

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL  
CUSCO**

**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA, ELECTRONICA,  
INFORMATICA Y MECANICA**

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA ELECTRICA**



**INFORME TECNICO**

**ELABORACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE  
PROCEDIMIENTOS Y PROTOCOLOS PARA PRUEBAS  
ELÉCTRICAS CON INYECCIÓN PRIMARIA DE TENSIÓN  
Y CORRIENTE PARA TRANSFORMADORES DE  
POTENCIA (SUBESTACIONES ELÉCTRICAS MÓVILES  
22.9/7.2KV) AISLADAS EN GAS HEXAFLORURO DE  
AZUFRE (SF6)**

**PRESENTADO POR:  
Br. NICO DINO DAVALOS GARCIA**

**PARA OPTAR AL TITULO  
PROFESIONAL DE INGENIERO  
ELECTRICISTA**

**EN LA MODALIDAD POR SERVICIOS A  
NIVEL PROFESIONAL**

**CONSEJERO:  
Mg. MARIO GONZALES VARGAS**

**CUSCO – PERU**

**2024**

# INFORME DE ORIGINALIDAD

(Aprobado por Resolución Nro. CU-303-2020-UNSAAC)

El que suscribe, Asesor del trabajo de investigación/tesis titulada: Elaboración e Implementación de procedimientos y protocolos para pruebas eléctricas con inyección primaria de tensión y corriente para transformadoras de potencia (subestaciones eléctricas) móviles 22.9/7.2 KV Aisladas en GAS hexafluoruro de azufre (SF6).

presentado por: Mtro Dño Dávalos García con DNI Nro.: 23977057 presentado por: ..... con DNI Nro.: ..... para optar el título profesional/grado académico de Ingeniero Electricista

Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 4 veces, mediante el Software Antiplagio, conforme al Art. 6° del **Reglamento para Uso de Sistema Antiplagio de la UNSAAC** y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de 8 %.

Evaluación y acciones del reporte de coincidencia para trabajos de investigación conducentes a grado académico o título profesional, tesis

Porcentaje	Evaluación y Acciones	Marque con una (X)
Del 1 al 10%	No se considera plagio.	X
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las correcciones.	
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, quien a su vez eleva el informe a la autoridad académica para que tome las acciones correspondientes. Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a Ley.	

Por tanto, en mi condición de asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y **adjunto** la primera página del reporte del Sistema Antiplagio.

Cusco, 30 de Julio de 2024



Firma

Post firma Marco Gonzales Vargas

Nro. de DNI 23905749

ORCID del Asesor 0000-0002-3727-0253

Se adjunta:

1. Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
2. Enlace del Reporte Generado por el Sistema Antiplagio: oid: 27259:370833181

NOMBRE DEL TRABAJO

**Informe Tecnico\_Nico Dávalos.docx**

AUTOR

**NICO DINO DAVALOS GARCIA**

RECUENTO DE PALABRAS

**24367 Words**

RECUENTO DE CARACTERES

**134439 Characters**

RECUENTO DE PÁGINAS

**154 Pages**

TAMAÑO DEL ARCHIVO

**5.2MB**

FECHA DE ENTREGA

**Jul 30, 2024 3:16 PM GMT-5**

FECHA DEL INFORME

**Jul 30, 2024 3:17 PM GMT-5**

### ● 8% de similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para cada base de datos.

- 7% Base de datos de Internet
- Base de datos de Crossref
- 2% Base de datos de trabajos entregados
- 0% Base de datos de publicaciones
- Base de datos de contenido publicado de Crossref

### ● Excluir del Reporte de Similitud

- Material bibliográfico
- Coincidencia baja (menos de 18 palabras)
- Material citado

## PRESENTACION

Para la Compañía Minera Antapaccay, las subestaciones eléctricas móviles y, por ende, los transformadores de potencia son equipos críticos y estratégicos para la operación, ya que aseguran un suministro continuo de energía a los equipos de carguío y perforación. Estos incluyen las 7 palas eléctricas y las 4 perforadoras eléctricas, que desempeñan la función irremplazable de perforar y extraer el mineral. La interrupción inesperada del suministro de energía a los equipos de perforación y carguío es crítica y representa un riesgo significativo para la operación debido a su importancia en el proceso de producción.

En el mercado mundial actual aún no se cuenta con equipos, generadores, subestaciones móviles y compactas que puedan generar o suministrar energía eléctrica continua y confiable con potencias superiores a 8MW.

La expansión y profundización de los tajos norte y sur de la operación conlleva al incremento en la frecuencia de traslado y movimiento de las subestaciones eléctricas móviles comprometiendo en así la geometría del transformador por los pisos y vías no afirmados.

Las guías y normas técnicas consultados para la elaboración del presente informe técnico recomiendan valores porcentuales (%) de aceptación como también de revisión y recomendaciones para realizar una reevaluación a la prueba ejecutada si en el caso no se pudiera mejorar estas lecturas de resultados o interpretación a los resultados de la prueba se deberá contar con un servicio externo y especializado para tal caso.

En el informe técnico desarrollado se describe e interpretan los resultados de las pruebas ejecutadas en el campo, como también se elabora la plantilla para ingresar los datos de placa y fabrica de los equipos como una partida de nacimiento del equipo en el SAP, como también la ilustración por medio de gráficos y dibujos de los conexiones del equipo de prueba hacia el transformador a ser probado.

## ÍNDICE

### CONTENIDO

PRESENTACION.....	II
GLOSARIO .....	XIV
NOMENCLATURA .....	XX
RESUMEN .....	XXII
CAPITULO I .....	1
ASPECTOS REFERENCIALES .....	1
1.1. Razón Social .....	1
1.2. Estrategia empresarial de la Compañía Minera Antapaccay .....	2
1.2.1. Salud y Seguridad .....	2
1.2.2. Medio Ambiente .....	2
1.2.3. Relaciones Comunitarias .....	2
1.2.4. DDHH.....	2
1.2.5. Valores.....	2
1.3. Organigrama Compañía Minera Antapaccay de la gerencia senior.....	5
1.4. Cronograma de Actividades.....	7
CAPITULO II .....	11
2.1. Introducción .....	11
2.2. Objetivos.....	11
2.2.1. Objetivo general .....	11
2.2.2. Objetivos específicos.....	12
2.3. Planteamiento del problema .....	12
2.4. Justificación .....	13
CAPÍTULO III .....	15

MARCO TEORICO.....	15
3.1. Subestación eléctrica móvil .....	15
3.2. Transformador de potencia.....	16
3.2.1. Curva de magnetización.....	17
3.3. Clasificación del transformador de potencia.....	19
3.3.1. Partes del transformador de potencia.....	20
3.3.2. Principales fallas en un transformador de potencia .....	24
3.3.3. Estadística de las Fallas en los Transformadores de Potencia .....	24
3.4. Normas y guías técnicas de consulta .....	33
3.4.1. Principales normas aplicado a subestaciones eléctricas.....	33
3.4.2. Principales normas aplicado a transformadores de potencia .....	35
3.5. Pruebas eléctricas al transformador de potencia .....	36
3.6. Clasificación de pruebas.....	37
3.6.1. Pruebas tipo .....	37
3.6.2. Pruebas de rutina .....	38
3.6.3. Pruebas de sitio.....	41
3.6.4. Pruebas de mantenimiento preventivo (operativo) .....	41
3.6.5. Influencia de las condiciones ambientales en la ejecución de pruebas eléctricas.....	42
3.7. Pruebas dieléctricas al aceite del transformador .....	43
3.7.1. Muestreo para detección de gases disueltos .....	44
3.7.2. Instrucciones y recomendaciones .....	45
3.7.3. Material de muestreo.....	46
3.7.4. Método para la muestra.....	46
3.8. Pruebas Fisicoquímicas.....	48
3.8.1. Rigidez Dieléctrica (ASTM D877): Unidad: kV/2.00mm .....	48

3.8.2. Índice de neutralización (ASTM D974); Unidad: mgKOH/g aceite .....	49
3.8.3. Tensión interfacial (ASTM D971): Unidad: dinas/cm.....	50
3.8.4. Factor de Potencia a 25°C y 100°C (ASTM D924); Unidad% .....	51
3.8.5. Gravedad Específica (ASTM D1298) .....	51
3.8.6. Sedimentos (ASTM D1698).....	52
3.8.7. Color (ASTM D1500) e Inspección Visual (ASTM D1524) .....	52
3.8.8. Contenido de agua (ASTM D1533); Unidad: ppm .....	54
3.8.9. Contenido de inhibidor de oxidación (ASTM D2668).....	56
3.8.10. Contenido de metales .....	57
3.8.11. Rango de valores para el análisis fisicoquímico .....	58
3.8.12. Contenido de furanos (ASTM D5837) .....	59
3.8.13. Contenido de PCB (ASTM D4059).....	60
3.8.14. Filtración de aceites .....	61
3.8.15. Pruebas de Laboratorio .....	62
3.8.16. Prueba de cromatografía de gases (ASTM D3612).....	62
3.8.17. Interpretación Cualitativa.....	64
3.8.18. Interpretación Cuantitativa.....	67
3.9. Equipos de Pruebas Eléctricas.....	75
3.9.1. Descripción de los equipos de medición y prueba .....	75
CAPITULO IV .....	82
4.1. Análisis de Gases Disueltos en aceite al transformador de potencia.82	
4.1.1. Informe de Resultados de Análisis de aceite al transformador de potencia. 82	
4.1.2. Resultado de los Análisis de Gases Disueltos en Aceite (*).....	82
4.1.3. Resultado de los Análisis Fisicoquímico.....	87
4.1.3. Resultado de los Análisis de Gases Disueltos en Aceite.....	87

4.2. Cálculos Adicionales .....	88
4.2.1. Gases Disueltos en el Aceite.....	88
4.2.2. Diagnóstico y Recomendaciones .....	88
4.2.3. Calidad del Aceite .....	88
4.2.4. Estado Operacional.....	89
4.2.5. Pruebas eléctricas al transformador de potencia 10-12.5MVA 22.9/7.2KV y análisis de resultados.....	89
4.2.6. Descripción matemática del circuito equivalente del transformador .....	89
4.2.7. Prueba y medición de la corriente de excitación .....	95
4.2.8. Condiciones previas a la prueba .....	95
4.2.9. Tensiones de prueba.....	97
4.2.10. Procedimiento de prueba .....	97
4.2.11. Análisis de resultados.....	101
4.2.12. Prueba y medición de factor de potencia/tan $\delta$ .....	101
4.2.13. Condiciones previas a la prueba .....	104
4.2.14. Tensiones de prueba.....	105
4.3. Procedimiento de prueba.....	106
4.3.1. Análisis de resultados .....	110
4.3.2. Medición de relación de transformación .....	110
4.3.3. Condiciones previas a la prueba .....	111
4.3.4. Tensiones de prueba.....	113
4.3.5. Procedimiento de prueba .....	113
4.3.6. Análisis de resultados .....	116
4.3.7. Medición de reactancia de dispersión .....	116
4.3.8. Condiciones de prueba .....	117
4.3.9. Tensiones de prueba .....	118

Consideraciones especiales .....	119
4.3.10. Procedimiento de medición .....	120
CAPITULO V .....	125
5.1. Resúmenes de mediciones .....	125
5.1.1. Mediciones de pruebas de reactancia de dispersión.....	125
5.1.2. Análisis de resultados.....	125
5.1.3. Medición de resistencia de aislamiento (Megger) .....	126
5.1.4. Condiciones previas a la prueba .....	127
5.1.5. Tensiones de prueba .....	127
5.1.6. Procedimiento de prueba .....	128
5.1.7. Resumen de mediciones: .....	129
5.1.8. Análisis de resultados.....	129
5.2. Prueba de resistencia óhmica de los devanados .....	130
5.3. Método de caída de potencial.....	131
5.3.1. Condiciones previas a la prueba .....	131
5.3.2. Determinación de la temperatura. ....	131
5.4. ANÁLISIS ECONÓMICO .....	133
5.4.1. Metodología de Cálculo.....	133
5.4.2. Ecuación de disponibilidad de Pala Eléctrica .....	133
5.4.3. Ecuación de disponibilidad de Perforadora Eléctrica .....	133
CONCLUSIONES.....	135
RECOMENDACIONES .....	136

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 <i>Periodicidad para el mantenimiento de los transformadores de potencia</i> ..	8
Tabla 1.2 <i>Actividades previas a las pruebas eléctricas</i> .....	9
Tabla 1.3 <i>Pruebas eléctricas</i> .....	10
Tabla 3.1 <i>Principales normas aplicado a subestaciones eléctricas</i> .....	33
Tabla 3.2 <i>Principales normas aplicado a transformadores de potencia</i> .....	35
Tabla 3.3 <i>Muestreo de aceite de la jeringa</i> .....	47
Tabla 3.4 <i>Valores de índice de neutralización</i> .....	49
Tabla 3.5 <i>Valores de tensión interfacial</i> .....	50
Tabla 3.6 <i>Números típicos del comparador de aceites</i> .....	54
Tabla 3.7 <i>Rango de valores para el análisis fisicoquímico</i> .....	58
Tabla 3.8 <i>Valores de contenido de furanos</i> .....	60
Tabla 3.9 <i>Gases combustibles</i> .....	63
Tabla 3.10 <i>Gases no combustibles</i> .....	63
Tabla 3.11 <i>Guía de indicadores de degradación del sistema aislante</i> .....	64
Tabla 3.12 <i>Concentraciones de gas disuelto (ppm)</i> .....	68
Tabla 3.13 <i>Guía de concentraciones de gases disueltos</i> .....	68
Tabla 3.14 <i>Guía de gases clave para la relación de rogers</i> .....	69
Tabla 3.15 <i>Diagnóstico de dörnenberg</i> .....	70
Tabla 3.16 <i>Concentraciones de gases disueltos para el método de dörnenberg</i>	71
Tabla 3.17 <i>Gases clave de la relación de dörnenberg</i> .....	71
Tabla 3.18 <i>Modificado de la tabla del triángulo duval – a noble technique for dca in power transformers sukhbir sing and m.n. bandyopadhyay, 2010 y different dca technique for monitoring of transformers. rohit kumar arora 2013</i> .....	74
Tabla 4.1 <i>Mediciones de corriente de excitación</i> .....	100

Tabla 4.2 <i>Tensiones de prueba para la medición de la capacitancia y <math>\tan\delta</math> del transformador</i> .....	105
Tabla 4.3 <i>Mediciones de prueba para la capacitancia y <math>\tan\delta</math></i> .....	109
Tabla 4.4 <i>Mediciones de prueba para <math>ttr</math></i> .....	115
Tabla 5.1 <i>Mediciones de pruebas de reactancia de dispersión</i> .....	125
Tabla 5.2 <i>Tensiones de prueba para la medición de la resistencia de aislamiento</i>	127
Tabla 5.3 <i>Mediciones de prueba de resistencia de aislamiento</i> .....	129

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 <i>Ubicación geográfica c.m.a. Minera antapaccay</i> .....	4
Figura 1.2 <i>Organigrama c.m.a. Minera antapaccay</i> .....	6
Figura 3.1 <i>Subestación eléctricas móvil compacto en sf6 (hexafloruro de azufre) de 10-12mva – 22.9/7.2kva</i> .....	16
Figura 3.2 <i>Transformador ideal</i> .....	17
Figura 3.3 <i>Curva de histéresis de un transformador.</i> .....	18
Figura 3.4 <i>Partes principales de transformador de potencia</i> .....	20
Figura 3.5 <i>Devanados del transformador</i> .....	22
Figura 3.6 <i>Bobinas del transformador</i> .....	23
Figura 3.7 <i>Estadística de fallas del transformador de acuerdo con la investigación de o. Ramirez</i> .....	25
Figura 3.8 <i>Estadística de fallas del transformador de acuerdo con el reporte cigre</i> .	25
Figura 3.9 <i>Perdida de aislamiento y corto circuito de bobina</i> .....	26
Figura 3.10 <i>Desplazamiento de bobina</i> .....	28
Figura 3.11 <i>Porcelana de aislador bushing con rajadura imperceptible a la vista</i> ....	29
<i>Figura 3.12 Porcelana de aislador bushing con rajadura</i> .....	29
Figura 3.13 <i>Diagrama conceptual de análisis de gases disueltos dga</i> .....	44
Figura 3.14 <i>Jeringa esterilizada para retiro de muestra de aceite</i> .....	47
Figura 3.15 <i>Índice de meyers de colores del aceite de acuerdo con la inspección astm-d-1524</i> .....	53
Figura 3.16 <i>Molécula de askarel</i> .....	60
Figura 3.17 <i>Aceite sobrecalentado - descomposición térmica del aceite</i> .....	65
Figura 3.18 <i>Formación de arcos en el aceite del transformador</i> .....	65
Figura 3.19 <i>Descomposición por efecto corona en el aceite</i> .....	66

Figura 3.20 <i>Descomposición de la celulosa</i> .....	66
Figura 3.21 <i>Indicadores de sintomáticos de falla de dörnenberg</i> .....	70
Figura 3.22 <i>Triángulo de duval y ubicación de averías</i> .....	73
Figura 3.23 <i>Panel frontal del analizador de aislamiento m4100</i> .....	76
Figura 3.24 <i>Equipo analizador automático de aislamiento - doble serie m4100</i> .....	77
Figura 3.25 <i>Equipo medidor de resistencia de aislamiento megger serie mit515</i> .....	80
Figura 4.1 <i>Circuito equivalente real del transformador</i> .....	89
Figura 4.2 <i>Circuito equivalente aproximado reducido al primario real del transformador</i> .....	91
Figura 4.3 <i>Circuito equivalente reducido al primario exacto del transformador</i> .....	92
Figura 4.4 <i>Circuito equivalente reducido al secundario exacto del transformador</i> ....	92
Figura 4.5 <i>Circuito equivalente aproximado reducido al primario del transformador</i>	93
Figura 4.6 <i>Diagrama fasorial de transformador de tres devanados</i> .....	94
Figura 4.7 <i>Conexionado para prueba de corriente de excitación de la bobina h3</i> ....	98
Figura 4.8 <i>Conexionado para prueba de corriente de excitación de la bobina h3</i> ....	98
Figura 4.9 <i>Conexionado para prueba de corriente de excitación de la bobina x3</i> ....	99
Figura 4.10 <i>Conexionado para prueba de corriente de excitación para el devanado en delta</i> .....	99
Figura 4.11 <i>Diagrama de aislamiento de un transformador</i> .....	103
Figura 4.12 <i>Conexionado y capacitancias del transformador</i> .....	106
Figura 4.13 <i>Conexionado para prueba n° 1,2 y 3, con inyección de 5kv desde alta. Prueba de capacitancia y <math>\tan\delta</math></i> .....	107
Figura 4.14 <i>Conexionado para prueba n° 1,2 y 3, con inyección de 5kv desde alta. Prueba de capacitancia y <math>\tan\alpha</math></i> .....	107
Figura 4.15 <i>Conexionado para prueba n° 4,5 y 6, con inyección de 5kv desde baja. Prueba de capacitancia y <math>\tan\alpha</math></i> .....	108

Figura 4.16 Conexionado para prueba n° 4,5 y 6, con inyección de 5kv desde baja. Prueba de capacitancia y $\tan \delta$ .....	108
Figura 4.17 <i>Conexionado para prueba de relación de transformación con ttr entre 22.9kv y 7.2kv</i> .....	114
Figura 4.18 <i>Conexionado para prueba de relación de transformación con ttr entre 22.9kv y 7.2kv</i> .....	114
Figura 4.19 <i>Conexión general entre el m4100 y la interfase de reactancia de dispersión m4110</i> .....	123
Figura 4.20 <i>Conexión para prueba del equivalente trifásico del transformador</i> .....	124
Figura 4.21 <i>Conexión para pruebas por fase del transformador</i> .....	124
Figura 5.1 <i>Conexionado para medición de aislamiento dc entre alta y baja</i> .....	128
Figura 5.2 <i>Conexionado para medición de aislamiento dc entre alta y tierra</i> .....	128
Figura 5.3 <i>Conexionado para medición de aislamiento dc entre baja y tierra</i> .....	129
Figura 5.4 <i>Comparación de las tendencias de los resultados de prueba</i> .....	130
Figura 5.5 <i>Circuito de conexión para medición de resistencia óhmica del devanado por método de caída de potencial</i> .....	132

## GLOSARIO

**Aislante:** Un material en el que los electrones están fuertemente ligados a sus núcleos, impidiendo su movimiento y, por lo tanto, el flujo de corriente eléctrica.

**Amperio (A):** Unidad de medida en el Sistema Internacional de Unidades (SI). Representa la cantidad de carga eléctrica que pasa por un punto en un circuito eléctrico por unidad de tiempo.

**Calidad:** Condiciones de tensión, frecuencia y forma de onda del servicio eléctrico, proporcionado a los usuarios conforme a las normas y reglamentos vigentes.

**Caída de tensión:** es la reducción en el monto de los beneficios financieros que un individuo recibe regularmente tras jubilarse.

**Carga:** es el nivel de demanda eléctrica o consumo de energía que un sistema eléctrico o un equipo como un transformador de potencia debe soportar durante su operación normal o pruebas específicas.

**Circuito:** sistema de componentes eléctricos interconectados que permite el flujo de corriente eléctrica para realizar funciones específicas, como distribución, transformación, control o conversión de energía.

**Conductor:** material que permite el movimiento libre de cargas eléctricas, como electrones, debido a su baja resistencia y alta conductividad. Son fundamentales para el transporte eficiente de corriente eléctrica en sistemas y circuitos eléctricos.

**Confiabilidad:** es la capacidad de equipos o sistemas eléctricos para operar de manera continua y predecible, cumpliendo con sus funciones sin fallas significativas bajo diversas condiciones y a lo largo del tiempo.

**Consumo de energía:** Consumo eléctrico total o parcial de una instalación durante un periodo específico.

**Continuidad:** capacidad de un circuito o sistema eléctrico para mantener un flujo constante de corriente sin interrupciones, asegurando un funcionamiento estable y confiable del sistema.

**Corriente (A):** flujo de cargas eléctricas a través de un conductor o circuito, esencial para la operación de dispositivos eléctricos y electrónicos.

**Cortocircuito:** Conexión involuntaria o deliberada de dos terminales con diferentes niveles de potencial, lo cual resulta en un aumento en la corriente que fluye a través de ese punto.

**Degradación:** proceso en el cual los componentes eléctricos o electrónicos experimentan una disminución gradual en su rendimiento debido a factores como el envejecimiento, el desgaste mecánico, condiciones ambientales adversas, o uso prolongado bajo cargas elevadas o temperaturas altas.

**Diferencia de potencial:** es la tensión existente entre dos puntos, que permite el flujo de corriente a través del conductor y facilita el funcionamiento de los dispositivos conectados a la línea receptora.

**Distribución:** proceso de transporte de energía eléctrica desde la red de transmisión hasta los puntos de consumo final, asegurando su entrega eficiente y confiable a través de sistemas y equipos específicos.

**Efecto Joule:** El calentamiento del conductor eléctrico es proporcional a la intensidad de corriente, la diferencia de potencial y la duración del flujo eléctrico en una resistencia eléctrica.

**Energía (kWh):** Cualquier objeto que cambia de estado experimenta fenómenos físicos que son manifestaciones de transformaciones energéticas subyacentes.

**Energizar:** Permitir que el dispositivo acumule energía eléctrica. Un dispositivo es un equipo que realiza una función particular, empleando una instalación eléctrica o conectándose a ella para su funcionamiento.

**Estabilidad:** Es la situación en la que el Sistema Eléctrico Nacional, o una parte de este, sigue conectado eléctricamente a pesar de la presencia de perturbaciones.

**Factor de potencia:** Es el coseno del ángulo de desfase entre la tensión y la corriente en un circuito eléctrico alterno. Este factor indica la eficiencia con la que se utiliza la potencia eléctrica, comparando la potencia aparente con la potencia real.

**Frecuencia (Hz):** Es la cantidad de veces que una señal alterna se repite en un segundo.

**Giga Watt (GW):** Es una unidad de medida que representa mil millones de watts de potencia activa.

**Inducción:** Inducción electromagnética es el proceso mediante el cual se genera una diferencia de potencial eléctrico a lo largo de un conductor expuesto a un campo magnético que cambia en el tiempo.

**Instalación eléctrica:** infraestructura del Sector Eléctrico que abarca generación, transmisión y distribución de energía, incluyendo conexiones de permisionarios al Sistema.

**Maniobra:** acción realizada por un operador, ya sea directamente o a distancia, para activar un componente que puede alterar el estado o funcionamiento de un sistema, ya sea eléctrico, neumático, hidráulico u otro tipo.

**Mantenimiento:** conjunto de acciones destinadas a mantener las obras e instalaciones en un estado óptimo de funcionamiento.

**Mantenimiento programado:** actividades anuales necesarias para inspeccionar y poner en funcionamiento nuevamente los equipos que componen un sistema.

**Neutralización/Acidez:** niveles de ácido presentes en el aceite del transformador, indicativos del grado de oxidación.

**Ohm ( $\Omega$ ):** es la unidad de medida de la resistencia eléctrica, indicando la oposición al flujo de corriente en circuitos eléctricos y electrónicos.

**Operación:** es la implementación organizada de técnicas y procedimientos para hacer funcionar elementos específicos y lograr objetivos.

**Potencia (W):** energía eléctrica consumida, transferida o producida por unidad de tiempo, medida en watts (W). Representa la capacidad de realizar trabajo y es crucial para la eficiencia y capacidad de los sistemas eléctricos.

**Protección:** conjunto de dispositivos como relevadores y aparatos que activan los interruptores necesarios para aislar equipos defectuosos.

**Red de distribución:** Es un sistema compuesto por alimentadores interconectados y radiales que distribuyen la energía a diversos usuarios mediante estos alimentadores.

**Resistencia ( $\Omega$ ):** es la oposición de un material al flujo de corriente eléctrica, medida en ohmios ( $\Omega$ ). Determina la energía disipada como calor y depende del material, longitud, área transversal y temperatura del conductor.

**Sistema eléctrico:** Conjunto de instalaciones de generación, transmisión y distribución, interconectadas físicamente, que funcionan como una unidad integral bajo control, administración y supervisión.

**Subestación:** Conjunto de equipos eléctricos y edificaciones necesarias para convertir o transformar energía eléctrica y conectar entre sí dos o más circuitos.

**Subestación de distribución:** es una instalación que reduce la alta tensión de la red de transmisión a niveles más bajos para distribuirla a los usuarios finales.

**Subestación de transformación:** una instalación que cambia los niveles de tensión de la energía eléctrica para su transmisión o distribución. Utiliza transformadores y otros equipos para aumentar o disminuir la tensión según las necesidades del sistema eléctrico.

**Tensión:** Es el potencial eléctrico de un cuerpo. La diferencia de tensión entre dos puntos genera corriente eléctrica cuando están conectados por un conductor. Se mide en voltios (V) y comúnmente se denomina voltaje.

**Transformación:** Ajuste de las características de la tensión y corriente eléctrica para adaptarlas a las necesidades de transmisión y distribución de energía eléctrica.

**Transformador:** Un dispositivo que convierte el valor de un flujo eléctrico en otro valor, y se clasifica de varias maneras según su aplicación específica.

**Transmisión:** transporte de energía eléctrica desde las plantas generadoras o puntos de interconexión hasta los puntos de entrega donde se distribuye.

**Volt-ampere reactivo (Var):** medida de la potencia reactiva en sistemas eléctricos, resultado de la interacción entre tensión y corriente en circuitos inductivos o capacitivos.

**Watt (W):** unidad de medida de la potencia en el sistema internacional (SI). Representa la tasa a la cual se realiza trabajo o se consume energía en un sistema eléctrico o mecánico.

**Voltio (V):** es la unidad de medida de la tensión eléctrica, que indica la fuerza con la que los electrones se desplazan a través de un conductor entre dos puntos.

**Circuito eléctrico:** Trayecto de la corriente eléctrica conformado por conductores las mismas que transportan energía por medio de conductores

**Corriente eléctrica:** Es el movimiento de electrones a través de un conductor, y su intensidad se cuantifica en Amperios (A).

**Energía eléctrica:** Es una forma de energía que surge de una diferencia de potencial entre dos puntos, medida en kilovatios-hora (kWh).

## NOMENCLATURA

**ANSI/NETA ATS:** Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas

**AT:** Alta tensión

**BT:** Baja tensión

**CC:** Corriente Continua

**C1:** Capacitancia 1

**C2:** Capacitancia 2

**CHG:** Capacitancia entre el devanado de AT y tierra

**CHL:** Capacitancia entre devanados de AT y BT

**CLG:** Capacitancia entre el devanado de BT y tierra

**DBDS:** Dibencildisulfuro

**DGA:** Dissolved Gas Analysis

**FAT:** Pruebas realizadas en Fabrica

**FP:** Factor de potencia

**GST:** Grounded Specimen Test

**GSTg:** Grounded Specimen Test with Guard

**GSU:** Generator Step-up Transformer

**H.R:** Humedad Relativa

**IEC:** Comisión Electrotécnica Internacional

**IEEE:** Instituto de Ingenieros Electricistas y electrónicos

**IFT:** Interfacial Tensión

**ITC:** Individual Temperature Correction

**KVA:** Kilovolamperio

**L:** Inductancia

**MT:** Media tensión

**MVA:** Megavoltiamperio

**mA:** Miliamperio

**OFAF:** Oil Forced - Air Forced

**OFWF:** Oil Forced - Water Forced

**OLTC:** On Load Tap Changer

**ONAF:** Oil Natural - Air Forced

**ONAN:** Oil Natural - Air Natural

**ONWF:** Oil Natural - Water Forced

**PCB:** Policlorobifenilos

**pF:** Pico faradios

**R:** Resistencia

**Rel. Med.:** Relación Medida

**SAT:** Pruebas realizadas in SITU

**TC:** Transformador de corriente

**TTR:** Transformer Turns Ratio

**T. Amb.:** Temperatura Ambiente

**UST:** Ungrounded Specimen Test

## RESUMEN

La Superintendencia de Electricidad en la mina, a través del Taller de Mantenimiento Eléctrico, asegura la operatividad y confiabilidad de los transformadores para garantizar un servicio eficiente a los equipos de carguío y perforación. Se realizan análisis físico - químicos y cromatográficos por parte de empresas externas, cuyos resultados son revisados e interpretados. Las recomendaciones derivadas de estos análisis se incorporan al diagnóstico inicial, seguido de pruebas eléctricas para mantener un registro histórico de las intervenciones en los transformadores.

Se realizaron pruebas eléctricas primarias en un transformador de potencia de 10-12.5 MVA, con relación de voltaje de 22.9/7.2 kV. Estas pruebas forman parte de la implementación de procedimientos y protocolos para el mantenimiento preventivo de transformadores de potencia en subestaciones eléctricas móviles aisladas con gas hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>). Las pruebas incluyeron aspectos como la relación de transformación y polaridad, resistencia de devanados, factor de potencia y capacitancia de los devanados, así como resistencia de aislamiento. Se utilizaron equipos avanzados multifuncionales DOBLE M4100 y software DobleTest Assistant (DTA) para llevar a cabo estas evaluaciones. Los resultados de las pruebas eléctricas y dieléctricas del transformador de potencia serán analizados e interpretados conforme a las directrices de normas internacionales como ANSI/IEEE C57.12.91 y IEEE C57-159/D5.

**Palabras claves:** pruebas eléctricas, transformadores, subestaciones, mantenimiento.

## CAPITULO I

### ASPECTOS REFERENCIALES

#### 1.1. Razón Social

##### **COMPAÑÍA MINERA ANTAPACCAY**

RUC: 20114915026

Razón Social: COMPAÑÍA MINERA ANTAPACCAY S.A.

Razón Social Anterior: BHP Billiton Tintaya S.A.

Tipo Empresa: Sociedad Anónima

Condición: Activo

Fecha Inicio Actividades: 23/Marzo/1985

Actividad Comercial: Extracción de minerales Metalíferos No Ferrosos.

La Compañía Minera Antapaccay, ubicada en la provincia de Espinar, Cusco, se estableció como sucesora de la mina Tintaya. Desde noviembre de 2012, opera con una inversión inicial de USD 1.500 millones, destacándose por el uso innovador de un concentrador estándar para iniciar la producción de cobre. Con recursos que superan los 1.000 millones de toneladas de cobre y una ley de 0,49%<sup>1</sup>, Antapaccay tiene una vida útil proyectada de dos décadas. Contribuye significativamente a Espinar y al Cusco mediante canon minero, impuestos y otros beneficios que promueven el crecimiento y desarrollo regional.

---

<sup>1</sup> Porcentaje de contenido de cobre en un volumen determinado

## **1.2. Estrategia empresarial de la Compañía Minera Antapaccay**

La empresa tiene el compromiso de mantener el equilibrio entre la empresa y los aspectos sociales, ambientales y económicos. Este enfoque asegura la mejora continua de los procesos, del sistema de gestión y de su rendimiento.

### **1.2.1. Salud y Seguridad**

Crear un entorno laboral seguro y saludable, libre de lesiones, con cero fatalidades y enfermedades ocupacionales.

### **1.2.2. Medio Ambiente**

Se asume la responsabilidad de operar con altos estándares de calidad Ambiental.

### **1.2.3. Relaciones Comunitarias**

Contribuyen al desarrollo sostenible de su área de influencia directa.

### **1.2.4. DDHH**

Respeto a la dignidad, vida y derechos humanos de la población local, trabajadores, contratistas y las partes interesadas.

### **1.2.5. Valores**

1. Seguridad: Priorizan la seguridad deteniendo cualquier actividad insegura y cuidándose mutuamente.
2. Responsabilidad: Asumen responsabilidad, mejorando continuamente en aspectos comerciales, sociales y ambientales.
3. Simplicidad: Trabajan eficientemente, evitando la complejidad y buscando soluciones simples.

4. Integridad: Actúan con valentía y respeto, cumpliendo sus compromisos.
5. Transparencia: Comunican honestamente, promoviendo mejoras y diálogo abierto.
6. Espíritu Empresarial: Fomentan la innovación y adaptabilidad, buscando crear valor y mejorar la seguridad.

**Figura 1.1**  
Ubicación geográfica C.M.A. Minera Antapaccay

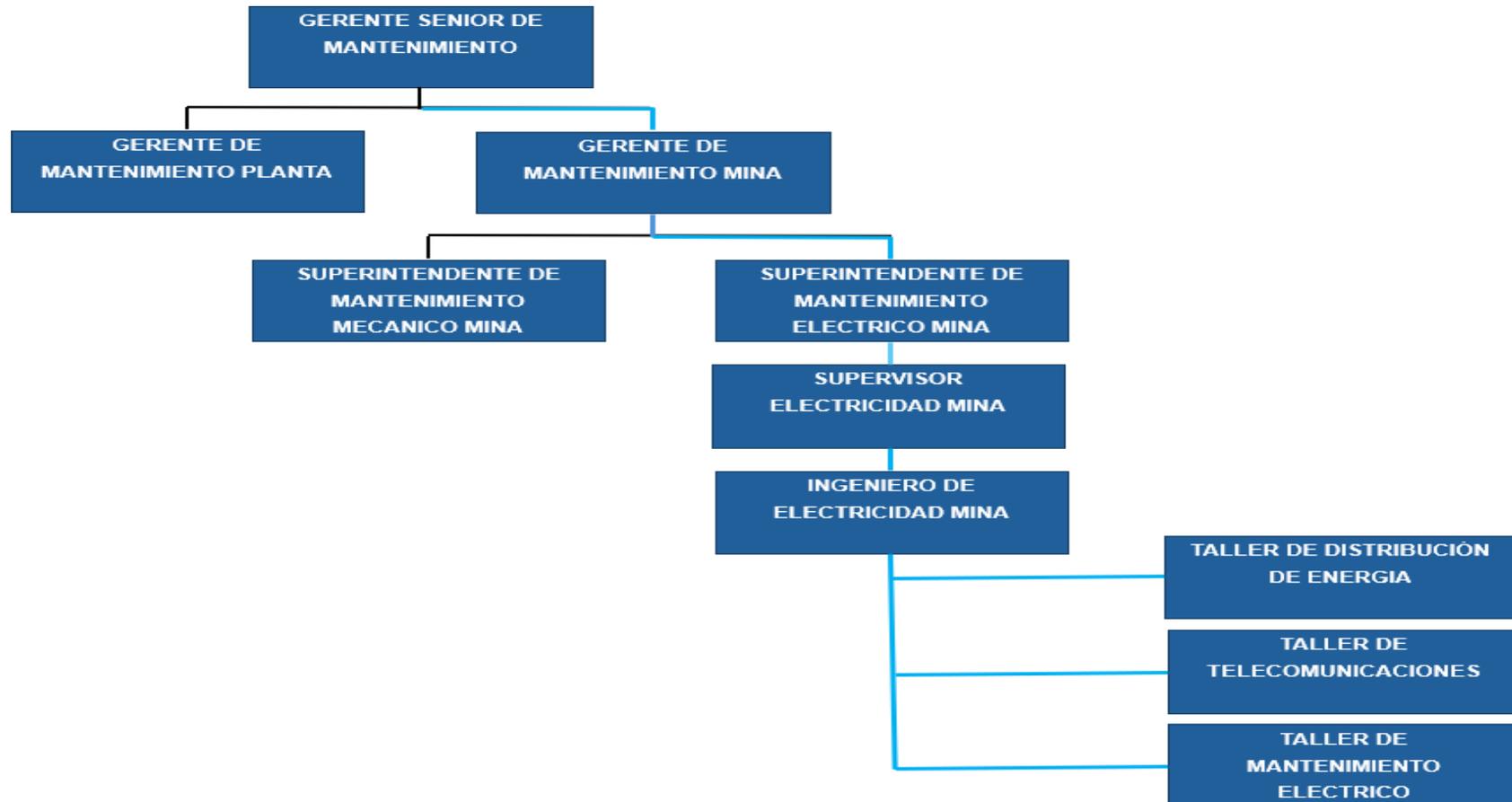


Fuente: Departamento de Geología

### **1.3. Organigrama Compañía Minera Antapaccay de la gerencia senior**

La estructura organizacional de la compañía Minera Antapaccay sigue un modelo vertical, con Gerencias estratégicas en diversas áreas operativas que incluyen sus respectivas Superintendencias. Este informe específico proviene de la Gerencia de Mantenimiento Senior, dentro de la cual se encuentra la Gerencia de Mantenimiento Mina, la Superintendencia De Electricidad Mina, la Supervisión Electricidad Mina y el Ingeniero de Electricidad Mina del Taller de Distribución de Energía.

Figura 1.2  
**Organigrama C.M.A. Minera Antapaccay**



Fuente: C.M.A. Minera Antapaccay

#### **1.4. Cronograma de Actividades**

Los transformadores de potencia requieren mantenimientos preventivos por medio de pruebas eléctricas para diagnosticar previamente el estado que se encuentran actualmente si piden continuar en servicio o intervenirlos por medio de un mantenimiento correctivo.

Las pruebas eléctricas nos permiten detectar las fallas oportunas que deben ser corregidos a la brevedad posible para evitar la complicación del equipo que involucre la producción por la salida intempestiva del sistema eléctrico cuando este se agrave.

Para la elaboración de este informe y su plan de actividades, se sigue la Norma IEEE Std. 62-1995: "Guía de campo para diagnóstico y pruebas de energía eléctrica en transformadores de potencia", que abarca devanados, aisladores, aceiteaislante, cambiadores de tomas, núcleo, tanque y otros dispositivos. Esta norma recomienda una serie de pruebas y mediciones para registrar y evaluar el rendimiento de estos componentes.

Tabla 1.1

**Periodicidad para el Mantenimiento de los Transformadores de Potencia**

Equipo	Actividad		Periodo	
			Meses	Años
<b>Transformador De Potencia</b>	<b>Pruebas Eléctricas</b>	1.- Prueba y medición de la corriente de excitación	-	2
		2.- Prueba y medición de factor de potencia/tan $\delta$	-	2
		3.- Medición de relación de transformación	-	2
		4.- Medición de reactancia de dispersión	-	2
		5.- Medición de resistencia de aislamiento (megger)	-	2
		6.- Prueba de resistencia óhmica de los devanados	-	2
	7.- Pruebas fisicoquímicas y cromatográficos (*)	6	-	
	7 <sup>a</sup> .- Interpretación de análisis de gases	6	-	
	8.- Mantenimiento, secado y cambio de aceite del cambiador de derivaciones (conmutador) y devanados (**)	-	7	
	9.- Reemplazo de aceite del cambiador de derivaciones (conmutador) (***)	-	7	
10.- Mantenimiento al sistema de enfriamiento	-	1		

(\*) Servicio externo

(\*\*) Fabrica ABB sugiere 48,000 maniobras o 7 años en servicio, o lo primero que ocurra

(\*\*\*) Fabrica ABB sugiere 48,000 maniobras o 7 años en servicio, o lo primero que ocurra





## **CAPITULO II**

### **2.1. Introducción**

El presente informe se encuentra dividido en IV capítulos, los mismos que son desarrollados con la finalidad de implementar los procedimientos y protocolos de pruebas eléctricas primarias para transformadores de potencia de las subestaciones eléctricas móviles 10-12.5MVA - 22.9/7.2kV aisladas en gas hexafluoruro de azufre (sf6) de la compañía minera Antapaccay.

Para ello, aplico los conocimientos adquiridos durante mi formación profesional como bachiller en la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica, con asignaturas fundamentales como Circuitos Eléctricos I y II, y Máquinas Eléctricas I. El taller de distribución de energía está bajo la Superintendencia de Mantenimiento Eléctrico Mina, que forma parte de la Gerencia Senior de Mantenimiento Mina.

Como taller de distribución de energía somos responsables de suministrar energía permanente y confiable a todo el complejo minero Tintaya - Antapaccay, para lo que contamos con personal calificado y equipos, maletas de prueba de última generación para realizar mantenimientos preventivos y correctivos y así poder brindar el suministro de energía oportuna, segura y permanente.

### **2.2. Objetivos**

#### **2.2.1. *Objetivo general***

Elaborar e implementar procedimientos y protocolo de pruebas eléctricas primarias y dieléctricas para transformadores de potencia de subestaciones eléctricas móviles 22.9/7.2kV aisladas en gas hexafluoruro de azufre (sf6).

### **2.2.2. Objetivos específicos**

- Elaborar formatos de protocolo de pruebas de eléctricas y dieléctricas para medición de aislamiento a transformadores de potencia de las subestaciones móviles 22.9kV/7.2kV aplicando las guías de estándares, normas nacionales e internacionales, así como recomendaciones del fabricante.
- Elaborar esquemas gráficos de conexionado del equipo de prueba con el equipo a someterse a prueba.
- Interpretar los resultados obtenidos en las pruebas eléctricas realizadas a los transformadores de potencia.

### **2.3. Planteamiento del problema**

Entre los activos de mayor importancia del complejo minero Tintaya Antapaccay se encuentran las subestaciones eléctricas móviles y por ende los transformadores de potencia por su importancia, complejidad e indispensable para el suministro de energía eléctrica a los equipos de carguío y perforación como son las 7 Palas y 4 perforadoras, por lo cual es necesario realizar mantenimientos preventivos de prioridad y periodicidad que garantice un estado óptimo al realizar las maniobras de operación y así evitar fallas en el sistema. Se pudo observar deficiencias en metodologías de mantenimiento y por ende procedimientos y protocolos de prueba y análisis de resultados realizados a las subestaciones eléctricas especialmente a los transformadores de potencia. Los mantenimientos, en su mayoría, son correctivos con una tendencia de equipos en estado crítico y de alta probabilidad de fallas. Es necesario poner hincapié que la falta de históricos de

mantenimiento, procedimientos y protocolos estructurados incrementan los mantenimientos correctivos ya que no se tienen punto de partida e histórico para hacer seguimiento y programar los mantenimientos preventivos.

Actualmente el área de mantenimiento eléctrico mina no cuenta con procedimientos ni protocolos de pruebas eléctricas a los transformadores, la gran mayoría del mantenimiento es realizado como correctivo sin llevar orden o secuencia predominando la experiencia del personal y sumando a ello la premura del tiempo por tener el equipo en servicio.

#### **2.4. Justificación**

Es de relevancia conocer las condiciones de operación de los transformadores de potencia ya que se identificó qué tipos de protocolos se deberán usar en cada caso ya sea por el tipo de características que tenga, marca, condiciones y pruebas de fábrica que se desarrollaron en este.

Con lo antes expuesto se elaboró un procedimiento para pruebas eléctricas con los cuales aseguramos una correcta operación post mantenimiento para ampliar la vida útil del equipo, asegurando un óptimo funcionamiento; con lo cual se desea mantener su desempeño por medio de:

1. Las pruebas eléctricas que se realizaran verifican el óptimo estado y el correcto funcionamiento de los transformadores de potencia, por tanto, los protocolos tomaran importancia por ser documentos técnicos que permitirán tener históricos como partida para futuros mantenimientos preventivos o correctivos.
2. La aplicación de protocolos para pruebas eléctricas estandarizadas a transformadores de potencia previos a su energización será el inicio de una base de datos uniforme del comportamiento de cada equipo durante las futuras actividades de mantenimiento, dando referencia de su funcionamiento desde el inicio de su actividad en una subestación eléctrica.
3. Las pruebas eléctricas y dieléctricas a los transformadores de potencia en sitio

garantizaran la operatividad y la confiabilidad del sistema eléctrico.

## **CAPÍTULO III**

### **MARCO TEORICO**

Los transformadores de potencia son componentes del sistema eléctrico que están especialmente susceptibles a fallas y condiciones críticas de operación. Por esta razón, el mantenimiento debe ser meticuloso y abarcar todos los aspectos recomendados en el manual de operación y mantenimiento proporcionado por el fabricante. Para realizar un diagnóstico exhaustivo del transformador, es crucial llevar a cabo pruebas eléctricas de campo y análisis del aceite.

Los transformadores de potencia de 10-12.5 MVA con relación de voltaje 22.9/7.2 kV son el componente central y altamente crucial de la subestación. Estos transformadores están equipados con sistemas de refrigeración ONAN y ventilación forzada mediante ventiladores externos ONAF, además de contar con protecciones esenciales para detectar posibles anomalías, como relés Buchholz, analizadores de gases, relés de imagen térmica, entre otros.

#### **3.1. Subestación eléctrica móvil**

Las subestaciones eléctricas son instalaciones encargadas de transformar la tensión y distribuir a los usuarios en voltajes de acuerdo con la configuración de sus cargas, la operación minera Antapaccay cuenta con 7 subestaciones eléctricas móviles compactas en SF6 (hexafloruro de azufre) de 10-12MVA – 22.9/7.2KVA

**Figura 3.1**

*Subestación eléctrica móvil compacto en SF6 (hexafloruro de azufre) de 10-12MVA – 22.9/7.2KVA.*



Fuente: C.M.A. Antapaccay

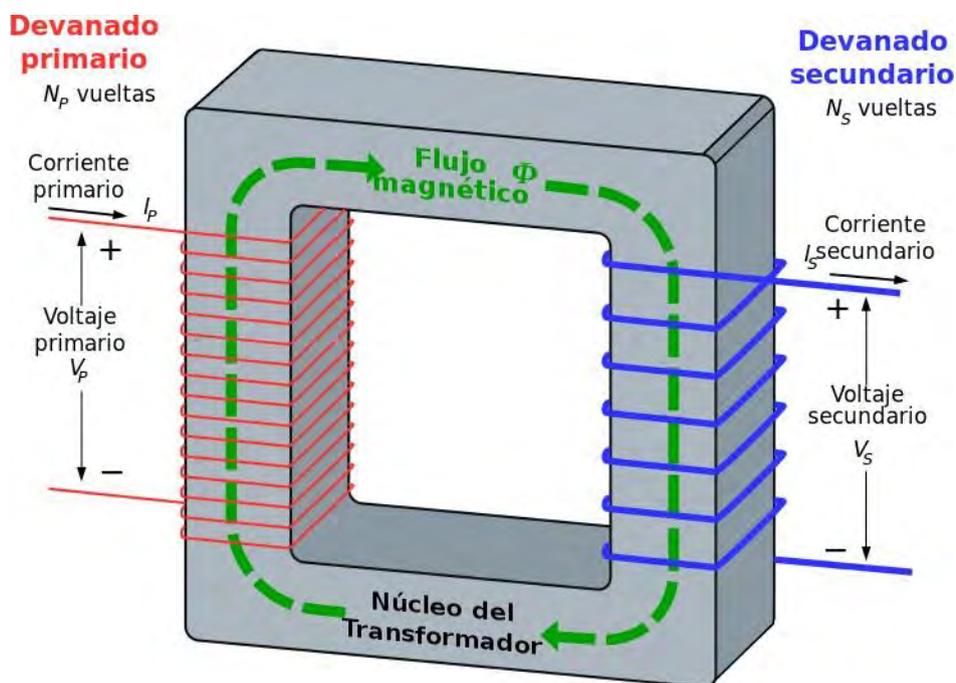
**3.2. Transformador de potencia**

El transformador es un dispositivo eléctrico que cambia la energía eléctrica alterna de un nivel de tensión a otro mediante la inducción de un campo magnético. En un transformador ideal, la potencia de entrada y la de salida son equivalentes; sin embargo, en transformadores reales, existen pérdidas inevitables que dependen del diseño y tamaño del equipo, entre otros factores.

Un transformador está compuesto por dos o más bobinas de material conductor, aisladas eléctricamente y generalmente enrolladas alrededor de un núcleo de material ferromagnético, como se muestra en la figura 4. La única conexión entre las bobinas es el flujo magnético compartido a través del núcleo. Estos dispositivos pueden manejar grandes cantidades de energía, medida en voltio-amperios (VA), y comúnmente expresada como KVA (kilo voltio-amperios) o MVA (mega voltio-amperios).

Un transformador se considera de potencia cuando su capacidad es igual o superior a 500 KVA hasta 500 MVA en configuraciones monofásicas y hasta 650 MVA en configuraciones trifásicas. Estos dispositivos son fundamentales en la distribución de energía eléctrica, ya que permiten la adaptación de los niveles de tensión para diferentes aplicaciones, contribuyendo a la eficiencia y seguridad del sistema eléctrico.

**Figura 3.2**  
*Transformador ideal*



Fuente: <https://www.wikiwand.com/es/Transformador>

### 3.2.1. Curva de magnetización

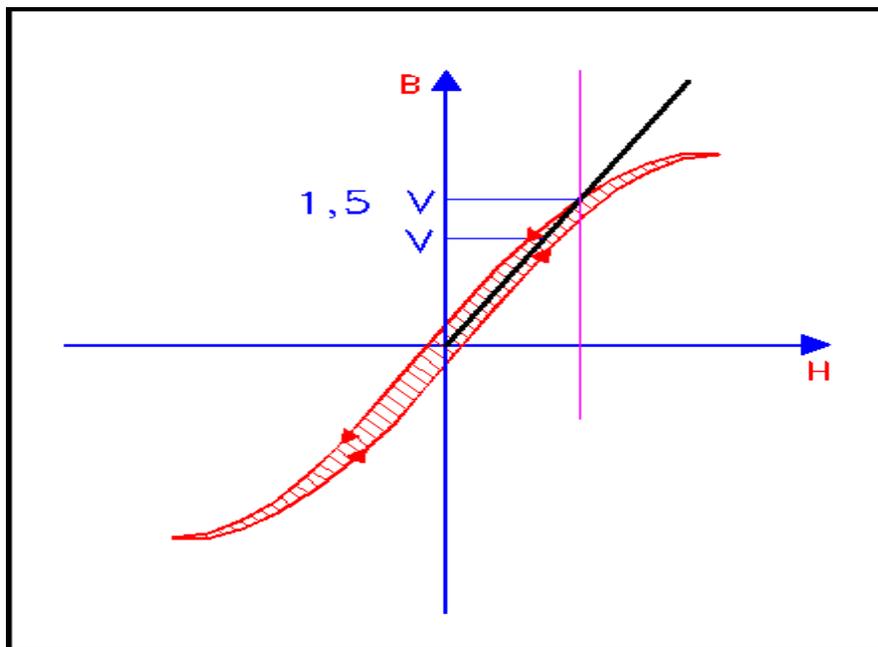
La curva de magnetización, también llamada curva de excitación o de histéresis, se suele representar en coordenadas H-B, donde H representa la excitación y B la densidad del campo magnético.

Sin embargo, al analizar un circuito magnético con parámetros específicos como el número de vueltas de los devanados, la longitud y la sección transversal del núcleo, es posible representar la curva de magnetización utilizando coordenadas que correspondan a la corriente de excitación y al flujo magnético, tal como se muestra en la figura siguiente.

Esta representación es útil para entender cómo el material del núcleo responde a diferentes niveles de corriente y cómo esto afecta la eficiencia y el comportamiento del dispositivo en aplicaciones prácticas.

### Figura 3.3

*Curva de Histéresis de un Transformador.*



Fuente: *Wikipedia.org*

En lo general se especifica que la curva debe ser lineal hasta 150%<sup>2</sup> de la tensión nominal a no ser que los estudios demuestren la necesidad de restricciones mayores.

<sup>2</sup> Catálogo fabricante ASEA

### 3.3. Clasificación del transformador de potencia

Clasificación de los transformadores de las subestaciones eléctricas:

- **Por Tensión:** Los más conocidos y utilizados son monofásicos y trifásicos existiendo también sistemas trifásicos - exafásicos, trifásicos - dodecafásicos.
- **Por incremento o disminución de tensión:** Transformadores elevadores aumentan la tensión desde el nivel de generación hasta la de transmisión, mientras que los transformadores reductores disminuyen la tensión desde la transmisión al nivel de subtransmisión o distribución.
- **Por número de devanados:** usualmente de dos o tres devanados.
- **Según diseño de medio ambiente:** interior o intemperie.
- **Medio refrigerante:** seco, aceite mineral, aceite mineral de máximo punto de fulgor (incombustible) y con aceites sintéticos (aceites aislantes de silicona y aceites aislantes a base de esteres<sup>3</sup>).
- **Ventilación:** con refrigeración natural o con refrigeración forzada de aire y/o aceite: ONAN/ONAF, ONAN/OFAN y ONAN/OFAF<sup>4</sup>.

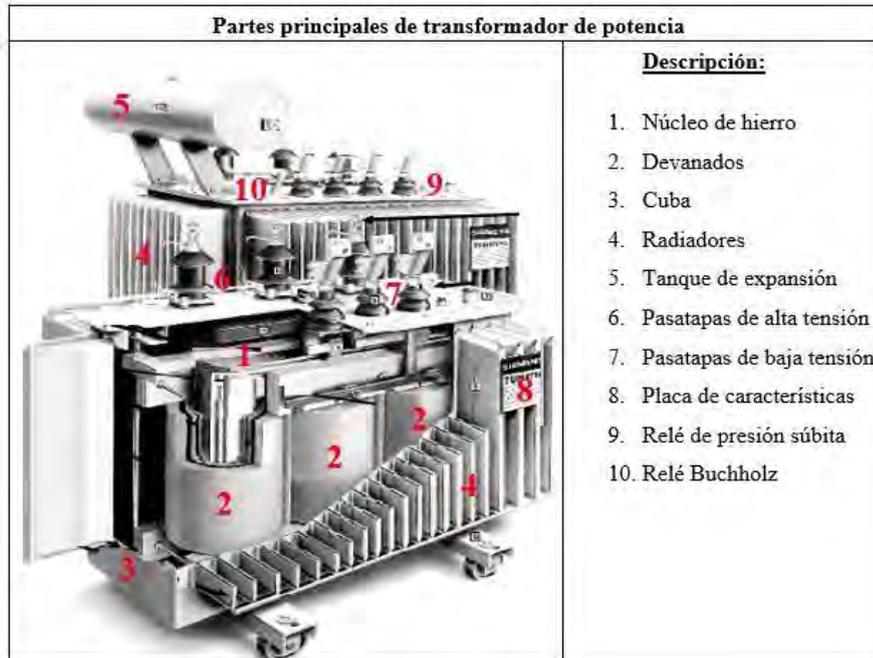
---

<sup>3</sup> *Fluidos Esteres Una solución innovadora para Transformadores de Potencia - ABB*

<sup>4</sup> *Norma IEC 76-2*

### 3.3.1. Partes del transformador de potencia

**Figura 3.4**  
Partes principales de transformador de potencia



Fuente: *Elaboración propia*

#### a. Núcleo

El núcleo magnético está hecho de material magnético y forma un circuito cerrado compuesto por columnas donde se ubican los devanados.

#### b. Bornes de alta y baja presión

En los puntos donde se conectan las líneas de entrada y salida del transformador, se utilizan conductores recubiertos con material aislante. Estos conductores aseguran el transporte de electricidad dentro y fuera del transformador, manteniendo el aislamiento de su parte exterior. La diferencia en tamaño y en la cantidad de aislante utilizado distingue entre los bornes de baja y alta tensión.

#### c. Medio refrigerante

El sistema de refrigeración es esencial para mantener la temperatura del transformador dentro de límites seguros durante su funcionamiento. Este sistema previene que las pérdidas de calor generadas provoquen temperaturas

excesivas que podrían dañar el equipo.

**d. Núcleo de material magnético**

Este es el circuito magnético donde se enrollan los devanados y donde se genera el flujo magnético alternante.

**e. Boquillas terminales**

Las boquillas terminales se utilizan para transportar corrientes de alta tensión a través de una superficie aterrizada, manejando tanto corrientes en condiciones de sobrecarga como nominales de los equipos.

**f. Devanado**

El devanado, o bobinado, incluye uno conectado a la fuente de energía alterna, mientras que el segundo, y a veces un tercero, suministra energía eléctrica a las cargas. El devanado conectado a la fuente de potencia se llama devanado primario o, de entrada, y el devanado conectado a la carga se llama devanado secundario o de salida. En caso de tener un tercer devanado, se le conoce como devanado terciario.

Estos componentes son esenciales para el funcionamiento eficiente y seguro de los transformadores, que son fundamentales en la distribución y manejo de la energía eléctrica.

**Figura 3.5*****Devanados del transformador***

**Fuente:** *C.M.A. Antapaccay*

**1. Tipos de devanado:**

- Devanado primario: También denominado bobina primaria, este componente se conecta a la fuente de energía y transporta la corriente alterna a través de la línea de suministro.
- Devanado secundario: Conocido como bobina secundaria, su función es suministrar energía a la carga, generando una fuerza electromotriz como resultado del cambio de magnetismo en el núcleo que lo rodea.

Estos devanados son fundamentales para el funcionamiento de los transformadores, ya que permiten la transferencia de energía entre diferentes niveles de tensión, asegurando una distribución eficiente de la electricidad.

**g. Bobina**

Son conductores de cobre enrollados alrededor de las patas del núcleo del transformador, encargados de transformar el voltaje del devanado primario al secundario. La cantidad de espiras está directamente relacionada con el voltaje, de modo que más espiras resultan en un voltaje mayor.

**Figura 3.6***Bobinas del transformador***Fuente:** *C.M.A. Antapaccay***h. Tanque o cubierta**

Estas estructuras pueden ser lisas, con aletas, radiadores u ondulaciones, dependiendo del sistema de refrigeración y del tipo de aceite utilizado. Se presentan como cajas rectangulares divididas en dos compartimentos: uno alberga el conjunto de núcleo y bobinas, y el otro contiene las conexiones y terminales de los cables.

**i. Cambiador de taps**

Este es un dispositivo mecánico que, al girarse manualmente, ajusta la relación de transformación en el transformador, lo cual está directamente relacionado con el voltaje y la carga.

**j. Tablero de control**

Es la parte del transformador donde se encuentran las conexiones eléctricas para el control, así como las señales de las válvulas que indican posibles sobrepresiones y los relés de protección eléctrica.

**k. Relé de sobrepresión**

Dispositivo mecánico de protección del transformador que regula el

aumento de presión generado por este, previniendo posibles explosiones debido a sobrepresiones.

Este es un dispositivo mecánico de protección que regula el aumento de presión generado por el transformador, previniendo posibles explosiones debido a sobrepresiones.

Estos componentes son esenciales para garantizar el funcionamiento seguro y eficiente de los transformadores, protegiendo tanto el equipo como el sistema eléctrico en general de posibles fallas y sobrecargas.

### ***3.3.2. Principales fallas en un transformador de potencia***

Las fallas más frecuentes en un transformador pueden presentarse en distintas partes o componentes debido a problemas mecánicos, eléctricos o estrés térmico provocado por diversas condiciones ambientales.

### ***3.3.3. Estadística de las Fallas en los Transformadores de Potencia***

Según las gráficas, las fallas más frecuentes son:

- **Devanados:** Representan el 41% de las fallas y son causadas por sobretensiones, sobrecargas, descargas parciales, cortocircuitos entre espiras, lo que incrementa la corriente de fuga y acelera la descomposición del papel aislante, entre otros factores.
- **Cambiadores de tomas:** Conforman el 19% de las fallas y se deben a la contaminación del aceite, esfuerzos eléctricos, descargas y formación de arcos eléctricos que degradan el aceite aislante, provocando sobrecalentamiento con temperaturas superiores a 200°C.

**Figura 3.7**

*Estadística de fallas del transformador de acuerdo con la investigación de O. Ramirez*



**Fuente:** 11<sup>th</sup> Latin American and Caribbean Conference for Engineering and Technology Cancun, México

**Figura 3.8**

*Estadística de fallas del transformador de acuerdo con el reporte CIGRE*



**Fuente:** 11<sup>th</sup> Latin American and Caribbean Conference for Engineering and Technology Cancun, México

A continuación, se detalla las fallas más comunes con sus probables causas:

**a. Falla en el devanado**

El núcleo del transformador contiene los devanados primario y secundario, siendo fundamental para su funcionamiento. En el devanado primario, circula un alto voltaje con baja corriente eléctrica, lo que induce un voltaje electromagnético en el devanado secundario. Estos devanados están sujetos a estrés dieléctrico, térmico y mecánico, lo que en ocasiones puede llevar a fallas y rupturas.

El monitoreo continuo y el mantenimiento adecuado son esenciales para detectar y prevenir estos problemas, asegurando la durabilidad y eficiencia del transformador.

**Posibles fallas que pueden surgir:**

- **Falla Dieléctrica**

Se produce cuando el aislamiento se deteriora debido a una tensión eléctrica y voltaje que superan los valores normales, resultando en un cortocircuito en los devanados.

**Figura 3.9**

*Perdida de aislamiento y corto circuito de bobina*



**Fuente:** C.M.A. Antapaccay

Las razones de los altos niveles de voltaje pueden ser por:

- Caída de rayo cuando no se cuenta con descargadores.
- Sobre Voltaje.
- Falla Térmica

Una falla térmica en el transformador ocasionalmente ocurre por sobrecarga, problemas en el sistema de refrigeración o pérdida por degradación del aislamiento que podrían ser en los devanados que en su mayoría están hechos de cobre por su conductividad que poseen y en contra parte están generan resistencia con el calentamiento.

Otro elemento involucrado podría ser las láminas de acero al silicio con el núcleo de hierro que entran en cortocircuito.

- **Falla Mecánica**

Las fallas mecánicas son causadas por distorsiones, aflojamientos o desplazamientos de los devanados debido a montajes incorrectos, pérdida de geometría del núcleo durante el montaje en un piso inestable, corrosión, mantenimiento deficiente, defectos de fábrica, transporte y embalaje inadecuados, así como movimientos y vibraciones internas.

### **Figura 2.10**

*Desplazamiento de bobina*



**Fuente:** C.M.A. Antapaccay

**a. Falla en el bushing**

Los bushings son dispositivos cerámicos que aíslan un conductor eléctrico de alto voltaje para que pase a través de la pared de un tanque, proporcionando un camino para la corriente en un transformador. Dentro del transformador, el papel aislante rodeado de aceite mejora el aislamiento. Las fallas en los bushings pueden deberse a desgaste, rajaduras y podrían ocurrir por las siguientes razones:

- Aflojamiento de los conductores debido a vibraciones en el transformador, lo que provoca sobrecalentamiento y daña el papel aislante y el aceite.
- Incremento repentino del voltaje, causando descargas parciales que dañan el bushing y pueden llevar a su ruptura en cuestión de horas.
- Rotura de los sellos del bushing, causada por la presencia de agua, humedad, sequedad, desgaste o excesivas pérdidas dieléctricas.

**Figura 3.11**

Porcelana de aislador bushing con rajadura imperceptible a la vista



Fuente: C.M.A. Antapaccay

**Figura 3.12**

Porcelana de aislador bushing con rajadura



Fuente: C.M.A. Antapaccay

### **a. Falla en el cambiador de tomas**

El cambiador de tomas en un transformador regula el nivel de voltaje ajustando la cantidad de vueltas en el devanado secundario, lo que es esencial para el funcionamiento eficiente del equipo. Una pequeña falla en esta parte compleja puede afectar significativamente la operación energética. Posibles fallas incluyen:

- Retardo en el cambio de vueltas después de que un relé activa la modificación, posiblemente debido a residuos en el relé.
- Desgaste del resorte utilizado en el mecanismo.
- Falta de mantenimiento que puede llevar a la desincronización entre el eje de conexión del cambiador y el motor.
- Condensadores envejecidos y desgastados en el motor, afectando la capacidad del cambiador para controlar el movimiento.
- Uso regular que debilita el resorte hasta el punto de romperse, impidiendo el ajuste de las vueltas del devanado.
- Daño en el motor del cambiador debido a voltajes excesivos.

### **b. Falla del núcleo**

El núcleo del transformador, compuesto por acero laminado rodeado por devanados, concentra el flujo magnético. Un mantenimiento deficiente, la falta de cambio de aceite o la corrosión pueden comprometer este núcleo laminado. Incluso un ligero daño en las láminas puede resultar en un aumento de la energía térmica, lo que podría provocar:

- Daño en los devanados cuando el calor excesivo alcanza la superficie del núcleo

### c. Falla en el tanque

El tanque almacena el aceite utilizado para el aislamiento y refrigeración, y también puede servir como soporte para otros componentes del transformador.

Las fallas en el tanque pueden ocurrir debido a factores ambientales como alta humedad o exposición a la radiación solar, lo que puede causar grietas o filtraciones en sus paredes, resultando en la pérdida de aceite a corto plazo. Esto puede llevar a:

- Pérdida de aislamiento en el transformador, lo que puede dañar los devanados.
- Sobrecalentamiento que puede afectar otras partes del equipo.

### d. Falla en el sistema de protección

El sistema de protección del transformador está diseñado para detectar y mitigar rápidamente cualquier falla. Entre sus componentes esenciales se encuentran el relé de Buchholz, que detecta anomalías dieléctricas y sobrecalentamiento mediante la acumulación de gases, aunque a veces puede activarse por niveles bajos de aceite, lo que resulta en un uso ineficiente de energía. La válvula de alivio de presión juega un papel crucial al liberar gas acumulado por el sobrecalentamiento del aceite, previniendo así explosiones. Sin embargo, si el resorte de la válvula falla o la presión aumenta rápidamente, el proceso de liberación puede ser insuficiente para evitar daños severos al transformador.

Además, la protección contra sobrecargas controla la cantidad de voltaje que ingresa al transformador para evitar daños por exceso de carga. Fallas en este sistema pueden permitir la entrada de voltajes elevados que comprometan los devanados del transformador, siendo la humedad, el calor y la corrosión las principales causas de estas averías. Por otro lado, el relé de presión súbita monitorea incrementos repentinos en la presión del gas, protegiendo así al

transformador de posibles explosiones. Sin embargo, la presencia de humedad puede afectar su funcionamiento interno, reduciendo su eficacia para responder eficientemente a emergencias críticas.

**e. Falla en el sistema de refrigeración**

El sistema de refrigeración del transformador está diseñado para reducir la temperatura causada por las pérdidas de energía en el cobre y el hierro. Este sistema incluye ventiladores, bombas de aceite e intercambiadores de calor que utilizan refrigeración hidráulica. Una falla en este sistema podría provocar un aumento de la temperatura y la acumulación de presión de gas, lo que potencialmente podría llevar a una explosión.

**f. Fallas más comunes en el sistema**

Las filtraciones en las bombas de aceite y agua pueden llevar a una disminución de los fluidos y a un intercambio de calor ineficiente, causadas por condiciones ambientales adversas, corrosión, humedad o exposición a la radiación solar. Los ventiladores pueden dejar de funcionar correctamente si no se realiza un mantenimiento adecuado o si los motores muestran signos de desgaste. Un termostato defectuoso también puede ser problemático al proporcionar lecturas incorrectas de temperatura, afectando así el control adecuado del sistema de refrigeración.

Estas posibles fallas subrayan la importancia del mantenimiento preventivo y la monitorización constante del transformador para asegurar su correcto funcionamiento y evitar interrupciones en el suministro de energía.

### 3.4. Normas y guías técnicas de consulta

#### 3.4.1. Principales normas aplicadas a subestaciones eléctricas

**Tabla 3.1**

*Principales normas aplicadas a subestaciones eléctricas*

<b>Norma</b>	<b>Descripción</b>
ASTM D3487-88	Especificación para aceite mineral aislante utilizado en equipos eléctricos.
ASTM D 923-91	Método de prueba para el muestreo de líquidos aislantes eléctricos.
ASTM D-4768-2011	<i>Método de prueba para determinar el contenido de inhibidor</i>
ASTM D3612-93	Método de prueba para el análisis de gases disueltos en aceite aislante eléctrico mediante cromatografía de gases.
ASTM D1816-97	Método de prueba estándar para el voltaje de ruptura dieléctrica de aceites aislantes de origen petrolífero utilizando electrodos VDE.
ASTM D924-92 (b)	Método de prueba para el factor de disipación (o factor de potencia) y la permeabilidad relativa (constante dieléctrica) de los líquidos aislantes eléctricos.
ASTM D971-91	Método de prueba para la tensión interfacial del aceite contra el agua mediante el método del anillo.
ASTM D974-92	Método de prueba para el número de neutralización mediante la valoración del indicador de color.
ASTM D1500-91	Método de prueba para ASTM Color of Petroleum Products (escala de colores ASTM).

ASTM D 1298-85	Práctica para densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad API de petróleo crudo y productos de petróleo líquido por método de hidrómetro.
ASTM D1524-84	Método para el examen visual de aceites aislantes eléctricos usados de origen petrolífero en el campo.
ASTM D 2285-85	Método de prueba para la tensión interfacial de aceites aislantes eléctricos de origen petrolífero contra el agua mediante el método de caída de peso.
ASTM D1533-88	Método de prueba para agua en líquidos aislantes (Método Karl Fischer).
ASTM D 3612-93	Método de prueba para el análisis de gases disueltos en aceite aislante eléctrico mediante cromatografía de gases.
ASTM D 3613-92	Métodos de prueba de muestreo de aceites aislantes eléctricos para análisis de gases y determinación del contenido de agua.
ASTM D 5837-99 (2005)	Métodos de prueba estándar para compuestos furanos en líquidos aislantes eléctricos mediante cromatografía líquida de alta resolución (HPLC).
ICONTEC N.º 471	Medida de la relación de transformación, verificación de polaridad y relación de fase según la Norma
ICONTEC N.º 375	Medida de resistencia óhmica de devanados
RETIE Capítulo 15	Medición de la resistencia de puesta a tierra de cada transformador
RETIE Capítulo 15	Revisar y medir puesta a tierra de pararrayos
IEEE-400.1- 2001	Pruebas de campo para medir el aislamiento de cables aislados.

**Fuente:** *Elaboración propia*

### 3.4.2. Principales normas aplicado a transformadores de potencia

**Tabla 3.2**

*Principales normas aplicado a transformadores de potencia*

<b>Norma</b>	<b>Descripción</b>
ASTM D-1524	Examen Visual
ASTM D-877	Rigidez Dieléctrica
ASTM D-1500	Índice Colorimétrico
ASTM D-974	Número de Neutralización
ASTM D-971	Tensión Interfacial
ASTM D-1533	Contenido de Agua
ASTM D-1298	Gravedad Específica
ASTM D-3612-93	Análisis cromatográfico del aceite
ASTM D5837, IEC 61198	Compuestos Furanicos
ASTM-D4059	Análisis de PCB
ASTM-D2668	Contenido de Inhibidor
ANSI/IEEE C57.12.91	Relación de transformación y Polaridad
ANSI/IEEE C57.12.91	Resistencia de aislamiento
ANSI/IEEE Std. 62-1995	Resistencia de devanados
ANSI/IEEE Std. 62-1995.	Corriente de Excitación
ANSI/IEEE Std. 62-1995	Factor de potencia y capacitancia de los devanados
ANSI C57.12.00	General requirements for Distribution, Power, and regulating Transformers.
ANSI C57.12.90	Test code for liquid immersed distribution, power and regulating and guide for short circuit testing.
Std. 62-1995	Impedancia
IEEE C57-159/D5	FRA.
IEEE C57.106-2006	Físico - Químico
IEEE C57.12.90- IEEE 43-1974	"IEEE Standard test code for liquid - immersed distribution, power, and regulating transformers and IEEE guide for short - circuit testing of distribution and power transformers". IEEE 43-1974
IEEE-Std 262B	Trial use standard dielectric test requirement for power transformer for operation on effectively grounded system.
DGE 014 - PS - 1	Protocolo de Pruebas para la Recepción de SSEE
ELECTROPERU 353 - 001	Control de La Ejecución de Obras en SSEE de Sistemas de Transmisión y Protocolos de Pruebas Para su Recepción

IEC-60076-3	Pruebas dieléctricas
IEC C57.106	Para aceptación y mantenimiento de aceite nuevo
IEC C57.637	Para aceptación y mantenimiento de aceite recuperado
IEC-60076-10	Medida del nivel de ruido
IEC 76	Power Transformer
IEC 71	Insulation coordination
IEC 60599	Gases Disueltos por el proceso de Cromatografía
IEC-60599 e IEEE-C57.104	Guía para interpretación de gases de hidrocarburos (hidrógeno en conjunto con los gases metano, etano y etileno)
NBR 5356	Especificación para Transformador de Potencia
NBR 5380	Método de ensayo para Transformador de Potencia
NBR 5034	Aisladores atravesadores para Tensiones Alternadas Superiores a 1 KV. – Especificación
NBR 5416	Aplicación de Cargas en Transformador de Potencia - Procedimiento
ITINTEC 370.002	Transformadores de Potencia

**Fuente:** *Elaboración propia*

### 3.5. Pruebas eléctricas al transformador de potencia

**Las pruebas eléctricas se realizan para:**

- Comparar los resultados de prueba con los de la puesta en servicio.
- Monitorear periódicamente los cambios en el aislamiento.
- Cuando el transformador salió de servicio por alguna razón.
- Antes y después de algún movimiento físico.
- Antes y después de un período prolongado de almacenamiento.
- Antes y después de un sobrecalentamiento, sobrecarga prolongada.
- Detectar olor o sonido de formación de arcos.

- Datos no satisfactorios de la prueba de aceite (CG, H<sub>2</sub>O, etc.)

### **3.6. Clasificación de pruebas**

#### **3.6.1. Pruebas tipo**

Son las pruebas que aseguran la calidad de fabricación del transformador y evalúan su capacidad para resistir condiciones normales o anormales de operación, como fallas o sobretensiones atmosféricas, son consideradas las más rigurosas y son requeridas por los usuarios.

- **Prueba de impulso**

Pruebas que recrean tensiones de falla atmosférica mediante la generación de sobretensiones internas en los bobinados del transformador, con el fin de verificar la capacidad del aislamiento para resistir las sobretensiones causadas por descargas atmosféricas simuladas.

- **Prueba de calentamiento**

Para esta prueba se emplea el método de cortocircuito para el calentamiento del aceite con respecto al medio ambiente como también al bobinado con respecto al aceite del transformador.

- **Pruebas especiales**

Estos ensayos son fundamentales para determinar la vida útil del transformador, ya que evalúan la velocidad de envejecimiento de su aislamiento. A diferencia de las pruebas de rutina estándar, estos procedimientos son acordados entre el cliente y el fabricante para asegurar que el equipo pueda soportar las condiciones operativas normales y anormales durante su vida útil. Entre las pruebas específicas se incluyen la

aplicación de tensiones especiales, mediciones de impedancia de secuencia cero, evaluación del nivel de ruido, verificación de la resistencia dinámica, mediciones de capacitancias, evaluación de descargas parciales (efecto corona), pruebas de conmutadores bajo carga o en estado fijo, y mediciones de ondas armónicas en transformadores sin carga.

Estas pruebas no solo garantizan la calidad y durabilidad del transformador, sino que también permiten cumplir con los estándares y requisitos específicos del cliente y del fabricante.

### **3.6.2. Pruebas de rutina<sup>1</sup>**

Las pruebas realizadas en fábrica a los transformadores o sus componentes tienen como finalidad asegurar que se cumplan las especificaciones de diseño. Estas pruebas evalúan la eficiencia del transformador, incluyendo su capacidad de regular el voltaje, y determinan si cumple con los porcentajes aceptables de impedancia y corriente de excitación según las normativas establecidas. La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC 60076) y la norma técnica peruana 370.002 establecen como pruebas de rutina las siguientes:

Estas pruebas son esenciales para garantizar que los transformadores funcionen de manera segura y eficiente, cumpliendo con los estándares de calidad y desempeño requeridos.

- **Prueba de resistencia de los devanados**

Esta prueba asegura que todas las conexiones internas de los devanados y guías estén firmemente aseguradas. También proporciona datos necesarios para calcular las pérdidas por efecto Joule ( $I^2R$ ) y determinar la temperatura de los devanados durante la prueba de temperatura.

---

<sup>1</sup> Recomendación por IEEE StdC57.12.00-2006

Este tipo de prueba es fundamental para confirmar la integridad y eficiencia de los devanados, ayudando a evitar problemas de sobrecalentamiento y fallos durante el funcionamiento del transformador.

- **Prueba de relación de transformación**

Esta prueba verifica la polaridad y la relación de fase entre los devanados primario y secundario del transformador, garantizando que la tensión suministrada se transforme correctamente a la tensión deseada en el sistema eléctrico. La correcta polaridad es esencial, especialmente al conectar transformadores en paralelo o en bancos. La relación de fase se verifica usando el método del diagrama fasorial, siempre y cuando la relación de transformación no exceda 30:1.

Asegurarse de la correcta relación de transformación es crucial para la estabilidad y la eficiencia del sistema eléctrico, evitando problemas en la operación de los transformadores conectados.

- **Prueba de tensiones de cortocircuito**

Esta prueba establece la tensión necesaria para que la corriente nominal ( $I_n$ ) fluya a través de uno de los devanados del transformador, mientras el otro devanado está en cortocircuito, con los devanados conectados para funcionar a la tensión nominal. La prueba de tensiones de cortocircuito es crucial para evaluar la capacidad del transformador para soportar condiciones de carga extremas sin afectar su rendimiento.

- **Prueba de pérdidas con cargas**

Esta prueba es similar a la prueba de cortocircuito y determina que la potencia absorbida se convierte completamente en pérdidas, que se reducen casi por completo a la pérdida en cobre, ya que la pérdida en el hierro varía aproximadamente con el cuadrado de la tensión.

El valor  $V_1$  necesario para hacer circular la corriente a plena carga por los devanados cuando el secundario está en cortocircuito está alrededor de una décima parte de la tensión nominal ( $I_n$ ).

Identificar las pérdidas con carga es crucial para evaluar la eficiencia del transformador y asegurarse de que opera dentro de los parámetros especificados.

- **Prueba de pérdidas sin cargas**

Estas son las pérdidas en vacío, que incluyen las pérdidas por histéresis y las pérdidas por corrientes inducidas en el núcleo (corrientes de Foucault). Estas pérdidas, comúnmente conocidas como pérdidas en el hierro, son una parte significativa de las pérdidas totales en el transformador.

Entender las pérdidas sin carga es esencial para evaluar el comportamiento del transformador en condiciones de carga mínima y para optimizar su diseño.

- **Prueba de tensión aplicada**

Estos son los ensayos esenciales que no están registrados en las normas técnicas, pero forman parte de los procedimientos de rutina requeridos, siendo fundamentales para el mantenimiento preventivo del transformador:

1. **Ensayo de tensión inducida:** Verifica que el material aislante utilizado en el transformador sea adecuado para resistir los esfuerzos eléctricos durante su operación.
2. **Ensayo de aislamiento:** Asegura que el aislamiento entre vueltas, capas y secciones de los devanados cumpla con los estándares de calidad requeridos, incluyendo el aislamiento entre bobinas, devanados y tierra.

Además de estos, hay otros ensayos que son cruciales para el seguimiento y mantenimiento del transformador:

- **Prueba de rigidez dieléctrica del aceite:** Evalúa la resistencia dieléctrica del aceite aislante, proporcionando información vital sobre su capacidad para resistir tensiones eléctricas y revelando la presencia de humedad, suciedad y sólidos conductores suspendidos.
- **Medición de resistencia de aislamiento:** Determina el nivel de humedad e impurezas presentes en los materiales aislantes del transformador, lo que es crucial para mantener su eficiencia y seguridad operativa.

Medir la resistencia de aislamiento ayuda a detectar problemas potenciales en los materiales aislantes, lo que puede prevenir fallos catastróficos y asegurar un funcionamiento seguro del transformador.

### **3.6.3. Pruebas de sitio**

Son pruebas eléctricas y verificaciones previas a puesta en servicio de cada elemento tomado en forma separada con la finalidad de descubrir y remediar todo error resultante de las operaciones de montaje, para de esta manera continuar con el comisionamiento y puesta en servicio.

### **3.6.4. Pruebas de mantenimiento preventivo (operativo)**

Estas pruebas se realizan en transformadores en servicio para evaluar su estado después de un período de operación, incluyendo posibles daños derivados del transporte y montaje. Los parámetros de prueba utilizados son menores que los aplicados en equipos nuevos.

### **3.6.5. Influencia de las condiciones ambientales en la ejecución de pruebas eléctricas**

Los resultados de dichas pruebas están sujetos a errores a causa de condiciones ambientales (temperatura, presión, polución, humedad y lluvia) muy diferentes a las ideales. Los equipos de la subestación, así como los equipos de pruebas también pueden variar su comportamiento en condiciones ambientales adversas.

- **Humedad**

La capacidad de resistencia de un aislamiento disminuye cuando aumenta la humedad relativa del ambiente, lo que incrementa la ionización del aire. Durante las pruebas, la humedad relativa del aire debe ser inferior al 60%<sup>7</sup>.

- **Temperatura**

La temperatura ambiente a la que se halla el equipo de prueba puede cambiar la sensibilidad de este pudiendo ser descalibrado.

- **Altitud**

Usualmente los equipos son fabricados para alturas menores o igual a los 1000 m.s.n.m. pero en los pedidos se especifica la altura a la que estos habrán de trabajar, normalmente las pruebas de rutina y de tipo son realizadas en laboratorios a una altura de 1000 m.s.n.m. <sup>8</sup> o menos. Por lo que se tendrá en cuenta, al realizar las pruebas eléctricas de sitio, la altitud de trabajo real.

---

<sup>7</sup> DOBLE ENG. CO. Manual: "Pruebas de la Doble Eng. Co. Para sistemas de Aislamiento de Potencia"

<sup>8</sup> Laboratoire Haute-Tension De BRAZET, Informe: "Ensayos a Dieléctricos" y Norma ANSI C57.12.00.

Los factores de corrección aplicados a los resultados de las pruebas se determinan según las variaciones de las condiciones ambientales respecto a las condiciones ideales. Las que son establecidas por normas.

### **3.7. Pruebas dieléctricas al aceite del transformador**

Las pruebas de selección que se recomiendan al aceite son:

- Color.
- Contenido de inhibidor.
- Compuestos furánicos.
- Ensayo de Tensión interfacial.
- Factor de potencia.
- Gases disueltos.
- Gravedad específica.
- Metales en el aceite.
- Número de neutralización.
- PCB.
- Rigidez dieléctrica y humedad.
- Sedimento.
- Visual.

El agua y el calor son los principales factores que deterioran el aislamiento del transformador, junto con catalizadores como hierro, cobre y agua. Este deterioro causa la formación de productos que reducen la resistencia mecánica y eléctrica del transformador, favoreciendo la aparición de descargas parciales y posibles fallos por corona o aislamiento.

La durabilidad del transformador está determinada por las condiciones de operación y mantenimiento. Un manejo adecuado puede prolongar su vida útil hasta 50 años. Sin embargo, el funcionamiento constante a altas temperaturas acorta su vida útil. Por lo tanto, es crucial monitorear el deterioro del aislamiento del transformador desde su fabricación.

Se recomiendan los siguientes análisis para diagnosticar las condiciones del aislamiento del transformador según S.D. Myers:

- Análisis Cromatográfico
- Análisis Fisico-Químico
- Análisis Furanos
- Análisis PCB

**Figura 3.13**

*Diagrama conceptual de Análisis de gases Disueltos DGA*



**Fuente:** *Elaboración propia*

### **3.7.1. Muestreo para detección de gases disueltos**

Implica obtener una muestra representativa del aceite del transformador en evaluación, asegurándose de protegerla cuidadosamente contra la exposición al aire u otras formas de contaminación. Normalmente se toma la muestra de la válvula inferior de drenaje, utilizando a veces otros puntos para obtener más información.

### **3.7.2. Instrucciones y recomendaciones**

Se recomienda una jeringa de vidrio de 50 mililitros, equipada con una llave de 3 vías. Las jeringas son acondicionadas en un embalaje protector para su transporte, juntamente con la etiqueta de identificación detallada de la muestra, datos del transformador y forma en que se tomó la muestra del aceite. Las muestras deben ser enviadas al laboratorio lo más rápidamente posible (el tiempo entre la fecha de la toma de muestra y la fecha de análisis, no deben ser mayor de dos semanas). La jeringa permite la absorción de la variación de volumen de la muestra con la variación de la temperatura.

Se seleccionan los puntos del transformador (válvulas) donde deben ser tomadas las muestras, de modo que sean representativas del total del aceite del transformador, y donde no existan cambios en la composición, tales como las debidas a la cavitación de las bombas. A veces será necesario tomar una muestrade otras zonas para tratar de localizar la falla.

Se toma una muestra representativa del aceite del transformador desde la válvula de muestreo inferior durante las condiciones normales de operación, registrando la temperatura del aceite, la temperatura ambiente y la presión atmosférica para verificar la producción de gas.

La jeringa debe protegerse de la luz, envolviéndola con un protector como por ejemplo una hoja de papel aluminio. Ésta deberá poder ser retirada por el analista químico para verificar el aspecto del aceite (posibles burbujas, agua y otros contaminantes). La protección contra la luz es para retardar la oxidación del aceite por el Oxígeno disuelto en él, lo que haría disminuir la cantidad de gas. Las muestras deben ser cuidadosamente identificadas mediante la etiqueta respectiva.

### **3.7.3. Material de muestreo**

Un tubo impermeable, resistente al aceite, por ejemplo, de poli tetrafluoretileno (PTFE), para conectar a la jeringa del equipo. Este tubo debe ser lo más corto posible y de un diámetro pequeño. Será necesario disponer de un terminal apropiado para conectarse a la válvula de muestreo.

Una jeringa a prueba de gas, de vidrio y con pistón de vidrio (tipo médico). El volumen de la jeringa deberá ser entre 25 y 250 cm<sup>3</sup>, dependiendo principalmente de la sensibilidad del procedimiento analítico usado y del volumen de aceite del equipo que se muestrea. Normalmente se usará una jeringa de 50 cm<sup>3</sup>. Esta jeringa debe estar equipada con una llave de tres vías, que permita dejarla cerrada herméticamente.

**NOTA:** *Se puede evaluar la hermeticidad de la jeringa a los gases manteniendo una muestra de aceite en ella durante dos semanas. Se analiza la concentración de H<sub>2</sub> al inicio y al final de este período, y la pérdida de H<sub>2</sub> no debe exceder el 2.5% por semana.*

Se debe contar con receptáculos para el transporte de las jeringas, de modo que éstas queden protegidas y permanezcan fijas durante el transporte, permitiendo al mismo tiempo que el pistón de la jeringa permanezca libre.

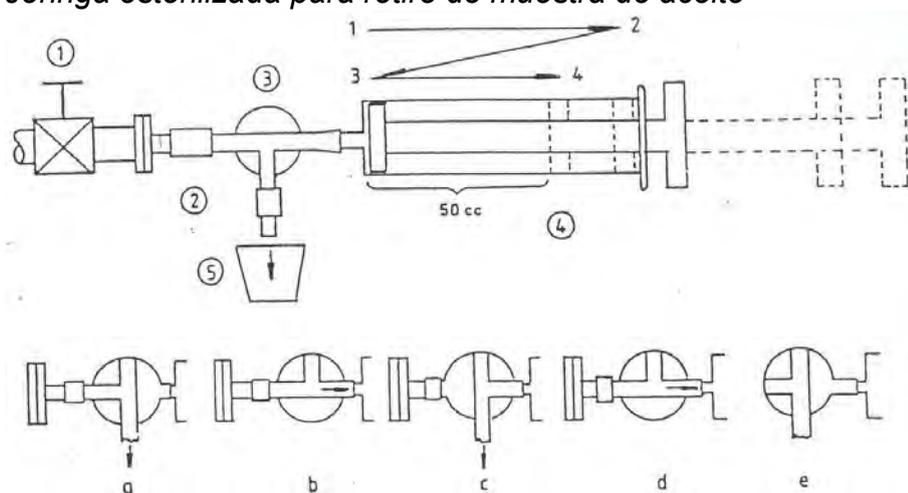
### **3.7.4. Método para la muestra**

El tapón de la válvula de muestreo debe ser removido y el orificio debe ser limpiado con un paño seco, con el fin de eliminar toda suciedad visible. La jeringa debe conectarse a la válvula de drenaje.

La llave de tres vías de la jeringa debe ser ajustada, de tal manera que, permita la salida de uno a dos litros de aceite, los que se pueden recoger en otro recipiente o ser eliminados. Deberá indicarse si salió agua en el aceite eliminado.

**NOTA:** “El mínimo aceite eliminado debe ser por lo menos dos veces el volumen estimado en las mangueras de conexión, en el caso de equipos de pequeña cantidad de aceite”.

**Figura 3.14**  
*Jeringa esterilizada para retiro de muestra de aceite*



**Fuente:** *Manual de usuario DOBLE*

### Muestreo de aceite de la jeringa

**Tabla 3.3**  
*Muestreo de aceite de la jeringa*

1.- Válvula de muestreo	a) Vaciado de aceite contaminado
2.- Tubos de conexión	b) Limpieza de la jeringa
3.- Llave de tres vías	c) Limpieza de la jeringa
4.- Jeringa de 50 cm <sup>3</sup>	d) Llenado de la jeringa
5.- Depósito para aceite	e) Posición de transporte

**Fuente:** *Elaboración propia*

La llave de tres vías debe abrirse para permitir que el aceite entre lentamente en la jeringa bajo su propia presión, sin presionar el pistón. Luego, se coloca la llave de tres vías en la posición adecuada para vaciar completamente la jeringa al presionar el émbolo, asegurándose de que todas las superficies internas de la jeringa y el pistón estén bien lubricadas con aceite. Este proceso se repite para llenar la jeringa correctamente.

Después de esta última operación, la llave de tres vías de la jeringa debe ser cerrada juntamente con la válvula de muestreo o de drenaje. La jeringa debe ser desconectada

### **3.8. Pruebas Fisicoquímicas**

#### **3.8.1. Rigidez Dieléctrica (ASTM D877): Unidad: kV/2.00mm.<sup>9</sup>**

La rigidez dieléctrica del aceite aislante indica su capacidad para resistir esfuerzos eléctricos a frecuencia comercial. Esta propiedad refleja la resistencia del aceite al paso de corriente eléctrica, la cual puede ser afectada por la presencia de impurezas como agua, metales en suspensión o lodos. La prueba de rigidez dieléctrica es esencial para detectar contaminantes como agua, fibras celulósicas húmedas o partículas metálicas en el aceite. Se recomienda que la tensión de descarga promedio para aceites nuevos sea al menos de 30 kV, siendo esta prueba crucial para identificar cualquier contaminación que pueda comprometer la calidad del aceite aislante.

---

<sup>9</sup> Norma ASTM D877

### 3.8.2. Índice de neutralización (ASTM D974<sup>10</sup>); Unidad: mgKOH/g aceite.

El Índice de neutralización del aceite aislante se determina por la cantidad de hidróxido de potasio (KOH) necesaria para neutralizar un gramo de aceite, lo cual indica la presencia de compuestos ácidos y polares en el aceite. Estos compuestos incluyen hidroperóxidos como productos iniciales, seguidos de compuestos ácidos, y finalmente pueden formar sedimentos o lodo. Los ácidos aceleran el deterioro del aceite, del papel aislante y pueden corroer las partes metálicas del transformador. La presencia de sedimentos indica un estado avanzado de deterioro del aceite, generalmente requiriendo regeneración. El Índice de neutralización está inversamente relacionado con la tensión interfacial del aceite: un alto Índice de neutralización indica una baja tensión interfacial. Se emplea un material base para neutralizar los ácidos presentes en el aceite y mantener su calidad.

**Tabla 3.4**  
*Valores de índice de neutralización*

<b>Lecturas típicas ASTM 974</b>	
Aceite nuevo	0.03 mg KOH/g de aceite
Valor crítico	0.05 mg KOH/g de aceite
Parafínicos	0.06 mg KOH/g de aceite
Valor máx. Aceptable en servicio	0.10 mg KOH/g de aceite

**Fuente:** *Elaboración propia*

<sup>10</sup> Norma ASTM D974

### 3.8.3. Tensión interfacial (ASTM D971): Unidad: dinas/cm.<sup>11</sup>

La tensión interfacial se refiere a la fuerza necesaria para romper una interfase entre el agua y el aceite utilizando un anillo de Platino – Iridio, medida en dinas por centímetro (dinas/cm). Los aceites nuevos, que son hidrofílicos, tienen una alta tensión interfacial de aproximadamente 40 dinas/cm, lo que indica que las moléculas de aceite no tienen afinidad con las de agua.

Durante el deterioro del aceite, los productos de descomposición del aislamiento sólido, que son contaminantes polares solubles, pueden oxidar el aceite y reducir su tensión interfacial. La medición de la tensión interfacial es crucial para detectar los primeros signos de deterioro del aceite. En condiciones óptimas, un aceite en buen estado tiene una tensión interfacial cercana a 40 dinas/cm a 25°C, pero esta medida disminuye a medida que el aceite se deteriora.

## Lecturas típicas

**Tabla 3.5**  
*Valores de Tensión interfacial*

Aceite Nuevo	50 dinas/cm.
Aceite Bueno	30 dinas/cm.
Aceite Marginal	24 dinas/cm.
Aceite malo	17 inas/cm

**Fuente:** *Elaboración propia*

<sup>11</sup> Norma ASTM D971

#### **3.8.4. Factor de Potencia a 25°C y 100°C (ASTM D924); Unidad%<sup>12</sup>**

El factor de potencia del aceite aislante se define como el coseno del ángulo de fase, o el seno del ángulo de pérdidas. Este factor aumenta gradualmente con el deterioro del aceite, reflejando la intensidad de la corriente que atraviesa el aceite y sirviendo como indicador de su contaminación y estado de deterioro. Este incremento está asociado tanto a la temperatura como a la presencia de sustancias polares generadas por la descomposición del aceite. El factor de potencia es complementario a las mediciones de tensión interfacial e índice de acidez para evaluar la condición del aceite aislante

La prueba más significativa es el factor de potencia a 100°C.

- Las pérdidas dieléctricas se refieren a la energía disipada por un sistema de aislamiento cuando se aplica una tensión alterna. Un aislamiento en buen estado presenta pérdidas muy bajas, mientras que aquellos envejecidos o con problemas muestran pérdidas elevadas. Factores como la humedad y agentes químicos pueden aumentar estas pérdidas por encima de lo normal. Además, los daños físicos causados por esfuerzos dieléctricos y electrodinámicos pueden incrementar significativamente las pérdidas en el sistema de aislamiento.

#### **3.8.5. Gravedad Específica (ASTM D1298)<sup>13</sup>**

La gravedad específica del aceite se define como la relación entre su masa y el volumen ocupado, comparada con la densidad del agua a 15°C. Esta propiedad

---

<sup>12</sup> Norma ASTM D924

<sup>13</sup> Norma ASTM D1298

es crucial porque afecta tanto la densidad como la viscosidad del aceite. Un aceite más denso dificulta la circulación y la capacidad de disipar calor, especialmente cuando se contamina con otros aceites o sustancias extrañas. La gravedad específica no tiene unidades y se usa para evaluar la contaminación del aceite; valores fuera del rango de 0.84 a 0.91 sugieren presencia de líquidos extraños. Esta medida también es fundamental para calcular el índice de acidez y detectar condiciones anormales en el aceite.

#### **3.8.6. Sedimentos (ASTM D1698)<sup>14</sup>**

La gravedad específica del aceite se refiere a la relación entre su masa y el volumen que ocupa, comparada con la densidad del agua a 15°C. Esta característica es esencial debido a su influencia directa en la densidad y viscosidad del aceite. Cuando el aceite es más denso, puede dificultar la circulación y la capacidad de disipar calor, especialmente si está contaminado con otros aceites o sustancias extrañas. La gravedad específica se utiliza sin unidades para evaluar la contaminación del aceite; valores fuera del rango de 0.84 a 0.91 indican la presencia de líquidos no deseados. Además, esta medida es crucial para calcular el índice de acidez y para identificar condiciones anómalas en el aceite.

#### **3.8.7. Color (ASTM D1500) e Inspección Visual (ASTM D1524)<sup>15</sup>**

La clasificación del color del aceite según ASTM D1500 implica comparar su color con una escala patrón numerada del 0 al 8. Se coloca una muestra de aceite

---

<sup>14</sup> Norma ASTM D1698

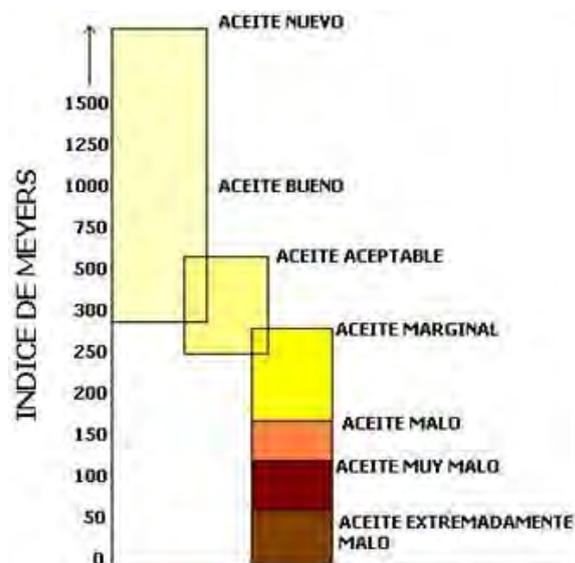
<sup>15</sup> Norma ASTM D1524

en un tubo y se compara visualmente con un disco de colores hasta encontrar la coincidencia adecuada, sin prolongar la observación más de 10 a 15 segundos.

Por otro lado, el método de Inspección visual (ASTM D1524) consiste en observar partículas en suspensión utilizando luz en un ambiente oscuro. Un aceite en buen estado se presenta limpio y transparente, mientras que un aceite turbio puede indicar la presencia de productos de oxidación suspendidos en él.

**Figura 3.15**

*Índice de Meyers de colores del aceite de acuerdo con la inspección ASTM-D-1524*



**Fuente:** *Tradelca SAA- Colombia.*

Para evaluar el color del aceite, se utiliza el método ASTM D1500 en laboratorio y el método ASTM D1524 para inspección en campo, ambos empleando la misma escala de referencia.

**Tabla 3.6***Números típicos del comparador de aceites*

0.5 blanco como el agua	Aceite nuevo
1.5 amarillo brillante	Marginal
2.5 ámbar	Aceite malo
6.0 ámbar oscuro	Aceite muy malo

**Fuente:** *Elaboración propia*

Esta prueba por sí sola no significa nada, visualmente requiere una muestra mínima de un cuarto de galón.

La inspección visual ASTM1524 verifica:

- Nubosidad
- Turbidez

Partículas u otros materiales en suspensión.

El color del aceite depende de la naturaleza de la base (parafínica, nafténica o aromática)

### **3.8.8. Contenido de agua (ASTM D1533); Unidad: ppm.<sup>16</sup>**

El agua es uno de los principales factores que afectan al aislamiento del transformador y tiene un impacto significativo en las propiedades eléctricas del aceite. La medición del contenido de agua en el aceite proporciona información crucial sobre el estado de deterioro del aislamiento sólido. Un nivel crítico de agua en el aceite, como 50 ppm, indica un exceso de humedad en el aislamiento sólido. El método recomendado para este análisis es el método de Karl Fischer, que implica

---

<sup>16</sup> Norma ASTM D1533

la oxidación del dióxido de azufre por el agua en presencia de piridina y alcohol metílico. Es crucial tomar la temperatura del aceite en la parte inferior del transformador al tomar la muestra, ya que esto permite calcular el porcentaje de saturación y el porcentaje de humedad en peso seco.

- Porcentaje de Contenido de humedad por peso seco

$$\left(\frac{M}{dw}\right).$$

Este número indica la cantidad de agua presente en el papel aislante del transformador.

- Un transformador seco tiene aproximadamente  $0.5\% \frac{M}{dw}$

Donde:

- M: (Moisture) Humedad.
- dw: (dry weight) Peso seco

Para determinar el porcentaje de humedad por peso seco  $\left(\% \frac{M}{dw}\right)$ , se usa el factor multiplicador (MM):

- a.1) Determinar la cantidad de H<sub>2</sub>O en ppm.
- a.2) Determinar la temperatura de la parte baja de la muestra.
- a.3) Adicionar 5°C a la temperatura obtenida en la parte baja de la muestra.
- a.4) Determinar el factor multiplicador.
- a.5) Multiplicar a.1 por a.4.

El factor multiplicador es función de la temperatura.

- a. Factor envejecimiento:

Basado en el porcentaje de humedad por peso seco  $\left(\% \frac{M}{dw}\right)$

Este número nos indica el envejecimiento del transformador, respecto a otro que tiene  $0.3\% \frac{M}{dw}$ .

b. Grado de envejecimiento:

El aceite del transformador tiene un grado de "A" a "F" dependiendo de la cantidad de humedad.

### **3.8.9. Contenido de inhibidor de oxidación (ASTM D2668)<sup>17</sup>**

El aceite de transformador tiene propiedades naturales que retrasan su oxidación, pero estas propiedades se pierden con el tiempo. La oxidación es un gran enemigo de los aislamientos sólidos y líquidos del transformador. Para contrarrestar esta oxidación, se utiliza un inhibidor que protege la celulosa del ataque del oxígeno presente en el aceite. Este inhibidor se consume durante el funcionamiento del transformador y, cuando desaparece, la oxidación o deterioro se intensifica.

El inhibidor sintético más comúnmente utilizado es el dicitercario butil paracresol (DBPC), un antioxidante eficaz que previene la oxidación en pequeñas cantidades. Es insoluble en agua y soluble en aceite. Para disolver el DBPC, la temperatura del aceite debe ser superior a 50 °C. Es crucial mantener el contenido de inhibidor o DBPC en el aceite en un 0.3% del peso del aceite, ya que, sin este inhibidor, la oxidación se desencadena rápidamente.

### **3.8.10. Contenido de metales**

Utilizando un espectro de emisión atómica de plasma, se determina la cantidad de metales disueltos en el aceite aislante.

---

<sup>17</sup> ASTM D2668

**3.8.11. Contenido de metales**

Utilizando un espectro de emisión atómica de plasma, se determina la cantidad de metales disueltos en el aceite aislante.

### 3.8.12. Rango de valores para el análisis fisicoquímico

En la siguiente tabla se presenta un resumen del criterio de SD. MYERS para determinar la condición del estado de los aceites de los transformadores en la prueba de análisis fisicoquímico:

**Tabla 3.7**

*Rango de valores para el análisis fisicoquímico*

Prueba	ASTM	Unidad	Aceptable	Cuestionable	Inaceptable
Rigidez dieléctrica	ASTM D877	kV/2.00mm	≥ 30 kV	29 - 25 kV	< 25 kV
Rigidez dieléctrica	ASTM D1816	kV	> 24 kV	24 - 20 kV	< 20 kV
Índice de neutralización	ASTM D974	mgKOH/g	< 0.05	0.06 - 0.10	> 0.10
Tensión interfacial	ASTM D971	mN/m	≥ 32.0	31.9 - 28.0	< 27.9
Factor de potencia a 25°C	ASTM D924	%	< 0.1	0.1 - 0.3	> 0.3
Factor de potencia a 100°C	ASTM D924	%	< 2.99	3.0 - 3.99	> 4.0
Gravedad específica	ASTM D1298	gr/cm	084 - 091	< 0.84	> 0.91
Sedimentos	ASTM D1698	-	-	-	-
Color	ASTM D1500	-	≤ 3.5	-	> 3.5
Contenido de Agua	ASTM D1533	ppm	< 30	30 - 34.9	> 35
Contenido de inhibidor de oxidación	ASTM D2668	%	≥ .20	0.19 - 0.11	≤ 1.0
Contenido de metales Visual	ASTM D1524	-	Limpio	Turbio	-

Fuente: Elaboración propia

### **3.8.13. Contenido de furanos (ASTM D5837) <sup>18</sup>**

El análisis de contenido de furanos es esencial y se lleva a cabo mediante cromatografía líquida de alta resolución (HPLC). Los niveles de Monóxido y Dióxido de Carbono en los análisis de gases del aceite indican el grado de deterioro del papel. Sin embargo, una medida más precisa y temprana del estado del papel se obtiene al medir el contenido de furfuraldehídos en el aceite, también usando HPLC. La detección de furfuraldehídos es muy sensible, en partes por billón, proporcionando una advertencia temprana antes que los análisis de gases del aceite.

Según el Laboratorio S.D. MYERS, se determinan los siguientes compuestos:

- 5 - Hidroximethyl - 2 furaldehido
- 2 - Furfurol (2 - furfuryl alcohol)
- 2 - Furaldehydo
- 2 - Acetylfuran
- 5 - Methyl - 2 - furaldehydo

Los niveles altos o crecimientos grandes en los furanos indican un deterioro del papel sólido aislante.

No hay ningún otro lugar en el transformador que produzca compuestos furánicos.

Se realizan pruebas para cinco furanos diferentes; diferentes factores conducen a la determinación de diferentes compuestos furánicos, estos son:

- M5H2F (5-Hidroximethyl-2 furaldehido); *Oxidación*

---

<sup>18</sup> Norma ASTM D5837

- 2FOL (2- Furfurol (2-furfuryl alcohol)); Alta humedad
- 2FAL (2-Furaldehdo) (FFA); Sobrecalentamiento, falla vieja
- 2ACF (2-Acetylfuran); Raro, rayos
- 5M2F (5-Methyl-2-furaldehdo); Sobrecalentamiento local severo

El deterioro de la acidez ( $> 0.6$ ) y de la tensión interfacial, indican la presencia de furanos en el aceite.

**Tabla 3.8**

*Valores de contenido de furanos*

Prueba	ASTM	Unidad	Aceptable	Cuestionable	Inaceptable
Contenido de furanos	ASTM D5837	Ppb.	$\leq 100$	101 - 250	$\geq 250$

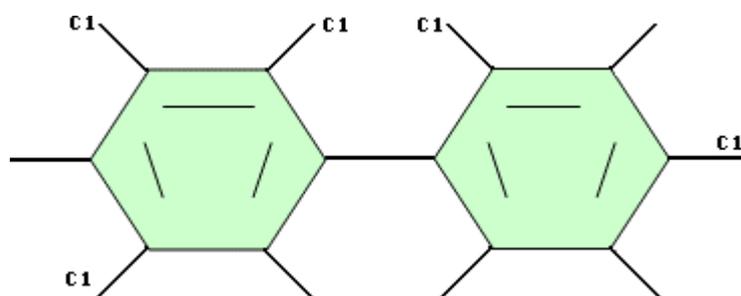
Fuente: *Elaboración propia*

### 3.8.14. Contenido de PCB (ASTM D4059)<sup>19</sup>

El Askarel es un compuesto difenil clorado, llamado simplemente PCB, y su molécula tiene la siguiente fórmula:

**Figura 3.16**

*Molécula de Askarel*



Fuente: *Elaboración propia*

Sus aplicaciones son múltiples entre ellas como líquido aislante y refrigerante de transformadores. Los askareles que contienen PCB tienen los siguientes nombres

<sup>19</sup> Norma ASTM D4059

comerciales: Aroclos, Asbestol, Askarel, Clorexton, Clophen, Diaclor, Hyrol, Inerteen, Piranol, Phenoclor, Santotherm, Etc.

De los 209 compuestos de difenilos posibles, solo tres derivados se utilizan en transformadores, específicamente los números 1242, 1254 y 1260. Este método mide la concentración de PCB como contaminante en los fluidos aislantes, y los resultados se expresan en ppm mediante cromatografía de gases.

### **3.8.15. Filtración de aceites**

Todas las impurezas o agentes contaminantes arriba citados, con excepción de los ácidos, pueden ser removidos filtrando el aceite mediante un sistema de bomba de vacío y filtros, llamado comúnmente filtro-prensa.

El filtro-prensa separa el agua del aceite por diferentes medios entre otros por medio del filtraje mecánico o mediante la aplicación del vacío el cual sublima el agua.

Los filtros-prensa son provistos de manómetros los cuales indican la presión que ejerce la bomba para hacer circular el aceite a través del filtro. Una elevada presión indica la saturación del filtro el cual debe encontrarse saturado de impurezas y dificulta la circulación de aceite a través de este. Un aceite limpio pasa a través del filtro-prensa con una presión de aproximadamente 0.7 a 1.05 kg/cm<sup>2</sup>. Una elevada presión de 5 kg/cm<sup>2</sup> es un indicio de la necesidad de reemplazar el filtro.

El papel filtro debe estar completamente seco antes de su utilización, utilizar estufas con una temperatura de 80 °C para su secado por un tiempo mínimo de 6 horas. El papel debe ser secado inmediatamente antes de su utilización.

### **3.8.16. Pruebas de Laboratorio**

Por la naturaleza del trabajo del cambiador de derivación bajo carga se tiene la idea que a este solo se le debe hacer el análisis fisicoquímico, esta idea es errada puesto que los dedos de contacto del cambiador de tomas emanan gases característicos, pero al ocurrir una falla o un cortocircuito se presentaría una mayor presencia de otros tipos de gases, los cuales solo se detectarían con un análisis cromatográfico. Es por esta razón, que tanto al aceite de la cuba del transformador como al aceite del cambiador de tomas bajo carga deben realizarse las pruebas fisicoquímico y cromatográficas.

Se cuenta con el servicio externo anual de análisis fisicoquímico y cromatográfico, el 2019 estuvo a cargo Oil & Transformers S.A.C. Realizada en el laboratorio SD Mayers de MORGAN SCHAFFER Canadá.

### **3.8.17. Prueba de cromatografía de gases (ASTM D3612<sup>20</sup>)**

La prueba cromatográfica analiza cualitativa y cuantitativamente los gases disueltos en el aceite del transformador. Fallas como efecto corona, descargas parciales, arcos, puntos calientes y sobrecalentamiento generan gases específicos, cuyo tipo y cantidad en ppm ayudan a diagnosticar el estado del transformador. Los gases analizados incluyen Hidrógeno, Nitrógeno, Oxígeno, Monóxido y Dióxido de Carbono, Metano, Etano, Etileno, Acetileno, Propileno, Propano y Butano. Las altas temperaturas de fallas internas producen estos gases, que se disuelven en el aceite aislante, indicando posibles problemas.

---

<sup>20</sup> Norma ASTM D3612

**Tabla 3.9***Gases combustibles*

Nombre	Símbolo
Hidrogeno	(H <sub>2</sub> )
Metano	(CH <sub>4</sub> )
Monóxido de Carbono	(CO)
Acetileno	(C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )
Etileno	(C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )
Etano	(C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )

**Fuente:** *Elaboración propia*

**Tabla 3.10***Gases no combustibles*

Nombre	Símbolo
Oxígeno	(O <sub>2</sub> )
Nitrógeno	(N <sub>2</sub> )
Dióxido de Carbono	(CO <sub>2</sub> )

**Fuente:** *Elaboración propia*

Los gases producidos por el deterioro normal del aislamiento sólido incluyen Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) y Monóxido de Carbono (CO). La técnica de cromatografía de gases es una herramienta crucial para los ingenieros, ya que permite identificar fallas incipientes con precisión y, a menudo, localizarlas. En general, es posible diagnosticar una falla incipiente mediante la formación de gases causados por sobrecalentamiento (degradación térmica), arco eléctrico y descargas parciales (corona).

Hay una relación cercana entre la energía y la temperatura de la falla producida y el tipo de gas generado. Esto permite crear una guía de indicadores de degradación del aceite, como se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla 3.11**

*Guía de indicadores de degradación del sistema aislante*

Indicador	Símbolo	Tipo de deterioro
Monóxido de Carbono	CO	Envejecimiento del papel
Dióxido de Carbono	CO <sub>2</sub>	Corona en el papel
Metano	CH <sub>4</sub>	Descomposición térmica del aceite a temperaturas menores
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Puntos calientes en las juntas del laminado del núcleo por falla del aislamiento entre los mismos
Etileno	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Puntos calientes en las juntas del laminado del núcleo por falla del aislamiento entre los mismos
Hidrógeno	H <sub>2</sub>	Puntos calientes en los bobinados por falla del aislamiento
Acetileno	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Arco eléctrico a través del aceite

**Fuente:** *Elaboración propia*

Los resultados pueden ser interpretados tanto cualitativa como cuantitativamente.

### **3.8.18. Interpretación Cualitativa**

Se tiene en cuenta la presencia de gases específicos que caracterizan un tipo particular de falla.

Existen varios métodos de interpretación, uno de los métodos que se usa es del gas principal, entre las que se tiene:

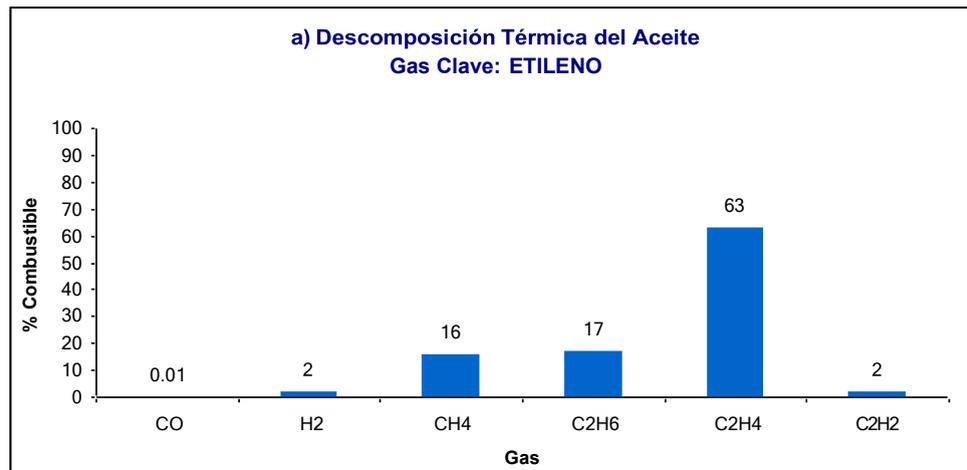
#### **a. Sobrecalentamiento del aceite: Gas Clave: ETILENO**

La degradación del aceite aislante a temperaturas bajas resulta en la formación de Metano (CH<sub>4</sub>), Etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), y en menor medida, Etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) e Hidrógeno (H<sub>2</sub>). Por otro lado, a temperaturas elevadas, se produce principalmente Etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) en cantidades superiores a las de Metano (CH<sub>4</sub>) y Etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>).

Además, el deterioro de la celulosa en el transformador genera Monóxido de Carbono (CO) y Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>).

**Figura 3.17**

***Aceite sobrecalentado - Descomposición térmica del aceite***



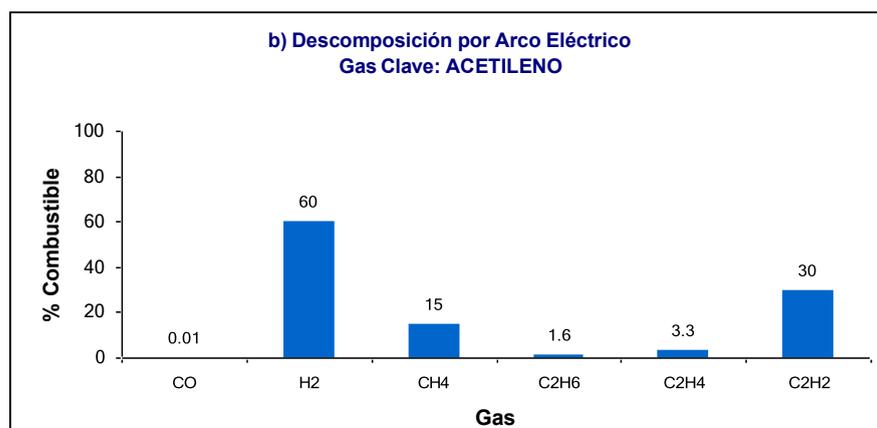
Fuente: *Elaboración propia con resultados de prueba*

**b. Falla de arco. Gas clave: ACETILENO**

La falla de arco principalmente produce gases como Hidrógeno y Acetileno, con una menor cantidad de Etileno y otros gases, dependiendo de la intensidad del arco eléctrico.

**Figura 3.18**

***Formación de arcos en el aceite del transformador***



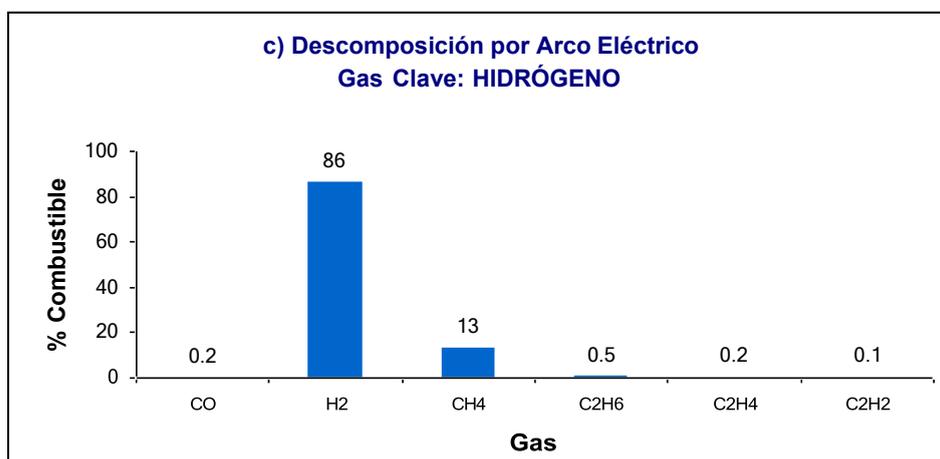
Fuente: *Elaboración propia con resultados de prueba*

### c. Falla por descargas parciales (Gas clave): HIDROGENO

En la terminología internacional, se denomina descarga parcial a todos los tipos de descargas eléctricas que no son causadas por descargas disruptivas. Entre estas descargas parciales se incluyen las de tipo corona y las descargas superficiales en el aislamiento sólido.

**Figura 3.19**

*Descomposición por efecto corona en el aceite*

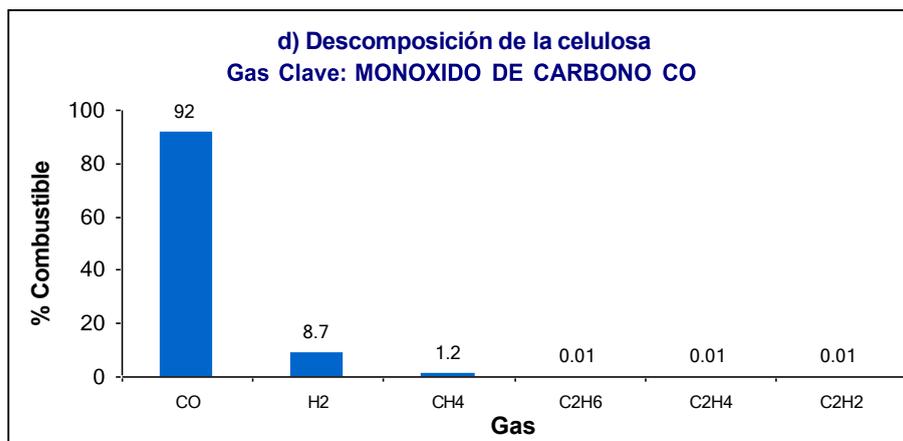


Fuente: Elaboración propia con resultados de prueba

### d. Descomposición del papel: Gas clave: MONOXIDO DE CARBONO

**Figura 3.20**

*Descomposición de la celulosa*



Fuente: *Elaboración propia con resultados de prueba*

### **3.8.19. Interpretación Cuantitativa**

Se puede realizar a través de los siguientes métodos

#### **a. Método del total de gases combustibles (TGC)**

Se han definido cuatro condiciones basadas en el límite total de gases disueltos combustibles:

- Condición 1.- Si  $TGC < 720$  ppm, el transformador se encuentra operando satisfactoriamente.
- Condición 2: Si el total de gases disueltos combustibles (TGC) está entre 721 ppm y 1920 ppm, indica que el transformador tiene una falla interna que requiere investigación. Se recomienda tomar una muestra y monitorear el incremento diario en la generación de gases.
- Condición 3: Si el TGC está entre 1921 ppm y 4630 ppm, se debe realizar un nuevo análisis cromatográfico para calcular la tasa diaria de generación de gases. Según estos resultados, se deben tomar las acciones correspondientes para abordar la situación detectada.
- Condición 4.- Si TGC es mayor a 4631 ppm, el transformador se está descomponiendo aceleradamente y se recomienda retirara al transformador fuera de servicio, e investigar y corregir la falla.

**Tabla 3.12***Concentraciones de gas disuelto (ppm)*

Estado	Hidrogeno	Metano	Acetileno	Etileno	Etano	CO	CO <sub>2</sub>	TDGC*
Condición 1	100	120	35	50	65	350	2500	720
Condición 2	101 - 700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2501-4000	721-1920
Condición 3	701 - 1800	401-1000	51-80	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
Condición 4	> 1800	>1000	>80	>200	>150	>1400	>10000	>4630

**Fuente:** *Elaboración propia*

\* Total gas combustible disuelto

Guía para el rango de vigilancia para transformadores sin previa prueba de gases combustibles.

**Tabla 3.13***Guía de concentraciones de gases disueltos*

Gases	Símbolo	Aceptable	Cuestionable	Inaceptable <sup>2</sup>
Hidrógeno	H <sub>2</sub>	< 100	100 - 700	> 700
Metano	CH <sub>4</sub>	< 120	120 - 400	> 400
Acetileno	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	< 2	2 - 5	> 5
Etileno	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	< 50	50 - 100	> 100
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	< 65	65 - 100	> 100
Monóxido de carbono	CO	< 350	650 - 570	> 570
TOTAL <sup>1</sup>		< 700	700 - 1900	> 1900

<sup>1</sup> TDGC = Total de gases combustibles<sup>2</sup> la concentración de gas en el rango de peligro, indica un problema severo generalmente requiere una intervención inmediata o renovación**Fuente:** *Elaboración propia***b. Método de relación de Rogers**

Este método ha ganado gran atención pública debido a un extenso estudio estadístico en el Reino Unido que analizó cerca de 10,000 muestras de gases. Los

resultados sugieren que diferentes tipos de condiciones de fallas pueden ser diferenciados con mayor precisión utilizando rangos detallados y combinaciones específicas de proporciones de gases. Esto ha sido confirmado por la examinación interna de un número de transformadores sospechosos juntos, después de su dado de baja como unidades defectuosas.

En este método no se consideran las concentraciones de óxidos de carbono.

Este método evalúa las proporciones relativas de cinco gases principales: Etileno ( $C_2H_4$ ), Metano ( $CH_4$ ), Etano ( $C_2H_6$ ), Hidrógeno ( $H_2$ ), Acetileno ( $C_2H_2$ ); siendo las concentraciones más significativas.

$$R2: \frac{C_2H_2}{C_2H_4} \quad R1: \frac{CH_4}{H_2} \quad R5: \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$$

**Tabla 3.14**

*Guía de gases clave para la relación de Rogers*

	$R2: \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$R1: \frac{CH_4}{H_2}$	$R5: \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	
0	< 0.1	>0.1 ; > 1.0	< 1.0	Funcionamiento normal
1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	Descarga parciales y arcos de baja densidad de energía
2	> 0.1 y < 3.0	0.1 - 1.0	> 3.0	Arcos-Descargas de alta energía
3	< 0.1	> 0.1 <1.0	1.0 a 3.0	Calentamiento térmico a baja temperatura
4	< 0.1	> 1.0	1.0 a 3.0	Alta sollicitación térmica menor a 700°C
5	< 0.1	> 1.0	> 3.0	Alta sollicitación térmica menor a 700°C

**Fuente:** *Elaboración propia*

En la tabla se observará cómo cambian las relaciones R2 ( $C_2H_2/C_2H_4$ ) y R5 ( $C_2H_4/C_2H_6$ ) conforme sus valores superan 3.00, indicando un aumento en la intensidad de la descarga.

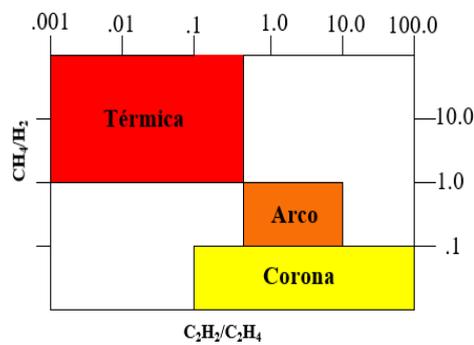
### c. Método de la relación de Dörnemberg

Es uno de los primeros métodos utilizados, donde se emplean dos relaciones de gases ( $\text{CH}_4/\text{H}_2$ ) y ( $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ ), dibujadas en escalas logarítmicas, ver figura 22

La ubicación del punto indica el tipo específico de falla que ha ocurrido.

**Figura 3.21**

*Indicadores de sintomáticos de falla de Dörnemberg*



**Fuente:** *Elaboración propia*

Como se mencionó este método sugiere la existencia de 3 tipos de falla

1. Falla térmica: Descomposición térmica del aceite mineral que ocurre en un intervalo de temperatura entre 150°C y 500°C.
2. Falla por corona eléctrica: Descargas eléctricas de baja intensidad.
3. Falla por arco eléctrico: Arcos eléctricos de alta intensidad, generalmente ocurridos en un rango de temperatura entre 700°C y 1800°C.

**Tabla 3.15**

*Diagnóstico de Dörnemberg*

Diagnostico	$(\text{CH}_4/\text{H}_2)$	$(\text{C}_2\text{H}_2/\text{H}_2) / (\text{C}_2\text{H}_4/\text{H}_2)$
Falla térmica	> 1.0	< 0.75
Falla arco eléctrico	> 0.1	> 0.75
Descarga parcial	< 0.1	No trasciende

**Fuente:** *Elaboración propia*

➤ **Modificación del método de Dörnenberg**

Concentraciones de gas disuelto:

**Tabla 3.16**

*Concentraciones de gases disueltos para el método de Dörnenberg*

Gas Clave	Concentración L1
Hidrógeno	100 ppm
Metano	120 ppm
Monóxido de carbono	350 ppm
Acetileno	35 ppm
Etileno	50 ppm
Etano	65 ppm

**Fuente:** *Elaboración propia*

Los valores de la tabla 19, difieren de los valores originales de Dörnenberg para concentraciones L1. Los L1 valores han sido modificados usando el correspondiente valor máximo para la condición 1 para cada uno de los gases claves disueltos en la guía de IEEE C57.104.

**Tabla 3.17**

*Gases clave de la relación de Dörnenberg*

$R1: \frac{CH_4}{H_2}$	$R2: \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$R3: \frac{C_2H_2}{CH_4}$	$R4: \frac{C_2H_6}{C_2H_2}$	Diagnóstico de falla sugerido
> 0.1	< 0.75	< 0.3	> 0.4	Descomposición térmica
< 0.1	No significativo	< 0.3	> 0.4	Corona. - Descargas parciales de baja intensidad
> 0.1 y < 1.0	> 0.75	> 0.3	< 0.4	Arcos- Descargas parciales de alta intensidad

**Fuente:** *Elaboración propia*

#### **d. Método del triángulo de Duval**

El método de diagnóstico del triángulo de Duval para transformadores de aceite, desarrollado por Michel Duval y descrito en el apéndice B de la norma IEC 60599:1999, utiliza las concentraciones de tres gases clave: Metano, Etileno y Acetileno. Estos gases se suman para representar el 100% y se recalculan los porcentajes individuales. En la figura 23 del método, cada lado del triángulo representa una escala del 0 al 100%. Los porcentajes recalculados se proyectan sobre cada eje respectivo y se interceptan en un punto que indica el estado del transformador. Este método proporciona áreas específicas que indican la condición del transformador basada en la distribución de los gases en el triángulo de Duval.

Las concentraciones en (PPM) del etileno ( $C_2H_4$ ), del metano ( $CH_4$ ) y del acetileno ( $C_2H_2$ ) son expresadas como porcentajes del total ( $CH_4 + C_2H_4 + C_2H_2$ ) y se trazan como un punto ( $\%CH_4$ ,  $\%C_2H_4$ ,  $\%C_2H_2$ ) en un sistema coordinado triangular en una carta triangular que se ha subdividido en zonas de falla. La zona de falla en la cual el punto está situado señala el tipo probable de falla que produjo esa combinación de las concentraciones del gas.

#### **Aplicaciones:**

El método del triángulo de Duval debe ser aplicado solamente cuando hay una cierta sospecha de falla, basado en el incremento de gas combustible o algún otro síntoma sospechoso. Este método de diagnóstico en sí no es un medio para detectar la falla.

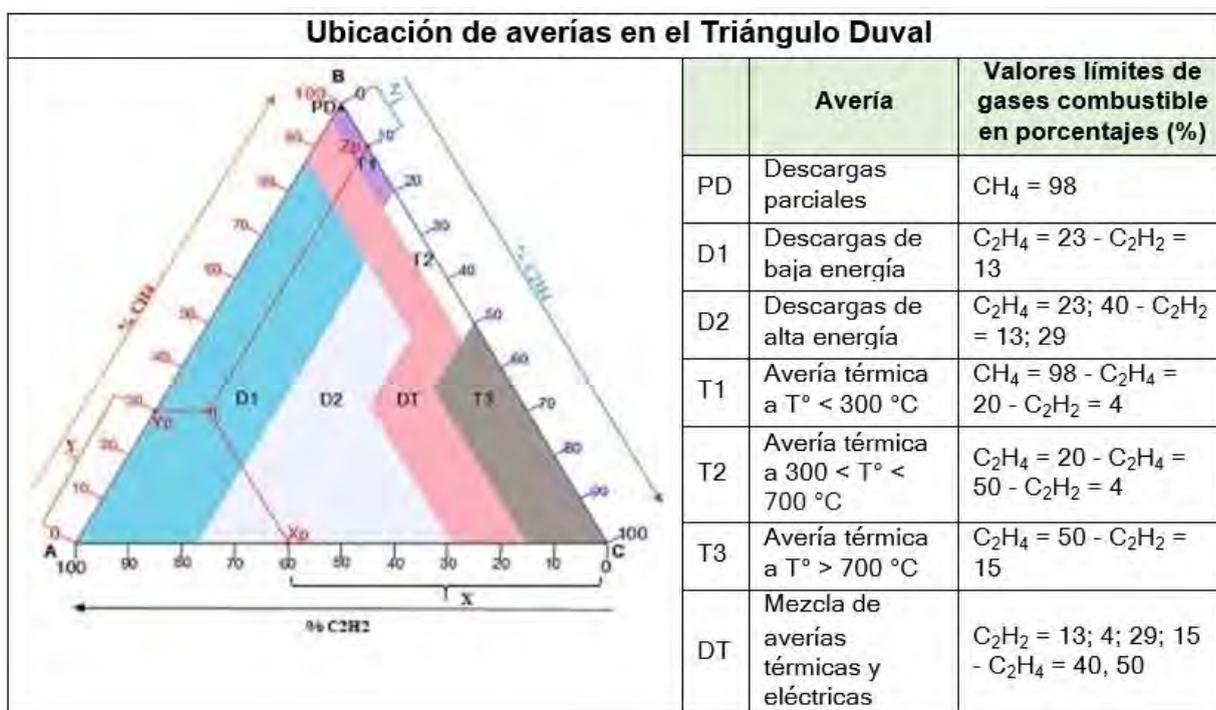
Debido a la inexactitud relativa de las medidas de la concentración del gas en el aceite en las concentraciones bajas, los métodos de diagnóstico de DGA,

incluyendo el triángulo de Duval, no deben ser aplicados a menos que las concentraciones del gas estén bien sobre el límite de detección.

Si las concentraciones razonablemente estables de los gases estaban presentes antes del inicio de falla sospechada, es recomendable restar fuera de las concentraciones del fondo, puesto que las diferencias son bastante grandes para la interpretación. El diagnóstico debe estar basado si es posible, en el gas recientemente formado, e incluir el gas de la pre-falla en los cálculos de diagnóstico puede conducir a resultados engañosos.

**Figura 3.22**

*Triángulo de Duval y ubicación de averías*



Fuente: *Elaboración propia*

**Tabla 3.18**

*Modificado de la tabla del triángulo DUVAl – A noble Technique for DCA in Power Transformers Sukhbir Sing and M.N. Bandyopadhyay, 2010 y Different DCA Technique for Monitoring of Transformers. Rohit Kumar Arora 2013*

<b>Símbolo</b>	<b>Falla</b>	<b>Descripción</b>
PD	Descargas parciales	La descarga corona produce la formación de burbujas de gas y puede ocasionar la aparición de sedimentos en el papel aislante.
D1	Descargas de baja energía	Las descargas parciales tipo chispas causan agujeros y perforaciones carbonizadas en el papel aislante, mientras que los arcos de baja energía pueden inducir perforaciones carbonizadas o la generación de partículas de carbón en el aceite. Estas fallas son resultado de conexiones defectuosas o diferencias de potencial.
D2	Descargas de alta energía	Descargas eléctricas en el papel o el aceite, junto con flashovers, pueden causar daños extensos en el papel aislante o la generación considerable de partículas de carbón en el aceite, especialmente cuando se originan por cortocircuitos internos.
DT	Fallas térmicas y eléctricas	Combinación de fallas térmicas y eléctricas.
T1	Fallas térmicas $T < 300\text{ °C}$	Evidenciado por el deterioro del papel a temperaturas superiores a $200\text{ °C}$ o carbonización por debajo de los $300\text{ °C}$ , causado por sobrecargas en el transformador.
T2	Fallas térmicas $300 < T < 700\text{ °C}$	Carbonización del papel que resulta en la formación de partículas de carbón en el aceite, provocada por conexiones eléctricas deficientes o falsos contactos.

T3	Fallas térmicas T >700 °C	Formación significativa de partículas de carbón en el aceite, alteración del color del metal debido a altas temperaturas (800 °C) o fusión (más de 1000 °C), y circulación de corrientes eléctricas a través del tanque y el núcleo del transformador.
----	---------------------------	--

**Fuente:** *A noble Technique for DCA in Power Transformers Sukhbir Sing and M.N. Bandyopadhyay, 2010*

## 3.9. Equipos de Pruebas Eléctricas

### 3.9.1. Descripción de los equipos de medición y prueba

#### 3.9.1.1. Analizador automático de aislamiento - Doble serie M4100

Resultados presentados en un formato fácil de leer, grabar e imprimir, este sistema de vanguardia está diseñado para pruebas y diagnóstico de equipos de potencia en subestaciones de alta tensión. Utiliza tecnología avanzada patentada que evalúa con precisión la condición de los equipos, incluso en entornos con alta interferencia electrostática y electromagnética. Incorpora calibración automática en campo para asegurar la precisión y elimina errores mediante una configuración automatizada.

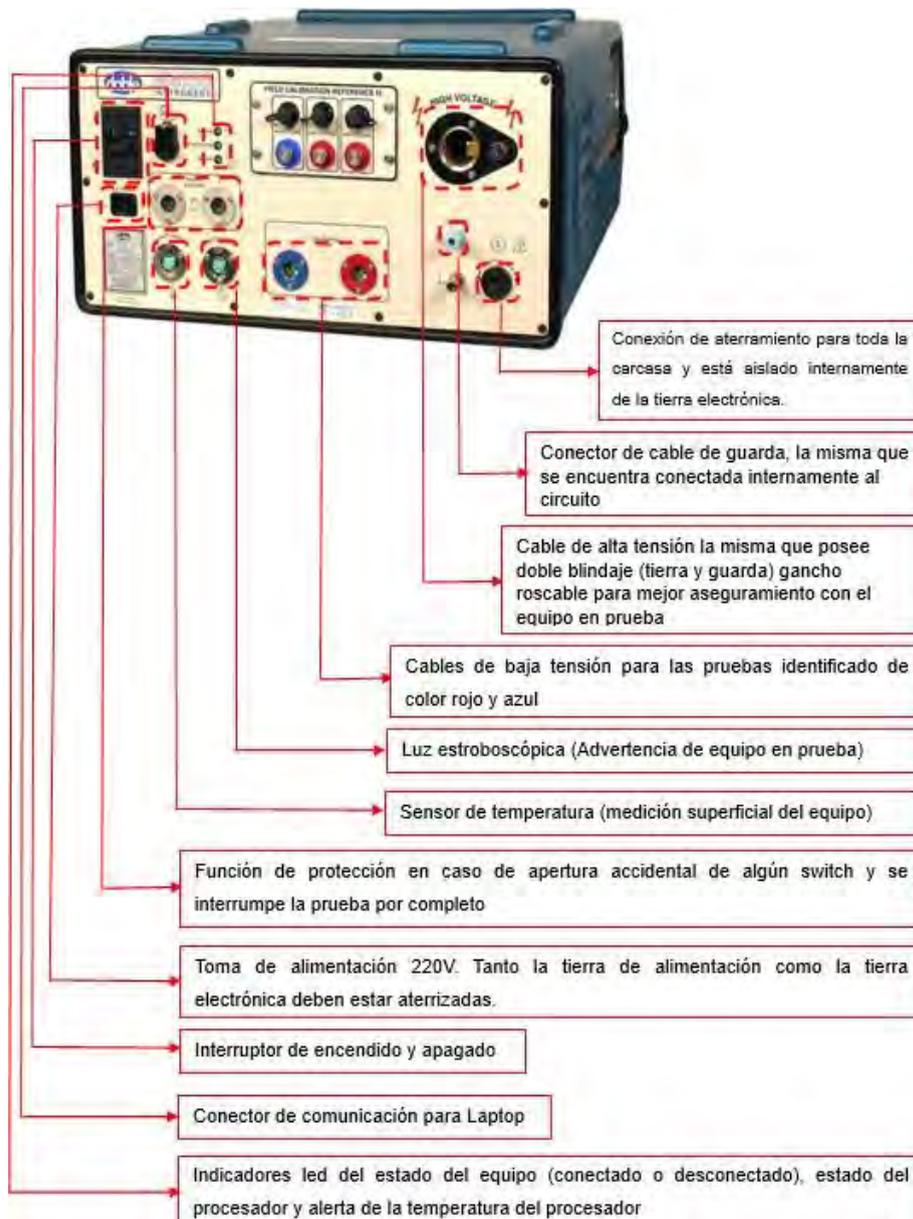
Consta de un generador senoidal de 0 a 12kV con una potencia de 3kVA y un transformador de aislamiento.

- Realiza la lectura de tensión y corriente, aplicados al aislamiento bajo prueba mediante muestreos periódicos.
- Calcula y genera los reportes basados en la medida de tensión, corriente y ángulo de fase entre estas. Los parámetros que incluyen el reporte son: pérdida de potencia, factor de potencia y capacitancia.

- Cuenta con dispositivos de seguridad (luz estroboscópica), como también sensores de humedad y temperatura.

**Figura 3.23**

*Panel frontal del Analizador de Aislamiento M4100*



**Fuente:** *Manual de operación DOBLE*

## Analizador automático de aislamiento - Doble serie M4100<sup>21</sup>

**Figura 3.24**

*Equipo Analizador automático de aislamiento - DOBLE serie M4100*



**Fuente:** *Manual de operación DOBLE serie M4100*

### **Características Técnicas:**

Voltaje de salida: Rango de 0 a 12 KV

Alimentación: 115-230 V a 50-60HZ

Corriente de salida: 200 mA continuo a 10 kV

Rango de medición del factor de potencia: a  $\pm 100\%$  (0 a  $\pm 1$ )

Temperatura de operación ambiental:  $-20^{\circ}$  a  $50^{\circ}$  °C

- **Equipo M4100**

Es el fundamento del sistema M4100, encargado de evaluar la integridad de los equipos en subestaciones de alta tensión mediante la medición del factor de potencia (o tangente delta) y la capacitancia.

<sup>21</sup> *Manual de entrenamiento DOBLE M4100*

- **Maleta de Transporte M4300**

Diseñada para facilitar el transporte suave del equipo M4100 en cualquier tipo de terreno. Fabricada con plástico de alta densidad y resistencia.

- **Inductor de Resonancia Tipo C**

Reactor ajustable que amplía el rango de corriente de prueba del equipo M4100 para evaluar equipos de alta capacitancia.

- **Luz Estroboscópica de Seguridad**

Proyecta luz durante las pruebas del equipo M4100, ofreciendo una advertencia visual de alta tensión para seguridad adicional.

- **Sensor de Temperatura y Humedad**

Mide automáticamente la temperatura y la humedad relativa del entorno, proporcionando datos esenciales para la evaluación y el diagnóstico del aislamiento.

- **Capacitor TTR**

Permite al equipo M4100 medir la relación de transformación en transformadores de potencia de hasta 10kV para detectar cortocircuitos o daños en bobinas.

- **Módulo de Referencia de Calibración en Campo M4151**

Utilizado para verificar la calibración en terreno y el estado del equipo M4100, garantizando la precisión de los resultados.

- **Módulo de Reactancia de Dispersión M4110**

El instrumento es crucial para pruebas de impedancia de cortocircuito en transformadores, diagnosticando problemas como deformaciones o desplazamientos de bobinas. Incluye la circuitería que convierte voltajes y

corrientes medidos durante la prueba de reactancia de dispersión en señales legibles por el M4100.

- **Módulo de Referencia Externa M4120**

Facilita el uso del circuito de medición del M4100 con una fuente de alimentación externa y un capacitor de referencia para pruebas por encima de 12kV, asegurando protección adicional al equipo M4100.

- **Software Asistente de Prueba de Doble DTA**

Consta de dos partes: el Módulo de Campo y el Módulo de Oficina. El primero se encarga de recopilar datos, seguir procedimientos de prueba estandarizados y analizar los resultados en formatos personalizados para cada equipo eléctrico. El Segundo, recibe los resultados del Módulo de Campo y los almacena en una base de datos relacional.

- **Software M4100**

Facilita la ejecución, el procesamiento de datos y la gestión de resultados de pruebas del sistema M4100, además de proporcionar herramientas de diagnóstico integradas.

### 3.9.1.2. Medidor De Resistencia De Aislamiento - MEGGER MIT 515

**Figura 3.25**

*Equipo Medidor de resistencia de aislamiento MEGGER serie MIT515*



**Fuente:** *Manual de operación MEGGER*

#### **Características técnicas:**

Tipo: Comprobador de Resistencia de Aislamiento

Medición de Resistencia Máxima de Aislamiento: 10TΩ

Display: LCD

Prueba de Corriente: 6mA

Duración de Batería: 6 h

Temperatura Mínima de Funcionamiento: -20°C

Temperatura Máxima de Funcionamiento: +50°C

Potencia de la Fuente Alimentación: Batería

Categoría de Seguridad: CAT IV

Número de Modelo: MIT515.

El Megger, también conocido como megohmímetro, es un instrumento utilizado para medir la resistencia de aislamiento en cables y bobinados, tanto respecto a tierra como entre fases. Además, permite calcular el índice de polarización. La tensión aplicada para estas mediciones es de 500 voltios, adecuada para equipos que operan por debajo de los 1000 voltios, ya sean nuevos o en servicio. El valor de resistencia se registra después de un minuto. Las normativas aplicables incluyen IEEE C57.12.90 y IEEE 43-1974, que establecen estándares para pruebas en transformadores sumergidos en líquido y pruebas de cortocircuito en transformadores de distribución y potencia.

**Consideraciones:**

1. La medición de aislamiento según el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) se realiza a una temperatura de 40 °C para establecer límites precisos. Es crucial corregir las lecturas según la temperatura para evitar variaciones significativas que podrían afectar el seguimiento histórico de los valores (trending). Esto está estipulado en la norma IEEE 43-2000.
2. La IEEE recomienda el Índice de Polarización (PI), calculado como la resistencia de aislamiento a los 10 minutos dividida por la resistencia al 1 minuto. Este índice es crucial para evaluar la estabilidad del aislamiento. Un PI de 2.0 es considerado adecuado para aislamientos de clase B con temperatura máxima de 130 °C (como epoxi y poliuretano), clase F hasta 150 °C (materiales basados en mica y fibra de vidrio), y clase H (mica, vidrio, cerámica y cuarzo sin aglutinante).

## CAPITULO IV

### 4.1. ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS EN ACEITE AL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

#### 4.1.1. Informe de Resultados de Análisis de aceite al transformador de potencia.

Fecha de análisis: 12/01/2024		
Fecha de emisión del informe: 08/02/2024		
Temperatura del laboratorio (°C): 22.9		
Humedad Relativa (%): 49		
Ubicación: Subestación: ABB 807	Nº Serie: 412434	Equipo: TRANSFORMADOR
TAG: -	Circuito//Fase: 3	Fabricante: ABB
Modelo: 1LBR601001	Rango (KV): 22.9/7.2	Potencia (MVA): 12.5
Año Fabricación: 2019	Refrigeración: ONAN	Fluido: ACEITE MINERAL
Marca Fluido:	Peso Fluido (Kg): 5380	Conmutador Bajo Carga:
Fecha Toma de Muestra: 02/01/2024	Temperatura del fluido en el equipo (°C): 30	
<b>Información del laboratorio:</b>		
Fecha de recepción de la muestra:	09/01/2024	
ID Laboratorio:	5129300	
Contenedor:	Botella & Contenedor	
<b>Observaciones:</b>		
Sin observaciones		

#### 4.1.2. Resultado de los Análisis de Gases Disueltos en Aceite (\*)

Parámetro	Norma	Resultado (ppm) <sup>22</sup>
Hidrógeno (H <sub>2</sub> )		10
Metano (CH <sub>4</sub> )		7
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )		0
Etileno (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )		0
Acetileno (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	ASTM D3612-02(2017) - Método C	0
Monóxido (Carbono CO)		135
Dióxido (Carbono CO <sub>2</sub> )		454
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )		44108
Oxígeno (O <sub>2</sub> )		9825
Total		54539
Combustibles (TDCG)		152
Hidrocarburos (TDHHG)		7

<sup>22</sup> (ppm) partes por millón

## Anexo de Interpretación de Resultados

### 4.1.3. Resultado de los Análisis Fisicoquímico

Informe	Fecha extracción	Examen Visual	Color	Contenido en Agua (ppm)	Tensión Interfacial (dynes/cm)	Índice de Acidez (mgKOH/g)	Tensión Ruptura Dieléctrica (KV)	Factor de Potencia (% 25°C)	Factor de Potencia (% 100°C)
Límite recomendado (+)		-	-	Max 35	Min 25	Max 0.2	Min 25	Max 0.5	Max 5
5129300	02/01/2024	Claro y Brillante	<1	12	44.8	<0.02	47.6	0.053	1.84

(+) Según IEEE STD C57.106-2015

### 4.1.3. Resultado de los Análisis de Gases Disueltos en Aceite

Informe	Fecha extracción	H2	CH4	C2H6	C2H4	C2H2	CO	CO2	N2	O2	CG	HHG	TOTAL
Límites Tabla 1 (**)		40	20	15	25	2	500	3500	-	-	-	-	-
Límites tabla 2 (**)		90	60	30	80	7	600	5000	-	-	-	-	-
5129300	02/01/2024	10	7	0	0	0	135	454	44108	9825	152	7	54539

\*\* Según IEEE STD C57.104-2019

## 4.2. Cálculos Adicionales

### 4.2.1. Gases Disueltos en el Aceite

Ratio Gases Disueltos	Valor	Ratio Gases Disueltos	Valor
Metano/Hidrógeno ( $\text{CH}_4/\text{H}_2$ )	0.7	Acetileno/Etileno ( $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ )	Inf.
Etano/Metano ( $\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$ )	0	Acetileno/Metano ( $\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$ )	0
Etileno/Etano ( $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ )	Inf.	Etano/Acetileno ( $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$ )	Inf.
Dióxido/Monóxido Carbono ( $\text{CO}_2/\text{CO}$ )	3.36		

Diagnóstico gases disueltos	Pentágono de Duval
<p><b>Condición IEEE:</b> Estado 1, operación normal del equipo, continuar con la rutina del análisis de DGA. Intervalo Muestreo: 1 año.</p> <p>Pentágono Duval: No aplica Código IEC60599: No aplica</p>	

### 4.2.2. Diagnóstico y Recomendaciones

#### 4.2.3. Calidad del Aceite

Todos los parámetros analizados están bajo los límites recomendados por la norma IEEE C57.106-2015.

El contenido de inhibidor para equipos en servicio de acuerdo con la IEEE C57.106-2015 es como mínimo 0.08% por lo que el aceite se encuentra inhibido.

La viscosidad cinemática presenta un valor adecuado para este tipo de aceites dieléctricos.

#### 4.2.4. Estado Operacional

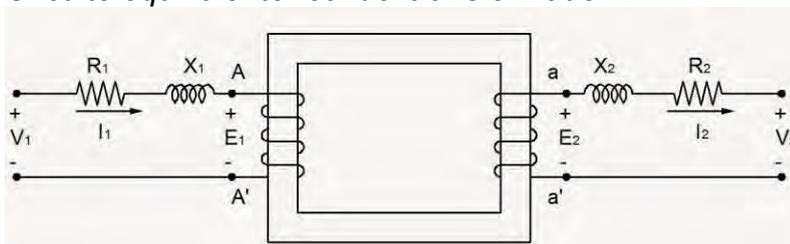
Las concentraciones de gases combustibles están dentro de los límites recomendados por la norma IEEE Std C57.104-2019 para este tipo de unidades, indicando que no se observan señales de problemas térmicos o eléctricos dentro del transformador.

#### 4.2.5. Pruebas eléctricas al transformador de potencia 10-12.5MVA 22.9/7.2KV y análisis de resultados

Las pruebas eléctricas de campo periódicas realizadas en transformadores en funcionamiento son utilizadas para vigilar el estado del aislamiento y para evaluar la durabilidad del transformador a lo largo del tiempo.

#### 4.2.6. Descripción matemática del circuito equivalente del transformador

**Figura 4.1**  
Circuito equivalente real del transformador



**Fuente:** [Ingenieriaelectricafravedsa.blogspot.com](http://Ingenieriaelectricafravedsa.blogspot.com)

Para determinar el circuito equivalente de un transformador, es fundamental igualar matemáticamente el número de espiras de los devanados primario y secundario.

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = m \quad E_2 = \frac{E_1}{m}$$

Siendo así:  $N'_2 = N_1$

$$\frac{E_1}{E'_2} = \frac{N_1}{N'_2} = 1$$

Para luego:  $E_2$  y  $E'_2$  es

$$E'_2 = m \cdot E_2$$

Entonces se obtendría que:

$$V'_2 = m \cdot V_2$$

Para que este nuevo transformador tenga la misma potencia activa y reactiva que el original, es necesario conservar la potencia aparente.

El secundario del transformador equivalente debe absorber la misma potencia aparente:

$$V_2 \cdot I_2 = V'_2 \cdot I'_2$$

Se presenta la relación entre la corriente real del secundario y la corriente reducida del secundario:

$$I'_2 \frac{V_2 \cdot I_2}{V'_2} = \frac{V_2 \cdot I_2}{m \cdot V_2} = \frac{I_2}{m}$$

De igual forma en la potencia activa se obtiene:

$$R_2 \cdot I_2^2 = R'_2 \cdot I'^2_2$$

En tanto, la conexión de la resistencia real con la reducida será:

$$R'_2 = \frac{R_2 \cdot I_2^2}{I_2'^2} = \frac{R_2 \cdot I_2^2}{\frac{I_2^2}{m^2}} = m^2 \cdot R_2$$

Elaborando de nuevo el cálculo para la potencia reactiva será:

$$X_2 \cdot I_2^2 = X'_2 \cdot I_2'^2$$

$$X'_2 = m^2 \cdot X_2$$

Por lo general todas las impedancias  $Z$  conectadas al secundario se reducirán al primario por medio de:

$$Z'_2 = m^2 \cdot Z_2$$

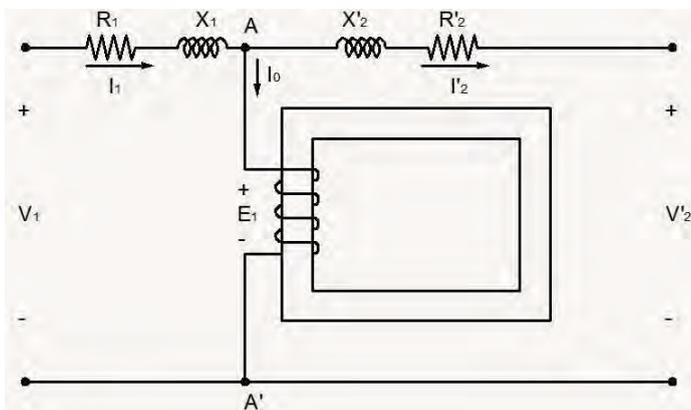
Después de reducir los valores de las impedancias al primario, quedando:

$$E_1 = E'_2$$

En los terminales A-a y A'-a', estas se pueden unir sustituyendo ambos devanados en uno solo, como se muestra en la figura.

**Figura 4.2**

*Circuito equivalente aproximado reducido al primario real del transformador*



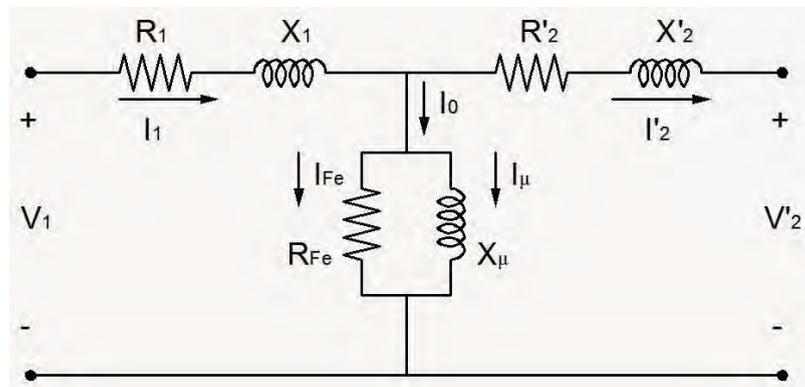
Fuente: [ingenieriaelectricafivedsa.blogspot.com](http://ingenieriaelectricafivedsa.blogspot.com)

El circuito equivalente reducido al primario del transformador muestra que la corriente que circula por el devanado es la diferencia entre  $I_1$  y  $I'_2$ , equivalente a la

corriente de vacío,  $I_0$ . Esta corriente se descompone en dos componentes: una activa,  $I_{Fe}$ , que representa las pérdidas por efecto Joule en el hierro a través de una resistencia  $R_{Fe}$ , y una reactiva,  $I_{\mu}$ , derivada de las corrientes de magnetización del equipo, a través de una reactancia  $X_{\mu}$ .

**Figura 4.3**

*Circuito equivalente reducido al primario exacto del transformador*

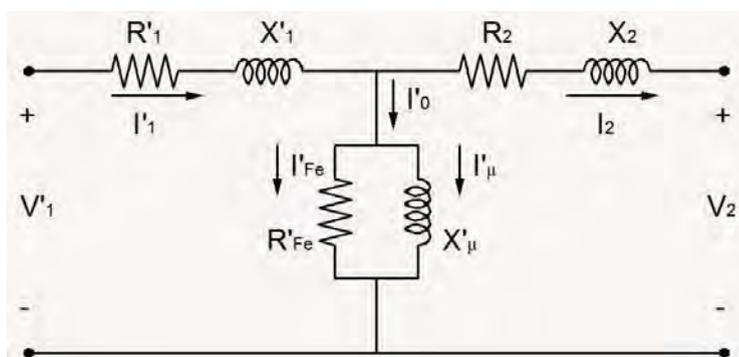


**Fuente:** *Ingenieriaelectricafravedsa.blogspot.com*

El procedimiento mantiene el secundario sin cambios y equilibra el número de espiras en el primario y el secundario del transformador ( $N'1=N2$ ), obteniendo así el circuito equivalente preciso reducido al secundario.

**Figura 4.4**

*Circuito equivalente reducido al secundario exacto del transformador*



**Fuente:** *Ingenieriaelectricafravedsa.blogspot.com*

$$\text{donde } V'_1 = \frac{V_1}{m}, R'_1 = \frac{R_1}{m^2}, X'_1 = \frac{X_1}{m^2},$$

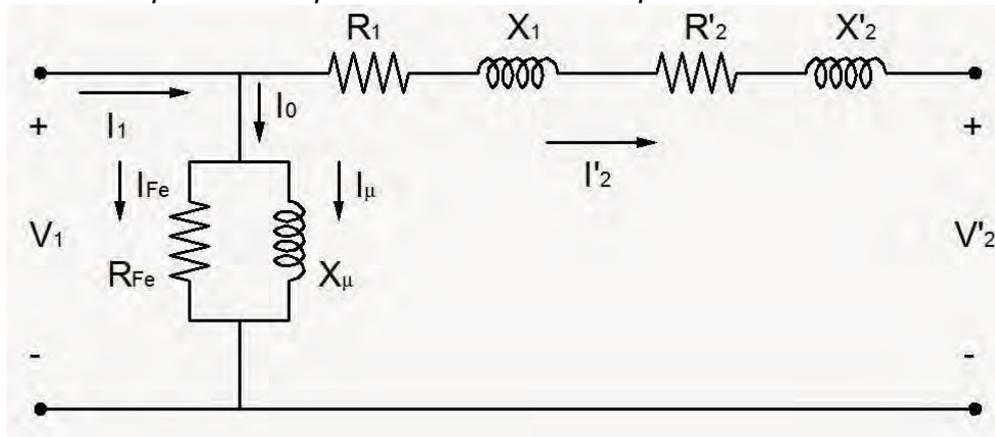
$$I_1 = m \cdot I_1', \quad I'_0 = m \cdot I'_0$$

$$R'_{F2} = \frac{R_{Fe}}{m_2}, X'_\mu = \frac{X_\mu}{m^2}.$$

**Debido al pequeño valor de  $I_0$  frente a las corrientes  $I_1$  e  $I'_2$ , se utiliza el circuito equivalente lo más próximo al del transformador.**

**Figura 4.5**

*Circuito equivalente aproximado reducido al primario del transformador*



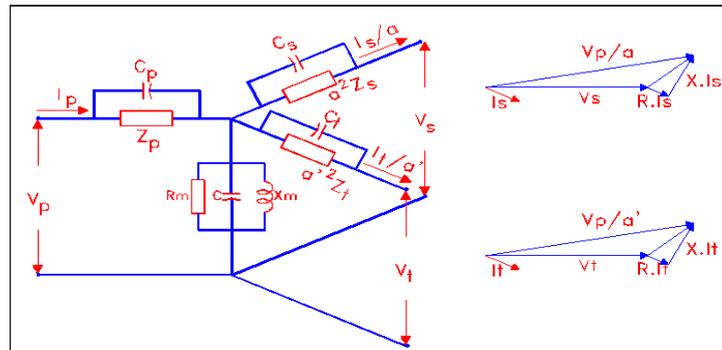
**Fuente:** [Ingenieriaelectricafravedsa.blogspot.com](http://Ingenieriaelectricafravedsa.blogspot.com)

Los circuitos prácticos son útiles para resolver problemas como la caída de tensión, la estabilidad de sistemas eléctricos, el análisis de cortocircuitos y la evaluación del rendimiento de transformadores.

## Diagrama fasorial del transformador

**Figura 4.6**

Diagrama Fasorial de Transformador de tres devanados



**Fuente:** *Elaboración propia*

Donde:

$a, a'$  : Relaciones de Transformación Primario - Secundario y Primario - Terciario.

$V_p, V_s$  y  $V_t$  : Tensiones en el Primario, Secundario y Terciario.

$I_p, I_s$  e  $I_t$  : Corriente en el Primario, Secundario y Terciario

$Z_p$  : Impedancia del Primario ( $R_p + j X_p$ )

$Z_s$  : Impedancia del Secundario ( $R_s + j X_s$ )

$Z_t$  : Impedancia del Terciario ( $R_t + j X_t$ )

$R_m$  : Resistencia de pérdidas en el Núcleo.

$X_m$  : Inductancia de magnetización.

$C_p, C_s$  y  $C_t$  : Capacitancia de los aislamientos Primario, Secundario y Terciario.

$C$  : Capacitancia del aislamiento a masa.

#### **4.2.7. Prueba y medición de la corriente de excitación**

Las pruebas de corriente de excitación son esenciales para identificar y confirmar diversas fallas en los transformadores, como problemas de aislamiento entre vueltas de los devanados, defectos en el núcleo, conexiones incorrectas de terminales y problemas con el cambiador de posiciones. Aunque las pruebas de relación de transformación y resistencia de devanado a veces den resultados normales, estas pruebas garantizan la integridad general del transformador.

Para analizar los resultados, se compara la corriente de excitación en ambos extremos del devanado de alto voltaje. La corriente en el devanado central debe ser igual o mayor que en los extremos. Las corrientes de excitación de transformadores monofásicos se comparan con unidades similares y datos previos, pero no con resultados de pruebas de fábrica directamente.

En transformadores, las corrientes de excitación en los devanados externos deben ser similares o mayores que en el devanado central. Generalmente, las pruebas se realizan en el devanado de alto voltaje, aunque también pueden detectarse problemas en los devanados de bajo voltaje si se sospecha alguna anomalía en el transformador.

#### **4.2.8. Condiciones previas a la prueba**

**1ero.** El transformador debe encontrarse desenergizado.

**2do.** Los seccionadores asociados al transformador deben encontrarse abiertos y conectados a tierra, con los candados de bloqueo correspondientes y la llave de estos en poder del responsable de mantenimiento.

**3ero.** La zona de trabajo deberá ser delimitada con cintas de seguridad.

**4to.** Se deben desconectar todos conectores de los cables de potencia de los terminales de los pasatapas del lado 22.9kV (H1, H2, H3), lado 10kV (X1, X2, X3), neutro (H0X0) y lado 10kV (Y1, Y2, Y3); de modo que el transformador quede completamente aislado.

**5to.** Para la desconexión de los terminales de los pasatapas del lado 22.9kV, se armarán andamios dieléctricos, para facilitar las tareas de desconexión. Por la facilidad de acceso a los terminales de 10kV, la desconexión será realizada sin la ayuda de escaleras ni andamios.

**6to.** Los terminales desconectados del transformador deberán sujetarse con sogas limpias, y según sea el caso, descansar los terminales sobre los andamios.

**7mo.** Asegurarse que la masa del transformador se encuentra puesto a tierra.

**8vo.** Los pasatapas deben encontrarse limpios y sin contaminación externa, para tener condiciones similares a las pruebas anteriores.

**9no.** El neutro debe ser desconectado de tierra.

**10mo.** Todas las derivaciones capacitivas de los pasatapas deben estar con su cubierta instalada.

**11avo.** Los pasatapas H1, H2, H3, X1, X2, X3, Y1, Y2, Y3 y H0X0; según sea el caso, se dejan flotantes, para más detalle de las conexiones y mediciones

**12avo.** Se debe tener cuidado al acercarse a los terminales del transformador debido al voltaje inducido en todos los devanados durante la prueba.

**13avo.** Realizar la prueba en el tap 1, 8, 9b de subida, 9b de bajada, 10 y 17.

**14avo.** Todas las pruebas de corriente de excitación DOBLE son realizadas en el modo UST.

**15avo.** Voltaje de Prueba 5kV.

#### **4.2.9. Tensiones de prueba**

Es fundamental garantizar que el voltaje de las pruebas no supere el rango de voltaje línea a línea para devanados conectados en delta, ni el voltaje línea a neutro para devanados conectados en estrella, o el rango de voltaje del devanado para transformadores monofásicos. Es esencial que los voltajes de prueba sean uniformes entre todas las fases. Debido a la no linealidad de la corriente de excitación a bajos voltajes, estos deben ajustarse con exactitud si se van a comparar los resultados.

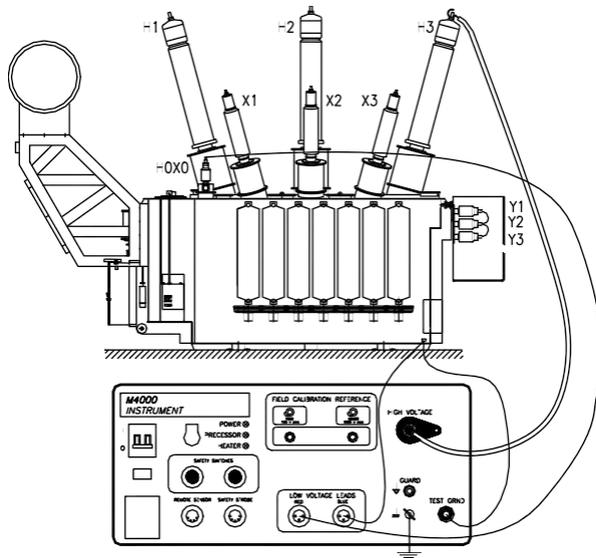
#### **4.2.10. Procedimiento de prueba**

Las figuras 35 y 36 muestran cómo medir la corriente de excitación de los devanados conectados en estrella. Durante la prueba, se aplica un voltaje de 10kV al paso de toma del devanado que se está evaluando, como H3 o X3. La corriente de excitación de este devanado se registra a través del cable de bajo voltaje conectado en H0 o X0. Durante la prueba, los terminales de los pasos de toma H1, H2, X1, X2, X3, Y1, Y2 y Y3 permanecen flotantes.

Para el devanado terciario conectado en delta, descrito en la figura 21, se aplica un voltaje de 10kV al paso de toma correspondiente, como Y1. La corriente de excitación de este devanado se mide con el cable de bajo voltaje conectado en Y2, mientras que el paso de toma Y3 debe estar aterrizado. Durante la prueba, los terminales de los pasos de toma H1, H2, H3, X1, X2 y X3 deben estar en estado flotante. Es crucial que el terminal del paso de toma H0X0 esté conectado a tierra.

**Figura 4.7**

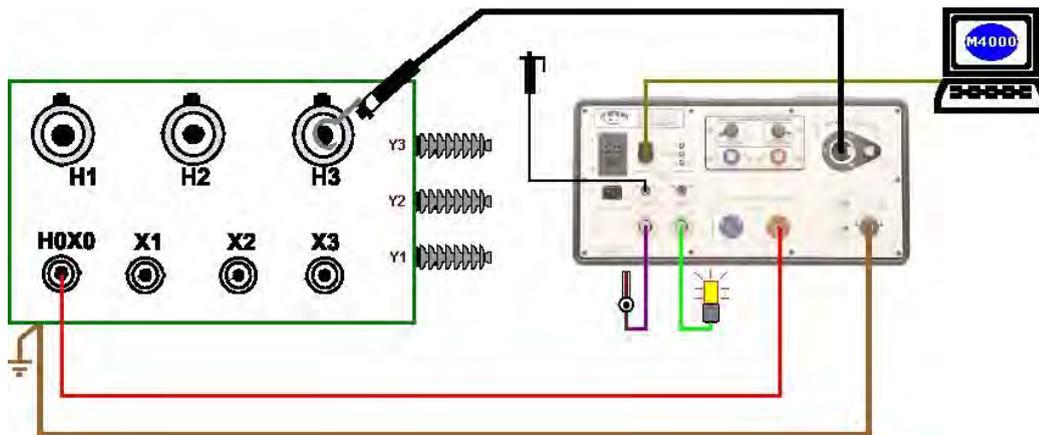
*Conexión para prueba de corriente de excitación de la bobina H3*



Fuente: *Elaboración propia con Manual de operación DOBLE*

**Figura 4.8**

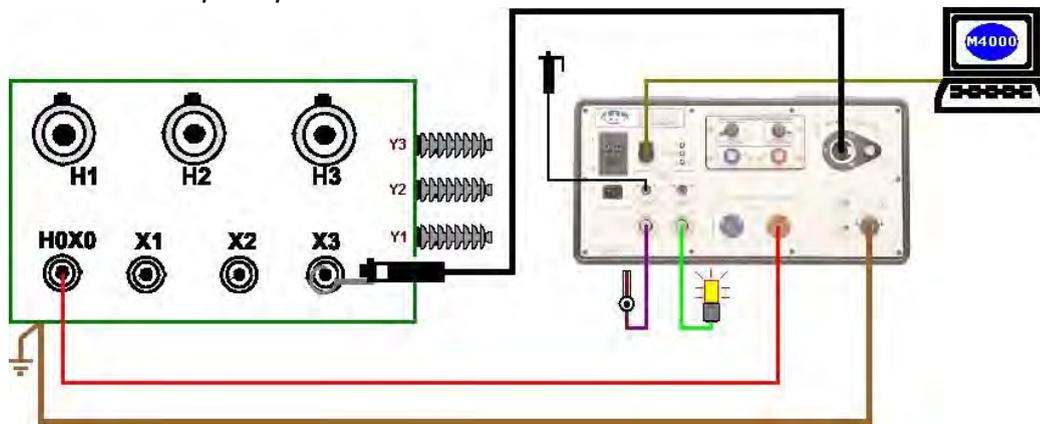
*Conexión para prueba de corriente de excitación de la bobina H3*



Fuente: *Elaboración propia con Manual de operación DOBLE*

**Figura 4.9**

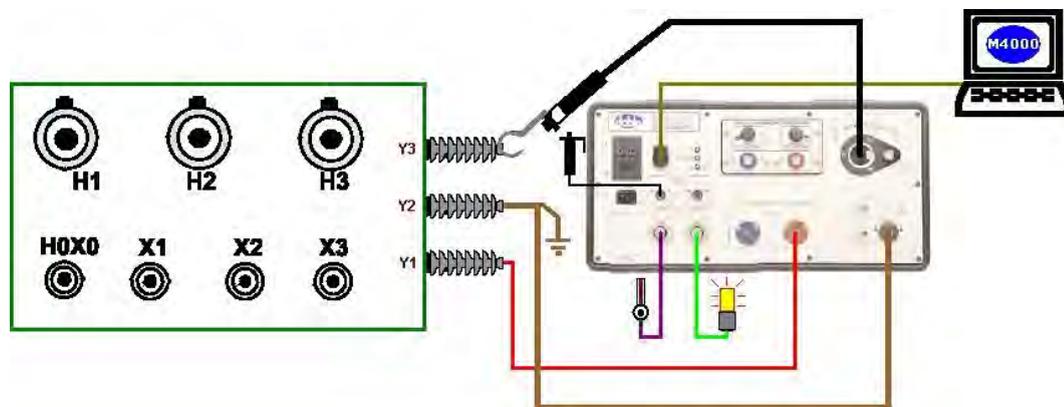
*Conexión para prueba de corriente de excitación de la bobina X3*



*Fuente: Elaboración propia con Manual de operación DOBLE*

**Figura 4.10**

*Conexión para prueba de corriente de excitación para el devanado en delta*



*Fuente: Elaboración propia con Manual de operación DOBLE*

**Resumen de Mediciones:**

**Tabla 4.1**

*Mediciones de corriente de excitación*

Prueba	Figura	kV	Medición	Modo de	Energizar	Cable	Cable	Flotar	Aterrizar
Nº				Prueba		RED	BLUE		
1	4.7- 4.8	5	$I_{exc H1}$	UST R	H1	H0X0	Tierra	H2,H3,X1,X2,X3,Y1,Y2,Y3	---
2	4.7- 4.8	5	$I_{exc H2}$	UST R	H2	H0X0	Tierra	H1,H3,X1,X2,X3,Y1,Y2,Y3	---
3	4.7- 4.8	5	$I_{exc H3}$	UST R	H3	H0X0	Tierra	H1,H2,X1,X2,X3,Y1,Y2,Y3	---
4	4.9	5	$I_{exc X1}$	UST R	X1	H0X0	Tierra	H1,H2,H3,X2,X3,Y1,Y2,Y3	---
5	4.9	5	$I_{exc X2}$	UST R	X2	H0X0	Tierra	H1,H2,H3,X1,X3,Y1,Y2,Y3	---
6	4.9	5	$I_{exc X3}$	UST R	X3	H0X0	Tierra	H1,H2,H3,X1,X2,Y1,Y2,Y3	---
7	4.10	10	$I_{exc Y1-Y2}$	UST R	Y1	Y2	Tierra	H1,H2,H3, X1,X2,X3	Y3, H0X0
8	4.10	10	$I_{exc Y2-Y3}$	UST R	Y2	Y3	Tierra	H1,H2,H3, X1,X2,X3	Y1, H0X0
9	4.10	10	$I_{exc Y3-Y1}$	UST R	Y3	Y1	Tierra	H1,H2,H3, X1,X2,X3	Y2, H0X0

**Fuente:** *Elaboración propia*

#### **4.2.11. Análisis de resultados**

Los resultados anómalos de la corriente de excitación en transformadores deben ser investigados mediante pruebas a diferentes niveles de voltaje. Es recomendable comenzar con mediciones a un voltaje relativamente bajo en comparación con el estándar de prueba, seguido de incrementos sucesivos de 1kV o 2kV por encima del máximo permitido, potencialmente hasta 1kV, para evaluar cómo afecta esto al patrón de corriente normal.

En transformadores trifásicos, se evalúan y comparan los resultados de corriente obtenidos en cada fase. En configuraciones estrella, es común que dos fases muestren corrientes similares, mientras que la tercera fase podría exhibir una mayor corriente de excitación debido a la configuración del devanado. La fase del devanado central típicamente registra la menor corriente, atribuida a una menor reluctancia del circuito magnético.

En transformadores delta, se espera que dos de las fases muestren corrientes de excitación altas y similares, mientras que la tercera fase suele presentar una corriente más baja en comparación.

Los resultados de la corriente de excitación en transformadores monofásicos se comparan con unidades similares y con datos previos obtenidos en pruebas anteriores para evaluar su integridad y rendimiento.

#### **4.2.12. Prueba y medición de factor de potencia/ $\tan\delta$**

La medición del factor de potencia del aislamiento o tangente delta es crucial para detectar la presencia de humedad, carbonización y otras formas de contaminación en los devanados, pasatapas y el aceite aislante. La deformación de

los devanados, generalmente causada por cortocircuitos, se refleja en cambios en la capacitancia. Los cortocircuitos entre espiras se detectan por variaciones en la corriente de excitación, mientras que el deterioro del aceite aislante se evidencia por cambios en el factor de potencia del aislamiento.

El ángulo de pérdida dieléctrica ( $\text{Tan}\delta$ ) del aislamiento, es una medida de la conductividad del aislamiento.

- Buen aislamiento es igual a baja conductividad por lo tanto  $\text{Tan}\delta$  bajo
- Mal aislamiento es igual a alta conductividad por lo tanto  $\text{Tan}\delta$  alto

Si el  $\text{Tan}\delta$  se modifica, indica que han cambiado las características del aislamiento.

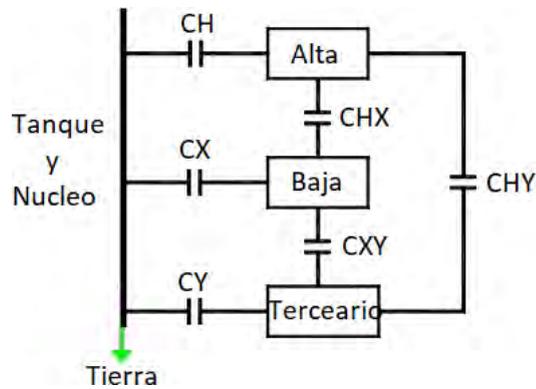
Los valores de la capacitancia deben ser comparados con los valores de fábrica o con los valores de otro transformador similar. La capacitancia es función de la geometría de las bobinas y es de esperar que estos valores sean estables con la temperatura y la edad del transformador. El cambio de la capacitancia es una indicación del desplazamiento de las bobinas, el cual ocurre como resultado de fallas de cortocircuito.

En esta prueba los esfuerzos sobre el sistema dieléctrico son similares a los de operación normal. La medición del factor de potencia es sensible a la temperatura.

El factor de potencia es esencialmente una medida de la corriente de fuga y de la corriente capacitiva a través del sistema de aislamiento.

**Figura 4.11**

*Diagrama de aislamiento de un transformador*



**Fuente:** Nico Dávalos

Donde:

CH: Aislamiento entre los conductores de alto tensión y sus elementos aterrizados (núcleo y tanque) como también los pasatapas, devanado, aceite y elementos de soporte del transformador

CX: Aislamiento entre los conductores de baja tensión y sus elementos aterrizados (núcleo y tanque) como también los pasatapas, devanado, aceite y elementos de soporte del transformador

CY: Aislamiento entre los conductores del terciario y sus elementos aterrizados (núcleo y tanque) como también los pasatapas, devanado, aceite y elementos de soporte del transformador

CHX: Aislamiento entre devanados, aceite y barreras

CXY: Aislamiento entre devanados, aceite y barreras

CHY: Aislamiento entre devanados, aceite y barreras

Causas para un mal factor de potencia en el aislamiento:

- Humedad
- Fallas mecánicas

## Contaminantes externos

- PCBs en el aceite
- Otros fluidos (Aceites de motor)
- Pasatapas sucios
- Pasatapas con protección

### **4.2.13. Condiciones previas a la prueba**

**1ero.** El transformador debe encontrarse desenergizado.

**2do.** Los seccionadores asociados al transformador deben encontrarse abiertos y conectados a tierra, con los candados de bloqueo correspondientes y las llaves en poder del responsable de mantenimiento.

**3ero.** La zona de trabajo deberá ser delimitada con cintas de seguridad.

**4to.** Se deben desconectar todos los conectores morseto de los cables de potencia de los terminales de los pasatapas del lado 22.9kV (H1, H2, H3), lado 7.2kV (X1, X2, X3), neutro (H0X0) y lado 10kV (Y1, Y2, Y3); de modo que el transformador quede completamente aislado.

**5to.** Para la desconexión de los terminales de los pasatapas del lado 22.9kV, se armarán andamios metálicos para facilitar las tareas de desconexión. Por la facilidad de acceso a los terminales de 7.2kV, la desconexión será realizada sin la ayuda de escaleras ni andamios.

**6to.** Los terminales desconectados del transformador deberán sujetarse con sogas limpias, y según sea el caso, descansar los terminales sobre los andamios.

**7mo.** Asegurarse que la masa del transformador se encuentra puesta a tierra.

**8vo.** Los pasatapas deben encontrarse limpios y sin contaminación externa,

para tener condiciones similares a las pruebas anteriores.

**9no.** El neutro debe ser desconectado de tierra.

**10mo.** Todos los terminales de los pasatapas del lado 22.9kV (H1, H2, H3), lado kV (X1, H2, H3) y neutro (H0X0), deben estar conectados entre sí.

**11avo.** Los terminales de los pasatapas del lado 10kV (Y1, Y2, Y3) también deben estar conectados entre sí. El objetivo es cortocircuitar cada arrollamiento, a fin de eliminar cualquier efecto de la inductancia de arrollamiento durante las pruebas de aislamiento. El neutro deben estar sin aterrizar.

**12avo.** Todas las derivaciones capacitivas de los pasatapas deben estar con su cubierta instalada.

**13avo.** El cambiador de tomas (OLTC) deberá posicionarse en la posición 8, no en la central.

**14avo.** Voltaje de Prueba 5kV.

#### **4.2.14. Tensiones de prueba**

Las tensiones de prueba recomendadas por el fabricante de Doble M4100 son:

**Tabla 4.2**

*Tensiones de prueba para la medición de la capacitancia y  $\tan\delta$  del transformador*

Tensión $\emptyset-\emptyset$	Tensión de prueba $\emptyset-T$
12kV y más	10kV
5.04 a 8.72	5kV
2.4 a 4.8	2kV
Menor a 2.4kV	1kV

**Fuente:** *Elaboración propia*

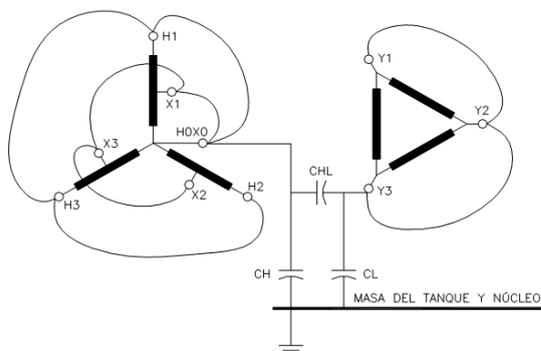
Debido a que el aislamiento del conjunto de arrollamiento de alta tensión del transformador (22.9/7.2kV) es menor en el punto del neutro, la tensión de prueba máxima se determina en función al nivel de aislamiento del neutro. La tensión nominal del pasatapas de neutro es de 12kV, mientras que el aislamiento del neutro tiene un BIL de 75kV. Es decir, las pruebas pueden efectuarse con 5kV.

Algunas veces es mejor realizar las pruebas de aislamiento a diferentes niveles de tensión con la finalidad de determinar que el aislamiento se comporta en una forma no lineal o es sensible a la tensión aplicada.

### 4.3. Procedimiento de prueba

El transformador de 22.9/7.2kV de la subestación eléctrica ABB 807, posee un terciario en configuración delta de 10kV. Esta configuración, es la combinación de un transformador de dos arrollamientos y un transformador.

**Figura 4.12**  
*Conexión y capacitancias del transformador.*



**Fuente:** *Elaboración propia con Manual de operación DOBLE*

El equipo de pruebas M4100 (Doble)<sup>23</sup> consta de un generador senoidal de 0 a 12kV con una potencia de 3kVA y un transformador de aislamiento. El M4100 realiza la lectura de tensión y corriente, aplicados al aislamiento bajo prueba

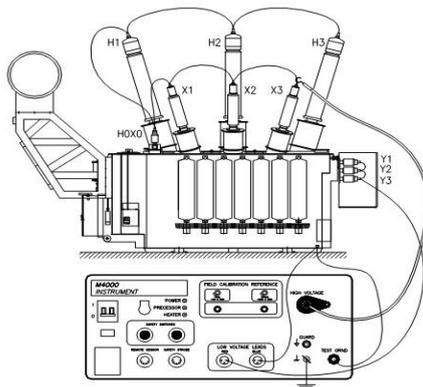
<sup>23</sup> *Doble Test Procedures. Doble Engineering Company. 2000*

mediante muestreos periódicos. El M4100 calcula y genera los reportes basados en la medida de tensión, corriente y ángulo de fase entre estas. Los parámetros que incluyen el reporte son: pérdida de potencia, factor de potencia y capacitancia.

Además de las conexiones que se muestran en las siguientes figuras, también deben ser conectados la luz de seguridad y el sensor de temperatura y humedad; así como los interruptores de seguridad.

**Figura 4.13**

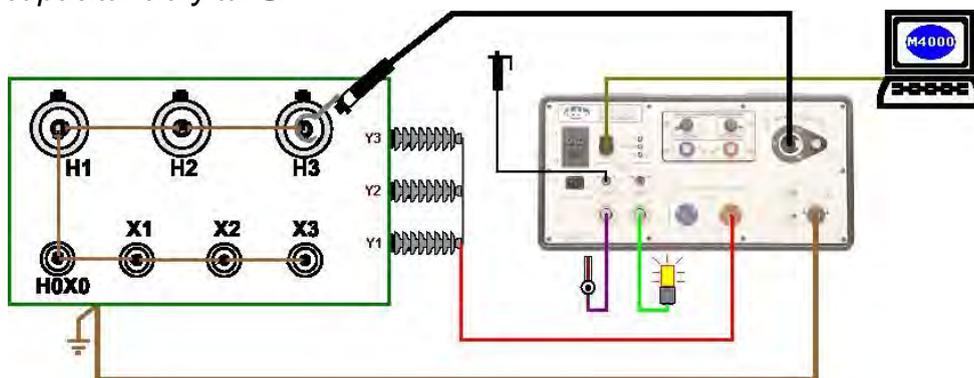
*Conexión para prueba N° 1,2 y 3, con inyección de 5kV desde alta. Prueba de capacitancia y  $\tan\delta$ .*



**Fuente:** *Elaboración propia con Manual de operación DOBLE*

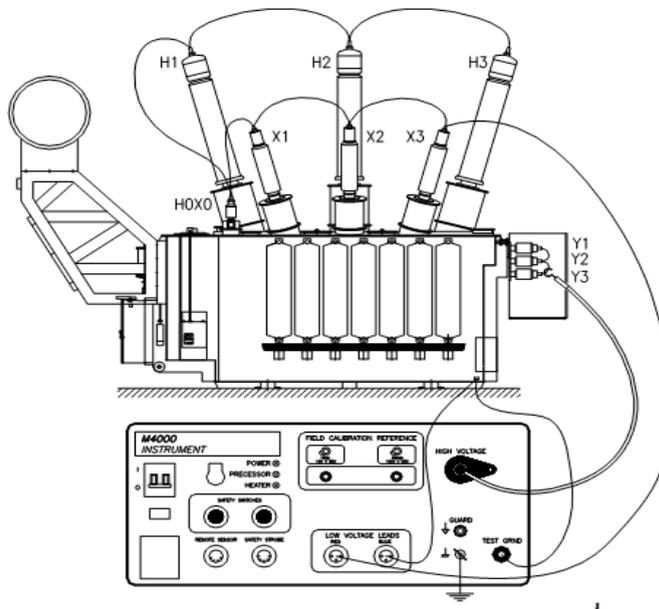
**Figura 4.14**

*Conexión para prueba N° 1,2 y 3, con inyección de 5kV desde alta. Prueba de capacitancia y  $\tan\delta$ .*



**Figura 4.15**

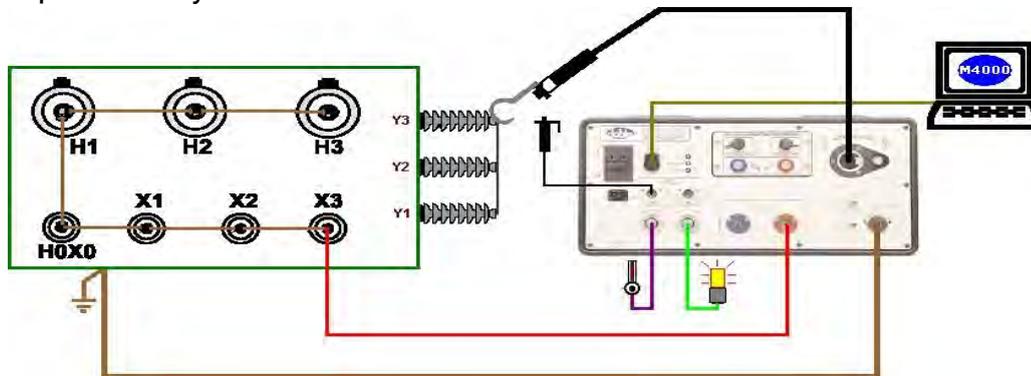
Conexión para prueba N° 4,5 y 6, con inyección de 5kV desde baja. Prueba de capacitancia y  $\tan\delta$ .



Fuente: Elaboración propia con Manual de operación DOBLE

**Figura 4.16**

Conexión para prueba N° 4,5 y 6, con inyección de 5kV desde baja. Prueba de capacitancia y  $\tan\delta$



Fuente: Elaboración propia con Manual de operación DOBLE

Donde:

- CH = Aislamiento de los devanados de alta tensión (22.9kV y 7.2kV) y tierra (tanque y núcleo) incluyendo pasatapas, aislamiento de los devanados, aislamiento del núcleo y aceite.

- CL = Aislamiento de los devanados de baja tensión (10kV) y tierra (tanque y núcleo), incluyendo pasatapas, aislamiento del devanado, aislamiento del núcleo y aceite.
- CHL = Aislamiento de los devanados de todos los devanados, barreras y aceite, entre los devanados de alta y baja tensión.
- UST = Prueba de espécimen sin puesta a tierra (Ungrounded Specimen Test).
- GND = Prueba de espécimen con puesta a tierra (Grounded Specimen Test).
- GAR = Prueba de espécimen guardado (Guarded Specimen Test).
- RB = Cables rojo y azul respectivamente (low voltage leads: red, blue)

**Resumen de mediciones:**

**Tabla 4.3**

*Mediciones de prueba para la capacitancia y  $\tan\delta$*

Prueba	Figura	k	Medición	Modo de prueba	Energiza	Cable	Cable
Nº		V			r	RED	BLUE
1	4.13-4.14	5	C <sub>H</sub>	GAR R	High	Low	Tierra
2	4.13-4.14	5	C <sub>HL</sub>	UST R	High	Low	Tierra
3	4.13-4.14	5	C <sub>H</sub> + C <sub>HL</sub>	GND RB	High	Low	Tierra
4	4.15-4.16	5	C <sub>L</sub>	GAR R	Low	High	Tierra
5	4.15-4.16	5	C <sub>HL</sub>	UST R	Low	High	Tierra
6	4.15-4.16	5	C <sub>L</sub> + C <sub>HL</sub>	GND RB	Low	High	Tierra

**Fuente:** *Elaboración propia*

#### **4.3.1. Análisis de resultados**

Los transformadores modernos tienen un factor de aislamiento de:  **$\text{Tan}\delta \leq 0.5\%$**  a 20°C.

Las capacitancias CH, CL y CHL deben compararse con los valores de fábrica o con los de otro transformador similar. Estas capacitancias dependen de la geometría del devanado y típicamente permanecen estables con la temperatura y la edad del transformador. Cambios en la capacitancia indican desplazamientos en los devanados, generalmente causados por cortocircuitos, siendo los aislamientos CL y CHL puntos críticos donde estos cambios suelen ocurrir.

Se pueden observar mediciones anómalas del factor de potencia (alta o negativa baja) en el aislamiento entre devanados, ocasionalmente. Estos errores pueden deberse a una puesta a tierra inapropiada del tanque del transformador o al uso de pantallas de tierra electrostáticas entre los devanados. En el último caso, la capacitancia entre devanados se reduce prácticamente a cero debido a la pantalla de tierra. Además de esta prueba, también se puede realizar la prueba de corriente de excitación.

#### **4.3.2. Medición de relación de transformación**

Esta prueba tiene como propósito verificar la condición de los devanados, espiras cortocircuitadas, espiras abiertas, cortos entre devanados, falsos contactos o problemas en el cambiador de posiciones.

Para medir la relación de transformación se emplea el método de Prueba Doble de TTR. El cual, utiliza un dispositivo auxiliar de valor conocido para comparar mediciones; este dispositivo, es un “Capacitor Auxiliar” de alta precisión de 10nF, lo que asegura precisión. Este método, utiliza la medición de la capacitancia y requiere

energizar el transformador por el lado de alto voltaje, y se utilizará un capacitor auxiliar de precisión conectado al lado de bajo voltaje entre el devanado y el M4100.

El M4100 proporciona un voltaje de 10kV y tiene la precisión capaz de medir el valor del capacitor auxiliar externo sin influir los resultados de prueba.

Para obtener resultados que no sean afectados con las variaciones externas, se recomienda se complete la prueba en corto tiempo.

La relación de transformación siempre se debe medir en la misma dirección del sentido del flujo.

El cambio en la relación de transformación puede ser causado por:

- Aceite deteriorado.
- Aislamiento húmedo.
- Cortocircuitos, sobretensiones transitorias de conmutación, etc.
- Despolimerización de la celulosa.
- Movimiento físico del transformador
- Problemas en el regulador bajo carga.

#### **4.3.3. Condiciones previas a la prueba**

**1ero.** El transformador debe encontrarse desenergizado.

**2do.** Los seccionadores asociados al transformador deben encontrarse abiertos y conectados a tierra, con los candados de bloqueo correspondientes y las llaves en poder del responsable de mantenimiento.

**3ero.** La zona de trabajo deberá ser delimitada con cintas de seguridad.

**4to.** Se deben desconectar todos los conectores morseto de los cables de potencia de los terminales de los pasatapas del lado 22.9kV (H1, H2, H3), lado

7.2kV (X1, X2, X3), neutro (H0, X0) y lado 7.2kV (Y1, Y2, Y3); de modo que el transformador quede completamente aislado.

**5to.** Para la desconexión de los terminales de los pasatapas del lado 22.9kV, se armarán andamios metálicos, para facilitar las tareas de desconexión. Por la facilidad de acceso a los terminales de 7.2kV, la desconexión será realizada sin la ayuda de escaleras ni andamios.

**6to.** Los terminales desconectados del transformador deberán sujetarse con sogas limpias y según sea el caso, descansar los terminales sobre los andamios.

**7mo.** Asegurarse de que la masa del transformador se encuentra puesto a tierra.

**8vo.** Los pasatapas deben encontrarse limpios y sin contaminación externa, para tener condiciones similares a las pruebas anteriores.

**9no.** El neutro debe permanecer conectado a tierra para todas las pruebas.

**10mo.** Todas las derivaciones capacitivas de los pasatapas deben estar con su cubierta instalada.

**11avo.** Los pasatapas H1, H2, H3, X1, X2, X3, Y1, Y2, Y3 se dejan flotantes según la conexión a probar

**12avo.** Se deberá tener precaución en la proximidad de los terminales del transformador, debido al voltaje inducido en todos los devanados durante la prueba.

**13avo.** Para el caso de un nuevo transformador, realizar las pruebas en todas las posiciones del cambiador de tomas; y para un mantenimiento preventivo realizar las pruebas en la posición 8 del transformador.

**14avo.** Todas las pruebas de relación de transformación se realizan en el modo UST.

**15avo.** Voltaje de Prueba 5kV.

#### **4.3.4. Tensiones de prueba**

El voltaje de prueba debe estar dentro del voltaje nominal del transformador y del rango adecuado: línea a línea para devanados en delta, línea a neutro para devanados en estrella, o el voltaje nominal del devanado para transformadores monofásicos.

Es crucial mantener los mismos voltajes de prueba para todas las fases del transformador.

#### **4.3.5. Procedimiento de prueba**

- Medir y grabar la capacitancia real del capacitor auxiliar ( $C_1$ ) antes de hacer las conexiones del transformador.
- Para medir la relación de transformación entre 22.9kV y 7.2kV, realizar las conexiones de la figura 44; y para medir la relación entre 22.9kV y 7.2kV, realizar las conexiones de la figura 44.
- Se energizará el lado de alto voltaje y se medirá en el lado de bajo voltaje.
- El capacitor se encuentra entre el devanado a medir y el cable de rojo o azul del instrumento de medición.
- Medir la capacitancia aparente del devanado ( $C_2$ ), considerando la posición del cambiador de tomas sin carga o bajo carga.
- La relación de transformación se medirá de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$N = \frac{C_1}{C_2}$$

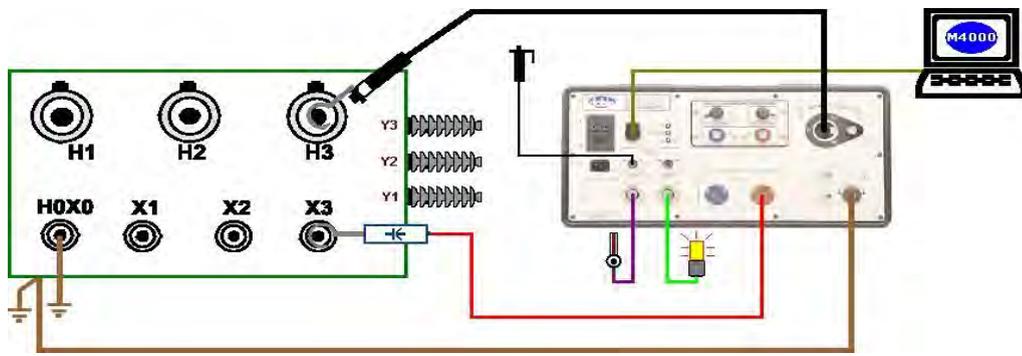
Donde:

- $C_1$  es la capacitancia real del capacitor auxiliar.
- $C_2$  es la capacitancia aparente del capacitor auxiliar y el devanado a medir.

Es necesario, que las pruebas se ejecuten con una mínima diferencia de tiempo, para evitar que las mediciones se vean afectadas por las condiciones ambientales.

**Figura 4.17**

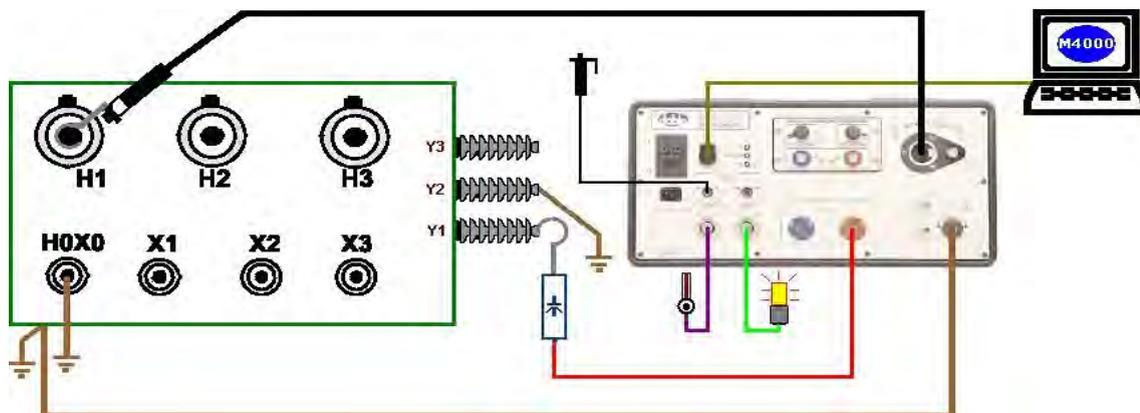
*Conexión para prueba de relación de transformación con TTR entre 22.9kV y 7.2kV*



Fuente: *Elaboración propia con Manual de operación DOBLE*

**Figura 4.18**

*Conexión para prueba de relación de transformación con TTR entre 22.9kV y 7.2kV*



Fuente: *Elaboración propia con Manual de operación DOBLE*

**Resumen de mediciones:****Tabla 4.4***Mediciones de prueba para TTR*

Prueba N°	Figura	kV	Medición	Modo de prueba	Energizar	Cable RED	Cable BLUE	Flotar	Aterrizar
1	4.19	10	H1/X1	UST R	H1	X1	Tierra	H2,H3,X2,X3,Y1,Y2,Y3	H0X0
2	4.19	10	H2/X2	UST R	H2	X2	Tierra	H1,H3,X1,X3,Y1,Y2,Y3	H0X0
3	4.19	10	H3/X3	UST R	H3	X3	Tierra	H1,H2,X1,X2,Y1,Y2,Y3	H0X0
4	4.20	10	H1/(Y1-Y2)	UST R	H1	Y1	Tierra	H2,H3,X1,X2,X3,Y3	Y2,H0X0
5	4.20	10	H2/(Y2-Y3)	UST R	H2	Y2	Tierra	H1,H3,X1,X2,X3,Y1	Y3,H0X0
6	4.20	10	H3/(Y3-Y1)	UST R	H3	Y3	Tierra	H1,H2,X1,X2,X3,Y2	Y1,H0X0

**Fuente:** *Elaboración propia*

#### **4.3.6. Análisis de resultados**

Para el análisis, es esencial comparar los resultados de las mediciones con los datos de placa y los valores obtenidos durante la puesta en servicio. Las mediciones no deben diferir más del 0.5% respecto a los datos de placa. En transformadores trifásicos con configuración estrella, como el transformador de SE ABB 807, este límite se aplica específicamente a los voltajes de fase a neutro. En ciertos casos, puede observarse que las mediciones de la relación de transformación en los devanados externos de transformadores trifásicos difieren ligeramente de las del devanado central, debido a variaciones en el flujo y las corrientes de magnetización.

#### **4.3.7. Medición de reactancia de dispersión**

La medición de la reactancia de dispersión es crucial para detectar la distorsión de los devanados del transformador. Esta prueba se utiliza en las pruebas de impedancia de cortocircuito y es un indicador confiable de la deformación o desplazamiento de las bobinas del devanado. La reactancia de dispersión se ve afectada por la reluctancia en el canal de dispersión y puede detectar deformaciones causadas por impactos durante el transporte del transformador o por fallas en su operación.

El transformador puede sufrir deformaciones de los devanados y permanecer en servicio; sin embargo, su confiabilidad se ve reducida.

La reactancia de dispersión es altamente sensible a cambios geométricos en el flujo de dispersión, como los espacios entre devanados, dentro de devanados, y entre devanado y tanque (o pantalla del tanque). Muchas fallas en transformadores comienzan como problemas mecánicos y luego

evolucionan hacia problemas eléctricos. La medición de la reactancia de dispersión es una prueba relativamente simple que complementa las pruebas de corriente de excitación, capacitancia y respuesta a la frecuencia.

Para realizar la medición de la reactancia de dispersión utilizando el equipo M4100, se utiliza una interfaz específica, el M4110, que incluye todos los controles necesarios, cables de suministro de voltaje, sensores de corriente y tierra, botones de seguridad, y el módulo de reactancia de dispersión, todo integrado en un solo paquete facilitando su operación.

#### **4.3.8. Condiciones de prueba**

**1ero.** El transformador debe encontrarse desenergizado.

**2do.** Los seccionadores asociados al transformador deben encontrarse abiertos y conectados a tierra, con los candados de bloqueo correspondientes y las llaves en poder del responsable de mantenimiento.

**3ero.** La zona de trabajo deberá ser delimitada con cintas de seguridad.

**4to.** Se deben desconectar todos los conectores morseto de los cables de potencia de los terminales de los pasatapas del lado 22.9kV (H1, H2, H3), lado 7.2kV (X1, X2, X3), neutro (H0, X0) y lado 10kV (Y1, Y2, Y3), de modo que el transformador quede completamente aislado.

**5to.** Para la desconexión de los terminales de los pasatapas del lado 22.9kV, se armarán andamios metálicos para facilitar las tareas de desconexión. Por la facilidad de acceso a los terminales de 7.2kV, la desconexión será realizada sin la ayuda de escaleras ni andamios.

**6to.** Los terminales desconectados del transformador deberán sujetarse con sogas limpias, y según sea el caso, descansar los terminales sobre los andamios.

**7mo.** Asegurarse que la masa del transformador se encuentra puesto a tierra.

**8vo.** Los pasatapas deben encontrarse limpios y sin contaminación externa, para tener condiciones similares a las pruebas anteriores.

**9no.** El neutro debe ser desconectado de tierra.

**10mo.** Efectuar las conexiones según el tipo de prueba a realizar, equivalente trifásico o prueba por fase.

**11avo.** Cortocircuitar el devanado contrario a energizar, teniendo especial cuidado en elegir el calibre del conductor, puesto que la fuente puede suministrar hasta 25 amperios, y dependiendo de la relación de transformación en el devanado contrario, circulará varias veces estacorriente.

**12avo.** Las pruebas iniciales deben de realizarse en todas las posiciones del cambiador de tomas (OLTC). Esto es concebible, puesto que, el personal de servicio no puede estar dispuesto a cambiar de posición el cambiador de tomas, y solamente se podrán realizar pruebas en la posición que esté. Las pruebas en un mantenimiento preventivo se realizarán en el tap que se encuentre y se comparará con los resultados de las pruebas iniciales.

El voltaje de prueba se detalla a continuación.

#### **4.3.9. Tensiones de prueba**

El objetivo es seleccionar un voltaje adecuado, como 120 o 240 voltios, para realizar las pruebas con precisión. La interfaz M4110 puede suministrar hasta 25 amperios durante 3 a 5 minutos antes de que su interruptor de salida entre en acción, aunque su rango continuo máximo es de 9.5 amperios. Es crucial asegurarse de que todos los cables de conexión sean del calibre adecuado para la corriente de prueba esperada. Durante la prueba, uno de los

devanados debe ser cortocircuitado, por lo que los cables utilizados para este propósito deben manejar la corriente de cortocircuito esperada en el devanado. Aunque los cables de corriente que energizan los devanados pueden conducir hasta 25 amperios o menos, los utilizados para el cortocircuito pueden necesitar soportar varias veces esa corriente.

**Nota:**

Antes de ejecutar la prueba, es necesario contar con cierta información clave. Aunque es posible realizar la prueba sin datos de placa del transformador o resultados previos de pruebas, no se podrán calcular el porcentaje de impedancia (%Z) ni el porcentaje de reactancia (%XL). Los datos de placa que deben ingresarse al programa del equipo antes de la prueba incluyen el porcentaje de impedancia (%Z).

- Los volt-amper base para esta impedancia (en kVA)
- El voltaje base de línea a línea para esta impedancia (en kVA)
- Si están disponible de pruebas anteriores, la siguiente información inicial debe ser proporcionada al programa:
  - Porcentaje de Impedancia inicial o “Benchmark” (%Z)
  - Porcentaje de Reactancia inicial o “Benchmark” (%XL)

***Consideraciones especiales***

La prueba realizada desde el devanado de alto voltaje hasta un voltaje específico requiere menos corriente de la fuente en comparación con la misma prueba ejecutada a ese mismo voltaje desde el devanado de bajo

voltaje. Se recomienda realizar la prueba al voltaje más alto posible para reducir al mínimo los efectos de la reactancia de magnetización.

#### **4.3.10. Procedimiento de medición**

Los siguientes procedimientos de prueba son para un transformador trifásico de dos devanados. Después de que el usuario proporciona la información necesaria, el M4100 calcula y recomienda la corriente de prueba adecuada. El M4100 utiliza excitación por fase y puede medir la reactancia de dispersión de un transformador trifásico de dos devanados utilizando dos métodos: la prueba del equivalente trifásico y la prueba por fase.

##### **a. Prueba del equivalente trifásico**

Se realizan tres pruebas conectando la fuente de voltaje y los cables de sensado desde la interfase de reactancia de dispersión a cada par de terminales del transformador. Los tres terminales del devanado opuesto se conectan en cortocircuito mediante un puente.

Se sigue la siguiente secuencia:

**1ero.** Realizar las conexiones entre el M4100 y el M4110

**2do.** Asegurarse que los terminales de tierra del M4100 y el M4110 estén conectados en un mismo punto de tierra.

**3ero.** Conectar el interruptor de seguridad del M4100 en el M4110.

**4to.** Conectar la lámpara de seguridad del M4100 en el M4110.

**5to.** Conectar los terminales de medición azul y rojo del M4100 en el M4110.

**6to.** Conectar el M4100 y el M4110 a la fuente de alimentación externa.

**7mo.** Al realizar la conexión para la prueba del equivalente trifásico usando H1 y H2, se debe realizar lo siguiente:

- a. Conectar los terminales del devanado de 7.2kV (X1, X2, X3) en cortocircuito.
- b. Conectar los terminales del devanado de 7.2kV (Y1, Y2, Y3) en cortocircuito.
- c. El terminal del pasatapas H3, debe estar flotando.
- d. El terminal del neutro H0X0 debe de estar flotando para todas las pruebas del equivalente trifásico.
- e. Conectar el terminal de voltaje rojo del M4110 al pasatapas H1 y el terminal de voltaje negro del M4110 al pasatapas H2.
- f. Conectar al pasatapas H1 el conector blanco del cable de sensado y el terminal de voltaje rojo; y al pasatapas H2, el conector negro del cable de sensado y el terminal de voltaje negro.

**8vo.** Realizar las pruebas del equivalente trifásico entre H1-H3, y entre H2-H3.

**b. Prueba por fase**

Se realiza una prueba por cada fase conectando los terminales de voltaje y sensado de la interfase de reactancia de dispersión a los terminales de línea y neutro de los devanados en configuración estrella, o a un par de terminales de línea en el devanado en configuración delta. Los terminales del devanado opuesto se conectan juntos en cortocircuito mediante un puente.

Seguir la siguiente secuencia:

**1ero.** Realizar las conexiones entre el M4100 y el M4110

**2do.** Realizar las conexiones entre el M4100 y el M4110

**3ero.** Asegurarse que los terminales de tierra del M4100 y el M4110 estén conectados en un mismo punto de tierra.

**4to.** Conectar el interruptor de seguridad del M4100 en el M4110.

**5to.** Conectar la lámpara de seguridad del M4100 en el M4110.

**6to.** Conectar los terminales de medición azul y rojo del M4100 en el M4110.

**7mo.** Conectar el M4100 y el M4110 a la fuente de alimentación externa.

**8mo.** Al realizar la conexión para pruebas por fase del transformador, como por ejemplo en la fase A, se debe realizar lo siguiente:

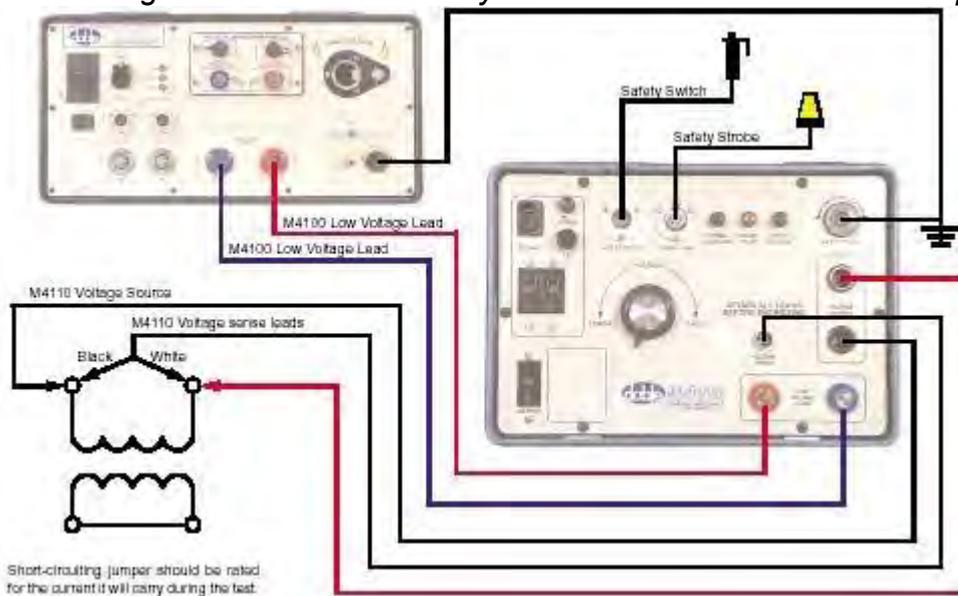
- a. Conectar los terminales del devanado de 7.2kV, Y1 y Y3, en cortocircuito.
- b. Los terminales de los pasatapas de las fases que no están siendo probadas H2 y X2 correspondientes a la fase B, y H3 X3 de la fase C, deben estar flotando. Asimismo, el terminal Y2 de 7.2kV.
- c. Cortocircuitar los terminales X1 y H0X0.
- d. Conectar el terminal de voltaje rojo del M4110 al pasatapas H1 y el terminal de voltaje negro del M4110 al pasatapas de neutro H0X0.
- e. Conectar al pasatapas H1 el conector blanco del cable de sensado y el terminal de voltaje rojo, y en el neutro

H0X0 el conector negro del cable de sensado y el terminal de voltaje negro.

- f. Realizar las pruebas por fase, para la fase B y C, como se muestra en la figura 48.

**Figura 4.19**

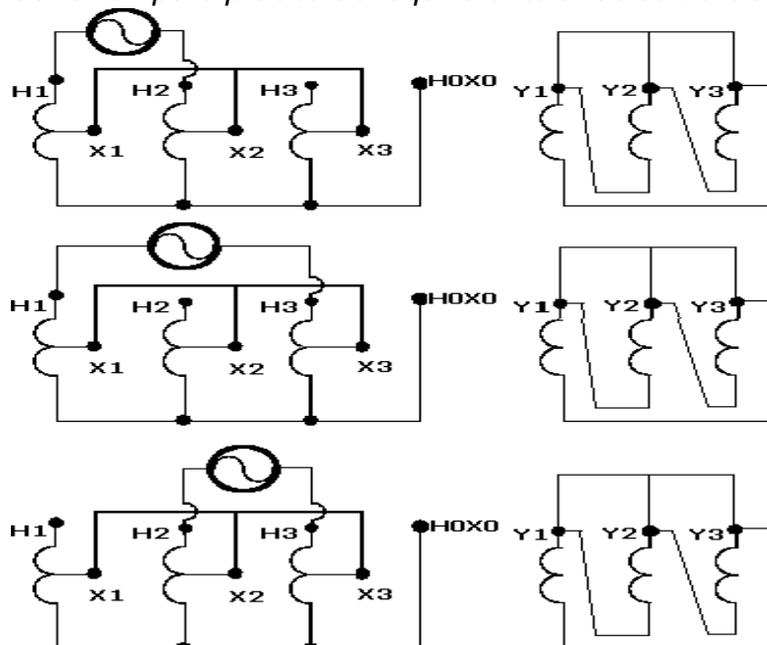
*Conexión general entre el M4100 y la interfase de reactancia de dispersión M4110*



**Fuente:** *Elaboración propia con Manual de operación DOBLE*

**Figura 4.20**

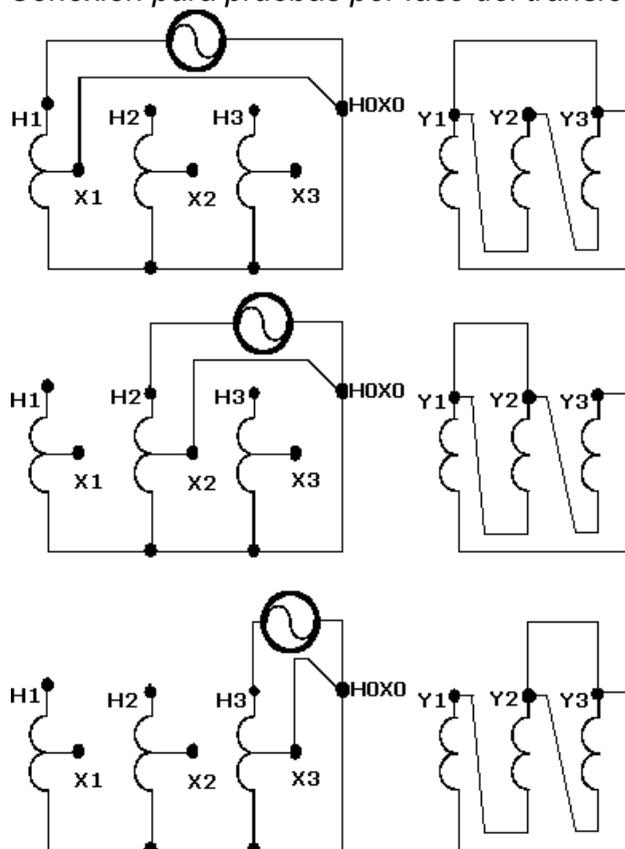
*Conexión para prueba del equivalente trifásico del transformador*



*Fuente: Elaboración propia con Manual de operación DOBLE*

**Figura 4.21**

*Conexión para pruebas por fase del transformador*



*Fuente: Elaboración propia con Manual de operación DOBLE*

## CAPITULO V

### 5.1. RESUMEN DE MEDICIONES:

#### 5.1.1. Mediciones de pruebas de reactancia de dispersión

**Tabla 5.1**

*Mediciones de pruebas de reactancia de dispersión*

Prueba Nº	Figura	Prueba	Conexión Fuente	Flotar	Cortocircuitar
1	4.20	Equiv 3Ø	H1-H2	H3, H0X0	X1,X2,X3 y Y1,Y2,Y3
2	4.20	Equiv 3Ø	H1-H3	H2, H0X0	X1,X2,X3 y Y1,Y2,Y3
3	4.20	Equiv 3Ø	H2-H3	H1, H0X0	X1,X2,X3 y Y1,Y2,Y3
4	4.21	Por fase	H1-H0X0	H2,H3,X2,X3,Y2	X1,H0X0 y Y1,Y3
5	4.21	Por fase	H1-H0X0	H1,H3,X1,X3,Y3	X2, H0X0 y Y1, Y2
6	4.21	Por fase	H1-H0X0	H1,H2,X1,X2,Y1	X3, H0X0 y Y2, Y3

**Fuente:** *Elaboración propia*

#### 5.1.2. Análisis de resultados

Las observaciones indican que cambios superiores al  $\pm 3\%$  del valor medido en la reactancia de dispersión son significativos y deben investigarse. Por ejemplo, un cambio de 7.5% a 8.2% representa un aumento del 9.3% respecto al valor inicial.

Es crucial comparar los resultados de la prueba del equivalente trifásico con los datos de placa del transformador o pruebas anteriores. Además, los resultados de las pruebas por fase deben ser comparados entre sí y con pruebas previas. El análisis debe incluir la evaluación tanto de la reactancia de dispersión como de otros resultados, como la capacitancia. Si múltiples características muestran cambios, es importante investigar la causa subyacente. Por ejemplo, un aumento del 2% en la reactancia de dispersión combinado con un aumento del 10% en la capacitancia

podría requerir una investigación para entender la razón de estos cambios simultáneos.

### **5.1.3. Medición de resistencia de aislamiento (Megger)**

La medida de resistencia de aislamiento en equipos en servicio es una de las técnicas más antiguas de prueba.

La medida de resistencia de aislamiento es una guía muy útil para detectar inicialmente cualquier deterioro del aislamiento, aunque no determina la calidad del aceite aislante. La resistencia de aislamiento es un agente sensible a cualquier grado de humedad que está siendo absorbido por el aceite y por lo tanto puede dar una advertencia temprana de la presencia de humedad en el aceite. Para obtener una medida exacta de la resistencia de aislamiento del transformador, este debe ser aislado de la fuente de poder y sus cables y cubiertas cuidadosamente limpiadas de ser posible se recomienda el uso del mismo aceite del transformador.

Ningún aislamiento es perfecto, lo que implica que siempre hay una pequeña corriente que fluye a través o alrededor de él hacia tierra. Aunque esta corriente puede ser mínima en términos prácticos, es crucial para los equipos de prueba de aislamiento. Un buen aislamiento se distingue por tener una resistencia notablemente alta en comparación con el flujo de corriente, lo que garantiza su capacidad para mantener esta alta resistencia a lo largo del tiempo.

Hay cinco causas principales que contribuyen a la degradación del aislamiento, interactuando entre sí y eventualmente resultando en una reducción gradual de su calidad.

Causas para que afecten la resistencia de aislamiento:

- Ataque químico
- Contaminación ambiental

- Fatiga eléctrica
- Fatiga mecánica
- Fatiga térmica

#### 5.1.4. Condiciones previas a la prueba

Estas condiciones deberán ser las mismas que para la prueba defactor de potencia del transformador., a excepción del voltaje de prueba que será de 5kV en DC.

#### 5.1.5. Tensiones de prueba

Las tensiones de prueba recomendadas por MEGGER, el fabricante del instrumento MIT515, son las siguientes:

**Tabla 5.2**

*Tensiones de prueba para la medición de la resistencia de aislamiento*

Tensión Ø-Ø (Vca)*	Tensión de prueba Ø-T (Vcc)
< 1000V	500V
1000V - 2500V	500V - 1000V
2501V - 5000V	1000V - 2500V
5001V - 12000V	2500V - 5000V
> 12000V	5000V - 10000V

**Fuente:** *Elaboración propia*

La guía de MEGGER establece que se deben aplicar diferentes voltajes de prueba dependiendo del tipo de máquina eléctrica: voltajes línea-línea para máquinas trifásicas de CA, voltajes línea-tierra para máquinas monofásicas, y voltajes directos para máquinas de CD o embobinados de campo.

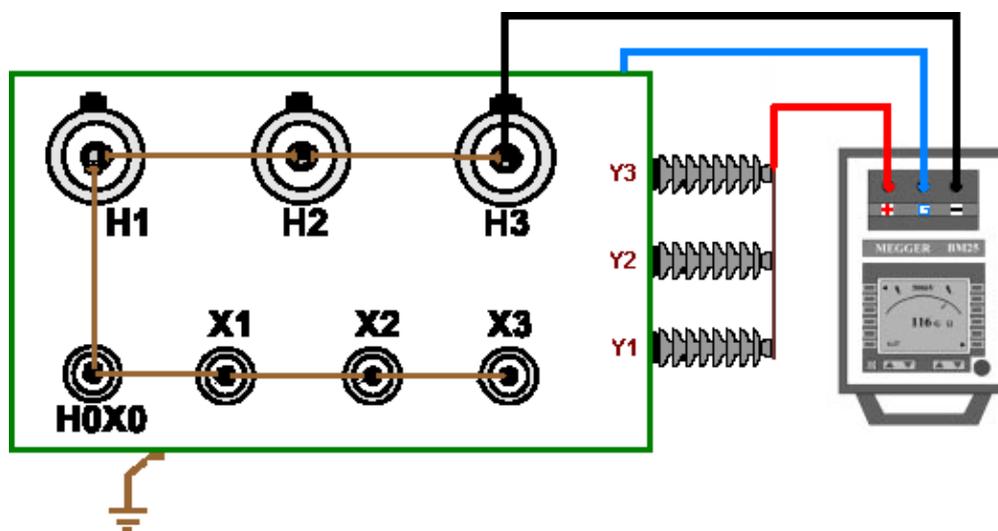
### 5.1.6. Procedimiento de prueba

Las conexiones que se muestran en las siguientes figuras indican las tres pruebas de aislamiento para un transformador de dos devanados:

#### a. Resistencia de aislamiento entre alta y baja.

**Figura 5.1**

*Conexión para medición de aislamiento DC entre alta y baja*

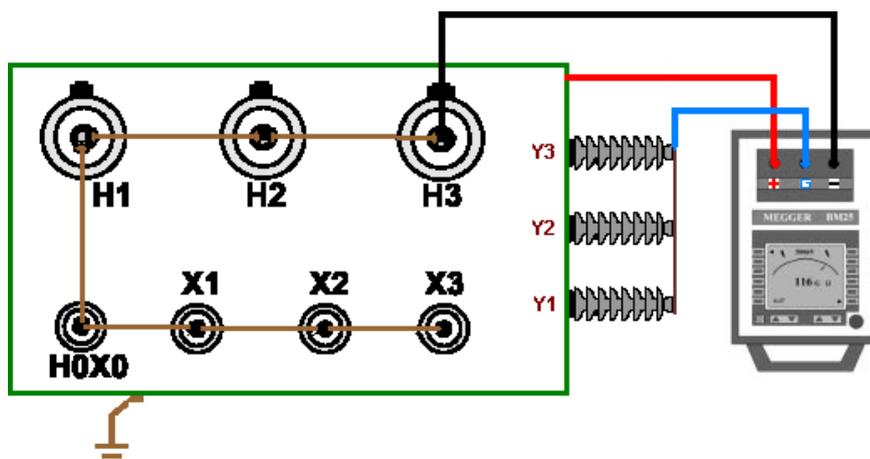


Fuente: *Elaboración propia*

#### b. Resistencia de aislamiento entre alta y tierra

**Figura 5.2**

*Conexión para medición de aislamiento DC entre alta y tierra*

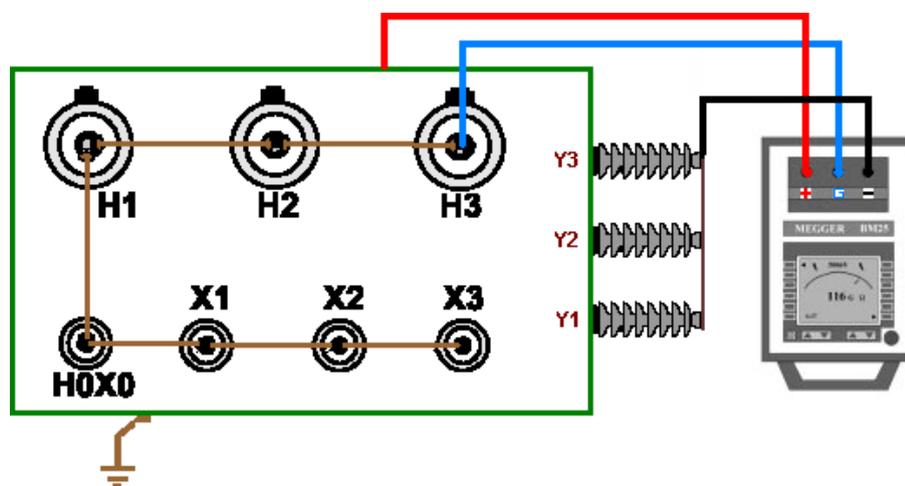


Fuente: *Elaboración propia*

### c. Resistencia de aislamiento entre baja y tierra

**Figura 5.3**

Conexión para medición de aislamiento DC entre baja y tierra



Fuente: *Elaboración propia*

#### 5.1.7. Resumen de mediciones:

**Tabla 5.3**

*Mediciones de prueba de resistencia de aislamiento*

Prueba N°	Figura	kV	Medición	Cable rojo (+)	Cable negro (-)	Cable Guarda (G)
1	5.1	5	R <sub>HL</sub>	Baja	Alta	Tierra
2	5.2	5	R <sub>H</sub>	Tierra	Alta	Baja
3	5.3	5	R <sub>L</sub>	Tierra	Baja	Alta

Fuente: *Elaboración propia*

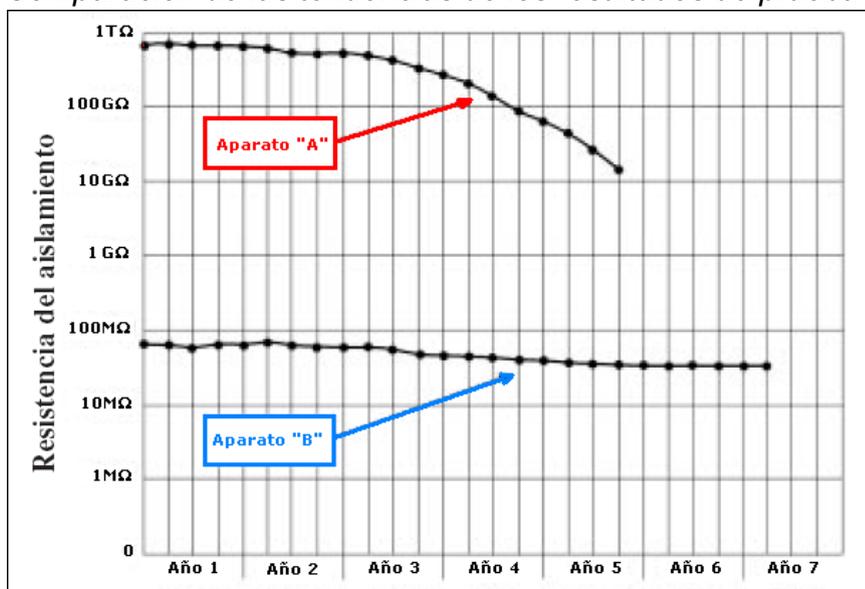
#### 5.1.8. Análisis de resultados

Una alta resistencia indica generalmente un buen aislamiento, pero no necesariamente significa que el equipo este bien, pues el régimen de trabajo del equipo puede estar llevando a la falla del aislamiento. En la figura siguiente se puede observar las tendencias de dos equipos; el equipo "A" a pesar de tener la resistencia más alta está más propensa a fallar, pues su aislamiento se viene

deteriorando más rápidamente, mientras que el equipo “B” que tiene una resistencia más baja tiene un mejor aislamiento, se puede observar que el aislamiento no cambia mucho con el paso del tiempo. Lo que quiere decir que una resistencia alta no dice mucho, ya que el verdadero valor de la calidad del aislamiento de un equipo es la tendencia de la resistencia del aislamiento medida, que viene a ser la calidad del aislamiento que se tiene.

**Figura 5.4**

*Comparación de las tendencias de los resultados de prueba*



## 5.2. Prueba de resistencia óhmica de los devanados

Es imprescindible medir las resistencias óhmicas para evaluar las pérdidas por efecto Joule en los devanados, lo cual permite calcular la temperatura alcanzada al final de la prueba térmica. Además, estas mediciones garantizan la integridad de las conexiones internas y los conductores dentro de los devanados y guías. Las técnicas comunes para medir las resistencias óhmicas incluyen el método de la caída de potencial y los puentes de resistencia como el Kelvin o el Wheatstone.

### **5.3. Método de caída de potencial.**

El método de caída de potencial es preferible para las mediciones en campo y se debe emplear únicamente si la corriente nominal de los devanados es superior a un amperio. Durante la medición, se utiliza corriente continua y se registran simultáneamente las lecturas de corriente y voltaje. La resistencia se determina aplicando la ley de Ohm utilizando las lecturas obtenidas de voltaje y corriente.

#### **5.3.1. Condiciones previas a la prueba**

1. La corriente utilizada en la medición no supere el 15% de la corriente nominal del devanado bajo prueba para evitar errores causados por el calentamiento de los conductores.
2. Las terminales del voltímetro deben ser independientes de las del amperímetro y deben conectarse lo más cerca posible de las terminales del devanado que se está midiendo.
3. Las lecturas de los instrumentos deben tomarse hasta que las agujas se estabilicen.
4. Se deben tomar al menos tres lecturas tanto de corriente como devoltaje, y el promedio de las resistencias calculadas a partir de estas mediciones se considerará como la resistencia óhmica del devanado.

#### **5.3.2. Determinación de la temperatura.**

Para medir con precisión la resistencia de los conductores del devanado, es crucial determinar la temperatura a la que se encuentra. Esta temperatura debe ser evaluada lo más cerca posible al momento de la medición de la resistencia.

En el caso de transformadores sumergidos en aceite u otro líquido dieléctrico, la temperatura del devanado es equivalente a la del líquido circundante.

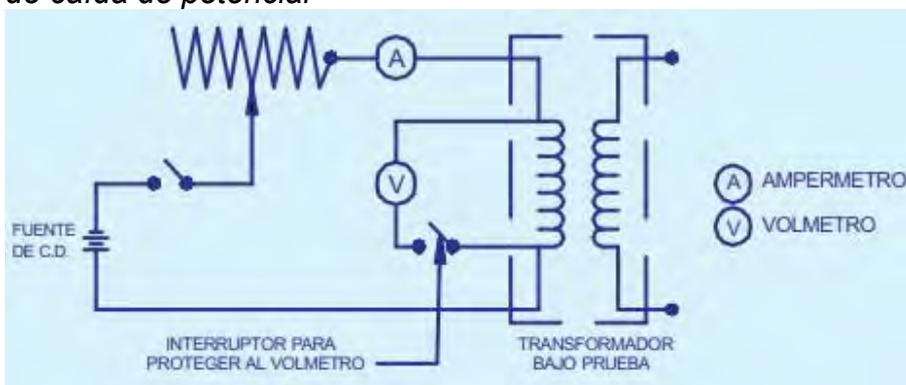
Es fundamental que el transformador no esté energizado y que no haya corriente circulando por los devanados durante al menos 8 horas antes de medir la temperatura en frío. La resistencia de los devanados se ajusta típicamente a la temperatura de operación a plena carga utilizando la siguiente fórmula:  $R_{t1} = R_{t2} \frac{(T_a + T_1)}{(T_a + T_2)}$ .

Dónde:

- $R_{t1}$  = Resistencia referida a la temperatura  $T_1$ .
- $R_{t2}$  = Resistencia referida a la temperatura  $T_2$ .
- $T_2$  = Temperatura del devanado en el momento de la medición de la resistencia  $R_{t2}$ , en °C.
- $T_a$  = Constante de resistencia cero, para el cobre = 234.5 y para el aluminio = 225.0  $T_1$  = Temperatura de operación en °C, y es determinada por la ecuación:
- $T_1$  = elevación total de Temperatura del transformador + 20°C.

### Figura 5.5

*Circuito de conexión para medición de resistencia óhmica del devanado por método de caída de potencial*



**Fuente:** *Manual de operación MEGGER*

## 5.4. ANÁLISIS ECONÓMICO

### 5.4.1. Metodología de Calculo

El proceso de perforación (perforadoras) y carguío (palas) dentro de la operación minera Antapaccay representa el eslabón crítico del proceso por lo que se debe considerar que los equipos que suministran energía (subestaciones eléctricas y transformadores de potencia) deberán estar operativos y confiables con todos sus parámetros eléctricos que amerita la calidad de energía.

### 5.4.2. Ecuación de disponibilidad de Pala Eléctrica:

$$\text{Disponibilidad (Disp. \%)} = \frac{(HTF - DTF)}{HTF} \times 100\%$$

$$\text{Disponibilidad (Disp. \%)} = \%$$

### 5.4.3. Ecuación de disponibilidad de Perforadora Eléctrica:

$$\text{Disponibilidad (Disp. \%)} = \frac{(HTF - DTF)}{HTF} \times 100\%$$

$$\text{Disponibilidad (Disp. \%)} = \%$$

Donde:

HTF: Total de horas de disponibilidad del equipo

DTF (Down time): Tiempo inactivo en horas

%: Disponibilidad en porcentaje del equipo

Las pruebas eléctricas a los equipo de transformación (transformadores de potencia), representan un costo considerable, ya que estos están directamente proporcional a la producción por que justifica cualquier inversión que se realice en

esta, las misma que se podría contar con el servicio externo de una empresa especializada del sector, como también con el personal del taller de Mantenimiento Eléctrico Mina, personal que se encuentra en capacidad de realizar estos trabajos, como también se cuenta con equipos de medición y pruebas para tal fin.

**Conclusiones:**

1. En la prueba de factor de potencia realizado, el transformador de potencia cumple con el máximo factor de potencia permisible de 0.5%, sugerido por fabrica para medición de aislamientos de acuerdo con la recomendación de la norma a IEEE C.57.12.90- 914 y la NTC 3298.
2. Los valores obtenidos durante la prueba de resistencia de aislamiento de devano se encuentran dentro del 5% de desviación, porcentaje aceptable por fábrica de acuerdo con la recomendación de la norma IEEE C.57.12.90- 914 y la NTC 3298
3. Los transformadores eléctricos de potencia en operación normal contienen variedad de elementos físicos-químicos que mantienen los parámetros y valores aceptables para que no produzcan fallas.
4. Es necesario ingresar los resultados obtenidos del protocolo de pruebas al SAP para contar con histórico para el seguimiento y gestión de los mantenimientos con la finalidad de evitar los correctivos y exponer a los equipos y por ende a la producción
5. Prolongar la vida útil de los transformadores están directamente relaciones a las pruebas eléctricas que se realicen para diagnosticar oportunamente el estado en que se encuentran
6. La degradación del aislamiento ocasiona fallas que en muchos casos son invisibles a la precepción humana que si no son detectadas a tiempo por medio de equipos de prueba ocasionaran fallas intempestivas con defectos costosos.

**Recomendaciones:**

1. Si los resultados de las pruebas eléctricas de factor de potencia o  $\tan\delta$  realizadas en el aislamiento del transformador de potencia exceden los límites establecidos por los fabricantes, será necesario tomar medidas correctivas. Esto puede incluir el tratamiento del aceite si la humedad está presente en el aceite, o el secado de la parte activa si la mayor parte de la humedad se encuentra en el aislamiento sólido del transformador.
2. Es recomendable seguir las directrices de las normas ASTM D-877 y ASTM D-1816 para regenerar el aceite cuando este no cumpla con los parámetros de aceptación y esté por debajo del límite aceptable. Este proceso implica recircular, calentar y filtrar el aceite bajo vacío para eliminar partículas contaminantes, extraer la humedad, mejorar la rigidez dieléctrica y restaurar las propiedades aislantes del aceite. Este procedimiento se realiza típicamente utilizando una máquina de tratamiento de aceite.

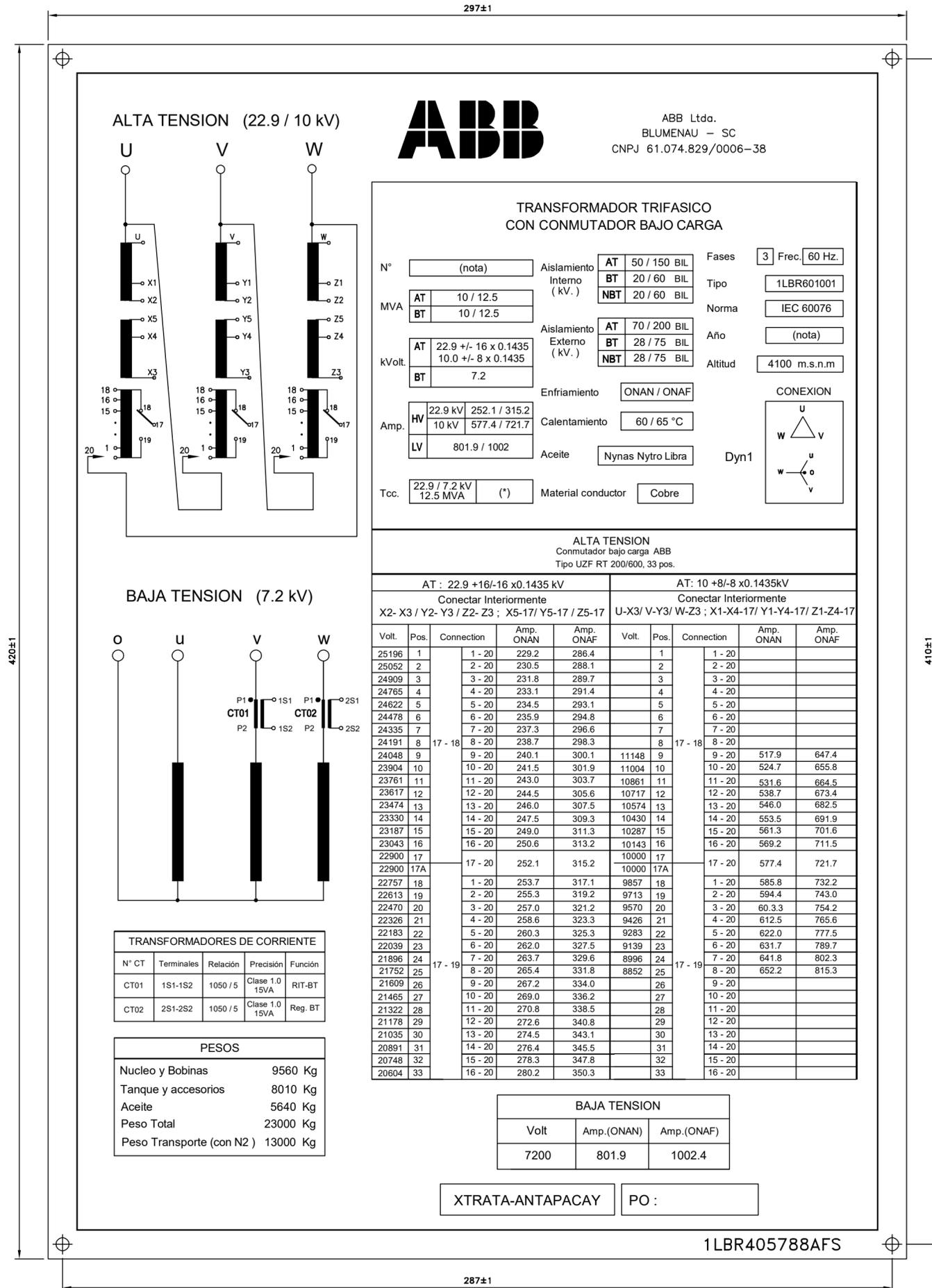
## **ANEXOS**

### **1. PLACA DE CARACTERISTICAS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA 10-12.5MVA ONAN/ONAF – 22.9/7.2KV**

PLACA DE CARACTERISTICAS

We reserve all rights in this document and the information therein Reproductions, use or disclosure to third parties without express authority is strictly forbidden.

Archivo : PLANOS ELECTRICOS  
Formato : A3 - 297x420mm =0.125m<sup>2</sup>



- NOTAS:
- Material: Acero inoxidable AISI 316, espesor 0.5 mm
  - Las marcas están estampadas en color negro con fondo en color natural.
  - Grabación de los espacios en blanco serán selladas después de los resultados de las pruebas.
  - La grabación del logotipo ABB sera hecho en bajo relieve en color rojo.
  - En el campo Año, deberá ser grabado el mes y el año de acuerdo con la fecha de fabricación de la placa. Ej.: 08 / 2018

(\* Impedancia garantizada = 8.4% @22.9/7.2 kV 12.5MVA

**DISEÑO ABB**  
21 MAI 2019  
**AS BUILT**

4			
3			
2			
1			
Rev.	DESCRIPCION	FECHA	POR
REVISIONES			
<b>ABB</b>		<b>TINTAYA</b> ANTAPACAY	
PROYECTO : <b>TRANSFORMADOR DE POTENCIA</b>			
PLACA DE CARACTERISTICAS			
TITULO : <b>TRANSFORMADOR DE POTENCIA 10/12.5 MVA ONAN/ONAF, 22.9+/-16x0.1435/7.2 kV</b>			
Nombre	Fecha	No. Plano :	Hoja:
Diseñado : Norberto	Diciembre 2018	1LBR405788AFS	01
Dibujado : Norberto	Diciembre 2018		
Revisado : Valmir	Diciembre 2018	O.P : 1LBR601001	Revisión: 0
Aprobado : Sérgio	Diciembre 2018	ESCALA : A3	

**2. DIAGRAMA UNIFILAR DEL TRANSFORMADOR POTENCIA 10-12.5MVA,  
ONAN/ONAF – 22.9/7.2KV**

NOS RESERVAMOS TODOS LOS DERECHOS PARA ESTE DOCUMENTO Y LA INFORMACION CONTENIDA EN EL MISMO. QUEDA PROHIBIDO SIN NUESTRO CONSENTIMIENTO EXPRESO, LA REPRODUCCION, LA COMUNICACION A TERCEROS O EL EMPLEO DE SU CONTENIDO.

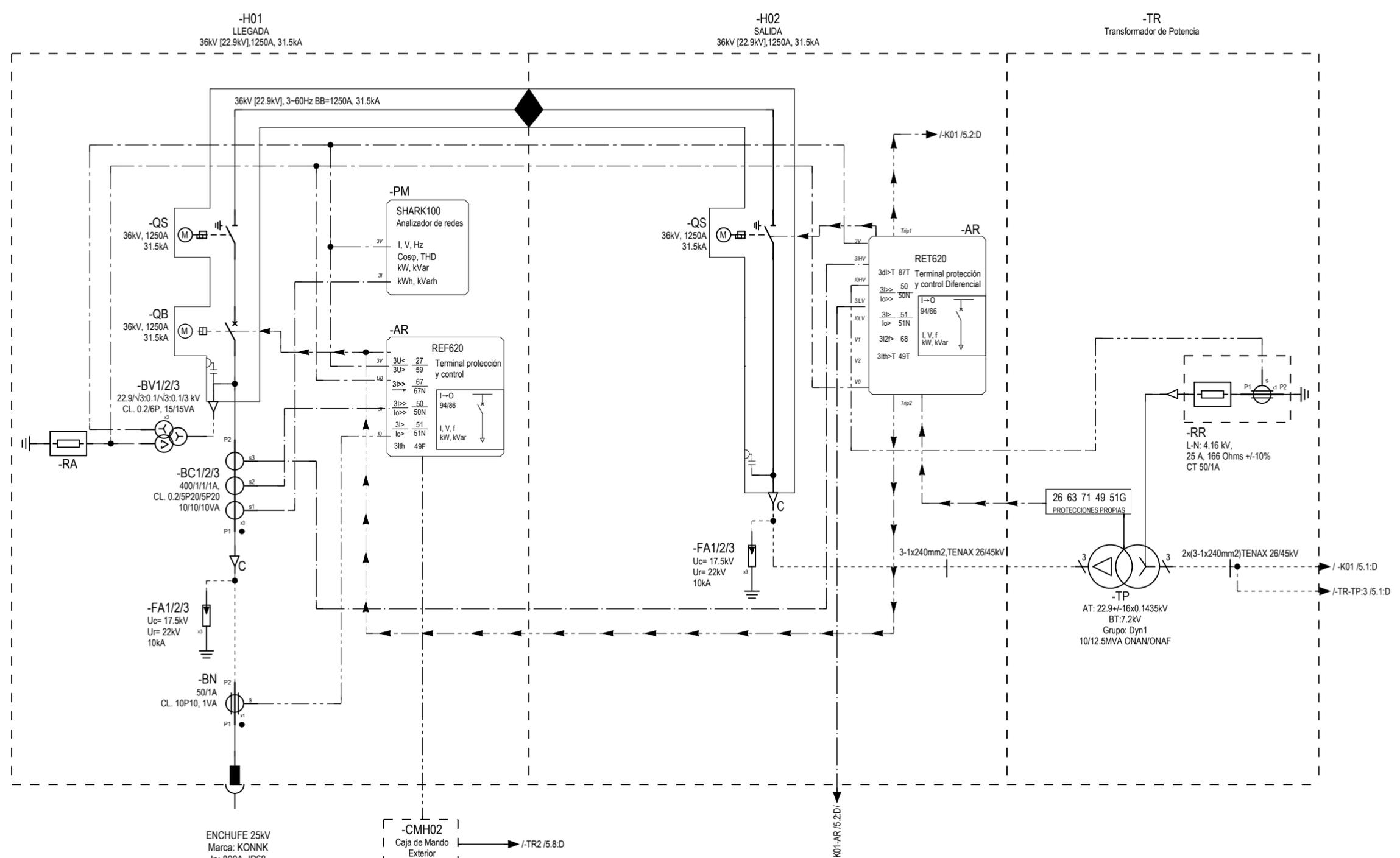


ABB		IEC 62271-200	
ZX2	GIS Switchgear	2018	
Ur	36kV	Us	22.9kV
Ud	70kV	Up	170kV
Ir	1250A	at	35°C
lbusbar	31.5kA	tk	1s
lp	82kA	fr	60Hz
Ua	110Vdc	Altitude	4200m
Pressure for insulation/abs.			
Pre	110kPa		
Pae	100kPa		
Pme	100kPa		
IAC	AFLR	31.5kA	1s.

- Señal de tensión
- Señal de corriente de fase
- Señal de corriente homopolar
- ←←←← Señal de disparo - mando
- Celdas aislada en GAS GIS\_ZX2

C = OUTER CONE

- Notas:**
- Tensión auxiliar de los equipos sera en 110VDC y 220VAC para los circuitos de alumbrado y calefaccion.
  - Los cables para control, medicion y proteccion seran NH80 y distribuidos como sigue:
    - Medicion de Corriente 4 mm², Negro
    - Medicion de Tension 2.5 mm², Negro
    - Control 1.5 mm², Negro
    - Interconexion Fuerza y Control 4 mm² - 2.5mm², Negro
    - Tierra 4 mm², Amarillo

Basado en:	Aprobado: R.D.	SUBESTACION MOVIL DE 10/12.5MVA	Nº de Contrato: ---	= S01
Escala:	Verificado: R.C.	Preparado: C.L.C.	Item:	+ DOC
A - EMITIDO PARA REVISION DEL CLIENTE	Proyecto: COMPAÑÍA MINERA ANTAPACCAY S.A. S.E. MOVIL DE 10MVA - SE807 10-12MVA, 22.9/7.2kV	Diagrama Unifilar de Protección y Medición - Lado 22.9kV	Depart. Resp.: ABB - EPMV	Índice Rev.: A Leng.: 2
ABB S.A. - PERU POWER PRODUCTS MEDIUM VOLTAGE PRODUCTS			Nº Doc.: <b>OPP214571362E0101</b>	Hoja: 2
				T. Pag.: 3

**3. FORMATO DE TOMA DE DATOS PARA MANTENIMIENTO DE  
TRANSFORMADOR DE POTENCIA 10-12.5MVA, ONAN/ONAF-  
22.9/7.2KV**

**FORMATO PARA TOMA DE DATOS PARA PRUEBAS ELECTRICAS AL TRANSFORMADOR DE POTENCIA**

**Código:**

Elaboró: Elaboró: Ing. Electricidad Mina Nico Dávalos García	Fecha: 24/01/2024
Revisó: Supervisor Electricidad Mina	Fecha: 20/02/2024
Aprobó: Superintendente Electricidad Mina	Fecha: 10/03/2024
N° páginas 1	Rev. 0

**Fabricante:** \_\_\_\_\_ **Tipo:** \_\_\_\_\_

**ACTIVIDAD :** Revisión General

Elemento	FASE		Descripción	Estado
	Normal			
	Si	No		
Pintura (cajas y cuba)				1.Humedad
Bujes (H1, X1,Y1, Y2, Ho, Xo, Tierra)				2.Corrosión
Valvulas				3.Fisura
Tuberías y uniones				4.Suelto
Radiadores				5.Contaminado
Ventiladores				6.Inservible
Motobomba				7.Fuga
<b>CAJAS DE CONTROL</b>				8.Roto
Empaques				9.Despegado
Chapas				10.Sucio
visagras				11.Incompleto
Cableado				12.Quemado
Microswitch				13.Alarmado
Contactores				14.Ruido
Iluminacion				15.Sin lubricar
Fusibles				16.Inestable
Borneras				17.Vibración
Engranajes cambiador de tomas				18.Otro ¿Cual?
Resistencia de Calefacción				
Toma 120 VAC				
Interruptores				
Motor cambiador de tomas				
<b>ACCESORIOS (proteccion, medida)</b>				
Tanque conservador				
Indicadores temperatura de aceite				
Indicadores temperatura devanados				
Indicadores de nivel tanque				
Indicador de nivel cambiador				
Indicador de flujo de aceite				
Rele de sobrepresion Cuba				
Rele de sobrepresion Cambiador				
Rele de flujo (Cambiador de tomas)				
Rele Buchholz				
Rele de presion subita				
Deshidratador Cambiador				
Deshidratador Cuba				
Indicador de presion filtro de aceite				

**Condiciones Climaticas**

Temp °C	Hum. %

**CONTADOR OLTC**

Fases	# de operaciones
Trifásico	

**LIMPIEZA Y REVISION**

Actividades	Trifásico
Limpeza de aisladores	
Revisión diafragma	
Revisión de puesta a tierra	

**MEDIDA DE TEMPERATURAS**

UBICACIÓN	Fase A (°C)	Fase B (°C)	Fase C (°C)	% Dif
Devanado H1				
Devanado común				
Devanado Y1				
Aceite				

Nota: Si la diferencia % es > 10% entre fases se debera reportar en el SAP

**PRESION FILTRO DE ACEITE OLTC**

FASES	Presion. bar
Trifásico	

**NIVELES DE ACEITE**

FASES	Buje Alta		Buje Media		Buje Tercia	
	Normal		Normal		Normal	
	Si	No	Si	No	Si	No
Fase A						
Fase B						
Fase C						

FASES	Nivel		
	Tanque Conservador	Cambiador Tomas	Temperatura (°C)
Trifásico			

**VERIFICACION FUNCIONAMIENTO DE VENTILADORES**

ELEMENTOS	Trifásico	
	# Disponibles	# Fallados
Ventiladores		

Nota: Se verifica su funcionamiento en modo manual

**REVISION DEL CONTROL ELECTRICO DEL SISTEMA DE REFRIGERACION**

ELEMENTOS	Trifásico	SETTING
	Temp. (°C)	
Ventilador (Etapa 1)		65°C
Bombas (Etapa 2)		75°C
Alarma devanados		110°C
Alarma Aceite		80°C
Disparo devanados		115°C

**REVISION GENERAL DEL SISTEMAS DE REFRIGERACION (Corriente de motores y bombas (Amp))**

Fase	VENTILADORES										BOMBAS	
	motor 1	motor 2	motor 3	motor 4	motor 5	motor 6	motor 7	motor 8	motor 9	motor 10	Bomba 1	Bomba 2
R												
S												
T												

Amp  
Amp  
Amp

**4. PROCEDIMIENTO PARA PRUEBAS ELÉCTRICAS A TRANSFORMADOR  
DE POTENCIA 10-12.5MVA ONAN/ONAF- 22.9/7.2KV**

# PROCEDIMIENTO PARA PRUEBAS ELECTRICAS A TRANSFORMADOR DE POTENCIA

**Código:**

Elaboró: Elaboró: Ing. Electricidad Mina Nico Dávalos García	Fecha: 24/01/2024
Revisó: Supervisor Electricidad Mina	Fecha: 20/02/2024
Aprobó: Superintendente Electricidad Mina	Fecha: 10/03/2024
N° páginas 4	Rev. 0



RECURSOS:		
<p><b>1. Personal</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 3 Colaboradores</li> </ul> <p><b>2. Repuestos</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Empaques y prensaestopas de CT's y de los dispositivos de protección mecánica</li> <li>• Fusibles para bombas</li> </ul> <p><b>3. Equipos y Herramientas</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Multímetro</li> <li>• Pinza Amperimétrica</li> <li>• Cronómetro</li> <li>• Medidor de rigidez dieléctrica</li> <li>• Medidor de capacitancia y factor de potencia</li> <li>• Juego de destornilladores tipo pala y estrella</li> <li>• Equipo para recolección muestras de aceite</li> <li>• Juego de llaves boca fija</li> <li>• Estrias</li> <li>• Torquímetro</li> <li>• Escaleras dieléctricas en fibra de vidrio tipo tijera y extensible</li> <li>• Plataforma elevadora o Camión Grúa</li> <li>• Portaherramientas</li> <li>• Kit para el control de derrames de hidrocarburos</li> <li>• Kit de toma de muestra de aceite</li> <li>• Extensiones eléctricas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Equipo de Medida de Resistencia</li> </ul> <p><b>4. Materiales consumibles</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Lubricante accionamiento cambiador</li> <li>• Tela pañal</li> <li>• Limpiadores de contactos (Lexite, Yield)</li> <li>• Grasa lubricante</li> <li>• Aceite dieléctrico para el ruptor</li> </ul> <p><b>5. Información técnica</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tabla de torques</li> <li>• Tarjetas de emergencia de productos químicos utilizados</li> <li>• Manual del fabricante y planos del equipo a intervenir</li> <li>• Tarjeta de emergencia de residuos sólidos peligrosos.</li> <li>• Guía de Operación de Equipos de Izaje</li> <li>• Manuales de equipos de prueba</li> <li>• Certificados de calibración de los equipos de prueba</li> </ul> <p><b>6. Elementos de protección personal</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Lentes protección UV lente oscuro</li> <li>• Guantes dieléctricos anti corte</li> <li>• Guantes de nitrilo</li> <li>• Sistema anticaídas</li> <li>• Arnés con eslinga</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Casco de seguridad dieléctrico con barbuquejo</li> <li>• Guantes dieléctricos</li> <li>• Bloqueador Solar</li> </ul> <p><b>7. Elementos de Seguridad</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Elementos de condena y Cinta de demarcación</li> <li>• Accesorios para instalar cinta</li> <li>• Tierras portátiles</li> <li>• Detector ausencia de tensión</li> <li>• Pértigas</li> <li>• Recipientes para clasificar y almacenar los residuos generados</li> </ul>

ESTADO: Desenergizado		
RIESGO	FACTORES DE RIESGO	MEDIDA DE CONTROL DE RIESGO
ELECTRICO	CONTACTO DIRECTO	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aplicar Procedimiento de Aislamiento y bloqueo de Energía para trabajos en equipos desenergizados</li> <li>• Utilizar ropa y zapato de trabajo</li> <li>• Revisar y usar los elementos de protección personal (Guantes dieléctricos, casco de seguridad dieléctrico con barbuquejo, zapatos dieléctricos)</li> <li>• Conservar distancia de seguridad</li> <li>• No ejecutar trabajos con descargas eléctricas atmosféricas o bajo lluvia</li> <li>• No llevar objetos metálicos en los bolsillos o en el cuerpo</li> <li>• Verificar los equipos y herramientas de seguridad.</li> <li>• Utilizar equipos y herramientas aisladas de acuerdo al nivel de tensión</li> </ul>
	CONTACTO INDIRECTO	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verificar la conexión a tierra del equipo intervenido.</li> <li>• Inspeccionar las herramientas aisladas</li> <li>• Disponer de extensiones eléctricas suficientes y adecuadas.</li> <li>• Utilizar equipos y herramientas aisladas de acuerdo al nivel de tensión</li> </ul>
MECANICO	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Atrapamiento con equipos y herramientas.</li> <li>• Golpeado por o contra</li> <li>• Contacto con superficie cortante o punzantes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Utilizar equipos y herramientas con guardas de protección.</li> <li>• Verificar la condición de la herramienta antes y después de su utilización.</li> <li>• Usar ropa y zapato de trabajo dieléctrico</li> <li>• Usar casco de seguridad dieléctrico con barbuquejo</li> <li>• Usar guantes de protección mecánica</li> <li>• Realizar el control adecuado de las energías mecánicas peligrosas (Resortes, bielas, manivelas, palancas, etc).</li> </ul>
ERGONOMICOS	Manipulación de cargas y transporte de Equipos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transportar los equipos con ayuda mecánica</li> <li>• Adoptar mecánica postural adecuada.</li> </ul>
	Carga estática de pie, sentado y en otras posiciones.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Usar ropa y zapato de trabajo.</li> <li>• Utilizar mesas y sillas aisladas en el sitio de trabajo</li> <li>• Realizar pausas activas las veces que sean necesarias</li> </ul>
BIOLÓGICO	Ataque o contacto con animales	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Identificación y control previo de arañas, insectos y otros animales en los sitios de trabajo.</li> <li>• Usar ropa y zapato de trabajo.</li> <li>• Inspeccionar tableros antes de ingresar o introducir partes del cuerpo</li> </ul>
QUIMICO	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contacto con productos químicos</li> <li>• Inhalación de gases y vapores</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Disponer de la tarjeta MSDS de los productos químicos utilizados.</li> <li>• Conocer y aplicar procedimientos indicados en las tarjetas MSDS de emergencia de productos químicos.</li> <li>• Usar elementos de protección personal según ficha técnica.</li> </ul>

ZONA	Superficies lisas, resbalosas, irregulares o con obstáculos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Delimitar y señalizar el área de trabajo.</li> <li>• Usar ropa y zapato de trabajo.</li> <li>• Caminar con precaución y solo por las áreas delimitadas.</li> </ul>
	Caída de altura (distinto nivel)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verificar y usar equipos de seguridad y elementos de protección personal para trabajo en altura</li> <li>• Aplicar los procedimientos para trabajo en altura</li> </ul>
	Caída de objetos desde niveles superiores	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Usar ropa y zapato de trabajo</li> <li>• Usar casco de seguridad dieléctrico con barbigueo</li> <li>• Sujetar con cuerda las herramientas que se manipulen en las alturas.</li> <li>• Utilizar porta herramientas</li> <li>• Delimitar el área de trabajo con barrera dura (conos y cintas)</li> </ul>
	Trabajo en espacios confinados	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aplicar los procedimientos para trabajos en espacios confinados.</li> </ul>
	Trabajo con camión hidroelevador	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aplicar los procedimientos para uso de camión hidroelevador</li> </ul>
FÍSICO	Radiación Solar	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Usar ropa y zapato de trabajo</li> <li>• Usar protector para cabeza y cuello</li> <li>• Utilizar gafas de protección UV lente oscuro.</li> </ul>
	Iluminación deficiente	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verificar el estado de las luminarias en patios y gabinetes.</li> <li>• Utilizar lámparas portátiles.</li> <li>• Usar linternas manos libres (lámparas led para casco)</li> </ul>
PSICOLABORALES	Alto nivel de exigencia para el desarrollo de las tareas (contenido de la tarea)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Planificar los recursos necesarios y definir los tiempos de ejecución para actividades programadas y no programadas o de emergencia cual fuese el caso</li> </ul>
	Turnos de trabajo prolongados	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Asignar al personal horarios de descanso, alimentación y pausa activa.</li> </ul>
OPERATIVOS	Disparos indeseados	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Retirar el personal del patio mientras se realizan maniobras a equipos bajo tensión.</li> <li>• Coordinar entre el ejecutor de mantenimiento, jefe de trabajo y el Supervisor del área, la instalación de la señalización del área de los equipos a intervenir.</li> </ul>
AMBIENTAL	Manejo de productos químicos y residuos peligrosos	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Recoger todos los residuos, clasificarlos y depositarlos en el recipiente adecuado definido por la empresa.</li> <li>• En cada jornada de trabajo deben registrarse los residuos sólidos producidos; los materiales reciclables y los residuos sólidos peligrosos que se produzcan.</li> <li>• Aplicar las medidas de seguridad existentes en las tarjetas de emergencia de productos químicos y residuos peligrosos</li> </ul>
<b>Actividades de Mantenimiento en orden secuencial</b>		
<b>ACTIVIDADES</b>	<b>ACTIVIDADES DEFINIDAS</b>	
Revisión General	Revisar el estado de la silica gel del transformador y cambiador, cambio de acuerdo con el estado, cuando el 70 % de la silica este rosada de abajo arriba, se debe proceder al cambio.	
	Inspección visual de fugas y reparación según la gravedad. (Revisar nivel de tanque conservador, estado de la pintura y limpieza general)	
	Inspección operativa para detectar nivel de suciedad de los bujes.	
	Revisión del nivel de aceite de los bujes.	
	Inspección operativa para detectar ruidos anormales externos e internos.	
	Inspección operativa visual de los instrumentos medidores de temperatura de aceite y devanados, para contrastar medidas de las 3 fases.	
	Revisión del control eléctrico del sistema de refrigeración, para detectar partes quemadas, rotas, cristalizadas o corroidas	
	Revisión operativa de estado de empaquetaduras de puestas y resistencia de calefacción de cubículo de control del cambiador.	
	Revisar la resistencia de calefacción y el empaque de las puertas de las cajas de conexión y armarios de control local.	
	Confirmar el arranque de los ventiladores.	
	Lubricación y engrase de motores. (Donde aplique)	
	Confirmar el arranque de la bomba y verificar ruidos. (Donde aplique)	
	Verificación de la señalización de alarmas y disparo	Verificación de la precisión y ajuste del gradiente y setting de los arranques de las etapas de enfriamiento y de alarma y disparo.
Revisar la calibración y operación de los dispositivos de protección mecánica. (Hacer pruebas de disparo remoto sin abrir cajas) Hacer megger con 500 V. de todos los cableados de las protecciones, incluidos los CT's tipo buje, y control (en caso de abrir cajas se deben cambiar los empaques).		
Toma de Muestra de Aceite	Medida de: Tensión Interfacial, Acidez, Color del aceite aislante, factor de potencia 25 y 100 grados, rigidez dieléctrica 1816, humedad. Hacer análisis de corrosividad en el aceite	
	Análisis de gases disueltos en aceites.	
	Análisis del contenido de furanos en el aceite	
Revisión del Sistema de Accionamiento del Cambiador	Análisis de aceite del ruptor (Humedad, rigidez dieléctrica). Programar cambio según estado. Partículas (metálicas).	
	Mover el cambiador entre sus posiciones extremas durante ciclos completos para limpiar contactos de depósitos de corrosión o suciedad.	
	Revisión del estado del filtro mediante la verificación de la diferencia de presión y limpieza y calibración de temporizados del sistema de filtrado. Revisión de componentes eléctricos para detectar componentes cristalizados o quemados (Verificar tiempos de servicio, estado del filtro.	
	Limpieza, revisión y engrase de componentes de accionamiento del cambiador, prueba operativa del accionamiento de los Microswitchs de fin de carrera.	
Prueba de Factor de Potencia	Revisión y prueba del control eléctrico del sistema de accionamiento del cambiador.	
Pruebas de factor de potencia a los bujes.	Pruebas de factor de potencia a los bujes.	
<b>ACTIVIDAD 1: Verificar el cumplimiento del Procedimiento de Aislamiento y Bloqueo de Energía</b>		
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Verificar visualmente que se encuentren abiertas todas las fuentes de alimentación.</li> <li>2. Verificar visualmente que estén bloqueados y condenados eléctrica y mecánicamente los mecanismos de operación de los equipos que conformen con el corte de energía visible</li> <li>3. Confirmar con el detector de tensión y con el Supervisor de trabajos la Ausencia de tensión en los elementos a intervenir</li> <li>4. Verificar que se encuentre cerrada la cuchilla de puesta a tierra colocadas las puestas a tierra portátiles</li> <li>5. Verificar que se encuentre señalizada y delimitada el area de trabajo</li> </ol>		
<b>ACTIVIDAD 2: Revisión General</b>		
<b>Verificar el estado general del equipo y registrar anomalías.</b>		
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Observar el interior del cubículo de las protecciones mecánicas y circuitos de corriente si hay ingreso de humedad y revisar el estado general de los empaques de las puertas (despegados o cristalizados), identificar laminas sueltas, corrosión, cerraduras en mal estado, etc.</li> <li>2. Observar el interior del cubículo de conexión para detectar humedad y revisar el estado general de los empaques de las puertas (despegados o cristalizados), identificar laminas sueltas, corrosión, cerraduras malas, etc.</li> <li>3. Revisar estado físico de los componentes tales como relés, iluminación, selectores, borneras y el estado de las conexiones en general el sistema de control y mando del equipo</li> <li>4. Inspección visual de la pintura en las partes metálicas del transformador para asegurar la limpieza y la protección de la cuba, radiadores y tanque de expansión contra la oxidación y el ataque del medio en ambientes contaminados</li> <li>5. Revisar y verificar el estado y funcionamiento de la resistencia de calefacción.</li> <li>6. Para el nivel de aceite en el transformador tomar la lectura del indicador de nivel de aceite en el conservador. Compararla con la curva de nivel-temperatura del aceite. El nivel debe ser normal cuando la diferencia con la curva esta dentro de la graduación del dial.</li> </ol>		

**PRECAUCION: APLICAR CRITERIOS PARA PREVENCIÓN DE CAÍDA DE ALTURAS SE RECOMIENDA INSTALAR UNA ESCALERA PARA ACCEDER DEL PISO A LA PARTE SUPERIOR DEL BUJE. EVITAR ESCALAR POR LA PORCELANA**

7. Para el nivel de aceite del cambiador de tomas tomar la lectura del indicador de nivel de aceite en el conservador.  
Compararla con la curva de nivel-temperatura del aceite. El nivel es normal cuando la diferencia con la curva esta dentro de la graduación del dial.
8. Mediante inspección visual controlar el nivel de aceite en las mirillas indicadoras en los bujes
9. Verificar visualmente la pérdida de aceite de los radiadores, tuberías, tanque del transformador y demás componentes
10. Se deberá escuchar atentamente si hay ruidos anormales provenientes de los motores de las bombas y de los ventiladores
11. Verificar el estado de la silica gel y el recipiente . Debe cambiar color de abajo para arriba. Realizar cambio cuando el 75% esté deteriorada.

**Comparación niveles de temperatura**

1. Para la temperatura del aceite y de los devanados. Leer las indicaciones de los termómetros. Comparar con los datos obtenidos previamente.  
Leer las indicaciones de los termómetros  
Comparar con los datos obtenidos previamente.  
Hacer comparación con las otras dos fases de los niveles de temperatura.  
**No debe** existir diferencia mayor al 10 % y verificar que las etapas de enfriamiento operen correctamente, de acuerdo a los setting que tienen los indicadores.

**Limpeza de los Aisladores**

APLICAR EL PROCEDIMIENTO DE AISLAMIENTO Y BLOQUEO DE ENERGIA PARA TRABAJOS EN EQUIPOS DESENERGIZADOS

**Nota: Esta actividad se TIENE que realizar con el equipo DESENERGIZADO Y ATERRIZADO por seguridad del personal y de los equipos**

Esta actividad se realiza cuando el equipo está sometido a condiciones ambientales fuertes, teniendo en cuenta que la polución varía para cada subestación

1. Verificar y limpiar las porcelanas de los bujes y pararrayos asociados al transformador.

**Revisión y pruebas del sistema de refrigeración**

**PRECAUCION: APLICAR CRITERIOS DEFINIDOS PARA PREVENCIÓN DE CAÍDA DE ALTURAS SE RECOMIENDA INSTALAR UNA ESCALERA PARA ACCEDER DEL PISO A LA PARTE SUPERIOR DEL BUJE. EVITAR ESCALAR POR LA PORCELANA**

1. Verificar el funcionamiento de todos los ventiladores y bombas que posee el transformador
2. Realizar la limpieza de los radiadores. Verificar que no existan elementos que obstruyan la libre circulación de aire entre las aletas del radiador
3. Revisión y limpieza de borneras, cableado fusibles y contactores de los ventiladores y bombas
4. Operar manualmente las etapas de los ventiladores y las bombas

**Revisión de la bolsa o diafragma**

**PRECAUCION: APLICAR CRITERIOS PARA PREVENCIÓN DE CAÍDA DE ALTURAS SE RECOMIENDA INSTALAR UNA ESCALERA PARA ACCEDER DEL PISO A LA PARTE SUPERIOR DEL BUJE. EVITAR ESCALAR POR LA PORCELANA**

1. Procedimiento para tanque conservador con Manhole
  - 1.1 Quitar la tapa del Manhole de la parte superior del tanque conservador.
  - 1.2 Con ayuda de una linterna verificar que no exista aceite en la parte superior del diafragma o verificar que la bolsa este inflada
2. Procedimiento para tanque conservador con Mirilla
  - 2.1 Inspeccionar visualmente que en el diafragma no exista aceite o verificar que la bolsa esté inflada.

**Nota: Si el diafragma se encuentra en mal estado, considerar el "Cambio de Diafragma del transformador"**

**Revisión y medida de conexión de la puesta a tierra**

1. Se revisan todas las conexiones y se reapretan aquella que esten sueltas.
2. En esta etapa del proceso se puede realizar la Prueba de **Medida de Cable de Puesta a Tierra**
3. Conectar el cable de puesta a tierra del Equipo de Medida de Resistencia
4. Conectar los cables **Rojos** al bajante del cable de puesta a tierra del Equipo a Medir
5. Conectar los cables **Negros** al bajante de un equipo aledaño o cercano.
6. Se realiza la medida a 100 A, girando la perilla graduadora.
7. Tomar el valor directamente del instrumento oprimiendo el botón de calculo.
8. Repetir este proceso para la puesta a tierra del neutro

**ACTIVIDAD 3: Verificación de la señalización de alarmas y disparo**

**Revisión conexiones protecciones mecánicas**

1. Revisión de las conexiones de los dispositivos de protección electromecánicos, en las cajas terminales y revisión y ajuste de borneras
2. Revisar el relé de sobrepresión

**Prueba de las protecciones mecánicas del transformador**

1. Indicador de nivel de aceite y temperatura
  - 1.1 Se lleva las agujas hasta las indicaciones Mínima y Máxima del dispositivo.  
Coordinar a través de radios portátiles la aparición de las alarmas en la sala de control.
2. Válvula de sobrepresión
  - 2.1 Se acciona el gatillo de prueba que varía en forma y posición según la marca del accesorio.  
Coordinar a través de radios portátiles la aparición de las alarmas en la sala de control.
3. Relé Buchholz y de presión súbita
  - 3.1 Se prueba con los botones que tienen destinados para tal fin y que son accionados manualmente por el personal de pruebas. Coordinar a través de radios portátiles la aparición de las alarmas en el panel de control de la Subestación

**Nota: Luego de realizadas las pruebas se TIENEN que reinicializar los dispositivos.**

**De lo contrario queda una señal de mando en el panel de control de la Subestación que impide la puesta en servicio**

**Revisión de los empaques y borneras de los dispositivos de protección mecánica**

1. Revisar el estado de los empaques y reemplazar cuando sea necesario con el fin de garantizar la hermeticidad
2. Revisión y ajuste de las conexiones en las cajas terminales de las protecciones mecánicas

**Revisión y apriete de borneras en las cajas de conexión de los CT's y cambio de empaque**

1. Desatornillar y retirar la tapa de la caja de borneras de los CT's tipo buje.
2. Limpiar y verificar ajuste de los bornes de conexión del cableado
3. Revisar el estado del empaque y reemplazar cuando sea necesario
4. Instalar la tapa y verificar hermeticidad

**ACTIVIDAD 4: Toma de muestra de aceite**

**Toma de muestra de aceite de la cuba del transformador**

**NOTA: ESTA ACTIVIDAD SE PROGRAMA SU EJECUCIÓN DE ACUERDO AL PLAN ESTABLECIDO POR EL LABORATORIO QUIMICO POR LO CUAL PUEDE NO SER SIMULTÁNEA CON EL RESTO DE ACTIVIDADES DE ESTA GUÍA.**

1. Identificar plenamente la válvula de toma de muestra de aceite de la cuba transformador. Tomar muestra de aceite y enviar a el laboratorio.

**Toma de muestra de aceite del ruptor**

**NOTA: ESTA ACTIVIDAD SE PROGRAMA SU EJECUCIÓN DE ACUERDO AL PLAN ESTABLECIDO POR EL LABORATORIO QUIMICO POR LO CUAL PUEDE NO SER SIMULTÁNEA CON EL RESTO DE ACTIVIDADES DE ESTA GUÍA.**

1. Identificar plenamente la válvula del ruptor. Tomar muestra de aceite del ruptor y enviar a el laboratorio. Cambiar según estado o cuando se revisen los contactos

#### ACTIVIDAD 5: Revisión del sistema de accionamiento del cambiador

##### Movimiento sin tensión del cambiador de tomas

**Nota:** Antes de iniciar esta actividad, anotar la posición en la que se encuentra el cambiador de tomas

1. Mover el cambiador entre sus posiciones extremas durante dos ciclos completos.
2. En cada cambio de posición observar que no se presenten fugas, dificultades para girar o ruidos anormales en el cambiador de tomas.
3. Una vez pasadas todas las posiciones, retornar el cambiador a su posición original.

##### Ajuste control filtro del cambiador

1. Revisión y ajuste del sistema del control del filtro del cambiador, sólo aplica para transformadores que tienen filtro de aceite en línea para el cambiador.
2. Verificar ajustes de borneras y el funcionamiento del sistema eléctrico de filtrado.

##### Revisión, limpieza, engrase y prueba del control eléctrico del sistema de accionamiento del cambiador

1. Inspección Visual de la carcasa del motor de accionamiento y del gabinete.  
Realizar limpieza con aspiradora
2. Asegurar la hermeticidad de los gabinetes (los empaques bloqueen entrada agua, no existan perforaciones o falla en soldadura, las perforaciones o aberturas para entrada de cables este sellada)
3. Verificar el funcionamiento de las resistencias de calefacción
4. Limpiar con aerosol limpiador de contactos las borneras y apretar tornillería de bornes
5. Verificar circuitos de señalización y mando local y remoto. Efectuar mandos local y remotamente y observar funcionamiento
6. Verificar funcionamiento eléctrico y mecánico de contactos de fin de carrera
7. Lubricar los soportes exteriores del eje de mando en los puntos de engrase indicados por el fabricante
8. Corregir áreas de la latonería con signos de corrosión
9. En caso de existir vibraciones cuando se accione el motor del cambiador, ajustar la tornillería, verificar alineación del eje de mando y funcionamiento libre de cojinetes
10. Engrasar el soporte exterior, las horquillas y cubos de embargue

#### ACTIVIDAD 6: Prueba de factor de potencia

##### Prueba de factor de potencia de bujes

UTILIZAR TIERRAS TEMPORALES ADECUADAS Y GUANTES DIELECTRICOS PARA LAS CONEXIONES Y DESCONEXIONES DE LOS TERMINALES DE PRUEBA

**Nota:** Esta actividad se TIENE que realizarse con el equipo DESENERGIZADO por seguridad del personal y de los equipos

##### Aislar el transformador de potencia del sistema

SE RECOMIENDA INSTALAR UNA ESCALERA PARA ACCEDER DEL PISO PARA ACCEDER A LA PARTE SUPERIOR DEL BUJE. EVITAR ESCALAR POR LA PORCELANA

##### 1. Medida del factor de potencia y capacitancia bujes sin tap capacitivos

- 1.1 Medida de la capacitancia superior
- 1.2 Conectar el cable de alta tensión en el collarín
- 1.3 Conectar el cable de baja en el conductor central
- 1.4 Colocar el selector en la posición UST.
- 1.5 Energizar a 10 kV, tomar lectura de capacitancia, factor de potencia o factor de disipación y registrarlo en el formato.
- 1.6 Medida de la capacitancia inferior
- 1.7 Conectar el cable de alta tensión en el collarín
- 1.8 Conectar el cable de baja en el conductor central
- 1.9 Colocar el selector en la posición GST GUARD.

##### 2. Medida del factor de potencia y capacitancia bujes con un tap

- 2.1 Medida de la capacitancia superior
- 2.2 Conectar el cable de alta tensión en el conductor central
- 2.3 Conectar el cable de baja en el tap de potencial o de prueba
- 2.4 Colocar el selector en la posición UST.
- 2.5 Energizar a 10 kV, tomar lectura de capacitancia, factor de potencia o factor de disipación y registrarlo en el formato.
- 2.6 Energizar y tomar lectura de capacitancia, factor de potencia o factor de disipación y registrarlo en el formato.
- 2.7 Medida de la capacitancia inferior
- 2.8 Conectar el cable de alta tensión en el tap de potencial o de prueba
- 2.9 Conectar el cable de baja en el conductor central
- 2.10 Colocar el selector en la posición GST GUARD.
- 2.11 Energizar y tomar lectura de capacitancia, factor de potencia o factor de disipación y registrar en el formato.

## BIBLIOGRAFÍA

1. A. H. Maldonado, "Condiciones Anormales de Operación del Transformador," 2007.
2. M. Duval, "A Review of Faults Detectable by Gas-in-oil Analysis in Transformers." IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 18, 2002.
3. E. Rivas, Detección de averías en cambiadores de tomas en carga de transformadores basados en el patrón de vibraciones, Leganés: Universidad Carlos III de Madrid, 2009.
4. M. Duval, "The Duval triangle for Itcs, alternative fluids and other applications," Doble, pp. 1-8, 2009
5. IEEE, "Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers," ed, 2006.
6. O. Fonseca. Ensayos al Aceite Dieléctrico Diagnósticos esenciales en cualquier programa de Mantenimiento Eléctrico.
7. J. N. Forestieri and G. Bermúdez, "'Guía para el mantenimiento de transformadores de potencia", 2004.
8. Guillermo Aponte Mayor. "El transformador y las pruebas de mantenimiento y diagnóstico". MEGGER. Julio 2009. Pág. 34
9. Ing. J. R. Artero "Mantenimiento Moderno de Transformadores de Potencia". ERIAC, Décimo tercer encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ
10. Chapman Stephen. Maquinas eléctricas, 3ra edición, 2000
11. Duval, M., "The Duval Triangle for Load Tap Changers, Non-Mineral Oils and Low Temperature Faults in Transformers". IEEE Electrical Insulation

Magazine, 2008, vol.24, n.6, p. 22-29, [consultado: 14 de diciembre de 2009],  
Disponible

en: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=4665347>, ISSN  
0883-7554.

12.Dörnenburg E.; Gerber O.E., "Analysis of dissolved and free gases for  
monitoring performance of oil-filled transformers". Brown Boveri review, 1967,  
vol.54, n. 2/3, p. 104-11, [consultado: 7 de marzo de 2009], Disponible  
en: [http://www.astm.org/DIGITAL\\_LIBRARY/MNL/DATA/vol\\_1994/iss\\_2/310\\_1.xml](http://www.astm.org/DIGITAL_LIBRARY/MNL/DATA/vol_1994/iss_2/310_1.xml), ISSN 0007-2486

13.Manual Doble M4100: [72A-2244A \(electricalmanuals.net\)](http://www.electricalmanuals.net/72A-2244A)