funciones establecidas y a su vez un mayor seguimiento para cada dispositivo.

La tercerización del mantenimiento ha influido en los diferentes procesos que maneja la EEBP ya que los funcionarios no conocen dichas las tareas permitiendo así que el mantenimiento dependa empresas prestadoras del servicio y con esto aumentando los costos y tiempos de respuesta a incidentes. En este trabajo se permite detallar y facilitar el proceso de comprensión de cada tarea en los diferentes dispositivos eléctricos pasando así a ser una actividad de los funcionarios encargados del área aumentando la productividad y disminuyendo los fallos y tiempos de espera.

Con lo hallado y realizado en el trabajo se entrega un plan de mantenimiento enfocado en la atención de todos los elementos críticos de la subestación Puerto Caicedo actualizando el plan anterior y realizando mejoras en las tareas, enfocadas en la continuidad de la operación, pero por sobre todo mantener la funcionalidad y la seguridad del personal que ejecuta las diferentes tareas de mantenimiento en la EEBP.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. Knezevic, *Mantenimiento*. Isdefe. Madrid España, 1996.
- [2] A. Mora Gutiérrez, *Mantenimiento planeación, ejecución y control*, Alfaomega. Mexico, p. 523. 2009.
- [3] H. Mendoza Duran y M. Velasquez Marin. "Diseño del plan de mantenimiento preventivo para las subestaciones eléctricas del sector minero del departamento de la Guajira," Trabajo de grado. Fac. De Ingeniería, Uni. Tecnológica de Bolívar. Cartagena de indias, 2011. Disponible en: <https://repositorio.utb.edu.co/handle/20.500.12585/293>.
- [4] D. E. Castañeda González y D. M. Pérez Otavo. "Metodología para desarrollar un sistema de gestión de activos enfocado al mantenimiento según normatividad ISO 55000:2014," Trabajo de grado. Fac. Tecnológica, Univ. Dist. Francisco de José Caldas. Bogotá D.C. 2017. Disponible en: <https://repository.udistrital.edu.co/bitstream/handle/11349/6876/Casta%C3%B1edaGonz%C3%A1lezDanielEI%C3%ADas2017.pdf?sequence=1>.
- [5] M. L. Ibarra Gómez, "Propuesta de una metodología que permita optimizar el uso de los recursos asociados al plan de mantenimiento de la subestación la Ínsula de la Empresa Centrales Eléctricas de Norte De Santander," Trabajo de grado. Fac. De Ingeniería. Univ. Libre Seccional de Cúcuta. 2018. Disponible en: <https://repositorio.unilibre.edu.co/handle/10901/15399>.
- [6] W. Mahecha Mendez, "Metodología para el desarrollo de un modelo de gestión de mantenimiento aplicado a subestaciones de distribución de energía eléctrica," Trabajo final de Maestría. Fac. De Ingeniería. Uni. de Ibagué, 2019. Disponible en: <https://repositorio.unibague.edu.co/jspui/handle/20.500.12313/612>
- [7] W. Alban Martinez y G. A. Pantoja Puerta, "Programa de mantenimiento para la subestación de la torre de Cali," Pasantía Institucional. Fac. De Ingeniería, Depto. De Energética y Electrónica. Uni. Autonoma de Occidente. Santiago de Cali. 2011. Dsiponible en: <https://red.uao.edu.co/handle/10614/1373>.
- [8] J. R. Martín, *Diseño de Subestaciones Eléctricas*. Mc Graw Hill. p. 521, 1992.
- [9] A. Escobar Mejía, M. Holguin L., y G. Betancourt, "Uso de las cadenas de markov en la selección de políticas de mantenimiento," *Scientia et Technica*,

vol. 1, n.º 34, may 2007.

- [10] J. Ardila Marin, M. Ardila Marín, D. Rodríguez, y D. Hincapié Zuluaga, "La gerencia del mantenimiento: Una revisión", *Dimensiones Empresas.*, vol. 14, n.º 2, pp. 129-144, 2016.
- [11] M. de M. y Energía, "RETIE Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas", *Resoluc. 90708*, p. 127, 2013, [En línea]. Disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/1179442/Anexo+General+del+RETIE+vigente+actualizado+a+2015-1.pdf/57874c58-e61e-4104-8b8c-b64dbabedb13>.
- [12] Mejía Villegas S.A. *Subestaciones de Extra y Alta Tension*. Isa Interconexión eléctrica. Segunda edición. p. 1-778, 2003.
- [13] A. Taberero García, "Mantenimiento de los transformadores de potencia. Ensayos de campo", *Revista Mantenimiento*, 184, p. 20, Mayo 2005, Disponible en: http://www.unitronics-electric.com/pdf/articulos/Mantenimiento_184.pdf.
- [14] E. Ras Oliva, *Transformadores de potencia, medida y de proteccion*. Septima edición. Barcelona: Marcombo Boixareu editores, p. 303, 1994, [En línea]. Disponible en: <https://dotorresg.files.wordpress.com/2011/12/transformadores-de-potencia-de-medida-y-de-proteccion.pdf>.
- [15] F. F Espinoza. "Caracterización de las Subestaciones Eléctricas de Transmisión y Distribución que Hagan Parte del SIN , del STR o del SDL Dentro de la Región Central (Cundinamarca , Boyacá , Tolima , Meta y Bogotá DC), Como Parte del Convenio Marco de Cooperación Interinstitucional 064 de 2008" Semillero de investigación. Univ. Dist. Francisco de José Caldas. , pp. 45-57, 2020.Disponible en: <https://repository.udistrital.edu.co/handle/11349/23828>
- [16] S. O.Duffuaa, A Raouf y J D Cambell . *Sistemas de Mantenimiento Planeación y Control*. Primera edición. Editorial Limusa Wiley.México D.F p 404 .
- [17] S. García Garrido. *Organización y Gestión Integral de Mantenimiento*.Primera Edición.Editorial Díaz de Santos. Madrid,España.
- [18] COVENIN (2003)."Mantenimiento y sus definiciones".Comisión Venezolana de Normas Industriales. Caracas, Venezuela.
- [19] J. D. Serna, E. Mario, y L. Patiño, "Manual de mantenimiento Preventivo-Predictivo-Correctivo para trabajos con tensión en Subestaciones y líneas

CHEC", 2018.

- [20] L. A. Martínez Giraldo, "Metodología para la definición de tareas de mantenimiento basado en confiabilidad, condición y riesgo aplicada a equipos del sistema de transmisión nacional," Trabajo de investigación Maestría. Fac. de Minas. Univ. Nacional de Colombia., p 92, 2014. Disponible en: <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/51759>.
- [21] S. R. Sánchez Orozco, "Modelo de gestión de mantenimiento para las subestaciones y líneas de subtransmisión de CNEL EP unidad de negocio Esmeraldas", *Polo del Conocimiento*., vol. 2, n.º 12, p. 61, 2018, doi: 10.23857/pc.v2i12.412 Disponible en: file:///C:/Users/APOYOD~1.EEB/AppData/Local/Temp/412-986-2-PB.pdf.
- [22] J. Moubray, *Mantenimiento centrado en la confiabilidad*, primera edición. Aladon LTA. p. 424, 1991.
- [23] C. Edison. SIEMENS, (2014). *Manual de servicio del transformador reductor trifásico de potencia*.
- [24] J. J. Winders, *Power Transformers Principles and Applications*. Marcel Dekker, p 286, 2002.
- [25] ABB ABB Switchgear, (2010). *Pasatapas de alta tensión GOB 550/800 ABB*.
- [26] Messko.(2013), *Instrucciones de montaje y servicio MESSKO termómetro de aguja Tipo MT-ST160F Y MT-STW160F2*.
- [27] CEDASPE, (2012). *Reles actuados por gas para transformadores llenos de aceite serie "EB" Según EN50216-2*.
- [28] ABB Switchgear, (2007) *Capacitive voltage transformers type CPA and CPB and coupling capacitors tipe CCA Edicion 1 11996-02*.
- [29] ABB Power technologies, (2005.) *Transformador de tensión capacitivo tipo CPA o CP*.
- [30] ABB Switchgear, (1995). *Current Tranformer type IMB", Publi. SESWG/I 4008 E. 1995-02*.
- [31] Simens. (2007). *Instrucciones de servicio interruptor de potencia 3AP1 FG*.
- [32] ABB Switchgear. (2000). *Interruptor de SF6 tipo LBT 72.5-170d1/ con tres columnas de mecanismo de operación tipo BLK 222 operación tripola*.

- [33] ABB Elta Ltd (2001). *Two- Column rotary disconnecter type SGF 123...300*.
- [34] ABB Switchgear, (1996). *Zinc oxide surge arrester EXLIM Q*.
- [35] IEEE, *Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment*, IEEE Std C57.106-2006 (Revision of IEEE Std C57.106-2002) 1-36, 6 Dec. 2006, doi: 10.1109/IEEESTD.2006.371041. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4231509> .
- [36] Subestaciones y montajes, (2020). *Informe transformador 12MVA de subestación Puerto Caicedo*.
- [37] ASTM International, *Método de prueba estándar para color astm de productos de petróleo (escala de color astm)*, ASTM D1500-12(2017). Disponible en: <https://www.astm.org/Standards/D156-SP.htm>.
- [38] ASTM International, *Método de prueba estándar para el número de ácido y base por titulación del indicador de color*. ASTM D664-18e2 Disponible en: <https://www.astm.org/Standards/D664-SP.htm>.
- [39] ASTM International, (2019). *Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using VDE Electrodes*, ASTM D1533-12 Disponible en: <https://www.astm.org/Standards/D1816.htm>.
- [40] IEEE, *Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers*, IEEE Std C57.104-2008 (Revision of IEEE Std C57.104-1991) , Feb. 2009, doi: 10.1109/IEEESTD.2009.4776518. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4776518> .
- [41] G. Crespo Sánchez, "Análisis de gases disueltos para monitoreo y diagnóstico de transformadores de fuerza en servicio", " *Ingeniería Energética*", Vol.36 no.2, ago. 2015. ISSN 1815-5901[En línea]. Disponible en: http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-.
- [42] Siemens S.A. Colombia, (2019). *Informe de pruebas diagnosticas a interruptores de 115kv y 34,5kv marca ABB s/e Puerto Caicedo*.
- [43] IEEE, *Standard for 4.76 kV to 38 kV Rated Grounding and Testing Devices Used in Enclosures*, IEEE Std C37.20.6-1997, 1-24, 31 Dec. 1997, doi: 10.1109/IEEESTD.1997.83815. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/623282>.
- [44] IEEE, *Standard Test Procedure for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis— Amendment 1: Capacitance Current Switching*, IEEE Std C37.09a-2005, IEEESTD.2005.96467. Disponible en:

https://standards.ieee.org/standard/C37_09a-2005.html.

- [45] IEEE, *Draft Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors*, IEEE PC57.152/D5.2, July 2012 .1-107, 15 Aug. 2012. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6269031>.
- [46] JONES, David; Coger, Jeffrey; Thomson, Graeme; Danner, David. *Guía para pruebas de diagnóstico de aislamiento*.
- [47] ABB Switchgear, (1997). *Instrucciones de funcionamiento, Transformador de tensión capacitivo. Modelos y unidad capacitiva de acoplamiento, modelo CCA*.
- [48] ABB Switchgear, (1996). *Operating instruction for current transformer type IMB*.
- [49] ABB Switchgear, (1996). *Prentive maintance instruction for periodic inspection and condition monitoring*.
- [50] ABB Schaltanlagen GmbH, (1997). *Instrucciones de servicio. Accionamiento a motor tipos MT50 y MT100 para seccionadores de alta tensión a la intemperie*.