

Propuesta de plan de mantenimiento basado en RCM (Mantenimiento basado en confiabilidad)
para los transformadores de potencia dispuestos en las subestaciones de la empresa ESSA.

Juan José Gómez Vega

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero Eléctrico

Magister en Dirección de Empresas MBA

Rolando Andrés Rincón Sanabria

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Ingeniería Eléctrica

Bucaramanga

Tabla de contenido

Introducción	7
1. Objetivo General	8
2. Objetivos Específicos	8
3. Marco Teórico	9
3.1. Marco Normativo	9
3.1.1. <i>Normativas Internacionales</i>	9
3.1.2. <i>Normativas Nacionales</i>	9
3.1.3. <i>Normativas Internas de ESSA</i>	10
3.2. Antecedentes	10
3.2.1. <i>Evolución del mantenimiento en sistemas eléctricos</i>	10
3.2.2. <i>Contexto en ESSA</i>	11
3.3. Mantenimiento Centrado de Confiabilidad (RCM).....	11
3.4. Indicadores Clave.....	14
3.4.1. <i>Intervalo P-F (Tiempo entre falla potencial y funcional)</i>	14
3.4.2. <i>Número de Prioridad de Riesgo (NPR)</i>	14
3.4.3. <i>MTBF (Mean Time Between Failures)</i>	15
3.4.4. <i>MTTR (Mean Time to Repair)</i>	15
3.5. Análisis modal de Fallos y Efectos (AMFE)	15
3.5.1. <i>Desglose y clasificación taxonómica por ítems funcionales</i>	16
3.5.2. <i>Selección de modos de falla</i>	16

PROPUESTA DE PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM	3
3.5.3. <i>Evaluación de consecuencias</i>	17
3.5.4. <i>Determinación de la criticidad en cada evento</i>	18
3.6. Criterios de atención del fallo.....	23
3.6.1. <i>Cambio de una vez (CDUV)</i>	23
3.6.2. <i>Correr bajo falla (CBF)</i>	24
3.6.3. <i>Evaluación de condición (EC)</i>	24
4. Metodología	25
4.1. Recolección de información.....	26
4.2. Análisis de Criticidad implícita en cada falla funcional	28
4.3. Implementación de la Metodología RCM	30
4.4. Validación y Ajuste del Plan de Mantenimiento.....	34
4.5. Resultados Esperados.....	35
5. Conclusiones.....	36
6. Recomendación	38
Referencias.....	39
Apéndices	41

Lista de Tablas

Tabla 1. Matriz para la evaluación de consecuencias presentes en cada falla.	17
Tabla 2. Escala de detección alineada con ASQ (American Society for Quality).	19
Tabla 3. Criterio de visibilidad para la caracterización de fallas.	20
Tabla 4. Escala de Ocurrencia alineada con ASQ (American Society for Quality).	20
Tabla 5. Escala de Severidad alineada con ASQ (American Society for Quality).	21
Tabla 6. Clasificación del nivel de riesgo de efectos de falla.	23

Resumen

Título: Propuesta de plan de mantenimiento basado en RCM para los transformadores de potencia dispuestos en las subestaciones de la empresa ESSA.

Autor: Juan José Gómez Vega

Palabras Clave: mantenimiento optimizado, transformadores de potencia, RCM, AMFE, política de atención de fallas, mantenimiento preventivo, mantenimiento predictivo, confiabilidad operativa, suministro eléctrico.

Descripción:

Este proyecto plantea una propuesta de plan de mantenimiento optimizado para los transformadores de potencia en las subestaciones de ESSA, basado en la metodología RCM (Mantenimiento Basado en Confiabilidad) y usando la herramienta AMFE (Análisis de Modos Fallas y Efectos). A través de la recolección y análisis de datos históricos de fallas, se estableció un histórico actualizable, permitiendo identificar tendencias y optimizar la programación de mantenimiento.

Como resultado, se diseñó una Política de Atención de Fallas, alineada con normativas como la SAE JA1011 y JA1012, que establece criterios para la gestión de eventos críticos, priorizando acciones correctivas según la criticidad de cada falla. Además, se implementaron hojas de ruta para mantenimiento preventivo y predictivo, listas de chequeo y un enfoque estructurado para la sustitución y restauración programada de componentes clave, incluyendo la regeneración de aceite dieléctrico.

La validación del proyecto mostró una mejora significativa en la gestión del mantenimiento, optimizando recursos y reduciendo fallas inhabilitantes. Esta implementación representa un avance en la confiabilidad operativa de los transformadores, asegurando una mayor eficiencia en la planificación de las intervenciones y garantizando la continuidad del suministro eléctrico.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Rolando Andrés Rincón Sarabia. Magister en Gestión de Proyectos. Codirector: Óscar Arnulfo Quiroga Quiroga. Doctor en Tecnología

Abstract

Title: Proposal for an RCM-based maintenance plan for power transformers located in ESSA substations.

Author: Juan José Gómez Vega

Key words: optimized maintenance, power transformers, RCM, FMEA, fault response policy, preventive maintenance, predictive maintenance, operational reliability, electricity supply.

Description:

This project proposes an optimized maintenance plan for power transformers in ESSA substations, based on the RCM (Reliability-Centered Maintenance) methodology and using the FMEA (Failure Mode and Effects Analysis) tool.

Through the collection and analysis of historical failure data, an updatable history was established, allowing trends to be identified and maintenance scheduling to be optimized. Through the collection and analysis of historical failure data, an updatable history was established, allowing trends to be identified and maintenance scheduling to be optimized.

As a result, a Failure Response Policy was designed, aligned with standards such as SAE JA1011 and JA1012, which establishes criteria for the management of critical events, prioritizing corrective actions according to the criticality of each failure. In addition, roadmaps for preventive and predictive maintenance, checklists, and a structured approach to the scheduled replacement and restoration of key components, including dielectric oil regeneration, were implemented.

Project validation showed a significant improvement in maintenance management, optimizing resources and reducing disabling failures. This implementation represents an advance in the operational reliability of transformers, ensuring greater efficiency in intervention planning and guaranteeing the continuity of the electricity supply.

* Degree Work

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Rolando Andrés Rincón Sarabia. Magister en Gestión de Proyectos. Codirector: Óscar Arnulfo Quiroga Quiroga. Doctor en Tecnología

Introducción

En el contexto actual de la industria eléctrica, los transformadores de potencia representan un componente esencial en la transmisión y distribución de energía. Estos activos, fundamentales para la operación continua de las redes eléctricas, están expuestos a diversos factores que pueden afectar su vida útil y rendimiento. Una falla en uno de estos transformadores no solo puede provocar interrupciones en el suministro de energía, sino también generar costos significativos para las empresas que dependen de ellos, así como penalizaciones asociadas a la pérdida de servicio a clientes críticos.

La optimización del plan de mantenimiento para los transformadores de potencia es una necesidad apremiante en compañías como ESSA (Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.), donde es crucial garantizar la continuidad del servicio eléctrico, particularmente en subestaciones que abastecen a clientes estratégicos. En este contexto, el presente proyecto tiene como objetivo el diseño de un plan de mantenimiento basado en la metodología RCM, la cual permite priorizar los modos de falla más críticos, asegurando la máxima eficiencia operativa.

Para llevar a cabo este plan de mantenimiento, es necesario realizar un levantamiento de datos en el que se identifiquen las condiciones ambientales de polución, humedad y temperatura a las cuales están expuestos los transformadores de 115 kV, con potencias entre 40-30 MVA, que son el foco principal de este estudio. Este análisis será desarrollado realizando un desglose por subunidades operativas, usando la norma ISO 14224, para identificar los diferentes modos de falla a los cuales están expuestos, los componentes mantenibles o reparables de un transformador de potencia. La utilización de esta norma adaptada a los transformadores de potencia permite identificar de manera sistemática las fallas funcionales y los modos de falla de cada componente, con el fin de establecer unos rangos de riesgo al cual

se expondría el activo en caso de presentarse una o varias de las fallas funcionales descritas por el AMFE y así de acuerdo con este criterio determinar un plan de mantenimiento preventivo y predictivo que mitigue los riesgos operativos y económicos asociados a una falla inhabilitante.

1. Objetivo General

Diseñar un plan de mantenimiento basado en RCM (Mantenimiento basado en confiabilidad) para los transformadores de potencia dispuestos en las subestaciones de la empresa ESSA.

2. Objetivos Específicos

- Realizar levantamiento de datos de placa, parámetros y entorno operacional de los transformadores con relación de transformación de 115/34.5 kV y potencia nominal entre 30 y 40 MVA, en las subestaciones de ESSA dentro del área metropolitana de Bucaramanga, con el fin de identificar las condiciones operativas y sobrecargas, las cuales podrían afectar su funcionamiento y vida útil.
- Desarrollar la herramienta AMFE (Análisis de Modos Fallas y Efectos) para esta familia de transformadores, desglosando el activo en subunidades operativas según la norma ISO 14224, con el objetivo de identificar la criticidad presente en cada modo de falla descrito, además de sus respectivas causas, efectos y medios de solución.
- Elaborar un plan de mantenimiento basado en la metodología RCM, que implemente hojas de ruta, las cuales se apoyen del AMFE, los mantenimientos periódicos y el entorno operacional; usando las pruebas de carácter predictivo, preventivo y/o paradas de planta, para estimar y priorizar las fallas funcionales que afecten la integridad del activo, usando los rangos de riesgo establecidos en la ASQ, con el fin de mejorar la

fiabilidad operativa y preservar el activo de daños inhabilitantes con alto costo de reparación o pérdida total.

3. Marco Teórico

La importancia de la optimización del mantenimiento basado en confiabilidad y su impacto en la eficiencia operativa de los transformadores de 115/34,5 kV que conectan STN con el STR en las subestaciones bajo la administración de la ESSA, se ha convertido en tema de investigación y avance para la empresa por ello la importancia de nuestro proyecto.

3.1. Marco Normativo

El proyecto se enmarca en normativas internacionales, nacionales y políticas internas de ESSA para garantizar un mantenimiento eficiente y confiable de los transformadores.

3.1.1. Normativas Internacionales.

- **SAE JA1011 y JA1012:** Fundamentan la implementación del **RCM**, además sirven como guía para programar y ejecutar las actividades de búsqueda de fallas, evaluación de condición, restauración y cambio de ítems; realizadas dentro de los mantenimientos preventivos, predictivos y correctivos.
- **ISO 14224:** Define el lenguaje para la recolección y análisis de datos de confiabilidad en el mantenimiento, clave para la creación del análisis AMFE.

3.1.2. Normativas Nacionales.

- **CREG 015 de 2018:** Regula el tiempo máximo de indisponibilidad de todos los activos dispuestos en las subestaciones y las penalizaciones, además fundamenta la remuneración económica otorgada al operador de red por el tiempo en operación de cada activo

- **RETIE:** Regula el diseño, la intervención y la seguridad de todas las instalaciones eléctricas en Colombia.

3.1.3. Normativas Internas de ESSA.

Manual de Mantenimiento de Subestaciones Este manual aplica desde la planeación, la ejecución, la supervisión y el control del mantenimiento preventivo y correctivo a realizar en los diferentes equipos que comprenden la subestación de ESSA.

Desarrollo de una **Política de Administración de Fallas**, alineada con la **ASEJ 1011**, para crear un manual que fundamente la atención ante fallas y optimice la gestión del mantenimiento de los transformadores seleccionados basándola en la confiabilidad; asegurando que el activo solo sea intervenido dentro del intervalo P-F descrito y de acuerdo con los parámetros descritos en las tareas propuestas.

Este marco normativo garantiza que el proyecto cumpla con los estándares técnicos y regulatorios, optimizando costos, asegurando la confiabilidad de los transformadores y cumpliendo con las exigencias de la CREG y el RETIE.

3.2. Antecedentes

3.2.1. Evolución del mantenimiento en sistemas eléctricos.

Históricamente, las estrategias de mantenimiento han evolucionado desde enfoques correctivos y/o preventivos hacia métodos más avanzados, como el mantenimiento preventivo y predictivo. En particular, el mantenimiento basado en confiabilidad (RCM) ha demostrado ser efectivo para mejorar la disponibilidad de equipos críticos. Para la ESSA, los transformadores seleccionados juegan un rol esencial en la continuidad del servicio eléctrico, lo que subraya la importancia de contar con un plan optimizado de mantenimiento que se retroalimente de los históricos de fallas y ayude a los administradores del activo a programar las actividades de

cambio y restauración de la mejor manera, para que los fallos que se presenten no desencadenen algún otro con mayor criticidad.

3.2.2. Contexto en ESSA.

Existen subestaciones que son críticas para la ESSA, porque atienden a clientes estratégicos, incluyendo hospitales e industrias, cuya interrupción en el suministro eléctrico puede generar altos costos por penalización de acuerdo con la CREG 015 y consecuencias operativas graves. Actualmente, la gestión del mantenimiento de la familia de transformadores seleccionada para nuestro proyecto enfrenta retos relacionados con fallas no previstas y altos costos de mantenimiento correctivo, al permitir que en muchas ocasiones se dañen activos por falta de atención a las pruebas de aceite o por fallas en la detección y reporte de las fallas, para el proyecto fue necesario desarrollar una política de atención de fallas la cual implemente lo descrito por la ASEJ 1011 y con ella describir un método para que el administrador del activo pueda programar las actividades ya sean de cambio o restauración de acuerdo con la criticidad del evento y disponibilidad del equipo; evitando fallos totales que afecten la confiabilidad del servicio.

3.3. Mantenimiento Centrado de Confiabilidad (RCM)

El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) es una metodología aplicable a los sistemas de transmisión de energía eléctrica, que permite mantener activos críticos, como los transformadores que conectan la frontera entre el STN y STR en las subestaciones bajo la administración de ESSA, las cuales deben operar de manera eficiente asegurando el suministro de energía entre diferentes nodos del sistema eléctrico. El RCM ayuda a determinar las acciones necesarias para asegurar que estos activos sigan en funcionamiento, cumpliendo con los requisitos fundamentales del sistema de potencia, que son la continuidad, calidad, seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico.

En el marco del ciclo PHVA (Planear, Hacer, Verificar, Actuar), la planificación es clave para generar las actividades de mantenimiento que garantizan la confiabilidad del servicio. Considerando que el ciclo de vida de estos transformadores según la CREG 015 es de 35 años, muchos de sus componentes pueden perder sus propiedades físicas y químicas con el tiempo, lo que representa un desafío para los planificadores, quienes deben usar la política de administración del fallo e intervenir los eventos antes del fallo. Esto incluye mejorar en el análisis y reporte de las fallas para implementar estrategias que optimicen la atención de los activos.

La planificación de mantenimiento debe estar alineada con las regulaciones nacionales, como las de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), asegurando que no se sobrepase el plazo máximo de indisponibilidad del activo el cual es 65h anuales. Por ello, el planificador tiene la responsabilidad de proponer qué activos deben ser incluidos en los planes de inversión para cambio o restauración, además de programar la intervención del activo de acuerdo con su condición, costo de reparación y tiempo en servicio, también se encargará del inventario y suministro de repuestos y herramientas. Por último, es responsable de gestionar los permisos necesarios ante centro de control de la empresa, e incluirlo en el plan semestral de mantenimiento para su ejecución, en caso donde se considere una emergencia deberá ser reportada y ejecutada fuera de él plan semestral de mantenimiento, coordinando las suplencias necesarias para la intervención con centro de control.

Dentro del ciclo PHVA de mejora continua, se considera una buena práctica realizar reuniones semanales para socializar la programación de los próximos mantenimientos y analizar el avance de las fallas reportadas. Las áreas de confiabilidad, ejecución y planificación deben reunirse periódicamente para evaluar la efectividad de las acciones de mantenimiento implementadas, analizando reportes de eventos, estado de las partes activas del transformador

y hallazgos en inspecciones preventivas o correctivas. El objetivo es identificar mejoras para evitar fallas futuras en los activos.

Anualmente, se deben planificar los materiales necesarios para el equipo revisando los inventarios, considerando tanto los proyectos de reposición como los mantenimientos correctivos. Todos los responsables del ciclo PHVA deben tener acceso a la información técnica de los activos, incluyendo:

- Especificaciones técnicas de los transformadores.
- Información de suplencias.
- Historial de fallas.
- Condición de las fallas.
- Condición del aceite.
- Registros fotográficos y de inspección en fallas visible.

Este enfoque integral asegura que el mantenimiento se gestione de manera eficiente, optimizando los recursos disponibles y garantizando la continuidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

Para ello, cualquier proceso RCM asegurará que todas estas preguntas sean respondidas satisfactoriamente y en la secuencia mostrada como sigue a continuación:

- a) ¿Cuáles son las funciones y normas asociadas deseadas de desempeño del recurso en su contexto de operación actual (funciones)?
- b) ¿En cuáles modos puede fallar el cumplimiento de sus funciones (fallos funcionales)?
- c) ¿Qué causa cualquier fallo funcional (modos de fallo)?
- d) ¿Qué sucede cuando ocurre cada fallo (efectos del fallo)?
- e) ¿En cuál modo ocurre cada fallo (consecuencias del fallo)?

- f) ¿Que se haría para pronosticar o prevenir cada fallo (tareas proactivas e intervalos de tarea)?
- g) ¿Qué se haría si una tarea proactiva apropiada no pudiera encontrarse (acciones implícitas)?

Para responder “satisfactoriamente” cada una de las preguntas previas se recogió la información a través de la herramienta AMFE, la cual descompone el equipo por subunidades constructivas describiendo sus funciones, modos de fallas, efectos y consecuencias, para usarlo al tomar decisiones, con respecto a la atención de las fallas. Con el poder ejecutar la política de atención de fallas.

3.4. Indicadores Clave

Para apoyar el análisis AMFE y establecer un programa de mantenimiento eficaz, se emplearán indicadores clave que permiten evaluar el estado de los transformadores y optimizar los tiempos de respuesta ante fallas, estos indicadores se exponen a detalle en la Política de atención de fallas expuesta en anexos.

3.4.1. Intervalo P-F (Tiempo entre falla potencial y funcional).

La Curva P-F (Potential Failure Curve) es una herramienta fundamental del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) que permite visualizar la evolución de una falla a lo largo del tiempo.

3.4.2. Número de Prioridad de Riesgo (NPR).

El Número de Prioridad de Riesgo (NPR) es un indicador clave en el Análisis de Modos y Efectos de Fallas (AMFE) que permite cuantificar y priorizar los riesgos asociados a posibles fallas en los transformadores de media tensión.

El NPR se obtiene mediante la multiplicación de tres factores:

$$\text{NPR} = \text{Severidad} \times \text{Ocurrencia} \times \text{Detección}$$

- **Severidad (S):** Evalúa el impacto que tendría la falla en la operación del sistema.
- **Ocurrencia (O):** Estima la probabilidad de que la falla ocurra.
- **Detección (D):** Indica la capacidad de identificar la falla antes de que cause un problema mayor.

3.4.3. MTBF (Mean Time Between Failures).

El MTBF mide el tiempo promedio entre fallas de un transformador o sus componentes críticos, indicando la confiabilidad del equipo. Este valor es esencial para identificar tendencias y definir intervalos de mantenimiento preventivo que reduzcan la probabilidad de fallas inesperadas.

3.4.4. MTTR (Mean Time to Repair).

El MTTR calcula el tiempo promedio necesario para reparar un transformador tras una falla. Este indicador ayuda a optimizar los procesos de reparación, garantizando que los tiempos de inactividad se reduzcan al mínimo y se mejore la disponibilidad del equipo.

3.5. Análisis modal de Fallos y Efectos (AMFE)

Es una herramienta fundamental dentro de la metodología RCM que permite evaluar sistemáticamente los componentes críticos de los transformadores. Este análisis tiene como objetivo identificar y clasificar, las posibles fallas y modos de falla que pueden afectar a cada ítem funcional del activo, junto con sus causas y consecuencias; con el fin de establecer estrategias de mantenimiento eficaces, las cuales se fundamenten de una estadística, que establezca tendencias y exponga la criticidad del evento; de acuerdo con la funcionalidad del ítem afectado, la visibilidad, la ocurrencia y la consecuencia que el evento represente; así ajustar la criticidad de cada falla y determinar un criterio para su atención que ayude al

administrador a programar los mantenimientos. Entonces, para la creación del análisis AMFE expuesto como anexo, fue necesario llevar a cabo las siguientes fases.

3.5.1. Desglose y clasificación taxonómica por ítems funcionales.

Para ello, el transformador será desglosado en sus partes funcionales, llegando a un nivel 8 en taxonomía, identificando todas las fallas funcionales posibles de cada ítem identificado, siendo así se identificó un total de 19 ítems y entre los componentes críticos analizados se incluyen:

- **Bushings:** Encargados de conectar los devanados del transformador con la red eléctrica externa, siendo propensos a fallas por contaminación, sobrecalentamiento o degradación de los materiales aislantes.
- **Sistema de refrigeración forzada (ventiladores):** Responsable de mantener la temperatura adecuada del aceite dieléctrico y de los devanados; sus fallas pueden incluir obstrucciones, fugas o averías en los ventiladores y bombas.
- **Sistema de aislamiento dieléctrico:** Compuesto por el aceite dieléctrico (aislante líquido) y el aislante sólido (papel). Es susceptible a contaminantes, sobrecalentamiento y envejecimiento natural, lo que podría derivar en fallas graves como descargas eléctricas internas.

3.5.2. Selección de modos de falla.

Es necesaria la identificación y selección de los modos de falla, para ello se usará la normativa ISO 14224, con el fin de agrupar las fallas con su modo de falla implícito y nombrarlo con el idioma unificado que ofrece la norma; además codificar cada ítem y fallo posible en el activo, el cual permita crear una estadística de fallas, que registre la frecuencia de cada fallo de acuerdo con los históricos de la empresa y se retroalimente cada vez que se presente un nuevo evento.

3.5.3. Evaluación de consecuencias.

Es necesario evaluar las consecuencias de cada evento y sus afectaciones en Seguridad, Medioambiente, Producción y Costo de mantenimiento, para ello se usó la siguiente escala, sugerida por la ISO 14224.

Tabla 1.

Matriz para la evaluación de consecuencias presentes en cada falla.

	Nivel	Seguridad	Medioambiente	Producción	Costo de Mantenimiento
Consecuencias	4	Pérdida de vidas, sistemas críticos inoperables	Contaminación mayor	Interrupción extendida	Muy alto costo de mantenimiento
	3	Lesión grave, potencial pérdida de funciones	Contaminación significativa	Interrupción sobre límite aceptable	Costo de mantenimiento sobre nivel normal aceptable
	2	Lesiones leves, efecto limitado en funciones	Contaminación	Interrupción debajo de límite aceptable	Costo de mantenimiento en nivel normal aceptable
	1	Lesiones que no requieren tratamiento médico	Ninguna contaminación	Interrupción menor	Bajo costo de mantenimiento

Nota: Datos extraídos de *Petroleum, petrochemical and natural gas industries – Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment (ISO 14224:2016)*, International Organization for Standardization.

Para la implementación de una política de gestión de fallas, las fallas serán clasificadas en cuatro niveles de acuerdo con sus consecuencias y el impacto en la operación y seguridad del activo. Esta clasificación permitirá priorizar las acciones de gestión y garantizar una respuesta adecuada a cada tipo de falla, de acuerdo con las componentes que afecte. Los niveles son definidos de la siguiente manera:

- **Nivel 1:** Fallas sin consecuencias. Estas no generan impacto en la operación, seguridad o integridad del activo, por lo que no requieren intervención inmediata y pueden ser monitoreadas hasta la próxima revisión programada.
- **Nivel 2:** Fallas con consecuencias aceptables. Estas permiten la operación bajo condiciones de falla, aunque pueden requerir monitoreo adicional para asegurar que no evolucionen hacia niveles de mayor criticidad.
- **Nivel 3:** Fallas con consecuencias críticas. En este nivel, la falla afecta significativamente la operación o el desempeño del activo, requiriendo una evaluación de condición para determinar las acciones necesarias de mitigación o reparación.
- **Nivel 4:** Fallas que comprometen la integridad del activo. Estas fallas representan un riesgo severo para la continuidad operativa o la seguridad, haciendo obligatoria la intervención inmediata, ya sea por parte del equipo de mantenimiento o, en caso de daños mayores, de la aseguradora del activo.

En la política de atención de fallas se usará esta evaluación para la determinación del intervalo P-F, mediante la separación de las fallas por su consecuencia y magnitud.

3.5.4. Determinación de la criticidad en cada evento.

Se determinaran las causas de las fallas y con ayuda de los técnicos evaluar las consecuencias de cada falla, esto dará un valor numérico al evento en términos de severidad, además se necesita conocer los posibles métodos de detección y así saber que tan visible es el evento, lo mencionado tiene como fin analizar las fallas a profundidad para poder clasificarlas adecuadamente y determinar la criticidad que le corresponde expuesta mediante el NPR; por ello para calcularlo se usan la siguientes escalas para la valoración de las componentes de Detección, Severidad y Ocurrencia, implícitas en cada evento.

Tabla 2.

Escala de detección alineada con ASQ (American Society for Quality).

Deteccion			
ASQ (American Society for Quality)			
Clasificación	Probabilidad de detección	Oportunidad de detección	Criterio: Probabilidad de detección por control de procesos
10	Casi Imposible	Sin oportunidad de detección	No hay controles en el proceso capaz de detectar o prevenir la causa potencial de falla
9	Muy Remota	Es probable que no se detecte en ninguna etapa del proceso	Hay una probabilidad muy remota de que el control de proceso detecte o prevenga la causa potencial del modo de falla
8	Remota	Detección de problemas después del proceso	Hay una probabilidad remota de que el control de proceso detecte o prevenga la causa potencial del modo de falla
7	Muy Baja	Detección de problemas en la fuente	Hay una probabilidad muy baja de que el control de proceso detecte o prevenga la causa potencial del modo de falla
6	Baja	Detección de problemas después del proceso	Hay una probabilidad baja de que el control de proceso detecte o prevenga la causa potencial del modo de falla
5	Moderada	Detección de problemas en la fuente	Hay probabilidad moderada de que el control de proceso detecte o prevenga la causa potencial del modo de falla
4	Altamente Moderada	Detección de problemas después del proceso	Hay una probabilidad muy moderada de que el control de proceso detecte o prevenga la causa potencial del modo de falla
3	Moderada	Detección de problemas en la fuente	Hay una probabilidad moderada de que el control de proceso detecte o prevenga la causa potencial del modo de falla
2	Muy Alta	Detección de errores y/o prevención de problemas	Hay muy alta probabilidad de que el control de proceso detecte o prevenga la causa potencial del modo de falla

1	Casi Seguro	Proceso a prueba de errores	Es casi seguro que el control de proceso es capaz de detectar o prevenir la causa potencial del modo de falla
---	-------------	-----------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Nota. Datos extraídos de *¿Qué es el análisis modal de fallos y efectos (AMFE)?*, S.E. Team, Sphera

Tabla 3.

Criterio de visibilidad para la caracterización de fallas.

Visibilidad/Detección	Criterio
6 a 10	Oculto
1 a 5	Visible

Nota: Elaborada por el autor, se consideran de nivel 1 las fallas que son detectables a simple vista y de nivel 5 las que son detectables mediante pruebas realizadas en mantenimientos preventivos o predictivos.

Tabla 4.

Escala de Ocurrencia alineada con ASQ (American Society for Quality).

Ocurrencia				
ASQ (American Society for Quality)				
Clasificación	Ocurrencia	Descripción	Frecuencia	Cpk (índice de capacidad)
10	Muy Alta	La falla del proceso es casi inevitable	1 en 2	0.33
9			1 en 3	0.51
8	Alta	Procesos similares han presentado fallas	1 en 8	0.67
7			1 en 20	
6	Moderada	Muy pocas fallas ocasionales asociadas a procesos similares	1 en 80	0.83
5			1 en 400	1.00

4			1 en 2,000	1.17
3	Baja	Pocas fallas asociadas con procesos similares	1 en 15,000	1.33
2			1 en 150,000	1.50
1	Remota	Falla es improbable. Fallas nunca asociadas con procesos casi idénticos	< 1 en 1,500,000	> 1.67

Nota: Tomado de S.E. Team. (año). ¿Qué es el análisis modal de fallos y efectos (AMFE)?

Sphera.

En un plan de mantenimiento basado en la confiabilidad es importante conocer la frecuencia de falla por ítem funcional, por ello para justar la ocurrencia se hace indispensable registrar las fallas en una base de datos propia de la familia de transformadores que lleve un histórico, el cual registre con un idioma unificado mediante códigos numéricos la frecuencia con la que se presentan las fallas en el contexto de la empresa.

Tabla 5.

Escala de Severidad alineada con ASQ (American Society for Quality).

Severidad		
ASQ (American Society for Quality)		
Clasificación	Efecto	Criterio: Severidad de Efecto Definido (proceso)
10	Crítico Peligroso sin aviso	Puede poner en peligro al operador. Modo de fallas afectan la operación segura y/o involucra la no conformidad con regulaciones gubernamentales. La falla ocurrirá SIN AVISO.
9	Crítico Peligroso con aviso	Puede poner en peligro al operador. Modo de fallas afectan la operación segura y/o involucra la no conformidad con regulaciones gubernamentales. La falla ocurrirá CON AVISO.
8	Muy Alto	Interrupción mayor a la línea de producción. 100% del producto probablemente sea desechado. Ítem inoperable, pérdida de su función primaria. Cliente muy insatisfecho.

7	Alto	Interrupción menor a la línea de producción. Producto probablemente deba ser clasificado y una porción (menor al 100%) desechada. Ítem operable, pero a un nivel reducido de rendimiento. Cliente insatisfecho.
6	Moderado	Interrupción menor a la línea de producción. Una porción (menor al 100%) probablemente deba ser desechada (no clasificada). Ítem operable, pero algunos ítems de confort/conveniencias inoperables. Clientes experimentan incomodidad.
5	Bajo	Interrupción menor a la línea de producción. 100% del producto probablemente sea retrabajado. Ítem operable, pero algunos ítems de confort/conveniencias operables a un nivel reducido de rendimiento. Cliente experimenta alguna insatisfacción.
4	Muy Bajo	Interrupción menor a la línea de producción. El producto probablemente deba ser clasificado y una porción (menor al 100%) retrabajada. Defecto percibido por la mayoría de los clientes.
3	Pequeño	Interrupción menor a la línea de producción. Una porción (menor al 100%) del producto probablemente deba ser retrabajada en línea, pero fuera de la estación de trabajo. Defecto es percibido por concedores.
2	Muy Pequeño	Interrupción menor a la línea de producción. Una porción (menor al 100%) del producto probablemente deba ser retrabajada en la línea y en la estación de trabajo. Defecto es percibido solo por expertos.
1	Ninguno	Ningún efecto.

Nota: Tomado de S.E. Team. (año). *¿Qué es el análisis modal de fallos y efectos (AMFE)? Sphera.*

Con estas escalas es posible la cuantificación del riesgo implícito en una falla, se realizará de acuerdo con lo descrito en la normativa ISO 14224 la cual plantea la criticidad mediante el número NPR, que se obtendrá multiplicando las escalas de detección, ocurrencia y severidad otorgando un valor numérico que ayudará al administrador del activo a conocer el riesgo presente en el evento y determinar el intervalo P-F presente en cada evento. También se

dispondrá de una escala que cualifique la condición de acuerdo con la cantidad del número NPR, la cual dará visibilidad a la importancia de atención mediante la siguiente tabla.

Tabla 6.

Clasificación del nivel de riesgo de efectos de falla.

NPR	Riesgo
500-1000	Alto
125-499	Medio
1-124	Bajo
0	Nulo

Nota: Tomado de S.E. Team. (año). *¿Qué es el análisis modal de fallos y efectos (AMFE)? Sphera.*

3.6. Criterios de atención del fallo

Para consignar una tarea de atención de falla, es necesario determinar algunos criterios de atención, debido a que no siempre será posible atender todas las fallas de la manera más pronta posible; por esto para asignar las tareas atención es importante apoyarse de datos como el Intervalo F-P, tiempo medio de reparación (MTTR), programación del equipo de mantenimiento, pruebas diagnósticas de condición (pruebas eléctricas, pruebas de aceite), costo del mantenimiento, disponibilidad de suplencias para la intervención del activo sin interrumpir el suministro y la capacidad del equipo de mantenimiento para la corrección de la falla.

En interacción con el equipo de mantenimiento, se definieron los siguientes criterios clave para la atención de fallas.

3.6.1. Cambio de una vez (CDUV).

Se llevará a cabo cuando la falla o fallas que se presenten, tengan una afectación directa con la confiabilidad del suministro y/o el activo no pueda desempeñar sus funciones de forma segura sin la función de la parte en falla. Cabe aclarar que bajo este criterio no será

considerado el costo de mantenimiento, ni la disponibilidad del equipo de mantenimiento, debido a que será consignada como una emergencia que debe ser atendida de manera inmediata, debido a que afecta a la confiabilidad del servicio. Normalmente se implementará cuando se presenten fallas con consecuencias de nivel 3 o 4 en las componentes de seguridad y/o medioambiente, además estará sujeta a un mantenimiento preventivo el cual verifique las condiciones de las demás partes funcionales.

3.6.2. *Correr bajo falla (CBF).*

Este criterio se implementará cuando la falla tenga un Intervalo F-P amplio, garantizando que no se generen modos de falla secundarios que puedan comprometer la integridad del activo o la confiabilidad del suministro eléctrico. Al reportarse la falla, se deberá realizar un informe descriptivo sobre la condición y el estado del evento, ya sea visible u oculto. Este informe ayudará al administrador del activo a determinar el tiempo adecuado para la intervención, considerando:

- Actividades programadas.
- Tiempo medio de reparación (MTTR).
- Capacidad técnica del equipo para solucionar el evento

Será utilizado en fallas con consecuencias de nivel 2 o 3 en las componentes de seguridad y/o medioambiente, así como en casos donde el equipo de mantenimiento no pueda solucionar el problema y sea necesaria la intervención de una aseguradora, caso en el cual se aplicará el siguiente criterio.

3.6.3. *Evaluación de condición (EC).*

Este criterio se aplica en situaciones donde la falla tiene un Intervalo F-P reducido y el equipo de mantenimiento no cuenta con la capacidad técnica para resolverla. En estos casos, la

atención de la falla debe ser ejecutada por la aseguradora, el fabricante del activo o una empresa especializada.

La evaluación de condición será realizada por el administrador del activo (profesional 4), quien deberá analizar:

- El estado de la falla y la disponibilidad de suplencias para realizar una parada de planta y el retiro del equipo.
- El tiempo en operación del equipo y los costos regulatorios asociados a fallos prolongados.
- Historiales de pruebas eléctricas y de aceite para determinar la tasa de deterioro de la función operativa.

Con esta información, se tomará una decisión sobre cuál de los dos criterios anteriores (CDUV o CBF) será implementado.

4. Metodología

El proyecto se desarrolló bajo un enfoque cualitativo, cuantitativo y descriptivo, permitiendo un análisis integral del comportamiento de los transformadores de media tensión. Se llevó a cabo un registro sistemático del historial de fallas en una base de datos, lo que facilitó la identificación de tendencias y la determinación de la frecuencia de ocurrencia de cada evento dentro de la familia de transformadores seleccionada.

Con esta información, se evaluó la criticidad de cada falla aplicando escalas previamente definidas. Esto permitió la implementación de la metodología RCM (Mantenimiento Basado en Confiabilidad), complementada con el AMFE (Análisis de Modos y Efectos de Fallas), para desarrollar una política de atención de fallas que guíe a administradores y técnicos

en la ejecución de tareas de búsqueda de fallas, tareas por condición, tareas de restauración programada y tareas de cambio programado.

De esta manera, el plan de mantenimiento se estructuró y ejecutó mediante las siguientes etapas:

4.1. Recolección de información

En un plan de mantenimiento es de vital importancia basar la criticidad de los eventos con datos reales, para ello es importante conocer; los datos de funcionamiento del activo (parámetros de carga del transformador), su entorno operacional, la función específica de cada ítem, la causa de cada falla, el modo de falla implícito, la consecuencia de los eventos, posibles acciones de corrección, MTTR (Tiempo Medio de Reparación) y parámetros constructivos (datos de placa).

Por ello, se realizaron visitas acompañando al equipo técnico de mantenimiento en donde conocí la totalidad de subestaciones en las cuales funcionan los transformadores de la familia seleccionada, identificando la ubicación y el entorno operacional; especificando si se evidencian factores ambientales como contaminación, exceso de flora, poblaciones cercanas y especies de animales que dispongan de su nido dentro o cerca del activo.

Es importante destacar que los parámetros ambientales dentro de las subestaciones de la empresa son gestionados de manera efectiva en lo que respecta al control de flora. Además, en aquellas subestaciones con presencia de especies cercanas, se han implementado correctamente elementos anti-fauna para prevenir incidentes. Sin embargo, se identificó que muchas subestaciones se encuentran en terrenos áridos, donde la contaminación del aire es considerable, lo que puede afectar el desempeño de los equipos. Por esta razón, se recomienda mantener la limpieza regular de los instrumentos de patio, asegurando que se realice de acuerdo con la frecuencia de los mantenimientos preventivos y bajo condición, con el

fin de minimizar el impacto de la contaminación en las condiciones de ítems tipo Bushings o Cuba.

Las subestaciones visitadas fueron:

- Subestación Mesa del Sol
- Subestación Rio Frio
- Subestación Piedecuesta
- Subestación Florida
- Subestación Bucaramanga
- Subestación Conucos
- Subestación Real de Minas
- Subestación Palenque
- Subestación Principal
- Subestación Palos

En estas visitas se recolectaron los de datos de placa, se observa que la totalidad de transformadores de esta familia poseen datos de placa similares, teniendo en común el tipo de conexionado, cantidad de devanados, nivel de tensión, relación de transformación, número de taps del cambia tomas, potencias nominal y tipo de refrigeración; cambiando en el número de válvulas disponibles en la cuba del transformador, niveles de tensión de aislamiento e impedancia de los devanados; parámetros que varían de acuerdo con la marca y el año de producción del activo. Estas variaciones no alteran el funcionamiento, los sistemas de protección y control, o la cantidad de Ítems funcionales que posee. En anexos se exponen los datos de placa para las tres diferentes marcas de transformadores que tiene a disposición la ESSA.

Luego de identificar que los parámetros de diseño son similares en la totalidad de los transformadores, realice el reconocimiento de los Ítems funcionales hasta un nivel taxonómico

8 de acuerdo con lo descrito por la ISO 14224, así se desglosó en un total de 19 partes funcionales a las que se les definió su función operativa. Después mediante consultas a los técnicos y la revisión de informes de atención a los eventos de falla; se encontraron todas las fallas funcionales que puedan afectar cada ítem en conjunto con sus causas, efectos, medios de detección y consecuencias de acuerdo con la tabla 1.

Estos datos en conjunto fueron los encargados de crear la matriz de análisis AMFE, alineando los nombres de las fallas funcionales y los modos de fallas con los descritos por la ISO 14224. Al completar la herramienta AMFE, se creó una base de datos unificada siguiendo la codificación descrita, en la cual se registraron las fallas presentadas en los transformadores durante los últimos cinco años; para registrar futuras fallas se creó un documento de Excel con macros el cual permite al personal técnico registrar los eventos de manera sencilla, haciendo uso de la lista de chequeo para registrar las fallas y su estado directamente en campo, la cual deberá ser diligenciada de acuerdo con los lineamientos descritos en la política de atención de fallas creada para la empresa.

Además, dentro de las visitas realizadas se realizó el acompañamiento a maniobras de atención de algunas fallas como la 19.2. Fuga de aceite en los bujes por empaquetaduras deficientes, la cual se presentó en la Subestación Bucaramanga en un polo de la segunda bancada de transformación trifásica de 230/115 kV, en donde identifique el tiempo de reparación, la cantidad de personal necesaria y revise el estado de la falla, identificando si fue atendida en el tiempo adecuado; a lo cual determine que podría ajustarse mejor el tiempo de programación en la tarea de restauración, para evitar la corrosión en las partes contaminadas por la fuga.

4.2. Análisis de Criticidad implícita en cada falla funcional

Se usaron las escalas de las ASQ expuestas en las tablas 2, 4, 5 para dar valor a los campos de Ocurrencia, Severidad y Detección; con ellos poder calcular el número NPR el cual

será el valor numérico de criticidad implícita de cada evento, estableciendo así cuatro niveles de riesgo nulo, bajo, medio y alto, los cuales tendrán un color propuesto para ayudar a la alerta visual de acuerdo con el riesgo, para el administrador del activo, todo alineado con lo propuesto en la tabla 6.

Para aplicar la escala de ocurrencia, se utilizó la base de datos de fallas y mediante una hoja de Excel, se calculó la frecuencia histórica de cada falla. Posteriormente, esta frecuencia fue aproximada a los valores de la escala de la tabla 4 mediante una interpolación, determinando su clasificación dentro de la escala de ocurrencia.

Al determinar los valores de severidad y detección, se siguieron varios procesos. Inicialmente, con base en los criterios de las tablas 4 y 5, se estimó la severidad considerando los efectos descritos en el AMFE y las consecuencias de cada falla. Se priorizaron aquellas con mayor impacto en seguridad y medio ambiente, sin dejar de lado las afectaciones en producción y costos de mantenimiento.

Posteriormente, esta calificación fue revisada en una reunión con el equipo de mantenimiento, donde el personal técnico, basados en su experiencia y análisis profesional, evaluó y ajustó la severidad y capacidad de detección propia de cada evento. Esta revisión consideró tanto los informes previos como mi análisis de campo realizado, tras esta validación, se compartió los valores para calcular el NPR con los profesionales del equipo y el jefe, los cuales lo determinaron correcto. Además, en esta reunión se estableció también los parámetros de MTTR y cantidad de personal para la realización de la maniobra, datos que se expondrán al administrador del activo para tomar decisiones dentro de la política de atención de fallas, creada para la empresa.

De este modo, la criticidad de cada falla se expresa a través del Número de Prioridad de Riesgo (NPR). Gracias al programa desarrollado como histórico de fallas, es posible visualizar y actualizar este valor en tiempo real. Además, el NPR se encuentra registrado en las hojas de ruta, permitiendo a los técnicos en campo llevar un control adecuado y documentar las fallas

según los lineamientos de la Política de Atención de Fallas. Su inclusión en las hojas de ruta también facilita que los técnicos determinen el criterio de atención según la criticidad del evento, alertando al administrador en caso de que el riesgo requiera una intervención prioritaria.

4.3. Implementación de la Metodología RCM

Con base en el análisis AMFE y la caracterización de fallas realizada, se logró recopilar y estructurar la información de manera adecuada, permitiendo la creación de un histórico de fallas actualizable. Esto facilitó la identificación de tendencias y la corrección de deficiencias en la programación y atención de eventos.

Ante esta necesidad, se determinó la importancia de implementar la metodología RCM dentro del plan de mantenimiento, con el propósito de optimizar la gestión de fallas. Siguiendo las directrices establecidas por mi jefe y en alineación con las normas SAE JA1011 y SAE JA1012, se normatizó la descripción, caracterización y programación de atención a fallas, lo que llevó a la creación de la Política de Atención del Fallo expuesta en anexos, que fue ajustada específicamente al equipo de mantenimiento y a la familia de transformadores seleccionada. Esta política establece criterios claros para la gestión de eventos críticos, garantizando un enfoque estructurado y eficiente en la atención de fallas.

Para la creación de la Política de Atención del Fallo, fue fundamental definir un objetivo, misión y visión alineados con el plan de mantenimiento, asegurando la continuidad del suministro eléctrico y la correcta atención de fallas con base en la condición del ítem afectado, sin descuidar la periodicidad de los mantenimientos preventivos.

Si bien se mantiene la frecuencia de las inspecciones y actividades de mantenimiento, el enfoque se reorienta hacia la búsqueda, caracterización y programación de fallas, incorporando el análisis detallado de pruebas eléctricas y de aceite. Esto permite evaluar con

precisión la condición real de los 19 ítems críticos, optimizando recursos y reduciendo fallas imprevistas, lo que fortalece la confiabilidad operativa del sistema.

Para ello, se definieron las categorías de consecuencias del fallo mediante la matriz AMFE, alineándose con la normativa vigente. Las fallas fueron clasificadas según su visibilidad y su impacto en seguridad y medio ambiente, lo que permitió identificar aquellas de mayor criticidad y carácter oculto, facilitando su administración adecuada. Con este enfoque, se diseñó un método de análisis de pruebas de aceite que permite identificar tendencias y evaluar la condición de la parte activa del transformador. Esto se complementó con pruebas eléctricas, necesarias para verificar la operatividad del equipo ante una falla. En la empresa se ha identificado que muchas fallas se originan por manejo inadecuado y falta de seguimiento a estas pruebas, por lo que su correcta aplicación resulta fundamental. Para optimizar el registro y programación de atención a eventos, se establecieron los tres criterios de atención del fallo anteriormente expuestos. Estos criterios fueron estimados para cada falla con base en su intervalo P-F, NPR y las consecuencias del evento. Dicho intervalo deberá ajustarse según la condición del ítem, registrándose en el informe final de mantenimiento preventivo y en la base de datos de fallas, garantizando un seguimiento preciso de la evolución de cada evento.

Los lineamientos para el registro de fallas fueron determinados en la sección "Tareas de Búsqueda de Fallos", donde se implementó una hoja de ruta (descrita en los anexos) que facilita la identificación y documentación en campo. Esta herramienta proporciona a los técnicos valores clave como MTTR, intervalo P-F y criterio de atención de fallas, permitiendo al administrador programar el mantenimiento correctivo de manera eficiente, considerando la disponibilidad del personal y los recursos, y asegurando la intervención del activo antes de que ocurra la falla.

En la sección "Tareas por Condición", se fortaleció el seguimiento a las pruebas de aceite dieléctrico, utilizando como referencia la normativa aplicada por la empresa subcontratada por ESSA. Se adoptaron las escalas establecidas por el equipo de confiabilidad,

que clasifica el aceite en cuatro condiciones según la cantidad de gases disueltos presentes en la muestra. Para mejorar la evaluación y toma de decisiones, se incorporaron tablas adicionales, facilitando la identificación y confirmación del estado del transformador mediante pruebas eléctricas. Además, se especificó la necesidad de llevar un seguimiento continuo al histórico de aceites de cada transformador, lo que permite evaluar su estado a lo largo del tiempo. Para efectos de este proyecto, este seguimiento se realizará mediante la hoja de ruta de mantenimiento predictivo, en la cual un profesional podrá generar una regresión gráfica de los ocho gases muestreados en Excel, identificando tendencias de deterioro y alertando cuando los valores sobrepasen las condiciones 3 y 4, lo que indicaría la necesidad de tomar decisiones estratégicas en el mantenimiento.

Si se identifican anomalías en las tendencias, se podrá programar una regeneración de aceite o, a través de pruebas eléctricas, evaluar la vida útil remanente y posibles daños en la parte activa del transformador. No obstante, dado que el equipo de mantenimiento no cuenta con la capacitación para realizar reparaciones en devanados o aislamiento sólido, si las gráficas muestran un crecimiento acelerado de gases y las pruebas eléctricas confirman daños en las bobinas operables, pero con tendencia a falla, el administrador deberá ajustar el intervalo P-F y asegurar la disponibilidad de un reemplazo antes del fallo.

Para estandarizar los reportes, se desarrolló un ejemplo de registro de fallas, facilitando a los técnicos la documentación precisa de cada evento y asegurando que se incluya la información necesaria para la programación de mantenimientos correctivos.

En la sección "Tareas de Sustitución Programada", se identificaron las fallas cuya acción correctiva requiere la sustitución de un ítem funcional, como empaquetaduras y relés de protección. También se incluyeron las fallas que afectan el componente electromagnético del transformador, cuya condición compromete la operatividad del activo. En estos casos, la planificación de la sustitución es esencial para evitar fallas críticas y garantizar la disponibilidad del equipo en la red eléctrica. Para la programación de sustituciones, se estableció la regla

fundamental de no permitir que un ítem funcional llegue al fallo. Siguiendo lo descrito en la sección anterior, cuando un técnico identifique una falla que requiera reemplazo, deberá ajustar el intervalo P-F, describir el estado del componente y verificar la disponibilidad de unidades en bodega.

En casos específicos, como en dispositivos de protección clave que resguardan la integridad del transformador, tales como el relé de sobrepresión, relé Buchholz y Hansen, el técnico deberá seleccionar el criterio de cambio de una vez, notificando al administrador sobre la necesidad de programar una consignación de emergencia y gestionar el repuesto lo antes posible. Si además se detecta una falla en las bobinas o su aislamiento, se deberán realizar todas las pruebas eléctricas necesarias para verificar la seguridad operativa y evitar riesgos de explosión o fallas catastróficas.

Para ilustrar la correcta programación y ejecución de una restauración de aceite, se tomó como referencia el caso ocurrido en la Subestación Palenque, en el transformador T4. En esta situación, una mala planificación permitió que un punto caliente en los devanados acelerara el deterioro del aislamiento de papel, afectando la vida útil del transformador. Las pruebas eléctricas evidenciaron un aumento en el factor de potencia y la capacitancia, que si bien se encontraban dentro de los parámetros operables, indicaban que la intervención no se realizó en el momento óptimo. Este caso resalta la importancia de seleccionar adecuadamente el intervalo P-F, asegurando que la restauración y cambio de aceite se programen antes de que el deterioro afecte la confiabilidad del activo.

Finalmente, en las Tareas de Restauración Programada, se identificaron las fallas que requieren la recuperación de condiciones del transformador. Se estableció que el equipo de mantenimiento puede intervenir en la restauración de condiciones externas, bujes y aceite dieléctrico, mientras que la restauración del aislamiento sólido debe ser realizada por el fabricante o la aseguradora.

Dado que una correcta regeneración del aceite dieléctrico es fundamental para preservar las condiciones electromagnéticas, se establecieron criterios específicos basados en los parámetros recomendados en el manual de la máquina REGEN 2000 TEC 3C, el único equipo disponible para este proceso dentro del grupo de mantenimiento.

4.4. Validación y Ajuste del Plan de Mantenimiento

Para validar la implementación de la metodología RCM, se llevó a cabo una reunión con la totalidad de los profesionales del equipo de mantenimiento. Durante la presentación, se expuso la Política de Atención de Fallas, las hojas de ruta para mantenimiento preventivo y predictivo, la lista de chequeo y la base de datos de fallas.

Durante la sesión, los profesionales realizaron ajustes a la política de atención de fallas y destacaron la necesidad de implementar formalmente las hojas de ruta, considerando su utilidad para estandarizar la gestión del mantenimiento. Asimismo, calificaron como satisfactoria la integración del RCM en el plan de mantenimiento, resaltando la importancia de contar con una metodología que permita conocer con precisión el estado real del activo y de los ítems en falla.

Se señaló que, hasta el momento, no existía un ejemplo práctico de la implementación del RCM, lo que generaba intervenciones no siempre basadas en la condición real del equipo. Como resultado, en múltiples ocasiones se llegaba hasta el fallo total, obligando a realizar intervenciones de emergencia que prolongaban la indisponibilidad del suministro eléctrico. Con este proyecto, se espera mejorar la eficiencia del equipo de mantenimiento, asegurando que las intervenciones se realicen solo cuando sean necesarias y de acuerdo con la condición del activo, optimizando los recursos y reduciendo el impacto operativo.

4.5. Resultados Esperados

Con la aplicación de la metodología RCM y la implementación de la Política de Atención de Fallas, se espera alcanzar los siguientes resultados dentro del plan de mantenimiento de transformadores de media tensión en ESSA:

- Reducción de costos operativos mediante la implementación de un mantenimiento predictivo, enfocado en la búsqueda y caracterización de fallas. Además, se velará por asegurar la integridad del activo, asegurando que su operación espuria no represente riesgo a falla catastrófica y si las tendencias de deterioro indican que el activo se aproxima una falla inhabilitante, el administrador conocerá con anticipación el intervalo P-F para programar la compra de su repuesto.
- Mayor disponibilidad y confiabilidad de los transformadores, al establecer criterios claros para la atención de fallas, mejorando la programación de mantenimientos predictivos y correctivos, se evitarán fallas inesperadas que pongan en aprietos al equipo de mantenimientos por falta de repuestos.
- Cumplimiento normativo con la CREG y estándares internacionales, garantizando que los procedimientos de mantenimiento y atención de fallas se realicen bajo los lineamientos de la SAE JA1011, SAE JA1012; ayudara a que el tiempo de indisponibilidad de los activos se reduzca, debido que solo se programara una atención con parada de planta si se determina necesaria una restauración de condiciones o la sustitución de un ítem funcional.
- Optimización del OPEX, mediante una mejor gestión de los recursos de mantenimiento, asegurando que se cumpla el ciclo PVHA se garantiza que las intervenciones se realicen con base en la condición real del transformador y evitando gastos innecesarios en reparaciones tardías o emergencias operativas.

- Mejora en la gestión del mantenimiento con la implementación de hojas de ruta las cuales guíen a el personal técnico en la labores predictivas y preventivas; además con la implementación de la base de datos de falla el administrador del activo puede verificar tendencias y conocer de una manera sencilla los parámetros de la falla, permitiendo una toma de decisiones más eficiente.

5. Conclusiones

La implementación de la metodología RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad) en el plan de mantenimiento de los transformadores de potencia en ESSA representa un avance significativo en la gestión de activos eléctricos, permitiendo mejorar la eficiencia operativa, la confiabilidad del sistema y optimizar el uso de los recursos disponibles.

El desarrollo del Análisis AMFE permitió una identificación detallada de los modos de falla, sus causas, efectos y consecuencias, facilitando la clasificación de criticidad mediante el parámetro NPR; además al implementarla en el registro de datos, la caracterización de fallas y la creación de una tasa de ocurrencia, facilita al administrador conocer la condición de la falla con un lenguaje unificado y tomar decisiones en la programación de los eventos haciendo uso de parámetros claves como el intervalo P-F. Esto se traduce un mantenimiento más eficiente, enfocado en la condición real del transformador, evitando intervenciones innecesarias y reduciendo fallas imprevistas que afecten la disponibilidad operativa.

Gracias a la aplicación de la metodología RCM, se logró diseñar un plan de mantenimiento basado en análisis de tendencias y verificación de condición. Mediante el desarrollo de la Política de Atención de Fallas, se logra la gestión estructurada del mantenimiento, asegurándonos de establecer los criterios de atención fundamentados en los parámetros de riesgo y la condición. Además, la implementación de hojas de ruta, listas de chequeo y bases de datos actualizables proporciona información clara y precisa para la toma

de decisiones, permitiendo a los administradores programar mantenimientos de forma más efectiva.

El seguimiento continuo a los parámetros operativos de los transformadores, en especial mediante el análisis a las pruebas del aceite dieléctrico, permite una detección temprana de fallas potenciales en el componente electromagnético del activo; además al usar las pruebas eléctricas como una verificación, es posible conocer la condición de la falla y determinar un criterio de atención, programado las acciones correctivas haciendo uso de la Política de atención de fallas. La incorporación de criterios como el intervalo P-F, MTBF y MTTR en la planificación del mantenimiento facilita la implementación del RCM, permitiendo la correcta intervención a los eventos, asegurándose de no permitir que el activo falle sin antes encontrar su repuesto o programar una restauración de condiciones.

El establecimiento de los lineamientos para el mantenimiento, basándose en la ejecución de tareas por condición, sustituciones programadas y restauraciones ayudara al personal técnico a comunicar lo visto en campo de manera regulada, con el fin de que el programador siempre cuente con los parámetros necesarios para tomar decisiones de acuerdo con la condición. Casos como la restauración de aceite en la subestación Palenque demostraron la importancia de revisar y analizar correctamente los análisis de aceites, en búsqueda de tendencias, asegurando que el activo no se vea expuesto mucho tiempo a condiciones que ayudan al deterioro prematuro de los activos.

En conclusión, la aplicación de la metodología RCM y la herramienta AMFE en el mantenimiento de los transformadores de potencia en ESSA no solo optimiza la gestión del equipo de mantenimiento, sino que también mejora la confiabilidad operativa y fortalece la toma de decisiones fundamentadas en la condición. La correcta ejecución de este proceso garantizará una mayor disponibilidad de los activos, evitando fallas críticas y asegurando la integridad del transformador.

6. Recomendación

Noté la importancia del seguimiento y control al muestreo de gases disueltos en el aceite dieléctrico, siendo así identifique la existencia de sistemas de monitoreo en tiempo real dispuestos en la mayoría de los transformadores de la familia seleccionada, los cuales transmiten los valores de gases al centro de control, pero ellos no realizan ningún análisis con esta información, más solo disponen de ella en caso de alertas. Por ello, recomiendo la implementación de estos monitores en el equipo de mantenimiento, lo cual permitirá un mejor seguimiento a la condición de gases, permitiendo un análisis en tiempo real, lo cual permite encontrar fallas por sobrecarga, además estos sistemas permiten la creación de alertas que ayuden a la detección temprana de eventos. La implementación de sistemas de monitoreo de condición es una realidad para las empresas operadoras de red, debido a que les permite una automatización en el proceso de toma de muestras y análisis de tendencias, ayudando a la eficiencia operativa y asegurando la confiabilidad de los sistemas eléctricos.

Referencias

- Álvarez Romero, Y., & Hurtado Avella, S. (2021). *Diseño de un plan de mantenimiento basado en RCM para el soporte del sistema eléctrico (Planta Eléctrica) de Falabella sede Colina* (Trabajo de grado). Universidad ECCI.
- Castaño Yepes, J. A. (2021). *Propuesta para la metodología de mantenimiento de líneas de alta tensión con infraestructura en torres auto soportadas de celosía* (Trabajo de grado). Universidad Industrial de Santander.
- Electrificadora de Santander (ESSA). (2023). *Manual de mantenimiento de subestaciones* (Versión No. 11). ESSA.
- Electrificadora de Santander (ESSA). (2023). *Manual para montaje de equipos de patio en subestaciones* (Versión No. 1). ESSA.
- Engeman. (s.f.). *Curva P-F: Qué es y cómo aplicarla en la gestión de mantenimiento*. Recuperado el 8 de octubre de 2024, de <https://blog.engeman.com/es/curva-pf/>
- Grosso Peralta, J. C. (2004). *Programa de mantenimiento basado en RCM para los hidrogenadores de la central La Guaca* (Monografía de grado). Universidad Industrial de Santander.
- Ocampo Gómez, I. C. (2021). *Evaluación en la confiabilidad del diagnóstico de condición del aceite dieléctrico en transformadores de potencia en los años 2018 - 2020* (Trabajo de grado). Universidad Industrial de Santander.
- Sarria-Arias, J. T., Guerrero-Bello, N. A., & Rivas-Trujillo, E. (2014). Estado del arte del análisis de gases disueltos en transformadores de potencia. *Revista Facultad de Ingeniería*, 23(36), 105-122. <https://doi.org/10.24088/revistaingenieria/vol23.36>
- ISO. (2016). *ISO 14224:2016 - Industrias de petróleo, petroquímica y gas natural: Recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos*. Organización Internacional de Normalización.

Society of Automotive Engineers. (1999). *Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes* (SAE Standard JA1011). Society of Automotive Engineers.

Society of Automotive Engineers. (2002). *A Guide to Reliability-Centered Maintenance (RCM) Standard* (SAE Standard JA1012). Society of Automotive Engineers.

Apéndices

Apéndice A.

Política de Atención de Fallas

Nota. Se presenta la **Política de Atención de Fallas** implementada para la Electrificadora de Santander (ESSA), con el objetivo de estandarizar los procedimientos ante eventos en el sistema eléctrico. Este documento establece lineamientos y acciones para la gestión eficiente de fallas, minimizando tiempos de respuesta y mejorando la confiabilidad del servicio.

(Fuente: Elaboración propia para la ESSA.)

Apéndice C.

Datos de Placa Transformador SIEMENS 115/34.5/13.8 kV - 30/40 kVA.

SIEMENS

12686 TRANSFORMADOR DE POTENCIA REDUCTOR

NÚMERO DE SERIE: P186044 MES / AÑO: 12/2010 LIQUIDO AISLANTE: ACEITE MINERAL MODELO: 11SN 7654 NORMA: ANSI C.57 SERVICIO CONTINUO

MATERIAL CONDUCTORES: Cu ALTURA DE OPERACIÓN: 1000 mm NÚMERO DE FASES: 3 GRUPO DE CONEXIÓN: YNyn0d7 FRECUENCIA: 60 Hz

Dev.	NIVELES DE TENSION DE AISLAMIENTO [kV]				CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO [kA]		POTENCIA NOMINAL [MVA]		TENSION EN VACIO DE LINEA [kV]		TANQUE Y RADIADORES SOPORTAN VACIO ABSOLUTO	
	Tensión Máx Sistema	Tensión de Impulso	Tensión Aplicado	Tensión Inducido	Simétrica	Asimétrica	ONAN	ONAF	AT	BT		
AT/N	145/-	350/110	38/38	125	140	2.71	2.9	7.29	BT	30	40	115 (±8 x 1.25 %)
BT/N	38/-	170/110	38/38	-	-	8.12	2.9	21.84	Ter	30	40	34.5
Ter	17.5	110	38	-	-	5.30	2.9	13.32	Ter	10	13.33	13.8

IMPEDANCIA @ ONAF

	AT-BT	AT-ter	BT-ter
ONAN / ONAF	1	8.81 %	6.15 %
TEMP. AMBIENTE MAX./PROMEDIO: 40/27.6°C	9	8.40 %	6.19 %
NIVEL MÁXIMO DE PRESIÓN DE RUIDO: 65 db	17	8.14 %	6.12 %

OPERACIÓN EXTERIOR

PESOS [kg] (TOLERANCIA ± 2.5%)

DESMONTABLE: 33100 TOTAL DE ACEITE: 19150 REFRIGERACIÓN: ONAN / ONAF

TANQUE Y ACCESORIOS: 19400 TRANSPORTE: 44200 TEMP. AMBIENTE MAX./PROMEDIO: 40/27.6°C

VOLUMEN DE ACEITE (20°C): 21850 l TOTAL: 71650 NIVEL MÁXIMO DE PRESIÓN DE RUIDO: 65 db

PRECAUCIÓN: SUMA ARITMÉTICA DE POTENCIA BAJA TENSION Y TERCARIO NO PUEDEN EXCEDER 40 MVA SIN EXCEDER SU PROPIA POTENCIA

PRECAUCIÓN: NO OPERE EL TRANSFORMADOR CUANDO EL NIVEL DE ACEITE ESTÉ POR DEBAJO DEL PUNTO BAJO DEL INDICADOR DE ACEITE

PRECAUCIÓN: LEVANTAR EL TRANSFORMADOR USANDO SÓLO LAS ORJAS DEL TANQUE (Pos. 41 DEL PLANO DE DIMENSIONES GENERALES)

PRECAUCIÓN: LEER EL MANUAL (Ref. L03 27 509) ANTES DE LA INSTALACIÓN Y ENERGIZACIÓN DEL TRANSFORMADOR

PRECAUCIÓN: ALTA TENSION INDUCIDA EN LOS TERMINALES DE LOS IC'S CUANDO ESTAN DESCONECTADOS

PRECAUCIÓN: FLUJO DE POTENCIA ÚNICAMENTE CON UN (1) ALIMENTADOR (ALTA TENSION)

ALTA TENSION

POS.	VOLTAJE [V]	CORRIENTE [A]	CONEXIÓN	CONEXIÓN
1	125500	138.9	187.6	1
2	125065	138.5	184.7	2
3	123625	140.1	186.8	3
4	122190	141.8	189.0	4
5	120750	143.4	191.3	5
6	119315	145.2	193.6	6
7	117875	146.9	195.9	7
8	116440	148.8	198.5	8
9	115000	150.6	200.8	9
10	113565	152.5	203.4	10
11	112125	154.5	206.0	11
12	110690	156.5	208.6	12
13	109250	158.5	211.4	13
14	107815	160.7	214.2	14
15	106375	162.8	217.1	15
16	104940	165.1	220.1	16
17	103500	167.3	223.1	17

COMUNICADOR BAJO CARGA

TERCARIO		BAJA TENSION	
VOLTAJE [V]	CORRIENTE [A]	VOLTAJE [V]	CORRIENTE [A]
13800	418.4	34200	502.0
	557.7	14200	669.4

RELACION

IC N°	224.2	225.5	250.5	600.5	670.2	670.5	800.5	BIENEN [VA]	CLASE	USO
1	SI-S2	SI-S2						20	SP/PO	PROTECCIÓN
2								10	3%	IMAGEN TÉRMICA
3								10	3%	IMAGEN TÉRMICA
4								1	CLASE	REGULACIÓN
5								20	SP/PO	PROTECCIÓN
6								20	SP/PO	PROTECCIÓN
7								10	3%	IMAGEN TÉRMICA
8								10	3%	IMAGEN TÉRMICA

DIAGRAMA VECTORIAL

R. REACTOR L = 1.99 mH (ONAF)

FABRICADO EN COLOMBIA

Ref. 000/2010-24

Nota. La imagen muestra los datos de la placa de un transformador SIEMENS 115/34.5/13.8 kV - 30/40 kVA, perteneciente a la Electrificadora de Santander (ESSA) y ubicado en la Subestación Real de Minas. La fotografía fue tomada directamente del equipo en operación. (Fuente: Imagen propia, tomada de un equipo en la Subestación Real de Minas de la ESSA).

Apéndice D.

Datos de Placa Transformador TOSHIBA 115/34.5/13.8 kV - 30/40 kVA.

Sieyuan **TRANSFORMADOR DE POTENCIA** **TOSHIBA**

Devanado de alto voltaje

Tensión de toma (V)	Corriente de toma (A)	Conexión de selectores de toma	Conexión de selectores de cambio	Posición del conmutador
127940	90.26	112.8	X1-Y1-Z1	1
126500	91.28	114.1	X1-Y2-Z2	2
125060	92.33	115.4	X1-Y3-Z3	3
123630	93.40	116.8	X1-Y4-Z4	4
122190	94.50	118.1	X1-Y5-Z5	5
120750	95.63	119.5	X1-Y6-Z6	6
119310	96.78	121.0	X1-Y7-Z7	7
117880	97.96	122.4	X1-Y8-Z8	8
116440	99.17	124.0	X1-Y9-Z9	9
115000	100.4	125.5	K-K-K	10
113560	101.7	127.1	X1-Y1-Z1	11
112130	103.0	128.7	X1-Y2-Z2	12
110690	104.3	130.4	X1-Y3-Z3	13
109250	105.7	132.1	X1-Y4-Z4	14
107810	107.1	133.9	X1-Y5-Z5	15
106380	108.5	135.7	X1-Y6-Z6	16
104940	110.0	137.5	X1-Y7-Z7	17
103500	111.6	139.5	X1-Y8-Z8	18
102060	113.1	141.4	X1-Y9-Z9	19

Devanado de Baja

Tensión de toma (V)	Corriente de toma (A)
34500	334.7
34500	418.4

Devanado de equilibrio

Tensión de toma (V)	Corriente de toma (A)
13800	278.9
13800	348.6

Mecanismo de accionamiento del motor para OLTC Lado BV

El casquillo de puesta a tierra debe estar conectado a tierra.

Atención: 1. El secundario del transformador no se permite abrir mientras que el transformador de potencia está funcionando.
2. El devanado terciario será para compensación.
3. En funcionamiento normal los terminales as y deberán ser conectados entre sí y conectados a tierra.
4. El transformador libre de PCB'S.
5. El nivel de vacío que el tanque, radiadores y conservador puede soportar es 133Pa de presión residual.
6. Aceite aislante para transformador y cambiador de tollas: Hiyuoli, Ergon

Numero de fases: 3
Frecuencia nominal: 60 Hz
Potencia nominal: ONAN 20/20/6.7 ONAF 25/25/8.3 (115/34.5/13.8) / 34.5/13.8 kV
Tensión en vacío: 125.5/116.4/348.6 kV
Corriente nominal: ONAN/ONAF 80%/100%
Condición de uso: Intemperie
Grupo de conexión: YN yn0+d11

Niveles de aislamiento:
Terminal de línea de alto voltaje: Um/LIAC 145/50/230 kV
Terminal de punto neutro de alta voltaje: Um/LIAC 72.5/25/140 kV
Terminal de línea de bajo voltaje: Um/LIAC 36/20/070 kV
Terminal de punto neutro de bajo voltaje: Um/LIAC 36/20/070 kV
Terminal de línea de equilibrio: Um/LIAC 17.5/110/38 kV

Corriente sin carga: 0.12 %
Impedancia (BASE 25MVA): 9.72 %
Pérdida sin carga: 33.330 kW
Pérdida con carga: 109.330 kW

Altura sobre el nivel del mar: 1880 m s.n.m.
Temperatura ambiente máxima: 40 °C
Elevación de temperatura: Superior del aceite: 60 K, Mas caliente del devanado: 80 K, Promedio de los devanados: 65 K
Nivel de ruido (ONAN/ONAF): 65 dB, Tipo de papel aislante: Termostabilizado

Diagrama de conexión de devanado de alto voltaje, Diagrama de conexión de devanado de bajo voltaje, Diagrama de conexión de devanado de equilibrio, Diagrama vectorial

Modelo	Cantidad	Proporción (A)	Clase	Carga (VA)	Terminal de conexión
LR-115	1	15/2	0.5	15	13-14
LRB-115	6	400/1	SP30	15	1-2-5-6
LR-115	1	600/1	SP30	15	1-3-5-7
LR-115	1	1200/1	SP30	15	1-4-5-8
LR-115	3	400/1	0.2S	10	9-10
LR-115	3	600/1	0.2S	10	9-11
LR-115	3	800/1	0.2S	10	9-12
LRB-60	1	400/1	SP30	15	1-2
LRB-60	1	600/1	SP30	15	1-3
LR-35	1	1200/1	SP30	15	1-4
LR-35	1	905/5	0.5	15	13-14 (d)
LR-35	1	400/5	SP30	15	1-2-5-6
LRB-35	6	600/5	SP30	15	1-3-5-7
LRB-35	6	1200/5	SP30	15	1-4-5-8
LR-35	3	400/5	0.2S	15	9-10
LR-35	3	600/5	0.2S	15	9-11
LR-35	3	800/5	0.2S	15	9-12
LRB-35	1	600/5	SP30	15	1-3
LRB-35	1	1200/5	SP30	15	1-4

Temperaturas (°C): Alarma 75, Disparo 85
Termómetros de aceite: 75, 85
Termómetros de devanados: 100, 110

Relación 115/34.5kV: Impedancia de secuencia positiva (BASE 25MVA 75°C) 9.77 %
Relación 115/34.5kV: Impedancia de secuencia negativa (BASE 25MVA 75°C) 9.77 %
Codigo de producto: 1.710.8797.1
Norma de referencia: IEC60076
Numero de serie: 7335.4X5.4
Dimensiones del transformador (LxWxH): 7.335.4X5.4 m
Dimensiones máximas para transporte (LxWxH): 5.9x2.6x3.0 m
Masa de la parte activa: 21.1 t
Masa del tanque superior: 2.0 t
Masa de aceite aislante: 12.6 t
Masa de transporte con nitrógeno: 29.7 t
Masa total: 48.9 t
Pesos de papel aislante: 215 kg

Fecha de fabricación: Año Mes

MADE IN CHINA CHANGZHOU SIEYUAN TOSHIBA TRANSFORMER CO.,LTD.

Nota. La imagen muestra los datos de la placa de un transformador TOSHIBA 115/34.5/13.8 kV - 30/40 kVA, perteneciente a la Electrificadora de Santander (ESSA) y ubicado en la Subestación La Florida. La fotografía fue tomada directamente del equipo en operación. (Fuente: Imagen propia, tomada de un equipo en la Subestación La Florida de la ESSA).

Apéndice F.**Página de Ingreso de Datos a la Base de Datos de Falla.**

FECHA	<input type="text"/>
# OT	<input type="text"/>
UBICACIÓN SIE	<input type="text" value="Conucos"/>
NOMENCLATURA	<input type="text"/>
TIPO DE MANTENIMIENTO	<input type="text" value="MANTENIMIENTO PREVENTIVO"/>
# SERIE TRASFO	<input type="text"/>
# ITEM	<input type="text" value="1"/>
ITEM AFECTADO	<input type="text" value="Tanque de expansion"/>
# DE FALLA	<input type="text" value="6.4"/>
TIPO DE FALLA	<input type="text" value="Fallas mecanicas en el soporte de las bobinas"/>
MODULO DE FALLA	<input type="text" value="Deslizamiento del cable"/>
CODIGO ISO 14224	<input type="text" value="SLP"/>
NPR	<input type="text" value="336"/>
ESTADO	<input type="text"/>
COMENTARIO	<input type="text"/>
INTERVALO P-F (Horas) Estimado	<input type="text" value="MAS COSTOSO"/>
INTERVALO P-F (Horas) Recomendado	<input type="text"/>
MTR (horas)	<input type="text" value="NDPM"/>
CRITERIO DE ATENCION	<input type="text" value="EC"/>

Nota. Se presenta la interfaz diseñada para el ingreso de datos en la base de datos de fallas de la Electrificadora de Santander (ESSA). Esta herramienta permite registrar, organizar y analizar información sobre fallas en transformadores de potencia, facilitando la toma de decisiones en el mantenimiento preventivo y correctivo.

(Fuente: Elaboración propia para la ESSA).

Apéndice G.

Base de Datos de Falla.

ID	UBICACIÓN	BOMBA	TIPO DE MANTENIMI	ES	N	ITEM AFFECT	N	TIPO DE FALLA	MODO DE FALLA	CC	IP	ESTADO	COMENTARIO	INTERV	INTC	HTTE (L...	CEITE		
284942	Desaromango	T2	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284942	5	Neutro	5.2	Disponibilidad del sistema	Parada	DRD	432	ARREGGLADO					72	CDUV	
284943	Fallas	T2	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284943	17	Resistor del neutro	17.2	Desajuste mecánico del	Vibración	VIB	168	ARREGGLADO	Ajuste mecánico del	EC	3		HDPH	CDP	
284944	Fallas	T2	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284944	3	Alimentación L. queda	3.2	Desajuste de sistema	Falla de funcionamiento	FTI	232	ARREGGLADO	Panorama de la	5-18	5	Depreda de la		CDP	
284945	Fallas	T2	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284945	18	Cableado	18.2	Cableado de	Sobrecalentamiento	CHE	168	ARREGGLADO	Cableado de					1	CDUV
284946	Principal	T4	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284946	18	Cableado	18.2	Cableado de	Sobrecalentamiento	CHE	168	ARREGGLADO	Cableado de					1	CDUV
284947	Principal	T4	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284947	13	Buckling	13.1	Condiciones	Problemas	monera	SER	24	ARREGGLADO		5-12	5-12		3	CDP
284948	Principal	T4	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284948	4	Tanque de	4.2	Seguridad	Condiciones	del	SRU	84	ARREGGLADO	Cableado de	5-12	5-12		18	CDP
284949	Principal	T4	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284949	18	Cableado	18.2	Cableado de	Sobrecalentamiento	CHE	168	ARREGGLADO	Cableado de					1	CDUV
284950	Principal	T4	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284950	18	Cableado	18.2	Cableado de	Sobrecalentamiento	CHE	168	ARREGGLADO	Cableado de					1	CDUV
284951	Principal	T4	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284951	13	Buckling	13.1	Condiciones	Problemas	monera	SER	24	ARREGGLADO		5-12	5-12		3	CDP
284952	Paloque	T4	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284952	13	Buckling	13.1	Condiciones	Problemas	monera	SER	24	ARREGGLADO		5-12	5-12		3	CDP
284953	Paloque	T4	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284953	3	Tanque [Cok]	3.3	Empaque	de	med	ELU	56	ARREGGLADO	Paquete	de	4		27	CDP
284954	Paloque	T4	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284954	18	Cableado	18.2	Cableado de	Sobrecalentamiento	CHE	168	ARREGGLADO	Cableado de					1	CDUV
284955	Paloque	T4	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284955	3	Alimentación L. queda	3.2	Desajuste de sistema	Falla de funcionamiento	FTI	232	ARREGGLADO	Panorama de la	5-18	5	Depreda de la		CDP	
284956	Paloque	T4	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284956	3	Alimentación L. queda	3.1	Condiciones de	Falla de funcionamiento	FTI	248	ARREGGLADO	Panorama de la	5-18	5	Depreda de la		CDP	
284957	Paloque	T4	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284957	13	Buckling	13.1	Paquete de	Problemas	med	ELU	56	ARREGGLADO	Cableado de	5-12	5-12		3	CDP
284958	Miaca	T5	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284958	13	Buckling	13.1	Condiciones	Problemas	monera	SER	24	ARREGGLADO		5-12	5-12		3	CDP
284959	Miaca	T5	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284959	3	Tanque [Cok]	3.3	Empaque	de	med	ELU	56	ARREGGLADO	Paquete	de	4		27	CDP
284960	Miaca	T5	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284960	18	Indicador de	18.1	Indicador	de	RIR	248	ARREGGLADO		5-12	5-12		3	CDP	
284961	Miaca	T5	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284961	16	Dispositivo de	16.2	Dispositivo	de	FTF	84	ARREGGLADO	Dispositivo	de	5-12	5-12		4.5	CDP
284962	Miaca	T9	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284962	18	Cableado	18.2	Cableado de	Sobrecalentamiento	CHE	168	ARREGGLADO	Cableado de					1	CDUV
284963	Miaca	T9	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284963	3	Tanque [Cok]	3.3	Empaque	de	med	ELU	56	ARREGGLADO	Paquete	de	4		27	CDP
284964	Miaca	T1	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284964	3	Alimentación L. queda	3.2	Condiciones de	Falla de funcionamiento	FTI	248	NO OPERABLE	Verificar	de	5-18	5-18	Depreda de la		CDP
284965	Caonao	T2	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284965	18	Cableado	18.2	Cableado de	Sobrecalentamiento	CHE	168	ARREGGLADO	Cableado de					1	CDUV
284966	Caonao	T2	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284966	18	Indicador de	18.2	Indicador	de	PDE	32	ARREGGLADO	Indicador	de	5-12	5-12		3	CDP
284967	Caonao	T2	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284967	18	Cableado	18.2	Cableado de	Sobrecalentamiento	CHE	168	ARREGGLADO	Cableado de					1	CDUV
284968	Caonao	T2	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284968	18	Cableado	18.2	Cableado de	Sobrecalentamiento	CHE	168	ARREGGLADO	Cableado de					1	CDUV
284969	Caonao	T2	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284969	18	Cableado	18.2	Cableado de	Sobrecalentamiento	CHE	168	ARREGGLADO	Cableado de					1	CDUV
284970	Caonao	T2	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284970	16	Dispositivo de	16.2	Dispositivo	de	FTF	84	ARREGGLADO	Dispositivo	de	5-12	5-12		4.5	CDP
284971	Caonao	T2	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284971	3	Tanque [Cok]	3.3	Empaque	de	med	ELU	56	ARREGGLADO	Paquete	de	4		27	CDP
284972	Caonao	T1	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284972	16	Dispositivo de	16.2	Dispositivo	de	FTF	84	ARREGGLADO	Dispositivo	de	5-12	5-12		4.5	CDP
284973	Caonao	T1	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284973	18	Indicador de	18.2	Indicador	de	RIR	32	ARREGGLADO		5-12	5-12		3	CDP	
284974	Caonao	T1	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284974	13	Buckling	13.1	Condiciones	Problemas	monera	SER	24	ARREGGLADO		5-12	5-12		3	CDP
284975	Desaromango	T2	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284975	13	Buckling	13.1	Condiciones	Problemas	monera	SER	24	ARREGGLADO		5-12	5-12		3	CDP
284976	Desaromango	T2	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284976	18	Cableado	18.2	Cableado de	Sobrecalentamiento	CHE	168	ARREGGLADO	Cableado de					1	CDUV
284977	Desaromango	T2	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284977	14	Rolfo	14.1	Rolfo	de	FTF	388	ARREGGLADO						1	CDUV
284978	Desaromango	T2	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284978	7	Cambiar de	7.1	Cambiar	de	FTF	444	ARREGGLADO						18	CDUV
284979	Desaromango	T2	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284979	3	Alimentación L. queda	3.2	Desajuste de sistema	Falla de funcionamiento	FTI	232	NO OPERABLE	Se	5-18		Depreda de la		CDP	
284980	Desaromango	T2	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284980	8	Alimentación Sólida	8.2	Falla del	Parada	DRD	232	NO OPERABLE						72	CDUV
284981	Desaromango	T2	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284981	18	Cableado	18.2	Cableado de	Sobrecalentamiento	CHE	168	ARREGGLADO	Cableado de					1	CDUV
284982	Desaromango	T2	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284982	6	Dispositivo	6.5	Dato	de	FTF	248	NO OPERABLE	El	3-4			HDPH	EC	
284983	Desaromango	T2	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284983	5	Neutro	5.4	Falla	de	FTF	336	CRITICO	Se					72	CDUV
284984	Desaromango	T2	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284984	6	Dispositivo	6.4	Falla	de	FTF	336	NO OPERABLE	En					HDPH	EC
284985	Florida	T9	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284985	13	Buckling	13.1	Condiciones	Problemas	monera	SER	24	ARREGGLADO		5-12	5-12		3	CDP
284986	Florida	T9	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284986	3	Alimentación L. queda	3.1	Condiciones de	Falla de funcionamiento	FTI	248	OPERABLE	Se	5-18	5-18	Depreda de la		CDP	
284987	Florida	T9	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284987	18	Cableado	18.1	Cableado de	Falla de funcionamiento	FTI	288	ARREGGLADO	Inspección					1	CDUV
284988	Florida	T4	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284988	6	Dispositivo	6.5	Dato	de	FTF	248	OPERABLE	Paquete	de	5-6			HDPH	EC
284989	Florida	T4	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284989	18	Cableado	18.2	Cableado de	Sobrecalentamiento	CHE	168	ARREGGLADO	Cableado de					1	CDUV-EC
284990	Florida	T4	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284990	8	Alimentación Sólida	8.2	Falla del	Parada	DRD	232	CAMBIO TRANS	Revisión					72	CDUV
284991	Piñonera	T2	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284991	13	Buckling	13.1	Condiciones	Problemas	monera	SER	24	ARREGGLADO		5-12	5-12		3	CDP
284992	Río Frio	T2	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284992	13	Buckling	13.2	Paquete de	Problemas	med	ELU	56	ARREGGLADO	FASET	EC	5		3	EC
284993	Río Frio	T2	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284993	18	Cableado	18.1	Cableado de	Falla de funcionamiento	FTI	288	ARREGGLADO		5-12	5-12		3	CDUV	
284994	Río Frio	T2	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284994	13	Alimentación de	13.1	Condiciones	Problemas	monera	SER	24	ARREGGLADO		5-12	5-12		3	CDP
284995	Río Frio	T4	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284995	18	Cableado	18.1	Cableado de	Falla de funcionamiento	FTI	288	ARREGGLADO						3	CDUV
284996	Río Frio	T4	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284996	16	Dispositivo de	16.2	Dispositivo	de	FTF	84	CAMBIO		5-12	5-12		4.5	CDP	
284997	Río Frio	T4	MANTEENIMIENTO PREVENTIVO	284997	13	Alimentación de	13.1	Condiciones	Problemas	monera	SER	24	ARREGGLADO		5-12	5-12		3	CDP

Nota. Se presenta la base de datos diseñada para el registro y análisis de fallas en los transformadores de potencia de la Electrificadora de Santander (ESSA). Esta herramienta permite sistematizar la información sobre fallas, facilitando la toma de decisiones en la gestión del mantenimiento basado en confiabilidad.

(Fuente: Elaboración propia para la ESSA).

Apéndice H.

Lista de chequeo.


ESSA Grupo epry		MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES POLITICA DE GESTION DE FALLAS Lista de chequeo actividades de búsqueda del fallo					Versión No: 01 Página 1 de 1 Código:		
Fallos de carácter visible Inspección y caracterización									
Ítem	#	Falla	Acción de búsqueda	SI	NO	Intervalo P-F (Horas) Estimado	Intervalo P-F (Horas) Recomendado	NPR	Estado de la falla (comentario del inspector)
Tanque de expansión	1.1	Tanque con poros	Inspección Visual			270		20	
	2.1	Ruptura en los ductos del radiador	Inspección Visual			5		20	
Radiador	2.2	Válvulas cerradas	Revisión manual			270		30	
	3.1	Perforación en el tanque	Inspección Visual			270		20	
Tanque (Cuba)	3.3	Empaquetaduras deficientes	Inspección Visual			30		56	
Ventiladores	4.1	Falla en los ventiladores	Encendido manual			270		24	
	6.2	Descargas de baja energía	Análisis de pruebas eléctricas y aceite			180		25	
Devanados	6.3	Descargas de alta energía	Análisis de pruebas eléctricas y aceite			EC		36	
	6.5	Daño en las bobinas	Análisis de pruebas eléctrica			135		210	
Cambiador de tomas	7.1	Cambiador bloqueado mecánicamente	Revisión manual - Revisión de reportes desde CDC			0		144	
Aislamiento Sólido (PAPEL)	8.2	Falla del aislamiento sólido	Evaluación pruebas eléctricas y de aceite			0		252	
	9.1	Contaminación de aislamiento líquido (humedad)	Análisis de pruebas de aceite			360		210	
Aislamiento Líquido (ACEITE)	9.2	Degradación de aislamiento líquido	Análisis de pruebas de aceite			360		252	
	10.1	Indicador dañado	Inspección Visual			270		240	
Indicador de Nivel de aceite	10.2	Exceso o falta en suministro de aceite	Inspección Visual			270		35	
Termómetro	11.1	Termómetro dañado	Inspección Visual			90		20	
Relé Bucholtz	13.1	Relé bucholtz dañado	Revisión manual			0		300	
Relé Hansen	14.1	Relé Hansen dañado	Revisión manual			0		300	
Relé de presión súbita	15.1	Relé de presión súbita dañado	Revisión manual			270		45	
Dispositivo de gel de sílice	16.2	Des humidificador de sílice Inoperable	Revisión de los led de aviso			270		84	
	16.3	Sílice deteriorada	Inspección Visual			0		6	
Conectores	18.1	Cable de puesta a tierra suelto o ineficiente	Revisión manual - Verificación de las pruebas PT			0		280	
	18.2	Conexiones defectuosas en los Bushings (puntos calientes)	Revisión mediante termografía			0		160	
Aisladores de bujes	19.1	Contaminación externa de los bujes	Inspección Visual			270		24	
	19.2	Fuga de aceite en los bujes por empaquetaduras deficientes	Inspección Visual			270		56	
	19.4	Porcelana rota	Inspección Visual - Revisión coronografía			270		14	
Fallos de carácter ocultos Inspección y caracterización									
Tanque de expansión	1.2	Suciedad o corrosión Interna	Inspección Visual en mantenimientos donde se acceda al tanque - Análisis de pruebas de aceite			270		84	
Tanque (Cuba)	3.2	Corrosión externa o interna	Inspección Visual en mantenimientos donde se acceda al tanque - Análisis de pruebas de aceite			270		30	
Ventiladores	4.2	Fallas de equipos asociados a los ventiladores (accionamientos)	Encendido manual			270		42	
	5.1	Daño en la estructura del núcleo	Revisión en funcionamiento (vibraciones o ruidos anormales)			0		336	
Núcleo	5.2	Pérdida de aislamiento	Análisis de pruebas eléctricas y aceite			0		432	
	6.1	Puntos calientes en las soldaduras	Análisis de pruebas eléctricas y aceite - Revisión mediante termografía			0		81	
Devanados	6.4	Fallas mecánicas en el soporte de las bobinas	No depende de mantenimiento			EC		336	
	7.2	Ruptura en el tanque del cambia tomas	Inspección visual en el mantenimiento mayor del cambia tomas - Análisis de las pruebas de aceite			270		56	
Aislamiento Sólido (PAPEL)	8.1	Degradación del aislamiento sólido	Análisis de pruebas aceite			270		28	
Relé de sobrepresión	12.1	Relé de sobrepresión dañado	Verificar tiempo en operación y evaluar condición visualmente			270		80	
Dispositivo de gel de sílice	16.1	Respirador de sílice obstruido	Verificar el flujo dentro de los ductos cuando se realiza un cambio de sílice			270		35	
Bastidor del núcleo	17.1	Estructura en mal estado	Evaluar condición de acuerdo con el tiempo en operación y registro de fallas			NDPM		32	
	17.2	Desajuste mecánico interno	Evaluar condición de acuerdo con el tiempo en operación y registro de fallas			NDPM		168	
	17.3	Rieles desalineados	Evaluar condición de acuerdo con el tiempo en operación y registro de fallas			NDPM		35	
	17.4	Suciedad Corrosión	Evaluar condición de acuerdo con el tiempo en operación y registro de fallas			NDPM		21	
Aisladores de bujes	19.3	Humedad interna de los bujes	Evaluar condición de acuerdo a las fallas o registro de arcos			270		35	

Nota. Se presenta la lista de chequeo diseñada para la verificación del estado y mantenimiento de los transformadores de potencia en la Electrificadora de Santander (ESSA). Este documento permite registrar condiciones operativas y detectar posibles fallas para su pronta intervención.

(Fuente: Elaboración propia para la ESSA).

Apéndice I.

Hoja de ruta Mantenimiento Preventivo

	MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES	Versión No: 01
	POLITICA DE GESTION DE FALLAS	Página 1 de 2
	Hoja de ruta Mantenimiento Preventivo	Código:


Datos de la operación	Datos del activo	Observa fallas	Si	No
# OT	Nivel de tension			
Fecha	Potencia			
Operación	Ubicación	# de fallas		
Tipo de Operación	Años de servicio			
Item Mantenible	# Serie trasto			
Proceso				

Actividades a desarrollar			
Este documento tiene como fin dar una guía para las labores inspeccion, busqueda y ajuste; las cuales seran implementadas dentro de los mantenimientos, con la intencion de detectar los fallos visibles u ocultos presentes en el activo y su condicion			
Cosas por verificar antes de iniciar	Afirma	Niega	No aplica
Cumplir en todo momento con las cinco reglas de oro			
Asegurar la disponibilidad de las herramientas necesarias para ajuste y verificacion			
Planear la cantidad de personal necesaria para la intervencion			
Si es necesario trabajar en alturas confirmar personal capacitado			
Verificar presencia de cables sueltos aterrizados			
Confirmar la existencia de derrames de aceite o fugas de SF6			
Revisar la ausencia de animales muertos en los alrededores del activo			
Confirmar con CDC fallas anteriores o anomalías en el funcionamiento			
Verificar kit antiderrames completo			
llenar los datos de la orden de trabajo			
Diligenciar el formato de planeacion general			
Diligenciar el formato ATS (Análisis de Trabajo Seguro)			

Actividades de verificacion	Ejecutado	No Ejecutado	Frecuencia (Años)
Realizar una inspeccion visual detallada buscando corrosion, rupturas, cables sueltos, partes faltantes y fugas de aceite			4-6
Verificar el sonido del transformador bajo carga y bajo la experiencia determinar si existen ruidos extraños, describiendo la ubicacion y un consejo de atencion			4-6
Si se identifican ruidos extraños, solicitar apoyo a confiabilidad, para usar la camara de ultrasonido, con el fin de ubicar fallas potenciales			4-6
Comprobar con la ayuda de protecciones el estado de todos los termómetros anexos al transformador			4-6
Verificar físicamente mediante el boton de purga el estado del rele Bucholtz y rele jansen			2-4
Personal capacitado para alturas, debe acender a la parte superior de la cuba y verificar el estado de los bushings y el conector del cable seco; ademas identificar si presentan rupturas o se evidencia ingreso de humedad.			4-6
Con el acompañamiento de confiabilidad, realizar termografía en busqueda de puntos calientes, tanto en los conectores como en la cuba			4-6
Realizar pruebas a todos los ventiladores para observar su funcionamiento; se recomienda realizarlo a traves de simulaciones creadas en la IP propias del QTMS (Sistema de comunicaciones disponible en casi todos los transformadores de esta familia)			4-6
Realizar pruebas electricas de acuerdo con la tabla 11 de la política de atencion de fallas; adecuando la cantidad de pruebas de acuerdo a los reportes de anomalías en la operacion, cuidando la salud del activo reconociendo que algunas pruebas incrementan el deterioro, por lo cual solo seran realizadas para confirmar fallas de caracter oculto			4-6
Si se evidencia desviacion en los parametros de resistencia de devanados, relacion de transformacion, factor de potencia y capacitancia de los devanados; sera necesario revisar el historico de pruebas para revisar patrones de deterioro, ademas de dar una evaluacion de condicion determinando el estado de las partes activas en el transformador			EC
Se recomienda tener mapas del transformador usando la prueba SFRA y actualizarlos; al observar desviaciones en los parametros del activo; esto con el fin de comparar con la curva caracteristica y tener una idea de donde se ubica la falla			4-6
En el mantenimiento mayor del cambia tomas, verificar estado del tanque en busqueda de rupturas que permitan contaminacion cruzada con el aceite de la cuba; realizar pruebas de aceite antes del mantenimiento y analizar la tendencia de deterioro en busqueda de variaciones exponenciales en la condicion, los cuales daran un indicio de ruptura.			7-8
Nota: la frecuencia de las acciones de inspeccion se vera afectada por la condicion del transformador y su entorno operativo; se recomienda llevar acabo la totalidad de estas acciones en los mantenimientos preventivos o periodicos con el fin de identificar la mayor cantidad de fallas y conocer su condicion real; asi posteriormente dar la informacion del estado al administrador para que el programe la atencion de acuerdo con el intervalo P-F y las Política de Atencion de fallas.			

Apéndice J.

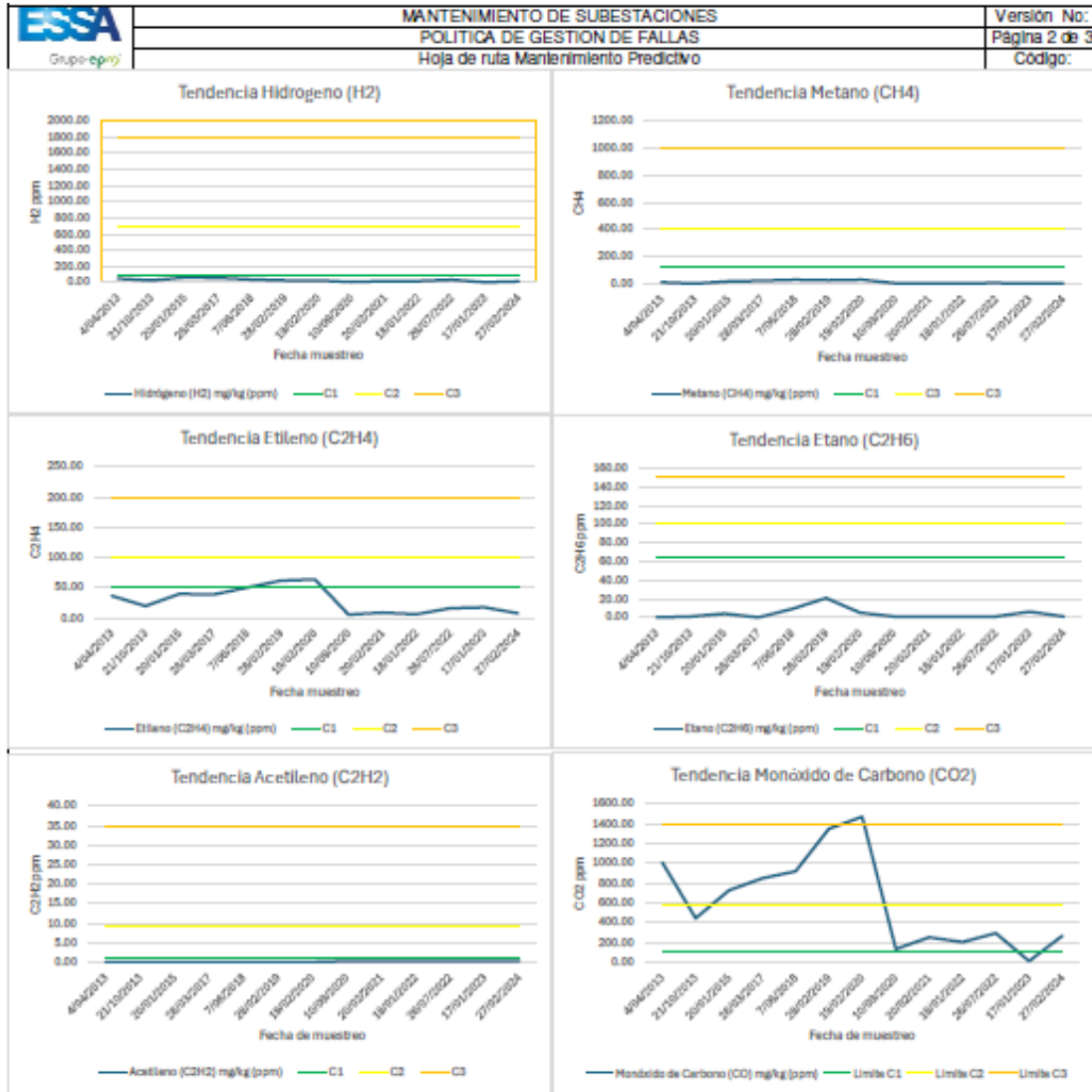
Hoja de ruta mantenimiento predictivo.

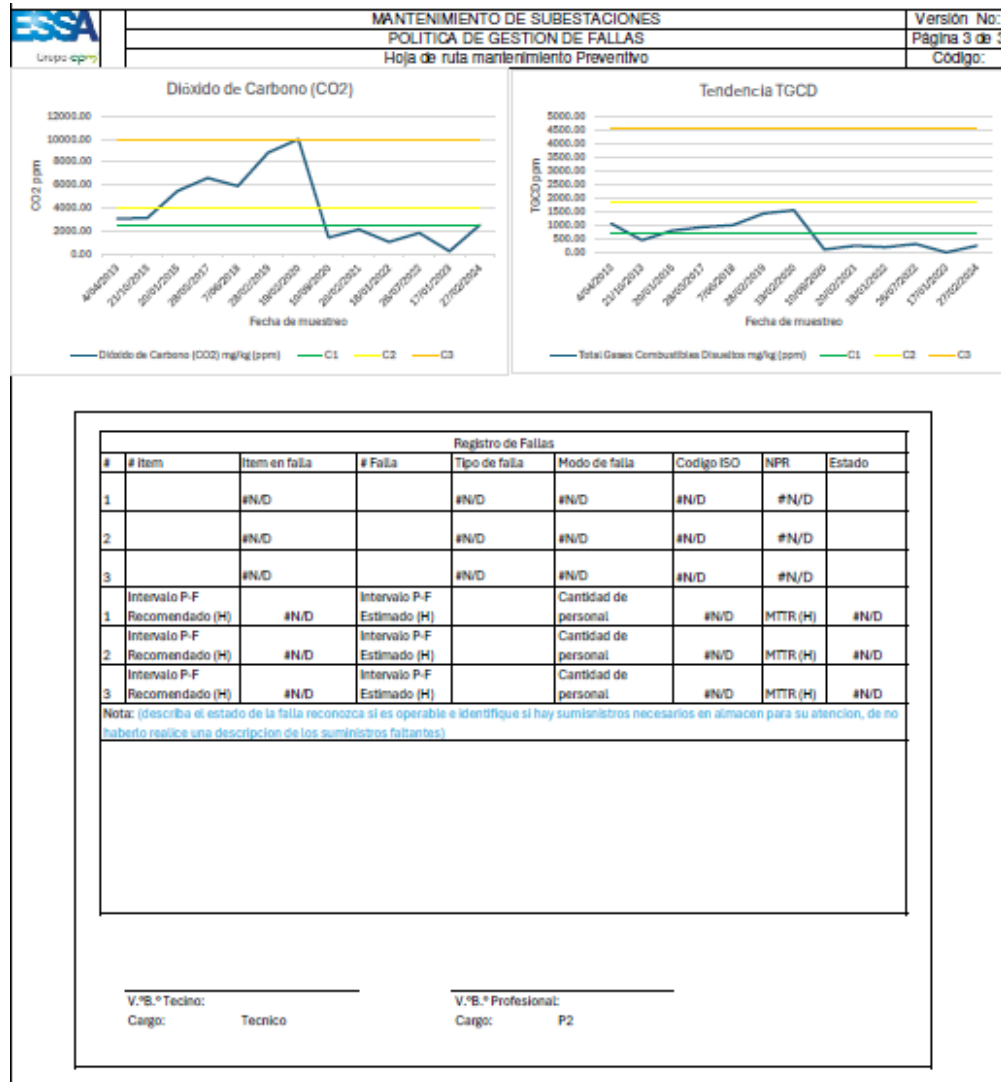
 Grupo epm	MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES	Versión No: 01
	POLITICA DE GESTION DE FALLAS	Página 1 de 3
	Hoja de ruta Mantenimiento Predictivo	Código:

<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr><th colspan="2">Datos de la operación</th></tr> <tr><td># OT</td><td></td></tr> <tr><td>Fecha</td><td></td></tr> <tr><td>Operación</td><td></td></tr> <tr><td>Tipo de Operación</td><td>Mantenimiento</td></tr> <tr><td>Item Mantenible</td><td>Predictivo</td></tr> <tr><td>Proceso</td><td></td></tr> </table>	Datos de la operación		# OT		Fecha		Operación		Tipo de Operación	Mantenimiento	Item Mantenible	Predictivo	Proceso		<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr><th colspan="2">Datos del activo</th></tr> <tr><td>Nivel de tension</td><td></td></tr> <tr><td>Potencia</td><td></td></tr> <tr><td>Ubicación</td><td></td></tr> <tr><td>Años de servicio</td><td></td></tr> <tr><td># Serie trafso</td><td></td></tr> </table>	Datos del activo		Nivel de tension		Potencia		Ubicación		Años de servicio		# Serie trafso		<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td rowspan="2" style="width:10%;">Observa fallas</td> <td style="width:10%;">Si</td> <td style="width:10%;">No</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td># de fallas</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>	Observa fallas	Si	No			# de fallas		
Datos de la operación																																				
# OT																																				
Fecha																																				
Operación																																				
Tipo de Operación	Mantenimiento																																			
Item Mantenible	Predictivo																																			
Proceso																																				
Datos del activo																																				
Nivel de tension																																				
Potencia																																				
Ubicación																																				
Años de servicio																																				
# Serie trafso																																				
Observa fallas	Si	No																																		
# de fallas																																				

Actividades a desarrollar				
Este documento tiene como fin dar una guía para las labores inspección, búsqueda y ajuste; las cuales serán implementadas dentro de los mantenimientos, con la intención de detectar los fallos visibles u ocultos presentes en el activo y su condición				
Cosas por verificar antes de iniciar		Afirma	Niega	No aplica
Cumplir en todo momento con las cinco reglas de oro				
Asegurar que los recipientes en los que se tomaran las muestras estén correctamente esterilizados y marcados				
Asegurarse de tomar muestro de aceite de acuerdo con la periodicidad o la recomendación del laboratorio				
Se recomienda implementar los sistemas de monitoreo de gases, para crear alertas en caso de que se sobrepasen los límites				
Asegurar la disponibilidad de las herramientas necesarias para ajuste y verificación				
Verificar la ausencia de cables sueltos aterrizados				
Confirmar la existencia de derrames de aceite o fugas de SF6				
Revisar la ausencia de animales muertos en los alrededores del activo				
Confirmar con CDC fallas anteriores o anomalías en el funcionamiento				
llenar los datos de la orden de trabajo				
Diligenciar el formato de planeación general				
Diligenciar el formato ATS (Análisis de Trabajo Seguro)				

Actividades de verificación			
	Ejecutado	No Ejecutado	Frecuencia (Años)
Realizar una inspección visual detallada buscando corrosión, rupturas, cables sueltos, partes faltantes y fugas de aceite.			4-6
Verificar el sonido del transformador bajo carga y bajo la experiencia determinar si existen ruidos extraños, describiendo la ubicación y un consejo de atención.			4-6
Si se identifican ruidos extraños, solicitar apoyo a confiabilidad, para usar la cámara de ultrasonido, con el fin de ubicar fallas potenciales.			4-6
Se recomienda hacer uso de los sistemas QMS, para crear simulaciones en las cuales puedan verificarse el funcionamiento de los ventiladores, confirmar la calibración de los termómetros y su coordinación a fin de hacer ajustes en la activación de los sistemas ONAF de acuerdo con las condiciones operativas y el estado del activo.			4-6
Con el acompañamiento de confiabilidad, realizar termografía en búsqueda de puntos calientes, tanto en los conectores, como en la cuba.			4-6
Se recomienda poner en funcionamiento los sistemas de monitoreo de gases Serveron, con el fin de crear un centro de confiabilidad que tenga datos en tiempo real de la generación de gases y pueda crear alertas, además de mostrar patrones de acuerdo con la carga con el fin de identificar sobrecargas que ayuden al deterioro acelerado de la vida del activo.			4-6
Realizar pruebas eléctricas de acuerdo con la tabla 11 de la política de atención de fallas; adecuando la cantidad de pruebas de acuerdo a los reportes de anomalías en la operación, cuidando la salud del activo reconociendo que algunas pruebas incrementan el deterioro, por lo cual solo serán realizadas para confirmar fallas de carácter oculto			4-6
Si se evidencia desviación en los parámetros de resistencia de devanados, relación de transformación, factor de potencia y capacitancia de los devanados; será necesario revisar el histórico de pruebas para revisar patrones de deterioro, además de dar una evaluación de condición determinando el estado de las partes activas en el transformador			EC
Se recomienda tener mapas del transformador usando la prueba SFRA y actualizarlos; al observar desviaciones en los parámetros del activo; esto con el fin de comparar con la curva característica y tener una idea de donde se ubica la falla			4-6
En el mantenimiento mayor del cambia tomas, verificar estado del tanque en búsqueda de rupturas que permitan contaminación cruzada con el aceite de la cuba; realizar pruebas de aceite antes del mantenimiento y analizar la tendencia de deterioro en búsqueda de variaciones exponenciales en la condición, los cuales daran un indicio de ruptura.			7-8
Diligenciar la hoja Registro de gases, llenando la tabla para crear graficas que expongan a tendencia de producción de gases de acuerdo y determine los rangos admitibles; dando a conocer cual es la condición en la que se encuentra cada uno de los gases y su tendencia de crecimiento (Revisar nota antes de diligenciar).			1 ó EC
Haciendo uso de la tabla 14 y 15 de la política de atención de fallas determinar la posible falla y seleccionarla en el espacio para su registro, dando especificaciones del patron de deterioro que se evidencia de acuerdo con las graficas.			1 ó EC
Nota: la frecuencia de las acciones de inspección se verá afectada por la condición del transformador y su entorno operativo; se recomienda llevar a cabo la totalidad de estas acciones en los mantenimientos preventivos o periodicos con el fin de identificar la mayor cantidad de fallas y conocer su condición real ; así posteriormente dar la información del estado al administrador para que el programe la atención de acuerdo con el intervalo P-F y las Política de Atención de fallas.			





Nota. Se presenta la hoja de ruta diseñada para la ejecución del mantenimiento predictivo de los transformadores de potencia en la Electrificadora de Santander (ESSA). Este documento establece las estrategias y técnicas de monitoreo utilizadas para anticipar fallas y optimizar la vida útil de los equipos.

(Fuente: Elaboración propia para la ESSA).