

Análisis de Fallas del Transformador de Potencia de la Subestación Eléctrica Cajones – Ángulo
de 34,5/13,2 kV

Ing. Daniel Augusto Rico Ayala

Monografía para Optar al Título de Especialista en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Director

Edison Andrés Soto Rios

Ph. D. en Ingeniería – Línea Automática

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Especialización en Sistemas de Distribución de Energía

Bucaramanga

2026

DEDICATORIA

A mis padres, por enseñarme el valor del esfuerzo y el amor incondicional.

A mi familia, por ser siempre mi lugar seguro, incluso en los momentos más difíciles.

AGRADECIMIENTOS

Al cerrar este importante capítulo en mi vida profesional, quiero expresar mi sincera gratitud a todas las personas e instituciones que me acompañaron en este camino.

A mi familia, por ser mi pilar fundamental. Gracias por su amor incondicional, su paciencia y por esas palabras de aliento en los momentos de mayor desafío. Su apoyo constante fue la fuerza necesaria para llegar hasta aquí.

A la universidad, por brindarme las herramientas, el criterio y el espacio necesario para mi formación. Agradezco especialmente a los docentes que, con compromiso y pasión, aportaron valor a cada etapa de mi aprendizaje.

A mi tutor, Edison Soto, por su orientación, disposición y valiosas sugerencias durante el desarrollo de este trabajo. Su acompañamiento fue determinante para mantener el enfoque y lograr un resultado que hoy me llena de orgullo.

Tabla de contenido

Introducción	10
1. Objetivos	12
1.1 Objetivo General.....	12
1.2 Objetivos específicos.....	12
2. Recolección y Análisis de la Información	13
2.1 Cronología de las fallas.....	13
2.2 Metodología.....	14
2.2.1Recopilación y análisis de descargas atmosféricas.....	15
2.2.2Evaluación del efecto de la altura	15
2.2.3Análisis de eventos en la red.....	17
2.2.4Verificación de ajuste y coordinación de protecciones.....	18
2.2.5Validación del sistema de puesta a tierra (SPT)	21
2.2.6Validación de la coordinación de aislamiento	26
2.2.7Pruebas de rutina post falla transformador TF1 (Serial 409282, 500kVA).....	27
3. Determinación de la Causa Raíz.....	31
3.1 Formulación del problema.....	32
3.2 Árbol de fallas.....	32
4. Plan de Acción	33
4.1 Optimización de la coordinación de aislamiento.....	34
4.2 Requerimientos Técnicos por Altimetría.....	34
4.3 Estrategia de gestión Operativa para Protecciones.....	34
4.3.1Implementación de código de colores en fusibles.	35
5. Conclusiones	39
Referencias Bibliográficas	41

Lista de Tablas

Tabla 1 <i>Recopilación de eventos críticos (agosto 2019 - octubre 2020)</i>	13
Tabla 2 <i>Ajustes de protección del Reconectador ETR300</i>	19
Tabla 3 <i>Mediciones de equipotencialidad en los equipos</i>	23
Tabla 4 <i>Resultados de tensiones de paso y contacto en la subestación Cajones</i>	26
Tabla 5 <i>Resultados de la prueba de resistencia de aislamiento</i>	28
Tabla 6 <i>Prueba de relación de transformación</i>	29
Tabla 7 <i>Prueba de resistencia de devanados</i>	30
Tabla 8 <i>Análisis físico-químico del aceite dieléctrico post falla</i>	30
Tabla 9 <i>Guía técnica para la selección de fusibles</i>	35

Lista de figuras

Figura 1 <i>Registro de altimetría en la subestación Cajones</i>	17
Figura 2 <i>Inspección interna (desencube) del transformador TF1 en planta GVR</i>	31
Figura 3 <i>Árbol de fallas para el transformador TF1 en la subestación Cajones</i>	33
Figura 4 <i>Leyenda del código de colores para la identificación de amperaje en fusibles</i> . 37	
Figura 5 <i>Ejemplo de aplicación del código de colores para un transformador</i>	38

GLOSARIO

ANSI 79 (Recierre): función de protección que reenergiza automáticamente un circuito después de un disparo por falla transitoria.

BIL (Basic Insulation Level): nivel básico de aislamiento al impulso; es la máxima cresta de tensión que el equipo puede soportar ante una descarga atmosférica sin fallar.

Densidad Relativa del Aire (DRA): factor que disminuye con la altura y que afecta directamente la capacidad de enfriamiento y la rigidez dieléctrica del aire.

Desclasificación (De-rating): reducción intencional de la capacidad nominal de un equipo (térmica o dieléctrica) debido a condiciones de operación no estándar, como la altitud superior a 1000 m.s.n.m.

Desplazamiento Axial: movimiento vertical de las bobinas del transformador respecto a su núcleo, causado por fuerzas magnéticas durante un cortocircuito severo.

DPS (Dispositivo de Protección contra Sobre tensiones): equipo diseñado para limitar las sobre tensiones transitorias y desviar las corrientes de impulso a tierra.

Equipotencialidad: condición en la cual todos los puntos de una instalación tienen prácticamente el mismo potencial eléctrico, garantizada por una correcta conexión a la malla de tierra.

Esfuerzos Electrodinámicos: fuerzas mecánicas que aparecen entre conductores que transportan corrientes muy elevadas, capaces de deformar físicamente las bobinas.

GPR (Ground Potential Rise): elevación del potencial de tierra que ocurre cuando una gran corriente de falla fluye hacia la malla, crítica para la seguridad del personal.

MCOV (Maximum Continuous Operating Voltage): máxima tensión que un DPS puede soportar de manera continua sin degradarse.

Nivel Cerámico: Número promedio de días al año en que se registra una tormenta eléctrica en un lugar geográfico específico.

Rigidez Dieléctrica: la máxima intensidad de campo eléctrico que un material aislante puede soportar antes de que se produzca un arco eléctrico.

Selectividad: capacidad de un sistema de protección para aislar únicamente la parte fallada del sistema, minimizando el impacto en el resto de la red.

Resumen

Título: Análisis de fallas del transformador de potencia de la subestación eléctrica Cajones – Ángulo E 34,5/13,2 kV

Autor: Ing. Daniel Augusto Rico Ayala

Palabras Clave: Coordinación de aislamiento, Coordinación de protecciones, Sistema de puesta a tierra (SPT).

Descripción:

Este trabajo de grado presenta un análisis detallado de las causas raíz de las fallas recurrentes ocurridas en el transformador de potencia de 500 kVA, 34,5/13,2 kV de la subestación eléctrica Cajones – Ángulo E. Ubicada a una altitud de 3580 m.s.n.m. en el norte del departamento del Tolima, esta infraestructura registró seis incidentes críticos entre los años 2019 y 2020 que derivaron en la destrucción de activos y la interrupción del suministro para el circuito 1 – Ángulo E.

Los hallazgos revelan una convergencia de tres factores críticos: la desclasificación técnica por altura, al operar a más de tres veces el límite nominal de 1000 m.s.n.m. especificado por la norma IEEE C57.12.00; una coordinación de aislamiento deficiente debido al uso de dispositivos de protección contra sobre tensiones (DPS) con niveles de operación insuficientes (MCOV 10,2 kV); y falencias operativas por el sobredimensionamiento de fusibles y una lógica de protección inadecuada, donde la función de sobretensión (ANSI 59) se encontraba restringida. Las pruebas de laboratorio confirmaron daños estructurales, incluyendo desplazamiento axial de bobinas y carbonización del aceite dieléctrico.

Para mitigar estos riesgos, se propone un plan de acción integral que contempla el fortalecimiento estructural y térmico de los transformadores para alta montaña, el rediseño selectivo de la cadena de aislamiento y la implementación de un sistema de gestión visual mediante códigos de colores para la selección técnica de fusibles. Este enfoque busca optimizar la confiabilidad operativa del sistema y reducir el impacto socioeconómico de futuras fallas en infraestructuras de distribución eléctrica situadas en entornos ambientales extremos.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: PhD. Edison Andrés Soto Ríos.

Abstract

Title: Fault Analysis of the Power Transformer at the Cajones – Angle E 34,5/13,2 kV Electrical Substation

Author: Eng. Daniel Augusto Rico Ayala

Keywords: Insulation coordination, Protection Coordination, Grounding System (SPT).

Description:

This monograph presents a comprehensive root cause analysis of the recurrent critical failures that occurred in the 500 kVA, 34,5/13,2 kV power transformer at the Cajones – Angle E electrical substation. Located at an altitude of 3580 m.a.s.l. in northern Tolima, Colombia, this infrastructure recorded six severe incidents between 2019 and 2020, resulting in significant asset destruction and persistent service interruptions for the Circuit 1 – Angle E. The study employs a rigorous methodology integrating atmospheric discharge records, the evaluation of thermal and dielectric effects derived from extreme altitude based on IEEE C57.12.00 standards, and a technical audit of protection and grounding systems.

The findings reveal a convergence of three critical factors: technical de-rating due to altitude, operating at more than three times the nominal 1000 m.a.s.l. limit; deficient insulation coordination due to the use of surge protection devices (SPD) with insufficient operating levels (MCOV 10,2 kV); and operational flaws including fuse oversizing and inadequate protection logic, where the overvoltage function (ANSI 59) was conditional on overcurrent starting flags. Laboratory tests evidenced severe structural damage, including axial coil displacement and carbonization of the dielectric oil.

To mitigate these risks, a holistic action plan is proposed, encompassing the structural and thermal strengthening of transformers for high-mountain environments, the selective redesign of the insulation chain, and the implementation of a visual management system using color codes for technical fuse selection. This approach aims to optimize system operational reliability and reduce the socioeconomic impact of future failures in electrical distribution infrastructure located in extreme environmental conditions.

* Monograph

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: PhD. Edison Andrés Soto Ríos.

Introducción

La subestación eléctrica Cajones – Ángulo E, opera en un nivel de tensión de 34,5/13,2 kV, constituye un activo fundamental para la distribución de energía en el norte del Departamento del Tolima. Sin embargo, su ubicación geográfica a una altitud de 3580 m.s.n.m. y su extrema proximidad a la línea de transmisión Esmeralda – Colegio (SNT) plantean desafíos operativos críticos. Durante el periodo comprendido entre 2019 y 2020, la infraestructura registró seis eventos críticos en sus transformadores de potencia, eventos que no solo derivaron en la destrucción de activos, sino que comprometieron la continuidad del servicio para los usuarios del circuito 1 – Ángulo E. Esta recurrencia de fallas plantea la necesidad de evaluar la correspondencia entre las especificaciones técnicas de los equipos y las exigencias del entorno real de operación.

El objeto de esta investigación es determinar la correlación entre los criterios de coordinación de aislamiento y los parámetros de selección de protecciones frente a los fenómenos de sobretensión y altimetría. La hipótesis sugiere que los equipos, al operar bajo una desclasificación técnica por altura no contemplada en su diseño original (basado en el límite estándar de 1000 m.s.n.m.), presentan una vulnerabilidad ante eventos transitorios. De este modo, la investigación busca responder si la aplicación de los factores de corrección definidos en estándares como la norma IEEE C57.12.00 permitiría mitigar la tasa de falla observada.

Los antecedentes en ingeniería de potencia indican que la confiabilidad de un activo no depende exclusivamente del mantenimiento correctivo, sino de la adherencia a protocolos de protección ajustados a la topografía. El propósito de este trabajo es diagnosticar los modos de

falla mediante el análisis de registros técnicos, la auditoría de los ajustes de protección existentes y proponer una actualización de los esquemas operativos. Se plantea la implementación de prácticas de ingeniería que integren la coordinación de aislamiento, la corrección de lógicas de disparo y una metodología de selección de fusibles mediante códigos de identificación, alineada con los requerimientos operativos del personal de campo.

La fundamentación de este estudio se sustenta en la optimización de los indicadores de calidad del servicio y la preservación de la vida útil de los activos. La investigación se justifica por la necesidad de alinear la operación de la subestación con la normativa nacional (NTC) e internacional (IEEE), lo cual beneficia al operador de red mediante la reducción de costos por reposición y mejora la resiliencia del sistema para los usuarios de la región. Finalmente, se emplea un enfoque de caso de estudio de carácter analítico, integrado datos de campo con una auditoría detallada de las lógicas de protección y parámetros de operación de los activos. Esto permite validar soluciones técnicas integrales – que abarcan desde la optimización de funciones de control hasta la gestión operativa en campo – destinadas a garantizar la estabilidad y resiliencia de la infraestructura eléctrica en zonas de gran altitud.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

Analizar las causas de las fallas recurrentes en los transformadores de potencia de la subestación eléctrica Cajones – Ángulo E para proponer un plan de acción técnico, fundamentado en la normativa nacional e internacional vigente, que permita optimizar la confiabilidad y disponibilidad del activo.

1.2 Objetivos específicos

Evaluar la información recolectada sobre el estado de los equipos y las condiciones externas (altitud 3580 m.s.n.m.) que afectan a la subestación.

Identificar las causas raíz de las fallas mediante un análisis detallado de los modos de falla de los equipos.

Desarrollar un plan de acción con recomendaciones técnicas para mitigar las fallas críticas en los transformadores de potencia.

2. Recolección y Análisis de la Información

El presente capítulo detalla el levantamiento de información técnica y la cronología de los eventos críticos registrados en la subestación Cajones – Ángulo E. El objetivo es establecer una base de hechos que permita diagnosticar las causas de la indisponibilidad de los activos durante el periodo 2019 – 2020.

2.1 Cronología de las fallas

El análisis de operatividad se centró en el nodo identificado como T080 de la subestación Cajones – Ángulo E. En este punto de conexión, se documentó una serie de eventos críticos que afectaron la continuidad del servicio y la vida útil de los activos. Al consolidar los reportes de operación y mantenimiento de los años 2019-2020, se observa un patrón de fallas recurrentes concentradas en el sistema de transformación, cuya relación detallada se encuentra en la Tabla 1.

Tabla 1

Recopilación de eventos críticos (agosto 2019 - octubre 2020)

Fecha	Comentario
12/08/2019	Transformador quemado (Reporte 1782966). Sustitución de equipo marca GVR el 13/08/2019.
9/09/2019	Transformador quemado. Sin establecer causa. Sustitución del equipo el

14/09/2019.

19/09/2019 Transformador quemado. El equipo presentó falla crítica el 14/09/2019 tras cinco días de operación continua.

3/10/2019 Actuación de protecciones por sobrecorriente en alta/baja tensión; pérdida de hermeticidad con presencia de fugas de aceite.

27/02/2020 Transformador quemado. Se envía a reparación al proveedor GVR.

7/10/2020 Centro de control notifica un incidente crítico, el transformador se encontró quemado. El transformador había sido instalado el 26 de julio, después de su reparación.

Nota. Datos consolidados a partir de los reportes de GVR y el centro de control del operador de red (2020).

2.2 Metodología

La presente metodología define la ruta técnica para estudiar de forma sistemática las fallas registradas en la subestación Ángulo E. El proceso integra el análisis de datos históricos, mediciones directas en terreno y la revisión de los eventos que llevaron a que los transformadores se quemaran. El objetivo central es hallar la causa raíz de las averías mediante un enfoque que conecte la realidad y desempeño operativo del equipo en alta montaña con la teoría de sistemas de potencia.

El marco de trabajo se sustenta en la recopilación de registros técnicos y en la aplicación de estándares internacionales, específicamente la norma IEEE C57.152 (2013). Esta normativa guía las pruebas diagnósticas para determinar si las fallas obedecen a factores externos, como la

altitud y la actividad atmosférica o a condiciones internas de los equipos y su configuración de protección.

Las etapas descritas a continuación cubren desde las variables ambientales hasta el estado de los sistemas de puesta a tierra y la coordinación de protecciones. Al articular estos frentes, los resultados permiten formular acciones concretas y técnicamente viables para evitar la recurrencia de los daños severos y optimizar la operación de la subestación cumpliendo con los niveles de confiabilidad requeridos.

2.2.1 Recopilación y análisis de descargas atmosféricas

Para evaluar la incidencia de rayos en la zona, se consultaron los registros de la plataforma especializada Keraunos, la cual permite el monitoreo y localización de descargas atmosféricas en tiempo real. Tras revisar el histórico proporcionado por la compañía para esta investigación, se determinó que no se registraron impactos directos sobre los activos de la subestación Cajones en las fechas exactas en que el transformador TF1 falló (Keraunos, 2020). No obstante, los datos del circuito 1 – Ángulo E confirman que la zona presenta una alta densidad de descargas a tierra. Esta condición ambiental genera un estrés eléctrico constante sobre la cadena de aislamiento del sistema, incluso si no existe un impacto directo en el punto de transformación.

2.2.2 Evaluación del efecto de la altura

La desclasificación técnica por altitud es uno de los factores críticos identificados, dado que el transformador TF1 con serial 409282 fue diseñado para operar hasta un límite de 1000 m.s.n.m. Al ubicarse en la subestación Cajones a 3580 m.s.n.m., el equipo opera más de 2500 metros por encima de su rango nominal, excediendo en más de tres veces su límite de diseño.

De acuerdo con los requerimientos de la norma IEEE C57.12.00 (2015) y las directrices del anexo E de la IEEE C57.91 (2011), esta condición ambiental reduce la densidad del aire, lo que deriva en una pérdida de eficiencia del enfriamiento natural y disminuye la rigidez dieléctrica de los aislamientos externos. Al forzar el equipo a trabajar en este régimen severo sin los ajustes térmicos y dieléctricos pertinentes, se induce un envejecimiento acelerado del sistema de aislamiento. Esta vulnerabilidad incrementa el riesgo de que el equipo se quemara ante sobretensiones transitorias que, en condiciones normales de altitud, serían despejadas sin representar un peligro de falla catastrófica.

En consecuencia, la evaluación de las condiciones ambientales a 3580 m.s.n.m. permite confirmar que el activo operaba bajo una desclasificación técnica no contemplada. Este diagnóstico, basado en los criterios de la norma IEEE C57.12.00, valida que la altitud es el factor condicionante del envejecimiento acelerado del aislamiento.

Figura 1

Registro de altimetría en la subestación Cajones



Nota. Registro fotográfico tomado durante la inspección técnica en la subestación

Cajones.

2.2.3 Análisis de eventos en la red

Durante el periodo 2019-2020, se contabilizaron 32 eventos de falla en el circuito 1 – Ángulo E (10 incidentes en 2019 y 22 en 2020), lo cual coincide con el intervalo de mayores daños registrados en la subestación. Los registros operativos señalan que las descargas atmosféricas y las fallas de origen no determinado fueron las causas predominantes en la zona. Al revisar estos reportes, se identifica una posible correlación entre las perturbaciones externas y

el deterioro progresivo del equipo; en múltiples ocasiones, los eventos de falla fueron interrumpidos por el reconfigurador ubicado en el lado de baja tensión, lo cual, en casos específicos, derivó en la salida total de la subestación.

Este comportamiento operativo sugiere que el transformador pudo haber estado expuesto a corrientes de falla externas repetitivas que no siempre fueron despejadas en los tiempos técnicos óptimos. El estrés mecánico derivado de estos eventos parece ser un factor determinante. Al respecto, el informe técnico del proveedor, tras la falla del 27 de febrero de 2020, detalló que las bobinas de baja tensión presentaban desplazamiento axial, además de fractura y desprendimiento de las cuñas de sujeción (GVR, 2020). Estos síntomas son característicos de esfuerzos electrodinámicos severos que debilitan la integridad interna del activo, creando las condiciones para que el transformador se quemara ante fallas que, en otras circunstancias, el sistema de aislamiento podría haber soportado.

Dicha evidencia fortalece la hipótesis de que el transformador operó bajo un régimen de estrés electromecánico recurrente. Este factor habría degradado gradualmente la estructura interna de los devanados hasta derivar en su falla definitiva y la pérdida total del equipo.

2.2.4 Verificación de ajuste y coordinación de protecciones

Tras las fallas ocurridas en los transformadores de potencia, se procedió a auditar los ajustes de protección implementados en la subestación. Si bien el estudio de protecciones teórico presentaba una coordinación de curvas aparentemente adecuada, el análisis detallado de la configuración real reveló discrepancias. En primer lugar, se detectó la habilitación de la función ANSI 79 (Recierre Automático) en el equipo de protección del transformador. Según los

estándares operativos de la compañía y las buenas prácticas de ingeniería, esta función no debe contemplarse para la protección de transformadores, ya que un cierre reiterativo sobre una falla interna activa puede generar daños mecánicos y térmicos irreversibles, favoreciendo que el transformador se quemara de manera inmediata al no permitir la inspección previa del activo.

Asimismo, durante las inspecciones de campo realizadas por el personal de mantenimiento, se identificó una desviación física respecto al estudio de protecciones: los fusibles instalados en el lado de alta tensión presentaban una capacidad de corriente nominal superior a la especificada técnicamente. Este sobredimensionamiento de los elementos de protección impidió que, ante la ocurrencia de una falla, los fusibles operaran dentro de los tiempos requeridos para salvaguardar la integridad de los devanados. Esta situación introduce un factor de error humano en la cadena de eventos, ya que el uso de protecciones inadecuadas anuló la selectividad del sistema y expuso al equipo a niveles de energía incidentales que el aislamiento no pudo soportar.

2.2.4.1 Auditoría Técnica del Reconectador Cooper (CTO 347) La configuración del reconectador Cooper en el lado de baja tensión (13,2 kV) presenta parámetros que, bajo un análisis de ingeniería de potencia, resultan críticos para la integridad del transformador.

Tabla 2

Ajustes de protección del Reconectador ETR300

Función de Protección	Parámetro (Pick-Up)	Temporización /Curva
51 (Sobre corriente Fases)	12 A	IEC EI (Extremadamente Inversa)
51N (Sobre corriente Tierra)	10 A	IEC EI (Extremadamente Inversa)
50 (Instantáneo Fases)	60 A	0,02 s
50N (Instantáneo Tierra)	30 A	0,0 s
59 (Sobretensión)	15,84 kV	0,8 s

2.2.4.2 El “Efecto Candado”: *Condicionamiento de la función ANSI 59* El hallazgo técnico más relevante en la configuración reconectador Cooper (Campo INT 347) es la nota operativa que restringe la protección de tensión: “El disparo por la función ANSI 59 debe estar condicionado al arranque de la función ANSI 50/51 – 50N/51N” (Cooper Power Systems, 2020). Esta lógica de control anula la seguridad del activo por las siguientes razones:

- **Inhibición ante fallas de tensión puro:** Si la subestación recibe una sobre tensión (por rayos o transitorios de la línea de 115 kV) que no supere el umbral de corriente de 12 A, la protección no actúa. El relé queda “ciego” ante tensiones superiores a 15, 84 kV si no existe un flujo de corriente asociado.
- **Degradación Dieléctrica:** Al no despejar la sobre tensión, el transformador absorbe la energía, degradando el aceite y el aislamiento sólido sin que exista un disparo. Esto explica la pérdida total de aislamiento (0, 00 GΩ) detectada en las pruebas post falla.
- **Vulnerabilidad por Altura:** A 3580 m.s.n.m., la rigidez dieléctrica del aire es significativamente menor. Permitir que el transformador soporte sobretensiones sin un despeje independiente facilitó que los esfuerzos mecánicos deformaran las bobinas hasta el desplazamiento axial definitivo.

2.2.4.3 Falencias técnicas del personal de atención inmediata. El personal de atención inmediata, encargado de la normalización del servicio ante contingencias, presenta barreras de capacitación que inciden directamente en la selección de los elementos de protección. Durante la investigación se evidenció que la falta de criterios técnicos para identificar los fusibles que mejor se ajustan a las curvas de daño de los equipos, sumada a la presión social por parte de la comunidad y las exigencias del operador de red para reducir los tiempos de interrupción, propician errores conceptuales en campo. Esta urgencia operativa suele priorizar el restablecimiento del fluido eléctrico sobre la verificación técnica del calibre adecuado, lo que deriva en el uso de protecciones sobredimensionadas. En consecuencia, se anula la función de sacrificio del fusible, permitiendo que las corrientes de falla fluyan hacia los devanados y faciliten de forma recurrente que el transformador se queme al quedar desprotegido frente a eventos transitorios.

2.2.5 Validación del sistema de puesta a tierra (SPT)

La integridad del sistema de puesta a tierra de la subestación Cajones fue evaluada mediante mediciones de campo realizadas por la empresa consultora SEGELECTRICA. Los resultados obtenidos en las pruebas de baja y alta frecuencia confirman el cumplimiento de las recomendaciones establecidas en los estándares IEC 60364-4-442 (2014), IEEE Std 80 (2013), NTC 2050 (2020) y NTC 4552 (2008) para infraestructuras de media tensión. Estas mediciones garantizan que la subestación opera dentro de los límites de seguridad exigidos, controlando de manera efectiva las tensiones de paso y contacto para proteger al personal que transita por la instalación.

En cuanto a la medición de equipotencialidad, se determinó que el 81% de los equipos evaluados presentan un enlace sólido con la malla de tierra, con valores de resistencia inferiores a los 100 mΩ. Esta condición asegura que la mayoría de los activos cuenten con una trayectoria de baja impedancia para el drenaje de corrientes de falla. No obstante, el 19% restante, aunque no corresponde a partes activas del sistema de protección contra rayos, representa una oportunidad de mejora para garantizar la robustez total de la red de tierra ante eventos transitorios.

Un punto crítico del análisis técnico fue la evaluación de la cercanía entre la subestación y la torre 98 de la línea de transmisión de 115 kV (Colegio-Esmeralda). Tras el estudio, se concluyó que no es recomendable realizar una conexión equipotencial entre ambos sistemas de tierra. Esta decisión se fundamenta en que dicha interconexión obligaría a dimensionar el SPT de la subestación para soportar las corrientes de falla a tierra de la línea de 115 kV, las cuales son de una magnitud significativamente superior. Mantener la independencia de estas puestas a tierra actúa como una barrera de seguridad, evitando que las descargas directas en la línea de alta tensión se transfieran a la infraestructura de la subestación y protegiendo así al transformador de posibles sobre tensiones por elevación del potencial de tierra (GPR).

2.2.5.1 Mediciones de equipotencialidad de la conexión de puesta a tierra en los equipos de la subestación. Con base en el estudio de SPT elaborado por la firma SEGELECTRICA para Celsia Colombia, se evaluó la integridad de las conexiones de los activos a la malla de tierra de la subestación Cajones. Los resultados, consolidados en la Tabla 3, revelan que el 81% de los puntos de medición cumplen con el criterio técnico de equipotencialidad, registrando valores de resistencia inferiores a los 100 mΩ. Esta condición asegura que la mayoría de los equipos cuenten con una trayectoria de baja impedancia para el drenaje de corrientes de falla y sobre tensiones. Es importante destacar que aquellos componentes que no cumplen con el límite normativo corresponden a elementos que no intervienen de manera activa en el sistema de protección contra rayos ni en la evacuación de corrientes de cortocircuito. Por lo tanto, se infiere que estas desviaciones específicas no comprometen la seguridad operativa del transformador de potencia ni la eficacia general de la coordinación de aislamiento de la subestación.

Tabla 3

Mediciones de equipotencialidad en los equipos

ÍTEM	PUNTO DE MEDICIÓN	Tensión (mVdc)	Corriente (A dc)	Resistencia (mΩ)	OBSERVACIONES
1	Conductor de tierra DPS reconectador 34,5 kV	0,962	1,40	0,69	Cumple criterio <100 mΩ
2	Conductor de tierra tablero reconectador 34,5 kV CP58F614639	2,109	1,30	1,62	Cumple criterio <100 mΩ
3	Carcasa tablero reconectador 34,5 kV CP58F614639	5,015	1,30	3,86	Cumple criterio <100 mΩ
4	Bajante SPE costado Noroccidental	7,072	1,00	7,07	Cumple criterio <100 mΩ

5	Conductor de tierra TP 268	3,017	1,40	2,16	Cumple criterio <100 mΩ
6	Conductor de tierra reconectador 13,2 kV	3,281	1,20	2,73	Cumple criterio <100 mΩ
7	Conductor de tierra TP 269	4,481	1,20	3,73	Cumple criterio <100 mΩ
8	Conductor de tierra seccionador S 01359	4,666	1,30	3,59	Cumple criterio <100 mΩ
9	Carcasa tablero medida Enertolima 23826	1266,100	1,00	1266,10	No cumple criterio <100 mΩ
10	Barraje de tierra tablero de medida Enertolima 23826	1208,600	1,00	1208,60	No cumple criterio <100 mΩ
11	Conductor de tierra encauchetado para transformador 34,5 kV	4,132	1,20	3,44	Cumple criterio <100 mΩ
12	Conductor de tierra 2/0 AWG para transformador 34,5 kV	4,086	1,20	3,41	Cumple criterio <100 mΩ
13	Carcasa tablero reconectador 13,2 kV CP58F614574	9,110	1,60	5,69	Cumple criterio <100 mΩ
14	Conductor de tierra tablero reconectador 13,2 kV CP58F614574	4,416	1,20	3,68	Cumple criterio <100 mΩ
15	Conductor de tierra DPS 34,5 kV transformador de potencia	3,035	1,20	2,53	Cumple criterio <100 mΩ

16	Conductor de tierra DPS entrada línea 34,5 kV	2,195	1,40	1,57	Cumple criterio <100 mΩ
17	Estructura torre 98 Línea Colegio-Esmeralda	-	0,00	∞	Sin conexión con la puesta a tierra
18	Conductor de tierra placa concreto ACSR	32598,000	0,00	∞	Sin conexión con la puesta a tierra
19	Conductor de tierra tablero comunicaciones	3,348	0,90	3,72	Cumple criterio <100 mΩ
20	Carcasa tablero comunicaciones costado occidental	26,748	1,00	26,75	Cumple criterio <100 mΩ
21	Carcasa tablero comunicaciones costado oriental	36,711	1,00	36,71	Cumple criterio <100 mΩ

Nota. El criterio de aceptación (< 100 mΩ) se basa en el informe técnico de SEGELECTRICA (2020) y los estándares de seguridad para subestaciones de media tensión.

2.2.5.2 Mediciones de las tensiones de paso y contacto de la subestación. La seguridad del personal y de los usuarios que circulan por la subestación Cajones depende estrictamente del control de los gradientes de potencial durante una falla a tierra. Con base en el estudio de SPT de SEGELECTRICA (2020), se verificaron los niveles de tensión de paso y contacto, tomando como referencia obligatoria los umbrales de seguridad establecidos en la Tabla 3.12.1.a del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (Ministerio de Minas y Energía, 2024). Los resultados obtenidos confirman que la malla de tierra drena eficientemente las corrientes, manteniendo las tensiones por debajo de los límites de riesgo de electrocución para el ser humano.

Tabla 4*Resultados de tensiones de paso y contacto en la subestación Cajones*

N°	SITIO	DATOS DE CAMPO			EXTRAPOLACIÓN	
		Corriente [A]	Tensión de Paso [V]	Tensión de Contacto [V]	Corriente de falla 360 A	
				Tensión de Paso [V]	Tensión de Contacto [V]	
1	Tablero reconectador	120,00		22,000		66,000
2	34,5 kV CP58F6146398	102,40	5,400		18,984	
3	Tablero de	106,40		4,800		16,241
4	mediciones Enertolima 23826	87,20	1,400		5,780	
5	Tablero reconectador	216,00		16,000		26,667
6	13,2 kV CP58F614574	215,20	1,800		3,011	
7	Conductor a tierra	202,40		6,400		11,383
8	TP 268	216,00	3,000		5,000	
9	Tablero oriental de	176,00		14,800		30,273
10	comunicaciones	216,80	3,800		6,310	

Nota. Datos extraídos del estudio de SPT presentado por SEGELECTRICA para Celsia Colombia (2020). Los valores se encuentran dentro de los márgenes de seguridad para un ser humano ante fallas en media tensión

2.2.6 Validación de la coordinación de aislamiento

La validación de la coordinación de aislamiento permitió identificar una discrepancia técnica entre la selección de los equipos de protección y las condiciones ambientales de la subestación. Se determinó que tanto los circuitos de la red como la subestación Cajones utilizan dispositivos de protección contra sobre tensiones (DPS) con una Máxima Tensión Continua de Operación (MCOV) de 10,2 kV. Al contrastar este valor con la altimetría de 3580 m.s.n.m. y los

criterios de la norma IEC 60071 (IEC, 2019), se evidencia que el nivel de protección es insuficiente. La baja densidad del aire a esta altitud reduce la distancia disruptiva, lo que exige niveles de aislamiento y tensiones de operación de los DPS mucho más rigurosos que los empleados a nivel del mar, requiriendo un MCOV mínimo de 12 kV para compensar la pérdida de rigidez dieléctrica.

Este dimensionamiento fuera de norma ha provocado un daño recurrente en los DPS instalados. Al operar bajo un estrés constante para el cual no fueron diseñados, estos dispositivos pierden su capacidad de mitigar eventos transitorios de manera efectiva. Además, se identificó una falta de selectividad entre las protecciones de la subestación y las de la red externa; esta ausencia de coordinación impide que las sobre tensiones sean atenuadas por etapas, dejando al transformador TF1 como el receptor final de los impulsos atmosféricos.

La consecuencia de este escenario es crítica: los DPS, al encontrarse deteriorados o fuera de servicio por su inadecuada selección, dejan el sistema sin una barrera efectiva contra rayos. En un entorno con la densidad de descargas de Cajones, donde se registra una Densidad de Descargas a Tierra (DDT) de entre 8,5 y 10 rayos/km²/año según los reportes de Keraunos y la metodología de la NTC 4552:2023, esta vulnerabilidad expone directamente la cuba y los devanados del transformador a sobre tensiones no atenuadas. Esta falta de protección técnica es un factor que explica la degradación progresiva del aislamiento y facilita que el transformador se quemara ante eventos que deberían ser drenados por el sistema de protección.

2.2.7 Pruebas de rutina post falla transformador TF1 (Serial 409282, 500kVA)

Tras el retiro del equipo de la subestación Cajones, se realizaron pruebas de laboratorio para diagnosticar el estado interno de los devanados y el fluido aislante. Los resultados obtenidos confirman el daño térmico y mecánico que llevó a que el transformador se quemara, invalidando cualquier posibilidad de reinsertión inmediata al sistema sin una reconstrucción mayor.

2.2.7.1 Resistencia de aislamiento. Esta prueba evalúa la integridad de las barreras dieléctricas entre los devanados y contra la cuba (tierra). Como se observa en la Tabla 5, el registro entre el devanado de baja tensión y tierra resultó en un valor nulo.

Tabla 5

Resultados de la prueba de resistencia de aislamiento

PUNTOS DE PRUEBA	VALOR DE PRUEBA [$G\Omega$]	RESULTADO
AT Vs BT	6,6	CONFORME
AT Vs Gnd	7,6	CONFORME
BT Vs Gnd	0,00	No Conforme

Nota. El valor de 0,00 $G\Omega$ indica un cortocircuito entre el devanado de baja tensión y la estructura metálica (cuba) del transformador.

El hallazgo de una resistencia inexistente de 0 $G\Omega$ entre BT y Tierra es una evidencia de la pérdida total de aislamiento. Esta falla crítica es consistente con un evento donde el transformador se quema internamente, probablemente debido a la degradación térmica acelerada y los esfuerzos mecánicos previamente analizados.

2.2.7.2 *Relación de transformación.* La prueba busca identificar cortocircuitos entre espiras o circuitos abiertos en las bobinas. Los resultados en la Tabla 6 muestran una asimetría severa.

Tabla 6

Prueba de relación de transformación

TAP	FASE U	FASE V	FASE W
1	66,059	45,684	---
2	65,200	44,545	---
3	64,489	43,451	---
4	64,038	42,351	---
5	63,409	41,266	---
RESULTADO	FUERA DE RANGO	CONFORME	FUERA DE RANGO

Nota. La ausencia de lectura en la Fase W impide la operación del equipo.

Al analizar la Fase U, el registro de una resistencia de $67,26 \Omega$ —que prácticamente duplica a las fases sanas — junto con una relación de transformación dispar de 66,059, indica que el devanado perdió su geometría original. Esta situación es aún más crítica en la Fase W, donde la falta de lectura en el TTR delata un circuito abierto por la ruptura física del conductor. Estos hallazgos son el reflejo eléctrico del desplazamiento axial y la fractura de las cuñas de sujeción que se evidenciaron al abrir el equipo en la planta de GVR. En conclusión, el martilleo constante de los cortocircuitos externos, agravado por la operación del esquema de recierre (ANSI 79), terminó por destrozar la estructura interna de las bobinas hasta dejar al transformador totalmente inservible.

2.2.7.3 *Resistencia de devanados.* Esta medición detecta conexiones flojas o hilos rotos en las bobinas los datos de la Tabla 7 corroboran los daños de las fases críticas

Tabla 7*Prueba de resistencia de devanados*

DEVANADO	TAP	RESISTENCIA (Ω)	RESULTADO
FASE U (AT)	1	67,26	FUERA DE RANGO
FASE V (AT)	1	33,97	CONFORME
FASE W (AT)	1	33,30	CONFORME
FASE X (BT)	n/a	1,103	CONFORME
FASE Y (BT)	n/a	1,113	CONFORME
FASE Z (BT)	n/a	0,05378	FUERA DE RANGO

Nota. Los valores fuera de rango en las fases U y Z evidencian la ruptura de la continuidad esperada en un equipo sano.

2.2.7.4 *Prueba al aceite dieléctrico.* Finalmente, el estado del fluido refrigerante refleja la severidad del evento térmico. Como se detalla en Tabla 8 , el aceite ha perdido su capacidad de protección.

Tabla 8*Análisis físico-químico del aceite dieléctrico post falla*

Prueba	Resultado	Observación Técnica
Rigidez dieléctrica	21 kV	Valor crítico (Bajo)
Colorimetría (Índice de Meyers)	Grado elevado	Aceite carbonizado / Degradado

Nota. Según la norma aplicable, un valor de 21 kV es insuficiente para un transformador de 34.5 kV.

El estado precario del aceite, caracterizado por una rigidez dieléctrica de apenas 21 kV – un valor crítico frente al mínimo de 30 kV que exige la norma para equipos de 34,5 kV - y una coloración oscura, indica que el fluido fue sometido a temperaturas extremas durante la falla. Esta pérdida de propiedad aislante, sumada a la presencia de partículas de carbono sugiere que el

arco eléctrico interno degradó químicamente el aceite, eliminando sus propiedades aislantes como se aprecia en la Figura 2.

Figura 2

Inspección interna (desencube) del transformador TF1 en planta GVR



Nota. Evidencia fotográfica del proceso de diagnóstico donde se observan rastros de carbonización y daños mecánicos.

3. Determinación de la causa raíz

En este capítulo se analizan de manera integral los factores críticos que incidieron en las fallas recurrentes de la subestación Cajones – Ángulo E. El objetivo es desglosar las variables

ambientales, técnicas y operativas para identificar el origen de la pérdida de integridad de los activos.

3.1 Formulación del problema

Tras el análisis de los registros de operación y las pruebas de laboratorio, se establecen tres factores determinantes que vulneraron la integridad del transformador de potencia:

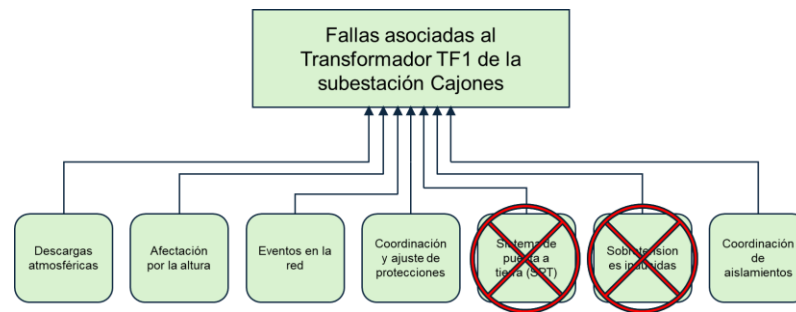
- Deficiencia en el diseño por altimetría: El equipo operaba en condiciones extremas de baja densidad de aire para las cuales no fue fabricado.
- Inadecuada coordinación de aislamiento: Los dispositivos de protección (DPS) no eran aptos para la altitud de la zona, dejando al equipo expuesto a sobre tensiones.
- Incertidumbre en las protecciones: El uso de fusibles con calibres inadecuados y la habilitación de funciones de recierre (ANSI 79) incrementaron el estrés mecánico en los devanados.

3.2 Árbol de fallas

Se aplicó la metodología del Árbol de Fallas para evaluar las hipótesis iniciales. Este proceso permitió descartar aquellas causas que, tras la verificación en campo, no resultaron determinantes (como el sistema de puesta a tierra, que cumplía con la norma).

Figura 3

Árbol de fallas para el transformador TF1 en la subestación Cajones



Nota. Análisis a partir de eventos y pruebas de campo.

Al depurar el árbol de fallas, la investigación se centra en los problemas raíz que presentan una correlación directa con el transformador quemado: la vulnerabilidad ante descargas atmosféricas por falta de coordinación de aislamiento, el impacto térmico-dieléctrico de la altura y la falencia operativa en la selección de protecciones.

4. Plan de Acción

Con base en las causas raíz identificadas, se propone un plan de acción técnico y operativo diseñado para mitigar la recurrencia de las fallas y asegurar la continuidad del servicio en la subestación.

4.1 Optimización de la coordinación de aislamiento

Para fortalecer la cadena de aislamiento, se requiere un diseño que considere la altitud real de 3580 m.s.n.m. Es imperativo actualizar los DPS por unidades con un MCOV de 12 kV – ajustado para compensar la baja densidad del aire - y asegurar la selectividad con las redes adyacentes. Este diseño debe garantizar que cualquier sobretensión atmosférica sea drenada antes de alcanzar los terminales del transformador.

4.2 Requerimientos Técnicos por Altimetría

Se establece que cualquier requerimiento técnico para nuevos activos en la subestación Cajones debe fundamentarse en los factores de corrección de la norma IEEE C57.12.00. Esto garantiza que el fortalecimiento estructural térmico propuesto no sea una medida asilada, sino una solución técnica alineada con estándares internacionales para alta montaña. Se establece como requisito técnico que cualquier activo (nuevo o reparado) para esta subestación cuente con un fortalecimiento estructural y térmico. Esto implica un diseño de bobinas con mayor capacidad de disipación de calor y un sistema de aislamiento externo con distancias disruptivas corregidas para alta montaña, garantizando que el equipo no sufra envejecimiento acelerado por condiciones ambientales extremas.

4.3 Estrategia de gestión Operativa para Protecciones

Para resolver la incertidumbre en la selección de fusibles, se propone un esquema de Gestión Visual que reduzca el error humano bajo condiciones de presión operativa.

4.3.1 Implementación de código de colores en fusibles.

Para estandarizar la respuesta técnica del personal de campo y eliminar la incertidumbre en la reposición de activos, se diseñó la Tabla 9, la cual actúa como la base técnica del sistema de gestión visual. Como se observa, la selección de la protección se fundamenta en la potencia nominal del equipo (S_n) y su corriente de operación (I_n) en el nivel de 34,5 kV. La importancia de esta guía radica en la distinción entre el “Fusible sugerido” y el “Fusible máximo”: el primero garantiza la protección térmica óptima del devanado, mientras que el segundo define el límite superior para mantener la selectividad sin exponer al transformador a esfuerzos electrodinámicos innecesarios. Con esta herramienta, el operario ya no depende de su intuición bajo presión, sino de un criterio técnico que asegura que el fusible cumpla su función de sacrificio antes de que el daño alcance las bobinas.

Tabla 9

Guía técnica para la selección de fusibles

Sn[kVA]	Vn[kV]	In[A]	Fusible sugerido	Fusible máximo
150	34,5	2,5	3	4
300	34,5	5,0	7	8
500	34,5	8,4	11	13
850	34,5	14,2	18	21
1000	34,5	16,7	22	25
1500	34,5	25,1	33	38

Nota. Selección basada en la coordinación de curvas de carga y capacidad de cortocircuito para transformadores de distribución.

Como complemento a la guía técnica de selección, se propone la integración de una tarjeta de referencia rápida que incluya un sistema de codificación por colores (ver Figura 4). Esta herramienta visual permite al personal de campo identificar el fusible correcto de manera instantánea mediante bandas aplicadas sobre el porta fusible o el cuerpo del elemento de protección, minimizando el riesgo de una elección errónea bajo condiciones de estrés operativo.

Este método de gestión visual utiliza una lógica de lectura posicional para asegurar la precisión en el campo. La Banda 1 hace referencia al primer dígito del amperaje del fusible, mientras que la Banda 2 corresponde al segundo dígito. Por su parte, la Banda 3 es clave para la selectividad, ya que identifica el tipo de curva o clase del elemento (por ejemplo, Clase T para alta precisión).

Figura 4

Leyenda del código de colores para la identificación de amperaje en fusibles

Color	Banda 1 (Decena)	Banda 2 (Unidad)	Banda 3 (Tipo de fusible)	
Negro	0	0	Dorado	K
Café	1	1	Fucsia	T
Rojo	2	2	Aguamarina	H
Naranja	3	3		
Amarillo	4	4		
Verde	5	5		
Azul	6	6		
Violeta	7	7		
Gris	8	8		
Blanco	9	9		

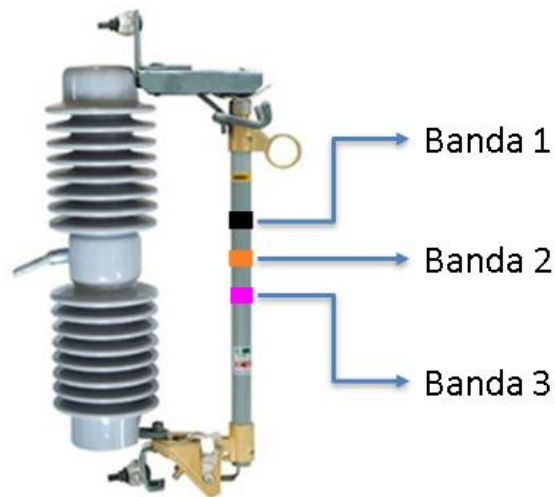
NOTA: Se lee desde el anillo hasta la base

Nota. Propuesta de estandarización visual para el personal técnico del norte del Tolima.

Para facilitar la implementación, se ha diseñado un ejemplo práctico basado en un transformador de 150kVA operando a una tensión nominal de 34,5 kV. Según la tabla de coordinación, este equipo requiere un fusible de 3A clase T. La aplicación del código de colores para este caso específico se ilustra en la Figura 5, donde la combinación de bandas guía al operario hacia la protección adecuada.

Figura 5

Ejemplo de aplicación del código de colores para un transformador



Nota. La configuración de tres bandas permite identificar el primer dígito, el segundo dígito del amperaje y el tipo de curva del fusible (Clase T).

En este ejemplo, la lectura de las bandas (0,3 y Clase T) asegura que el activo sea normalizado con un fusible de 3 Amperios de alta precisión. Este método de gestión visual no solo agiliza el restablecimiento del servicio, sino que garantiza que el transformador no quede expuesto a corrientes de falla superiores a su capacidad de diseño, evitando así que el equipo se queme por una respuesta tardía de la protección ante eventos externos.

5. Conclusiones

Tras el desarrollo de la presente investigación y el análisis técnico de los eventos ocurridos en la subestación Cajones – Ángulo E, se presentan las siguientes conclusiones:

- Se concluye que la causa raíz de las fallas recurrentes fue la omisión de los criterios de desclasificación por altura en el diseño y protección del transformador. Al proponer un plan de acción basado en la norma IEEE C57.12.00, se da cumplimiento al objetivo general de esta monografía, demostrando que la integración de la normativa técnica con la realidad geográfica es la única vía para garantizar la confiabilidad del sistema en entornos extremos.
- La operación del transformador a una altitud de 3580 m.s.n.m., excediendo en más de un 250% su límite de diseño original (1000 m.s.n.m.), resultó ser el factor condicionante de mayor peso. Bajo estas condiciones de baja densidad del aire, el activo sufrió un proceso de envejecimiento térmico acelerado y una reducción en su rigidez dieléctrica externa, lo que lo situó en un estado de vulnerabilidad permanente ante sobre tensiones que, en altitudes estándar, no habrían sido catastróficas.
- La coordinación de aislamiento actual se identificó como ineficaz para el entorno de alta actividad cerámica del norte del Tolima. El uso de DPS con un MCOV de 10,2 kV sin corrección por altura, sumado a la falta de selectividad con las redes adyacentes, permitió que las sobre tensiones atmosféricas impactaran directamente los devanados. Los 32 eventos registrados en el circuito durante el bienio 2019-2020 actuaron como un "martilleo"

electromecánico que derivó en el desplazamiento axial de las bobinas detectado en el desencube.

- Se confirmó que el factor operativo y el error humano incidieron directamente en la falla definitiva. La habilitación de la función de recierre automático (ANSI 79) en el transformador y la instalación de fusibles de mayor capacidad a la requerida anularon la activación de las protecciones. Esta brecha técnica impidió que las fallas fueran despejadas en los tiempos óptimos, exponiendo al transformador a corrientes de cortocircuito repetitivas que fracturaron las cuñas de sujeción interna.
- El plan de acción propuesto, que integra el fortalecimiento del diseño por altimetría y la implementación de un sistema de gestión visual mediante códigos de colores para fusibles, constituye una solución técnicamente viable y de bajo costo. Esta estrategia aborda la causa raíz operativa, garantizando que el personal de campo seleccione la protección adecuada incluso bajo condiciones de alta presión social y operativa, asegurando así la vida útil de los nuevos activos.

Referencias Bibliográficas

Cooper Power Systems. (2020). Manual de operación y mantenimiento: Reconectores trifásicos controlados por microprocesador.

GVR. (2020). Informe técnico de diagnóstico y desencube: Transformador Serial 409282. [Informe técnico no publicado].

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación [ICONTEC]. (2020). Código Eléctrico Colombiano (NTC 2050).

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación [ICONTEC]. (2023). Protección contra descargas eléctricas atmosféricas (NTC 4552).

International Electrotechnical Commission [IEC]. (2014). Low-voltage electrical installations - Part 4-442: Protection against voltage disturbances and electromagnetic disturbances (IEC 60364-4-442).

International Electrotechnical Commission [IEC]. (2019). Insulation co-ordination - Part 1: Definitions, principles and rules (IEC 60071-1).

IEEE. (2011). IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators (IEEE Std C57.91-2011).

IEEE. (2013). IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding (IEEE Std 80-2013).

IEEE. (2013). IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors (IEEE Std C57.152-2013).

IEEE. (2015). IEEE Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers (IEEE Std C57.12.00-2015).

Keraunos. (2020). Reporte histórico de descargas atmosféricas: Circuito 1 – Ángulo E (Periodo 2019-2020). <https://www.keraunos.co/>.

Resolución No. 40117 de 2024 [Ministerio de Minas y Energía]. Por la cual se expide el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Abril 02 de 2024.

SEGELECTRICA. (2025). Estudio de sistema de puesta a tierra y tensiones de paso y contacto: Subestación Cajones. [Reporte técnico preparado para Celsia Colombia].