



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

## **DESARROLLO DE UNA ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO INTEGRAL PARA TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS EN PLANTAS DE PROCESOS MINEROS**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO

**PEDRO PABLO COLOMA DÍAZ**

PROFESOR GUÍA:

Rodrigo Pascual Jiménez

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

Viviana Meruane Naranjo

Francisco Ochoa Münzenmayer

SANTIAGO DE CHILE

2024

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR  
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO  
POR: PEDRO PABLO COLOMA DÍAZ  
FECHA: 2024  
PROF. GUÍA: RODRIGO PASCUAL

## **DESARROLLO DE UNA ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO INTEGRAL PARA TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS EN PLANTAS DE PROCESOS MINEROS**

Esta memoria desarrolla un plan de mantenimiento para transformadores eléctricos utilizados en plantas de procesos mineros, enmarcado dentro del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM). El estudio se concentra en la aplicación de un enfoque que identifica y analiza las variables físicoquímicas, eléctricas y mecánicas que impactan el rendimiento y la fiabilidad de estos equipos. El objetivo principal es proporcionar una base sólida de actividades de mantenimiento que permitan al equipo técnico comprender su activo, tomar decisiones informadas para mejorar la confiabilidad y eficiencia operativa, y asegurar la vida útil de sus transformadores.

Mediante la integración de los estudios *Failure Mode, Effects, and Criticality Analysis (FMECA)* y *Hazard and Operability Study (HAZOP)*, este trabajo proporciona una base detallada para la implementación de estrategias de mantenimiento de naturaleza proactiva para transformadores. Estas estrategias están alineadas con normas y estándares, asegurando que las prácticas adoptadas sean efectivas y apropiadas.

El alcance de la memoria incluye el diseño y planificación del mantenimiento preventivo, dejando para un posterior proyecto de mantenimiento la implementación propia de la estrategia. Este desarrollo enfoca el análisis en la formulación de un plan normativamente sólido y viable en la práctica.

Esta memoria establece un marco metodológico decisivo para la ingeniería de mantenimiento aplicada a transformadores eléctricos en la industria minera, integrando un enfoque de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) y presenta la gran importancia de adoptar prácticas sistemáticas y basadas en datos, sentando las bases para futuras implementaciones de estrategias de mantenimiento avanzadas, promoviendo una gestión más eficiente y económicamente medida para el sector minero.

*A mis padres,  
por mostrarme la linda vida.*

***¡Gracias!***

# Agradecimientos

Aún recuerdo la inducción, el primer día de clases, la primera prueba, el primer viernes, las primeras risas... ¡qué rápido pasó! Hoy, miro hacia adelante: hay un horizonte lleno de sueños por cumplir y montañas de desafíos por conquistar.

Quiero primero agradecerle a mis padres, Sergio Alejandro y Clarita Luz. Gracias por siempre ser mi faro en tierra firme y por estar día y noche a mi lado. Gracias por su esfuerzo, dedicación y amor incondicionales. Por guiarme en cada paso y enseñarme como ver la vida, a ser mejor persona y aportar con mi granito de arena. Gracias a mi linda hermana Josefa Andrea por enseñarme a que siempre se puede, da lo mismo lo que pase; por ser un ejemplo a seguir y una partner incondicional.

Gracias a mis abuelitas Clara y Nelly y a mi tata Valerio, por darme la linda infancia que tengo en mi corazón. Gracias a mis tíos y tías, por su incondicional cariño y siempre estar ahí. A mis primos y primas, por conformar una hermosa parte de mi vida y ser los mentores de mi camino.

Quiero agradecerle a todos mis queridos amigos y amigas, por haberle dado luz a mi vida y por haber elegido compartir parte de sus sendas conmigo. Gracias a los amigos del colegio, por seguir presentes. Gracias a los amigos de la U, por compartir la misma pasión por lo que nos dedicamos. Gracias a los amigos de URacing por su majestuosa potencia; soy el ingeniero que soy gracias a ustedes.

Gracias al profesor Rodrigo por introducirme al mundo del mantenimiento; a Francisco, por su brillantez, energía imparable y ser una motivación para seguir adelante; y a la profesora Viviana, que creyó en URacing cuando nadie más lo hacía.

Finalmente, quiero agradecerle a mi gran compañera de vida, Constanza Belén. Gracias por alegrarme con tu sonrisita bonita, gracias por cuidarme y nunca dejarme solo. Gracias por ser tú, por ser mi remanso de paz y por elegirme todos los días. Juntos podemos con el mundo, ¡contigo TODO!

# Tabla de Contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Introducción . . . . .	1
1.2. Objetivos y resultados esperados . . . . .	2
1.2.1. Objetivo general . . . . .	2
1.2.2. Objetivos específicos . . . . .	2
1.3. Alcances . . . . .	2
<b>2. Antecedentes</b>	<b>4</b>
2.1. Krontec SpA. . . . .	4
2.1.1. Misión . . . . .	4
2.1.2. Visión . . . . .	4
2.2. La Industria Minera . . . . .	4
2.3. Mantenimiento . . . . .	5
2.3.1. Confiabilidad . . . . .	7
2.3.2. Mantenimiento correctivo . . . . .	7
2.3.3. Mantenimiento preventivo . . . . .	8
2.3.4. Mantenimiento basado en la condición . . . . .	8
2.3.5. Mantenimiento predictivo . . . . .	9
2.3.6. Mantenimiento basado en riesgo . . . . .	9
2.3.7. Mantenimiento centrado en la confiabilidad . . . . .	10
2.3.8. Mantenimiento oportunista . . . . .	11
2.4. Sistemas eléctricos de potencia . . . . .	13
2.4.1. Generación de energía . . . . .	13
2.4.2. Transmisión de energía . . . . .	14
2.4.3. Distribución de energía . . . . .	15
2.4.4. Coordinador Eléctrico Nacional . . . . .	16
2.4.5. Clientes del Mercado Eléctrico Chileno . . . . .	17
2.4.6. Empresas Coordinadas . . . . .	17
2.5. Transformadores eléctricos . . . . .	17
2.5.1. Partes de un transformador eléctrico . . . . .	18

2.6.	Monitoreo de condiciones en Transformadores Eléctricos . . . . .	20
2.6.1.	Diagnóstico de aceite . . . . .	21
2.6.1.1.	Examinación visual y color . . . . .	22
2.6.1.2.	Sedimentos y lodo . . . . .	23
2.6.1.3.	Tensión de ruptura dieléctrica . . . . .	23
2.6.1.4.	Factor de disipación . . . . .	24
2.6.1.5.	Contenido de agua . . . . .	25
2.6.1.6.	Número de neutralización (acidez) . . . . .	26
2.6.1.7.	Contenido de Bifenilo Policlorado (PCB) . . . . .	27
2.6.1.8.	Tensión interfacial . . . . .	28
2.6.1.9.	Densidad relativa . . . . .	28
2.6.1.10.	Furanos . . . . .	29
2.6.1.11.	Cuenta de partículas . . . . .	30
2.6.1.12.	Azufre corrosivo . . . . .	30
2.6.1.13.	Contenido de inhibidor de oxidación . . . . .	31
2.6.1.14.	Gases disueltos . . . . .	31
2.6.1.15.	Fallas típicas identificables por DGA . . . . .	34
2.6.1.15.1	Rogers Ratios . . . . .	35
2.6.1.15.2	Método de Gas Clave ( <i>Key Gas method</i> ) . . . . .	36
2.6.1.15.3	Método de los Ratios de Doernenburg ( <i>Doernenburg Ratios</i> ) . . . . .	37
2.6.1.15.4	Triángulos y Pentágonos de Duval . . . . .	37
2.7.	Diagrama de Ishikawa . . . . .	39
2.8.	Análisis de Modos de Falla, Efectos y Criticidad . . . . .	39
2.9.	<i>Hazard and Operability Study</i> . . . . .	40
<b>3.</b>	<b>Metodología</b> . . . . .	<b>41</b>
3.1.	Introducción . . . . .	41
3.2.	Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad . . . . .	41
3.2.1.	Orígenes de RCM . . . . .	41
3.2.2.	Etapas de desarrollo . . . . .	42
3.2.3.	Consideraciones para la implementación de la metodología . . . . .	43
3.3.	Diagrama de Ishikawa . . . . .	43
3.3.1.	Descripción de la técnica . . . . .	43
3.3.2.	Etapas de desarrollo del diagrama . . . . .	44
3.4.	Análisis de Modos de Falla, Efectos y Criticidad (FMECA) . . . . .	44
3.4.1.	Descripción . . . . .	44
3.4.2.	Etapas de desarrollo de la metodología . . . . .	44
3.5.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) . . . . .	47
3.5.1.	Descripción del estudio . . . . .	47
3.5.2.	Etapas de desarrollo . . . . .	48

3.6.	Plan de mantenimiento preventivo . . . . .	52
3.6.1.	Descripción plan de mantenimiento preventivo . . . . .	52
3.6.2.	Etapas de desarrollo de plan de mantenimiento preventivo . . . . .	52
3.7.	Cierre de capítulo . . . . .	53
<b>4.</b>	<b>Resultados</b>	<b>54</b>
4.1.	Introducción . . . . .	54
4.2.	Diagrama de Ishikawa . . . . .	54
4.3.	Resultados del Análisis de Modos de Falla, Efectos y Criticidad (FMECA) .	59
4.3.1.	Introducción resultados . . . . .	59
4.3.2.	Contexto de análisis . . . . .	59
4.3.3.	Tabla guía resultados del estudio . . . . .	59
4.4.	Resultados del <i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) . . . . .	60
4.4.1.	Etapa 1: Definiciones de estudio . . . . .	60
4.4.1.1.	Objetivos del estudio . . . . .	60
4.4.1.2.	Alcance del análisis . . . . .	62
4.4.2.	Etapa 2: Preparación para el estudio . . . . .	63
4.4.2.1.	Intención de diseño del sistema . . . . .	63
4.4.2.2.	Nodos HAZOP a analizar . . . . .	63
4.4.2.3.	Intención de diseño, componentes y propiedades de los nodos . . . . .	64
4.4.2.4.	Palabras guía . . . . .	77
4.4.3.	Etapa 3: Examinación del estudio . . . . .	78
4.5.	Presentación del Plan de Mantenimiento Preventivo . . . . .	79
4.5.1.	Introducción del plan de mantenimiento preventivo . . . . .	79
4.6.	Comentarios de cierre . . . . .	101
<b>5.</b>	<b>Discusión</b>	<b>102</b>
<b>6.</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>105</b>
6.1.	Conclusiones . . . . .	105
6.2.	Recomendaciones . . . . .	106
6.3.	Próximos desarrollos . . . . .	106
	<b>Bibliografía</b>	<b>108</b>
	<b>Anexos</b>	<b>111</b>
A.	Cálculo de Tensión de Ruptura en función de ppm de agua y temperatura del acetie . . . . .	111
B.	Caso de análisis: energización de transformador a baja temperatura . . . . .	112
C.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV . . . . .	114

D. <i>Hazard and Operability Study (HAZOP) Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV</i> . . . . .	150
---	-----

## Índice de Tablas

2.1.	Estándares de testeo según la ASTM para cada propiedad del aceite dieléctrico según la IEEE. [Elaboración propia a partir de (IEEE, 2013)] . . . . .	22
2.2.	Condición relativa del aceite mineral basado en su color [Adaptada de (IEEE, 2013)] . . . . .	23
2.3.	Valores aceptables de ruptura dieléctrica para líquidos aislantes nuevos y en servicio según la clase de voltaje [Adaptada de (IEEE, 2013)] . . . . .	24
2.4.	Niveles de factor de disipación aceptables para líquidos aislantes nuevos o en servicio [Adaptada de (IEEE, 2013)] . . . . .	25
2.5.	Contenido de agua aceptable para aceite aislante nuevo y en servicio por clase de voltaje [Adaptada de (IEEE, 2013)] . . . . .	26
2.6.	Números de acidez aceptables para aceite dieléctrico nuevo y en servicio por clase de voltaje [Adaptada de (IEEE, 2013)] . . . . .	27
2.7.	Gases de Falla para Análisis de Gases Disueltos [Elaboración propia a partir de (IEEE, 2019)] . . . . .	32
2.8.	Códigos de fallas básicas en transformadores eléctricos [Adaptada de (IEEE, 2019)] . . . . .	34
2.9.	Códigos de subtipos de fallas en transformadores eléctricos . . . . .	35
2.10.	Método de Ratios de Rogers . . . . .	36
2.11.	Método de Gas Clave . . . . .	36
2.12.	Método de Ratios de Doernenburg . . . . .	37
3.1.	Escala de Probabilidad de Falla . . . . .	45
3.2.	Escala de Severidad de Falla . . . . .	46
3.3.	Matriz de Riesgo . . . . .	46
3.4.	Criterio de Evaluación del Nivel de Riesgo . . . . .	47
3.5.	Escala de Detectabilidad . . . . .	47
4.1.	Tabla guía de resultados de estudio FMECA . . . . .	60
4.2.	Selección de nodos para estudio HAZOP . . . . .	63
4.3.	Palabras guía estudio HAZOP . . . . .	78
4.4.	Tabla guía de resultados de estudio HAZOP . . . . .	78
4.5.	Tabla guía para actividades del Plan de Mantenimiento Preventivo . . . . .	79

# Índice de Ilustraciones

2.1.	Codelco el Teniente . . . . .	5
2.2.	Estrategias de mantenimiento [Elaboración propia] . . . . .	7
2.3.	Ciclo del mantenimiento [Modificado de (Adolfo Crespo Márquez, 2017)] . . . . .	11
2.4.	Diagrama de un Sistema Eléctrico de Potencia . . . . .	13
2.5.	Turbina a Gas . . . . .	14
2.6.	Torres de Alta Tensión . . . . .	15
2.7.	Central de Distribución . . . . .	16
2.8.	Diagrama de elementos de un transformador eléctrico [Elaboración propia] . . . . .	18
2.9.	Representación de velocidad de obtención de medición y costo [Elaboración propia] . . . . .	21
2.10.	Escala de color de productos de petróleo según ASTM D1500. [Extraído de la web en (InsaTech, 2022)] . . . . .	22
2.11.	Método del Triángulo 1 de Duval [Extraído de (IEEE, 2019)] . . . . .	38
2.12.	Método del Pentágono 1 de Duval [Extraído de (IEEE, 2019)] . . . . .	39
3.1.	Etapa 1 HAZOP, Definiciones [Elaboración propia] . . . . .	49
3.2.	Etapa 2 HAZOP, Preparación [Elaboración propia] . . . . .	50
3.3.	Etapa 3 HAZOP, Examinación [Elaboración propia] . . . . .	51
4.1.	Diagrama de Ishikawa de Fallas de Transformadores Eléctricos, Parte 1 [Elaboración propia] . . . . .	55
4.2.	Diagrama de Ishikawa de Fallas de Transformadores Eléctricos, Parte 2 [Elaboración propia] . . . . .	56
4.3.	Diagrama de Ishikawa de Fallas de Transformadores Eléctricos, Parte 3 [Elaboración propia] . . . . .	57
4.4.	Diagrama de Ishikawa de Fallas de Transformadores Eléctricos, Parte 4 [Elaboración propia] . . . . .	58
4.5.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Definición Devanados Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV . . . . .	64
4.6.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Definición Núcleo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV . . . . .	65
4.7.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Definición Aislación Líquida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV . . . . .	66

4.8.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Definición Aislación Sólida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV . . . . .	67
4.9.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Definición Cambiador de Derivaciones Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV . . . . .	68
4.10.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Definición Cuba y Depósito de Expansión Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV . . . . .	69
4.11.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Definición Boquillas Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV . . . . .	70
4.12.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Definición Relé Buchholz Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV . . . . .	71
4.13.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Definición Válvula de Alivio de Expansión Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV . . . . .	72
4.14.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Definición Relé de Presión Súbita Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV . . . . .	73
4.15.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Definición Radiadores Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV . . . . .	74
4.16.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Definición Bomba de Aceite Forzado Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV . . . . .	75
4.17.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Definición Ventiladores de Aire Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV . . . . .	76
4.18.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Definición Suministro de Energía Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV . . . . .	77
4.19.	Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 1 . . . . .	80
4.20.	Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 2 . . . . .	81
4.21.	Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 3 . . . . .	82
4.22.	Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 4 . . . . .	83
4.23.	Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 5 . . . . .	84
4.24.	Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 6 . . . . .	85
4.25.	Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 7 . . . . .	86
4.26.	Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 8 . . . . .	87
4.27.	Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 9 . . . . .	88

4.28.	Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 10 . . . . .	89
4.29.	Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 11 . . . . .	90
4.30.	Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 12 . . . . .	91
4.31.	Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 13 . . . . .	92
4.32.	Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 14 . . . . .	93
4.33.	Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 15 . . . . .	94
4.34.	Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 16 . . . . .	95
4.35.	Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 17 . . . . .	96
4.36.	Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 18 . . . . .	97
4.37.	Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 19 . . . . .	98
4.38.	Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 20 . . . . .	99
4.39.	Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 21 . . . . .	100
B.1.	Tensión de ruptura normalizada v/s %RS [Extraído de (IEEE, 2016)] . . . . .	112
C.1.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Devanados Trans- formador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 1.1 . . . . .	114
C.2.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Devanados Trans- formador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 1.2 . . . . .	115
C.3.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Devanados Trans- formador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 1.3 . . . . .	116
C.4.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Devanados Trans- formador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 1.4 . . . . .	117
C.5.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Devanados Trans- formador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 1.5 . . . . .	118
C.6.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Devanados Trans- formador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 1.6 . . . . .	119
C.7.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Devanados Trans- formador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 1.7 . . . . .	120
C.8.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Devanados Trans- formador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 1.8 . . . . .	121

C.9.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Núcleo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 2.1 . . . . .	122
C.10.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Núcleo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 2.2 . . . . .	123
C.11.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Aislación Líquida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 3.1 . . . . .	124
C.12.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Aislación Líquida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 3.2 . . . . .	125
C.13.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Aislación Líquida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 3.3 . . . . .	126
C.14.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Aislación Líquida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 3.4 . . . . .	127
C.15.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Aislación Sólida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 4.1 . . . . .	128
C.16.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Aislación Sólida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 4.2 . . . . .	129
C.17.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Aislación Sólida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 4.3 . . . . .	130
C.18.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Aislación Sólida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 4.4 . . . . .	131
C.19.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Cambiador de Derivaciones Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 5.1 . . . . .	132
C.20.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Cambiador de Derivaciones Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 5.2 . . . . .	133
C.21.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Cambiador de Derivaciones Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 5.3 . . . . .	134
C.22.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Cambiador de Derivaciones Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 5.4 . . . . .	135
C.23.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Cuba y Depósito de Expansión Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 6.1 . . . . .	136
C.24.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Cuba y Depósito de Expansión Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 6.2 . . . . .	137
C.25.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Boquillas Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 7.1 . . . . .	138
C.26.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Relé Buchholz Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 8.1 . . . . .	139
C.27.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Relé Buchholz Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 8.2 . . . . .	140
C.28.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Relé Buchholz Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 8.3 . . . . .	141

C.29.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Válvula de Alivio de Expansión Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 9.1 . . . . .	142
C.30.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Relé de Presión Súbita Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 10.1 . . . . .	143
C.31.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Relé de Presión Súbita Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 10.2 . . . . .	144
C.32.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Devanados Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 11.1 . . . . .	145
C.33.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Radiadores Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 11.2 . . . . .	146
C.34.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Bomba de Aceite Forzado Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 12.1 . . . . .	147
C.35.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Bomba de Aceite Forzado Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 12.2 . . . . .	148
C.36.	Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Ventiladores de Aire Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 13.1 . . . . .	149
D.1.	<i>Hazard and Operability Study (HAZOP)</i> Devanados Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 1.1 . . . . .	150
D.2.	<i>Hazard and Operability Study (HAZOP)</i> Devanados Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 1.2 . . . . .	151
D.3.	<i>Hazard and Operability Study (HAZOP)</i> Devanados Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 1.3 . . . . .	152
D.4.	<i>Hazard and Operability Study (HAZOP)</i> Devanados Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 1.4 . . . . .	153
D.5.	<i>Hazard and Operability Study (HAZOP)</i> Devanados Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 1.5 . . . . .	154
D.6.	<i>Hazard and Operability Study (HAZOP)</i> Núcleo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 2.1 . . . . .	155
D.7.	<i>Hazard and Operability Study (HAZOP)</i> Núcleo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 2.2 . . . . .	156
D.8.	<i>Hazard and Operability Study (HAZOP)</i> Núcleo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 2.3 . . . . .	157
D.9.	<i>Hazard and Operability Study (HAZOP)</i> Núcleo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 2.4 . . . . .	158
D.10.	<i>Hazard and Operability Study (HAZOP)</i> Aislación Líquida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 3.1 . . . . .	159
D.11.	<i>Hazard and Operability Study (HAZOP)</i> Aislación Líquida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 3.2 . . . . .	160
D.12.	<i>Hazard and Operability Study (HAZOP)</i> Aislación Líquida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 3.3 . . . . .	161

D.13.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Aislación Líquida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 3.4 . . . . .	162
D.14.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Aislación Líquida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 3.5 . . . . .	163
D.15.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Aislación Sólida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 4.1 . . . . .	164
D.16.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Aislación Sólida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 4.2 . . . . .	165
D.17.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Aislación Sólida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 4.3 . . . . .	166
D.18.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Cambiador de Derivaciones Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 5.1 . . . . .	167
D.19.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Cambiador de Derivaciones Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 5.2 . . . . .	168
D.20.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Cambiador de Derivaciones Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 5.3 . . . . .	169
D.21.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Cuba y Depósito de Expansión Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 6.1 . . . . .	170
D.22.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Cuba y Depósito de Expansión Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 6.2 . . . . .	171
D.23.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Boquillas Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 7.1 . . . . .	172
D.24.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Boquillas Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 7.2 . . . . .	173
D.25.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Boquillas Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 7.3 . . . . .	174
D.26.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Relé Buchholz Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 8.1 . . . . .	175
D.27.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Relé Buchholz Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 8.2 . . . . .	176
D.28.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Relé Buchholz Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 8.3 . . . . .	177
D.29.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Válvula de Alivio de Expansión Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 9.1 . . . . .	178
D.30.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Válvula de Alivio de Expansión Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 9.2 . . . . .	179
D.31.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Válvula de Alivio de Expansión Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 9.3 . . . . .	180
D.32.	<i>Hazard and Operability Study</i> (HAZOP) Relé de Presión Súbita Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 10.1 . . . . .	181

D.33.	<i>Hazard and Operability Study (HAZOP) Relé de Presión Súbita Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 10.2 . . . . .</i>	182
D.34.	<i>Hazard and Operability Study (HAZOP) Relé de Presión Súbita Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 10.3 . . . . .</i>	183
D.35.	<i>Hazard and Operability Study (HAZOP) Radiadores Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 11.1 . . . . .</i>	184
D.36.	<i>Hazard and Operability Study (HAZOP) Radiadores Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 11.2 . . . . .</i>	185
D.37.	<i>Hazard and Operability Study (HAZOP) Radiadores Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 11.3 . . . . .</i>	186
D.38.	<i>Hazard and Operability Study (HAZOP) Bomba de Aceite Forzado Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 12.1 . . . . .</i>	187
D.39.	<i>Hazard and Operability Study (HAZOP) Bomba de Aceite Forzado Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 12.2 . . . . .</i>	188
D.40.	<i>Hazard and Operability Study (HAZOP) Bomba de Aceite Forzado Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 12.3 . . . . .</i>	189
D.41.	<i>Hazard and Operability Study (HAZOP) Ventiladores de Aire Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 13.1 . . . . .</i>	190
D.42.	<i>Hazard and Operability Study (HAZOP) Ventiladores de Aire Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 13.2 . . . . .</i>	191
D.43.	<i>Hazard and Operability Study (HAZOP) Suministro de Energía Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 14.1 . . . . .</i>	192
D.44.	<i>Hazard and Operability Study (HAZOP) Suministro de Energía Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 14.2 . . . . .</i>	193

## Introducción

### 1.1. Introducción

Chile es un país único en el mundo, con extensas reservas minerales que le otorgan una posición favorecida. Cuenta con una dinámica y poderosa industria minera en donde resalta como el “principal productor de cobre del mundo” (Servicio Nacional de Geografía y Minería, 2023). En esta, hay una constante búsqueda por la excelencia operacional, aplicando tecnología de punta en conjunto a diversas e innovadoras técnicas para mejorar continuamente sus procesos.

En el mundo de hoy, las plantas de procesos dependen de un flujo constante de energía eléctrica para operar, por lo que requieren tener sistemas de suministro energético sólidos y confiables. Las plantas de procesos mineros se definen como una industria electrointensiva, es decir, que requieren de una alta cantidad de energía eléctrica para operar. En este marco, los transformadores eléctricos (TT.EE.) se consideran como la más valiosa y principal unidad de operación de los sistemas de transmisión (Vita, Fotis, Chobanov, Pavlatos, y Mladenov, 2023), siendo la máquina insignia que hace posible transmitir energía eléctrica de manera sostenible.

Los transformadores eléctricos son equipos con una larga expectativa de servicio, con ciclos de vida que exceden los 20 años. Para asegurar que lo anterior se cumpla, el cuidado minucioso de estos activos es fundamental. De lo contrario, situaciones ineficientes como pérdidas de rendimiento, o riesgosas como apagones e incendios pueden ocurrir (Kabir, Foggo, y Yu, 2018).

En la actualidad, existen técnicas novedosas capaces de apoyar la gestión de los transformadores eléctricos, elevando la planificación estratégica de los gestores del mantenimiento. Esto gracias al apoyo a la toma de decisiones con datos habilitados por sistemas de adquisición de datos, sensores de última tecnología y software capaz de entregar información significativa de manera sostenida.

Es por lo anterior que nace la motivación de generar propuestas de mejora a la gestión de los transformadores eléctricos con fundamento teórico, técnico y práctico, capaces de asegurar la continuidad operacional y los niveles de servicio esperados por la operación.

## **1.2. Objetivos y resultados esperados**

### **1.2.1. Objetivo general**

El objetivo general de la memoria es desarrollar y presentar un plan de mantenimiento preventivo dentro del marco de una estrategia de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) para transformadores eléctricos utilizados en plantas de procesos mineros, empleando para ello un análisis teórico técnico-normativo detallado. Este enfoque se orienta a optimizar la confiabilidad y eficiencia operativa de estos activos críticos, asegurando su operación continua y eficiente, al tiempo que se alinea con estándares y normativas internacionales, sin la implementación práctica del plan en un contexto real.

### **1.2.2. Objetivos específicos**

Para lograr el objetivo principal se llevan a cabo los siguientes objetivos específicos:

1. Caracterizar las condiciones de operación de los transformadores eléctricos en plantas de procesos mineros.
2. Indagar detalladamente en la naturaleza operativa y normativa de los transformadores eléctricos.
3. Investigar el estado del arte del mantenimiento y de las técnicas existentes para monitorear los factores operacionales de los transformadores eléctricos.
4. Desarrollar un análisis de modos de falla, efectos y criticidad (FMECA) de transformadores eléctricos.
5. Desarrollar un *Hazard and Operability Study* (HAZOP) de transformadores eléctricos.
6. Elaborar un Plan de Mantenimiento Preventivo para transformadores eléctricos basado en los pasos del RCM y los resultados de los estudios FMECA y HAZOP.

## **1.3. Alcances**

La memoria se enfoca en el desarrollo teórico de un plan de mantenimiento preventivo para transformadores eléctricos en entornos de procesos mineros, basándose en el marco del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) considerando un enfoque integral entre las variables físicoquímicas, eléctricas y mecánicas.

Se utiliza un caso teórico en el cual se desarrolla parte de la metodología de RCM, aplicando dos metodologías específicas, el Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) y *Hazard and Operability Study* (HAZOP), sin la intención de ejecutar el plan en un contexto real. Este enfoque permite la detallada evaluación de las funciones, procesos y riesgos asociados a los transformadores.

Por la alta sensibilidad normativa, lo riesgoso de la energía eléctrica y la naturaleza electromecánica y fisicoquímica de los transformadores eléctricos, el fundamento teórico-técnico se basa mandatoriamente en estándares y normas internacionales, siendo estas el pilar de los rangos de las condiciones medidas, los estudios de fallas y riesgos y de las actividades planificadas en el plan de mantenimiento preventivo.

El estudio se centra en la fase de diseño y planificación del mantenimiento preventivo, excluyendo la implementación práctica, sin confrontar las variables diversas y particulares de cada realidad operativa de cada planta productiva.

Los alcances del estudio excluyen explícitamente el mantenimiento predictivo y aspectos relacionados con la gestión de repuestos, planificación de recursos humanos y formulación de presupuestos debido a la falta de datos operativos específicos y detallados necesarios para su análisis efectivo. Esta limitación se establece no como una omisión, sino como una delimitación estratégica que permite concentrar el estudio en la construcción de una base sólida para futuras investigaciones y aplicaciones prácticas.

La decisión de circunscribir el análisis a los componentes mencionados responde a un enfoque metodológico riguroso que busca asegurar la profundidad y calidad del estudio dentro de las áreas seleccionadas, estableciendo un marco claro para la exploración sistemática de las prácticas de mantenimiento centrado en la confiabilidad en el contexto de la minería.

# Capítulo 2

## Antecedentes

### 2.1. Krontec SpA.

Krontec SpA. es una empresa de ingeniería y consultoría fundada en el año 2008, dedicada a ofrecer soluciones de alto estándar en las áreas de automatización y control, proyectos de ingeniería, gestión energética, redes y comunicaciones y montaje e instrumentación. La presente memoria formará parte del marco técnico de un proyecto en actual desarrollo perteneciente al área de gestión energética.

#### 2.1.1. Misión

“Nuestra misión es ser una empresa comprometida con mejorar la productividad y seguridad de los procesos de nuestros clientes logrando la satisfacción total de ellos, a través de la reconocida experiencia de nuestros profesionales en las áreas de control automático, control industrial, integración tecnológica, inteligencia de procesos y sistemas de comunicación.”

#### 2.1.2. Visión

“Nuestra visión es ser reconocidos a nivel nacional e internacional como proveedor de excelencia y alta calidad en la entrega de soluciones industriales de última tecnología en forma permanente.”

### 2.2. La Industria Minera

Las minas de cobre en Chile son conocidas por ser operaciones exigentes que ponen a prueba la resistencia y durabilidad de los equipos utilizados en la extracción y procesamiento del mineral. Usualmente, estas se encuentran en ubicaciones remotas y cuentan con condiciones climáticas extremas, como bajas temperaturas, polvo, y altitudes elevadas. Es por lo anterior que los equipos utilizados deben ser diseñados o acondicionados para soportar condiciones adversas y operar de manera continua en entornos de trabajo intensivos.



Figura 2.1: Codelco el Teniente

Los procesos mineros, en especial en la gran minería chilena, se caracterizan por ser electrointensivos, consumiendo altos niveles de energía eléctrica para llevar a cabo sus procesos.

Los transformadores eléctricos ligados a plantas de procesos mineros están sujetos a condiciones de servicio de alto nivel, exigentes, debido al entorno hostil y la constante demanda de energía asociada con la actividad minera. Dos condiciones características son:

1. Ambiente severo: condiciones climáticas extremas, como temperaturas elevadas o bajas, altos niveles de polvo y humedad. Lo anterior puede afectar el rendimiento del transformador, y se deben tomar medidas para que las condiciones ambientales no afecten su funcionamiento.
2. Carga dinámica: las operaciones requieren de un suministro eléctrico constante y de alta capacidad debido a la maquinaria pesada y los equipos de procesamiento. Los transformadores deben estar diseñados para manejar cargas dinámicas y fluctuaciones en la demanda de energía de manera eficiente.

## 2.3. Mantenimiento

Según el Diccionario de la Lengua Española, de la Real Academia Española (Real Academia Española, s.f.), la palabra “mantenimiento” tiene las siguientes acepciones:

1. m. Acción y efecto de mantener o mantenerse.

2. m. Conjunto de operaciones y cuidados necesarios para que instalaciones, edificios, industrias, etc., puedan seguir funcionando adecuadamente.
3. m. Sustento o alimento.
4. m. En las órdenes militares, porción que se asignaba a los caballeros profesos para el pan y el agua que debían gastar en el año.
5. m. pl. Provisiones de boca de una agrupación grande.

Para efectos de esta memoria, se utilizarán las acepciones 1 y 2. Por otro lado, se determina que las bases del mantenimiento son mantener, preservar y proteger; velar por mantener el estado actual de algo (en este caso, un activo) o preservar de que falle o que su condición decaiga. Por otro lado, se entiende como el objetivo final del mantenimiento proveer un nivel de confiabilidad óptimo tal que las necesidades de la compañía se vean satisfechas.

En un estado ideal, se buscará como principio fundamental la maximización de confiabilidad de un activo. De esta manera, será posible asegurar su funcionamiento estable bajo condiciones específicas. Estas condiciones pueden ser determinadas tanto por el fabricante, el área de operaciones o el equipo de mantenimiento a cargo del activo, el cual puede ser interno o externo a la organización. Para lograr esto, se emplean diversas técnicas y metodologías que trabajan de manera conjunta en pos de *mantener* el activo.

A través del tiempo, las técnicas de mantenimiento han hecho uso de las herramientas disponibles y se han nutrido del aprendizaje de las diversas industrias; por lo anterior, las estrategias han mejorado y a su vez han aumentado en complejidad. Los tiempos en los que mantener era tan solo arreglar la falla y continuar con la operación se han dejado atrás (o al menos se intenta).

A continuación, en la Figura 2.2, se presentan las principales estrategias de mantenimiento:



Figura 2.2: Estrategias de mantenimiento [Elaboración propia]

### 2.3.1. Confiabilidad

Entendiendo la confiabilidad como la probabilidad o duración de operación libre de fallas bajo condiciones establecidas (Smith y Mobley, 2008). La anterior definición coincide también con la acepción 2 de la definición de *fiabilidad* del Diccionario de la Lengua Española, la cual lo describe como “2. f. Probabilidad de buen funcionamiento de algo” (Real Academia Española, s.f.). Luego, para efectos de esta memoria, la confiabilidad  $R(t)$  se define como la probabilidad de que un equipo o componente opere satisfactoriamente en algún instante de tiempo ( $t$ ) dado.

### 2.3.2. Mantenimiento correctivo

El mantenimiento correctivo es la forma más básica de mantenimiento, y se caracteriza por las labores reactivas una vez el activo deje de operar. Este acercamiento implica, técnicamente, que no se toman acciones para prevenir fallas de los sistemas o para detectarlas antes de que ocurran. Las tareas de mantención pasan a ser de carácter “*on demand*” (Eyoh y Kalawsky, 2018), siendo agendadas una vez el activo falle.

Este método es conocido también como mantenimiento reactivo, *run to failure* o *break-down maintenance: fail and fix*. Si bien en la actualidad puede ser considerada una estrategia impopular, es aún común y en situaciones necesaria, todo depende del contexto.

### **2.3.3. Mantenimiento preventivo**

Tal como indica su nombre, este mantenimiento busca *prevenir* la ocurrencia de fallas. Esto se logra a través de la planificación de tareas específicas de mantenimiento preventivas. Estas tareas típicamente se agendan en función de alguna unidad de medida, por ejemplo, cantidad de horas, número de ciclos o tiempo transcurrido por calendario.

Es usual que las actividades de mantenimiento sean prescritas por el fabricante del activo, “por catálogo”, o que hayan sido determinadas por el equipo de mantenimiento a cargo del activo por su experiencia.

Algunas actividades de mantenimiento preventivo pueden ser:

1. Inspecciones visuales.
2. Medición en terreno de condiciones, e.g. rpm, decibeles, temperatura, cantidad de partículas.
3. Rondas LILA, de limpieza, inspección, lubricación y ajuste (Reliability Web, s.f.).

Muchas veces realizar dichas actividades requiere de personal calificado, organización previa y mano de obra disponible. Altos niveles de confiabilidad pueden lograrse con este acercamiento al mantenimiento, sin embargo, esto puede implicar sobre-mantenimiento; práctica que implica un mayor coste de operación, por lo cual no es óptimo. En contraste, un mal plan preventivo también puede desencadenar bajos niveles de confiabilidad, lo cual es también es indeseable.

### **2.3.4. Mantenimiento basado en la condición**

El mantenimiento basado en la condición fundamenta su estrategia en el monitoreo y análisis de condiciones reales. El monitoreo de las mismas permite detectar comportamientos anómalos, signo de posibles fallas o averías en los activos. Un buen plan de monitoreo permite detectar variaciones anticipada y oportunamente.

El monitoreo de condiciones permite generar datos y crear un contexto de operación basado en evidencia. Además, cuando se emplean herramientas de analítica es posible crear estadísticas y proyecciones de comportamiento de las máquinas y/o el proceso.

La medición de las variables puede ser en formato:

1. Continuo: a través de la captación de variables vía instrumentación y sistemas de control y adquisición de datos.
2. Intermitente: en rondas de medición, donde se emplean instrumentos que captan las variables en el momento durante un instante o un periodo corto de tiempo.

El monitoreo de variables, junto con niveles de operación determinados, permiten comparar y comprender si el estado de funcionamiento se encuentra en un rango deseable o no. Para determinar dicho rango de operación, usualmente se guía por manuales indicados por el fabricante, por normas generadas por organismos internacionales y por la recomendación de expertos en la materia.

### **2.3.5. Mantenimiento predictivo**

El mantenimiento predictivo (*predictive maintenance*, PdM por sus siglas en inglés) es una estrategia avanzada de mantenimiento, basada en el análisis continuo de datos y parámetros de operación. El objetivo de esta estrategia es predecir posibles condiciones indeseadas antes de su ocurrencia. Es importante indicar que el mantenimiento predictivo no es un sustituto para los métodos tradicionales de mantenimiento, sino que una valiosa herramienta que mejora la gestión, facilita la creación de tareas y reduce la incertidumbre de ocurrencia de condiciones indeseables.

La implementación de estrategias predictivas permiten a los equipos calendarizar las actividades de mantenimiento con antelación, preparando repuestos, disponibilidad de personas y detenciones de operación para mantener. Esto permite reducir el tiempo medio requerido para reparar (*mean time to repair*, MTTR), reduciendo así costos de diversas índoles.

Uno de los principales desafíos de implementar el mantenimiento predictivo está en la disponibilidad de data de proceso y el capital humano calificado para manejar y sacar provecho de las predicciones obtenidas. Además, se requiere una mayor inversión para integrar proyectos de mantenimiento predictivo (en contraste con los métodos antes mencionados).

Algunas de las soluciones predictivas más aplicadas en la industria se relacionan con el análisis de vibraciones y el análisis de ultrasonido, aplicado a motores, bombas y otras máquinas rotantes. Dichas soluciones permiten, por ejemplo, conocer qué parte del equipo es más proclive al fallo y estimar la vida útil remanente o *remaining useful life* (RUL).

### **2.3.6. Mantenimiento basado en riesgo**

El mantenimiento basado en riesgo es una estrategia que prioriza el mantenimiento de aquellos componentes o equipos que representan un mayor riesgo de falla. El enfoque de este método es trabajar organizadamente en el sistema para reducir el riesgo de fallo y así mejorar la confiabilidad y disponibilidad del sistema (Arunraj y Maiti, 2007). Permite asignar estratégicamente los recursos según el riesgo asociado.

La metodología de mantenimiento basado en riesgo consiste en los siguientes seis módulos (Arunraj y Maiti, 2007):

1. Análisis de posibles daños: identificar el escenario de falla.
2. Evaluación de probabilidad de ocurrencia: calcular la probabilidad o frecuencia de ocurrencia de falla indeseada.
3. Evaluación de consecuencias de ocurrencia: el objetivo es cuantificar las potenciales consecuencias del escenario de falla.
4. Estimación de riesgo: con base en la evaluación de las consecuencias y métodos probabilísticos de falla, se estima el riesgo para cada unidad evaluada.
5. Aceptación de riesgo: el riesgo computado se compara con criterios de aceptación de riesgos. Si el riesgo de cualquier unidad o componente es mayor al criterio de aceptación, entonces se requiere de mantenimiento para reducir el riesgo.
6. Planeamiento de mantenimiento: se planean estrategias que reduzcan el riesgo asociado al activo.

### **2.3.7. Mantenimiento centrado en la confiabilidad**

El Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad, *Reliability Centered Maintenance* o RCM por sus siglas en inglés, es una metodología de mantenimiento que se enfoca en maximizar la confiabilidad y disponibilidad de los activos físicos en un sistema u organización. Se define como un proceso utilizado para determinar el acercamiento más efectivo para mantener (Smith y Mobley, 2008). Este incluye identificar técnicas que, al ser puestas en acción, reducirán la probabilidad de falla de la manera más económicamente efectiva. Lo logra buscando la hibridación óptima entre las estrategias de mantenimiento disponibles.



Figura 2.3: Ciclo del mantenimiento [Modificado de (Adolfo Crespo Márquez, 2017)]

### 2.3.8. Mantenimiento oportunista

El mantenimiento oportunista es una estrategia de gestión de mantenimiento que se enfoca en optimizar las intervenciones al activo aprovechando circunstancias operativas favorables para realizar mantenimientos preventivos y correctivos. Esta metodología altamente eficaz en entornos industriales, donde las interrupciones operativas pueden ser costosas, permite integrar de manera eficiente el mantenimiento en las operaciones diarias. Esto permite minimizar las paradas de máquinas y reduciendo los costos operacionales. (Salari y Makis, 2017) Al aplicar este enfoque, los equipos de mantenimiento mejoran la utilización de sus recursos y disminuyen significativamente el tiempo de inactividad no planificado.

Tanto en el sector de *utilities* como en la industria productiva, los transformadores son considerados como activos críticos. Su falla puede tener consecuencias severas, por ejemplo, altas multas y lucro cesante. Aplicando el mantenimiento oportunista, las intervenciones se pueden planificar durante períodos de baja demanda o junto con el mantenimiento de otros equipos eléctricos. Esto es crucial para los transformadores, donde el mantenimiento puede incluir desde la toma de temperatura, revisión de conexiones y la medición de parámetros eléctricos hasta pruebas de aislamiento, tratamiento del aceite y secado de aislación sólida en autoclave (lo que deja varios días al transformador fuera de línea).

El uso de técnicas de diagnóstico avanzadas como el análisis de gases disueltos en

el aceite, la termografía y las pruebas de rigidez dieléctrica (entre otras que se proponen en el Capítulo 4.3) permite detectar problemas incipientes en los transformadores antes de que se conviertan en fallas graves. Integrando estos métodos de análisis dentro de un enfoque de mantenimiento oportunista, las empresas de energía pueden efectuar reparaciones preventivas durante ventanas de mantenimiento ya planificadas, mejorando así la confiabilidad del sistema eléctrico y extendiendo la vida útil de estos componentes críticos, mientras se mantienen alineados con las estrategias de eficiencia y sostenibilidad operacional.

## 2.4. Sistemas eléctricos de potencia

Los autores Christie, W. B. y Behnke, R. P., en Atrapando el sol en los Sistemas Eléctricos de Potencia (Christie y Behnke, 2018), definen a los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) como un “conjunto de instalaciones que permiten generar, transportar y distribuir la energía eléctrica en condiciones adecuadas de tensión, frecuencia y disponibilidad”.

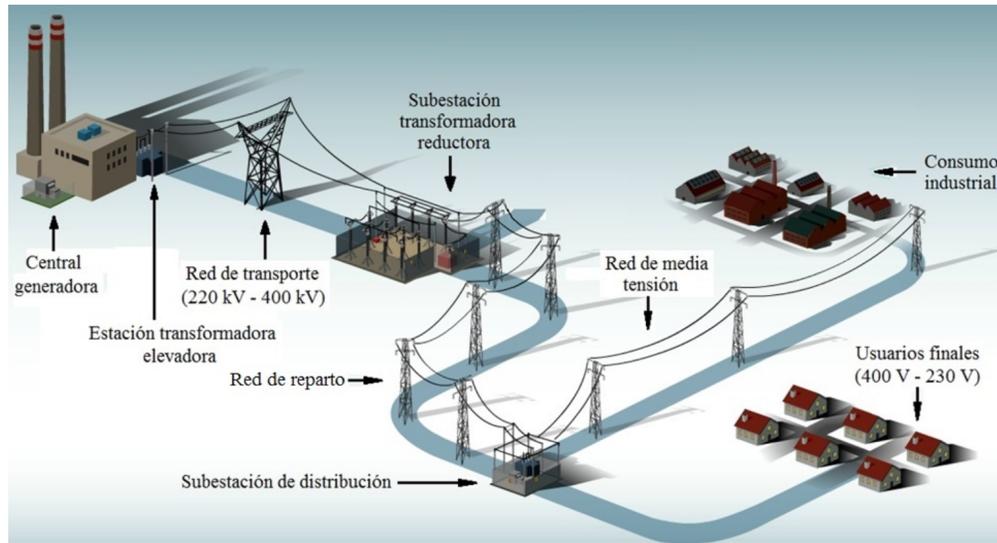


Figura 2.4: Diagrama de un Sistema Eléctrico de Potencia

### 2.4.1. Generación de energía

La energía eléctrica se obtiene a partir de diversas fuentes y métodos, tales como centrales térmicas, hidroeléctricas, eólicas, solares y nucleares. Los generadores desempeñan un papel crucial en este proceso al convertir diferentes formas de energía, como la mecánica, térmica y cinética, en energía eléctrica.

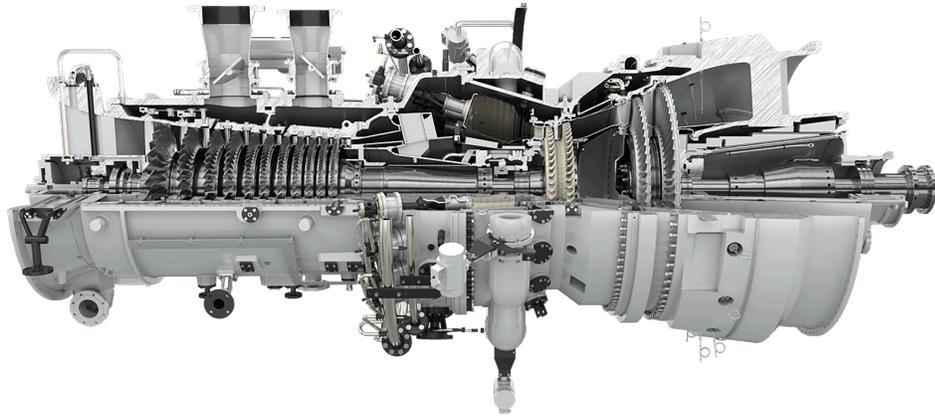


Figura 2.5: Turbina a Gas

Según la Norma Técnica de Coordinación y Operación (Comisión Nacional de Energía, 2021) se define para el mercado eléctrico chileno una Empresa Generadora como “Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere o explote, a cualquier título, centrales o unidades generadoras interconectadas al sistema eléctrico, de acuerdo con lo establecido en el artículo 72-2 de la Ley General de Servicios Eléctricos”.

#### **2.4.2. Transmisión de energía**

Después de ser generada, la electricidad se transmite a largas distancias desde las centrales generadoras hasta las subestaciones o los centros de distribución a través de una red de transmisión. Esta red consta de torres y líneas de alta tensión que viajan largas distancias transportando la energía eléctrica por cables conductores.



Figura 2.6: Torres de Alta Tensión

La Norma Técnica de Coordinación y Operación (Comisión Nacional de Energía, 2021) define a una Empresa Transmisora como “Empresa(s) eléctrica(s) que presta(n) el servicio de transporte de electricidad según lo dispuesto en el artículo 73° de la Ley General de Servicios Eléctricos”. Por otro lado, la Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras (Comisión Nacional de Energía, 2016) define para a un Sistema de Transmisión como un “Conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, incluyendo líneas de interconexión entre sistemas interconectados, en un nivel de tensión nominal superior a 23 [kV], entendiendo como tensión nominal de la subestación, la de la barra de mayor tensión”.

### **2.4.3. Distribución de energía**

Finalmente, la última porción del sistema eléctrico es la distribución, que permite entregar la energía a los usuarios finales. Las subestaciones transformadoras bajan la tensión de la electricidad a niveles seguros para el consumo industrial y doméstico. La red de distribución incluye líneas de distribución de media y baja tensión.



Figura 2.7: Central de Distribución

El Centro Nacional de Energía define en su Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (Comisión Nacional de Energía, 2019) a un Sistema de Distribución o Red de Distribución como un “Conjunto de instalaciones destinadas a dar suministro o permitir inyecciones a Clientes o Usuarios ubicados en sus zonas de concesión, o bien a Clientes o Usuarios ubicados fuera de zonas de concesión que se conecten a las instalaciones de una Empresa Distribuidora mediante líneas propias o de terceros. Asimismo, el sistema comprende los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control, los Sistemas de Medida para Transferencias Económicas y los Sistemas de Monitoreo. La tensión nominal del sistema deberá ser igual o inferior a 23 [kV]”.

#### **2.4.4. Coordinador Eléctrico Nacional**

El Coordinador Eléctrico Nacional es un organismo técnico e independiente, encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que operen interconectadas entre sí. El Coordinador es una corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro, con patrimonio propio y de duración indefinida. La organización, composición, funciones y atribuciones se rigen según lo establecido en la Ley N° 20.936 y su Reglamento.

Su misión es Servir a Chile preservando la seguridad de su sistema eléctrico, con la operación más económica para el conjunto de sus instalaciones y garantizando el acceso abierto a los sistemas de transmisión. y su visión es Ser un organismo reconocido por su excelencia técnica, servicio y su contribución al desarrollo de un sistema eléctrico

sostenible.

### **2.4.5. Clientes del Mercado Eléctrico Chileno**

En Chile se distinguen dos tipos de clientes, los Clientes Regulados y los Clientes Libres, en donde los Regulados son aquellas Empresas de Distribución o usuarios de potencia conectada inferior o igual a 5.000 [kW] abastecido desde instalaciones de generación o transmisión, y los Libres son aquellos usuarios no sometidos a regulación de precios, cuyas barras de consumo son abastecidas directamente desde el Sistema de Transmisión o a través de alimentadores de uso exclusivo desde barras de media tensión de Subestaciones Primarias de Distribución. También se entiende por Cliente Libre a un usuario de potencia conectada superior a 500 [kW] e inferior o igual a 5.000 [kW], que opte por un régimen de precio libre (Comisión Nacional de Energía, 2016).

### **2.4.6. Empresas Coordinadas**

Se definen Empresas Coordinadas o Coordinados “todos quienes tienen la obligación de sujetarse a la coordinación del Coordinador Eléctrico Nacional. Vale decir, propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres que se interconecten al sistema eléctrico, así como los pequeños medios de generación, a que se refiere el Artículo 72-2 de la Ley General de Servicios Eléctricos.” (Coordinador Eléctrico Nacional, 2022)

Algunos ejemplos de empresas coordinadas son (Coordinador Eléctrico Nacional, 2022):

1. Codelco: Transmisor Nacional, Cliente Libre.
2. Transelec S.A.: Transmisor Zonal, Transmisor Nacional.
3. Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM: Cliente Libre, Transmisor Zonal.
4. ENAP Refinerías S.A.: Transmisor Dedicado Cliente Libre.
5. Empresa de Transporte de Pasajeros Metro S.A.: Cliente Libre, Transmisor Zonal.

## **2.5. Transformadores eléctricos**

Los transformadores eléctricos de potencia son una pieza clave para la transmisión eficiente de energía. En particular, desempeñan el rol de cambiar voltajes y corrientes para facilitar la transmisión y distribución de electricidad. Estos dispositivos, compuestos por devanados de cobre y núcleos magnéticos, operan mediante el principio de inducción electromagnética de Faraday (Christie y Behnke, 2018). Su función principal es adaptar

niveles de voltaje, permitiendo la transmisión a larga distancia y la distribución a niveles locales.

### 2.5.1. Partes de un transformador eléctrico

Los transformadores eléctricos se componen por los siguientes elementos principales:



Figura 2.8: Diagrama de elementos de un transformador eléctrico [Elaboración propia]

1. Devanados: Compuestos por cables de cobre aislados que transmiten la tensión y aislante de papel Kraft o papel térmicamente mejorado (IEEE, 2013).
  - a) Alta tensión: está conectado al lado de la fuente de alimentación o la red eléctrica de mayor voltaje y su función principal es recibir la energía eléctrica de alta tensión proveniente de la red y transferirla al núcleo del transformador.
  - b) Baja tensión: está conectado al lado de la carga o del sistema que requiere un voltaje menor y su función principal es suministrar la energía eléctrica transformada a un nivel de voltaje más bajo a los dispositivos o sistemas conectados a la salida del transformador.
2. Núcleo ferromagnético: proporcionar un camino de baja reluctancia para el flujo magnético, construido generalmente con láminas de acero al silicio (acero especial con baja histéresis).
3. Cuba: estructura externa que alberga y protege los componentes internos y el aceite dieléctrico del transformador.

4. Depósito de expansión: permite compensar las variaciones en el volumen del aceite dieléctrico dentro del transformador debido a cambios en la temperatura, proporcionando un espacio adicional para acomodar estos cambios sin afectar la presión interna del transformador.
5. Aceite dieléctrico: llena el interior del transformador, actuando como aislante eléctrico y medio de refrigeración para disipar el calor generado durante la operación.
6. Relé de protección Buchholz: detecta gases y flujos de aceite anormales en el transformador, activando alarmas o desconexiones para prevenir fallas internas como cortocircuitos.
7. Sistema de refrigeración: ya sea por convección natural o forzada con ventiladores, disipa el calor generado en el transformador durante su funcionamiento, manteniendo una temperatura adecuada.
8. Sistema de forzado de aceite: promover la circulación del aceite dieléctrico, optimizando la disipación de calor y la eficiencia del transformador. Usualmente utilizado en transformadores de gran capacidad,
9. Boquillas de alta tensión: permiten la conexión de conductores de alta tensión al transformador, habilitando la entrada y salida de energía de alto voltaje.
10. Boquillas de baja tensión: permiten la conexión de conductores de baja tensión al transformador, habilitando la distribución de energía a niveles de voltaje más bajos.
11. Placas de tierra: aseguran una conexión segura a tierra para prevenir descargas eléctricas y garantizar la seguridad del sistema.
12. Cambiador de derivaciones: permite ajustar la relación de transformación cambiando la conexión del devanado, adaptándose a variaciones en la red eléctrica y controlando la salida de voltaje.
13. Válvula de alivio de presión: libera el exceso de presión interna de gases para prevenir daños, asegurando la integridad estructural del transformador.
14. Respirador secante: facilita la expansión y contracción del aceite dieléctrico con cambios de temperatura, evitando la entrada de humedad y contaminantes al transformador. Usualmente, cuentan con bolitas de gel de sílica como agente secante.
15. Monitoreo variables eléctricas: conjunto de instrumentos para medir y supervisar constantemente variables como voltaje, corriente y frecuencia, proporcionando datos cruciales sobre el rendimiento del transformador.
16. Sistema de monitoreo de condiciones: conjunto de sensores e instrumentos para monitorear factores como temperatura, humedad y gases, permitiendo un generar conocimiento de la condición del transformador.

## **2.6. Monitoreo de condiciones en Transformadores Eléctricos**

Para realizar una gestión correcta de cualquier activo es imperante contar con información que permita caracterizar al activo y que habilite la toma de decisiones informada. Parte importante de esa información es suministrada mediante el monitoreo de condiciones. Hoy, existe una amplia oferta de productos y servicios que permiten cumplir con la tarea de monitoreo. Esta oferta es diversa en velocidad de obtención de las mediciones, costo y complejidad de implementación.

Como reglas generales en el monitoreo de condiciones es importante reducir el riesgo de las personas que toman las mediciones, facilitar la disponibilidad de datos y contar con abundancia de los mismos, disponer de las mediciones de manera rápida y fácil, reducir la cantidad de intermediarios entre la toma de medición y quien la recibe (para aumentar la confianza en la información), bajar la barrera de dificultad para medir requiriendo menos personal capacitado y contar con tecnología que permita extraer de forma sencilla métricas significativas que faciliten la toma de decisiones.

Así como hay diferentes criterios deseables, existen diferentes relaciones que deben ser tomadas en cuenta y evaluadas según el requerimiento de quién desee implementar una estrategia de monitoreo de condición. A continuación se ve una figura esquemática que representa la relación de velocidad de obtención de medición y el costo asociado:



Figura 2.9: Representación de velocidad de obtención de medición y costo [Elaboración propia]

En particular, los transformadores eléctricos son sistemas altamente monitoreables y gozan de una amplia oferta de instrumentos de monitoreo. El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, o IEEE por sus siglas en inglés, comparte en la sección 4 de su guía *Guide for Application for Monitoring Equipment to Liquid-Immersed Transformers and Components* (IEEE, 2012) las necesidades de vigilancia de los transformadores de alto voltaje y sus accesorios principales: el cambiador de derivaciones y las boquillas de alta y baja tensión.

### 2.6.1. Diagnóstico de aceite

El aceite dieléctrico contiene información clave para el diagnóstico de estado de los TT.EE., por lo que ejecutar pruebas que permitan determinar sus propiedades es fundamental. Estas pruebas se dividen en tres áreas (IEEE, 2016): pruebas físicas, eléctricas y químicas. Las pruebas fundamentales para diagnosticar el nivel de servicio y entender la salud de los transformadores se resumen en la Tabla 2.1, basada en la norma según las indicaciones de la norma *IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors* IEEE C57.152-2013 (IEEE, 2013). Se expone qué propiedad se evalúa junto a qué pruebas estandarizadas por la Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales (ASTM por sus siglas en inglés) deben ser aplicadas.

Tabla 2.1: Estándares de testeo según la ASTM para cada propiedad del aceite dieléctrico según la IEEE. [Elaboración propia a partir de (IEEE, 2013)]

N°	Propiedad	Estándar de testeo ASTM
1	Examinación visual	D1524
2	Color	D1500
3	Sedimentos y lodo	D1698
4	Tensión de ruptura dieléctrica	D1816/D877
5	Factor de disipación	D924
6	Contenido de agua	D1533
7	Número de neutralización (acidez)	D664/D974
8	Contenido de PCB	D4059
9	Tensión interfacial	D971
10	Densidad relativa	D1298
11	Furanos	D5837
12	Cuenta de partículas	D6786
13	Azufre corrosivo	D1275
14	Contenido de inhibidor de oxidación	D2668/D4768
15	Gases disueltos	D3612

### 2.6.1.1. Examinación visual y color

Mediante el uso de este método, en conjunto con la escala de color descrita en la norma ASTM D1500 (Figura 2.10) es posible estimar la condición del espécimen muestreado en terreno. Esta inspección asiste la decisión de enviar una muestra a un laboratorio para un análisis exhaustivo.

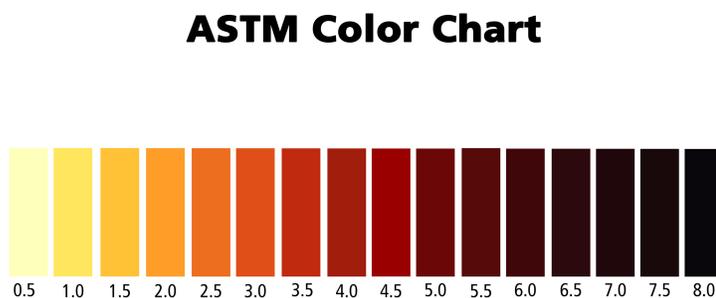


Figura 2.10: Escala de color de productos de petróleo según ASTM D1500. [Extraído de la web en (InsaTech, 2022)]

Con esta técnica se puede detectar ágilmente el nivel de turbidez, presencia de partículas del material aislante, productos de corrosión metálica, materiales en suspensión indeseados y cambios inusuales en el color del aceite.

Para el diagnóstico de condición se utiliza la siguiente tabla (IEEE, 2013)

Tabla 2.2: Condición relativa del aceite mineral basado en su color [Adaptada de (IEEE, 2013)]

Nº	Número comparador de color	Color ASTM	Condición del aceite mineral
1	0.0 a 0.5	Transparente	Nuevo
2	0.5 a 1.0	Amarillo pálido	Bueno
3	1.0 a 2.5	Amarillo	En servicio (envejecido)
4	2.5 a 4.0	Amarillo brillante	Marginal
5	4.0 a 5.5	Ámbar	Malo
6	5.5 a 7.0	Café	Severo (restaurar/regenerar)
7	7.0 a 8.5	Café oscuro	Extremo (chatarra)

### 2.6.1.2. Sedimentos y lodo

El lodo (*sludge*) en los transformadores es una sustancia resinosa, polimérica, particularmente higroscópica, parcialmente electro conductiva y aislante térmica, formada por la degradación del aceite dieléctrico. Con el debido tiempo, esta se sedimenta depositándose en superficies, obstruyendo ductos de aceite, bombas recirculantes y radiadores, reduciendo las capacidades de refrigeración del transformador.

La presencia de lodo en la toma de muestras indica deterioro del líquido dieléctrico, probable existencia de contaminantes y es una advertencia de posible sedimentación. El método de testeo ASTM D1698 tiene como fin cuantificar el nivel de fluido que se ha transformado en lodo y permite evaluar la acción correctiva a tomar, por ejemplo, restaurar el aceite mediante filtración por arcillas (Behmadi et al., 2022), deshumidificar o agregar aditivos neutralizantes. En el caso de existir sedimentación, la degradación es tal que será necesario descartar el aceite, sacar de operación al transformador y limpiar sus partes internas, incluyendo el tanque, el sistema de refrigeración y el aislamiento, para eliminar la sedimentación.

### 2.6.1.3. Tensión de ruptura dieléctrica

La tensión de ruptura dieléctrica del líquido aislante indica la capacidad del líquido aislante para resistir el estrés eléctrico sin sufrir fallos, es decir, representa la tensión

mínima que necesita el aceite para comenzar a conducir electricidad. La contaminación y los productos de deterioro como agua, tierra, fibras de celulosa o partículas conductoras, generalmente reducen la resistencia dieléctrica del líquido aislante. Esta prueba puede realizarse satisfactoriamente en el campo de operación, pero es más controlable en un entorno de laboratorio.

A continuación se muestran los niveles aceptables de tensión de ruptura en función del nivel de voltaje del transformador.

Tabla 2.3: Valores aceptables de ruptura dieléctrica para líquidos aislantes nuevos y en servicio según la clase de voltaje [Adaptada de (IEEE, 2013)]

Método de prueba	Clase de Voltaje (kV)	Tensión de ruptura dieléctrica (kV), mínima			
		Aceite mineral	LFH	Silicona	Ester natural
ASTM D 1816 - 1 mm gap					
Nuevo líquido aislante en equipo nuevo	≤ 34.5	-	20	-	-
	>34.5	-	25	-	-
	≤ 69	25	-	-	25
	>69 <230	30	-	-	30
	>230 <340	32	-	-	32
	≥ 340	35	-	-	35
Líquido aislante envejecido por servicio	No especificado	-	23	-	-
	≤ 69	23	-	-	23
	>69 <230	28	-	-	28
	≥ 230	30	-	-	30
ASTM D 1816 - 2 mm gap					
Nuevo líquido aislante en equipo nuevo	≤ 34.5	-	40	-	-
	>34.5	-	50	-	-
	≤ 69	45	-	-	45
	>69 <230	52	-	-	52
	≥ 230 <340	55	-	-	55
	≥ 340	60	-	-	60
Líquido aislante envejecido por servicio	No especificado	-	34	-	-
	≤ 69	40	-	-	40
	>69 <230	47	-	-	47
	≥ 230	50	-	-	50
ASTM D877					
Nuevo líquido aislante en equipo nuevo	No especificado	-	30	30	-
Líquido aislante envejecido por servicio	No especificado	-	24	25	-

#### 2.6.1.4. Factor de disipación

La prueba ASTM D924 mide el factor de disipación (DF por sus siglas en inglés) y la constante dieléctrica de los líquidos aislantes en un campo eléctrico alterno. Se emplea

para indicar las pérdidas dieléctricas e indicar la energía disipada en forma de calor.

El DF se define como la relación entre la potencia disipada en el líquido aislante en watts y el producto del voltaje efectivo y la corriente en volt-ampere. Un DF bajo indica bajas pérdidas dieléctricas y es útil para asegurar la integridad de la muestra y como indicador de cambios en la calidad debido a contaminación y/o deterioro por servicio, o como resultado de manipulación. Las muestras de aceite defectuosas a menudo pasan otras pruebas eléctricas y químicas estándar, pero fallan en esta (IEEE, 2013).

Esta prueba puede realizarse de manera tanto en terreno como en laboratorio, los valores aceptables según la norma ASTM D924 son:

Tabla 2.4: Niveles de factor de disipación aceptables para líquidos aislantes nuevos o en servicio [Adaptada de (IEEE, 2013)]

Estado del aceite aislante	Factor de Disipación (%), máximos							
	Aceite mineral		LFH		Silicona		Ester Natural	
	25 °C	100 °C	25 °C	100 °C	25 °C	100 °C	25 °C	100 °C
Nuevo líquido aislante en equipo nuevo	0,05	0,40	0,1	1	0,1	-	0,5	-
Líquido aislante envejecido por servicio	0,5	5,0	1	-	0,2	-	0,5	-

Los límites de entregados se basan en que esta es una prueba indicadora de contaminación por agua excesiva (en combinación con materia particulada) o elementos polares o iónicos en el líquido.

### 2.6.1.5. Contenido de agua

El agua en el aceite dieléctrico puede existir en diferentes estados: disuelta, en suspensión (emulsión), libre en forma de gotas, acumulada en el fondo de la cuba y agua unida a compuestos polares, formados producto del deterioro del aceite, según se expone en *IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment* IEEE Std C57.106-2015 (IEEE, 2016). El papel aislante tiene una mayor afinidad con el agua que el aceite dieléctrico; a 20°C el papel almacenará 3000 veces más agua que el aceite. Además, a medida que aumenta la temperatura, el aceite gana afinidad (Oommen, 1983). Es por lo anterior que las condiciones fluctuantes de temperatura ambiente y de operación provocan una migración constante de agua entre el aceite dieléctrico y el papel aislante.

El contenido de agua en el fluido aislante es medido en ppm o mg/kg. La resistencia dieléctrica del papel aislante y del aceite es muy sensible al contenido de agua, pues altera la tensión de ruptura dieléctrica. Por esto se vuelve vital conocer el contenido de

humedad y controlarlo.

Tabla 2.5: Contenido de agua aceptable para aceite aislante nuevo y en servicio por clase de voltaje [Adaptada de (IEEE, 2013)]

Estado del aceite aislante	Clase de voltaje (kV)	Contenido de agua (mg/kg), máximo			
		Aceite mineral	LFH	Silicona	Ester Natural
Nuevo líquido aislante en equipo nuevo	No especificado	-	25	50	-
	≤ 69	20	-	-	300
	>69 <230	10	-	-	150
	≥ 230	10	-	-	100
Líquido aislante envejecido por servicio	No especificado	-	35	100	-
	≤ 69	35	-	-	400
	>69 <230	25	-	-	200
	≥ 230	20	-	-	150

Existe una relación entre la tensión de ruptura dieléctrica y el porcentaje relativo de saturación (%RS), el cual se define como “la proporción expresada en porcentaje entre la concentración real de humedad en el aceite y el valor de saturación (también llamado límite de solubilidad) de la humedad en el aceite a una temperatura determinada” (IEEE, 2016). Esta relación detallada en el Anexo A es útil para estimar el efecto del agua en la tensión de ruptura dieléctrica. De esta manera es posible identificar si el transformador está operando de manera segura usando los parámetros establecidos en la Tabla 2.3.

Un caso de importancia es cuando el transformador se desea poner en servicio a una temperatura extremadamente baja, ya que pueden ocurrir eventos eléctricos riesgosos por la baja protección que ofrecería el aceite. En el Anexo B se expone sobre esta situación.

#### 2.6.1.6. Número de neutralización (acidez)

El número de neutralización de un aceite dieléctrico es una medida de los componentes ácidos de ese material; en un aceite nuevo es esperable detectar prácticamente nada de ácido y si se percibe, podría ser producto de residuos del proceso de refinación del petróleo (Technical Service Center Infrastructure Services Division Hydroelectric Research and Technical Services Group, 2005), en un aceite envejecido por servicio, la acidez es una medida de los subproductos ácidos de la oxidación del aceite.

El grado de acidez puede utilizarse como una guía general para determinar cuándo el aceite debe ser balanceado con aditivos, reprocesado o reemplazado. La norma ASTM D974, Método de Prueba Estándar para el Número de Ácido y Base mediante Titulación con Indicador de Color, es el método tradicional de indicador de cambio de color para

titular los ácidos con una solución suave (0,1 M) de hidróxido de potasio (KOH). La norma ASTM D664 es un método de titulación potenciométrica (método de análisis químico en el cual se mide la variación del potencial eléctrico de una solución durante la adición gradual de un reactivo titulante). En algunos líquidos envejecidos por servicio, el color puede ser tan oscuro que la capacidad del técnico para determinar el cambio de color puede verse afectada, por lo que se utiliza la técnica expuesta en ASTM D664. Ambos tests deben ser realizados en laboratorio.

Dado que una variedad de productos de oxidación contribuyen al número de acidez y los ácidos orgánicos varían ampliamente en sus propiedades corrosivas, la prueba no puede ser utilizada para predecir la capacidad corrosiva del aceite en condiciones de servicio, por lo que los resultados son aplicables como un indicador de estado al momento de la toma de muestra. Dicho lo anterior, los límites establecidos son:

Tabla 2.6: Números de acidez aceptables para aceite dieléctrico nuevo y en servicio por clase de voltaje [Adaptada de (IEEE, 2013)]

Tipo de aceite aislante	Clase de voltaje (kV)	Número de acidez (mg KOH/g), máximo			
		Aceite mineral	LFH	Silicona	Ester Natural
Nuevo líquido aislante en equipo nuevo	-	0,015	0,03	0,01	0,06
Líquido aislante envejecido por servicio	No especificado	-	0,20	0,2	-
	≤ 69	0,20	-	-	0,3
	>69 <230	0,15	-	-	0,3
	≥ 230	0,10	-	-	0,3

La importancia de controlar el grado de acidez se basa en que los ácidos atacan los metales internos del transformador generando más lodo y porque atacan la celulosa acelerando la degradación del aislamiento, produciendo condiciones de operación riesgosas (Technical Service Center Infrastructure Services Division Hydroelectric Research and Technical Services Group, 2005).

#### 2.6.1.7. Contenido de Bifenilo Policlorado (PCB)

La prueba de contenido de bifenilos policlorados (PCB) (ASTM D4059) determina la cantidad de PCB en el líquido aislante en servicio de equipos eléctricos. Los PCB son sustancias tóxicas y reguladas por el Convenio de Estocolmo sobre Contaminantes Orgánicos Persistentes, al cual Chile está suscrito y que entró en vigor el 20 de abril de 2005 con el Decreto 38 del Ministerio de Relaciones Exteriores (Ministerio de Relaciones Exteriores, 20 de abril de 2005). Aquí se compromete a retirar y disponer debidamente los fluidos contaminados por PCB, a más tardar el 2025.

Un transformador con una concentración de PCB < 50 ppm se clasifica como equipo

no contaminado con PCB; sin embargo, los líquidos aislantes aún pueden requerir una disposición adecuada. Una concentración de PCB  $\geq 50$  ppm ya es sometida a compromisos de identificación, etiquetado y retirado de uso (Ministerio de Relaciones Exteriores, 20 de abril de 2005).

Esta prueba puede realizarse en el campo antes de las pruebas de laboratorio. En el campo, existen kits de detección, pero solo proporcionan estimaciones de la concentración de PCB y no valores numéricos exactos, pues esta prueba indica la presencia de compuestos clorados, ya sean PCB o no. Por lo tanto, puede ser útil para tomar medidas de precaución iniciales, sin embargo, para obtener una concentración real de PCB, se requiere una prueba de laboratorio.

#### **2.6.1.8. Tensión interfacial**

El método de prueba de tensión interfacial (IFT por sus siglas en inglés) ASTM D971 se emplea para determinar la IFT del aceite dieléctrico en servicio con respecto al agua. Esta técnica, realizada bajo condiciones no equilibradas, se centra en medir la tensión superficial que un líquido aislante mantiene ante el agua, expresada en milinewtons por metro (mN/m).

La IFT es crucial para evaluar la fuerza atractiva molecular entre moléculas dispares en la interfaz, proporcionando así una indicación valiosa de la capacidad del líquido aislante eléctrico para mantener su integridad frente al agua. Este análisis no solo es efectivo en entornos de laboratorio, sino que también puede llevarse a cabo satisfactoriamente en terreno, gracias a la disponibilidad de kits de detección.

La medición de la IFT ofrece información clave sobre las fuerzas intermoleculares en juego, siendo útil para detectar contaminantes polares solubles y productos formados por el deterioro del líquido aislante. Al evaluar la IFT tanto en el laboratorio como en el campo, se facilita la identificación temprana de posibles problemas y la toma de decisiones proactiva para el mantenimiento o la sustitución del líquido aislante en sistemas eléctricos. La flexibilidad de esta prueba contribuye significativamente a una gestión efectiva de la integridad del sistema eléctrico y a la mitigación de riesgos potenciales asociados con el envejecimiento o la contaminación del aceite.

#### **2.6.1.9. Densidad relativa**

La densidad relativa del aceite mineral, según la norma ASTM D1298, se define como la relación entre los pesos de volúmenes iguales de aceite y agua a 15 °C.

La densidad relativa ofrece información valiosa sobre la compacidad del aceite en relación con el agua, lo que puede influir en la capacidad del aceite dieléctrico para realizar efectivamente sus funciones en equipos eléctricos. Es particularmente útil para evaluar la estabilidad térmica y la resistencia a temperaturas extremas (bajo 0°C). Esto, pues en caso de haber una gravedad específica muy alta y a temperaturas muy frías, existe el riesgo de formación de cristales de hielo dentro del transformador; si la gravedad específica del aceite es mayor que 0.9 (la gravedad específica del hielo), el hielo flotará. Esto puede causar una falla al energizar el transformador (Technical Service Center Infrastructure Services Division Hydroelectric Research and Technical Services Group, 2005) (Ver Anexo B).

#### **2.6.1.10. Furanos**

La prueba de Furanos en líquidos aislantes, según la norma ASTM D5837, aborda los compuestos furánicos generados por la degradación de materiales celulósicos presentes en sistemas de aislamiento sólido de equipos eléctricos, principalmente en los devanados. Estos compuestos, solubles en aceite, migran desde el aislamiento sólido al líquido aislante, siendo su presencia indicativa de la degradación de la celulosa debido al envejecimiento o condiciones incipientes de falla. El análisis se realiza mediante cromatografía líquida de alto rendimiento (HPLC).

El papel, principal material dieléctrico sólido en transformadores, contiene celulosa, lignina y otros componentes. La degradación de la celulosa, principalmente por factores térmicos, oxidativos e hidrolíticos, genera subproductos como glucosa, humedad, CO, CO<sub>2</sub> y ácidos orgánicos. La presencia de oxígeno promueve la oxidación, debilitando los enlaces glucosídicos y provocando la ruptura de cadenas de moléculas de celulosa. La humedad y los ácidos resultantes exponen los enlaces glucosídicos, produciendo glucosa libre, que se degrada en componentes aromáticos llamados furanos.

La detección de furanos se realiza mediante extracción manual de muestras de líquido aislante, cumpliendo con ASTM D923, que estandariza las prácticas de toma de muestras para fluidos dieléctricos. La concentración de furanos indica la condición del papel en términos de grado de polimerización, y su tasa de cambio puede señalar la velocidad de envejecimiento del papel. Estas concentraciones suelen ser inferiores a 0.5 ppm, siendo útiles para evaluar tanto el estado del papel como posibles tensiones anormales en el transformador.

Esta técnica es valiosa como herramienta de diagnóstico, ya que los compuestos furánicos son específicos de la degradación del papel y no son producidos por el aceite en sí mismo.

### **2.6.1.11. Cuenta de partículas**

La prueba de recuento de partículas, conforme al estándar ASTM D6786, desempeña un papel crucial en la evaluación de la calidad del aceite aislante mineral utilizado en equipos eléctricos. Este método tiene como objetivo determinar tanto la cantidad como el tamaño de las partículas presentes en el aceite. Las partículas en el aceite aislante pueden tener un impacto significativo en propiedades clave como la resistencia dieléctrica y el factor de potencia (FP) (IEEE, 2013).

La diversidad de fuentes de partículas incluye materiales internos del equipo, como carbono, fibras de celulosa, metales, así como productos de degradación del aceite. Adicionalmente, contaminantes pueden introducirse durante el procesamiento del aceite o cuando el equipo está expuesto al entorno. El recuento de partículas, expresado en términos de la cantidad y el tamaño de las mismas, proporciona una valiosa perspectiva sobre el grado de contaminación del aceite. Este análisis se vuelve esencial para determinar la eficacia de los sistemas de filtración de aceite y, por ende, para asegurar un rendimiento eléctrico óptimo del equipo.

Si bien IEEE no ha establecido límites específicos para el recuento de partículas en aceite aislante, recomendaciones de organismos como CIGRE y algunos fabricantes sugieren umbrales que podrían indicar la necesidad de acciones adicionales para el aceite en servicio.

La evolución del recuento de partículas a lo largo del tiempo ha llevado a la preferencia por el uso de Contadores Automáticos de Partículas (APC) calibrados según normas como la ISO 11171. La calibración precisa y la conformidad con los criterios de repetibilidad y reproducibilidad del método de prueba son esenciales para una interpretación adecuada de los resultados. La recolección meticulosa de la muestra, conforme a los requisitos de ASTM D923, garantiza la validez de los datos obtenidos durante el recuento de partículas.

### **2.6.1.12. Azufre corrosivo**

Esta prueba tiene como finalidad determinar la presencia de azufre corrosivo en el aceite mineral. Una de las fuentes de azufre que puede generar azufre corrosivo en el aceite mineral es el petróleo crudo del cual se refinó, especialmente si no fue sometido a un tratamiento hidrotérmico severo (IEEE, 2016). El azufre también puede provenir de otras fuentes, como mangueras de goma utilizadas en el procesamiento del aceite o por reemplazar materiales de las empaquetaduras del transformador.

Dentro de los compuestos de azufre corrosivos, el dibenzildisulfuro (DBDS) tiene un rol

predominante en el proceso de corrosión metálica (Arias Velásquez y Mejía Lara, 2018) y está comprobado que el DBDS actúa como un inhibidor de oxidación del aceite (Maina, Tumiatti, Pompili, y Bartnikas, 2009). En el estudio *Corrosive Sulfur Effects in Transformer Oils and Remedial Procedures* (Maina et al., 2009), se detectó que de una muestra de 242 aceites corrosivos, el 89.7 % de los aceites contenía DBDS (teniendo en cuenta un límite de 20 mg/kg de DBDS para considerar un aceite corrosivo).

Además, está demostrado que el DBDS lidera la formación de sustancias insolubles en el aceite, que precipitan como lodo o forman sulfuros de cobre que se depositan sobre los conductores de cobre y el papel aislante (Maina et al., 2009). Esto es altamente riesgoso porque aumenta la pérdida de las propiedades dieléctricas del papel aislante, llevándolo a inestabilidad térmica y, finalmente, a un colapso termo-eléctrico de aislación (Maina et al., 2009). Es por lo anterior, que mitigar los efectos y la concentración de DBDS es esencial para asegurar un buen desempeño a largo plazo de los transformadores. Esto se puede lograr cambiando el aceite por uno no corrosivo, agregando aditivos pasivadores al aceite que protejan la superficie del cobre o filtrando el aceite con arcillas y tierras de Fuller (Maina et al., 2009).

#### **2.6.1.13. Contenido de inhibidor de oxidación**

Los inhibidores de oxidación le proporcionan resistencia adicional contra la oxidación al aceite dieléctrico. Esto es fundamental especialmente para aquellos sistemas que están parcial o totalmente expuestos al aire. Las pruebas ASTM D2668 y ASTM D4768 buscan evaluar cuantitativamente la concentración de los inhibidores 2,6-di-terc-butil paracresol (DBP) y del 2,6-di-terc-butil fenol (DBPC); de esta manera es posible mantener un rango de concentración tal que se ofrezca protección al aceite.

#### **2.6.1.14. Gases disueltos**

De acuerdo a la *IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers* Std C57.104-2019, la técnica de análisis de gases disueltos (DGA por sus siglas en inglés) tiene como objetivo principal identificar, medir e interpretar los gases presentes en el líquido aislante de transformadores (IEEE, 2019). Este proceso es esencial para comprender y evaluar la condición del transformador.

Los aceites minerales utilizados en transformadores son mezclas complejas de diversas moléculas de hidrocarburos, y su descomposición durante fallos térmicos o eléctricos se basa en la ruptura de enlaces covalentes carbono-hidrógeno y carbono-carbono. Esto da lugar a la formación de radicales libres como átomos de hidrógeno activos y fragmentos de hidrocarburos, que se combinan formando hidrocarburos y óxidos de carbono en estado gaseoso. Estos gases quedan disueltos en el líquido aislante y se conocen como

“gases de falla” y corresponden a:

Tabla 2.7: Gases de Falla para Análisis de Gases Disueltos [Elaboración propia a partir de (IEEE, 2019)]

Nº	Compuesto químico	Fórmula
1	Hidrógeno	H <sub>2</sub>
2	Metano	CH <sub>4</sub>
3	Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>
4	Etileno	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>
5	Acetileno	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>
6	Monóxido de Carbono	CO
7	Dióxido de Carbono	CO <sub>2</sub>
8	Oxígeno	O <sub>2</sub>
9	Nitrógeno	N <sub>2</sub>

La obtención de muestras representa una fase crítica, y se prefiere el uso de una jeringa de vidrio hermética para minimizar la pérdida de gases y la contaminación por aire. Estas muestras se envían a un laboratorio donde se utiliza una metodología estándar, como la ASTM D3612, para separar los gases disueltos y medir sus concentraciones mediante un cromatógrafo de gases. Alternativamente, analizadores de gases portátiles, a veces excluyendo ciertos gases atmosféricos, ofrecen una solución rápida. También existen analizadores de gases en línea capaces de detectar algunos o todos los compuestos expuestos en la Tabla 2.7.

Los informes de laboratorio incluyen detalles como la potencia de servicio, régimen de carga y volumen del estanque del transformador, junto con fecha y volumen de la muestra, concentraciones de gases, información de análisis anteriores e incluso gráficos de concentraciones. La interpretación de los resultados de la DGA es crucial para evaluar la condición del transformador, identificar posibles fallos y mejorar la seguridad y la confiabilidad del equipo; sin embargo, no siempre se entrega un reporte acabado de la interpretación.

A continuación, se resumen los contextos de muestreo de DGA en transformadores, basado en la *IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers* (IEEE, 2019):

1. Muestra inicial: tomada sin considerar muestras anteriores, como parte de pruebas iniciales en la etapa de comisionamiento, después de reparaciones significativas, o en transformadores sin datos DGA previos. Se utiliza para establecer valores de referencia.

2. Muestra de monitoreo periódico: parte de una serie recolectada a intervalos regulares (e.g. seis meses o un año) para verificar el funcionamiento normal del transformador.
3. Muestra de vigilancia: recolectada a intervalos más cortos que las muestras de monitoreo periódico para caracterizar una posible falla o supervisar de cerca la condición del transformador durante situaciones de inicio, pruebas, circunstancias de alto estrés u otras condiciones operativas excepcionales.
4. Muestra de monitoreo continuo: parte de una serie recolectada a una alta frecuencia (generalmente de más de una por día a una cada pocos días) para observar cercanamente la condición del transformador. Se aplica en casos de riesgo económico elevado, protegiendo transformadores críticos o costosos, evaluación continua de la condición para extender la vida útil de transformadores más antiguos o para investigar y garantizar la seguridad operativa en condiciones de falla o estrés extremo.
5. Muestra de investigación de incidentes: recolectada después de un incidente (por ejemplo, disparo de relé de protección Buchholz, alto nivel de humedad, alta temperatura de aceite, etc.) para investigar si el transformador ha sufrido daños.
6. Muestra de aseguramiento de calidad: procesada para evaluar precisión, repetibilidad o reproducibilidad del procedimiento de toma de muestras, sin ser utilizada para análisis de condición del transformador.
7. Muestra de verificación: extraída de un transformador y analizada para comparar con resultados anómalos recientes de la misma unidad o lecturas recientes de un monitor de gases.

Una vez realizado el estudio de gases, se pueden determinar tres niveles de estado que definen los pasos a seguir:

1. Estado DGA 1: los resultados de la detección de gases disueltos son aceptables. Continuar con la operación de rutina.
2. Estado DGA 2: existe producción de gas reciente incipiente o modesta, o nivel de gas moderadamente elevado. Volver a muestrear para confirmar y monitorear posibles cambios en la evolución del gas.
3. Estado DGA 3: niveles altos de gas o continuación de una producción significativa de gas. Deberían considerarse acciones mitigadoras u otras respuestas.

### 2.6.1.15. Fallas típicas identificables por DGA

De acuerdo al estándar STD C57.104-2019 (IEEE, 2019) existen seis tipos básicos de fallos que pueden ser identificados mediante DGA:

Tabla 2.8: Códigos de fallas básicas en transformadores eléctricos [Adaptada de (IEEE, 2019)]

Nº	Código	Falla
1	PD	Descarga parcial de tipo corona
2	D1	Descargas de baja energía o descargas parciales con chispas ( <i>sparking</i> )
3	D2	Descargas del alta energía
4	T1	Falla térmica, $t < 300\text{ °C}$
5	T2	Falla térmica, $300\text{ °C} < t < 700\text{ °C}$
6	T3	Falla térmica, $t > 700\text{ °C}$

1. Descargas parciales (PD) del tipo de plasma frío (corona), resultando en posible deposición de *X-wax* (un tipo de cera que se produce por degradación del aceite (Kuhnke, Werle, Sbravati, y Rapp, 2020)) en el aislamiento de papel.
2. Descargas de baja energía (D1), en aceite mineral y/o papel, evidenciadas por perforaciones carbonizadas más grandes a través del papel (punciones), carbonización de la superficie del papel (*tracking*), partículas de carbono en el aceite mineral, o descargas parciales del tipo *sparking*, induciendo punciones o perforaciones carbonizadas en el papel aislante.
3. Descargas de alta energía (D2), en aceite mineral y/o papel, con descargas internas de vacío, evidenciadas por la destrucción extensiva y carbonización del papel, fusión de metal en las extremidades de la descarga, carbonización extensiva en el aceite mineral y, en algunos casos, disparo del equipo, confirmando la transmisión de energía por el medio dieléctrico.
4. Fallos térmicos, en aceite mineral y/o papel, por debajo de  $300\text{ °C}$  si el papel se ha oscurecido (T1), y por encima de  $300\text{ °C}$  si se ha carbonizado (T2).
5. Fallos térmicos a temperaturas superiores a  $700\text{ °C}$  (T3) si hay evidencia clara de carbonización del aceite mineral, decoloración del metal ( $800\text{ °C}$ ) o fusión del metal ( $>1000\text{ °C}$ ).

Además, se definen los siguientes subtipos de fallas (IEEE, 2019):

Tabla 2.9: Códigos de subtipos de fallas en transformadores eléctricos

Nº	Código	Falla
1	S	Generación de gases “primarios” ( <i>Stray Gassing</i> )
2	O	Sobrecalentamiento <250 °C sin carbonización de papel
3	C	Posible carbonización de papel
4	T3 - H	Falla térmica T3 únicamente en aceite mineral
5	R	Reacción catalítica

1. Generación de gases “primarios” (*Stray Gassing*) es propio del aceite mineral (S) y ocurre a temperaturas < 200 °C (temperatura normal de operación), debido a la descomposición química del oxígeno, agua disuelta, contaminantes o materiales sólidos presentes en algunos aceites. Estos gases corresponden usualmente a hidrógeno y en ocasiones metano, etano y etileno. Este fenómeno debe ser tomado en cuenta para el análisis de gases disueltos, pues podría generar evaluaciones erróneas. También podrían manifestarse debido a la incompatibilidad entre materiales (por ejemplo, algunos pasivadores de metal).
2. Sobrecalentamiento (O) de papel o aceite mineral < 250 °C, por lo tanto, sin carbonización del papel y/o pérdida de sus propiedades aislantes eléctricas).
3. Posible carbonización del papel (C).
4. (T3-H) Fallos térmicos de nivel T3 únicamente en aceite mineral, sin papel involucrado.
5. Reacciones catalíticas (R) entre agua y acero galvanizado en válvulas de muestreo de aceite de transformadores o con óxidos del acero del estanque (los fallos R son muy raros).

Existe una amplia gama de métodos para evaluar las fallas evidenciadas por los gases disueltos, una porción se detalla a continuación:

#### 2.6.1.15.1. Rogers Ratios

El Método de Ratios o Proporciones de Rogers se resume en la Tabla 2.10; este utiliza tres ratios de gases para indicar cinco tipos diferentes (casos) de fallas descritos en la columna 4.

Tabla 2.10: Método de Ratios de Rogers

Caso	$C_2H_2/C_2H_4$	$CH_4/H_2$	$C_2H_4/C_2H_6$	Diagnóstico de falla sugerido
0	<0.1	0.1 a 1.0	<1.0	Unidad normal
1	<0.1	<0.1	<1.0	Arqueo de baja densidad de energía
2	0.1 a 3.0	0.1 a 1.0	>3.0	Arqueo, descarga de alta energía
3	<0.1	0.1 a 1.0	1.0 a 3.0	Termal de baja temperatura
4	<0.1	>1.0	1.0 a 3.0	Termal <700°C
5	<0.1	>1.0	>3.0	Termal >700°C

La limitación del Método de Ratios de Rogers es que no puede identificar fallas en un número relativamente grande de resultados, puesto que no caen en ninguna de las 6 condiciones que define el método. La (IEEE, 2019) indica que aproximadamente el 35 % de las mediciones quedan fuera de alcance. Es por lo anterior que este método ha

### 2.6.1.15.2. Método de Gas Clave (*Key Gas method*)

Tabla 2.11: Método de Gas Clave

Nº	Gas Clave	Tipo de Falla	Proporciones Típicas de Gases Combustibles Generados
1	Etileno ( $C_2H_4$ )	Térmica, aceite mineral	Predominantemente Etileno con proporciones más pequeñas de Etano, Metano e Hidrógeno. Rastros de Acetileno a temperaturas de falla muy altas.
2	Monóxido de Carbono ( $CO$ )	Térmica, aceite mineral y celulosa	Predominantemente Monóxido de Carbono con cantidades mucho más pequeñas de Gases de Hidrocarburos, predominantemente Etileno con proporciones más pequeñas de Etano, Metano e Hidrógeno.
3	Hidrógeno ( $H_2$ )	Eléctrica, descarga parcial de baja energía	Predominantemente Hidrógeno con pequeñas cantidades de Metano y rastros de Etileno y Etano.
4	Hidrógeno y Acetileno ( $H_2, C_2H_2$ )	Eléctrica, alta energía (arco eléctrico)	Predominantemente Hidrógeno y Acetileno con trazas menores de Metano, Etileno y Etano. También, Monóxido de Carbono si la celulosa está afectada.

Este es un método cualitativo para evaluar preliminarmente tipos de falla. Cuando el gas principal formado en los resultados de DGA es uno de los cuatro gases clave en la columna 1, se analiza junto con los gases secundarios en la columna 3. Luego, el tipo de fallo se proporciona en la columna 2.

La limitación del método de Gases Clave es que conduce a muchas identificaciones de fallos inconclusas o incorrectas (típicamente el 50 %) (IEEE, 2019) incluso cuando se aplica automáticamente con software. Esto se debe a que a menudo no está claro cuál es

el gas principal formado, y también porque el gas principal formado puede no ser uno de los utilizados en el método de Gases Clave. Además, el monóxido de carbono no siempre es un buen indicador de un fallo en el papel.

Cuando se aplica manualmente por usuarios experimentados en DGA, el número de identificaciones incorrectas de fallos con el método de Gases Clave es menor (típicamente el 30 %) (IEEE, 2019). Este número sigue siendo alto por lo que es un método poco confiable, y por lo mismo, cada vez menos usado.

### 2.6.1.15.3. Método de los Ratios de Doernenburg (*Doernenburg Ratios*)

Tabla 2.12: Método de Ratios de Doernenburg

Nº	Diagnóstico de fallas sugerido	Proporción 1 (R1) CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub> Extraída del espacio de aceite mineral / espacio de gas		Proporción 2 (R2) C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> Extraída del espacio de aceite mineral / espacio de gas		Proporción 3 (R3) C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /CH <sub>4</sub> Extraída del espacio de aceite mineral / espacio de gas		Proporción 4 (R4) C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> Extraída del espacio de aceite mineral / espacio de gas	
		1	Descomposición térmica	>1,0	>0,1	<0,75	<1,0	<0,3	<0,1
2	Corona (PD de baja intensidad)	<0,1	<0,01	No significativo		<0,3	<0,1	>0,4	>0,2
3	Arco (PD de alta intensidad)	>0,1	>0,01	>0,75	>1,0	>0,3	>0,1	<0,4	<0,2
		<1,0	<0,1						

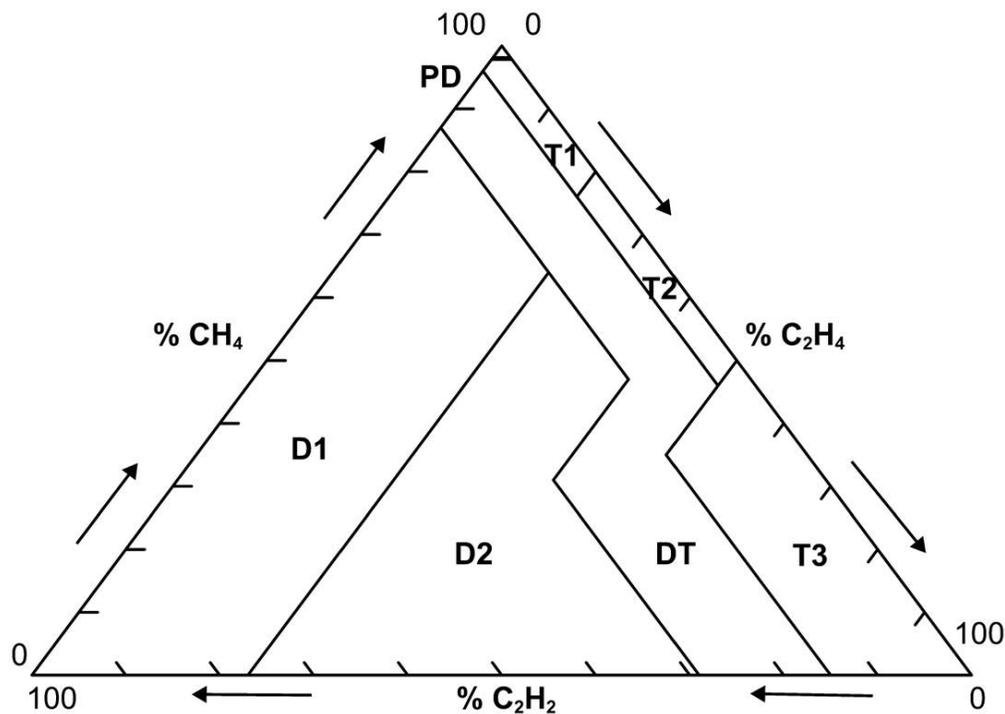
Este método histórico se basa en los conceptos de deterioro térmico y fue una de las primeras técnicas en emplearse. En la actualidad es muy poco utilizado puesto que comparte similares limitaciones que los Ratios de Rogers.

### 2.6.1.15.4. Triángulos y Pentágonos de Duval

El Método del Triángulo de Duval 1 utiliza tres gases que se forman en correlación a la energía o temperatura contenida en la falla:

1. Metano (CH<sub>4</sub>) para fallas de baja energía/temperatura.
2. Etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) para fallas de alta temperatura.
3. Acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>) para fallas de muy alta temperatura/energía/arco eléctrico.

Se ilustra en la Figura 2.11, en donde cada lado del triángulo representa el porcentaje relativo de estos tres gases.



NOTE—See 3.2 for faults acronym and Annex C for faults type definition

Figura 2.11: Método del Triángulo 1 de Duval [Extraído de (IEEE, 2019)]

Este método permite la identificación de seis tipos básicos de fallas indicados en la Tabla 2.8e, además de mezclas de fallas eléctricas/térmicas en la zona DT.

Las ventajas de aplicar el Triángulo de Duval 1 son que este siempre propone una identificación de fallas por ser un sistema “cerrado”, con pocos diagnósticos erróneos (está basado en un gran número de casos inspeccionados de transformadores defectuosos en servicio) y permite seguir visual y rápidamente la evolución de las fallas con respecto al tiempo en un transformador. Sin embargo, debido a que siempre proporciona un diagnóstico, solo debe usarse para identificar una falla cuando otra información indique que es probable que exista una falla, que puede ser identificada usando los métodos presentados anteriormente.

Es importante destacar que el Método del Triángulo de Duval 1 no debe usarse en muestras con niveles de gas muy bajos, ya que pueden ser poco confiables e inexactos. Además, que se debe ser cauteloso con qué triángulo proceder pues hay variaciones en función de la naturaleza del aceite analizado y para el equipo destinado, por ejemplo, el Triángulo 2 de Duval está destinado a los cambiadores de derivaciones. En el caso de análisis de aceite mineral, el Triángulo 1 puede ser complementado con los triángulos 4 y 5, para ofrecer una interpretación de falla más detallada (incluyen los subtipos de fallas explicados en la Tabla 2.9).

Además de los triángulos de Duval, existen los Pentágonos de Duval, los cuales ofrecen mayor detalle de análisis pues toman en cuenta para la evaluación los 5 hidrocarburos principales monitoreados en el DGA (ver Tabla 2.7). A diferencia de los triángulos, para los pentágonos de Duval es necesario apoyarse con coordenadas cartesianas y deseablemente con herramientas computacionales.

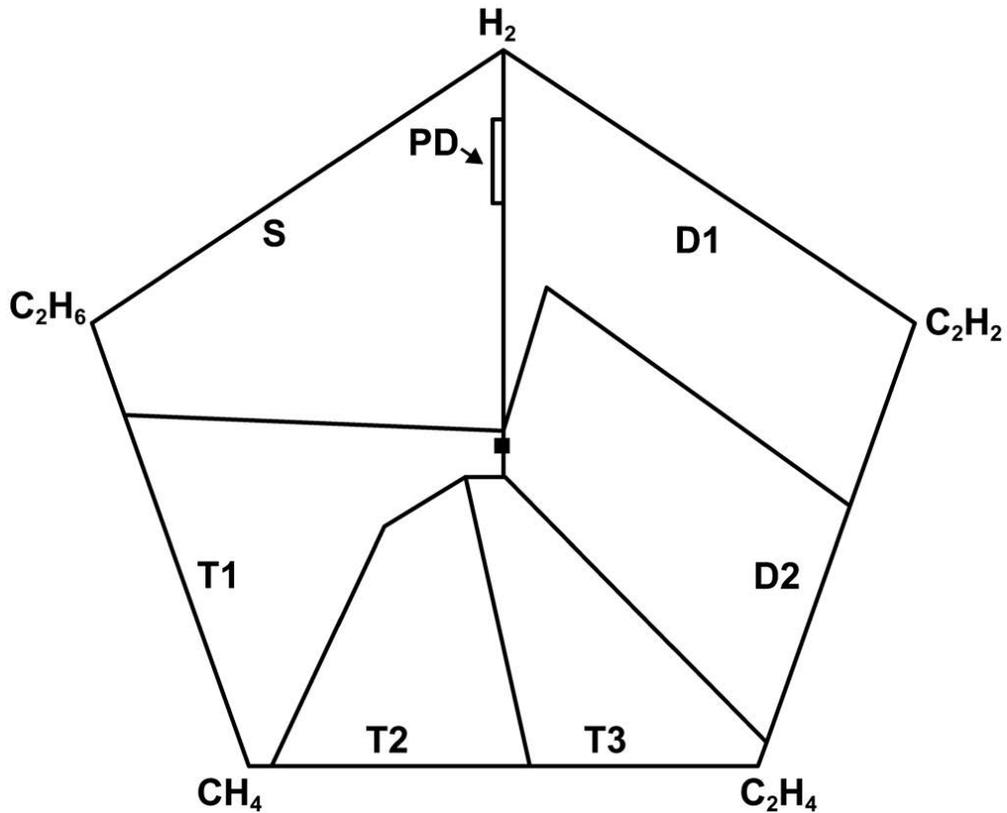


Figura 2.12: Método del Pentágono 1 de Duval [Extraído de (IEEE, 2019)]

## 2.7. Diagrama de Ishikawa

El diagrama de Ishikawa, también conocido como diagrama de espina de pescado, es una herramienta gráfica utilizada para identificar, explorar y visualizar las posibles causas de un problema específico, con el objetivo de encontrar la raíz del problema.

## 2.8. Análisis de Modos de Falla, Efectos y Criticidad

El Análisis de Modos de Falla, Efectos y Criticidad, *Failure Mode, Effects, and Criticality Analysis* o FMECA por sus siglas en inglés, es una metodología empleada en la industria para identificar los modos de fallo, los efectos consecuencia del fallo y la evaluación de

criticidad del evento. Con la aplicación de este método es posible generar estrategias para prevenir y mitigar los impactos que pueda generar la falla de un activo o sistema, en este caso, un plan de mantenimiento preventivo. Además, esta técnica aporta conocimiento de los riesgos asociados a cada activo, utilizados en esta memoria para contextualizar el estudio HAZOP, y permite priorizar, apoyando así la toma de decisiones estratégicas para mantenciones, *overhauls* y proyectos de mejora continua en general.

## **2.9. Hazard and Operability Study**

El estudio HAZOP (por sus siglas en inglés *Hazard and Operability Study*), es una metodología sistemática utilizada en la industria para identificar y evaluar riesgos. Durante un estudio HAZOP, se analiza detalladamente un sistema, planta o proceso, descomponiéndolo en unidades más pequeñas llamadas nodos. En cada nodo, se identifica la intención de diseño, los componentes y las propiedades, de las cuales se exploran posibles desviaciones de diseño u operativas que podrían llevar a situaciones peligrosas o inseguras. La identificación de estas desviaciones, conocidas como “desviaciones HAZOP”, generadas al combinar una propiedad con una palabra guía y permiten desarrollar medidas preventivas y de mitigación para garantizar la seguridad, la operabilidad y la integridad del proceso. El estudio HAZOP es fundamental en la gestión de riesgos industriales y contribuye a la mejora continua de la seguridad y de los procesos en instalaciones complejas.

En esta memoria se efectúa un estudio HAZOP para identificar los riesgos y las principales debilidades de monitoreo de condiciones en la operación de un transformador eléctrico.

# Capítulo 3

## Metodología

### 3.1. Introducción

La presente sección tiene como finalidad presentar la metodología a seguir para cada una de las herramientas empleadas en los análisis de esta memoria. Dichas herramientas están enmarcadas en los pasos de la metodología RCM y buscan enmarcar de manera ordenada y precisa los fenómenos que ocurren naturalmente en la operación de los transformadores eléctricos en plantas de procesos mineros.

El proceso de selección de cada una de las herramientas se explica brevemente al inicio de cada sección. Luego, se enumeran las etapas de desarrollo y se entrega una descripción de cada una, lo que fundamenta las bases para obtener los resultados de la memoria de una manera directa, estándar y reproducible.

### 3.2. Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad

#### 3.2.1. Orígenes de RCM

El RCM se basa en un análisis detallado de los modos de fallo de los equipos, su frecuencia, consecuencias operacionales y medidas preventivas aplicables. A través de este análisis, se determinan las estrategias de mantenimiento más adecuadas para cada activo, ya sean tareas de mantenimiento correctivo, tareas de inspección, preventivo, predictivo, entre otras. Algunos de los métodos analíticos en los que se sustenta la metodología RCM son el análisis del modo, el efecto y la falla (AMEF), análisis de causa raíz (ACR o RCA por sus siglas en inglés), evaluación de criticidad y HAZOP.

Esta metodología promueve una cultura de mantenimiento proactivo, reduciendo la dependencia de intervenciones reactivas ante fallos. Al hacerlo, el RCM contribuye significativamente a la extensión de la vida útil de los activos, mejora la seguridad y la eficiencia de las operaciones y, por consecuencia, optimiza la utilización de los recursos para

mantener.

### **3.2.2. Etapas de desarrollo**

Las 12 etapas de implementación, definidas en *System Reliability Theory* (Rausand y Hoyland, 2021) corresponden a:

1. Preparación del Estudio: define los objetivos, el alcance y el equipo de trabajo. Se establecen las bases metodológicas y se identifican los recursos necesarios para el análisis.
2. Selección y Definición del Sistema: se identifica y selecciona el sistema o subsistema crítico a analizar, definiendo sus límites, componentes y la función que desempeña dentro de la operación general.
3. Análisis de Fallos Funcionales (FFA): se determinan las maneras en que cada función puede fallar en cumplir con los requisitos operativos esperados, identificando fallos funcionales potenciales.
4. Selección de Ítems Críticos: mediante el análisis preliminar, se identifican los componentes o elementos del sistema que son críticos para la operación segura y eficiente, y cuyo fallo tendría un impacto significativo.
5. Recolección y Análisis de Datos: se recopilan datos históricos de mantenimiento, fallos y operaciones para comprender mejor el comportamiento y el rendimiento del sistema.
6. Análisis de Modos de Fallo, Efectos y Criticidad (FMECA): se analizan los modos de fallo identificados, sus causas, efectos sobre el sistema y la criticidad de cada uno para determinar prioridades de acción.
7. Selección de Tareas de Mantenimiento: basado en el análisis FMECA, se seleccionan las tareas de mantenimiento más adecuadas para prevenir o mitigar los fallos identificados.
8. Determinación de Intervalos de Mantenimiento: se establecen los intervalos óptimos para cada tarea de mantenimiento seleccionada, equilibrando la eficacia y los costos.
9. Análisis Comparativo de Mantenimiento Preventivo: se comparan las estrategias de mantenimiento preventivo existentes con las propuestas, evaluando su eficacia y eficiencia.
10. Tratamiento de Ítems No Críticos: para los componentes no identificados como críticos, se define un enfoque de mantenimiento adecuado, que puede ser menos intensivo o basado en el monitoreo de condiciones.

11. Implementación: se desarrolla un plan detallado para la implementación de las estrategias de mantenimiento seleccionadas, incluyendo la asignación de recursos, capacitación y establecimiento de procedimientos.
12. Recolección de Datos en Servicio y Actualización: se establece un proceso continuo para la recolección de datos operacionales y de mantenimiento, permitiendo la revisión y actualización periódica del plan de mantenimiento basado en el desempeño real y las condiciones cambiantes.

### **3.2.3. Consideraciones para la implementación de la metodología**

Con más detalle para el caso, se aplican el FMECA y HAZOP tomando en cuenta desde el punto 1 al 8, permitiendo llevar a cabo el análisis de fallos funcionales, la selección de nodos críticos del activo, la recopilación y análisis de datos, y el análisis de modos de fallo, efectos y criticidad. Esto debido a la capacidad nativa de estas herramientas para contribuir al diagnóstico preciso de condiciones operativas y la identificación de fallos potenciales y sus consecuencias. Luego, basándose en ambos estudios, se plantea un plan de mantenimiento preventivo que incluye las tareas de mantenimiento adecuadas para prevenir y mitigar los fallos identificados.

Desde el punto 9 en adelante, se considera como la transición hacia la implementación real de un proyecto de RCM. Esta continuación del plan establece un análisis comparativo entre la nueva propuesta de mantenimiento y la anterior, la selección de estrategia de mantenimiento para los ítems no críticos, la implementación y la posterior recolección de datos en servicio y actualización. No se indagará en estas herramientas, puesto que la puesta en marcha de un plan de estas características está fuera del alcance de este trabajo.

## **3.3. Diagrama de Ishikawa**

### **3.3.1. Descripción de la técnica**

El diagrama de Ishikawa, o diagrama de causa y efecto, fue perfeccionado por Kaoru Ishikawa (Ishikawa, 1982). Permite, de una manera directa y gráfica, representar causas y efectos de manera organizada. La línea horizontal del diagrama muestra con el efecto, o problema, en el extremo derecho. Sus ramas primarias representan la causa principal y las ramas secundarias muestran la causa raíz (pudiéndose extender según la necesidad).

### **3.3.2. Etapas de desarrollo del diagrama**

A continuación se presentan los pasos a seguir para la creación del diagrama de Ishikawa para el caso de transformadores eléctricos evaluado:

1. Definir el problema: definir específicamente cuál es el problema a analizar, seleccionándolo y escribiéndolo al final del eje central del diagrama.
2. Categorías de causas principales (ramas primarias): determinar las principales causas. Para este caso, además, corresponderán a los nodos a evaluar en los pasos venideros.
3. Brainstorming de causas raíces (ramas secundarias): realizar sesiones de brainstorming para identificar causas específicas que contribuyen a la causa principal. Anotar las causas raíz en cada línea principal, según la causa principal.
4. Analizar y desglosar causas (ramas terciarias)\*: para aquellas causas complejas, desglosar en sub-causas para explorar con más detalle y profundizar el análisis (opcional, no aplica para este estudio).
5. Identificar causas raíz: apoyarse en el diagrama para identificar patrones, tendencias o áreas donde las causas se concentren y puedan ser atacadas. Documentar el proceso y los hallazgos del diagrama y desarrollar un plan de acción (en este caso se utiliza como paso inicial para un FMECA).

## **3.4. Análisis de Modos de Falla, Efectos y Criticidad (FMECA)**

### **3.4.1. Descripción**

Lo integral y detallista de este análisis lo hacen una herramienta predilecta para el estudio de potenciales perturbaciones y estados anómalos para la operación. Lo logra indagando detalladamente en las diversas funciones que debe cumplir cada nodo y definiendo casos en donde la función no se cumpla (estado fallido); luego se analizan los modos de falla, específicamente sus causas y los mecanismos que derivan en la ocurrencia del estado fallido y, finalmente, el efecto que tendrá esto desde nivel local hasta nivel operativo (superior).

### **3.4.2. Etapas de desarrollo de la metodología**

Para el desarrollo de esta etapa se selecciona la metodología presentada en el libro Risk-Based Reliability Centered Maintenance (Basson, 2018), la cual es presentada a continuación:

1. Preparación: identificar el activo a analizar, definir el alcance, límites y objetivos del análisis y la intención de diseño del activo.
2. Desglose del sistema: dividir en subsistemas y componentes principales.
3. Identificación de funciones: determinar las funciones principales que cumple cada componente.
4. Estados fallidos: identificar aquellas fallas funcionales que inhabilitan total o parcialmente el correcto cumplimiento de las funciones descritas.
5. Modos de falla: enlistar aquellos posibles modos de falla que provocan el estado fallido evaluado, identificando la causa y el mecanismo del modo de falla.
6. Efectos de falla: analizar los efectos que tendrá el estado fallido en cuatro niveles:
  - a) Efecto local de la falla: describir qué impacto tiene el estado fallido de falla en el equipamiento del que es parte.
  - b) Siguiendo efecto de nivel superior: describir qué ocurrirá a nivel de sistema a causa del estado fallido.
  - c) Efecto final: describir la consecuencia final que tendrá el estado fallido en seguridad, medioambiente, producción o capacidad productiva. Lo anterior, considerando las consecuencias de los daños y costos asociados para mitigar o solucionar completamente el estado fallido.
  - d) Posible efecto en el peor de los casos: evaluar qué ocurriría en el caso de que ninguna acción específica se realizara para anticipar, prevenir, detectar o mitigar el estado fallido y qué efectos tendría en las personas, el medioambiente y la producción/empresa.
7. Análisis de Probabilidad (P): se estima la probabilidad de ocurrencia del estado fallido tomando en cuenta los modos de falla. Luego, se asigna un nivel de probabilidad según la siguiente escala cualitativa:

Tabla 3.1: Escala de Probabilidad de Falla

Nivel	Probabilidad	Descripción
5	Casi seguro	Se espera que ocurra con frecuencia.
4	Probable	Probable que ocurra en la mayoría de las circunstancias.
3	Moderado	Podría ocurrir en algún momento.
2	Poco Probable	Poco probable que ocurra, pero es posible.
1	Raro	Altamente improbable que ocurra.

8. Evaluación de Severidad (S): se realiza una evaluación de la gravedad de cada estado fallido, tomando en cuenta sus modos de falla y considerando su impacto en

la seguridad de las personas, operaciones y medioambiente. Se evalúa según el siguiente criterio cualitativo:

Tabla 3.2: Escala de Severidad de Falla

Nivel	Severidad	Descripción
5	Catastrófico	Lesiones graves, daño ambiental extenso, fallo total del sistema.
4	Mayor	Lesiones que requieren atención médica, impacto ambiental significativo, interrupciones operativas importantes.
3	Significativo	Lesiones leves, impacto ambiental limitado, interrupciones operativas moderadas.
2	Menor	Lesiones leves que requieren primeros auxilios, impacto ambiental mínimo, interrupciones operativas menores.
1	Insignificante	Sin lesiones, impacto ambiental insignificante, sin interrupciones operativas.

9. Matriz de Riesgo (R): considerando la severidad y la probabilidad de cada estado fallido, se conforma la siguiente matriz (PxS) que determina el nivel de riesgo:

Tabla 3.3: Matriz de Riesgo

Severidad/ Probabilidad	Catastrófico 5	Mayor 4	Significativo 3	Menor 2	Insignificante 1
Casi seguro 5	25	20	15	10	5
Probable 4	20	16	12	8	4
Moderado 3	15	12	9	6	3
Poco Probable 2	10	8	6	4	2
Raro 1	5	4	3	2	1

10. Escala de nivel de riesgo: se asignan niveles de riesgo, tomando en cuenta 4 tramos diferentes para cada estado fallido:

Tabla 3.4: Criterio de Evaluación del Nivel de Riesgo

Nivel de Riesgo	Categoría	Descripción
17 a 25	Riesgo Alto (Intolerable)	Deben detenerse las actividades productivas, la gerencia debe ser notificada. Se deben implementar políticas inmediatas para gestionar la falla y reducir el riesgo al menos a la categoría 5-9.
10 a 16	Riesgo Significante (Intolerable)	Se debe realizar una planificación inmediata para la gestión provisional del riesgo. El riesgo debe reducirse al menos a la categoría 5-9.
5 a 9	Riesgo Medio (Tolerable)	Riesgo tolerable, pero debe ser monitoreado periódicamente.
1 a 4	Riesgo Bajo (Tolerable)	Puede que no sea necesaria ninguna otra acción de mitigación y se recomienda mantener las medidas de control.

11. Criterio de Detectabilidad: se analiza la complejidad para detectar cada modo de falla, evaluando según la capacidad actual para detectar las fallas del sistema:

Tabla 3.5: Escala de Detectabilidad

Nivel	Detectabilidad	Descripción
1	Muy baja	La falla es extremadamente difícil de detectar incluso con herramientas y métodos avanzados de monitoreo.
2	Baja	La detección de la falla es difícil y puede requerir técnicas avanzadas, pero existen algunas capacidades de monitoreo.
3	Moderada	La falla puede detectarse mediante métodos convencionales de monitoreo, pero la detección puede no ser instantánea.
4	Alta	La detección de la falla es rápida y confiable mediante métodos estándar de monitoreo.
5	Muy alta	La falla es fácilmente detectable, incluso antes de que tenga un impacto significativo.

### 3.5. *Hazard and Operability Study (HAZOP)*

#### 3.5.1. Descripción del estudio

Debido a la compleja naturaleza multivariable de los transformadores, una metodología robusta que tome en consideración interdependencias de sistemas y aquellos potenciales riesgos operativos (sin llegar necesariamente a un estado fallido) es necesaria. Por esto, se emplea el método HAZOP, basado en la norma IEC 61882:2016 (International Electrotechnical Commission, 2016), de la Comisión Electrotécnica Internacional (o IEC

por sus siglas en inglés). Este nace inicialmente de la industria de *Oil & Gas*, como una herramienta poderosa para diseñar métodos de mitigación de riesgos y diseños robustos.

### **3.5.2. Etapas de desarrollo**

La implementación del método HAZOP para esta memoria se fundamenta en la norma IEC 61882:2016 (International Electrotechnical Commission, 2016) y sigue el siguiente flujo de proceso:

1. Definiciones (Figura 3.1): esta etapa aborda la configuración inicial del estudio. Esto incluye establecer el alcance y los objetivos, definir los límites y las interfaces del sistema y determinar el nivel de detalle requerido. También implica la identificación de normativas y estándares relevantes, así como la definición de los objetivos organizacionales.
2. Preparación (Figura 3.2): aquí se organiza, recolecta y consolida la información para el HAZOP. Además, se planifican los pasos para el estudio, se recopilan datos del sistema y se definen los nodos a analizar. También se establecen las palabras guía y las desviaciones que se utilizarán en la fase de examinación. Además, se desarrolla una representación fiable del sistema y se define el formato para documentar el estudio.
3. Examinación (Figura 3.3): en esta fase, se revisa cada nodo aplicando sistemáticamente las palabras guía para identificar desviaciones potenciales. Se investigan las causas y consecuencias de estas desviaciones, y se documenta el control existente y las acciones sugeridas para cada desviación (si es que las hay).

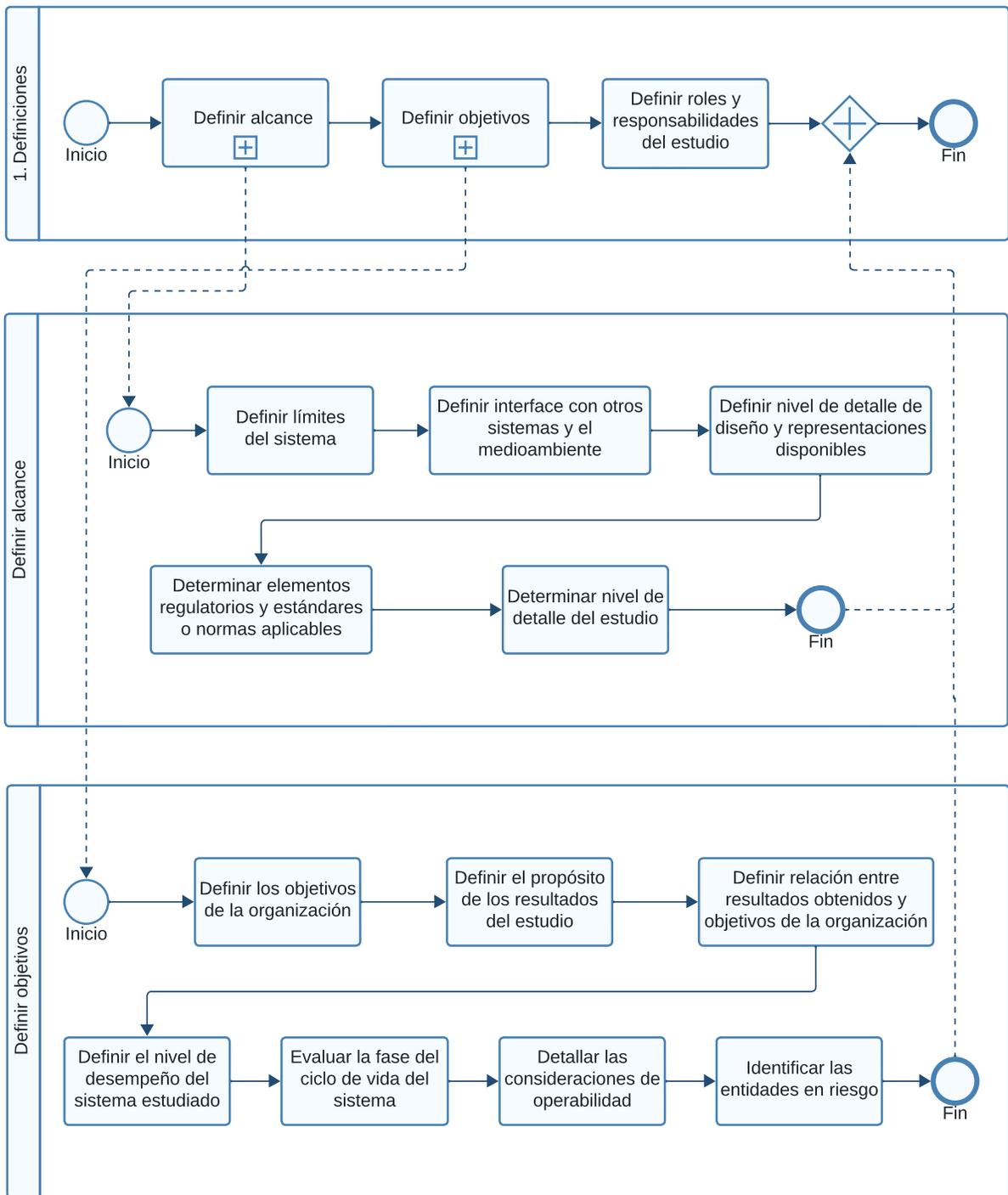


Figura 3.1: Etapa 1 HAZOP, Definiciones [Elaboración propia]

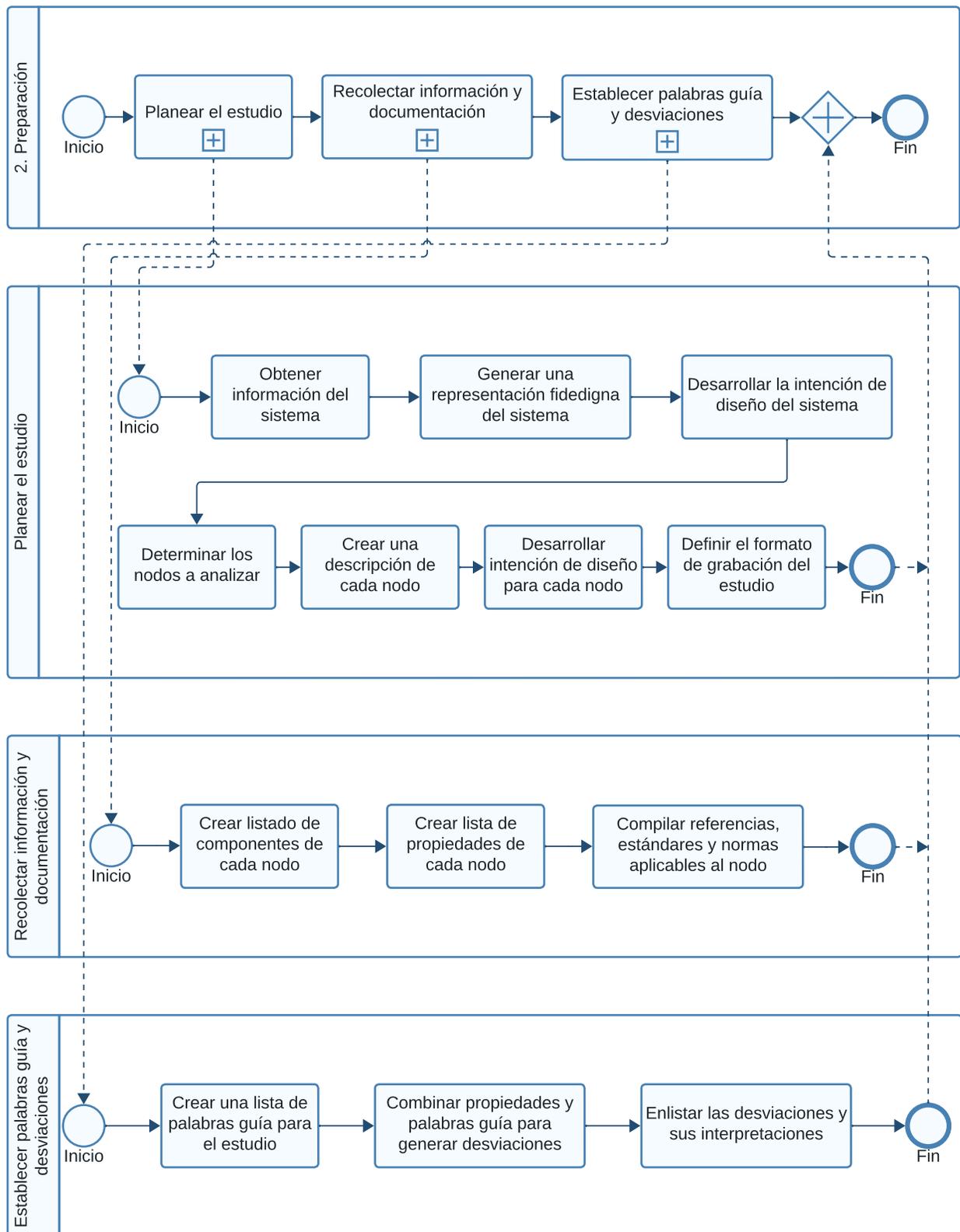


Figura 3.2: Etapa 2 HAZOP, Preparación [Elaboración propia]

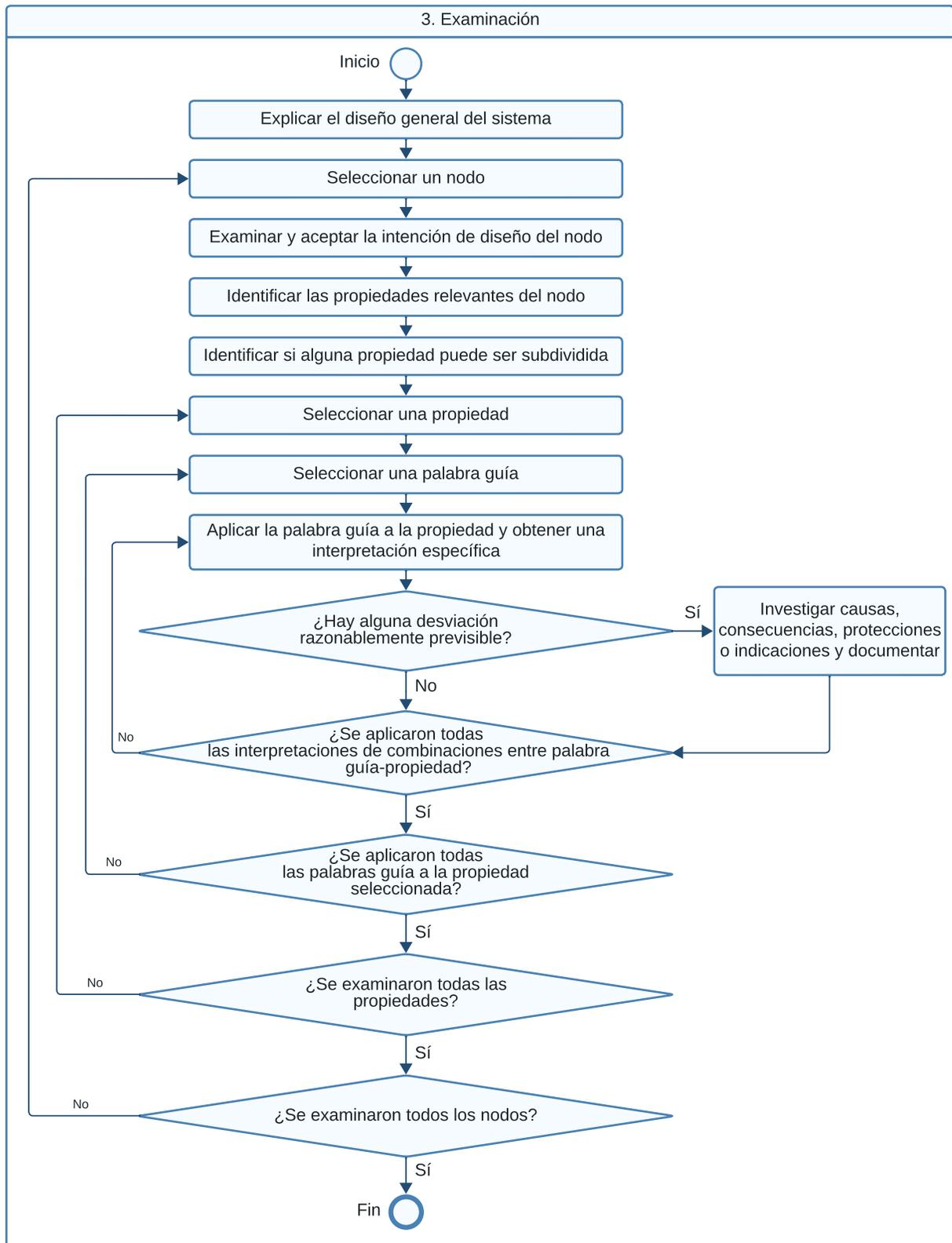


Figura 3.3: Etapa 3 HAZOP, Examinación [Elaboración propia]

## **3.6. Plan de mantenimiento preventivo**

### **3.6.1. Descripción plan de mantenimiento preventivo**

El desarrollo del plan de mantenimiento preventivo tiene como propósito cardinal garantizar la operatividad y longevidad de los activos. Todo el análisis trabajado en las 3 previas secciones culmina en la meticulosa selección de actividades de mantenimiento que permiten darle un cuidado completo (mecánico, eléctrico y fisicoquímico) a los transformadores.

### **3.6.2. Etapas de desarrollo de plan de mantenimiento preventivo**

El acercamiento para la construcción del plan de mantenimiento preventivo, en función del enfoque de la memoria y sus alcances, es el siguiente:

1. Análisis de normativas y estándares vigentes:
  - a) Revisar y comprender en profundidad las normativas, leyes y estándares industriales que rigen la evaluación del estado de los activos.
  - b) Identificar las prácticas de monitoreo y mantenimiento principales y efectuadas sobre el activo.
2. Desarrollo de estudios FMECA y HAZOP:
  - a) Realizar FMECA para identificar los potenciales puntos de fallo de cada subsistema, evaluar la severidad de sus consecuencias y analizar la complejidad para detectar cada modo de falla.
  - b) Ejecutar HAZOP para estudiar las intenciones de diseño y las propiedades de cada nodo. Detallar las desviaciones de cada propiedad e identificar el control existente para cada una de ellas.

3. Evaluación de causas y mecanismos de falla y desviaciones:

Analizar en profundidad las causas y mecanismos detrás de los modos de fallo identificados en el FMECA, así como las desviaciones, causas potenciales y consecuencias señaladas en el HAZOP. Utilizar estos análisis para preparar una base sólida para las estrategias de mitigación y prevención.

4. Identificación de requisitos y condiciones para la operación de subsistemas:

Determinar los requisitos específicos y las condiciones operativas necesarias para que cada subsistema del activo funcione de acuerdo con la intención de diseño, destacada en el HAZOP, con la finalidad de asegurar que cada subsistema esté configurado y mantenido para cumplir con su propósito previsto de manera eficaz y segura.

5. Selección de tareas de mantenimiento:

Elegir las tareas de mantenimiento necesarias para mantener al activo, basándose en los resultados de los estudios FMECA y HAZOP. Identificar los subsistemas que corresponden a cada tarea.

6. Definición de actividades de mantenimiento por subsistema:

Especificar detalladamente las actividades y el tipo de mantenimiento a ejecutar para cada subsistema de cada tarea. Establecer una frecuencia para cada actividad tomando en cuenta los criterios y pasos desarrollados anteriormente.

7. Documentación:

Documentar meticulosamente el plan de mantenimiento en planillas de Excel, asegurando que toda la información sea accesible, clara y esté bien organizada.

### **3.7. Cierre de capítulo**

Se han presentado en esta sección las 4 metodologías a aplicar cumpliendo con los lineamientos del RCM, buscando un enfoque de estudio y análisis integral que tome en cuenta los factores mecánicos, eléctricos y físico-químicos de la operación cotidiana de los transformadores eléctricos. El marco de esta aplicación está definido, por supuesto, por los alcances de la memoria y busca evaluar detalladamente la naturaleza operativa para proponer de manera consolidada un plan de mantenimiento aplicable en la realidad; esto se detalla a continuación, en la sección de Resultados.

## Resultados

### 4.1. Introducción

En la siguiente sección se encuentran los resultados del trabajo realizado para esta memoria, el cual corresponde a:

1. Diagrama de Ishikawa (Sección 4.2) donde se presenta el diagrama realizado para las fallas de transformadores eléctricos.
2. Análisis de Modos de Falla, Efectos y Criticidad (FMECA) (Sección 4.1), entregando el contexto de análisis para el estudio e incorporando una lista guía para las tablas fallas del estudio, presentes en el Anexo C.
3. *Hazard and Operability Study* (Sección 4.4), detallando las 2 primeras etapas del estudio en la sección y presentando una lista guía para tablas de riesgos construidas, presentes en el Anexo D.
4. Plan de Mantenimiento Preventivo (Sección 4.5), donde se entrega una breve introducción del plan ejecutado, así como la lista completa de actividades planeadas para los transformadores eléctricos.

### 4.2. Diagrama de Ishikawa

El diagrama de Ishikawa construido para esta memoria evalúa el problema causal de los estados anómalos de los transformadores eléctricos. Las causas principales fueron seleccionadas según los diferentes subsistemas eléctricos, mecánicos y fisicoquímicos del transformador y, además, se consideran factores como la interacción de las personas y la operación, así como el medioambiente.

El resultado de este análisis se presenta a continuación, seccionado en las siguientes 4 figuras:



Figura 4.1: Diagrama de Ishikawa de Fallas de Transformadores Eléctricos, Parte 1 [Elaboración propia]



Figura 4.2: Diagrama de Ishikawa de Fallas de Transformadores Eléctricos, Parte 2 [Elaboración propia]

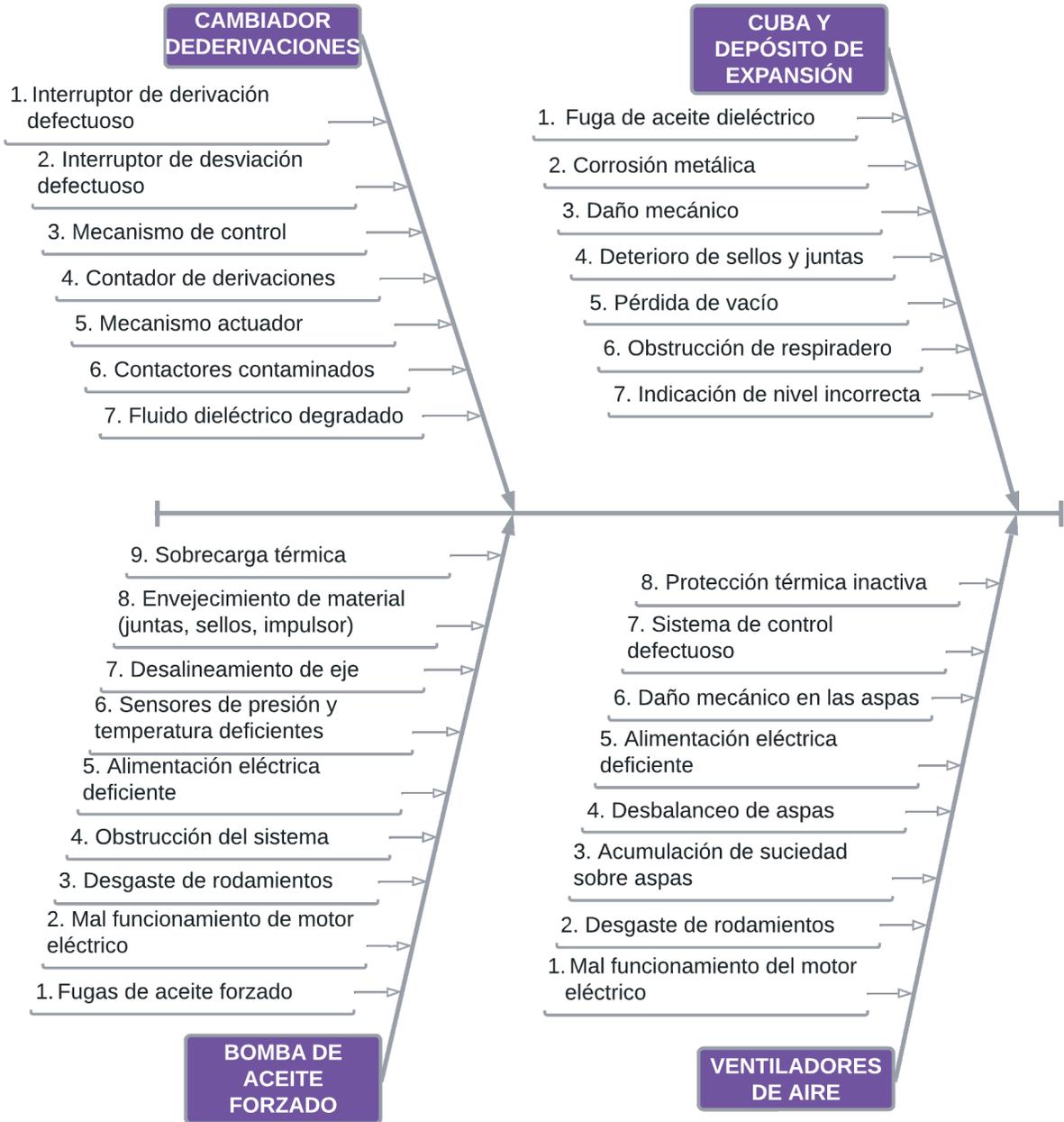


Figura 4.3: Diagrama de Ishikawa de Fallas de Transformadores Eléctricos, Parte 3 [Elaboración propia]

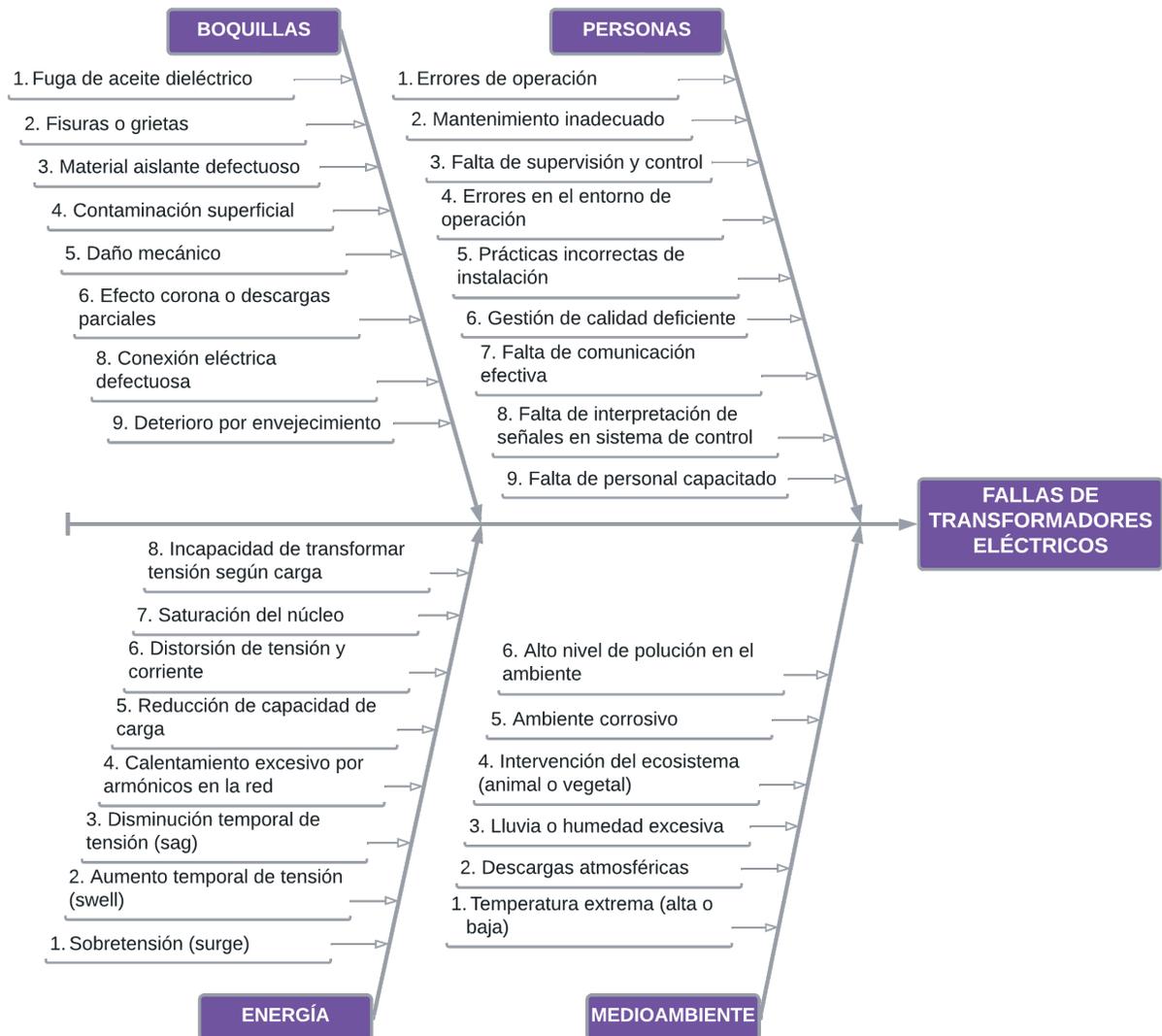


Figura 4.4: Diagrama de Ishikawa de Fallas de Transformadores Eléctricos, Parte 4 [Elaboración propia]

## **4.3. Resultados del Análisis de Modos de Falla, Efectos y Criticidad (FMECA)**

### **4.3.1. Introducción resultados**

En esta sección se presentan los resultados del estudio FMECA ejecutado sobre el caso de análisis: un transformador de bajada, de 110 kV a 13,8 kV. Dado el extenso número de tablas de resultados generados en este análisis se anexan (ver la Tabla Maestra 4.1).

### **4.3.2. Contexto de análisis**

1. El alcance del estudio FMECA es analizar un transformador eléctrico que transforma de 110 kV a 13,8 kV operando en una planta minera. Este cuenta con un transformador de respaldo de características similares y un grupo electrógeno capaz de mantener los sistemas vitales de la planta para detener el proceso productivo de manera segura.
2. El estudio se limita a analizar el transformador como sistema, tomando en cuenta desde la boquilla de alta tensión hasta la boquilla de baja tensión. No se incluye el suministro de energía.
3. El sistema tiene como intención operar ininterrumpidamente y suministrar energía eléctrica de calidad, eficientemente, en intervalos de 1 año, adaptándose a cargas dinámicas y manteniendo su capacidad de diseño, deteniéndose únicamente de manera programada para actividades del monitoreo preventivo anual.

### **4.3.3. Tabla guía resultados del estudio**

A continuación, en la Tabla 4.1, se presenta la guía de referencia a los resultados anexados de cada uno de los subsistemas evaluados en el estudio.

Tabla 4.1: Tabla guía de resultados de estudio FMECA

Nº	Subsistema	Resultado FMECA
1	Devanados	Figura: C.1, C.2, C.3, C.4, C.5, C.6, C.7, C.8
2	Núcleo	Figura: C.9, C.10
3	Aislación Líquida	Figura: C.11, C.12, C.13, C.14
4	Aislación Sólida	Figura: C.15, C.16, C.17, C.18
5	Cambiador de Derivaciones	Figura: C.19, C.20, C.21, C.22
6	Cuba y Depósito de Expansión	Figura: C.23, C.24
7	Boquillas	Figura: C.25
8	Relé Buchholz	Figura: C.26, C.27, C.28
9	Válvula de Alivio de Expansión	Figura: C.29
10	Relé de Presión Súbita	Figura: C.30, C.31
11	Radiadores	Figura: C.32, C.33
12	Bomba de Aceite Forzado	Figura: C.34, C.35
13	Ventiladores de Aire	Figura: C.36

#### 4.4. Resultados del *Hazard and Operability Study* (HA-ZOP)

Es el objetivo de esta sección entregar el resultado del desarrollo de las tres etapas seleccionadas del estudio. Iniciando por la conformación de las definiciones Subsección 4.4.1, luego por la fase de preparación del estudio Subsección 4.4.2 y, finalmente, la etapa de examinación Subsección 4.4.3 en donde se anexan las tablas de resultados en la Tabla Maestra 4.4.

##### 4.4.1. Etapa 1: Definiciones de estudio

A continuación, se entregan los resultados de las definiciones del estudio realizado:

###### 4.4.1.1. Objetivos del estudio

1. Objetivos de la organización: el objetivo fundamental es llevar a cabo la extracción eficiente y rentable de mineral de cobre, empleando prácticas y tecnologías de vanguardia para maximizar la productividad de la operación.
2. Propósito de los resultados del estudio: identificar y analizar los posibles escenarios riesgosos, así como las desviaciones de la intención de diseño que influyan negativamente en la operación del transformador eléctrico. Esto para generar propuestas de monitoreo de condiciones sólidas que influyan positivamente en la estrategia de gestión de activos de la organización.
3. Relación entre resultados obtenidos y objetivos de la organización: los resultados obtenidos permitirán generar propuestas para el monitoreo de condiciones del trans-

formador eléctrico, lo que aportará a la captura de datos y a la toma de decisiones informadas de la organización, en pos del cumplimiento del objetivo fundamental indicado en el primer punto.

4. Nivel de desempeño: se espera que el sistema se desempeñe continuamente durante periodos de producción y que no deba ser puesto en stand-by de manera no programada.
5. Fase de ciclo de vida: el transformador se encuentra en la etapa de mejora, en donde se desea aumentar el nivel de desempeño. Esto, realizando cambios que responden a nuevas condiciones de operación, aplicando nuevas tecnologías para extender la vida operativa y abordando el problema de la obsolescencia.
6. Consideraciones de operabilidad:
  - a) Eficiencia operativa: garantizar que el sistema funcione de manera eficiente, maximizando el rendimiento energético al transformar la tensión eléctrica bajo cargas dinámicas, bajo cualquier condición ambiental y solicitud de operación.
  - b) Fiabilidad del sistema: asegurar que el sistema sea confiable y capaz de operar de manera continua y consistente, evitando fallas o interrupciones no planificadas.
  - c) Mantenimiento: asegurar la facilidad de mantenimiento del sistema, generando condiciones propicias para que las tareas de mantenimiento logren llevarse a cabo de manera efectiva, y con el menor impacto en la continuidad operacional.
  - d) Seguridad operativa: incorporar medidas y procedimientos que garanticen la seguridad de las personas, el equipo y el medio ambiente durante la operación normal.
  - e) Facilidad de operación: diseñar el sistema de manera que sea fácil de operar, con controles intuitivos y procedimientos claros, minimizando la probabilidad de errores operativos.
  - f) Flexibilidad y adaptabilidad: considerar la capacidad del sistema para adaptarse a cambios en las condiciones operativas o en los requisitos del proceso, brindando flexibilidad para ajustarse a nuevas situaciones.
  - g) Cumplimiento normativo: asegurar que el sistema cumpla con todas las normativas y regulaciones aplicables a su operación.
  - h) Entrenamiento del personal: implementar programas de entrenamiento para el personal operativo, garantizando que estén capacitados para operar el sistema de manera efectiva.
7. Entidades en riesgo:
  - a) Personas:

- i. Personal operativo y de mantenimiento: el personal que opera y mantiene el transformador está en riesgo de exposición a situaciones peligrosas, como descargas eléctricas, incendios, explosiones, exposición a sustancias peligrosas (e.g. aceite dieléctrico) y/o a condiciones de trabajo riesgosas, como trabajos en altura o interacción con partes móviles.
  - ii. Personal circundante: el transformador no está ubicado en una zona habitada, sin embargo, quienes transiten por las cercanías del transformador o por el patio eléctrico, están expuestas a riesgos tales como incendios, explosiones, descargas parciales o exposición a sustancias peligrosas.
  - iii. Personal de emergencia: el personal encargado de responder a situaciones de emergencia, como incendios, explosiones o fugas, se expone a riesgos durante las operaciones anormales del transformador.
- b) Propiedad y equipos: en riesgo por fluctuaciones incontroladas en el nivel de tensión, interferencia electromagnética, incendios y explosiones.
  - c) Medioambiente: derrames de aceite u otros contaminantes del transformador e incendios pueden tener impactos ambientales en la flora y fauna, afectando ecosistemas locales, e impactos en acuíferos subterráneos, lo que podría tener consecuencias a largo plazo para el suministro de agua local.

#### **4.4.1.2. Alcance del análisis**

1. Sistema evaluado y límites: se analiza un transformador eléctrico que transforma de 110 kV a 13,8 kV operando en una planta minera. Este cuenta con un transformador de respaldo de características similares y un grupo electrógeno capaz de mantener los sistemas vitales de la planta para detener el proceso productivo de manera segura (al igual que FMECA). Se analiza entre la boquilla de alta tensión y la boquilla de baja tensión y se incluye el suministro energético que fluye a través de él.
2. Interfaces con otros sistemas: la operación del transformador depende de los interruptores de potencia, los restauradores, las cuchillas fusibles, desconectores y de prueba, los pararrayos, las mallas de tierra y los transformadores de instrumento.
3. Interface con el medioambiente: el transformador se ve afectado principalmente por la presión atmosférica (en función de la altura), la temperatura del ambiente, la humedad y los agentes corrosivos.
4. Nivel de detalle de diseño y representaciones disponibles: el nivel disponible es general, compuesto por diagramas unilineales, normas y bibliografía.
5. Nivel de detalle del estudio: detalle medio, basado en casos compartidos por experiencia de la empresa, clientes y complementado con bibliografía.

## 4.4.2. Etapa 2: Preparación para el estudio

### 4.4.2.1. Intención de diseño del sistema

La intención de diseño se centra en la excelencia técnica, maximización de confiabilidad y minimización de riesgos y la eficiencia energética. Se detalla a continuación:

1. Eficiencia energética: operar plenamente a carga de diseño, minimizando las pérdidas de energía, manteniendo la geometría de diseño y proporcionando condiciones idóneas para el correcto desempeño de núcleo y devanados.
2. Operación sostenible: ser capaz de operar manteniendo un estado interno, térmico y químico idóneos, incluso en condiciones operacionales y ambientales extremas, garantizando siempre un rendimiento predecible y seguro.
3. Sistemas de protección operacional: asegurar la protección sistémica mediante el uso autónomo de sus sistemas de protección en tiempo real, para detectar y responder proactivamente a condiciones operativas anormales, minimizando el riesgo de fallas.
4. Confiabilidad y vida útil: maximizar la confiabilidad operativa y la prolongación del tiempo de vida útil del transformador operando a niveles que minimicen el envejecimiento acelerado y que garanticen un alto rendimiento, apoyándose de un mantenimiento adecuado.

### 4.4.2.2. Nodos HAZOP a analizar

Los nodos seleccionados para analizar el estudio son los siguientes:

Tabla 4.2: Selección de nodos para estudio HAZOP

Nº	Nodo
1	Devanados
2	Núcleo
3	Aislación Líquida
4	Aislación Sólida
5	Cambiador de Derivaciones
6	Cuba y Depósito de Expansión
7	Boquillas
8	Relé Buchholz
9	Válvula de Alivio de Expansión
10	Relé de Presión Súbita
11	Radiadores
12	Bomba de Aceite Forzado
13	Ventiladores de Aire
14	Suministro de Energía

#### 4.4.2.3. Intención de diseño, componentes y propiedades de los nodos

Los resultados tomados en cuenta para la etapa de examinación son:

1. DEVANADOS HAZOP		
Intención de diseño		Conducir las corrientes de carga para inducir un voltaje secundario a partir de uno primario mediante un campo electromagnético inducido en el núcleo.
Componentes del nodo		Conductores eléctricos, aislación sólida.
N°	Propiedad	Descripción
1	Aislamiento eléctrico	Material dieléctrico que previene el contacto eléctrico entre espiras, esencial para la seguridad y la integridad eléctrica.
2	Resistencia eléctrica	Resistencia al flujo de corriente eléctrica, factor crítico en las pérdidas por calor y la eficiencia energética.
3	Capacidad de carga	Máxima corriente que los devanados pueden manejar sin exceder las condiciones de diseño.
4	Temperatura operativa	Rango de temperatura en el que los devanados pueden operar de forma segura y eficiente.
5	Configuración geométrica	Diseño físico y espacial de los devanados que influye en el campo magnético, las corrientes de Foucault y la eficiencia del transformador.

Figura 4.5: *Hazard and Operability Study* (HAZOP) Definición Devanados Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV

2. NÚCLEO HAZOP		
<b>Intención de diseño</b>		Conducir el flujo magnético entre los devanados con la máxima eficiencia minimizando las pérdidas magnéticas.
<b>Componentes del nodo</b>		Núcleo de acero ferromagnético, aislación entre capas, protecciones.
N°	Propiedad	Descripción
1	<b>Aislamiento interno</b>	Resistencia del núcleo al paso de corriente eléctrica, previniendo fallos eléctricos entre el núcleo y otros componentes.
2	<b>Temperatura operativa</b>	Rango de temperatura dentro del cual el núcleo opera eficientemente.
3	<b>Protección a tierra</b>	Medidas y sistemas destinados a evitar corrientes no deseadas hacia tierra que podrían causar daños o peligro.
4	<b>Saturación</b>	Incremento en tensión aplicada no aumenta proporcionalmente el flujo magnético, conduciendo a pérdidas y calor excesivo.

Figura 4.6: *Hazard and Operability Study* (HAZOP) Definición Núcleo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV

3. AISLACIÓN LÍQUIDA HAZOP		
<b>Intención de diseño</b>		Aislar eléctricamente y refrigerar los componentes internos del transformador eléctrico.
<b>Componentes del nodo</b>		Fluido dieléctrico orgánico, aditivos.
<b>N°</b>	<b>Propiedad</b>	<b>Descripción</b>
1	<b>Temperatura operativa</b>	Rango de temperatura en el cual el líquido aislante mantiene sus propiedades dieléctricas óptimas y estabilidad química.
2	<b>Volumen</b>	Cantidad de líquido aislante necesaria para cubrir completamente los componentes internos, asegurando una aislación adecuada y la disipación de calor deseada.
3	<b>Rigidez dieléctrica</b>	Medida de la capacidad del líquido aislante para resistir campos eléctricos sin romperse, esencial para prevenir descargas eléctricas.
4	<b>Estabilidad química</b>	Resistencia del líquido aislante a la degradación bajo estrés térmico y eléctrico para evitar la formación de productos químicos dañinos.
5	<b>Humedad</b>	Nivel de agua presente en el líquido aislante, que debe minimizarse para mantener la rigidez dieléctrica y prevenir la corrosión.
6	<b>Aditivos</b>	Compuestos químicos añadidos al líquido aislante para mejorar propiedades como resistencia a la oxidación, estabilidad térmica y operativa.

Figura 4.7: *Hazard and Operability Study* (HAZOP) Definición Aislación Líquida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV

4. AISLACIÓN SÓLIDA HAZOP		
<b>Intención de diseño</b>		Aislar eléctricamente y aportar a la distribución de la carga térmica de los devanados, soportándolos mecánicamente.
<b>Componentes del nodo</b>		Papel dieléctrico, cartón prensado.
N°	Propiedad	Descripción
1	<b>Temperatura operativa</b>	Rango de temperatura en la que el aislante puede funcionar de manera segura sin degradarse de manera acelerada.
2	<b>Grado de polimerización</b>	Número promedio de unidades monoméricas en una cadena polimérica, indicativo de la salud del papel aislante.
3	<b>Rigidez Dieléctrica</b>	La máxima tensión eléctrica que un material aislante puede soportar sin romperse.
4	<b>Humedad</b>	Cantidad de agua en el aislamiento.
5	<b>Integridad estructural</b>	Estado del aislamiento en términos de ausencia de fisuras, cortes o deformaciones.

Figura 4.8: *Hazard and Operability Study* (HAZOP) Definición Aislación Sólida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV

5. CAMBIADOR DE DERIVACIONES HAZOP		
<b>Intención de diseño</b>		Regular la tensión de salida del transformador bajo carga, manteniendo la estabilidad del sistema eléctrico de potencia.
<b>Componentes del nodo</b>		Derivaciones, motor eléctrico, sistema de control, aislación líquida.
N°	Propiedad	Descripción
1	<b>Capacidad de conmutación</b>	Habilidad del dispositivo para cambiar las conexiones de los devanados bajo carga, ajustando la relación de voltaje sin interrumpir el flujo de energía.
2	<b>Calidad de energía</b>	Capacidad para mantener una salida de energía con voltaje y frecuencia estables, minimizando las distorsiones armónicas y otros problemas de calidad de la energía.

Figura 4.9: *Hazard and Operability Study* (HAZOP) Definición Cambiador de Derivaciones Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV

6. CUBA Y DEPÓSITO DE EXPANSIÓN HAZOP		
<b>Intención de diseño</b>		Contener de manera hermética y segura el fluido aislante y los componentes internos, acumulando las fluctuaciones volumétricas en la operación cotidiana.
<b>Componentes del nodo</b>		Cuba, depósito de expansión, filtro secante.
<b>N°</b>	<b>Propiedad</b>	<b>Descripción</b>
1	<b>Hermeticidad</b>	Capacidad de la cuba y el depósito para estar completamente sellados, evitando fugas de aceite y entrada de humedad.
2	<b>Integridad estructural</b>	Resistencia de la estructura a tensiones mecánicas, presión interna y factores ambientales, sin deformarse ni romperse.
3	<b>Resistencia a la corrosión</b>	Habilidad del material para resistir la degradación química por el aceite y el ambiente.
4	<b>Acomodar fluctuaciones de volumen</b>	Sistema adecuado para acomodar los cambios en el volumen interno del transformador.

Figura 4.10: *Hazard and Operability Study* (HAZOP) Definición Cuba y Depósito de Expansión Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV

7. BOQUILLAS HAZOP		
<b>Intención de diseño</b>		Aislar eléctricamente la conexión entre el suministro de carga y el devanado conectado, manteniendo la hermeticidad del transformador.
<b>Componentes del nodo</b>		Material aislante, electrodos, aceite aislante, recubrimiento, conexiones eléctricas.
N°	Propiedad	Descripción
1	<b>Conductividad eléctrica</b>	Capacidad de los componentes conductores de las boquillas para transmitir electricidad con eficiencia y mínima resistencia.
2	<b>Aislación eléctrica</b>	Resistencia del material dieléctrico de las boquillas para prevenir flujos eléctricos no deseados y descargas.
3	<b>Resistencia térmica</b>	Habilidad de las boquillas para operar efectivamente y mantener su integridad en altas temperaturas.
4	<b>Hermeticidad</b>	Capacidad de las boquillas para estar completamente selladas, impidiendo la entrada de humedad y contaminantes.
5	<b>Temperatura operativa</b>	El rango de temperatura dentro del cual las boquillas pueden funcionar de manera segura y eficiente.

Figura 4.11: *Hazard and Operability Study* (HAZOP) Definición Boquillas Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV

8. RELÉ BUCHHOLZ HAZOP		
<b>Intención de diseño</b>		Monitorear y proteger el transformador eléctrico, detectando condiciones anómalas o fallas en el aceite dieléctrico y comunicando estados de alarma.
<b>Componentes del nodo</b>		Relé Buchholz.
<b>N°</b>	<b>Propiedad</b>	<b>Descripción</b>
1	<b>Detección de estados anómalos</b>	Capacidad para detectar y señalar condiciones inusuales o fallas en el aceite del transformador.
2	<b>Comunicar estados de alarma</b>	Habilidad para transmitir señales de alarma a sistemas de supervisión o de seguridad, indicando la presencia de condiciones anómalas o potencialmente peligrosas.
3	<b>Mantener la hermeticidad del medio</b>	Prevenir la entrada de aire, humedad o contaminantes al interior del transformador

Figura 4.12: *Hazard and Operability Study* (HAZOP) Definición Relé Buchholz Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV

9. VÁLVULA DE ALIVIO DE PRESIÓN HAZOP		
<b>Intención de diseño</b>		Proporcionar una vía para liberar de manera controlada la presión interna del transformador cuando esta excede niveles seguros, evitando daños al equipo y manteniendo la hermeticidad del sistema.
<b>Componentes del nodo</b>		Mecanismo de alivio, carcasa de la válvula.
<b>N°</b>	<b>Propiedad</b>	<b>Descripción</b>
<b>1</b>	<b>Alivio de Presión</b>	Capacidad de la válvula para liberar de manera controlada la presión interna del transformador cuando esta excede niveles seguros, evitando daños al equipo.
<b>2</b>	<b>Hermeticidad</b>	Mantenimiento de un sellado hermético cuando la válvula está cerrada, previniendo la entrada de humedad y contaminantes al transformador.

Figura 4.13: *Hazard and Operability Study* (HAZOP) Definición Válvula de Alivio de Expansión Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV

10. RELÉ DE PRESIÓN SÚBITA HAZOP		
<b>Intención de diseño</b>		Detectar y responder a aumentos repentinos y anormales de presión activando alertas que mantengan la seguridad operativa.
<b>Componentes del nodo</b>		Sensor de presión, comunicaciones.
N°	Propiedad	Descripción
1	<b>Detección de cambios de presión súbitos</b>	Capacidad de detectar inmediatamente cambios repentinos y anormales de presión en el transformador, activando las medidas de protección necesarias.
2	<b>Comunicación</b>	Capacidad de transmitir señales o alertas a sistemas de supervisión o control externos, proporcionando información valiosa para la gestión y protección del transformador.
3	<b>Mantener la hermeticidad del medio</b>	Prevenir la entrada de aire, humedad o contaminantes al interior del transformador

Figura 4.14: *Hazard and Operability Study* (HAZOP) Definición Relé de Presión Súbita Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV

11. RADIADORES HAZOP		
<b>Intención de diseño</b>		Proporcionar un medio eficiente para enfriar el aceite dieléctrico, disipando el calor generado durante la operación del transformador y manteniendo la temperatura del aceite dentro de límites seguros.
<b>Componentes del nodo</b>		Paneles radiantes, válvulas de control, soportes y estructuras de montaje.
N°	Propiedad	Descripción
1	<b>Disipar calor</b>	Habilidad de los radiadores para eliminar el calor generado durante la operación del transformador, evitando el sobrecalentamiento.
2	<b>Eficiencia térmica</b>	Eficiencia con la que los radiadores pueden enfriar el aceite dieléctrico, manteniendo una temperatura óptima en el transformador.
3	<b>Integridad estructural</b>	Capacidad de los radiadores para resistir tensiones mecánicas y mantener su forma y funcionalidad en condiciones de operación.
4	<b>Hermeticidad</b>	Capacidad de los radiadores para mantener un sello hermético e impedir la entrada de humedad y contaminantes.
5	<b>Libre flujo de aceite</b>	Garantizar que los radiadores permitan el flujo adecuado del aceite dieléctrico, facilitando el proceso de enfriamiento del transformador.

Figura 4.15: *Hazard and Operability Study* (HAZOP) Definición Radiadores Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV

12. BOMBA DE ACIETE FORZADO HAZOP		
<b>Intención de diseño</b>		Proporcionar un flujo controlado y eficiente de aceite dieléctrico dentro del transformador para garantizar un adecuado enfriamiento y cobertura de los componentes, asegurando la operación estable.
<b>Componentes del nodo</b>		Motor eléctrico de la bomba, impulsor, tuberías y conexiones.
<b>N°</b>	<b>Propiedad</b>	<b>Descripción</b>
<b>1</b>	<b>Caudal</b>	Cantidad de aceite que la bomba puede mover por unidad de tiempo, determina la capacidad de la bomba para circular aceite por el circuito de refrigeración.
<b>2</b>	<b>Presión de descarga</b>	Presión generada por la bomba en la salida del aceite, asegura que el aceite se distribuya de manera efectiva en el transformador.
<b>3</b>	<b>Eficiencia energética</b>	La capacidad de la bomba para convertir la energía eléctrica en energía mecánica de manera eficiente, minimizando las pérdidas y el consumo de energía.

Figura 4.16: *Hazard and Operability Study* (HAZOP) Definición Bomba de Aceite Forzado Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV

13. VENTILADORES DE AIRE HAZOP		
<b>Intención de diseño</b>		Facilitar el enfriamiento del transformador, regulando el flujo de aire y la velocidad de ventilación para mantener una temperatura óptima de funcionamiento, contribuyendo así a su operación segura y confiable.
<b>Componentes del nodo</b>		Álabes, motor eléctrico, ductos de aire, sistema de montaje.
<b>N°</b>	<b>Propiedad</b>	<b>Descripción</b>
<b>1</b>	<b>Flujo de aire</b>	La cantidad de aire que los ventiladores pueden mover a través del transformador para disipar el calor de manera eficiente.
<b>2</b>	<b>Eficiencia energética</b>	Capacidad de los ventiladores para funcionar de manera eficiente, minimizando el consumo de energía.

Figura 4.17: *Hazard and Operability Study* (HAZOP) Definición Ventiladores de Aire Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV

14. SUMINISTRO DE ENERGÍA HAZOP		
<b>Intención de diseño</b>		Garantizar un suministro de energía eléctrica confiable y de alta calidad a las cargas externas, manteniendo la estabilidad de tensión, la eficiencia energética y la protección contra perturbaciones.
<b>Componentes del nodo</b>		Transformador de potencia, conductores y cables, interruptores, sistemas de monitoreo, sistemas de respaldo, protecciones y reguladores.
<b>N°</b>	<b>Propiedad</b>	<b>Descripción</b>
1	<b>Regulación de tensión</b>	Capacidad del transformador para mantener la tensión de salida dentro de los límites especificados, especialmente frente a cambios en la tensión de entrada o en la carga.
2	<b>Protección contra sobrecargas</b>	Mecanismo que evita que el transformador se dañe debido a corrientes de carga excesivas, como reducción de cargas o descargas atmosféricas.

Figura 4.18: *Hazard and Operability Study* (HAZOP) Definición Suministro de Energía Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV

#### 4.4.2.4. Palabras guía

Las palabras guía seleccionadas para el estudio HAZOP son:

Tabla 4.3: Palabras guía estudio HAZOP

Nº	Palabra guía	Significado
1	No	La intención de diseño no se cumple
2	Más	Incremento cuantitativo de un parámetro
3	Menos	Disminución cuantitativa de un parámetro
4	Opuesto	El opuesto lógico de la intención de diseño
5	Otro	Diferente a la intención de diseño
6	Temprano	Relativo a antes de tiempo
7	Tarde	Relativo a después de tiempo
8	Antes	Relativo a un orden o secuencia
9	Después	Relativo a un orden o secuencia
10	Parcialmente	Solo una fracción de la intención de diseño es lograda
11	Además	Una actividad adicional ocurre
12	Variación	Cambio significativo en una propiedad o parámetro

#### 4.4.3. Etapa 3: Examinación del estudio

A continuación se presenta, en la Tabla 4.4, la guía de referencia a los resultados anexados de cada uno de los nodos evaluados en el estudio HAZOP.

Tabla 4.4: Tabla guía de resultados de estudio HAZOP

Nº	Nodo	Resultado HAZOP
1	Devanados	Figura: D.1, D.2, D.3, D.4, D.5
2	Núcleo	Figura: D.6, D.7, D.8, D.9
3	Aislación Líquida	Figura: D.10, D.11, D.12, D.13, D.14
4	Aislación Sólida	Figura: D.15, D.16, D.17
5	Cambiador de Derivaciones	Figura: D.18, D.19, D.20
6	Cuba y Depósito de Expansión	Figura: D.21, D.22
7	Boquillas	Figura: D.23, D.24, D.25
8	Relé Buchholz	Figura: D.26, D.27, D.28
9	Válvula de Alivio de Expansión	Figura: D.29, D.30, D.31
10	Relé de Presión Súbita	Figura: D.32, D.33, D.34
11	Radiadores	Figura: D.35, D.36, D.37
12	Bomba de Aceite Forzado	Figura: D.38, D.39, D.40
13	Ventiladores de Aire	Figura: D.41, D.42
14	Suministro de Energía	Figura: D.43, D.44

## 4.5. Presentación del Plan de Mantenimiento Preventivo

### 4.5.1. Introducción del plan de mantenimiento preventivo

La presente sección contiene el resultado del desarrollo del plan de mantenimiento preventivo para el transformador eléctrico estudiado, aplicando el marco del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM). Este plan se sustenta en un análisis riguroso de las normativas vigentes, de datos operativos compartidos por la experiencia de Krontec SpA y en los análisis FMECA y HAZOP. El objetivo principal es establecer una base sólida de actividades de mantenimiento que sean capaces de ampliar el conocimiento sobre el activo, apoyando las decisiones de mantenimiento que mejorarán la confiabilidad operacional y optimizarán el costo de mantener.

Las figuras incluidas en esta sección están separadas por 9 grupos de variables, en donde se detallan las tareas de mantenimiento específicas que se realizan sobre cada nodo, el tipo de mantención al que la actividad corresponde y la frecuencia de muestreo ideal para cada una de las diferentes actividades. Esto le facilitará al tomador de decisiones principal del transformador la tarea de asignar eficientemente los recursos hacia las áreas de mayor impacto en la operación de su transformador.

Este plan de mantenimiento preventivo promueve la transición hacia prácticas de mantenimiento proactivas y preventivas, buscando la mejora de confiabilidad a través del planeamiento de técnicas de medición y monitoreo de condiciones.

A continuación se consolidan los 9 grupos de actividades propuestas para el plan de mantenimiento preventivo:

Tabla 4.5: Tabla guía para actividades del Plan de Mantenimiento Preventivo

Nº	Actividad	Tabla de Mantenimiento
1	Temperatura	Figura: 4.19
2	Termografía	Figura: 4.20, 4.21
3	Nivel	Figura: 4.22
4	Presión	Figura: 4.23
5	Limpieza	Figura: 4.24, 4.25
6	Inspección	Figura: 4.26, 4.27, 4.28, 4.30
7	Lubricación	Figura: 4.31
8	Ajuste	Figura: 4.32
9	Pruebas	Figura: 4.33, 4.34, 4.35, 4.36, 4.37, 4.38, 4.39

KRONTEC SPA		REALIZADO POR	P. COLOMA										
5 DE ABRIL 2024		JEFE PROYECTO	F. OCHOA	PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV PARTE 1									
REV.	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-MITTO-MPREV-01									
<b>N°</b>	<b>Elemento</b>	<b>Actividad</b>		<b>Tipo</b>	<b>1</b>	<b>1 Se-</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>6</b>	<b>12</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>10</b>
					<b>Día</b>	<b>mana</b>	<b>Mes</b>	<b>Meses</b>	<b>Meses</b>	<b>Meses</b>	<b>Años</b>	<b>Años</b>	<b>Años</b>
<b>1 Temperatura</b>													
<b>1.1 Aceite</b>													
	<b>1.1.1</b>	Registrar temperatura de aceite superior de estanque		Lectura en terreno	<b>x2</b>								
	<b>1.1.2</b>	Registrar temperatura de aceite inferior de estanque		Lectura en terreno	<b>x2</b>								
<b>1.2 Cambiador de derivaciones</b>													
	<b>1.2.1</b>	Registrar temperatura del estanque del cambiador de derivaciones		Lectura en terreno	<b>x2</b>								
<b>1.3 Ambiente</b>													
	<b>1.3.1</b>	Medir temperatura ambiente		Lectura en terreno	<b>x2</b>								

Figura 4.19: Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 1

KRONTEC SPA		REALIZADO POR	P. COLOMA	PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV PARTE 2											
5 DE ABRIL 2024		JEFE PROYECTO	F. OCHOA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
REV.	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
N°	Elemento	Actividad	Tipo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>2 Termografía (a/b)</b>															
<b>2.1 Cambiador de derivaciones</b>															
	<b>2.1.1</b>	Realizar termografía infrarroja al cambiador de derivaciones	Medición con equipo de campo												
	<b>2.1.2</b>	Realizar termografía infrarroja al motor eléctrico del cambiador de derivaciones	Medición con equipo de campo												
<b>2.2 Cuba y depósito de expansión</b>															
	<b>2.2.1</b>	Realizar termografías al estanque	Medición con equipo de campo												
	<b>2.2.2</b>	Realizar termografía al depósito de expansión	Medición con equipo de campo												
<b>2.3 Boquillas</b>															
	<b>2.3.1</b>	Realizar termografías a las 3 boquillas de alta tensión	Medición con equipo de campo												
	<b>2.3.2</b>	Realizar termografías a las 3 boquillas de baja tensión	Medición con equipo de campo												
<b>2.4 Radiadores</b>															
	<b>2.4.1</b>	Realizar termografías a los radiadores	Medición con equipo de campo												

Figura 4.20: Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 2

KRONTEC SPA		REALIZADO POR	P. COLOMA		PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV PARTE 3										KronTec		
5 DE ABRIL 2024		JEFE PROYECTO	F. OCHOA		KRNTC-EMA-MTTO-MPREV-01										3	5	10
REV.	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		Tipo		1	1 Se-	1	3	6	12	Meses	Meses	Años	Años	Años	
N°	Elemento	Actividad															
<b>2 Termografía (b/b)</b>																	
<b>2.5 Bomba de aceite forzado</b>																	
	2.5.1	Realizar termografía a las bombas de aceite forzado			Medición con equipo de campo												
<b>2.6 Ventiladores de aire</b>																	
	2.6.1	Realizar termografía a los ventiladores de aire			Medición con equipo de campo												
<b>2.7 Gabinete de control</b>																	
	2.7.1	Realizar termografía al gabinete de control			Medición con equipo de campo												

Figura 4.21: Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 3

KRONTEC SPA		REALIZADO POR	P. COLOMA	PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV PARTE 4										
5 DE ABRIL 2024		JEFE PROYECTO	F. OCHOA	KRNTC-EMA-MTTO-MPREV-01										
REV.	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		1	1 Se- mana	1	3	6	12	3	5	10		
N°	Elemento	Actividad	Tipo	Día	Mes	Meses	Meses	Meses	Años	Años	Años	Años		
<b>3 Nivel</b>														
<b>3.1 Cambiador de derivaciones</b>														
	3.1.1	Registrar nivel de aceite de cambiador de derivaciones	Lectura en terreno											
<b>3.2 Cuba y depósito de expansión</b>														
	3.2.1	Registrar nivel de aceite de depósito de expansión	Lectura en terreno											
<b>3.3 Boquillas</b>														
	3.3.1	Registrar nivel de aceite de las 3 boquillas de alta tensión	Lectura en terreno											
	3.3.2	Registrar nivel de aceite de las 3 boquillas de baja tensión	Lectura en terreno											

Figura 4.22: Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 4

KRONTEC SPA		REALIZADO POR	P. COLOMA	 <b>KronTec</b>									
5 DE ABRIL 2024		JEFE PROYECTO	F. OCHOA										
REV.	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV PARTE 5 KRNTC-EMA-MTTO-MPREV-01									
N°	Elemento	Actividad	Tipo	1 Día	1 Se- mana	1 Mes	3 Meses	6 Meses	12 Meses	3 Años	5 Años	10 Años	
<b>4 Presión</b>													
<b>4.1 Cambiador de derivaciones</b>													
	4.1.1	Registrar el nivel de presión del cambiador de derivaciones	Lectura en terreno	x									
<b>4.2 Cuba y depósito de expansión</b>													
	4.2.1	Registrar el nivel de presión de la cuba	Lectura en terreno	x									
<b>4.3 Bomba de aceite forzado</b>													
	4.3.1	Registrar presión de línea en las bombas de aceite forzado	Lectura en terreno	x									

Figura 4.23: Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 5

KRONTEC SPA		REALIZADO POR	P. COLOMA	PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV PARTE 6										KronTec		
5 DE ABRIL 2024		JEFE PROYECTO	F. OCHOA	1	1 Se- mana	1	3	6	12	3	5	10				
REV.	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-MTTO-MPREV-01												
N°	Elemento	Actividad	Tipo	1	3	6	12	3	5	10						
<b>5 Limpieza (a/b)</b>																
<b>5.1 Devanados, Núcleo y Aislación Sólida</b>																
	<b>5.1.1</b>	Limpieza estructural de devanados, núcleo y aislación sólida	Limpieza											x		
	<b>5.1.2</b>	Secado de aislación sólida (en caso de ser necesario)	Limpieza y mantención													x
<b>5.2 Cambiador de derivaciones</b>																
	<b>5.2.1</b>	Limpieza exterior de carcasa cambiador de derivaciones e instrumentos	Limpieza						x							
	<b>5.2.2</b>	Limpieza del motor eléctrico y mecanismo de actuación superficial	Limpieza						x							
	<b>5.2.3</b>	Limpieza y mantención de estructura interna de cambiador de derivaciones	Limpieza y mantención												x	
<b>5.3 Cuba y depósito de expansión</b>																
	<b>5.3.1</b>	Limpieza exterior de cuba y depósito de expansión e instrumentos	Limpieza											x		
	<b>5.3.2</b>	Limpieza y mantención de estructura interna de cuba y depósito de expansión	Limpieza y mantención													x
<b>5.4 Boquillas</b>																
	<b>5.4.1</b>	Limpieza de aislador de boquillas de alta y baja tensión	Limpieza						x							

Figura 4.24: Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 6

KRONTEC SPA		REALIZADO POR	P. COLOMA		PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV PARTE 7										
5 DE ABRIL 2024		JEFE PROYECTO	F. OCHOA		KRNTC-EMA-MTTO-MPREV-01										
REV.	1	EMITIDO PARA USO INTERNO			1	1 Se- mana	1	3	6	12	3	5	10	Años	
N°	Elemento	Actividad	Tipo		1	3	6	12	3	5	10	Años			
<b>5 Limpieza (b/b)</b>															
<b>5.5 Relé Buchholz, Válvula de alivio de exp. y Relé de</b>															
	5.5.1	Limpieza de carcasa	Limpieza												
	5.5.2	Limpieza y mantenimiento de instrumento	Limpieza y mantención											x	
<b>5.6 Radiadores</b>															
	5.6.1	Limpieza superficial de radiadores	Limpieza												
	5.6.2	Limpieza y mantención de estructura interna de radiadores	Limpieza y mantención											x	
<b>5.7 Bomba de aceite forzado</b>															
	5.7.1	Limpieza superficial carcasa de bomba e instrumentos	Limpieza												
	5.7.2	Limpieza y mantención de bomba de aceite forzado	Limpieza y mantención											x	
<b>5.8 Ventiladores de aire</b>															
	5.8.1	Limpieza de aspas de ventiladores de aire	Limpieza												
	5.8.2	Limpieza y mantención de ventiladores de aire	Limpieza y mantención											x	
<b>5.9 Gabinete de control</b>															
	5.8.1	Limpieza superficial al gabinete de control	Limpieza												
	5.8.2	Limpieza de componentes internos y mantención de gabinete de control	Limpieza y mantención											x	

Figura 4.25: Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 7

KRONTEC SPA		REALIZADO POR	PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV PARTE 8		KRONTEC										
5 DE ABRIL 2024		JEFE PROYECTO	P. COLOMA	KRNTC-EMA-MTTO-MPREV-01											
REV.	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		1	1 Se- mana	1	3	6	12	3	5	10	Años		
N°	Elemento	Actividad	Tipo	Día	Mes	Meses	Meses	Meses	Meses	Años	Años	Años	Años		
<b>6 Inspección (a/e)</b>															
<b>6.1 Cambiador de derivaciones</b>															
	<b>6.1.1</b>	Inspeccionar fugas de aceite, óxido y corrosión del cambiador de derivaciones	Inspección visual		x										
	<b>6.1.2</b>	Inspeccionar número de operaciones del cambiador de derivaciones	Inspección visual			x									
	<b>6.1.3</b>	Inspeccionar el estado de las conexiones y las sujeciones del motor eléctrico del cambiador de derivaciones	Inspección visual			x									
	<b>6.1.4</b>	Inspeccionar saturación de filtro respirador deshidratante observando color	Inspección visual			x									
	<b>6.1.5</b>	Inspeccionar que el cambiador de derivaciones se detenga en la posición correcta	Inspección visual												x

Figura 4.26: Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 8

KRONTEC SPA		REALIZADO POR	P. COLOMA		PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV PARTE 9										KronTec		
5 DE ABRIL 2024		JEFE PROYECTO	F. OCHOA		KRNTC-EMA-MTTO-MPREV-01										3	5	10
REV.	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		Tipo		1	1 Se- mana	1	3	6	12	3	5	10	Años	Años	Años
N°	Elemento	Actividad	Tipo		1	1 Se- mana	1	3	6	12	3	5	10				
<b>6 Inspección (b/e)</b>																	
<b>6.2 Cuba y depósito de expansión</b>																	
	<b>6.2.1</b>	Inspeccionar fugas de aceite, óxido y corrosión en la estructura de la cuba	Inspección visual			x											
	<b>6.2.2</b>	Inspeccionar fugas de aceite en las cañerías y juntas del depósito de expansión	Inspección visual			x											
	<b>6.2.3</b>	Inspeccionar fugas de aceite, óxido y corrosión en la estructura del depósito de expansión	Inspección visual														
	<b>6.2.4</b>	Inspeccionar saturación de filtro respirador deshidratante observando color	Inspección visual														
	<b>6.2.5</b>	Inspeccionar que ambos medidores de volumen del depósito de expansión sean iguales	Inspección visual														

Figura 4.27: Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 9

KRONTEC SPA		REALIZADO POR	P. COLOMA	PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV PARTE 10											
5 DE ABRIL 2024		JEFE PROYECTO	F. OCHOA	KRNTC-EMA-MTTO-MPREV-01											
REV.	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		1	1 Se- mana	1	3	6	12	3	5	10	Años		
N°	Elemento	Actividad	Tipo	1	3	6	12	3	5	10					
<b>6 Inspección (c/e)</b>															
<b>6.3 Boquillas</b>															
	<b>6.3.1</b>	Inspeccionar fugas de aceite de las 6 boquillas	Inspección visual												
	<b>6.3.2</b>	Inspeccionar superficialmente grietas, fisuras o rupturas en las 6 boquillas	Inspección visual		x										
	<b>6.3.3</b>	Inspeccionar compresión de empaquetaduras	Inspección visual								x				
	<b>6.3.4</b>	Inspeccionar estado de pararrayos	Inspección visual								x				
<b>6.4 Relé Buchholz, Válvula de alivio de exp. y Relé de</b>															
	<b>6.4.1</b>	Inspeccionar si ha ocurrido activación de alarmas de protección	Inspección visual		x										
	<b>6.4.2</b>	Inspeccionar fugas de aceite o daño en estructuras, juntas y cañerías	Inspección visual		x										
	<b>6.4.3</b>	Inspeccionar internamente los componentes	Reparación / Cambio										x		
<b>6.5 Radiadores</b>															
	<b>6.5.1</b>	Inspeccionar fugas de aceite en la estructura y las juntas de los radiadores	Inspección visual		x										
	<b>6.5.2</b>	Inspeccionar oxidación o corrosión en la estructura de los radiadores	Inspección visual							x					

Figura 4.28: Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 10

KRONTEC SPA		REALIZADO POR	P. COLOMA	PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV PARTE 11										KronTec						
5 DE ABRIL 2024		JEFE PROYECTO	F. OCHOA	KRNTC-EMA-MTTO-MPREV-01										1	3	6	12	3	5	10
REV. 1		EMITIDO PARA USO INTERNO		1	1 Se- mana	1	3	6	12	3	5	10								
N°	Elemento	Actividad	Tipo	1	3	6	12	3	5	10										
<b>6 Inspección (d/e)</b>																				
<b>6.6 Bomba de aceite forzado</b>																				
	<b>6.6.1</b>	Observar el funcionamiento de las bombas, ¿deberían estar funcionando en esta temperatura?	Inspección visual	x																
	<b>6.6.2</b>	Inspeccionar ruidos inusuales en las bombas	Inspección auditiva	x																
	<b>6.6.3</b>	Inspeccionar fugas de aceite en las juntas de las bombas de aceite forzado	Inspección visual		x															
	<b>6.6.4</b>	Inspeccionar oxidación o corrosión en la estructura de las bombas	Inspección visual						x											

Figura 4.29: Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 11

KRONTEC SPA		REALIZADO POR	P. COLOMA	PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV PARTE 12										KronTec		
5 DE ABRIL 2024	1	JEFE PROYECTO	F. OCHOA	1	3	6	12	3	5	10						
REV.	Nº	Elemento	Actividad	Tipo	Día	Mes	Meses	Meses	Años	Años	Años					
			EMITIDO PARA USO INTERNO		1	1 Se- mana	3	6	12	3	5	10				
<b>6 Inspección (e/e)</b>																
<b>6.7 Ventiladores de aire</b>																
		6.7.1	Observar el funcionamiento de los ventiladores, ¿deberían estar funcionando en esta temperatura?	Inspección visual	x											
		6.7.2	Inspeccionar ruidos inusuales de los ventiladores	Inspección auditiva	x											
		6.7.3	Inspeccionar que haya libre flujo de aire en los ventiladores.	Inspección visual		x										
		6.7.4	Inspeccionar oxidación o corrosión en la estructura de los ventiladores	Inspección visual					x							
		6.7.5	Inspeccionar oxidación o corrosión en los álabes de los ventiladores	Inspección visual					x							
<b>6.8 Gabinete de control</b>																
		6.8.1	Inspeccionar visualmente si el gabinete de control ha sido manipulado	Inspección visual		x										
		6.8.2	Inspeccionar los circuitos de control dentro del gabinete	Análisis con equipo de campo										x		

Figura 4.30: Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 12

KRONTEC SPA		REALIZADO POR	P. COLOMA	PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV PARTE 13										KronTec		
5 DE ABRIL 2024	JEFE PROYECTO	EMITIDO PARA USO INTERNO	F. OCHOA	1	1 Se- mana	1	3	6	12	3	5	10				
REV. 1				Día		Mes	Meses	Meses	Meses	Años	Años	Años				
N°	Elemento	Actividad	Tipo													
<b>7 Lubricación</b>																
<b>7.1 Cambiador de derivaciones</b>																
	7.1.1	Lubricar rodamientos de motor eléctrico del cambiador de derivaciones	Lubricación				x									
	7.1.2	Verificar movimiento libre y lubricar eje motriz externo	Lubricación				x									
<b>7.2 Boquillas</b>																
	7.2.1	Aplicar cobertura dieléctrica después de limpieza si es necesario	Lubricación			x										
<b>7.3 Bomba de aceite forzado</b>																
	7.3.1	Lubricar rodamientos de bombas	Lubricación				x									
<b>7.4 Ventiladores de aire</b>																
	7.4.1	Lubricar rodamientos de ventiladores	Lubricación				x									

Figura 4.31: Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 13

KRONTEC SPA		REALIZADO POR	P. COLOMA		PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV PARTE 14										KronTec		
5 DE ABRIL 2024		JEFE PROYECTO	F. OCHOA		KRNTC-EMA-MITTO-MPREV-01										3	5	10
REV.	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		Tipo		1	1 Se- mana	1	3	6	12	Meses	Meses	Años	Años		
N°	Elemento	Actividad	Tipo		1	1 Se- mana	1	3	6	12	Meses <th>Meses <th>Años <th>Años </th></th></th>	Meses <th>Años <th>Años </th></th>	Años <th>Años </th>	Años			
<b>8 Ajuste</b>																	
<b>8.1 Boquillas</b>																	
	<b>8.1.1</b>	Ajustar las conexiones de las boquillas	Ajuste mecánico														
	<b>8.1.2</b>	Ajustar los pernos de sujeción al estanque	Ajuste mecánico														
<b>8.2 Bomba de aceite forzado</b>																	
	<b>8.2.1</b>	Balanceo y alineamiento de motor-bomba	Ajuste mecánico														
<b>8.3 Ventiladores de aire</b>																	
	<b>8.3.1</b>	Balanceo y alineamiento de motor-ventilador	Ajuste mecánico														
<b>8.4 Gabinete de control</b>																	
	<b>8.4.1</b>	Ajustar las conexiones internas del gabinete de control	Ajuste mecánico														

Figura 4.32: Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 14

KRONTEC SPA		REALIZADO POR	P. COLOMA	PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV PARTE 15											
5 DE ABRIL 2024		JEFE PROYECTO	F. OCHOA	KRNTC-EMA-MITTO-MPREV-01											
REV.	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		1	1 Se- mana	1	3	6	12	3	5	10	Años		
N°	Elemento	Actividad	Tipo	Día	Mes	Meses	Meses	Meses	Meses	Años	Años	Años			
<b>9 Pruebas (a/g)</b>															
<b>9.1 Devanados</b>															
	<b>9.1.1</b>	Medir tensiones y corrientes de línea	Medición en línea												
	<b>9.1.2</b>	Medir resistencia DC de devanados	Medición con equipo de campo												
	<b>9.1.3</b>	Determinar factor de potencia medio	Medición en línea												
	<b>9.1.4</b>	Analizar ocurrencia de descargas parciales	Análisis con equipo de campo												
	<b>9.1.5</b>	Medir impedancia	Medición con equipo de campo												
	<b>9.1.6</b>	Medir corrientes de fuga	Medición con equipo de campo												
	<b>9.1.7</b>	Medir relación de transformación de devanados	Medición con equipo de campo												
	<b>9.1.8</b>	Medir resistencia eléctrica de devanados	Medición con equipo de campo												
	<b>9.1.9</b>	Realizar un Análisis de Respuesta por Barrido de Frecuencia (SFRA)	Análisis con equipo de campo												
<b>9.2 Núcleo</b>															
	<b>9.2.1</b>	Medir resistencia de aislamiento del núcleo al tanque	Medición con equipo de campo												
	<b>9.2.2</b>	Probar conexión de núcleo a tierra (malla de tierra)	Medición con equipo de campo												

Figura 4.33: Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 15

KRONTEC SPA	REALIZADO POR	PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV PARTE 16												
	P. COLOMA	1	1 Se- mana	1	3	6	12	3	5	10				
5 DE ABRIL 2024	JEFE PROYECTO	F. OCHOA	1	1 Se- mana	1	3	6	12	3	5	10	Años	Años	Años
REV. 1	EMITIDO PARA USO INTERNO		1	1 Se- mana	1	3	6	12	3	5	10	Años	Años	Años
N°	Elemento	Actividad	Tipo											
9 Pruebas (b/g)														
9.3 Aislación líquida														
	9.3.1	Realizar una examinación visual del aceite (ASTM D1524)	Inspección visual											
	9.3.2	Evaluar el color del aceite (ASTM D1500)	Inspección visual											
	9.3.3	Identificar existencia / nivel de sedimentación y lodo del aceite (ASTM D1698)	Análisis en laboratorio											
	9.3.4	Medir la tensión de ruptura dieléctrica del aceite (ASTM D1816 / D877)	Medición con equipo de campo											
	9.3.5	Medir el factor de disipación (ASTM D924)	Medición con equipo de campo											
	9.3.6	Medir el contenido de agua en el aceite (ASTM D1533)	Análisis en laboratorio											
	9.3.7	Medir el número de neutralización (acidez) del aceite (ASTM D664 / D974)	Análisis en laboratorio											
	9.3.8	Determinar la presencia y concentración de PCB (ASTM D4059)	Análisis en laboratorio											

Figura 4.34: Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 16

KRONTEC SPA		REALIZADO POR	P. COLOMA		PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV PARTE 17										KronTec				
5 DE ABRIL 2024		JEFE PROYECTO	F. OCHOA		KRNTC-EMA-MTTO-MPREV-01										1	1	3	5	10
REV.	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		Tipo		1	1	3	6	12	12	Meses	Meses	Meses	Años	Años	Años		
N°	Elemento	Actividad	Tipo		1	1	3	6	12	12	Meses <th>Meses <th>Meses <th>Años <th>Años <th>Años </th></th></th></th></th>	Meses <th>Meses <th>Años <th>Años <th>Años </th></th></th></th>	Meses <th>Años <th>Años <th>Años </th></th></th>	Años <th>Años <th>Años </th></th>	Años <th>Años </th>	Años			
<b>9 Pruebas (c/g)</b>																			
<b>9.3 Aislación líquida</b>																			
	<b>9.3.9</b>	Medir la tensión interfacial (ASTM D971)	Medición con equipo de campo																
	<b>9.3.10</b>	Determinar la densidad relativa (ASTM D1298)	Análisis en laboratorio																
	<b>9.3.11</b>	Analizar concentración de furanos en el aceite (ASTM D5837)	Análisis en laboratorio																
	<b>9.3.12</b>	Realizar una cuenta de partículas (ASTM D6786)	Medición con equipo de campo																
	<b>9.3.13</b>	Determinar la presencia y concentración de azufre corrosivo (ASTM D1275)	Análisis en laboratorio																
	<b>9.3.14</b>	Medir concentración de contenido de inhibidor de oxidación (ASTM D2668 / D4768)	Análisis en laboratorio																
	<b>9.3.15</b>	Analizar los gases disueltos en el aceite (Cromatografía de Gases) (ASTM D3612)	Análisis en laboratorio																
<b>9.4 Aislación sólida</b>																			
	<b>9.4.1</b>	Medir el grado de polimerización del papel aislante	Análisis en laboratorio																
	<b>9.4.2</b>	Medir la resistencia a la tracción del papel aislante	Análisis en laboratorio																

Figura 4.35: Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 KV - 13,8 KV, Parte 17

KRONTEC SPA		REALIZADO POR	P. COLOMA	PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV PARTE 18										KronTec		
REV.	5 DE ABRIL 2024	JEFE PROYECTO	F. OCHOA	1	1 Se- mana	1	3	6	12	3	5	10				
N°	Elemento	Actividad	Tipo	Día	Meses	Meses	Meses	Meses	Meses	Años	Años	Años				
9 Pruebas (d/g)																
9.5 Cambiador de derivaciones (OLTC)																
	9.5.1	Evaluar la curva de corriente de accionamiento de motor	Medición en línea						x							
	9.5.2	Verificar la operación del limit switch del OLTC	Medición con equipo de campo						x							
	9.5.3	Medir la relación de transformación para todos los taps	Medición con equipo de campo						x							
	9.5.4	Analizar los gases disueltos en el aceite (Cromatografía de Gases) (ASTM D3612)	Análisis en laboratorio						x							
	9.5.5	Medir la tensión de ruptura dieléctrica del aceite (ASTM D1816 / D877)	Medición con equipo de campo						x							
	9.5.6	Evaluar el estado del sistema de frenado del OLTC	Inspección visual										x			
	9.5.7	Medir el timing de relé de operación	Medición con equipo de campo										x			
	9.5.8	Calibrar el timing de relé de operación (si es necesario)	Ajuste mecánico											x		
9.6 Cuba y depósito de expansión																
	9.6.1	Calibrar los medidores de presión, vacío, temperatura y nivel	Ajuste mecánico											x		

Figura 4.36: Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 18

KRONTEC SPA		REALIZADO POR	P. COLOMA	PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV PARTE 19										KronTec			
5 DE ABRIL 2024		JEFE PROYECTO	F. OCHOA	KRNTC-EMA-MTTO-MPREV-01										12	3	5	10
REV.	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		1	1.5e-	1	3	6	12	Meses	Meses	Meses	Meses	Años	Años	Años	
N°	Elemento	Actividad	Tipo	Día	1.5e-	Mes	Meses	Años	Años	Años							
<b>9 Pruebas (e/g)</b>																	
<b>9.7 Boquillas</b>																	
	<b>9.7.1</b>	Medir la corriente de fuga de las 6 boquillas	Medición con equipo de campo														
	<b>9.7.2</b>	Determinar la capacitancia de las 6 boquillas	Medición con equipo de campo														
	<b>9.7.3</b>	Medir el factor de potencia de las 6 boquillas	Medición con equipo de campo														
	<b>9.7.4</b>	Analizar la existencia / nivel de descargas parciales de las 6 boquillas	Medición con equipo de campo														
<b>9.8 Relé Buchholz, Válvula de alivio de exp. y Relé de Presión Súbita</b>																	
	<b>9.8.1</b>	Testear la correcta actuación del instrumento	Medición con equipo de campo														
	<b>9.8.2</b>	Verificar la integridad de la señal del instrumento	Análisis con equipo de campo														

Figura 4.37: Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 19

KRONTEC SPA		REALIZADO POR	P. COLOMA		PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV PARTE 20												
5 DE ABRIL 2024		JEFE PROYECTO	F. OCHOA		1	1 Se- mana	1	3	6	12	3	5	10				
REV.	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		Tipo		1	3	6	12	3	5	10	Años				
N°	Elemento	Actividad	Tipo		1	3	6	12	3	5	10	Años					
<b>9 Pruebas (f/g)</b>																	
<b>9.9 Bomba de aceite forzado</b>																	
	<b>9.9.1</b>	Evaluar la curva de corriente de accionamiento de motores eléctricos	Medición con equipo de campo														
	<b>9.9.2</b>	Realizar un análisis de vibraciones de las bombas	Análisis con equipo de campo														
	<b>9.9.3</b>	Medir el consumo energético de las bombas	Medición con equipo de campo														
	<b>9.9.4</b>	Verificar la conexión a tierra de las bombas	Medición con equipo de campo														
	<b>9.9.5</b>	Comprobar la integridad del sistema de control de las bombas	Análisis con equipo de campo														

Figura 4.38: Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 20

KRONTEC SPA	REALIZADO POR		PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV PARTE 21													
	5 DE ABRIL 2024	JEFE PROYECTO	P. COLOMA	KRNTC-EMA-MTTO-MPREV-01												
REV. 1	EMITIDO PARA USO INTERNO		F. OCHOA	1	1 Se- mana	1	3	6	12	3	5	10				
N°	Elemento	Actividad	Tipo	Día	Mes	Meses	Meses	Meses	Meses	Años	Años	Años				
<b>9 Pruebas (g/g)</b>																
<b>9.10 Ventiladores de aire</b>																
	<b>9.10.1</b>	Evaluar la curva de corriente de accionamiento de motores eléctricos	Medición con equipo de campo					<b>x</b>								
	<b>9.10.2</b>	Realizar un análisis de vibraciones de los ventiladores	Análisis con equipo de campo					<b>x</b>								
	<b>9.10.3</b>	Medir el consumo energético de los ventiladores	Medición con equipo de campo					<b>x</b>								
	<b>9.10.4</b>	Verificar la conexión a tierra de los ventiladores	Medición con equipo de campo					<b>x</b>								
	<b>9.10.5</b>	Comprobar la integridad del sistema de control de los ventiladores	Análisis con equipo de campo					<b>x</b>								
<b>9.11 Gabinete de control</b>																
	<b>9.11.1</b>	Comprobar el correcto suministro eléctrico al gabinete de control	Medición con equipo de campo					<b>x</b>								
	<b>9.11.2</b>	Evaluar la calidad de energía suministrada al gabinete de control	Análisis con equipo de campo					<b>x</b>								
	<b>9.11.3</b>	Analizar el estado de los sistemas de control	Análisis con equipo de campo					<b>x</b>								
	<b>9.11.4</b>	Verificar la conexión a tierra del gabinete de control	Medición con equipo de campo					<b>x</b>								

Figura 4.39: Plan de Mantenimiento Preventivo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, Parte 21

## 4.6. Comentarios de cierre

La sección 4 entregó los resultados del desarrollo de las 4 metodologías anteriormente definidas, con base en el método RCM: diagrama de Ishikawa, FMECA, HAZOP y el Plan de Mantenimiento Preventivo. El enfoque logrado con la aplicación de estas técnicas entrega un análisis multifactorial de fallas y riesgos, que alimentan la formulación de un plan detallado capaz de potencialmente elevar, como consecuencia de su aplicación, la confiabilidad y disponibilidad de los transformadores eléctricos.

En primer lugar, el diagrama de Ishikawa (Sección 4.2) exhibió aquellas causas raíz que cuentan con un potencial para producir un estado fallido del transformador, de manera gráfica y amigable con el lector.

Segundo, el estudio FMECA (Sección 4.3) realizó una evaluación altamente detallada de las funciones que cumple cada nodo del activo, así como los estados anómalos, las causas, los mecanismos de falla, los efectos de falla en 4 niveles y la categorización de riesgo y detectabilidad con una escala cualitativa.

Tercero, el estudio HAZOP (Sección 4.4) permitió enmarcar los pasos del método RCM y formalizar los riesgos de cada nodo identificando sus propiedades, junto a palabras guía, creando así posibles desviaciones y eventos; luego, evaluó las causas de cada desviación o evento, las consecuencias y, finalmente, identificó el control existente y sugirió algunas acciones que podrían reducir la probabilidad de ocurrencia de cada desviación o evento.

Finalmente, el Plan de Mantenimiento Preventivo (Sección 4.5) detalló minuciosamente qué actividades de mantenimiento se deben ejecutar para mejorar el estado de salud y elevar la estrategia base de monitoreo del activo. Esto, dividiéndolo en 9 grupos de diversas actividades basadas en estándares y técnicas de mantenimiento establecidas, pensadas para mitigar la probabilidad de ocurrencia de los estados anómalos y riesgos identificados y clasificados en los estudios previos.

# Capítulo 5

## Discusión

A continuación, se analizarán los antecedentes, la metodología y los resultados y, finalmente, se discutirá sobre la industria y la aplicación del trabajo.

El análisis bibliográfico efectuado para componer los antecedentes permitió crear dos impresiones principales: lo multifactorial que es el análisis de estos activos y la vasta experiencia que tiene la industria gestionándolos. Existe abundancia de información, incluyendo normas, estándares (en su mayoría de la IEEE, CIGRE e IEC) y estudios que han seguido evolucionando a través del tiempo; esto es un buen indicador de que la gestión y el análisis de estos activos es un tema no resuelto y que despierta interés en el mundo experto.

Actualmente, la tecnología ha llegado a un nivel de madurez tal que permite dos cosas: monitorear continuamente en línea y de forma automática variables que antes solo se podían obtener en el laboratorio y analizar los datos de manera profunda con métodos estocásticos y/o aprendizaje de máquinas. Esto permite generar perspectivas valiosas basadas en el pasado y el estado actual, para el futuro de los activos (ya sea cercano o lejano). Los transformadores, por su lado, fundamentan el grueso de su monitoreo en línea en los 3 siguientes factores (que pueden ser medidos con el transformador operando):

1. Temperatura: aceite dieléctrico, devanados y boquillas (o bushings).
2. Humedad: del aceite dieléctrico y de la aislación sólida (papel).
3. Gases disueltos: como consecuencia de eventos térmicos.

La medición de cada uno de los factores implica variados niveles de complejidad, algunos deben ser integrados desde fábrica como la temperatura directa de los devanados, necesitando instrumentación avanzada (sensores de fibra óptica es una opción) y otros pueden ser capturados con instrumentación más común del tipo “*bolt-on*”, como un sensor de humedad.

A pesar de lo anterior y de que hay una gran gama de instrumentación capaz de captar múltiples variables, para evaluar el estado de salud holísticamente aún es necesario ejecutar análisis en laboratorios, en terreno (con personal capacitado y equipos especializados), con el transformador fuera de operación (especialmente para la medición de variables eléctricas) e incluso, con el transformador vacío y con una persona tomando muestras dentro (lo que implica una operación logística mayor).

Respecto a la metodología empleada, el enfoque de riesgos y de fallas fue esencial para identificar las áreas frágiles que necesitan cuidado. El enfoque integral de ambas metodologías (FMECA y HAZOP) permitió evaluar con un alto nivel de detalle el funcionamiento de los transformadores y crear un fundamento sólido para comprender la interacción de los múltiples fenómenos que ocurren a la vez dentro de un transformador. Para cerrar el análisis, el plan de mantenimiento preventivo fue la plataforma que habilitó la traducción de los estudios en actividades reales y realizables.

En cuanto al FMECA, el nivel logrado de detalle permite registrar, describir y conocer qué puede salir mal y sus consecuencias. La naturaleza del análisis permite correlacionar e identificar grupos y patrones de factores en común que llevan a estados fallidos y el complemento del nivel de detectabilidad es un buen comienzo para cuantificar la complejidad de cada proyecto de mejora para el monitoreo; la creación de los índices de riesgo generó factores aplicables que permitirían priorizar modos de falla, algo útil cuando hay restricciones presupuestarias, por ejemplo. También se puede destacar que el mayor desafío del FMECA fue la falta de información abierta y de registros de datos que contuvieran cantidades de fallas, frecuencias y efectos. Esto se sorteó con un estudio de antecedentes minucioso y tomando en cuenta la experiencia de la empresa. Para un análisis más detallado, por ejemplo, para un proyecto de optimización de frecuencia de mantenimiento, será necesario recolectar información más detallada de fuentes como la misma industria, de estudios hechos por las entidades principales y, quizás, financiar nuevas investigaciones para construir bases de datos personalizadas.

El HAZOP entabló el marco necesario para crear conocimiento más rico y detallado, formando las desviaciones/ eventos. La naturaleza incorporada de "*brainstorming*" de este permitió realizarlo en un menor tiempo que el FMECA; esto también se vio favorecido por el énfasis que tiene el FMECA en las causas y mecanismos de los modos de falla y sus consecuencias, pues esto alimenta directamente las posibles causas y consecuencias del HAZOP (he ahí la razón de hacer primero el FMECA). La metodología de riesgos de operación probó ser un proceso repetible, valioso y ágil. Fue un espacio clave para destacar con qué controles existentes cuenta el sistema para evitar las desviaciones (aporte directo para el plan preventivo) y para dejar registro inicial de acciones sugeridas para mejorarlo. Este estudio podría ser complementado agregando nuevos nodos que incorporen la interacción de personas y el sistema, evaluando los riesgos y las dependencias

de este con los equipos de mantenimiento, de control y de procesos.

Adicionalmente, el desarrollo del plan de mantenimiento preventivo toma en cuenta todo lo evaluado hasta ese momento. El objetivo de desarrollar esta planificación preventiva como línea base es que se logran conocer los límites reales de monitoreo y la capacidad técnica efectiva con la que se cuenta para ejecutar la estrategia inicial. Por esto, se consideró la tecnología disponible en el caso evaluado por los estudios FMECA y HAZOP, lo que permitió sellar un grupo de actividades reales y aplicables que benefician sustancialmente el conocimiento del estado real del transformador para quien las efectúe. Además, el plan también funciona como un excelente contraste entre las recomendaciones del HAZOP y la realidad disponible y da base para crear propuestas técnicas de mejora para próximos casos de estudio.

Finalmente, hay que tomar en cuenta cómo esto se acopla a la industria chilena. Dada la alta importancia del transformador para la operación, es evidente que hay una preocupación latente por la salud y estado de estos en las plantas productivas. Esto descansa en parte en que es una máquina electromecánica fiable y con una expectativa de vida útil prolongada (20 a 30 años); pero para lograrla el cuidado y el monitoreo constante jamás puede faltar.

Por otro lado, al ser naturalmente un activo con factores mixtos del ámbito mecánico y eléctrico, la coordinación de los grupos de mantenimiento es esencial y debe contar con protocolos de acción claros. La principal dificultad está en que eso no es la norma y la realidad demuestra que estos equipos funcionan casi por separado. Además, es una práctica común tercerizar el servicio de mantenimiento de los transformadores a empresas especializadas, lo que provoca un desligamiento de responsabilidades sobre el transformador. Otro punto que dificulta mejorar las estrategias de monitoreo es que crear y poner en marcha estas propuestas implica incurrir en altos costos, y debe provenir de empresas calificadas que cuenten con disciplinas mixtas capaces de evaluar integralmente al activo, tomando en cuenta las variables de operación, eléctricas, mecánicas, de control, de automatización, entre otras.

# Capítulo 6

## Conclusiones

### 6.1. Conclusiones

A partir del presente trabajo, se logró el cumplimiento de los objetivos principal y específicos propuestos al inicio de este documento. Se desarrolló satisfactoriamente un plan de mantenimiento preventivo para un transformador eléctrico de 110 kV a 13,8 kV. En adición a lo anterior, se completaron los estudios preliminares FMECA y HAZOP enmarcados dentro de un proceso RCM. El desarrollo de este estudio permite crear propuestas tecnológicas de mejora en el ámbito de la gestión de los transformadores eléctricos, el cual tiene un gran potencial de mercado dentro de Chile dado el auge energético que este presenta.

Respecto al análisis de antecedentes, se concluye que hay alta disponibilidad de información y que aún se continúan explorando nuevas metodologías y tecnologías de mantenimiento de transformadores eléctricos. Sin embargo, por la alta complejidad de integración de estas propuestas no se observa una masificación de esto en Chile. Debido a lo anterior, hay espacio para explotar este tipo de mercado en la red nacional.

Por otro lado, el desarrollo de los estudios HAZOP y FMECA fue fundamental para la elaboración del plan de mantenimiento preventivo, de la mano de lo estipulado en una estrategia de mantenimiento centrado en la confiabilidad. En conjunto, son herramientas potentes capaces de aportar un enfoque holístico al análisis de sistemas y permite generar conocimiento para los equipos de ingeniería que deban decidir sobre la operación del transformador eléctrico.

En adición a lo anterior, el estudio evidencia la alta importancia de los transformadores como activos habilitadores y respalda el valor de tener una estrategia integral, sólida, basada en las normativas y una práctica ejecutable para gestionarlos. Por lo tanto, el trabajo realizado es un aporte para quienes deseen evolucionar sus estrategias de mantenimiento, desarrollando nuevos proyectos en pos de la mejora continua.

En conclusión, el trabajo realizado funciona como base para aplicaciones en la operación real y aporta una mejoría sustancial para la seguridad operacional, la confiabilidad del proceso y el desarrollo integral, tecnológico, energético y económico de los transformadores que alimentan las empresas de nuestro país.

## **6.2. Recomendaciones**

Para la aplicación de este desarrollo es necesario tomar en consideración la realidad propia de cada operación minera, especialmente del recurso humano y la disponibilidad horaria para gestionar y ejecutar las rondas de mantenimiento. Es recomendable iniciar con la batería de actividades propuesta, con al menos la frecuencia determinada. Esto para sentar una base dura que proporcione datos suficientes para mejorar continuamente y proponer mejores métodos (como la aplicación de monitoreo en línea y después un enfoque predictivo).

Adicionalmente, debe considerarse que, si bien este estudio ejemplifica el caso con un transformador de 110 kV a 13,8 kV, esto no excluye que puede ser extrapolado fácilmente a otros transformadores, de otras dimensiones. Además, este estudio toma un caso amplio con aceite forzado, aire forzado y cambiador de derivaciones en línea; esto le permitirá abarcar la gran mayoría de su flota de transformadores a quien lo aplique.

Para poner en marcha este plan es necesario contar con al menos un especialista en transformadores. Esto debería ser suficiente para gestionar las actividades, planificar mantenimientos y mantener o elevar la confiabilidad de una flota de transformadores. Además, para asegurar la excelencia de mantenimiento, es fuertemente recomendable tener una herramienta de software que permita observar y centralizar toda la data de los transformadores, aportando con alarmas, reportes y tendencias. Este software debe ser capaz de consolidar toda la información de una flota de transformadores, capturando datos en vivo y presentando históricos relevantes que habiliten al responsable tomar decisiones informadamente.

## **6.3. Próximos desarrollos**

Con el objetivo de continuar este análisis de transformadores se visualizan las siguientes áreas de investigación a futuro:

1. Análisis de proyecto en donde se evalúen los costos de ejecución de este plan de mantenimiento en Chile, proponiendo puntos de inversión tecnológica para reducir el costo de mantener.
2. Desarrollo de una estrategia de mantenimiento predictivo utilizando la data generada a partir de la aplicación de este plan de mantenimiento preventivo y el monitoreo de

condiciones realizado. Un acercamiento a esto puede ser la estimación de un KPI específico, como por ejemplo, se hace en el siguiente estudio en donde se estima un índice de salud a partir del análisis de gases disueltos (Badawi et al., 2022).

3. Un proyecto de aplicación donde se ejecute este proyecto de mantenimiento en modalidad piloto con el foco en mejorar la confiabilidad de un transformador operativo de características controladas.

## Bibliografía

- [1] Adolfo Crespo Márquez, J. F. G. F., Vicente González-Prida Díaz. (2017). *Advanced maintenance modelling for asset management*. Springer Cham.
- [2] Arias Velásquez, R. M., y Mejía Lara, J. V. (2018). Corrosive sulphur effect in power and distribution transformers failures and treatments. *Engineering Failure Analysis*, 92, 240-267. Descargado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1350630718304667>
- [3] Arunraj, N., y Maiti, J. (2007). Risk-based maintenance—techniques and applications. *Journal of Hazardous Materials*, 142(3), 653-661. Descargado de <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2006.06.069>
- [4] Badawi, M., Ibrahim, S. A., Mansour, D.-E. A., El-Faraskoury, A. A., Ward, S. A., Mahmoud, K., ... Darwish, M. M. F. (2022). Reliable estimation for health index of transformer oil based on novel combined predictive maintenance techniques. *IEEE Access*, 10, 25954-25972. Descargado de [10.1109/ACCESS.2022.3156102](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3156102)
- [5] Basson, M. (2018). *Risk-based reliability centered maintenance*. Industrial Press, INC.
- [6] Behmadi, R., Mokhtarian, M., Ghadrian, K., Davoodi, A., y Hosseinpour, S. (2022). Development of a low-cost activated mesoporous bauxite for the reclamation of used transformer oil. *Separation and Purification Technology*, 280, 119826. Descargado de <https://doi.org/10.1016/j.seppur.2021.119826>
- [7] Christie, W. B., y Behnke, R. P. (2018). *Atrapando el sol en los sistemas eléctricos de potencia*.
- [8] Comisión Nacional de Energía. (2016). *Norma técnica de transferencias de potencia entre empresas generadoras*. Comisión Nacional de Energía. Descargado de <https://www.cne.cl/normativas/electrica/normas-tecnicas/>
- [9] Comisión Nacional de Energía. (2019). *Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución*. Comisión Nacional de Energía. Descargado de <https://www.cne.cl/normativas/electrica/normas-tecnicas/>
- [10] Comisión Nacional de Energía. (2021). *Norma técnica de coordinación y operación*.

Comisión Nacional de Energía. Descargado de <https://www.cne.cl/normativas/electrica/normas-tecnicas/>

- [11] Coordinador Eléctrico Nacional. (2022). *Directorio de empresas coordinadas*. Descargado 26/10/2023, de <https://www.coordinador.cl/directorio-de-empresas-coordinadas/>
- [12] Eyoh, J., y Kalawsky, R. S. (2018). *Evolution of maintenance strategies in oil and gas industries: the present achievements and future trends*. Descargado de <https://hdl.handle.net/2134/33922>
- [13] IEEE. (2012). Ieee guide for application for monitoring equipment to liquid-immersed transformers and components. *IEEE Std C57.143-2012*, 1-83. Descargado de [10.1109/IEEESTD.2012.6387561](https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6387561)
- [14] IEEE. (2013). Ieee guide for diagnostic field testing of fluid-filled power transformers, regulators, and reactors. *IEEE Std C57.152-2013*, 1-121. Descargado de [10.1109/IEEESTD.2013.6544533](https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2013.6544533)
- [15] IEEE. (2016). Ieee guide for acceptance and maintenance of insulating mineral oil in electrical equipment. *IEEE Std C57.106-2015 (Revision of IEEE Std C57.106-2006)*, 1-38. doi: [10.1109/IEEESTD.2016.7442048](https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2016.7442048)
- [16] IEEE. (2019). Ieee guide for the interpretation of gases generated in mineral oil-immersed transformers. *IEEE Std C57.104-2019 (Revision of IEEE Std C57.104-2008)*, 1-98. Descargado de <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2019.8890040>
- [17] InsaTech. (2022). *Astm d1500 color scale*. Descargado 25/11/2023, de <https://www.insatech.com/inspiration/teori/hvad-er-astm-d1500-colour-scale/>
- [18] International Electrotechnical Commission. (2016). *Hazard and operability studies (HAZOP studies) – Application guide* (Standard n.º IEC 61882:2016). Descargado de <https://webstore.iec.ch/publication/24321>
- [19] Ishikawa, K. (1982). *Guide to quality control* (Vol. 2). Asian productivity organization Tokyo.
- [20] Kabir, F., Foggo, B., y Yu, N. (2018). Data driven predictive maintenance of distribution transformers. En *2018 china international conference on electricity distribution (cic-ed)* (p. 312-316). Descargado de <https://doi.org/10.1109/CICED.2018.8592417>
- [21] Kuhnke, M., Werle, P., Sbravati, A., y Rapp, K. (2020). Investigation of x- wax formation in power transformers under operating conditions. En *2020 ieee electrical insulation conference (EIC)* (p. 298-301). Descargado de <https://doi.org/10.1109/EIC47619.2020.9158704>
- [22] Maina, R., Tumiatti, V., Pompili, M., y Bartnikas, R. (2009). Corrosive sulfur effects in transformer oils and remedial procedures. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 16(6), 1655-1663. Descargado de [10.1109/TDEI.2009](https://doi.org/10.1109/TDEI.2009)

- [23] Ministerio de Relaciones Exteriores. (20 de abril de 2005). Decreto 38 promulga el convenio de estocolmo sobre contaminantes organicos persistentes y sus anexos. *Diario Oficial*. Descargado de <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=238174>
- [24] Oommen, T. V. (1983). Moisture equilibrium in paper-oil insulation systems. En *1983 eic 6th electrical/electrical insulation conference* (p. 162-166). doi: 10.1109/EEIC.1983.7465055
- [25] Rausand, M., y Hoyland, A. (2021). *System reliability theory: models, statistical methods, and applications*. John Wiley & Sons.
- [26] Real Academia Española. (s.f.). *Diccionario de la lengua española, 23.ª ed.* (versión 23.6 en línea ed.). Descargado 8/06/2023, de <https://dle.rae.es>
- [27] Reliability Web. (s.f.). *Implementación del programa de limpieza y lubricación con la filosofía del tpm*. Descargado 12/06/2023, de <https://reliabilityweb.com/sp/articles/entry/implementacion-del-programa-de-limpieza-y-lubricacion-con-la-filosofia-del>
- [28] Salari, N., y Makis, V. (2017). Optimal preventive and opportunistic maintenance policy for a two-unit system. *The International Journal of Advanced Manufacturing Technology*, 89, 665–673.
- [29] Servicio Nacional de Geografía y Minería. (2023). *Recursos minerales*. Descargado 10/06/2023, de <https://www.sernageomin.cl/recursos-minerales/>
- [30] Smith, R., y Mobley, R. K. (2008). *Rules of thumb for maintenance and reliability engineers*. doi: <https://doi.org/10.1016/B978-075067862-9.50022-8>
- [31] Technical Service Center Infrastructure Services Division Hydroelectric Research and Technical Services Group. (2005). *Transformers: Basics, maintenance, and diagnostics*. U.S. Department of the Interior Bureau of Reclamation.
- [32] Vita, V., Fotis, G., Chobanov, V., Pavlatos, C., y Mladenov, V. (2023). Predictive maintenance for distribution system operators in increasing transformers' reliability. *Electronics*, 12(6). Descargado de <https://www.mdpi.com/2079-9292/12/6/1356> doi: 10.3390/electronics12061356

## Anexos

### Anexo A. Cálculo de Tensión de Ruptura en función de ppm de agua y temperatura del aceite

De acuerdo a Oomen (Oommen, 1983) se relacionan de la siguiente manera:

$$\%RS = \frac{\text{ppm } H_2O \text{ en aceite}}{10^{(A - \frac{B}{273,16 + ^\circ C})}} \quad (\text{A.1})$$

Donde los coeficientes son determinados empíricamente para el aceite nuevo y corresponden a A=7.42 y B=1670 (IEEE, 2016) y °C corresponde a grados Celsius del aceite. Luego, se computa la relación entre la tensión de ruptura y la humedad relativa con la ecuación obtenida en (IEEE, 2016):

$$\%ASTM \text{ D1816 (2mm) Tensión de Ruptura} = 0,95 \cdot \exp\left\{-\frac{\%RS}{63,15}\right\}^2 + 0,05 \quad (\text{A.2})$$

Relación entre %RS y voltaje de ruptura según ASTM D1816

De esta manera es posible evaluar el efecto de la humedad y la temperatura en la tensión de ruptura.

## Anexo B. Caso de análisis: energización de transformador a baja temperatura

En el estándar de la IEEE C57.106-2015, *Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment* (IEEE, 2016) se ejemplifica el efecto de la temperatura ambiente en la tensión de ruptura del aceite dieléctrico y se grafica en la Figura B.1. Se expone el caso de un transformador fuera de servicio y se evidencia el posible riesgo en caso de energización a bajas temperaturas.

Las condiciones son:

1. Aceite dieléctrico a 30 °C y un nivel de agua disuelta de 15 ppm en equilibrio.
2. Aceite dieléctrico a 0 °C y un nivel de agua disuelta de 15 ppm en equilibrio.

Tras el cálculo aplicando las ecuaciones A.2 y A.1, los resultados son:

1. 18 % RS y 92 % tensión de ruptura normalizada.
2. 74 % RS y 32 % tensión de ruptura normalizada.

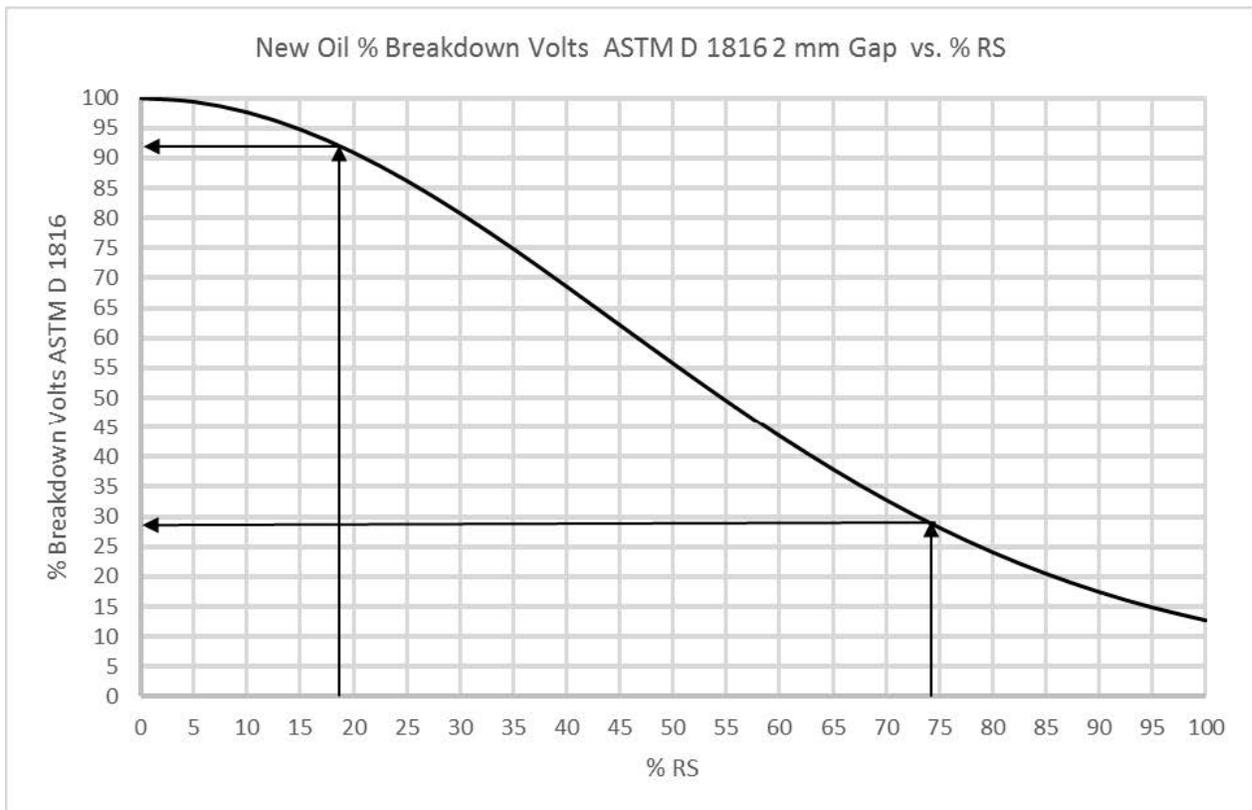


Figura B.1: Tensión de ruptura normalizada v/s %RS [Extraído de (IEEE, 2016)]

En este ejemplo, un valor de ruptura de voltaje ASTM D1816 (espaciado de 2 mm) de 50 kV para 15 ppm de aceite a 30 °C no es el mismo que sería a 0 °C (ambos en condiciones de equilibrio térmico). El valor de ruptura de voltaje podría reducirse a 15 kV ( $50 \text{ kV} \times 0.32 = 15 \text{ kV}$ ). En este ejemplo, existe preocupación por una falla en la ruptura dieléctrica del aceite mineral a 0 °C. En este caso, se debería consultar la norma IEEE Std C57.93 para obtener más información sobre los procedimientos sugeridos para la puesta en marcha de transformadores de aceite mineral en condiciones de frío. (IEEE, 2016)

# Anexo C. Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) DEVANADOS TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		Riesgo y Detectabilidad				
REVISIÓN 1		EMITIDO PARA USO INTERNO	KRNTC-EMA-RSG-FMECA-01.1		Efecto de Falla		P	S	R	D
Función		Modo de Falla		Efecto de Falla		P		S	R	D
1 Conducir las corrientes de carga apropiadas para alimentar la planta de manera continua.	A Incapacidad de conducir energía eléctrica por el conductor.	1 Interrupción del conductor.	Mecanismo Ruptura mecánica del conductor.	Efecto local de la falla Interrupción inmediata de la conducción de energía, resultando en una transición hacia el transformador de respaldo.	1	5	5	5	5	5
		2 Interrupción física por desconexión del conductor.	Falla mecánica grave o ausencia de pernos de sujeción de conectores.	Siguiente efecto de nivel superior La producción continúa sin interrupciones significativas, pero la operación del transformador de respaldo podría no ser óptima en términos de eficiencia energética y costos operacionales.	1	5	5	5	5	5
		3 Ruptura de conexión física interna en el buje de suministro	Falla mecánica grave de buje de suministro.	Efecto final Revisión y posible reconstrucción de los devanados afectados o reemplazo del transformador, con la operación soportada temporalmente por el sistema de respaldo.	1	5	5	5	5	5
		4 Interrupción de suministro por operación del interruptor o apertura del desconector aguas arriba o aguas abajo.	Desconexión física de la red de suministro mediante la actuación de desconectores.	Posible efecto en el peor de los casos Mientras que el impacto inmediato en la producción es mínimo gracias al transformador de respaldo, la falla del transformador principal puede llevar a un proceso de mantenimiento extenso y costoso, con posibles efectos a largo plazo en la fiabilidad del suministro eléctrico.	1	5	5	5	5	5

Figura C.1: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Devanados Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 1.1

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) DEVANADOS TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV		KronTec Riesgo y Detectabilidad			
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-FMECA-01.2		P	S	R	D
Función		Estado Fallido		Modo de Falla		Efecto de Falla			
		Causa	Mecanismo						
1	Conducir las corrientes de carga apropiadas para alimentar la planta de manera continua.	1 Capacidad parcial de conducir la energía eléctrica solicitada por las cargas. 2 Cortocircuito entre vueltas o fases. 3 Cable deformado con su sección transversal afectada. 4 Corrosión de los conductores. 5 Conectores con superficie de contacto deficiente. 6 Aumento inesperado en la demanda de carga.	Pérdida de energía por descargas parciales. Falla mecánica durante la manufactura, transporte o instalación de los devanados. Degradación química producida por aceite dieléctrico en mal estado. Degradación (corrosión o erosión) mecánica mediante descargas parciales en conectores. Solicitud de potencia por parte de las cargas descontrolada. Sobrecarga, ventilación insuficiente, acumulación de suciedad.	Disminución de la eficiencia en la transmisión de energía a través de los devanados dañados, lo que lleva a una distribución de voltaje irregular y pérdida de capacidad de manejo de carga. Esta situación puede provocar un estrés adicional en los componentes del transformador y generar puntos calientes que aceleran el envejecimiento de los aislantes.  La operación con capacidad reducida puede ocasionar una cascada de ineficiencias en la planta, incluyendo fluctuaciones de potencia y la necesidad de ajustar las operaciones para evitar sobrecargas. Los equipos sensibles pueden experimentar trastornos o fallos prematuros debido a la calidad de energía deficiente.  Intervenciones de mantenimiento no programadas, evaluaciones técnicas y, potencialmente, la reconstrucción de los devanados afectados o el reemplazo del transformador. El transformador de respaldo garantiza la continuidad de la operación, pero puede haber un incremento en los costos operacionales y habrá un aumento en el costo de mantenimiento, así como una potencial eficiencia reducida durante este período de transición.  Si los problemas no se detectan y corrigen a tiempo, la funcionalidad reducida del transformador principal podría desembocar en un fallo total. Esto obligaría a depender completamente del transformador de respaldo, lo que podría no ser sostenible a largo plazo, conduciendo a inversiones significativas en infraestructura y a interrupciones prolongadas en la producción si el respaldo también falla.	3	4	12	3	
									Riesgo Significante (Intolerable) Detectabilidad Moderada

Figura C.2: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Devanados Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 1.2

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) DEVANADOS TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		KronTec Riesgo y Detectabilidad				
REVISIÓN	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-FMECA-01.3		P	S	R	D	
Función	Estado Fallido	Modo de Falla		Efecto de Falla						
		Causa	Mecanismo	Local de la falla	Final					
1 Conducir las corrientes de carga apropiadas para alimentar la planta de manera continua.	C	1	Devanados dañados o deteriorados incapaces de crear el campo magnético necesario para la correcta inducción electromagnética.	Degradación por sobrecalentamiento, cortocircuitos, corrosión, erosión o daño mecánico.	<b>Efecto local de la falla</b> Los devanados incapaces de generar el campo magnético necesario para la inducción efectiva pueden resultar en una tensión de salida incorrecta, lo que afecta directamente la eficiencia y la regulación del transformador y puede generar calor excesivo en los puntos afectados.	2	3	6	2	
		2	Derivaciones de devanado desconectadas.	Falla mecánica grave o ausencia de los pernos de sujeción de conectores.	La falla en la tensión adecuada podría ocasionar que los sistemas automatizados ajusten operaciones o se detengan, lo que afectaría la continuidad y la calidad de la producción. Equipos sensibles podrían sufrir daños debido a variaciones de tensión, causando una disrupción más amplia dentro de la infraestructura eléctrica de la planta.					
		3	Derivaciones de devanado mal conectadas.	Error humano en el montaje de las derivaciones.	<b>Siguiente efecto de nivel superior</b>					
		4	Derivaciones en mal estado.	Desgaste mecánico, degradación esperable.	<b>Efecto final</b> La necesidad de realizar diagnósticos detallados y posiblemente reparaciones extensivas o el reemplazo de partes del transformador, lo que podría conllevar al uso del transformador de respaldo. Esto podría implicar un período de transición con una eficiencia energética disminuida y costos operacionales incrementados.					
					<b>Posible efecto en el peor de los casos</b> Una falla extendida del sistema de devanados que no se maneje adecuadamente puede llevar a una degradación avanzada del transformador, lo que resultaría en la necesidad de un reemplazo completo. Esto no solo implica grandes costos y tiempos de inactividad, sino también el riesgo de no poder sostener la producción si los sistemas de respaldo no pueden manejar la carga total a largo plazo.					<b>Riesgo Medio (Tolerable)</b> <b>Detectabilidad Baja</b>

Figura C.3: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Devanados Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 1.3

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) DEVANADOS TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		KronTec			
REVISIÓN 1		EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-FMECA-01.4		Riesgo y Detectabilidad			
Función	Estado Fallido	Modo de Falla		Efecto de Falla					
		Causa	Mecanismo	P	S	R	D		
2 Inducir un voltaje secundario a partir del voltaje primario mediante inducción electro-magnética.	A Incapacidad del devanado primario de inducir tensión al devanado secundario.	1 Interrupción física por ruptura mecánica del conductor.	Ruptura física del conductor por degradación grave.	<b>Efecto local de la falla</b>	Cese de la capacidad del transformador para inducir la tensión necesaria en el devanado secundario, interrumpiendo la transformación de voltaje y comprometiendo la funcionalidad del equipo.	1	5	5	5
		2 Interrupción física por desconexión del conductor.	Falla mecánica grave o ausencia de pernos de sujeción de conectores.	<b>Siguiente efecto de nivel superior</b>	Dependiendo del diseño del sistema y la carga en el momento de la falla, el transformador de respaldo puede tomar la carga inmediatamente, minimizando el impacto sobre la producción y evitando paradas significativas.				
			<b>Efecto final</b>	Aunque el sistema de respaldo minimiza el tiempo de inactividad, el transformador principal requerirá una inspección detallada, posiblemente reparaciones complejas o reemplazo, lo que podría conllevar a costos operativos elevados y ajustes en la gestión de la producción a mediano plazo.	1	5	5	5	
			<b>Posible efecto en el peor de los casos</b>	Si la falla resulta en daños internos extensos que no pueden ser reparados, el transformador principal podría necesitar ser reemplazado por completo. Esto tendría implicancias financieras importantes y podría afectar la fiabilidad a largo plazo del sistema de suministro eléctrico, aunque el respaldo proporcione una cobertura temporal.					

Figura C.4: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Devanados Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 1.4

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) DEVANADOS TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		KronTec Riesgo y Detectabilidad					
REVISIÓN	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-FMECA-01.5		P	S	R	D		
Función	Estado Fallido		Modo de Falla		Efecto de Falla						
	Causa	Mecanismo									
2 Inducir un voltaje secundario a partir del voltaje primario mediante inducción electro-magnética.	B	1 Inducción parcial o inestable de tensión por parte del devanado primario al secundario.	1	Cortocircuito entre vueltas o fases.	Pérdida de energía por descargas parciales.	Las inconsistencias en la inducción de tensión resultan en fluctuaciones de voltaje y un suministro eléctrico inestable, lo que puede provocar sobrecargas o insuficiencia de tensión en el secundario y afectar la eficiencia del transformador.	3	4	12	3	
			2	Cable deformado con su sección transversal afectada.	Falla mecánica durante la manufactura, transporte o instalación de los devanados.						Las fluctuaciones y la inestabilidad de la tensión pueden causar interrupciones en procesos sensibles y equipos de la planta, potencialmente resultando en paradas automáticas de seguridad y afectando la calidad de la producción.
			3	Corrosión de los conductores.	Degradación química producida por aceite dieléctrico en mal estado.						Se requiere una investigación para identificar y corregir la causa de la inducción inestable, lo que puede implicar ajustes operativos, recalibraciones o reparaciones. Mientras tanto, el transformador de respaldo asegura la continuidad operacional, aunque con posibles diferencias en la eficiencia y el rendimiento.
			4	Corrosión de los conectores.	Degradación mecánica mediante descargas parciales en conectores.						Si la falla no se puede corregir a tiempo, podría resultar en la necesidad de desactivar el transformador aceleradamente y reemplazado. Esto podría conllevar a una dependencia a largo plazo del transformador de respaldo y, si este último no está dimensionado para operación continua a plena carga, habrá sobrecarga y fallas del sistema de respaldo.
						<b>Riesgo Significante (Intolerable) Detectabilidad Moderada</b>					

Figura C.5: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Devanados Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 1.5

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) DEVANADOS TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		 Riesgo y Detectabilidad			
REVISIÓN	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-FMECA-01.6		P	S	R	D
Función	Estado Fallido	Modo de Falla		Efecto de Falla		4	5	20	3
		Causa	Mecanismo						
3 Aislar eléctrica y térmicamente los devanados entre sí y del núcleo, de manera segura.	A Incapacidad de aislar eléctricamente el cable conductor.	1 Perforación del aislante.	Perforación física causada por sobretensiones eléctricas, impactos físicos o presencia de cuerpos extraños.	<b>Efecto local de la falla</b>	Pérdida de aislamiento resultando en cortocircuitos internos, sobrecalentamiento y daño estructural al transformador.				
		2 Fisuras o grietas en el aislante.	Fatiga térmica producto de descargas parciales o armónicos eléctricos, estrés mecánico o degradación por envejecimiento natural.	<b>Siguiente efecto de nivel superior</b>	Interrupción de la producción debido al cese de suministro energético inesperado y potencial daño a equipos conectados.				
		3 Aislante carbonizado.	Exposición a altas temperaturas o descargas parciales.	<b>Efecto final</b>	Mantenimiento mayor para restaurar aislamiento y reemplazo de componentes dañados, continuando operaciones con el sistema de respaldo.				
		4 Aislante degradado gravemente por exposición a condiciones químicas no idóneas.	Exposición a sustancias químicas corrosivas como azufre o DBDS y/o a un ambiente con un alto grado de acidez.	<b>Posible efecto en el peor de los casos</b>	Riesgo de incendio o explosión, lo que representa un riesgo significativo para la seguridad del personal y podría causar daños ambientales y a la producción. Además, la interrupción prolongada y los daños a la infraestructura crítica pueden tener efectos adversos duraderos en la planta y en la cadena de suministro.				
						<b>Riesgo Alto (Intolerable) Detectabilidad Moderada</b>			

Figura C.6: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Devanados Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 1.6

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) DEVANADOS TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		KronTec Riesgo y Detectabilidad						
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-FMECA-01.7		P	S	R	D			
Función		Estado Fallido		Modo de Falla		Efecto de Falla						
		Causa		Mecanismo								
3	Aislar eléctrica y térmicamente los devanados entre sí y del núcleo, de manera segura.	1	Reducción de tensión de ruptura dieléctrica del aislamiento.	1	Material aislante degradado parcialmente.	Exposición reciente a sustancias químicas corrosivas como azufre o DBDS y/o a un ambiente con un alto grado de acidez.	Efecto local de la falla	La pérdida del aislamiento efectivo aumenta el riesgo de la presencia de puntos calientes, arcos eléctricos y cortocircuitos internos, comprometiendo la funcionalidad estable del transformador.	5	4	20	2
		2	Contaminación superficial del aislante.	2	Acumulación de lodo o compuestos químicos en la superficie del aislante.		Siguiente efecto de nivel superior	Inestabilidad en la red eléctrica debido a posibles fluctuaciones en la tensión y la corriente suministradas, afectando a la estabilidad general de la red. Habrán consecuencias en la calidad de energía aumentando el riesgo de equipos y sistemas conectados.				
		3	Daños mecánicos en el aislante.	3	Causado por impactos físicos, sobretensiones eléctricas o presencia de cuerpos extraños.		Efecto final	Toma de muestras y ensayos eléctricos, químicos y mecánicos para estimar la severidad de la falla y restaurar el nivel de servicio esperado. Esto puede implicar la detención del transformador temporal o la salida de servicio de los devanados para mantenimiento. El transformador de respaldo continúa el suministro energético de la operación.				
		4	Deterioro de aislación por exposición a sustancias químicas indeseadas.	4	Exposición a sustancias químicas corrosivas como azufre o DBDS y/o a un ambiente con un mayor grado de acidez que el deseado.		Possible efecto en el peor de los casos	La falla en detectar correcta y tempranamente la causa de la reducción de la tensión dieléctrica puede desencadenar la degradación total del aislamiento e incurrir en el estado fallido 3.A, significando la degradación completa del aislamiento con la necesidad de reemplazo del transformador o reparaciones extensivas.				
							<b>Riesgo Alto (Intolerable)</b> <b>Detectabilidad Baja</b>					

Figura C.7: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Devanados Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 1.7

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) DEVANADOS TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		KronTec Riesgo y Detectabilidad					
REVISIÓN	1	EMITIDO PARA USO INTERNO	KRNTC-EMA-RSG-FMECA-01.8		P	S	R	D			
Función	Estado Fallido		Modo de Falla		Efecto de Falla						
	Causa	Mecanismo									
3 Aislar eléctrica y térmicamente los devanados entre sí y del núcleo, de manera segura.	C	1	Sobrecalentamiento localizado.	Sobrecarga eléctrica, resistencia excesiva en conexiones defectuosas.	Efecto local de la falla	Daño directo a los devanados y al material aislante del transformador. Degradación acelerada del aislante, cortocircuitos internos, aumento descontrolado de la temperatura del aceite. Los puntos calientes aumentan el riesgo de incendio.	5	3	15	2	
		2	Aislante degradado.	Presencia de puntos focalizados de alta temperatura.							
		3	Concentración de campo eléctrico.	Irregularidades en el material aislante y/o en la geometría de los devanados.	Siguiente efecto de nivel superior	Las fallas en el transformador provocan fluctuaciones en la tensión y la corriente, afectando la calidad de la energía suministrada. Esto puede causar problemas operativos en otros equipos conectados a la red por sensibilidad a la variación de la tensión y posibles fallos de equipos. Además el riesgo de incendio interno aumenta.					
		4	Fisura o grietas en el aislante.	Estrés mecánico y/o térmico.	Efecto final	Interrupción del suministro de energía para restaurar la condición del material aislante de los devanados a través de un mantenimiento mayor. Mientras tanto, el transformador de respaldo asegura la continuidad operacional, aunque con posibles diferencias en la eficiencia y el rendimiento.					
		5	Envejecimiento del aislante.	Pérdida natural de propiedades dieléctricas por uso esperado.							
					Possible efecto en el peor de los casos	Incendio o explosión, lo que representa un riesgo significativo para la seguridad del personal y podría causar daños ambientales y a la producción. Además, la interrupción prolongada y los daños a la infraestructura crítica pueden tener efectos adversos duraderos en la planta y en la cadena de suministro.					Riesgo Significante (Intolerable) Detectabilidad Baja

Figura C.8: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Devanados Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 1.8

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) NÚCLEO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		 Riesgo y Detectabilidad				
REVISIÓN	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-FMECA-02.1		P	S	R	D	
Función	Estado Fallido		Modo de Falla		Efecto de Falla					
	Causa	Mecanismo								
1	Concentrar y canalizar el flujo magnético de manera eficiente.	<p>1 Incapacidad de canalizar eficientemente el flujo magnético por saturación magnética del núcleo.</p> <p>2 Alimentación de tensión excesiva al devanado primario.</p> <p>3 Operación a frecuencias menores a las de diseño (reduciendo el voltaje necesario para saturar el núcleo).</p>	<p>Operación del transformador sobre la capacidad nominal descontroladamente, por mal dimensionamiento o aumento excesivo e imprevisto de la carga.</p> <p>Tensión de suministro por sobre los límites de diseño del transformador, por ejemplo, por fluctuaciones o peaks inesperados.</p> <p>Red eléctrica desequilibrada, inyección de energía por fuentes renovables descoordinadas, generadoras eléctricas con fallas mecánicas.</p>	<p><b>Efecto local de la falla</b></p> <p>El núcleo experimenta un calentamiento excesivo, elevando la temperatura del aceite y degradando el aislamiento, lo cual podría ocasionar distorsiones en la forma de onda del voltaje inducido, afectando la calidad de la energía.</p> <p><b>Siguiente efecto de nivel superior</b></p> <p>La distorsión de la energía resultante puede llevar a un funcionamiento deficiente de las cargas conectadas y a un aumento en el consumo de energía, elevando los costos operacionales. La alta temperatura podría generar gases y provocar un estado de alerta en el relé de Buchholz, quitando de operación imprevistamente al transformador.</p> <p><b>Efecto final</b></p> <p>La carga del transformador debe ajustarse a los niveles adecuados y la calidad de la energía suministrada debe ser monitoreada. La saturación continuada puede acelerar el desgaste del núcleo y elevar los costos de mantenimiento, incluyendo las inspecciones y reparaciones necesarias para mitigar la degradación, en especial del aceite y papel aislante.</p>	3	3	9	3		
					<p><b>Posible efecto en el peor de los casos</b></p> <p>Un funcionamiento incontrolado y prolongado bajo condiciones de saturación magnética podría resultar en una falla catastrófica del transformador, riesgo de incendio o explosión, amenazando la seguridad humana y causando daños potenciales a la infraestructura y el medio ambiente, con impactos severos en la producción y la cadena de suministro.</p>					<p><b>Riesgo Medio (Tolerable)</b></p> <p><b>Detectabilidad Moderada</b></p>

Figura C.9: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Núcleo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 2.1

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) NÚCLEO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13.8 kV		KronTec Riesgo y Detectabilidad			
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-FMECA-02.2		P	S	R	D
Función		Estado Fallido		Modo de Falla		Efecto de Falla			
		Causa	Mecanismo						
1	Concentrar y canalizar el flujo magnético de manera eficiente.	1 Aislamiento entre láminas del núcleo degradado. 2 Operación a frecuencias mayores a las de diseño (dificultando el cambio de dirección en el campo gracias a la histéresis).	Exposición a alta temperatura de manera sostenida. Red eléctrica desequilibrada, inyección de energía por fuentes renovables descoordinadas, generadoras eléctricas con fallas mecánicas, presencia de armónicos en la red.	El núcleo del transformador experimenta un aumento de pérdidas energéticas por histéresis y corrientes de Eddy, lo que genera un exceso de calor y contribuye a la degradación acelerada de los materiales aislantes y al incremento en la temperatura del aceite, disminuyendo la eficiencia energética general del transformador.	2	2	4	2	
		3 Operación a tensión excesiva (aumentando la amplitud del movimiento que deberán hacer los dominios magnéticos para alinearse con el campo).	Aumento de corriente o tensión de entrada, saturación del núcleo ferromagnético, alteraciones de frecuencia de alimentación, cambios de carga en el transformador.	La reducción en la eficiencia del transformador debido a las pérdidas incrementadas puede llevar a un mayor consumo de energía y sobrecostos operacionales. Además, el calor excesivo puede causar la activación de sistemas de protección y alertas, como el relé de Buchholz, conduciendo a intervenciones de emergencia y afectando la disponibilidad del transformador.	2	2	4	2	
		4 Corrientes parásitas (o de Foucault) en el núcleo ferromagnético.	Inducción natural en el núcleo por el flujo magnético variable.	Requiere una revisión detallada del núcleo para identificar el origen de las pérdidas excesivas y la implementación de medidas correctivas, lo que podría incluir desde ajustes operativos hasta reparaciones significativas o el reemplazo de componentes, con los consiguientes costos y tiempo de inactividad.					
				Posible efecto en el peor de los casos					Riesgo Bajo (Tolerable) Detectabilidad Baja

Figura C.10: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Núcleo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 2.2

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) AISLACIÓN LÍQUIDA TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		KronTec Riesgo y Detectabilidad				
REVISIÓN	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-FMECA-03.1		P	S	R	D	
Función	Estado Fallido	Modo de Falla		Efecto de Falla		4	4	16	3	
		Causa	Mecanismo							
1	A	Reducción de la tensión de ruptura dieléctrica del aceite.	1	Aceite dieléctrico contaminado con agua, polvo, partículas metálicas o productos químicos.	Contaminación química y física producto de la pérdida de hermeticidad, degradación natural o mala manipulación.	El aceite dieléctrico contaminado o degradado podría no resistir las tensiones eléctricas a las que normalmente está sometido, lo que llevaría a un incremento en la formación de descargas parciales y a la eventual ruptura dieléctrica, comprometiendo la capacidad aislante del aceite y, por lo tanto, la seguridad operacional del transformador.				
			2	Degradación del aceite por envejecimiento natural o acelerado.	Exposición a alta temperatura, humedad, alto contenido de azufre y/o DBDS, bajo contenido de anticorrosivos.	La contaminación o degradación del aceite afectaría directamente la eficiencia del sistema de aislamiento, aumentando el riesgo de fallas en cascada dentro del transformador y la posibilidad de que ocurran eventos disruptivos como cortocircuitos o sobrecargas afectando directamente la homogeneidad de la operación.				
			3	Presencia de gases disueltos en el aceite.	Eventos de alta intensidad térmica y/o eléctrica, descomposición de aislamiento sólido.	Siguiente efecto de nivel superior				
			4	Cavitación y formación de burbujas en el aceite.	Unión de volúmenes por movimiento natural de gases disueltos.	La reducción en la tensión de ruptura dieléctrica requeriría la detección temprana y el tratamiento del aceite, incluyendo posiblemente su filtración, regeneración o reemplazo, junto con la inspección y el mantenimiento de los componentes asociados para evitar fallas mayores consecuencia del aceite en mal estado.				
			5	Aumento/reducción considerable de temperatura del aceite.	Fluctuación natural de temperatura del ambiente, flujo insuficiente de aceite refrigerante	Efecto final				
						Posible efecto en el peor de los casos				Riesgo Significante (Intolerable) Detectabilidad Moderada

Figura C.11: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Aislación Líquida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 3.1

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) AISLACIÓN LÍQUIDA TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV KRNTC-EMA-RSG-FMECA-03.2		 Riesgo y Detectabilidad										
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Efecto de Falla												
Función		Estado Fallido		Modo de Falla		Efecto de Falla										
		Causa		Mecanismo												
1	Aislar eléctricamente el núcleo y devanados del transformador, de manera segura.	1 Dificultad para entrar en contacto directo con devanados y núcleo del transformador.	1 Presencia de lodo en el aceite. 2 Sedimentos asentados en el núcleo, devanados y aislamiento sólido. 3 Nivel de aceite inadecuado.	Degradación química. Adhesión mecánica en las superficies producto de presencia incontrolada de lodo. Fuga de aceite descontrolada por perforaciones en la cuba, depósito de expansión y/o radiadores.	La presencia de lodo y sedimentos en el aceite puede generar una barrera que impide el contacto efectivo entre el aceite y los devanados o el núcleo. Esto limitaría la transferencia de calor y podría provocar puntos calientes localizados, que acelerarían la degradación de los componentes críticos del transformador y aumentarían el riesgo de fallos eléctricos.  La disminución en la eficiencia del sistema de enfriamiento debido a la presencia de contaminantes en el aceite afectaría la operación general del transformador. La capacidad de carga podría verse reducida y la variabilidad en la temperatura operativa aumentaría, afectando la fiabilidad del suministro de energía.  Sería necesario realizar un mantenimiento correctivo para limpiar o reemplazar el aceite contaminado y restaurar la eficiencia del sistema de enfriamiento. Esto podría conllevar paradas no programadas del transformador, con el consiguiente impacto en la producción y aumento en los costos de mantenimiento.	3	2	6	2							
					Posible efecto en el peor de los casos											Riesgo Medio (Tolerable) Detectabilidad Baja

Figura C.12: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Aislación Líquida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 3.2

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) AISLACIÓN LÍQUIDA TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		KronTec Riesgo y Detectabilidad				
REVISIÓN	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-FMECA-03.3		P	S	R	D	
Función		Estado Fallido		Modo de Falla		Efecto de Falla				
		Causa	Mecanismo							
2	Mantener un estado térmicamente apto para la operación eficiente del transformador.	1	Circulación de aceite deficiente.	Falla mecánica en las bombas de aceite, obstrucciones mecánicas en los canales de aceite, deformación mecánica de radiadores, aceite con presencia de lodo, sedimentos y/o propiedades físicas alteradas.	El aceite con propiedades térmicas comprometidas puede resultar en un sobrecalentamiento localizado de los devanados y el núcleo, lo que aceleraría su deterioro y reduciría la eficiencia operativa del transformador. Las bombas de aceite o los radiadores defectuosos también podrían contribuir a esta situación.					
		2	Nivel de aceite inadecuado.	Fuga de aceite descontrolada por perforaciones en la cuba, depósito de expansión y/o radiadores.	La incapacidad de mantener un estado térmicamente óptimo podría llevar a una reducción en la capacidad de carga del transformador. Esto afectaría directamente la operación continua y eficiente de la planta, con posibles paradas no programadas y una mayor demanda de energía para la refrigeración adicional.	3	4	12	3	
		3	Capacidad de transferencia de calor afectada en el aceite.	Aceite degradado naturalmente y/o contaminado química o físicamente por elementos indeseados, como humedad, partículas de polvo o gases disueltos. Reducción del coeficiente de transferencia de calor.	Requeriría intervenciones de mantenimiento para resolver los problemas de circulación y calidad del aceite, así como la reparación o reemplazo de componentes dañados y restauración o reemplazo del aceite. Este mantenimiento implicaría costos adicionales y tiempo de inactividad que pondría en riesgo la productividad de la operación, dependiendo totalmente del transformador de respaldo.					
					Posible efecto en el peor de los casos	La falla prolongada en el sistema de disipación de calor podría conducir a una avería grave del transformador, posiblemente desencadenando un fallo operativo total con la necesidad de reemplazar o realizar una extensa reparación del equipo. Esto podría resultar en una interrupción significativa de las operaciones y riesgos de seguridad.				Riesgo Significante (Intolerable) Detectabilidad Moderada

Figura C.13: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Aislación Líquida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 3.3

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) AISLACIÓN LÍQUIDA TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV KRNTC-EMA-RSG-FMECA-03.4		 Riesgo y Detectabilidad						
REVISIÓN	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		Efecto de Falla								
Función	Estado Fallido	Modo de Falla		Mecanismo	Efecto local de la falla	Efecto de efecto de nivel superior	Efecto final	Riesgo Significante (Intolerable) Detectabilidad Moderada	P	S	R	D
		Causa	Mecanismo									
3 Proteger los componentes internos de la degradación acelerada manteniendo un medio químicamente apto.	A Aceite químicamente desbalanceado.	1 Alto nivel de acidez.	Oxidación y descomposición de aceite natural o acelerada por presencia de oxígeno, alta temperatura y/o humedad.	La contaminación del aceite dieléctrico puede llevar a la formación de ácidos y lodo, que deterioran los materiales aislantes y aumentan la conductividad eléctrica del aceite. Esto puede causar sobrecalentamiento, arcos eléctricos o descargas parciales internas y fallas de aislamiento.								
		2 Contenido excesivo de azufre y/o DBDS.	Contaminación química producto de anticorrosivos o por proceso productivo.	El deterioro químico del aceite compromete la protección contra la corrosión y aumenta la posibilidad de fallos eléctricos internos, lo que puede llevar a operaciones irregulares y daños a otros componentes del transformador, afectando su fiabilidad y eficiencia.	4	4	16	3				
		3 Humedad de aceite excesiva.	Contaminación química debido a ingreso de humedad al medio.	Siguiendo el deterioro químico del aceite, se puede generar la formación de lodo y/o sedimentos.								
		4 Partículas disueltas en aceite.	Filtros en mal estado, aislante sólido degradado, formación de lodo.	Será necesario realizar pruebas de calidad del aceite y posiblemente reemplazarlo o tratarlo para regenerar las condiciones operativas adecuadas. Esto implica costos adicionales y tiempo de inactividad del transformador, poniendo en riesgo la operación al depender únicamente del transformador de backup.								
		5 Aceite degradado con presencia de lodo y/o sedimentos.	Degradación química									
		6 Bajo nivel de anticorrosivos.	Insuficiencia de químico anticorrosivo producto de mal mantenimiento.									
		7 Contaminación cruzada con otros fluidos.	Mal manejo de aceite.	La degradación avanzada del aceite y el consiguiente fallo del transformador podrían resultar en un incidente grave, como un incendio o explosión, con consecuencias significativas para la seguridad humana, el medio ambiente y la continuidad operacional.								

Figura C.14: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Aislación Líquida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 3.4

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) AISLACIÓN SÓLIDA TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		KronTec			
REVISIÓN	1	EMITIDO PARA USO INTERNO	EFECTO DE FALLAS	KRNTC-EMA-RSG-FMECA-04.1	P	S	R	D	
Función	Estado Fallido	Modo de Falla		Efecto de Falla					
		Causa	Mecanismo						
1 Aislar eléctrica-mente los devanados entre sí y del núcleo, de manera segura.	A Disminución de capacidad dieléctrica del papel aislante.	1 Degradación física del papel aislante.	Degradación fisicoquímica natural o acelerada del papel aislante por exposición a temperaturas de trabajo o mayores, presencia de oxígeno, compuestos corrosivos y/o humedad.	La reducción en la capacidad dieléctrica del papel aislante puede llevar a fallas en el aislamiento entre los devanados y entre estos y el núcleo. Esto puede causar cortocircuitos internos, aumentar el riesgo de descargas eléctricas y generar puntos calientes que podrían incitar al sobrecalentamiento y degradación acelerada de otros componentes.					
		2 Contenido de humedad sobre el límite aceptable.	Infiltración de humedad al aislante mediante el aceite dieléctrico.	La falla en el aislamiento puede resultar en una distribución irregular del flujo eléctrico, incrementando la carga térmica en áreas no diseñadas para soportarla, lo que puede afectar la eficiencia operativa y la estabilidad de la red eléctrica a la que el transformador está conectado.	3	5	15	2	
		3 Papel aislante contaminado con partículas y potencial presencia de puntos calientes.	Aceite dieléctrico contaminado con partículas externas y/o enlodado.	Siguiente efecto de nivel superior					
		4 Daño mecánico a la estructura del papel aislante.	Manipulación inadecuada, vibraciones, estrés mecánico durante operación o el montaje.	Efecto final					
		5 Aumento de nivel de acidez del aceite dieléctrico.	Contenido indeseado de ácidos o compuestos corrosivos en el aceite causan la ruptura de enlaces químicos en la celulosa.	Possible efecto en el peor de los casos					
				Un fallo significativo en el aislamiento podría llevar a un fallo catastrófico del transformador, con riesgos potenciales de incendio, explosiones, riesgos potencialmente fatales para los operadores y daños severos a la infraestructura y al medio ambiente. Además, la pérdida de funcionalidad del transformador afectaría la continuidad del servicio eléctrico por un largo plazo, forzando la operación mediante el transformador de respaldo.	Riesgo Significante (Intolerable) Detectabilidad Baja				

Figura C.15: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Aislación Sólida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 4.1

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) AISLACIÓN SÓLIDA TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV KRNTC-EMA-RSG-FMECA-04.2		 Riesgo y Detectabilidad						
REVISIÓN	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-FMECA-04.2								
Función	Estado Fallido	Modo de Falla		Efecto de Falla								
		Causa	Mecanismo	P	S	R	D					
2 Soportar mecánicamente los devanados.	A Pérdida de rigidez estructural del papel dieléctrico.	1	Envejecimiento y degradación natural o acelerado del papel aislante.	Degradación mecánica y química producto de ciclos térmicos de operación, ruptura de enlaces químicos de la celulosa, alto nivel de acidez y/o oxidación.	<b>Efecto local de la falla</b>	La pérdida de rigidez en el papel aislante puede causar deformaciones bajo el estrés electromecánico de la operación normal, lo que puede resultar en el desplazamiento o mal alineamiento de los devanados. Esto aumenta el riesgo de contacto eléctrico indebido y fallas mecánicas, como el colapso del arrollamiento.			3	5	15	2
		2	Exposición a humedad o contaminantes.	Alteración de la estructuralidad mecánica del papel aislante.	<b>Siguiente efecto de nivel superior</b>	Un soporte inadecuado de los devanados puede llevar a un funcionamiento inestable del transformador, vibraciones anormales y estrés en el sistema estructural. Con el tiempo, esto podría afectar otros componentes, aumentando la probabilidad de fallos sistémicos.						
		3	Sobrecalentamiento sostenido con potencial carbonización.	Pérdida de la estructuralidad mecánica de las moléculas de celulosa.	<b>Efecto final</b>	Se requerirá una intervención de mantenimiento para evaluar el daño y restaurar la integridad estructural del aislante y los devanados. Esto implica un desmontaje parcial o total del transformador, reparaciones y posiblemente reemplazos, con los consiguientes períodos de inactividad y costos asociados.						
					<b>Posible efecto en el peor de los casos</b>	Si la pérdida de rigidez del papel aislante conduce a un fallo mecánico grave, podrían ocurrir cortocircuitos internos o fallas catastróficas que podrían desencadenar incendios o explosiones, resultando en daños extensos al transformador y un impacto negativo sustancial en las operaciones y la seguridad del entorno de trabajo.			<b>Riesgo Significante (Intolerable)</b> <b>Detectabilidad Baja</b>			

Figura C.16: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Aislación Sólida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 4.2

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) AISLACIÓN SÓLIDA TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		KronTec Riesgo y Detectabilidad		
REVISIÓN	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-FMECA-04.3				
Función	Estado Fallido	Modo de Falla		Efecto de Falla				
		Causa	Mecanismo	P	S	R	D	
3 Apoyar la disipación y distribución de la carga térmica generada por los devanados y el núcleo.	1 Disminución de la conductividad térmica del papel dieléctrico.	1 Envejecimiento y degradación natural o acelerado del papel aislante producto de altas temperaturas y procesos químicos.	Degradación química principalmente por oxidación de celulosa, reduciendo el grado de polimerización y afectando así la estructura molecular, causando pérdida de integridad mecánica y capacidad de transferir calor.	Un descenso en la conductividad térmica del papel aislante puede llevar a un aumento localizado de temperatura en los devanados y el núcleo. Este sobrecalentamiento puede acelerar la degradación del aislante y otros materiales del transformador, y elevar el riesgo de fallas térmicas.	3	4	12	3
		2 Exposición a humedad o contaminantes.	Alteración física del coeficiente de transferencia de calor del papel aislante.	La ineficaz disipación de calor incrementa la posibilidad de que el transformador opere por encima de sus temperaturas seguras de funcionamiento, afectando su eficiencia y vida útil. Esto puede traducirse en una disminución del rendimiento y un incremento en la frecuencia de mantenimiento preventivo y correctivo.				
				La necesidad de mantener y posiblemente reemplazar el papel aislante y reparar los daños causados por el calor puede resultar en interrupciones del servicio y costos operativos adicionales. La gestión de la temperatura se vuelve crítica, y puede requerir la instalación de sistemas de refrigeración adicionales.				
				Posible efecto en el peor de los casos				Riesgo Significante (Intolerable) Detectabilidad Moderada

Figura C.17: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Aislación Sólida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 4.3

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) AISLACIÓN SÓLIDA TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV					
REVISIÓN	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-FMECA-04.4					
Función	Estado Fallido		Modo de Falla		Efecto de Falla				
	Causa	Mecanismo				P	S	R	D
3 Apoyar la disipación y distribución de la carga térmica generada por los devanados y el núcleo.	1 Reducción de capacidad de refrigeración por obstrucción de canales de circulación de aceite.	1 Acumulación de productos de degradación del papel y aceite como lodos o sedimentos.	Obstrucción mecánica por sedimentación de lodos y subproductos de degradación en las paredes de los canales de refrigeración.	La obstrucción en los canales de circulación de aceite impide que este fluya correctamente, lo que reduce la eficiencia del sistema de refrigeración. El calor generado por los devanados y el núcleo no se disipa adecuadamente, lo que puede provocar puntos calientes y el envejecimiento prematuro del transformador.	2	3	6	3	
		2 Daño físico o deformación mecánica del papel aislante en las secciones de los ductos.	Manipulación inadecuada, vibraciones, estrés mecánico durante operación o el montaje.	Una refrigeración deficiente puede llevar a una degradación más rápida de todos los componentes internos del transformador y afectar su rendimiento. Esto también puede aumentar el riesgo de fallos eléctricos debido al aumento de temperatura en partes críticas del transformador.					
					Podría ser necesario realizar paradas no programadas para limpiar o reparar los canales de refrigeración, lo que afectaría la disponibilidad del transformador y podría resultar en la pérdida de producción y servicios asociados a la planta por operar con el transformador de respaldo. Además, implicará destinar recursos para restaurar la condición del transformador.				
					Si la obstrucción es severa y no se trata a tiempo, podría resultar en un sobrecalentamiento generalizado del transformador, lo que conllevaría a un fallo catastrófico del equipo y posibles riesgos de incendio, con consecuencias significativas para la seguridad, el medio ambiente y la continuidad operativa.				
									<b>Riesgo Medio (Tolerable) Detectabilidad Moderada</b>

Figura C.18: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Aislación Sólida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 4.4

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) C. DE DERIVACIONES TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		 Riesgo y Detectabilidad				
REVISIÓN	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-FMECA-05.1		P	S	R	D	
Función	Estado Fallido	Modo de Falla		Efecto de Falla						
		Causa	Mecanismo							
1 Regular la tensión de salida del transformador bajo carga de manera ágil y controlada.	A Regulación de tensión de manera lenta y/o a destiempo.	1 Motor eléctrico en mal estado.	Desgaste o daño mecánico/eléctrico.	La incapacidad para ajustar rápidamente la tensión puede causar picos de tensión que estresen el aislamiento y el material de los devanados, potencialmente comprometiendo el aislamiento y provocando fallos en el devanado.	3	3	9	2		
		2 Procesamiento y respuesta de señales inadecuadas en el sistema de control.	Sistema de control defectuoso o desactualizado.							Los equipos que requieren una tensión estable para funcionar correctamente pueden experimentar fallos operativos o daños, incrementando los tiempos de inactividad y afectando la producción continua. La maquinaria sensible puede sufrir daños irreparables que conduzcan a la pérdida de inversiones significativas en equipos.
		3 Sensores de tensión inexactos o dañados.	Descalibración o malfuncionamiento debido a degradación natural, acelerada o falta de mantenimiento.							La falla sistemática para mantener la tensión requerida puede resultar en una revisión completa del OLTC, con la posibilidad de reemplazo total si el daño es extenso, además de la recalibración de los equipos afectados.
		4 Conmutación mecánica desgastada o defectuosa.	Degradación física de los contactos y mecanismos de conmutación.							Un mal funcionamiento persistente podría desencadenar un fallo catastrófico del sistema de energía, resultando en cortes de energía a gran escala y una operación insegura que podría comprometer toda la instalación, con el riesgo de daños materiales y peligro para el personal.
		5 Problemas de lubricación del sistema motriz.	Aumento de fricción por lubricación insuficiente o inadecuada producto de falla humana o del sistema de lubricación.							<b>Possible efecto en el peor de los casos</b>

Figura C.19: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Cambiador de Derivaciones Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 5.1

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) C. DE DERIVACIONES TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		KronTec Riesgo y Detectabilidad				
REVISIÓN	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-FMECA-05.2		P	S	R	D	
Función	Estado Fallido	Causa	Mecanismo	Efecto de Falla						
1 Regular la salida del transformador bajo carga de manera ágil y controlada.	B Incapacidad de seleccionar el nivel de tensión adecuado / deseado.	1 Sistema de control inhabilitado.	Falla de software, problemas de hardware o falla eléctrica en el sistema de control.	La incapacidad para ajustar la tensión al nivel deseado puede resultar en una entrega de energía no optimizada, lo que podría causar una sobrecarga o subcarga (surge o swell) estresando al transformador fuera de sus rangos deseados de operación, afectando a los equipos conectados aumentando el riesgo de daños o fallas.	2	4	8	3		
		2 OLTC físicamente atascado.	Desgaste, falta de lubricación y/o acumulación de suciedad o corrosión.	Efecto local de la falla						
		3 Imposibilidad de captar parámetros críticos de manera conforme para alimentar el sistema de control.	Falla de hardware, sensores defectuosos, descalibrados o dañados.	Siguiente efecto de nivel superior						
				Requeriría una intervención técnica para diagnosticar y corregir el problema con el cambiador de derivaciones, lo que podría resultar en un periodo de inactividad mientras se resuelve, aumentando los costos de mantenimiento y posiblemente daños a largo plazo en los equipos afectados.						
				Si el problema conduce a una regulación de tensión errática continua, podría haber un fallo total del sistema eléctrico. Esto no solo podría causar un apagón extendido sino también daños significativos a la infraestructura crítica de la planta y riesgos de seguridad para el personal.						Riesgo Medio (Tolerable) Detectabilidad Moderada

Figura C.20: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Cambiador de Derivaciones Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 5.2

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) C. DE DERIVACIONES TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		KronTec Riesgo y Detectabilidad				
REVISIÓN	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-FMECA-05.3						
Función	Estado Fallido	Modo de Falla		Efecto de Falla						
		Causa	Mecanismo	P	S	R	D			
1 Regular la tensión de salida del transformador bajo carga de manera ágil y controlada.	C Operación fuera de control e insegura.	1	Falla en el sistema de control automático del OLTC.	Problemas eléctricos como cortocircuitos, fallos en componentes electrónicos o interrupciones en la alimentación eléctrica.	Un cambiador de derivaciones actuando fuera de control puede causar fluctuaciones de tensión severas y repentinas, lo que conlleva a un riesgo de daño directo tanto en el transformador como en los equipos conectados, con el potencial de generar arcos eléctricos y sobrecalentamientos.	2	5	10	3	
		2	Operación insegura por cortocircuitos/arcos eléctricos por aislante líquido en mal estado.	Degradación excesiva de las propiedades fisicoquímicas del aceite dieléctrico.						Las fluctuaciones de tensión pueden desencadenar fallos en sistemas de protección y control de la planta, lo que resultaría en paradas de emergencia, afectando la continuidad de los procesos productivos y la seguridad de las operaciones, poniendo en riesgo la salud de las máquinas afectadas por las interrupciones repentinas.
		3	Errores en la programación o configuración del sistema de control.	Errores humanos durante la programación o configuración del sistema de control.	Siguiente efecto de nivel superior	La necesidad de un diagnóstico y una corrección inmediata del problema del OLTC, para la resolución de estos problemas podría requerir una revisión extensa y el reemplazo de componentes del cambiador de derivaciones, así como la recalibración de todo el sistema, llevando a un mantenimiento exhaustivo y costoso.	2	5	10	3
		4	Mecanismos de conmutación excesivamente desgastados.	Falta de mantenimiento del OLTC.	Efecto final	La necesidad de un diagnóstico y una corrección inmediata del problema del OLTC, para la resolución de estos problemas podría requerir una revisión extensa y el reemplazo de componentes del cambiador de derivaciones, así como la recalibración de todo el sistema, llevando a un mantenimiento exhaustivo y costoso.	2	5	10	3
		5	Operación sobre los límites operativos del OLTC como frecuencia de conmutación demasiado alta o ajustes de tensión excesivos.	Sobrecalentamiento, estrés mecánico excesivo y/o desgaste acelerado de componentes.	Posible efecto en el peor de los casos	Un funcionamiento incontrolado del cambiador de derivaciones podría llevar a una falla catastrófica del transformador, causando interrupciones prolongadas del suministro de energía, daños irreparables en la infraestructura y riesgos de seguridad significativos para el personal y el medio ambiente.	2	5	10	3
					Riesgo Significante (Intolerable) Detectabilidad Moderada					

Figura C.21: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Cambiador de Derivaciones Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 5.3

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) C. DE DERIVACIONES TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		 Riesgo y Detectabilidad			
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-FMECA-05.4		P	S	R	D
Función		Estado Fallido		Modo de Falla		Efecto de Falla			
		Causa	Mecanismo						
2 Contribuir ágil y consistentemente a la estabilidad del sistema eléctrico de potencia.	A Dificultad para adaptarse a las condiciones del sistema eléctrico.	1 Respuesta inadecuada a fluctuaciones de carga.	Retrasos en la detección de los cambios de carga, comunicación deficiente en el sistema de control y/o instrumentos de medición descalibrados o en mal estado.	<b>Efecto local de la falla</b>	La incapacidad de adaptarse rápidamente a las variaciones puede generar una regulación de tensión errática, lo que podría causar estrés en los componentes del cambiador de derivaciones y un funcionamiento subóptimo del transformador.	1	4	4	2
		2 Incapacidad para actuar frente a variaciones rápidas de la red.	Falla mecánica en el sistema motriz del OLTC.	<b>Siguiente efecto de nivel superior</b>	Esta dificultad puede traducirse en una mayor incidencia de sags, swells y transitorios en la red, afectando la operación de equipos sensibles y pudiendo provocar paradas no programadas en procesos industriales dependientes de una alimentación energética estable.				
		3 Fallo de sistema de control para sincronización con las solicitaciones de la red.	Falla eléctrica, de hardware, software o del sistema de comunicación del sistema de monitoreo que imposibilita la operación coordinada a la red del OLTC.	<b>Efecto final</b>	La falta de adaptabilidad del sistema llevará a una revisión integral del OLTC y del sistema de control asociado, con la posibilidad de descubrir la necesidad de un reemplazo de equipos o actualizaciones de firmware/software, resultando en costos significativos e indisponibilidad extendida del transformador, con la gravedad dependiendo del sistema de respaldo. Además, se podría incurrir en multas por deficiente calidad energética.				
				<b>Posible efecto en el peor de los casos</b>	En el peor escenario, la inestabilidad podría desencadenar una falla en cadena en el sistema de potencia, con posibles apagones y daños a otros equipos de la red eléctrica, incrementando el riesgo de pérdidas económicas y daños reputacionales significativos para la empresa.	<b>Riesgo Bajo (Tolerable)</b> Detectabilidad Baja			

Figura C.22: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Cambiador de Derivaciones Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 5.4

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) CUBA Y DEP. DE EXP. TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV KRNTC-EMA-RSG-FMECA-06.1		 Riesgo y Detectabilidad				
REVISIÓN	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		Efecto de Falla		P	S	R	D	
Función	Estado Fallido	Modo de Falla		Efecto local de la falla	Efecto de nivel superior	Efecto final	3	4	12	4
		Causa	Mecanismo							
1 (CUBA Y DEPÓSITO DE EXPANSIÓN) Contener de manera hermética el fluido aislante para garantizar una operación segura.	A Operación riesgosa por pérdida de hermeticidad del sistema.	1 Deterioro físico de sellos, empaquetaduras, juntas y/o bridas.	Degradación natural o acelerada, deformación mecánica por fallas humanas durante comisionamiento, mantenimiento o manipulación general, corrosión química y/u oxidación.	La pérdida de hermeticidad en la cuba podría resultar en fugas de aceite dieléctrico, comprometiendo la capacidad de aislamiento eléctrico del transformador y aumentando el riesgo de fallas de arco interno o externo. Esto podría llevar a una operación insegura y posibles cortocircuitos.	Si la fuga no se detecta a tiempo, podría haber un impacto en la operación del transformador, posiblemente resultando en una falla operacional que requiera una interrupción del servicio para reparaciones. Esto afectaría a todo el sistema al que el transformador suministra energía, potencialmente causando paradas no programadas y pérdida de productividad.					
		2 Estructura metálica dañada con existencia de microfisuras y/o perforaciones.	Corrosión química, deformación mecánica por manipulación humana, degradación mecánica natural o acelerada.							
		3 Válvulas y/o conexiones defectuosas.	Falla por degradación natural o acelerada de instrumento, manipulación humana.							
		4 Respiraderos en mala condición.	Saturación y/o deterioro físico de filtros secantes por condiciones normales de operación.							
				Posible efecto en el peor de los casos						Riesgo Significante (Intolerable) Detectabilidad Alta

Figura C.23: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Cuba y Depósito de Expansión Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 6.1

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) CUBA Y DEP. DE EXP. TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		 Riesgo y Detectabilidad			
REVISIÓN	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-FMECA-06.2		P	S	R	D
Función		Estado Fallido		Modo de Falla		Efecto de Falla			
		Causa	Mecanismo						
2	(DEPÓSITO DE EXPANSIÓN) Acomodar las fluctuaciones volumétricas suaves del aceite dieléctrico permitiendo el ingreso y egreso de aire filtrado al estanque y el egreso de gases disueltos.	1 Depósito de expansión sobrellenado con aceite dieléctrico. 2 Respiraderos en mala condición imposibilitan el libre flujo de gases.	Ingreso de fluidos indeseados, control deficiente de llenado de transformador. Saturación y/o deterioro físico de filtros secantes por condiciones normales de operación.	Un depósito de expansión que no puede manejar adecuadamente las fluctuaciones volumétricas puede causar un aumento de presión en el sistema, lo que conduce a un riesgo de fuga de aceite dieléctrico o al colapso del depósito. Esto puede resultar en una operación insegura del transformador y en la degradación acelerada del aislamiento y otros componentes internos.	La incapacidad para acomodar cambios volumétricos podría llevar a una interrupción del suministro de energía si el sistema de protección actúa para evitar daños mayores. Esta interrupción podría afectar todos los sistemas dependientes del transformador, interrumpiendo procesos críticos de manera imprevista pudiendo afectar a las máquinas y reduciendo la confiabilidad de la red eléctrica.	2	3	6	5
				<b>Efecto local de la falla</b>					
					<b>Siguiente efecto de nivel superior</b>				
					<b>Efecto final</b>				
				<b>Posible efecto en el peor de los casos</b>	Si la sobrepresión no se maneja de manera efectiva, podría haber una falla catastrófica del depósito de expansión, resultando en derrames de aceite y posibles riesgos de fuego o contaminación ambiental. Este evento extremo podría tener repercusiones de largo alcance, incluyendo la necesidad de reemplazo completo del transformador, impactos ambientales graves y daños a la reputación de la empresa.				<b>Riesgo Medio (Tolerable) Detectabilidad Muy Alta</b>

Figura C.24: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Cuba y Depósito de Expansión Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 6.2

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) BOQUILLAS TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV		KronTec Riesgo y Detectabilidad			
REVISIÓN	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-FMECA-07.1		P	S	R	D
Función	Estado Fallido		Modo de Falla		Efecto de Falla				
	Causa	Mecanismo							
1 Aislar eléctricamente la conexión entre el suministro o la carga y el devanado primario o secundario de manera segura.	1	Reducción de capacidad de aislamiento eléctrico.	Degradación natural o acelerada de material aislante.	Envejecimiento del material por exposición a temperaturas fluctuantes, altas temperaturas, contacto con químicos inadecuados.	<b>Efecto local de la falla</b> El material aislante degradado podría permitir fugas de corriente o arcos eléctricos, que pueden provocar sobrecalentamiento localizado, daños en los devanados y el núcleo, y posiblemente un incendio en el transformador. Además, potencialmente puede tener efecto en el exterior del transformador realizando una descarga eléctrica en el aire.	4	5	20	4
	2	Alta presencia de humedad y/o acumulación de materiales contaminantes en la superficie de la boquilla.	Exposición natural al ambiente, falta de limpieza.		<b>Siguiente efecto de nivel superior</b> Una pérdida de aislamiento puede llevar a fallos en cascada en otros sistemas, resultando en interrupciones de energía y daños en equipos sensibles conectados, afectando la calidad de la energía y la estabilidad del suministro.				
	3	Fisuras o grietas en la estructura de la boquilla.	Degradación estructural por operación convencional, deformación mecánica inducida por agentes externos.		<b>Efecto final</b> Podrían ser necesarias reparaciones extensas o el reemplazo completo de los bushings, lo que implica altos costos y tiempos de inactividad significativos. La pérdida de aislamiento también puede provocar la necesidad de una revisión completa del transformador si hay daño colateral.				
	4	Temperatura de operación sobre el nivel de diseño.	Falla en el control de operación del transformador, carencia de refrigeración, condiciones medioambientales extremas.		<b>Posible efecto en el peor de los casos</b> En el peor escenario, una falla catastrófica del bushing podría provocar una explosión de la estructura y un incendio que se propague, con el potencial de causar daños graves al transformador, lesiones personales o incluso víctimas mortales, además de efectos ambientales adversos debido a la liberación de productos químicos peligrosos y aceites.				

Figura C.25: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Boquillas Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 7.1

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) RELÉ BUCHHOLZ TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		KronTec Riesgo y Detectabilidad							
REVISIÓN 1		EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-FMECA-08.1		P	S	R	D				
Función		Estado Fallido		Modo de Falla		Efecto de Falla							
		Causa	Mecanismo										
1	Comunicarse de manera ágil y confiable con el sistema de control y de alarmas.	1	Incapacidad de comunicarse con el sistema de control	1	Problemas de conexión física o en la interfaz de comunicación entre el relé Buchholz y el sistema de control.	1	Daño físico en las conexiones, cables cortados, fallas en los dispositivos de la interfaz.	Fallas en la comunicación pueden resultar en la no detección de las condiciones anormales del aceite, como gas acumulado o aceite en movimiento, lo cual es indicativo de problemas internos en el transformador.		2	4	8	4
		2	Configuración incorrecta o desactualizada en el sistema de control que impide reconocer o interpretar correctamente las señales del relé.	2	Errores humanos en la programación o configuración o actualización del sistema, falta de mantenimiento al sistema de control.	2	Una comunicación defectuosa puede impedir la activación de alarmas y medidas de protección automáticas, lo que podría resultar en daños no detectados y continuación del funcionamiento bajo condiciones potencialmente dañinas.						
		3	Componentes del circuito electrónico del relé defectuosos o dañados.	3	Falla de hardware producto de fluctuaciones o inestabilidad de tensión, cortes de energía.	3	El mantenimiento preventivo se verá comprometido, aumentando el riesgo de fallo repentino. Esto puede conllevar a una interrupción inesperada del servicio y a la necesidad de intervenciones de emergencia para el diagnóstico y la reparación.						
		4	Interrupciones en el suministro eléctrico del relé.	4	Falla eléctrica en la fuente de alimentación.	4	La incapacidad de comunicarse podría llevar a una falla catastrófica no detectada del transformador, con posibles consecuencias como un incendio, explosión o falla completa del sistema, poniendo en riesgo la seguridad operacional y el suministro de energía.						
										Riesgo Medio (Tolerable) Detectabilidad Alta			

Figura C.26: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Relé Buchholz Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 8.1

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) RELÉ BUCHHOLZ TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		KronTec Riesgo y Detectabilidad				
REVISIÓN	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-FMECA-08.2		P	S	R	D	
Función	Estado Fallido	Causa	Mecanismo	Efecto de Falla						
1 Comuni- carse de manera ágil y confiable con el sistema de control y de alarmas.	B Imposibi- lidad de activar los desconec- tadores ante situaciones críticas.	1 Mecanismo de disparo del relé defectuoso.	Desgaste mecánico o daños por degradación excesiva.	La imposibilidad de activar los desconectadores ante una anomalía impide el aislamiento de secciones defectuosas del sistema, resultando en riesgos de sobrecarga y daños graves a los componentes eléctricos del transformador.	Efecto local de la falla	1	5	5	3	
		2 Problemas de conexión física o en la interfaz de comunicación entre el relé Buchholz y el sistema de control.	Daño físico en las conexiones, cables cortados, fallas en los dispositivos de la interfaz.							
		3 Interrupciones en el suministro eléctrico del relé.	Falla eléctrica en la fuente de alimentación.							Siguiente efecto de nivel superior
				La falla requerirá la activación del transformador de respaldo, lo que implica una transición no instantánea y puede incurrir en una reducción temporal del rendimiento operativo. Además, será esencial realizar un diagnóstico detallado para identificar la causa raíz y ejecutar las reparaciones necesarias para restablecer la funcionalidad completa del sistema principal.	Efecto final					
				En el escenario más adverso, la incapacidad para desconectar y aislar componentes fallidos podría conducir a un fallo catastrófico del sistema eléctrico, lo que requeriría una parada completa de la producción y la movilización de recursos significativos para la recuperación del sistema, con potenciales impactos ambientales y de seguridad que deben ser gestionados de acuerdo con la normativa minera.	Posible efecto en el peor de los casos					Riesgo Medio (Tolerable) Detectabilidad Moderada

Figura C.27: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Relé Buchholz Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 8.2

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) RELÉ BUCHHOLZ TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV KRNTC-EMA-RSG-FMECA-08.3		 Riesgo y Detectabilidad			
REVISIÓN	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-FMECA-08.3		P	S	R	D
Función	Estado Fallido		Modo de Falla		Efecto de Falla				
	Causa	Mecanismo							
2	A	1 Incapacidad de responder a las alzas repentinas de gases de falla o bajo nivel de aceite dieléctrico.	1 Flotadores internos del relé atascados.	Ingreso de lodo, partículas de suciedad, humedad o corrosión del relé impiden el movimiento libre.	La falta de detección de gases de falla o niveles bajos de aceite impide la identificación temprana de condiciones anómalas internas, permitiendo que se desarrollen fallas incipientes sin intervención. Esto compromete la integridad del transformador y puede acortar su vida útil operativa.				
		2 Obstrucción en la conexión hidráulica del relé.	2	Ingreso de lodo, partículas de suciedad, humedad o corrosión del relé impiden el movimiento libre.	Sin alertas tempranas, las fallas internas no detectadas pueden escalar rápidamente, resultando en daños irreversibles al transformador y un cese abrupto de la producción. La dependencia de un transformador de respaldo introduce un retardo en la continuidad operativa y puede no compensar completamente la capacidad de procesamiento requerida.	2	5	10	2
					La indisponibilidad del transformador primario obliga a una movilización acelerada de los recursos de mantenimiento y la activación del sistema de respaldo, lo que implica costos adicionales y posibles puntos de estrangulamiento en la cadena de suministro de energía que pueden afectar otras áreas de la operación minera.				
					El fallo completo y repentino del transformador por acumulación de gases o bajo nivel de aceite puede desencadenar un evento de fallo sistémico grave con riesgo de incendio, explosiones o contaminación por aceite dieléctrico, afectando gravemente la producción e implicando riesgos para la seguridad del personal y el medio ambiente, además de implicar responsabilidades legales y reparaciones de alta complejidad y costo.				
									Riesgo Significante (Intolerable) Detectabilidad Baja

Figura C.28: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Relé Buchholz Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 8.3

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) V. DE ALIVIO DE EXP. TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		KronTec Riesgo y Detectabilidad			
REVISIÓN	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-FMECA-09.1		P	S	R	D
Función	Estado Fallido	Causa	Mecanismo	Efecto de Falla					
1 Proteger el equipo contra aumentos de presión interna peligrosos mediante la apertura automática en condiciones anormales.	A	1	Imposibilidad de aliviar la presión excesiva dentro del equipo.	Impedimento mecánico para actuación de válvula.	Riesgo de sobrepresión en el transformador pudiendo provocar fugas de aceite y daños en componentes internos del transformador.	2	5	10	2
		2	Válvula calibrada incorrectamente para las condiciones de presión operativas esperadas.	Dimensionamiento incorrecto por error humano.	Compromiso de la seguridad operativa del transformador y posibles interrupciones en el suministro de energía por disparo del relé Buchholz.				
		3	Falla en resorte controlador de apertura.	Corrosión u oxidación excesivas del resorte.	Desenergización de transformador eléctrico y reemplazo de válvula de alivio de presión.				
									Riesgo Significante (Intolerable) Detectabilidad Baja

Figura C.29: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Válvula de Alivio de Expansión Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 9.1

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) RELÉ DE P. SÚBITA TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV KRNTC-EMA-RSG-FMECA-10.1		 Riesgo y Detectabilidad			
REVISIÓN	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		Efecto de Falla		P	S	R	D
Función	Estado Fallido	Causa	Mecanismo	Efecto de Falla					
1 Detectar y responder a aumentos repentinos y anormales de presión activando alarmas e interruptores para garantizar la seguridad operativa.	A 1 Incapacidad de detectar aumentos de presión repentinos. 2	1 Obstrucción de la cámara de detección del relé. 2 Calibración inadecuada del sistema de medición del relé.	Sedimentación de suciedad por ingreso de lodo, partículas indeseadas de suciedad. Errores humanos en la instalación del relé, falta de inspección y mantenimiento del sistema del relé.	<b>Efecto local de la falla</b> Aumento del riesgo de daños internos en el transformador, como sobrecalentamiento o cortocircuitos, sin alerta temprana.	<b>Siguiente efecto de nivel superior</b> Posible interrupción del servicio eléctrico y necesidad de inspección detallada del transformador para evaluar y reparar posibles daños.	1	5	5	2
				<b>Efecto final</b> Reemplazo o reparación del relé y posiblemente de otros elementos del transformador si se han producido daños significativos internamente.					
				<b>Posible efecto en el peor de los casos</b> En casos extremos, una falla grave que eleve la presión y no sea detectada podría llevar a una situación de riesgo elevado, incluyendo la posibilidad de incendio o explosión en el transformador.					<b>Riesgo Medio (Tolerable)</b> <b>Detectabilidad Baja</b>

Figura C.30: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Relé de Presión Súbita Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 10.1

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) RELÉ DE P. SÚBITA TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		KronTec Riesgo y Detectabilidad				
REVISIÓN	1	EMITIDO PARA USO INTERNO	Mecanismo	KRNTC-EMA-RSG-FMECA-10.2						
Función	Estado Fallido	Modo de Falla		Efecto de Falla						
		Causa	Mecanismo		P	S	R	D		
1 Detectar y responder a aumentos repentinos y anormales de presión activando alarmas e interruptores para garantizar la seguridad operativa.	B	1	Problemas de conexión física o en la interfaz de comunicación entre el relé y el sistema de control.	Daño físico en las conexiones, cables cortados, fallas en los dispositivos de la interfaz.	Mismo efecto que RELÉ DE PRESIÓN SÚBITA 1.A.	2	5	10	3	
		2	Configuración incorrecta o desactualizada en el sistema de control que impide reconocer o interpretar correctamente las señales del relé.	Errores humanos en la programación o configuración o actualización del sistema, falta de mantenimiento al sistema de control.						
		3	Componentes del circuito electrónico del relé defectuosos o dañados.	Falla de hardware producto de fluctuaciones o inestabilidad de tensión, cortes de energía.	Siguiente efecto de nivel superior	Mismo efecto que RELÉ DE PRESIÓN SÚBITA 1.A.				
		4	Interrupciones en el suministro eléctrico del relé.	Falla eléctrica en la fuente de alimentación.	Efecto final					
		*	(Análogo a Relé Buchholz 1.A)	(Análogo a Relé Buchholz 1.A)	Mismo efecto que RELÉ DE PRESIÓN SÚBITA 1.A.					
					Mismo efecto que RELÉ DE PRESIÓN SÚBITA 1.A.					Riesgo Significante (Intolerable) Detectabilidad Moderada

Figura C.31: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Relé de Presión Súbita Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 10.2

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) RADIADORES TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV		KronTec Riesgo y Detectabilidad				
REVISIÓN	1	EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-FMECA-11.1		P	S	R	D	
Función	Estado Fallido	Causa	Mecanismo	Efecto de Falla						
1 Habilitar la disipación de calor desde el aceite dieléctrico al ambiente eficientemente manteniendo la temperatura controlada garantizando una operación segura.	A Incapacidad de los radiadores para transferir el calor adecuada y eficientemente entre aceite y ambiente.	1	Obstrucción de los canales internos de los radiadores.	Sedimentación de materiales, oxidación y/o corrosión de paredes internas.	<b>Efecto local de la falla</b> Sobrecalentamiento del aceite dieléctrico y, por extensión, de los componentes internos del transformador, lo que reduce su eficiencia operativa y aumenta el riesgo asociado a altas temperaturas de la operación. Degradación acelerada de los componentes internos.					
		2	Fujo de aceite inadecuado.	Conductos físicamente bloqueados, bombas defectuosas por falta de mantenimiento.						
		3	Daño físico en los radiadores	Deformación mecánica y daños estructurales como abolladuras o perforaciones.	<b>Siguiente efecto de nivel superior</b> Aumento en los costos de operación debido a la menor eficiencia de transformación de energía y reducciones de la capacidad productiva por limitaciones en la capacidad de carga del transformador.	3	4	12	4	
		4	Acumulación de suciedad en la superficie externa de los radiadores.	Exposición a ambientes de polvorientos y falta de limpieza periódica.						
		5	Temperatura externa extremadamente alta y falla de los ventiladores de aire.	Falta de potencia de refrigerado para el transformador, falla mecánica en los ventiladores de aire.	<b>Efecto final</b> Necesidad de mantenimiento intensivo y posibles paradas no programadas del transformador, lo que reduciría el nivel de servicio del activo e incurriría en altos costos para restaurar su condición operativa normal.					
				<b>Posible efecto en el peor de los casos</b> Degradación acelerada y riesgo de fallo catastrófico del transformador, con potenciales implicaciones de seguridad y medioambientales. Aunque la producción podría continuar con el transformador de respaldo, se enfrentarían desafíos operacionales significativos y costos elevados para la reparación o reemplazo del transformador afectado.					<b>Riesgo Significativo (Intolerable) Detectabilidad Alta</b>	

Figura C.32: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Devanados Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 11.1

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) RADIADORES TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		 <b>Riesgo y Detectabilidad</b>	
REVISIÓN 1		EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-FMECA-11.2			
Función	Estado Fallido		Modo de Falla		Efecto de Falla		
	Causa		Mecanismo		P	S	
<b>1</b> Habilitar la disipación de calor desde el aceite dieléctrico al ambiente eficientemente manteniendo la temperatura controlada garantizando una operación segura.	<b>B</b> Operación riesgosa por pérdida de hermeticidad del sistema.	1 Deterioro físico de sellos, empaquetaduras, juntas y/o bridas.	Degradación natural o acelerada, deformación mecánica por fallas humanas durante comisionamiento, mantenimiento o manipulación general, corrosión química y/u oxidación.	Ingreso de humedad y contaminantes al aceite dieléctrico, reduciendo su efectividad y potencialmente dañando los componentes internos.	2	4	
		2 Estructura metálica dañada con existencia de microfisuras y/o perforaciones.	Corrosión química, deformación mecánica por manipulación humana, degradación mecánica natural o acelerada.	Derrames de aceite y posibles problemas ambientales, como la contaminación de suelos y napas subterráneas.			8
					Necesidad de mantenimiento correctivo o reemplazo del radiador, con la potencial necesidad de interrumpir la operación del transformador según el nivel de daño.		
					Riesgo de fallo catastrófico del transformador por falta de aceite, elevando la temperatura potenciando el riesgo de incendio implicando la necesidad de reemplazo completo del transformador y potencialmente impactando de manera significativa la seguridad y el medio ambiente.		
				Posible efecto en el peor de los casos	<b>Riesgo Medio (Tolerable)</b> <b>Detectabilidad Alta</b>		

Figura C.33: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Radiadores Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 11.2

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) B. DE AC. FORZADO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		KronTec			
REVISIÓN 1		EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-FMECA-12.1		P	S		
Función		Estado Fallido		Efecto de Falla		R	D		
		Causa		Mecanismo					
1	Circular aceite dieléctrico a través del sistema de refrigeración para disipar el calor de manera uniforme y eficiente.	1 Incapacidad de la bomba para circular aceite por el circuito de manera uniforme. 2 Fallo eléctrico de los motores de las bombas. 3 Obstrucción del sistema de refrigeración.	1 Desgaste o fallo de los componentes mecánicos. 2 Fallo eléctrico de los motores de las bombas. 3 Obstrucción del sistema de refrigeración.	Degradación mecánica natural o acelerada de impulsor, sellos y/o rodamientos, por falta de inspección y mantenimiento. Eventos eléctricos indeseados como cortocircuitos, sobrecargas o armónicos causantes de fallas en el circuito eléctrico de la bomba. Impedimento físico efecto de la acumulación de lodo, sedimentación, corrosión y/o partículas contaminantes.	Sobrecalentamiento localizado en el transformador debido a una inadecuada disipación de calor, el fluido se refrigerará por convección natural.  Reducción en la eficiencia operativa del transformador perjudicando la capacidad de carga por una transferencia de calor ineficiente entre el medio dieléctrico y los núcleos y devanados, aumentando el riesgo de fallas eléctricas y degradando aceleradamente el fluido.  Necesidad de mantenimiento a la bomba incluyendo la refacción o reemplazo. En el caso de que no se monitoree la condición de la bomba podrían presentarse posibles paradas no programadas por daño colateral por operación a temperatura excesiva de otros componentes, afectando la continuidad de la operación.	3	4	12	3
				Efecto local de la falla					
				Siguiendo efecto de nivel superior					
				Efecto final					
				Posible efecto en el peor de los casos		Riesgo Significante (Intolerable) Detectabilidad Moderada			

Figura C.34: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Bomba de Aceite Forzado Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 12.1

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) B. DE AC. FORZADO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		KronTec Riesgo y Detectabilidad			
REVISIÓN	1	EMITIDO PARA USO INTERNO	EMITIDO PARA USO INTERNO	KRNTC-EMA-RSG-FMECA-12.2		P	S	R	D
Función	Estado Fallido	Causa	Mecanismo	Efecto de Falla					
1 Circular aceite dieléctrico a través del sistema de refrigeración para disipar el calor de manera uniforme y eficiente.	B Flujo de aceite inconsistente e ineficiente.	1 Bomba operando a fuera de las condiciones de diseño.	Regulación incorrecta del sistema de control automático de la bomba causando estrés mecánico y térmico, reduciendo la eficiencia y vida útil de la bomba.	Operación fuera de condiciones óptimas causará desgaste acelerado en la bomba, provocando una falla prematura en el sistema de aceite forzado, resultando en un enfriamiento inadecuado y variaciones de temperatura dentro del transformador que afectan su rendimiento y fiabilidad.	3	4	12	3	3
		2 Calidad de energía suministrada a la bomba deficiente.	Sistema de monitoreo y control de energía inexistente, ineficiente o mal regulado produciendo variaciones de voltaje o presencia de armónicos implicando operación inestable del sistema.	Operación ineficiente de la bomba afecta la regulación térmica del transformador, lo que puede llevar a restricciones en la capacidad de carga y a un aumento en la frecuencia de mantenimiento, perjudicando la continuidad y eficiencia de la operación minera.					
		3 Sistema de control automático operando de manera irregular.	Deficiencias en la lógica de control o sensores defectuosos provocando arranques y paradas inconsistentes.	Reducción acelerada de la vida útil de la bomba implicará menor capacidad de enfriamiento, lo que exigirá un mantenimiento más frecuente del transformador y una sustitución anticipada de la bomba, incrementando los costos operativos y reduciendo la disponibilidad del transformador.					
		4 Obstrucción del sistema de refrigeración.	Impedimento físico efecto de la acumulación de lodo, sedimentación, corrosión y/o partículas contaminantes.	Efecto final					
				Mismos efectos que BOMBA DE ACEITE FORZADO 1.A.	Riesgo Significante (Intolerable) Detectabilidad Moderada				

Figura C.35: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Bomba de Aceite Forzado Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 12.2

KRONTEC SPA 3 DE ABRIL 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	ANÁLISIS DEL MODO, EFECTO Y CRITICIDAD DE FALLAS (FMECA) VENT. DE AIRE TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		KronTec Riesgo y Detectabilidad							
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-FMECA-13.1		P	S	R	D				
Función		Estado Fallido		Modo de Falla		Efecto de Falla							
		Causa		Mecanismo									
1	Mejorar la disipación de calor aumentando el rendimiento de intercambio de calor entre los radiadores y el ambiente manteniendo la temperatura operativa en límites seguros.	1	Incapacidad de aumentar la disipación de calor eficientemente.	1	Fallo eléctrico en motores de ventiladores.	Interrupciones de energía, cortocircuitos, fallos en los componentes eléctricos del ventilador producen un rendimiento inconsistente.	Efecto local de la falla	Aumento de la temperatura en áreas específicas del transformador, lo que puede afectar negativamente la eficiencia de la refrigeración y causar estrés térmico en componentes críticos.	3	4	12	3	
		2	Obstrucción o bloqueo físico de los ventiladores.	2	Acumulación de polvo o materia indeseada limita la capacidad de generar el flujo de aire necesario.		Siguiente efecto de nivel superior	Reducción en la eficiencia operativa del transformador, limitando su capacidad de carga debido a la transferencia de calor ineficiente y aumentando el riesgo de fallos eléctricos, lo que podría traducirse en una mayor demanda de mantenimiento y afectar negativamente la producción.					
		3	Desgaste o fallo de componentes mecánicos.	3	Degradación de componentes como eje, rodamientos y aspas produce vibraciones, ruido, calor y pérdida de rendimiento.		Efecto final	Necesidad de mantenimiento o reemplazo de los ventiladores, resultando en costos operativos adicionales y posibles interrupciones en el servicio durante las reparaciones.					
		4	Operación inconsistente o irregular de los ventiladores.	4	Problemas en los sistemas de control, variaciones en el suministro de energía, fallas de sensores.			Ventiladores ineficientes e inoperativos conducirán a un daño irreversible en componentes esenciales como los devanados y el núcleo, debido al sobrecalentamiento. Además, la degradación acelerada del aceite dieléctrico y la formación de subproductos de descomposición térmica pueden provocar un fallo total del transformador, resultando en una parada operativa y necesidad de reparación o reemplazo completo del equipo.					Riesgo Significante (Intolerable) Detectabilidad Moderada

Figura C.36: Análisis del Modo, Efecto y Criticidad de Fallas (FMECA) Ventiladores de Aire Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 13.1

# Anexo D. Hazard and Operability Study (HAZOP) Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO		P. COLOMA F. OCHOA		HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) DEVANADOS TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		KronTec Comentarios	
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Consecuencias		Control Existente		Acciones Sugeridas	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas		Consecuencias		Acciones Sugeridas	
1	Aislamiento eléctrico	No	El aislamiento eléctrico falla totalmente.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Fallo completo del material aislante debido a envejecimiento no controlado.</li> <li>Sobrecalentamiento que cristaliza el aislamiento eléctrico.</li> <li>Daño físico en el aislamiento por golpes o manipulación indebida.</li> <li>Temperatura extremadamente mayor a la de diseño en el devanado.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Riesgo de cortocircuitos y daños graves en el transformador.</li> <li>Posibilidad de pérdida de energía y apagones imprevistos.</li> <li>Reemplazo del devanado o transformador.</li> <li>Impacto en la vida útil y confiabilidad del transformador.</li> <li>Riesgo de incendio y explosión.</li> <li>Riesgo de contaminación del medioambiente.</li> </ol>	<p>Desconectar automáticamente el transformador activando las protecciones.</p>	<p>Monitorear preventivamente para que no ocurra este evento.</p>	<p>Es poco probable que ocurra, habrán señales de reducción de aislamiento previas que hay que tomar en cuenta.</p>	
2	Aislamiento eléctrico	Menos	Hay una reducción significativa en la capacidad dieléctrica del aislamiento.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Envejecimiento gradual del material aislante.</li> <li>Efectos de la contaminación superficial del devanado en la capacidad dieléctrica.</li> <li>Sobrecargas pasadas que degradaron el aislamiento.</li> <li>Desgaste excesivo debido a condiciones ambientales adversas y mala capacidad de respuesta del sistema de refrigeración.</li> <li>Operación sostenida a cargas mayores que las de diseño.</li> <li>Temperatura media mayor que la de diseño.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Disminución de la capacidad de soportar la carga de diseño.</li> <li>Riesgo de aislamiento insuficiente ante peaks de carga.</li> <li>Posibilidad de proliferación de puntos calientes y descargas parciales.</li> <li>Fallo total del transformador, incendio o explosión.</li> <li>Necesidad de mantenimiento preventivo para monitorear la condición antes de repararla.</li> <li>Reacondicionamiento o cambio del devanado o del transformador.</li> </ol>	<p>Reducir la carga tal que la temperatura se mantenga en un rango normal, requiere coordinación con operaciones.</p> <p>Encender los ventiladores y la bomba de aceite en modo manual para maximizar la refrigeración.</p>	<p>Implementar un plan de monitoreo activo hasta que sea posible reparar la falla.</p> <p>Medir condición de aislamiento eléctrico con mayor frecuencia, preventivamente.</p>		

Figura D.1: Hazard and Operability Study (HAZOP) Devanados Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV 1.1

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) DEVANADOS TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV		KronTec Comentarios	
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-HAZOP-1.2			
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias	Control Existente	Acciones Sugeridas
3	Resistencia eléctrica	Más	La resistencia eléctrica del devanado se eleva sobre el nivel esperado.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Deterioro por envejecimiento natural o acelerado del material conductor.</li> <li>Evento de sobrecalentamiento que afecta las propiedades permanentemente del conductor.</li> <li>Corrosión progresiva en conectores.</li> <li>Deterioro del aislamiento sólido del conductor.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Pérdida de eficiencia energética debido a mayores pérdidas.</li> <li>Aumento en la carga térmica aportada por el devanado.</li> <li>Mayor temperatura de operación del transformador.</li> <li>Posibilidad de daño permanente en el sistema eléctrico del transformador.</li> <li>Degradación acelerada del aceite dieléctrico por aumento de temperatura promedio del devanado.</li> </ol>	<p>Sobrecargar el transformador para alcanzar la tensión de suministro de diseño.</p> <p>Encender los ventiladores y la bomba de aceite en modo manual para maximizar la refrigeración.</p>	<p>Reducir la carga del transformador hasta que la temperatura se mantenga en un rango aceptable.</p> <p>Ejecutar pruebas para establecer el estado de los conductores y remediar la causa de aumento de resistencia eléctrica.</p>
4	Capacidad de carga	Parcialmente	La capacidad de carga disponible es una fracción del nivel de diseño.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Envejecimiento sostenido de los devanados que reduce la capacidad de carga real.</li> <li>Daño localizado en áreas críticas de los devanados.</li> <li>Sobrecargas pasadas que han degradado permanentemente la condición del devanado.</li> <li>Efectos de la contaminación en los devanados.</li> <li>Sistema de refrigeración operando a menor capacidad que la de diseño.</li> <li>Temperatura del medio mayor que la de diseño.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Limitación en la capacidad de suministrar energía a la carga.</li> <li>Riesgo de sobrecalentamiento y reducción de vida útil.</li> <li>Posibilidad de interrupciones no planificadas en la operación.</li> <li>Necesidad de controlar y reducir la carga para evitar problemas.</li> <li>Pérdida de capacidad productiva.</li> <li>Aumento de pérdidas energéticas.</li> </ol>	<p>Reducir y controlar el nivel de carga para minimizar el efecto en el transformador.</p> <p>Hacer uso de transformador de respaldo para suplir carga requerida.</p>	<p>Incorporar sistema de medición que permita analizar historial de carga del transformador.</p> <p>Medir el estado del aislamiento sólido.</p> <p>Medir el rendimiento de sistema de refrigeración.</p> <p>Será necesario medir la calidad recibida y suministrada de energía aguas arriba y transformador.</p>

Figura D.2: Hazard and Operability Study (HAZOP) Devanados Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 1.2

KRONTEC SPA		REALIZADO POR		HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) DEVANADOS TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV		Comentarios	
22 DE ENERO 2024		JEFE PROYECTO		110 KV - 13,8 KV			
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-HAZOP-1.3			
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias	Control Existente	Acciones Sugeridas
5	Capacidad de carga	Más	Se somete al transformador a una mayor carga que la de diseño.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Sobrevaloración de la capacidad de carga en el diseño.</li> <li>Modificaciones en la carga que exceden las especificaciones de diseño originales.</li> <li>Errores en la estimación de la demanda de energía.</li> <li>Falta de sincronización entre las cargas.</li> <li>Puesta en operación de cargas grandes.</li> <li>Falta de control de las cargas.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Aumento de desgaste por operación forzada del transformador.</li> <li>Riesgo de sobrecalentamiento y reducción de vida útil.</li> <li>Possibilidad de sobrecargas peligrosas en el transformador con consecuencias catastróficas.</li> <li>Daño irreparable en la estructura del transformador.</li> <li>Operación ineficiente, saturación del núcleo ferromagnético.</li> <li>Necesidad de reevaluar y ajustar la capacidad de carga, o cambiar el transformador.</li> </ol>	<p>Refrigerar intensivamente el transformador y controlar la temperatura cercanamente.</p>	<p>Analizar tablas de carga del transformador antes de sobrecargarlo y condición del transformador, evaluar la factibilidad de sobrecarga en función de estado de salud del sistema.</p> <p>Hacer un análisis de gases disueltos en el aceite después de evento de carga.</p> <p>Operación de alto riesgo.</p>
6	Capacidad de carga	Variación	Hay variaciones en las cargas de manera imprevista.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Cambios inesperados en la demanda de energía.</li> <li>Fluctuaciones en la generación de energía eléctrica.</li> <li>Variaciones en la carga de manera intermitente, cargas dinámicas.</li> <li>Falta de regulación y control adecuados de la carga.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Inestabilidad en la operación debido a cambios en la carga.</li> <li>Possibilidad de sobrecargas y daño en equipos eléctricos.</li> <li>Pérdida de calidad en la producción debido a variaciones en la energía suministrada.</li> <li>Necesidad de monitoreo constante y ajustes en la carga.</li> <li>Reducción de la calidad de la energía suministrada.</li> </ol>	<p>Controlar el impacto mediante la operación del cambiador de derivaciones.</p>	<p>Incorporar sistema de medición de calidad de energía en línea que permita analizar el historial de carga del transformador.</p>

Figura D.3: Hazard and Operability Study (HAZOP) Devanados Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 1.3

KRONTEC SPA		REALIZADO POR		P. COLOMA		HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) DEVANADOS TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV		KronTec	
22 DE ENERO 2024		JEFE PROYECTO		F. OCHOA		KRNTC-EMA-RSG-HAZOP-1.4		Comentarios	
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Consecuencias		Control Existente		Acciones Sugeridas	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias	Control Existente	Acciones Sugeridas	Comentarios	
7	Temperatura operativa	Más	Los devanados se encuentran a una temperatura de operación mayor que la de diseño.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Sobrecarga continua del transformador.</li> <li>Fallo en el sistema de refrigeración.</li> <li>Aumento de la temperatura ambiente.</li> <li>Uso inadecuado del transformador.</li> <li>Aislante sólido degradado, reducción de capacidad de disipación de calor.</li> <li>Fallas térmicas y descargas parciales.</li> <li>Falta de monitoreo de temperatura en línea.</li> <li>Falta de control efectivo sobre la carga del transformador.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Degradación acelerada del aislamiento y componentes internos del transformador.</li> <li>Posibilidad de daño irreversible en el transformador.</li> <li>Reducción de la vida útil y confiabilidad del equipo.</li> <li>Necesidad de detener la operación para enfriar el transformador.</li> <li>Generación de gases de falla.</li> <li>Aumento de riesgo de explosión o incendio.</li> <li>Pérdida de eficiencia energética en la transformación de energía.</li> </ol>	<p>Medir la temperatura del aceite de arriba y abajo del estanque, medir la temperatura ambiente en terreno.</p> <p>Incorporar un sistema SCADA para monitoreo de variables críticas.</p>	<p>Agregar monitoreo en línea de temperatura de aceite y ambiente.</p> <p>Incorporar un sistema SCADA para monitoreo de variables críticas.</p>		
8	Temperatura operativa	Variación	Hay una variación en la temperatura de operación de los devanados inesperada.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Fluctuaciones imprevistas en la carga que generan alzas de temperatura.</li> <li>Problemas intermitentes en el sistema de refrigeración.</li> <li>Falta de preparación para las fluctuaciones de la temperatura ambiente a lo largo del año.</li> <li>Variabilidad en el uso y carga del transformador.</li> <li>Suministro de energía de baja calidad.</li> <li>Distorsiones en la red eléctrica aguas abajo.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Estrés térmico intermitente en los devanados.</li> <li>Riesgo de daño permanente por cambios bruscos de temperatura.</li> <li>Posibilidad de fallos ocasionales debido a variaciones y alto estrés.</li> <li>Generación de gases disueltos en alto volumen y disparo del relé Buchholz.</li> <li>Alzas en la presión interna del transformador.</li> <li>Posible baja operativa repentina por autoprotección del transformador.</li> </ol>	<p>No hay control activo, solo reactivo. La temperatura no está en línea y se tiene capacidad para almacenar 1 valor máximo en los termostatos de terreno.</p> <p>Capacidad reactiva por la generación de gases y presión de estanque alta.</p>	<p>Agregar monitoreo en línea de temperatura de aceite y ambiente del transformador.</p> <p>Incorporar un sistema SCADA para monitoreo de variables críticas.</p>	<p>Evento de alto riesgo, no hay forma de saber cómo varía la temperatura. Sólo se registra la temperatura máxima en el termómetro y se mide según la ronda de mantenimiento.</p>	

Figura D.4: Hazard and Operability Study (HAZOP) Devanados Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 1.4

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO		P. COLOMA F. OCHOA		HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) DEVANADOS TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV		KronTec	
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Consecuencias		Control Existente		Acciones Sugeridas	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas		Consecuencias		Comentarios	
9	Configuración geométrica	Variación	La configuración geométrica del devanado varía con respecto a la deseada.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Deformaciones en la estructura del núcleo y devanados.</li> <li>Errores en la fabricación o mantenimiento que afectan la geometría.</li> <li>Pérdida de estructuralidad de aislante sólido que altera la configuración.</li> <li>Modificaciones no autorizadas en el transformador.</li> <li>Material conductor corroído.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Cambios en la distribución de campos eléctricos.</li> <li>Posibilidad de concentración de estrés electromagnético en ciertas áreas.</li> <li>Riesgo de arcos eléctricos y cristalización del aislante, daño grave permanente.</li> <li>Necesidad de inspección detallada interna y corrección de la geometría.</li> <li>Pérdida de eficiencia energética en el proceso de transformación eléctrica.</li> <li>Tensión de salida inadecuada.</li> </ol>	No hay.	<p>Para evaluar el estado de la configuración geométrica, realizar una prueba de reactancia de dispersión. Si hay indicios de configuración geométrica alterada, realizar un Análisis de Respuesta por Barrido de Frecuencia (SFRA).</p>	<p>Se recomienda hacer preventivamente un Análisis de Respuesta por Barrido de Frecuencia (SFRA) para almacenar los datos del transformador sano y poder después compararlos con mayor precisión.</p>	

Figura D.5: Hazard and Operability Study (HAZOP) Devanados Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 1.5

KRONTEC SPA		REALIZADO POR		P. COLOMA		HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) NÚCLEO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV		KronTec	
22 DE ENERO 2024		JEFE PROYECTO		F. OCHOA		KRNTC-EMA-RSG-HAZOP-2.1		Comentarios	
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Consecuencias		Control Existente		Acciones Sugeridas	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias	Control Existente	Acciones Sugeridas	Comentarios	
1	Aislamiento interno	No	El núcleo no cuenta con aislamiento interno.	<p>1. Degradación grave de material aislante entre las capas del núcleo.</p> <p>2. Deficiencia en el proceso de fabricación que dejó puntos sin aislamiento.</p>	<p>1. Riesgo de cortocircuitos internos en el núcleo.</p> <p>2. Posibilidad de pérdida de energía y daño al transformador.</p> <p>3. Necesidad de reparaciones costosas o reemplazo del núcleo.</p> <p>4. Pérdida de eficiencia por exceso de corrientes de Eddy.</p>	<p>Desconectar automáticamente el transformador activando las protecciones.</p>	<p>Monitorrear preventivamente para que no ocurra este evento.</p>	Fallo con potencial catastrófico, poco probable.	
2	Aislamiento interno	Menos	El núcleo tiene una menor capacidad de aislamiento entre capas.	<p>1. Degradación gradual del material aislante interno.</p> <p>2. Sobrecargas pasadas que han afectado el aislamiento permanentemente.</p> <p>3. Saturación del núcleo genera corrientes de Eddy excesivas.</p> <p>4. Mayor temperatura de operación que la de diseño.</p>	<p>1. Disminución de la capacidad de conducir el flujo magnético de diseño.</p> <p>2. Riesgo de aislamiento insuficiente entre las capas del núcleo.</p> <p>3. Posibilidad de arcos eléctricos y daños internos.</p> <p>4. Necesidad de mantenimiento preventivo y reacondicionamiento.</p> <p>5. Pérdida de eficiencia energética.</p>	<p>No hay.</p>	<p>Determinar el nivel de degradación del aislamiento y monitorrear en las pruebas offline la resistencia del aislamiento del núcleo. En el caso que esté gravemente degradado programar mantenimiento urgente deteniendo el transformador.</p>	Desviación puede ser detectada con pruebas de campo y el transformador offline.	

Figura D.6: Hazard and Operability Study (HAZOP) Núcleo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 2.1

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO		P. COLOMA F. OCHOA		HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) NÚCLEO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV		KronTec	
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Control Existente		Acciones Sugeridas		Comentarios	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias	Control Existente	Acciones Sugeridas	Comentarios	
3	Temperatura operativa	Más	El núcleo se encuentra a una temperatura de operación mayor que la de diseño.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Carga continua por sobre la de diseño.</li> <li>2. Fallo en el sistema de refrigeración.</li> <li>3. Aumento de la temperatura ambiente.</li> <li>4. Uso inadecuado del transformador que genera calor adicional.</li> <li>5. Falta de capacidad de refrigeración por degradación de aceite dieléctrico.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Estrés térmico en el núcleo y posibilidad de daño irreparable.</li> <li>2. Riesgo de degradación acelerada del aislamiento sólido y líquido interno.</li> <li>3. Reducción de la vida útil y confiabilidad del transformador.</li> <li>4. Posible detención del transformador eléctrico.</li> <li>5. Generación de gases de falla.</li> </ol>	No hay.	<p>Agregar monitoreo en línea de temperatura de aceite y ambiente del transformador.</p> <p>Incorporar un sistema SCADA para monitoreo de variables críticas.</p>	No hay medición de temperatura de núcleo, por lo que el devanado es el elemento medible más cercano.	
4	Temperatura operativa	Variación	Hay variación en la temperatura de operación del núcleo inesperada.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Cambios inesperados en la carga del transformador.</li> <li>2. Problemas intermitentes en el sistema de refrigeración.</li> <li>3. Variabilidad en el uso y carga del transformador.</li> <li>4. Falta de monitoreo y control del sistema eléctrico de potencia.</li> <li>5. Mala calidad energética en la red.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Estrés térmico intermitente en el núcleo.</li> <li>2. Riesgo de daño por cambios bruscos de temperatura.</li> <li>3. Posibilidad de fallas imprevistas debido a variaciones térmicas.</li> <li>4. Posible detención del transformador eléctrico.</li> <li>5. Generación de gases de falla.</li> </ol>	No hay.	<p>Agregar monitoreo en línea de temperatura de aceite y ambiente del transformador.</p> <p>Incorporar un sistema SCADA para monitoreo de variables críticas.</p>	No hay medición de temperatura de núcleo, por lo que el devanado es el elemento medible más cercano.	

Figura D.7: Hazard and Operability Study (HAZOP) Núcleo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 2.2

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO		P. COLOMA F. OCHOA		HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) NÚCLEO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV		KronTec	
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Control Existente		Acciones Sugeridas		Comentarios	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias	Control Existente	Acciones Sugeridas	Comentarios	
5	Protección a tierra	No	No existe protección a tierra en el núcleo.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Daño o corrosión en el sistema de puesta a tierra.</li> <li>Mantenimiento deficiente o inexistente que afecta la conexión.</li> <li>Desgaste de la malla de tierra.</li> <li>Falta de conexión a puesta a tierra después de un proceso de mantenimiento mayor.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Riesgo de tensiones peligrosas y sobrecargas en el núcleo.</li> <li>Posibilidad de daños graves en el transformador.</li> <li>Corrientes libres generan calor excesivo en el núcleo.</li> </ol>	No hay.	<p>Incorporar medición de calidad energética y analizar estado y tendencias de potencia suministrada y entregada.</p> <p>Una vez haya potencial de detección de desviación programar mantenimiento urgente para reponer puesta a tierra.</p>	Puede ser detectado con pruebas de campo con el transformador offline.	
6	Protección a tierra	Menos	La protección a tierra tiene una menor capacidad que la de diseño.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Deterioro gradual del sistema de puesta a tierra.</li> <li>Corrosión que reduce la capacidad de conducción a tierra del sistema de protección.</li> <li>Falta de monitoreo de la condición de la puesta a tierra.</li> <li>Error en el diseño que subestiman los requerimientos de tierra.</li> <li>Mala instalación del conductor de tierra.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Menor eficacia en la protección contra sobretensiones.</li> <li>Riesgo de daño considerable al aislante líquido y sólido.</li> <li>Posible sobrecalentamiento y autoprotección del sistema.</li> <li>Riesgo de electrocución.</li> </ol>	No hay.	<p>Incorporar medición de calidad energética y analizar estado y tendencias de potencia suministrada y entregada.</p> <p>Una vez haya potencial de detección de desviación programar mantenimiento urgente para reponer puesta a tierra.</p>	Puede ser detectado con pruebas de campo con el transformador offline.	

Figura D.8: Hazard and Operability Study (HAZOP) Núcleo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 2.3

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO		P. COLOMA F. OCHOA		HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) NÚCLEO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV		KronTec Comentarios	
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Consecuencias		Control Existente		Acciones Sugeridas	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas		Consecuencias		Acciones Sugeridas	
7	Saturación	Más	El núcleo está en un estado de saturación por un exceso de carga.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Sobrecargas sostenidas que llevan al núcleo a la saturación.</li> <li>2. Errores en la regulación de la corriente de excitación.</li> <li>3. Incremento en la carga que supera los límites de diseño.</li> <li>4. Mal funcionamiento de dispositivos de control.</li> <li>5. Mala calidad de energía.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Pérdida de eficiencia y aumento de pérdidas por histéresis.</li> <li>2. Generación de armónicos en la corriente del transformador.</li> <li>3. Calentamiento excesivo y reducción de vida útil del sistema.</li> <li>4. Interrupción de servicio como protección del sistema.</li> </ol>	Capacidad de medición de energía en terreno.	<p>Mejorar la gestión de cargas con operaciones.</p> <p>Incorporar un sistema de medición de calidad energética que analice el estado de carga y que levante alarmas de exceso de carga y saturación del núcleo.</p>		

Figura D.9: Hazard and Operability Study (HAZOP) Núcleo Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 2.4

KRONTEC SPA		REALIZADO POR		P. COLOMA		HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP)		KronTec	
22 DE ENERO 2024		JEFE PROYECTO		F. OCHOA		AISLACIÓN LÍQUIDA TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV			
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Consecuencias		Control Existente		Acciones Sugeridas	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias	Control Existente	Acciones Sugeridas	Comentarios	
1	Temperatura operativa	Más	El aceite opera a una mayor temperatura que la de diseño.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Sobrecarga constante del transformador.</li> <li>Problemas en el sistema de enfriamiento del aceite.</li> <li>Aumento de la temperatura ambiente alrededor del transformador.</li> <li>Operación en condiciones anormales.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Degradación del aceite dieléctrico debido al calor.</li> <li>Reducción de la vida útil del aislante.</li> <li>Pérdida de propiedades dieléctricas.</li> <li>Riesgo de fallos en el transformador.</li> </ol>	<p>Medir la temperatura diariamente del aceite de arriba y abajo del estanque, medir la temperatura ambiente en terreno.</p> <p>Después de un evento extremo se miden los gases disueltos enviando a laboratorio.</p>	<p>Monitorear en línea de temperatura de aceite y ambiente del transformador e incorporar un sistema SCADA para monitoreo de variables críticas.</p> <p>Monitoreo continuo de gases disueltos para evaluar estos anómalos.</p>	Evento de alto riesgo, no hay forma de saber cómo varía la temperatura. Sólo se registra la temperatura máxima en el termómetro y se mide según la ronda de mantenimiento.	
2	Temperatura operativa	Menos	El aceite opera a una menor temperatura que la de diseño.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Refrigeración excesiva del aceite.</li> <li>Fallo en el sistema de calefacción en entornos fríos.</li> <li>Error en la selección del aceite con una temperatura de operación más baja que la real.</li> <li>Fallo en el sistema de control de refrigeración-calefacción.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Aumento de la viscosidad del aceite a bajas temperaturas, desgaste acelerado de la bomba por esfuerzo excesivo.</li> <li>Pérdida de capacidad de disipación de calor en temperaturas altas.</li> <li>Posibilidad de daño a componentes internos.</li> <li>Riesgo de pérdida de aislamiento.</li> <li>Posible congelamiento de agua en aceite en condiciones extremas.</li> </ol>	<p>Mantener el transformador operando, reducir el caudal de refrigeración de la bomba.</p> <p>Agregar monitoreo en línea de temperatura de aceite y ambiente del transformador.</p> <p>Incorporar un sistema SCADA para monitoreo de variables críticas.</p>			

Figura D.10: Hazard and Operability Study (HAZOP) Aislación Líquida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 3.1

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) AISLACIÓN LÍQUIDA TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		Comentarios
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Control Existente	Acciones Sugeridas	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias	
3	Temperatura operativa	Variación	La temperatura del aceite varía de manera inesperada.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Cambios inesperados en la carga del transformador.</li> <li>2. Problemas intermitentes en el sistema de refrigeración.</li> <li>3. Variabilidad en el uso y carga del transformador.</li> <li>4. Falta de monitoreo y control del sistema eléctrico de potencia.</li> <li>5. Mala calidad energética en la red.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Cambios en la viscosidad del aceite y su comportamiento térmico.</li> <li>2. Posibilidad de estrés térmico intermitente en el aislamiento.</li> <li>3. Riesgo de deterioro prematuro del aceite.</li> <li>4. Posible detención imprevista por autoprotección del transformador eléctrico.</li> <li>5. Generación de gases de falla.</li> </ol>	<p>No hay control activo, solo reactivo. La temperatura no está en línea y se tiene almacenar 1 valor máximo en los termostatos de terreno.</p> <p>Capacidad reactiva por la generación de gases y presión de estanque alta.</p> <p>Agregar monitoreo en línea de temperatura de aceite y ambiente del transformador. Incorporar un sistema SCADA para monitoreo de variables críticas.</p> <p>Incorporar monitoreo continuo de gases disueltos en el aceite para evaluar impactos por temperatura.</p>
4	Volumen	Más	Hay un mayor volumen de aceite que el deseado.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Error en el cálculo del volumen necesario.</li> <li>2. Reemplazo de aceite incorporando mayor volumen que el requerido.</li> <li>3. Ingreso de materiales contaminantes.</li> <li>4. Ingreso de agua/humedad al estanque.</li> <li>5. Adición de aditivos excesiva.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Exceso de aceite que puede inundar el transformador.</li> <li>2. Reducción del espacio disponible para acomodar fluctuaciones de volumen.</li> <li>3. Generación de residuos innecesarios.</li> <li>4. Mayor costo de rellenar el estanque.</li> <li>5. Necesidad de desechar aceite sobrante.</li> </ol>	<p>Registrar medida según medidor visual en ronda de inspección o en momento de relleno.</p> <p>Drenar el exceso de aceite.</p>

Figura D.11: Hazard and Operability Study (HAZOP) Aislación Líquida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 3.2

KRONTEC SPA		REALIZADO POR		P. COLOMA		HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP)		KronTec	
22 DE ENERO 2024		JEFE PROYECTO		F. OCHOA		AISLACIÓN LÍQUIDA TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		Comentarios	
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Consecuencias		Control Existente		Acciones Sugeridas	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias	Control Existente	Acciones Sugeridas		
5	Volumen	Menos	Hay un menor volumen de aceite que el deseado.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Pérdida de aceite debido a fugas o derrames por pérdida de hermeticidad.</li> <li>Fallo en la reposición del aceite perdido.</li> <li>Error en la cantidad de aceite originalmente agregado.</li> <li>Evaporación del aceite por altas temperaturas.</li> <li>Fallo en el monitoreo del volumen de aceite.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Reducción del nivel de aislamiento.</li> <li>Degradación acelerada de propiedades químicas del aceite restante.</li> <li>Riesgo de daño por sobrecalentamiento por falta de enfriamiento, aumento de riesgo de incendios y explosiones.</li> <li>Posible fuga de aceite y contaminación del medioambiente.</li> </ol>	<p>Registrar medida según medidor visual en ronda de inspección o en momento de relleno.</p> <p>Agregar monitoreo de nivel de aceite en línea al SCADA.</p> <p>Una vez mitigada la falla, rellenar el volumen de aceite faltante.</p>	<p>Evaluar puntos de fuga de aceite, si es necesario, desconectar transformador.</p> <p>Estudiar nivel de daño ecológico.</p> <p>Agregar monitoreo de nivel de aceite en línea al SCADA.</p> <p>Una vez mitigada la falla, rellenar el volumen de aceite faltante.</p>		
6	Rigidez dieléctrica	Menos	El aceite dieléctrico presenta una menor rigidez dieléctrica que la admisible.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Contaminación del aceite por partículas extrañas.</li> <li>Degradación química del aceite dieléctrico.</li> <li>Contaminantes disueltos en el aceite.</li> <li>Envejecimiento natural del aceite.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Pérdida de capacidad de aislamiento.</li> <li>Mayor riesgo de arcos eléctricos.</li> <li>Posibilidad de fallos en el transformador.</li> <li>Necesidad de análisis y purificación del aceite.</li> </ol>	<p>Controles preventivos</p> <p>1. vez al año.</p>	<p>Monitorear activamente el aceite y determinar su nivel de salud.</p>		

Figura D.12: Hazard and Operability Study (HAZOP) Aislación Líquida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 3.3

KRONTEC SPA		REALIZADO POR		HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) AISLACIÓN LÍQUIDA TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		Comentarios
22 DE ENERO 2024		JEFE PROYECTO		KRNTC-EMA-RSG-HAZOP-3.4		
REVISIÓN	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	EMITIDO PARA USO INTERNO		Control Existente
				Posibles Causas	Consecuencias	
7	Estabilidad química	No	El aceite dieléctrico no es un medio estable químicamente.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Utilización de un aceite inadecuado sin estabilidad química.</li> <li>Error de medición de calidad de aceite previo al llenado del transformador.</li> <li>Contaminación química indeseada del aceite, e.g. químicos incorrectos, humedad.</li> <li>Falta de aditivos estabilizantes en el aceite dieléctrico.</li> <li>Falta de control y monitoreo de calidad de aceite.</li> <li>Falta de plan de acción para restauración o regeneración de aceite dieléctrico.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Deterioro acelerado del aceite y sus propiedades dieléctricas.</li> <li>Riesgo de reacciones químicas no deseadas.</li> <li>Pérdida de capacidad de aislamiento.</li> <li>Aceite proporciona un medio para acelerar la degradación de aislante sólido.</li> <li>Pérdida de rendimiento de conductividad térmica.</li> </ol>	<p>Incorporar set de pruebas según normas IEEE para caracterizar salud de aceite total.</p> <p>Incorporar sistema experto de monitoreo de calidad de aceite que acepte input de monitoreo en línea y de análisis de laboratorio.</p>
8	Humedad	Más	El aceite dieléctrico cuenta con una mayor humedad que la de diseño.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Ingreso de agua al transformador debido a pérdida de hermeticidad.</li> <li>Fallo en las juntas o sellos del transformador, pérdida de hermeticidad.</li> <li>Condiciones ambientales húmedas y lluviosas.</li> <li>Falta de control y secado de aceite al momento de llenar el transformador.</li> <li>Saturación de filtro secante de depósito de expansión.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Reducción de la rigidez dieléctrica del aceite y del aislante sólido.</li> <li>Proliferación de puntos calientes y descargas parciales.</li> <li>Sistema proclive a mayor corrosión interna.</li> <li>Menor capacidad de refrigeración.</li> <li>Riesgo de generación de lodo.</li> <li>Mayor riesgo al operar en condiciones de frío extremo.</li> </ol>	<p>Incorporar medición de humedad de aceite en línea. Interconectarlo con SCADA.</p> <p>No hay.</p>

Figura D.13: Hazard and Operability Study (HAZOP) Aislación Líquida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 3.4

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO		P. COLOMA F. OCHOA		HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) AISLACIÓN LÍQUIDA TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV		KronTec	
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Control Existente		Acciones Sugeridas		Comentarios	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias	Control Existente	Acciones Sugeridas	Comentarios	
9	Aditivos	No	No hay presencia de aditivos en el aceite dieléctrico.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Uso de aceite sin aditivos y carencia de plan de acción para agregarlos.</li> <li>2. Contaminación o degradación de los aditivos originales.</li> <li>3. Fallo en el proceso de fabricación del aceite.</li> <li>4. Falta de plan de control y análisis del aceite nuevo.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Pérdida de propiedades dieléctricas y de estabilidad química.</li> <li>2. Mayor riesgo de degradación descontrolada del aceite.</li> <li>3. Reducción de la vida útil del aceite y el transformador.</li> <li>4. Medio con condiciones inapropiadas y riesgosas para la operación.</li> </ol>	No hay.	<p>Analizar de inmediato el estado de calidad de aceite, determinar qué aditivos hacen falta e incorporarlos.</p> <p>Desarrollar protocolos de control y de restauración/regeneración de aceite para que no ocurra este evento.</p>	Evento de alto riesgo, con potencial daño permanente en el estado de los componentes internos del transformador.	
10	Aditivos	Parcialmente	Hay concentraciones de aditivos menores a las deseadas en el aceite.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Error en el proceso de mezcla de aditivos durante la fabricación del aceite dieléctrico.</li> <li>2. Contaminación del aceite con sustancias inhibidoras de los aditivos.</li> <li>3. Degradación natural de los aditivos con el tiempo debido a la exposición al calor y la humedad y a condiciones de operación normales.</li> <li>4. Uso de un aceite dieléctrico con aditivos insuficientes en el diseño original.</li> <li>5. Falta de estrategias de control para calidad de aceite.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Pérdida de propiedades dieléctricas efectivas del aceite.</li> <li>2. Reducción de la estabilidad química del aceite.</li> <li>3. Incremento del riesgo de fallos dieléctricos.</li> <li>4. Disminución de la vida útil del aceite y del transformador.</li> <li>5. Riesgo de operación insegura.</li> </ol>	Medición indirecta en análisis anual de gases disueltos en el aceite hecho con laboratorio.	<p>Analizar de inmediato el estado de calidad de aceite, determinar qué aditivos hacen falta e incorporarlos.</p> <p>Desarrollar protocolos de control y de restauración/regeneración de aceite para que no ocurra este evento.</p>		

Figura D.14: Hazard and Operability Study (HAZOP) Aislación Líquida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 3.5

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA		HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) AISLACIÓN SÓLIDA TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		KronTec
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Control Existente	Acciones Sugeridas	Comentarios	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias		
1	Temperatura operativa	Más	La temperatura operativa del aislante sólido es mayor que la admitida por diseño.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Sobrecarga eléctrica prolongada.</li> <li>2. Fallo por insuficiencia en el sistema de refrigeración del transformador.</li> <li>3. Falla en el control de temperatura del transformador.</li> <li>4. Aumento de la temperatura ambiente fuera del transformador.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Degradación acelerada del aislante sólido y reducción de su vida útil.</li> <li>2. Pérdida de eficiencia y posibles daños en el transformador.</li> <li>3. Reducción de la vida útil y confiabilidad del transformador.</li> <li>4. Posible detención del transformador eléctrico.</li> <li>5. Generación de gases de falla.</li> </ol>	<p>No hay.</p>	<p>Agregar monitoreo en línea de temperatura de aceite, devanados y ambiente del transformador.</p> <p>Incorporar un sistema SCADA para monitoreo de variables críticas.</p> <p>No hay instrumentación para medir directamente la temperatura de la aislación sólida. Se mide indirectamente a través de la temperatura de devanados y de aceite dieléctrico.</p>
2	Temperatura operativa	Variación	La temperatura del aislante sólido varía de manera inesperada.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Fluctuaciones en la carga eléctrica del transformador.</li> <li>2. Fallos intermitentes en el sistema de refrigeración.</li> <li>3. Variaciones en la temperatura ambiente circundante.</li> <li>4. Variabilidad en el uso y carga del transformador.</li> <li>5. Falta de monitoreo y control del sistema eléctrico de potencia.</li> <li>6. Mala calidad energética en la red.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Estrés térmico en el aislante sólido y degradación acelerada.</li> <li>2. Riesgo de sobrecalentamiento y pérdida de capacidad dieléctrica.</li> <li>3. Inestabilidad en el funcionamiento del transformador.</li> <li>4. Posibilidad de fallas imprevistas debido a gradientes térmicos pronunciados.</li> <li>5. Posible detención del transformador eléctrico.</li> <li>6. Generación de gases de falla.</li> </ol>	<p>No hay.</p>	<p>Agregar monitoreo en línea de temperatura de aceite, devanados y ambiente del transformador.</p> <p>Incorporar un sistema SCADA para monitoreo de variables críticas.</p> <p>No hay instrumentación para medir directamente la temperatura de la aislación sólida. Se mide indirectamente a través de la temperatura de devanados y de aceite dieléctrico.</p>

Figura D.15: Hazard and Operability Study (HAZOP) Aislación Sólida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 4.1

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) AISLACIÓN SÓLIDA TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		KronTec Comentarios	
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Control Existente	Acciones Sugeridas		
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias		
1							
3	Grado de polimerización	Menos	La aislación sólida cuenta con un grado de polimerización menor al admisible.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Envejecimiento natural del material aislante debido a la exposición prolongada al calor.</li> <li>2. Contaminación química del aislante sólido por agentes externos.</li> <li>3. Procesos de fabricación defectuosos que resultan en un bajo grado de polimerización.</li> <li>4. Cristalización por descargas parciales.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Reducción de la capacidad dieléctrica y aumento del riesgo de descargas.</li> <li>2. Degradación química y pérdida de propiedades aislantes.</li> <li>3. Pérdida de estructuralidad del material aislante.</li> <li>4. Aumento de fragilidad del aislante.</li> </ol>	<p>Analizar el grado de polimerización directa o indirectamente, esto permite además evaluar la expectativa de vida del transformador.</p> <p>No hay.</p>	
4	Rigidez dieléctrica	Menos	El aislante sólido presenta una menor rigidez dieléctrica que la admisible.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Contaminación por partículas conductivas presentes en el aislante.</li> <li>2. Daños térmicos que cristalizan y alteran permanentemente la estructura molecular del aislante.</li> <li>3. Humedad acumulada en la estructura interna del material aislante.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Aumento del riesgo de descargas eléctricas y fallos dieléctricos.</li> <li>2. Aumento de riesgo de operación por pérdida de la capacidad de aislamiento y aumento de la conductividad eléctrica.</li> </ol>	<p>Determinar nivel de degradación del aislamiento y monitorear en las pruebas offline la resistencia del aislamiento sólido. En el caso que esté gravemente degradado programar detención e intervención inmediata al transformador. Controlar la humedad con secado de aceite.</p> <p>No hay.</p> <p>Condición de alto riesgo.</p>	

Figura D.16: Hazard and Operability Study (HAZOP) Aislación Sólida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 4.2

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) AISLACIÓN SÓLIDA TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		Comentarios
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Control Existente	Acciones Sugeridas	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias	
5	Humedad	Más	El aislante sólido cuenta con una mayor humedad que la de diseño.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Fallas en el sistema de sellado del transformador, pérdida de hermeticidad.</li> <li>Saturación del filtro secante en el depósito de expansión.</li> <li>Condiciones ambientales extremadamente húmedas y lluviosas que sobrepasan la resistencia hermética del sistema.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Disminución de la capacidad dieléctrica del aislante sólido.</li> <li>Oxidación del papel dieléctrico, pérdida de propiedades.</li> <li>Aumento de conductividad eléctrica del papel aislante.</li> </ol>	<p>Incorporar método de medición de humedad de aceite en línea.</p> <p>Controlar en un a primera instancia la humedad del aislamiento sólido con secado de aceite. Luego, evaluar el secado del núcleo en autoclave.</p>
6	Integridad estructural	Menos	La integridad estructural del aislamiento sólido está comprometida.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Desgaste mecánico causado por vibraciones o movimientos del transformador.</li> <li>Impactos físicos externos que dañan la estructura del aislante sólido.</li> <li>Fallas en el proceso de fabricación que resultan en defectos estructurales.</li> <li>Degradación progresiva por envejecimiento natural o acelerado del material.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Compromiso de la integridad del aislante sólido y riesgo de cortocircuitos.</li> <li>Pérdida de protección mecánica de los devanados, aumento de vulnerabilidad.</li> <li>Reducción de la vida útil y posibles fallos estructurales en el transformador.</li> <li>Reducción de capacidad estructural difícil de mantener la geometría de los devanados como en las condiciones de diseño.</li> <li>Menor capacidad de distribuir la temperatura en el aislante.</li> </ol>	<p>Implementar método de medición para análisis de geometría de devanados.</p> <p>Analizar el grado de polimerización directa o indirectamente.</p> <p>Medir la resistencia a la tracción para evaluar estado de integridad estructural.</p>

Figura D.17: Hazard and Operability Study (HAZOP) Aislación Sólida Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 4.3

KRONTEC SPA		REALIZADO POR		HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) CAMBIADOR DE DERIVACIONES TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		KronTec Comentarios	
22 DE ENERO 2024		JEFE PROYECTO		KRNTC-EMA-RSG-HAZOP-5.1			
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Control Existente		Acciones Sugeridas	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias		
1	Capacidad de conmutación	No	No es posible conmutar las derivaciones.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Fallo grave en el mecanismo de conmutación debido a desgaste sin monitoreo.</li> <li>Bloqueo mecánico en el cambiador de derivaciones.</li> <li>Mal funcionamiento del sistema de control de la conmutación.</li> <li>Ruptura de seleccionador de derivaciones.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Mantenimiento de suministro eléctrico estático.</li> <li>Riesgo de sobrecarga en el transformador debido a la incapacidad de ajustar las derivaciones.</li> <li>Tensión incorrecta, riesgo de alza o baja de tensión en el sistema alimentado.</li> <li>Riesgo de sobrecarga para el transformador.</li> </ol>	<p>Detección de estado fallido presencial.</p> <p>Incorporar sistema para monitorear el torque del eje en línea.</p>	
2	Capacidad de conmutación	Temprano	La conmutación de derivaciones se hace antes que lo deseado.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Ajuste incorrecto de los tiempos de conmutación.</li> <li>Interferencias externas que provocan una conmutación anticipada.</li> <li>Fallas en el sistema de control que adelantan la conmutación.</li> <li>Error en los medidores de energía que comandan la acción.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Variaciones en la tensión que afectan el funcionamiento de los equipos conectados.</li> <li>Posibles cortes de suministro debido a cambios prematuros no programados.</li> <li>Desgaste innecesario en el mecanismo de conmutación.</li> <li>Riesgo para las cargas por fluctuaciones de tensión indeseadas (sags o swells).</li> <li>Disminución de la eficiencia energética del transformador.</li> <li>Riesgo de saturación del núcleo ferromagnético.</li> </ol>	<p>Calibrar el OLTC.</p> <p>Implementar un sistema de monitoreo temperatura, tiempos de actuación, indicador de posición de taps, temperatura de estanque OLTC, tiempo de operación de motor, contador de ciclos y medidor de corrientes de línea.</p> <p>Medición de destiempo en terreno manual, no hay medidas de control preventivo.</p>	

Figura D.18: Hazard and Operability Study (HAZOP) Cambiador de Derivaciones Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 5.1

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) CAMBIADOR DE DERIVACIONES TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV KRNTC-EMA-RSG-HAZOP-5.2		KronTec Comentarios	
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Control Existente	Acciones Sugeridas		
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias		
3	Capacidad de conmutación	Tarde	La conmutación de derivaciones se hace más tarde que lo deseado.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Retrasos en el mecanismo de conmutación debido a obstrucciones.</li> <li>Deterioro de las conexiones eléctricas en el cambiador.</li> <li>Problemas en el sistema de control que demoran la conmutación.</li> <li>Ajuste incorrecto de los tiempos de conmutación.</li> <li>Error en los medidores de energía que comandan la acción.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Pérdida de calidad de energía al no poder ajustar las derivaciones a tiempo.</li> <li>Riesgo de sobrecarga en el transformador debido a la tardanza en la conmutación.</li> <li>Pérdida de eficiencia energética del transformador.</li> <li>Riesgo de saturación del núcleo ferromagnético.</li> <li>Riesgo para las cargas por fluctuaciones de tensión indeseadas (sags o swells).</li> </ol>	<p>Calibrar el OLTC.</p> <p>Implementar un sistema de monitoreo temperatura, tiempos de actuación, indicador de posición de taps, temperatura de estanque OLTC, tiempo de operación de motor, contador de ciclos y medidor de corrientes de línea.</p>	
4	Capacidad de conmutación	Otro	La conmutación realizada selecciona una derivación diferente a la deseada.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Errores humanos en la selección de derivaciones.</li> <li>Mal funcionamiento del sistema de control que elige derivaciones incorrectas.</li> <li>Interferencias externas que afectan la selección de derivaciones.</li> <li>Descalibración del sistema de medición de energía.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Variación no deseada de la tensión en la red eléctrica.</li> <li>Riesgo de dañar equipos sensibles al no seleccionar la derivación adecuada.</li> <li>Pérdida de control sobre la configuración de derivaciones.</li> <li>Riesgo de sobrecarga del transformador.</li> </ol>	<p>Calibrar el OLTC.</p> <p>Implementar un sistema de monitoreo temperatura, tiempos de actuación, indicador de posición de taps, temperatura de estanque OLTC, tiempo de operación de motor, contador de ciclos y medidor de corrientes de línea.</p>	

Figura D.19: Hazard and Operability Study (HAZOP) Cambiador de Derivaciones Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 5.2

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO		P. COLOMA F. OCHOA		HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) CAMBIADOR DE DERIVACIONES TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		KronTec	
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Consecuencias		Control Existente		Acciones Sugeridas	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias	Control Existente	Acciones Sugeridas	Comentarios	
5	Calidad de energía	Menor	La calidad de energía entregada es menor que la deseada.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Variaciones en la tensión de entrada al transformador.</li> <li>Sobrecarga en la red eléctrica que afecta la calidad de energía.</li> <li>Fallos en el sistema de filtrado de armónicos.</li> <li>Aumento de cargas inductivas, incorporación de variadores de frecuencia, rectificadores, etc.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Funcionamiento deficiente de equipos sensibles a la calidad de energía.</li> <li>Posibles cortes de energía debido a tensiones fuera de los límites.</li> <li>Desgaste prematuro de componentes electrónicos.</li> <li>Aumento de temperatura media del transformador.</li> </ol>	No hay.	<p>Incorporar sistema de medición de calidad de energía en línea que permita ejecutar análisis avanzado, SCADA + sistema experto.</p>	El equipo no posee la capacidad de analizar la calidad de la energía que recibe y suministra.	
6	Calidad de energía	Variación	La calidad de energía varía indeseadamente.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Fluctuaciones en la demanda de energía en la red eléctrica.</li> <li>Cambios en la carga conectada al transformador.</li> <li>Presencia de armónicos no deseados en la red.</li> <li>Falta de control sobre la energía de la red.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Inestabilidad en el funcionamiento de equipos electrónicos.</li> <li>Riesgo de cortocircuitos debido a variaciones inesperadas.</li> <li>Posibles fallas en equipos de control y regulación.</li> <li>Irregularidades en el rendimiento de la operación.</li> <li>Reducción de vida útil de equipos.</li> </ol>	No hay.	<p>Incorporar sistema de medición de calidad de energía en línea que permita ejecutar análisis avanzado, SCADA + sistema experto.</p>		

Figura D.20: Hazard and Operability Study (HAZOP) Cambiador de Derivaciones Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 5.3

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) CUBA Y DEPÓSITO DE EXPANSIÓN TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV KRNTC-EMA-RSG-HAZOP-6.1		KronTec Comentarios	
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Control Existente	Acciones Sugeridas		
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias		
1	Hermeticidad	No	El sistema no está sellado herméticamente.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Daños en las juntas de sellado del sistema.</li> <li>Desgaste en las válvulas de cierre hermético.</li> <li>Corrosión que afecta estructuralmente y genera perforaciones.</li> <li>Desgaste de filtro secante de depósito de expansión.</li> <li>Falla en válvula de alivio de presión.</li> <li>Instrumentos de medición mal instalados o con sus sellos degradados.</li> <li>Estanque abierto.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Ingreso de humedad o contaminantes al sistema.</li> <li>Pérdida de presión interna en el depósito de expansión.</li> <li>Riesgo de daño a componentes internos debido a la falta de hermeticidad.</li> <li>Fugas de aceite dieléctrico, riesgo medioambiental, humano y operativo.</li> </ol>	<p>Realizar pruebas de vacío-presión al transformador, evaluar estado y corregir fallas en actividades de mantenimiento agendadas con prioridad media.</p> <p>Inspeccionar visualmente si hay fugas y si se observan daños en la estructura del transformador.</p>	
2	Integridad estructural	Menos	El estanque ha perdido integridad estructural.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Corrosión en la estructura del estanque.</li> <li>Soldaduras en mal estado.</li> <li>Exposición prolongada a condiciones ambientales adversas.</li> <li>Juntas y/o sellos degradados.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Riesgo pérdida de hermeticidad, de capacidad de almacenamiento seguro de líquido aislante.</li> <li>Posibilidad de fuga de líquido refrigerante al entorno.</li> </ol>	<p>Realizar pruebas de vacío-presión al transformador, evaluar estado y corregir fallas en actividades de mantenimiento agendadas con prioridad media.</p> <p>Inspeccionar visualmente en terreno.</p> <p>Monitorear el nivel de aceite en línea.</p>	

Figura D.21: Hazard and Operability Study (HAZOP) Cuba y Depósito de Expansión Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 6.1

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO		P. COLOMA F. OCHOA		HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) CUBA Y DEPÓSITO DE EXPANSIÓN TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV KRNTC-EMA-RSG-HAZOP-6.2		KronTec Comentarios			
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Consecuencias		Control Existente		Acciones Sugeridas			
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas		Consecuencias		Control Existente		Acciones Sugeridas	
3	Resistencia a la corrosión	Menos	Los materiales han perdido resistencia a la corrosión.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Uso de materiales no resistentes a la corrosión en la construcción.</li> <li>2. Falta de mantenimiento medir y proteger contra la corrosión.</li> <li>3. Exposición a ambientes corrosivos sin medidas de protección.</li> <li>4. Degradación de pintura anticorrosiva.</li> <li>5. Aceite dieléctrico sin un estado químicamente apto.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Reducción de vida útil del sistema debido a la corrosión.</li> <li>2. Riesgo de daños graves en componentes internos por corrosión.</li> <li>3. Posible contaminación del líquido refrigerante con productos de corrosión.</li> <li>4. Pérdida de hermeticidad.</li> <li>5. Pérdida de integridad estructural.</li> </ol>	Pintura anticorrosiva en cada mantenimiento mayor.  Limpieza de superficie una vez cada dos meses.	Mantener las cualidades del aceite tal que reduzcan el riesgo de corrosión.				
4	Capacidad de acomodar fluctuaciones de volumen	Menos	El sistema tiene una menor capacidad de acomodar fluctuaciones de volumen.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Daño en los sistemas de amortiguación de volumen.</li> <li>2. Exceso de llenado del depósito que reduce su capacidad de expansión.</li> <li>3. Filtro secante del depósito de expansión tapado.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Riesgo de sobrepresión interna debido a la falta de capacidad de expansión.</li> <li>2. Rebalse y fuga de líquido aislante.</li> </ol>	Inspeccionar visualmente en terreno la condición del filtro secante, nivel de aceite y fugas.	Implementar un sistema de medición de volumen de aceite en línea.				

Figura D.22: Hazard and Operability Study (HAZOP) Cuba y Depósito de Expansión Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 6.2

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) BOQUILLAS TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13.8 KV		KronTec Comentarios	
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Control Existente	Acciones Sugeridas		
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias		
1	Conductividad eléctrica	No	La boquilla no está conduciendo energía eléctrica.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Rotura de conexiones eléctricas en la boquilla.</li> <li>Fallo en el material conductor de la boquilla.</li> <li>Exceso de corrosión de los componentes conductores.</li> <li>Holgura en el sistema de sujeción del conductor.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Interrupción del flujo de energía eléctrica a través de la boquilla.</li> <li>Pérdida de la funcionalidad de la boquilla como elemento conductor.</li> <li>Fallo de suministro energético en la fase afectada.</li> <li>Riesgo de desbalance entre fases.</li> <li>Riesgo de descargas eléctricas.</li> </ol>	<p>Medir el nivel de tensión de línea.</p> <p>Evaluar en detecciones mayores el estado de apriete de los conductores de las boquillas.</p>	
2	Aislación eléctrica	Menos	La boquilla cuenta con menos aislación eléctrica que la de diseño.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Degradación del material aislante de la boquilla.</li> <li>Daño físico en la capa de aislamiento.</li> <li>Desgaste debido a condiciones ambientales adversas.</li> <li>Suciedad acumulada en la superficie de aislamiento.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Riesgo de cortocircuitos y fallas eléctricas.</li> <li>Posible fuga de energía eléctrica a través de la boquilla.</li> <li>Pérdida de la capacidad de diseño de aislamiento, aumentando el riesgo de descarga eléctrica.</li> </ol>	<p>Medir aislación con el transformador fuera de servicio.</p> <p>Limpiar la superficie aislante de la boquilla cada 2 meses.</p> <p>Monitorear las existencias de descargas parciales de la boquilla en línea.</p>	

Figura D.23: Hazard and Operability Study (HAZOP) Boquillas Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 7.1

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) BOQUILLAS TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV		KronTec Comentarios
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Control Existente	Acciones Sugeridas	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias	
3	Resistencia térmica	Parcialmente	La boquilla resiste parcialmente la energía térmica de diseño.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Degradación del material aislante térmico.</li> <li>Exposición a temperaturas extremas que degradan la resistencia térmica permanentemente.</li> <li>Daños mecánicos en la estructura de la boquilla.</li> <li>Circuito de aceite dieléctrico interno tapado o aceite en condiciones no óptimas.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Disminución de la capacidad de la boquilla para resistir el calor.</li> <li>Riesgo de sobrecalentamiento y explosión de boquilla.</li> <li>Pérdida de eficiencia en la disipación de calor.</li> </ol>	<p>Revisión visual semanalmente de las boquilla para ver daños físicos que pueda tener la superficie.</p> <p>Monitorear la capacitancia y el factor de potencia continuamente para evaluar el estado de salud.</p>
4	Hermeticidad	No	La boquilla no es hermética.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Daño en las juntas de sellado de la boquilla.</li> <li>Instalación errónea de boquilla.</li> <li>Falla estructural en la boquilla.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Ingreso de humedad o contaminantes al sistema.</li> <li>Pérdida de presión interna en el área donde se encuentra la boquilla.</li> <li>Riesgo de daño a componentes internos debido a la falta de hermeticidad.</li> <li>Aumento de riesgo de fuga de aceite dieléctrico.</li> </ol>	<p>Inspeccionar de manera visual semanalmente si hay fugas y si se observan daños en la estructura del material aislante del bushing.</p>

Figura D.24: Hazard and Operability Study (HAZOP) Boquillas Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 7.2

KRONTEC SPA		REALIZADO POR		P. COLOMA		HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP)		KronTec	
22 DE ENERO 2024		JEFE PROYECTO		F. OCHOA		BOQUILLAS TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV			
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO						Comentarios	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias	Control Existente	Acciones Sugeridas		
5	Temperatura operativa	Más	La boquilla está operando a una mayor temperatura que la de diseño.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Sobrecarga de corriente eléctrica en la boquilla.</li> <li>Falta de refrigeración adecuada en la zona de la boquilla por aceite dieléctrico degradado.</li> <li>Deficiencia en el sistema de refrigeración del transformador.</li> <li>Calidad de energía deficiente.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Riesgo de daño térmico en la boquilla y sus alrededores debido a temperaturas excesivas.</li> <li>Reducción de la vida útil de la boquilla debido a la exposición prolongada a altas temperaturas.</li> <li>Pérdida de eficiencia en la operación del transformador debido a un aumento no deseado en la temperatura.</li> <li>Aumento de riesgo de explosión de boquilla.</li> </ol>	<p>Medir continuamente la temperatura del buje y correlacionar con nivel de carga y temperatura de aceite del estanque.</p> <p>Generar alarmas en casos de alzas críticas.</p>			
6	Temperatura operativa	Variación	La temperatura de la boquilla varía imprevistamente.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Variaciones en la carga eléctrica que afectan la temperatura de manera impredecible.</li> <li>Fallos en el sistema de enfriamiento que provocan fluctuaciones térmicas.</li> <li>Problemas en el control de la temperatura ambiente que generan cambios inesperados.</li> <li>Falta de monitoreo y control del sistema eléctrico de potencia.</li> <li>Fluctuaciones en la calidad energética de la red.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Riesgo de daño térmico intermitente y con consecuencias progresivas en la boquilla y sus alrededores.</li> <li>Degradación progresiva de la vida útil de la boquilla debido a variaciones de temperatura.</li> <li>Pérdida intermitente de eficiencia en la operación del transformador debido a fluctuaciones imprevistas de temperatura.</li> </ol>	<p>Medir con termografía la superficie de la boquilla semanalmente.</p> <p>Si detecta si hay variación contrastando con las mediciones pasadas.</p>	<p>Medir continuamente la temperatura del buje y correlacionar con nivel de carga y temperatura de aceite del estanque.</p> <p>Generar datos de tendencias en función de la información histórica para evaluar degradación.</p>		

Figura D.25: Hazard and Operability Study (HAZOP) Boquillas Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 7.3

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) RELE BUCHHOLZ TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV		KronTec Comentarios
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Control Existente	Acciones Sugeridas	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias	
1	Detección de estados anómalos	No	El relé Buchholz no puede detectar estados anómalos.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Mal funcionamiento de los sensores de gas debido a falta de mantenimiento o aceite en malas condiciones.</li> <li>2. Obstrucciones en las tuberías de detección de gas.</li> <li>3. Sensores desgastados y pegados.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Falta de detección de condiciones anómalas, no detectando estados fallidos.</li> <li>2. Riesgo de sobrecalentamiento del transformador sin advertencia.</li> <li>3. Aumento del riesgo de fallo catastrófico.</li> </ol>	Prueba de trip y alarma semestral.
2	Detección de estados anómalos	Tarde	El relé Buchholz tarda más de lo estimado en detectar estados anómalos.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Velocidad de respuesta lenta de los sensores debido a relé degradado.</li> <li>2. Ajustes incorrectos en la configuración del relé.</li> <li>3. Fallo en la unidad de procesamiento de señales.</li> <li>4. Aceite dieléctrico con propiedades físicoquímicas incompatibles con el relé.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Retraso en la activación de alarmas y acciones correctivas.</li> <li>2. Mayor tiempo de exposición a condiciones peligrosas.</li> <li>3. Riesgo de daños graves antes de la detección.</li> <li>4. Riesgo de generación de gases de falla no percibidos y degradación progresiva.</li> </ol>	<p>Prueba de trip y alarma semestral.</p> <p>Calibración en mantenimiento mayor.</p>

Figura D.26: Hazard and Operability Study (HAZOP) Relé Buchholz Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 8.1

KRONTEC SPA		REALIZADO POR		HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) RELE BUCHHOLZ TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV		KronTec Comentarios	
22 DE ENERO 2024		JEFE PROYECTO		KRNTC-EMA-RSG-HAZOP-8.2			
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Control Existente		Acciones Sugeridas	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias		
3	Detección de estados anómalos	Parcialmente	El relé Buchholz detecta parcialmente los estados anómalos deseados.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Calibración incorrecta de los sensores de detección de gas.</li> <li>2. Contaminación de los sensores.</li> <li>3. Fallo en la unidad de procesamiento de datos.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Detección incompleta de problemas en el transformador.</li> <li>2. Posibilidad de alarmas falsas o innecesarias.</li> <li>3. Riesgo de diagnósticos incorrectos.</li> <li>4. Riesgo de operación insegura.</li> </ol>	<p>Prueba de trip y alarma semestral.</p> <p>Calibración en mantenimiento mayor.</p>	
4	Comunicar estados de alarma	No	El relé no puede comunicar los estados de alarma al sistema de control.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Fallo en la unidad de comunicación del relé Buchholz.</li> <li>2. Problemas en la red de comunicación con el sistema de control.</li> <li>3. Configuración incorrecta de la comunicación.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Falta de conocimiento en el sistema de control sobre problemas en el transformador.</li> <li>2. No se toman medidas correctivas oportunas.</li> <li>3. Riesgo de daños graves sin notificación preventiva.</li> </ol>	<p>Prueba de trip y alarma semestral.</p>	<p>Revisar estado de redes y de funcionamiento del relé.</p>

Figura D.27: Hazard and Operability Study (HAZOP) Relé Buchholz Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 8.2

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) RELE BUCHHOLZ TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV		KronTec Comentarios	
REVISIÓN N°		1	EMITIDO PARA USO INTERNO	Control Existente	Acciones Sugeridas		
Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias			
5	Comunicar estados de alarma	Tarde	El relé comunica tardíamente los estados de alarma al sistema de control.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Retardo en la transmisión de señales debido a problemas en la red de comunicación.</li> <li>Problemas en la sensibilidad de respuesta del relé.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Retraso en la respuesta del sistema de control.</li> <li>Mayor tiempo de exposición a condiciones anómalas.</li> <li>Riesgo de ejecución de acciones de mantenimiento imprevistas.</li> <li>Riesgo de detención inesperada del transformador eléctrico.</li> </ol>	Prueba de trip y alarma semestral.  Calibración en mantenimiento mayor.  Revisar estado de redes.	
6	Mantener la hermeticidad del medio	No	El relé no mantiene la hermeticidad del medio.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Fugas en las juntas o empaquetaduras del relé Buchholz debido a desgaste.</li> <li>Daño en la carcasa del relé que compromete la hermeticidad.</li> <li>Fallo en las válvulas de alivio del relé.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Ingreso de humedad o contaminantes al relé, afectando su funcionamiento.</li> <li>Pérdida de la capacidad de detectar cambios en el aceite dieléctrico y, por lo tanto, estados de falla del transformador.</li> <li>Riesgo de daño interno del relé Buchholz.</li> <li>Fuga de gases de falla.</li> </ol>	Inspeccionar visualmente si hay fugas y si se observan daños en la estructura del relé Buchholz.  Reemplazar sellos y reapretar.  Hacer pruebas de vacío-presión en el transformador para determinar estado de hermeticidad periódicamente.	

Figura D.28: Hazard and Operability Study (HAZOP) Relé Buchholz Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 8.3

KRONTEC SPA		REALIZADO POR	P. COLOMA		HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) VÁLVULA DE ALIVIO DE PRESIÓN TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV KRNTC-EMA-RSG-HAZOP-9.1	Comentarios
22 DE ENERO 2024		JEFE PROYECTO	F. OCHOA			
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO			Control Existente	Acciones Sugeridas
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias	
1	Alivio de Presión	No	La válvula no es capaz de aliviar la presión	<ol style="list-style-type: none"> <li>Falla en la apertura de la válvula debido a obstrucción en su mecanismo interno.</li> <li>Obstrucción en la línea de escape del aceite que impide el alivio de presión.</li> <li>Pérdida de la presión de accionamiento en el sistema de la válvula.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Acumulación peligrosa de presión en el transformador.</li> <li>Riesgo de fallo catastrófico del transformador.</li> <li>Possibilidad de fugas de aceite dieléctrico.</li> </ol>	<p>Pruebas de operación semestrales.</p> <p>Reemplazarla si es necesario.</p> <p>Asegurar la operación de la válvula es crucial para mantener la seguridad y protección del transformador. Las rondas de mantenimiento deben ser ejecutadas periódica y mandatoriamente.</p>
2	Alivio de Presión	Antes	La válvula alivia la presión antes de la presión de diseño.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Ajuste incorrecto de la presión de disparo de la válvula.</li> <li>Sensibilidad excesiva de la válvula a cambios de presión.</li> <li>Selección incorrecta de propiedades de la válvula de alivio de presión.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Pérdida de aceite dieléctrico debido a la apertura prematura.</li> <li>Aumento de riesgo de ingreso de contaminantes.</li> </ol>	<p>Pruebas de operación semestrales.</p> <p>Calibrarla si es necesario.</p> <p>Asegurar la operación de la válvula es crucial para mantener la seguridad y protección del transformador. Las rondas de mantenimiento deben ser ejecutadas periódica y mandatoriamente.</p>

Figura D.29: Hazard and Operability Study (HAZOP) Válvula de Alivio de Expansión Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 9.1

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) VÁLVULA DE ALIVIO DE PRESIÓN TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV KRNTC-EMA-RSG-HAZOP-9.2	KronTec	
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Control Existente	Acciones Sugeridas	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias	Comentarios
3	Alivio de Presión	Después	La válvula alivia la presión después de la presión de diseño.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Retardo en la actuación de la válvula debido a desgaste en sus componentes.</li> <li>Ajuste incorrecto en la presión de disparo de la válvula.</li> <li>Selección incorrecta de propiedades de la válvula de alivio de presión.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Riesgo de daño en el transformador debido a presiones excesivas.</li> <li>Impacto en la seguridad operacional del transformador.</li> </ol>	<p>Pruebas de operación semestrales.</p> <p>Calibrarla si es necesario.</p> <p>Asegurar la operación de la válvula es crucial para mantener la seguridad y protección del transformador. Las rondas de mantenimiento deben ser ejecutadas periódica y mandatoriamente.</p>
4	Alivio de Presión	Parcialmente	La válvula alivia parcialmente la presión de diseño.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Daño en los componentes internos de la válvula.</li> <li>Acumulación de contaminantes que afectan la operación de la válvula.</li> <li>Fallo en selección de válvula según condiciones de diseño.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Alivio insuficiente o lento de la presión en el transformador.</li> <li>Riesgo de daños en otros componentes debido al exceso de presión.</li> </ol>	<p>Pruebas de operación semestrales.</p> <p>Calibrarla si es necesario.</p> <p>Asegurar la operación de la válvula es crucial para mantener la seguridad y protección del transformador. Las rondas de mantenimiento deben ser ejecutadas periódica y mandatoriamente.</p>

Figura D.30: Hazard and Operability Study (HAZOP) Válvula de Alivio de Expansión Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 9.2

KRONTEC SPA		REALIZADO POR	P. COLOMA		HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) VALVULA DE ALIVIO DE PRESIÓN TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV KRNTC-EMA-RSG-HAZOP-9.3	Comentarios
22 DE ENERO 2024		JEFE PROYECTO	F. OCHOA			
REVISIÓN	N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Control Existente	Acciones Sugeridas
		EMITIDO PARA USO INTERNO			Consecuencias	
	1			<p>1. Daño en los sellos o empaquetaduras de la válvula.</p> <p>2. Corrosión o desgaste en la superficie de cierre de la válvula.</p> <p>3. Fallo estructural en la carcasa de la válvula.</p>	<p>1. Entrada de contaminantes y humedad en el transformador.</p> <p>2. Degradación de la calidad del aceite aislante.</p> <p>3. Riesgo de fallos eléctricos y aislamiento deficiente.</p> <p>4. Fuga de gases de falla.</p>	
5		Hermeticidad	No	La válvula no es hermética.	<p>Inspeccionar visualmente si hay fugas y si se observan daños en la estructura del relé Buchholz.</p> <p>Reemplazar sellos y reapretar.</p>	<p>Hacer pruebas de vacío-presión en el transformador para determinar estado de hermeticidad periódicamente.</p>

Figura D.31: Hazard and Operability Study (HAZOP) Válvula de Alivio de Expansión Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 9.3

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO		P. COLOMA F. OCHOA		HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) RELE DE PRESIÓN SÚBITA TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV		KronTec Comentarios	
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Consecuencias		Control Existente		Acciones Sugeridas	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas		Consecuencias		Acciones Sugeridas	
1	Detección de cambios de presión súbitos	No	El relé no detecta los cambios de presión súbitos.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Falla en los sensores de presión del relé.</li> <li>Problemas en la conexión eléctrica de los sensores.</li> <li>Fallo en la electrónica de detección del relé.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Falta de detección de eventos críticos de presión en el transformador.</li> <li>Pérdida de la capacidad de protección contra cambios súbitos de presión.</li> <li>Riesgo de daño catastrófico en el transformador por eventos no detectados.</li> </ol>	<p>Pruebas de operación semestrales. Cambiarlo si hay falla.</p>			
2	Detección de cambios de presión súbitos	Tarde	El relé detecta tardíamente a los cambios de presión súbitos.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Retardo en la señalización de los sensores de presión.</li> <li>Deterioro en la electrónica de procesamiento del relé.</li> <li>Aceite dieléctrico con propiedades fisicoquímicas incompatibles con el relé.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Retraso en la toma de acciones correctivas ante cambios súbitos de presión.</li> <li>Mayor riesgo de daño en el transformador debido a la demora en la detección.</li> <li>Posibilidad de afectar la integridad del sistema eléctrico.</li> </ol>	<p>Pruebas de operación semestrales. Cambiarlo si hay falla.</p>			

Figura D.32: Hazard and Operability Study (HAZOP) Relé de Presión Súbita Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 10.1

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) RELE DE PRESIÓN SÚBITA TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV		KronTec Comentarios
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Control Existente	Acciones Sugeridas	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias	
1						
3	Detección de cambios de presión súbitos	Antes	El relé detecta antes de lo indicado los cambios de presión súbita.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Sensibilidad excesiva de los sensores de presión.</li> <li>Variaciones en las condiciones fisicoquímicas del aceite que afectan la medición.</li> <li>Ajuste incorrecto de la sensibilidad del relé.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Generación de alarmas innecesarias ante cambios de presión normales.</li> <li>Detenciones de transformador imprevistas y erróneas.</li> </ol>	<p>Pruebas de operación semestrales.</p> <p>Cambiarlo si hay falla.</p>
4	Comunicación	No	El relé no puede comunicar los estados de alerta al sistema de control.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Falla en los dispositivos de comunicación del relé.</li> <li>Problemas en la configuración de las interfaces de comunicación.</li> <li>Daño en los cables de conexión al sistema de control.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Falta de notificación al sistema de control ante eventos críticos.</li> <li>Pérdida de la capacidad de supervisión remota del transformador.</li> <li>Dificultad para tomar acciones preventivas a tiempo.</li> <li>Riesgo de falla catastrófica por operación a sobrepresión.</li> </ol>	<p>Prueba de trip y alarma semestral.</p> <p>Si hay falla en redes, reparar. Si el relé falla, reemplazar.</p> <p>Revisar estado de redes y de funcionamiento del relé.</p>

Figura D.33: Hazard and Operability Study (HAZOP) Relé de Presión Súbita Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 10.2

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) RELÉ DE PRESIÓN SÚBITA TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV		KronTec Comentarios
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Control Existente	Acciones Sugeridas	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias	
5	Comunicación	Tarde	El relé comunica tardíamente los estados de alerta al sistema de control.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Retardo en la transmisión de datos al sistema de control.</li> <li>Problemas en la sensibilidad de respuesta del relé.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Retraso en la recepción de información crítica por parte del sistema de control.</li> <li>Mayor riesgo de daño en el transformador debido a la falta de alertas oportunas.</li> <li>Posibilidad de afectar la operatividad del sistema eléctrico.</li> </ol>	<p>Prueba de trip y alarma semestral.</p> <p>Reemplazar si hay estado fallido.</p> <p>Revisar estado de redes.</p>
6	Mantener la hermeticidad del medio	No	El relé no mantiene la hermeticidad del medio.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Fugas en las juntas o empaquetaduras del relé de presión súbita debido a desgaste.</li> <li>Daño en la carcasa del relé que compromete la hermeticidad.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Ingreso de humedad o contaminantes al relé, afectando su funcionamiento.</li> <li>Pérdida de la capacidad de detectar cambios de presión súbitos, y por lo tanto, aumentar el riesgo operacional del transformador.</li> <li>Riesgo de daño interno del relé de presión súbita.</li> <li>Fuga de gases de falla.</li> </ol>	<p>Inspeccionar visualmente si hay fugas y si se observan daños en la estructura del relé de presión súbita.</p> <p>Hacer pruebas de vacío-presión en el transformador para determinar estado de hermeticidad periódicamente.</p> <p>Reemplazar el relé.</p>

Figura D.34: Hazard and Operability Study (HAZOP) Relé de Presión Súbita Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 10.3

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO		P. COLOMA F. OCHOA		HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) RADIADORES TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV		KronTec Comentarios	
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Consecuencias		Control Existente		Acciones Sugeridas	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas		Control Existente		Acciones Sugeridas	
1	Disipar calor	Parcialmente	Los radiadores disipan una fracción menor de calor que la de diseño.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Acumulación de suciedad y obstrucción en las aletas de los radiadores.</li> <li>2. Reducción en la velocidad del flujo de aire que enfría los radiadores.</li> <li>3. Daño en las láminas de los radiadores que limita la disipación de calor.</li> <li>4. Temperatura exterior extremadamente alta.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Sobrecalentamiento del transformador debido a la disipación inadecuada de calor.</li> <li>2. Reducción gradual de la vida útil del transformador por condiciones inadecuadas.</li> <li>3. Degradación acelerada del aceite aislante por temperaturas elevadas.</li> <li>4. Posibilidad de reducir la capacidad de carga del transformador por temperatura excesiva.</li> </ol>	<p>Controlar preventivamente limpiando la superficie del radiador cada 2 semanas.</p> <p>Medir la temperatura diariamente del aceite de arriba y abajo del estanque, medir la temperatura ambiente en terreno.</p>	<p>Monitoriar continuamente la temperatura del aceite arriba y abajo del estanque.</p> <p>Incorporar un sistema experto que reúna las variables térmicas y energéticas tal que estime el rendimiento del sistema de disipación de calor.</p> <p>Ambas propiedades están ligadas.</p>		
2	Eficiencia térmica	Menos	Los radiadores cuentan con una menor eficiencia térmica que la de diseño.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Acumulación de suciedad en la superficie de intercambio térmico.</li> <li>2. Deformación mecánica en los radiadores que reduce la efectividad del flujo de aire.</li> <li>3. Obstrucción en los canales internos de los radiadores.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Mayor temperatura del aceite y del transformador en general.</li> <li>2. Posibilidad de afectar la capacidad de carga a largo plazo del transformador.</li> <li>3. Riesgo de degradación excesiva del aislamiento debido a temperaturas elevadas.</li> </ol>	<p>Controlar preventivamente limpiando la superficie del radiador cada 2 semanas.</p> <p>Medir la temperatura diariamente del aceite de arriba y abajo del estanque, medir la temperatura ambiente en terreno.</p>	<p>Monitoriar continuamente la temperatura del aceite. Incorporar un sistema experto que reúna las variables térmicas y energéticas tal que estime el rendimiento del sistema de disipación de calor.</p> <p>Implementar termografías rutinarias.</p> <p>Ambas propiedades están ligadas.</p>		

Figura D.35: Hazard and Operability Study (HAZOP) Radiadores Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 11.1

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) RADIADORES TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV		KronTec Comentarios
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Control Existente	Acciones Sugeridas	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias	
3	Integridad estructural	Menos	Los radiadores cuentan con un integridad estructural deficiente.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Corrosión en los materiales de los radiadores.</li> <li>Desgaste mecánico de las estructuras de soporte.</li> <li>Falta de mantenimiento preventivo que afecta la integridad.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Riesgo de daño estructural de los radiadores, afectando la efectividad de refrigeración.</li> <li>Riesgo de fuga de aceite dieléctrico.</li> </ol>	<p>Realizar pruebas de vacío-presión al transformador, evaluar estado y corregir fallas.</p> <p>Desarrollar procedimiento para cubrir fugas en caso de emergencia.</p> <p>Contar con mantenedores capacitados.</p> <p>Monitorear el nivel de aceite en línea.</p> <p>Inspeccionar visualmente en terreno.</p>
4	Hermeticidad	No	Los radiadores no son un sistema hermético.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Fugas en las juntas o soldaduras de los radiadores.</li> <li>Daño en las válvulas de entrada y salida de aceite.</li> <li>Desgaste de los sellos utilizados en la construcción de los radiadores.</li> <li>Corrosión de estructura de radiadores.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Ingreso de humedad y contaminantes al sistema de aceite dieléctrico.</li> <li>Deterioro acelerado del aislamiento y del aceite.</li> <li>Riesgo de fuga de aceite.</li> </ol>	<p>Realizar pruebas de vacío-presión al transformador, evaluar estado y corregir fallas.</p> <p>Inspeccionar visualmente si hay fugas y si se observan daños en la estructura del transformador.</p> <p>Realizar pruebas de vacío-presión al transformador, evaluar estado y corregir fallas.</p> <p>Cuidar la superficie de los radiadores es clave para un enfriamiento correcto.</p>

Figura D.36: Hazard and Operability Study (HAZOP) Radiadores Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 11.2

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO		P. COLOMA F. OCHOA		HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) RADIADORES TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV		KronTec	
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Consecuencias		Control Existente		Acciones Sugeridas	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas				Comentarios	
5	Libre flujo de aceite	No	No hay flujo de aceite dieléctrico dentro de los radiadores.	1. Obstrucción en las tuberías que conectan los radiadores al transformador. 2. Acumulación de sedimentos en el fondo de los radiadores.	1. Reducción de la capacidad de refrigeración de los radiadores. 2. Aumento descontrolado de la temperatura interna del transformador. 3. Riesgo de daño permanente en el aislamiento sólido por falta de enfriamiento adecuado.	No hay.	Integrar medición de presión y caudal después de la bomba para asegurar el correcto flujo del aceite. Generar históricos de los valores medidos para estimar el nivel de flujo interno. Incorporar sistema de alarma en SCADA que alerte del estado fallido del radiador.	Ambos pueden ser mitigados con el mismo método. Es necesario asegurar el correcto flujo para cuidar la salud del aceite aislante.	
6	Libre flujo de aceite	Parcialmente	Hay un flujo parcial de aceite dentro de los radiadores.	1. Acumulación de sedimentos en el fondo de los radiadores debido a falta de mantenimiento. 2. Desgaste en las bombas de circulación de aceite que reduce su capacidad de flujo. 3. Obstrucción parcial en las tuberías de conexión de los radiadores al transformador. 4. Presencia de burbujas de aire atrapadas en el sistema de aceite.	1. Disminución del enfriamiento del transformador debido al flujo de aceite parcial. 2. Aumento de la temperatura media del aceite y del transformador. 3. Posibilidad de degradación acelerada del aislamiento por temperaturas elevadas. 4. Mayor desgaste en las bombas de circulación y riesgo de falla.	No hay.	Integrar medición de presión y caudal después de la bomba para asegurar el correcto flujo del aceite. Generar históricos de los valores medidos para estimar el nivel de flujo interno.	Ambos pueden ser mitigados con el mismo método. Es necesario asegurar el correcto flujo para cuidar la salud del aceite aislante.	

Figura D.37: Hazard and Operability Study (HAZOP) Radiadores Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 11.3

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) BOMBA DE ACEITE FORZADO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV KRNTC-EMA-RSG-HAZOP-12.1	KronTec Comentarios	
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Control Existente	Acciones Sugeridas	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias	
1	Caudal	No	La bomba no suministra caudal.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Falla en el motor de la bomba, lo que impide su funcionamiento.</li> <li>Obstrucción en la entrada de succión de la bomba que evita el flujo de aceite.</li> <li>Daño mayor en el impulsor de la bomba imposibilitando su capacidad de bombeo.</li> <li>Pérdida de la fuente de alimentación eléctrica de la bomba.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Falta de circulación de aceite en el transformador, sobrecalentándolo.</li> <li>Posibilidad de daño en el aislamiento del transformador debido a la falta de enfriamiento.</li> <li>Interrupción en el suministro de energía debido a la falla en el transformador.</li> <li>Necesidad de reparación o reemplazo de la bomba.</li> </ol>	<p>Registrar la medición del barómetro en terreno en la ronda de inspección diaria.</p> <p>Medir la corriente de carga de la bomba.</p> <p>Incorporar monitoreo de presión, temperatura y caudal en línea y conectar con un sistema SCADA.</p> <p>Generar alarmas para el estado de no flujo.</p> <p>Eventualmente puede monitorearse más avanzadamente la bomba, por ejemplo, monitoreando las vibraciones. Sin embargo, es un activo pequeño y la detección del estado fallido en línea debería ser suficiente.</p>
2	Caudal	Más	La bomba suministra mayor caudal que el de diseño.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Regulador de velocidad defectuoso que aumenta el caudal de la bomba.</li> <li>Ajuste incorrecto en la configuración de la bomba.</li> <li>Falla en los dispositivos de control de caudal de la bomba.</li> <li>Sobrecarga en el sistema que exige un mayor flujo de aceite.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Mayor circulación de aceite en el transformador de lo requerido.</li> <li>Posibilidad de desgaste prematuro de la bomba y otros componentes.</li> <li>Mayor consumo de energía eléctrica, reducción de eficiencia energética.</li> </ol> <p>Registrar la medición del barómetro en terreno en la ronda de inspección diaria.</p>	<p>Incorporar monitoreo de presión, temperatura y caudal en línea y conectar con un sistema SCADA.</p> <p>Implementar un variador de frecuencia para controlar la velocidad de rotación de la bomba.</p> <p>Evaluar las condiciones de aceite.</p> <p>Eventualmente puede monitorearse más avanzadamente la bomba, por ejemplo, monitoreando las vibraciones. Sin embargo, es un activo pequeño y la detección del estado fallido en línea debería ser suficiente.</p>

Figura D.38: Hazard and Operability Study (HAZOP) Bomba de Aceite Forzado Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 12.1

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) BOMBA DE ACEITE FORZADO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV KRNTC-EMA-RSG-HAZOP-12.2	KronTec Comentarios		
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Control Existente	Acciones Sugeridas		
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias		
3	Caudal	Menos	La bomba alcanza menos que el caudal de diseño.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Obstrucción parcial en la tubería de succión de la bomba.</li> <li>Pérdida de eficiencia en el motor de la bomba.</li> <li>Reducción en la velocidad de rotación del impulsor de la bomba.</li> <li>Variaciones en la viscosidad del aceite que afectan el caudal.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Menor circulación de aceite de la necesaria para el enfriamiento.</li> <li>Posibilidad de sobrecalentamiento del transformador.</li> <li>Riesgo de daño en el aislamiento debido a la falta de circulación adecuada.</li> </ol>	<p>Incorporar monitoreo de presión, temperatura y caudal en línea y conectar con un sistema SCADA.</p> <p>Implementar un variador de frecuencia para controlar la velocidad de rotación de la bomba.</p> <p>Evaluar las condiciones de aceite.</p>	<p>Eventualmente puede monitorearse más avanzadamente la bomba, por ejemplo, monitoreando las vibraciones. Sin embargo, es un activo pequeño y la detección del estado fallido en línea debería ser suficiente.</p>
4	Presión de descarga	Menos	La presión de descarga es menor a la de diseño.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Pérdida de eficiencia en la bomba que no logra generar la presión necesaria.</li> <li>Obstrucción en la tubería de descarga que reduce la presión.</li> <li>Fugas en el sistema de aceite que disminuyen la presión.</li> <li>Desgaste en las piezas internas de la bomba.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Insuficiente circulación de aceite en el transformador.</li> <li>Riesgo de sobrecalentamiento y daño en el transformador</li> </ol>	<p>Incorporar monitoreo de presión, temperatura y caudal en línea y conectar con un sistema SCADA.</p> <p>Implementar un variador de frecuencia para controlar la velocidad de rotación de la bomba.</p> <p>Evaluar las condiciones de aceite.</p>	<p>Registrar la medición del barómetro en terreno en la ronda de inspección diaria.</p> <p>Registrar la medición del barómetro en terreno en la ronda de inspección diaria.</p>

Figura D.39: Hazard and Operability Study (HAZOP) Bomba de Aceite Forzado Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 12.2

KRONTEC SPA		REALIZADO POR		HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP)		KronTec	
22 DE ENERO 2024		JEFE PROYECTO		BOMBA DE ACEITE FORZADO TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV			
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		KRNTC-EMA-RSG-HAZOP-12.3		Comentarios	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias		Control Existente
5	Presión de descarga	Otro	La presión de descarga es diferente a la solicitada.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Ajustes incorrectos en la configuración de la bomba.</li> <li>Variaciones en la demanda de aceite que generan presiones variables.</li> <li>Mal funcionamiento y/o calibración incorrecta de los instrumentos de medición de presión.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Presión de aceite inadecuada en el sistema.</li> <li>Riesgo de daño en componentes sensibles a la presión.</li> <li>Posibilidad de errores en el funcionamiento del transformador.</li> <li>Necesidad de ajustes y verificación de la configuración.</li> <li>Potencial insuficiencia de capacidad de refrigeración.</li> </ol>	<p>Registrar la medición del barómetro en terreno en la ronda de inspección diaria.</p>	<p>Incorporar monitoreo de presión, temperatura y caudal en línea y conectar con un sistema SCADA.</p> <p>Implementar un variador de frecuencia para controlar la velocidad de rotación de la bomba.</p> <p>Evaluar el estado de salud de la bomba.</p>
6	Eficiencia energética	Menos	La bomba opera con una menor eficiencia energética que la de diseño.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Desgaste en el motor de la bomba que reduce su eficiencia.</li> <li>Obstrucción en la tubería de succión o de descarga que aumenta la carga en el motor.</li> <li>Variaciones en la tensión y la calidad de suministro eléctrico que afectan el rendimiento.</li> <li>Daños en el impulsor de la bomba.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Mayor consumo de energía eléctrica para la operación de la bomba.</li> <li>Posibilidad de sobrecalentamiento del motor.</li> <li>Aumento de costos operativos.</li> <li>Necesidad de mantenimiento y posible reemplazo de componentes.</li> </ol>	<p>No hay.</p>	<p>Incorporar sistema de gestión energética para evaluar el consumo energético y calidad de energía suministrada a la bomba.</p> <p>Implementar filtros activos y sistemas como variadores de frecuencia para optimizar el control sobre la bomba.</p>

Figura D.40: Hazard and Operability Study (HAZOP) Bomba de Aceite Forzado Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 12.3

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) VENTILADORES DE AIRE TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV KRNTC-EMA-RSG-HAZOP-13.1		KronTec Comentarios
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Control Existente	Acciones Sugeridas	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias	
1	Flujo de aire	No	Los ventiladores no producen flujo de aire.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Falla en el motor de los ventiladores que impide la generación de flujo de aire.</li> <li>Interrupción en el suministro eléctrico de los ventiladores.</li> <li>Obstrucción en las entradas de aire que bloquea el flujo.</li> <li>Ruptura de las aspas de los ventiladores.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Falta de enfriamiento adecuado en el transformador y aumento de la temperatura media.</li> <li>Posibilidad de daño en el aislamiento debido al sobrecalentamiento.</li> <li>Riesgo de fallo en el sistema eléctrico.</li> </ol>	<p>Monitorar si los ventiladores están activos o no en las rondas de mantenimiento.</p> <p>Limpiar los álabes 2 veces al mes en las rondas de mantenimiento.</p> <p>Incorporar sistema de gestión energética para evaluar el consumo energético y determinar si está operando o no, y el nivel de rendimiento del ventilador.</p>
2	Flujo de aire	Más	Hay un flujo de aire mayor que el deseado.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Regulador de velocidad defectuoso que aumenta el flujo de aire.</li> <li>Configuración incorrecta de los ventiladores.</li> <li>Sobrecarga en el sistema que demanda un mayor flujo de aire.</li> <li>Falla en los dispositivos de control de velocidad.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Reducción de eficiencia energética por mayor consumo eléctrico para refrigerar.</li> <li>Degradación acelerada de los ventiladores.</li> </ol>	<p>No hay.</p> <p>Incorporar sistema de gestión energética para evaluar el consumo energético y determinar si está operando o no, y el nivel de rendimiento del ventilador.</p>

Figura D.41: Hazard and Operability Study (HAZOP) Ventiladores de Aire Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 13.1

KRONTEC SPA		REALIZADO POR		P. COLOMA		HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP)		KronTec	
22 DE ENERO 2024		JEFE PROYECTO		F. OCHOA		VENTILADORES DE AIRE TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 kV - 13,8 kV			
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Consecuencias		Control Existente		Acciones Sugeridas	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas		Consecuencias		Comentarios	
3	Flujo de aire	Menos	Hay un flujo de aire menor que el deseado.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Obstrucción parcial en las entradas de aire de los ventiladores.</li> <li>Pérdida de eficiencia en los motores de los ventiladores.</li> <li>Reducción en la velocidad de rotación de las aspas.</li> <li>Descalibración del sistema de control de los ventiladores.</li> <li>Suciedad acumulada en la superficie de las aspas.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Insuficiente enfriamiento del transformador.</li> <li>Riesgo de sobrecalentamiento y daño en el aislamiento.</li> <li>Posibilidad de pérdida de capacidad de carga del transformador.</li> <li>Aumento de riesgo de falla catastrófica en ventiladores.</li> </ol>	No hay.	<p>Incorporar sistema de gestión energética para evaluar el consumo energético y determinar si está operando o no, y el nivel de rendimiento del ventilador.</p>		
4	Eficiencia energética	Menos	Los ventiladores operan con una menor eficiencia energética que la de diseño.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Desgaste en los motores de los ventiladores que reduce su eficiencia.</li> <li>Obstrucción en las entradas de aire que aumenta la carga en los motores.</li> <li>Variaciones en la calidad de la energía suministrada a los motores eléctricos.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Mayor consumo de energía eléctrica para la operación de los ventiladores.</li> <li>Aumento de costos operativos.</li> <li>Posibilidad de sobrecalentamiento de los motores.</li> <li>Degradación acelerada del sistema de refrigeración forzada.</li> <li>Posible insuficiencia de ventilación.</li> </ol>	No hay.	<p>Incorporar sistema de gestión energética para evaluar el consumo energético y calidad de energía suministrada a la bomba.</p> <p>Implementar filtros activos y sistemas como variadores de frecuencia para optimizar el control los ventiladores.</p>		

Figura D.42: Hazard and Operability Study (HAZOP) Ventiladores de Aire Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 13.2

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO		P. COLOMA F. OCHOA		HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) SUMINISTRO DE ENERGÍA TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV		KronTec Comentarios	
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Control Existente		Acciones Sugeridas			
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias	Control Existente	Acciones Sugeridas		
1	Regulación de tensión	Más	Aumento de la tensión eléctrica por encima de los niveles de diseño.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Variaciones en la generación de energía eléctrica que resultan en un aumento de la tensión.</li> <li>Falla en los dispositivos reguladores de tensión.</li> <li>Problemas en la red eléctrica que causan picos de tensión.</li> <li>Aumento de la carga en el transformador que eleva la tensión.</li> <li>Descarga atmosférica.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Daño a los equipos eléctricos sensibles a la tensión.</li> <li>Posibilidad de fallos en los dispositivos electrónicos.</li> <li>Riesgo de cortocircuitos y sobrecargas en la red eléctrica.</li> <li>Pérdida de vida útil de los componentes eléctricos.</li> </ol>	<p>Detectar mediante relés de protección y controlar desconectando el transformador.</p> <p>Conducir las descargas por el pararrayos a tierra.</p> <p>Mantener la malla de tierra en condiciones óptimas de servicio.</p>			
2	Regulación de tensión	Variación	Variaciones inesperadas en la tensión eléctrica.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Fluctuaciones en la generación de energía eléctrica.</li> <li>Reguladores de tensión con ajustes inestables.</li> <li>Problemas intermitentes en la red eléctrica.</li> <li>Cambios en la carga que generan variaciones de tensión.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Inestabilidad en la operación de equipos sensibles.</li> <li>Posibilidad de daño en componentes electrónicos por cambios bruscos.</li> <li>Pérdida de calidad en la producción debido a variaciones.</li> </ol>	<p>Controlar la tensión suministrada con el cambiador de derivaciones.</p> <p>Interrumpir el suministro en caso de exceder el nivel de diseño.</p> <p>Disminuir la carga ágilmente en coordinación con operaciones si hay menor potencia disponible.</p>			

Figura D.43: Hazard and Operability Study (HAZOP) Suministro de Energía Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 14.1

KRONTEC SPA 22 DE ENERO 2024		REALIZADO POR JEFE PROYECTO	P. COLOMA F. OCHOA	HAZARD AND OPERABILITY STUDY (HAZOP) SUMINISTRO DE ENERGÍA TRANSFORMADOR ELÉCTRICO 110 KV - 13,8 KV		KronTec Comentarios
REVISIÓN		EMITIDO PARA USO INTERNO		Control Existente	Acciones Sugeridas	
N°	Propiedad	Palabra Guía	Desviación/Evento	Posibles Causas	Consecuencias	
1						
4	Protección contra sobrecargas	Temprano	El sistema de protección se activa de manera prematura.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Ajustes demasiado sensibles en los dispositivos de protección.</li> <li>Variaciones temporales en la carga que activan la protección.</li> <li>Configuración incorrecta de los umbrales de protección.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Interrupciones frecuentes por protección innecesaria.</li> <li>Desgaste prematuro de dispositivos de protección.</li> <li>Posibilidad de fallos en la operación por activación temprana.</li> <li>Impacto en la continuidad de procesos críticos.</li> </ol>	Calibrar el sistema de protección anualmente.
5	Protección contra sobrecargas	Tarde	El sistema de protección se activa tardíamente.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Ajustes insensibles en los dispositivos de protección.</li> <li>Sobrecargas momentáneas que no activan la protección.</li> <li>Falla en los dispositivos de protección por falta de mantenimiento.</li> <li>Retardo en la detección de sobrecargas.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Riesgo de daño en equipos eléctricos por protección tardía.</li> <li>Posibilidad de sobrecargas peligrosas antes de la protección.</li> <li>Impacto en la estabilidad de la red eléctrica.</li> </ol>	Calibrar el sistema de protección anualmente.

Figura D.44: Hazard and Operability Study (HAZOP) Suministro de Energía Transformador Eléctrico 110 kV - 13,8 kV, 14.2