

DIAGNÓSTICO DEL REVAMPING DE UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE POTENCIA CON CAMBIADOR DE TOMAS BAJO CARGA PARA SU PUESTA EN SERVICIO EN LA SET VILLA MARÍA, LIMA – 2024.docx

por NÍLTON XAVIER Espinoza Choque

Fecha de entrega: 11-dic-2024 12:57a.m. (UTC-0500)

Identificador de la entrega: 2483240119

Nombre del archivo:

DIAGNÓSTICO_DEL_REVAMPING_DE_UN_TRANSFORMADOR_TRIFÁSICO_DE_POTENCIA_CON_CAMBIADOR_DE_TOMAS_BAJO_CARGA_PARA_SU_PUESTA_EN_SERVICIO_EN
(31.18M)

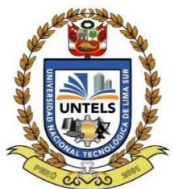
Total de palabras: 26140

Total de caracteres: 142706

UNIVERSIDAD NACIONAL TECNOLÓGICA DE LIMA SUR

FACULTAD DE INGENIERÍA Y GESTIÓN

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



**“DIAGNÓSTICO DEL REVAMPING DE UN TRANSFORMADOR
TRIFÁSICO DE POTENCIA DE 20/25 MVA, $58 \pm 13 \times 0.565/10$ kV
CON CAMBIADOR DE TOMAS BAJO CARGA PARA SU PUESTA
EN SERVICIO EN LA SET VILLA MARÍA, LIMA – 2024”**

TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Para optar el Título Profesional de
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR EL BACHILLER

ESPINOZA CHOQUE, NILTON XAVIER

ORCID: 0009-0002-9062-795X

ASESOR:

ING. PFUYO MUÑOZ, ROBERTO

ORCID: 0000-0002-8823-413X

Villa El Salvador, 2024

DEDICATORIA

Dedicado a mi esposa Angie, padres, suegros y a mi hijo Kylian por el apoyo incondicional que me han brindado.

AGRADECIMIENTO

Agradecer a mi casa de estudios,
compañeros de la universidad,
amigos que formaron parte del logro
de mis objetivos, mi familia materna y
paterna, mi asesor por el apoyo y
orientación en la realización del
presente trabajo profesional y en
especial agradecer a mi esposa e hijo
que me impulsan ser mejor cada día.

ÍNDICE

DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTO.....	iii
ÍNDICE	iv
LISTADO DE FIGURAS	viii
LISTADO DE TABLAS	xi
RESUMEN	xiii
ABSTRACT	xiv
INTRODUCCIÓN	xv
1. CAPÍTULO I ASPECTOS GENERALES	16
1.1 Contexto	16
1.1.1 Misión	16
1.1.2 Visión.....	16
1.1.3 Servicios.....	16
1.2 Delimitación temporal y espacial del trabajo	16
1.2.1 Delimitación temporal.....	16
1.2.2 Delimitación espacial.....	16
1.3 Objetivos	17
2. CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO.....	18
2.1 Antecedentes:	18
2.1.1 Antecedentes nacionales	18
2.1.2 Antecedentes internacionales	20
2.2 Bases teóricas.....	22
2.2.1 Subestación eléctrica de transformación (SET)	22
2.2.2 Transformador eléctrico.....	23
2.2.3 Transformador eléctrico de potencia.....	24
2.2.4 Partes de un transformador eléctrico de potencia con cambiador de tomas bajo carga (OLTC).....	25
2.2.4.1 Núcleo	25
2.2.4.2 Bobinas	26
2.2.4.3 Aislamientos	30
2.2.4.3.1 Aislamiento tipo sólido.....	30
2.2.4.3.2 Aislamiento tipo líquido.....	31

2.2.4.4 Cambiador de tomas bajo carga (OLTC).....	33
2.2.4.5 Relé de flujo	37
2.2.4.6 Sistema de mando motor	37
2.2.4.7 Tanque del transformador	38
2.2.4.8 Tanque de expansión o conservador	39
2.2.4.9 Sistema de refrigeración.....	40
2.2.4.10 Bushings o pasatapas	41
2.2.4.10.1 Bushing con cuerpo aislante sólido (bornes tipo DIN)	42
2.2.4.10.2 Bushing capacitivo o tipo condensador.....	42
2.2.4.11 Relé Buchholz	43
2.2.4.12 Indicador de nivel de aceite	44
2.2.4.13 Medidores de temperatura (termómetros)	45
2.2.4.14 Desecador o deshumecedor	46
2.2.4.15 Válvula de alivio de presión o válvula de seguridad	47
2.2.4.16 Relé de presión súbita.....	48
2.2.4.17 Transformadores de corriente	49
2.2.4.18 Gabinete de control del transformador	49
2.2.4.19 Toma de muestra de gases.....	49
2.2.5 Pruebas eléctricas	50
2.2.5.1 Análisis de respuesta en barrido de frecuencia (SFRA)	50
2.2.5.2 Prueba de factor de potencia/tangente delta y capacitancia	51
2.2.5.3 Prueba de respuesta de frecuencia dieléctrica (DFR)	52
2.2.5.4 Prueba de corriente de excitación	54
2.2.5.5 Prueba de relación de transformación	54
2.2.5.6 Prueba de resistencia de devanados	55
2.2.5.7 Prueba de resistencia de aislamiento del transformador.....	55
2.2.6 Análisis fisicoquímico	56
2.2.7 Análisis cromatográfico	57
2.3 Definición de términos básicos.....	58
3. CAPÍTULO III: DESARROLLO DEL TRABAJO PROFESIONAL	61
3.1 Determinación y análisis del problema.....	61
3.2 Modelo de solución propuesto.....	63
3.2.1 Porcentaje de humedad en el papel y conductividad del aceite posterior al revamping.....	63

3.2.2 Pruebas eléctricas FAT (Factory Acceptance Test)	70
3.2.2.1 Prueba SFRA	70
3.2.2.2 Prueba de factor de potencia/tangente delta y capacitancia del transformador	76
3.2.2.3 Prueba de corriente de excitación	81
3.2.2.4 Prueba de relación de transformación	84
3.2.2.5 Prueba de resistencia de devanados	85
3.2.2.6 Prueba de resistencia de aislamiento	89
3.2.2.7 Desmagnetización del núcleo	91
3.2.3 Calidad y contenido de gases disueltos del aceite mineral después de las pruebas FAT	95
3.2.3.1 Ensayo fisicoquímico del aceite mineral	97
3.2.3.1.1 Muestreo de aceite	97
3.2.3.1.2 Análisis de los resultados del ensayo fisicoquímico	98
3.2.3.2 Ensayo cromatográfico del aceite mineral	99
3.2.3.2.1 Muestreo de aceite	99
3.2.3.2.2 Análisis de los resultados del ensayo cromatográfico	100
3.3 Resultados	101
3.3.1 Determinación del porcentaje de humedad en el papel y la conductividad del aceite del transformador	101
3.3.2 Garantía diseño – construcción del revamping del transformador mediante las pruebas eléctricas FAT	102
3.3.2.1 Resultados del SFRA	102
3.3.2.2 Resultados del factor de potencia y capacitancia del transformador	106
3.3.2.3 Resultados de la prueba de corriente de excitación	107
3.3.2.4 Resultados de la relación de transformación entre devanado de AT y de BT	108
3.3.2.5 Resultados de la resistencia de devanados	109
3.3.2.6 Resultados de la resistencia de aislamiento del transformador	112
3.3.3 Evaluación de la calidad y contenido de gases disueltos en el aceite mediante los ensayos fisicoquímico y cromatográfico, respectivamente, posterior a las pruebas FAT	113
3.3.3.1 Evaluación de la calidad del aceite mediante el ensayo fisicoquímico ...	113

3.3.3.2 Evaluación del contenido de gases disueltos en el aceite mediante el ensayo cromatográfico	114
4. CONCLUSIONES	116
5. RECOMENDACIONES	118
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	119
ANEXOS	124

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1	Disposición básica de una SET	23
Figura 2	Esquema básico del funcionamiento del transformador	24
Figura 3	Transformador eléctrico de potencia	24
Figura 4	Núcleo magnético trifásico tipo columna	26
Figura 5	Bobinado tipo hélice.	27
Figura 6	Bobinado tipo capa para regulación.	28
Figura 7	Bobinados tipo disco según el tipo aislamiento del conductor.....	29
Figura 8	CTC y conductor tipo platina o rectangular empapelado.	29
Figura 9	Aislamiento tipo sólido presentes en la parte activa.	30
Figura 10	Representación esquemática de un transformador con OLTC.....	34
Figura 11	Conexiones básicas según el tipo de conmutación.	35
Figura 12	Ruptor o conmutador.....	36
Figura 13	Vista general del cabezal del OLTC.	36
Figura 14	Vista general y situación del relé de flujo en el transformador	37
Figura 15	Tablero de control del sistema de mando motor del OLTC	38
Figura 16	Tanque del transformador eléctrico.	39
Figura 17	Tanque conservador o de expansión.	39
Figura 18	Sistema de refrigeración ONAF de un transformador de potencia.	41
Figura 19	Bushing con cuerpo aislante sólido.	42
Figura 20	Estructura de un bushing capacitivo	43
Figura 21	Ubicación del relé Buchholz y mecanismo de operación.....	44
Figura 22	Ubicación de un indicador de nivel de aceite.	45
Figura 23	Medidor de temperatura.	46
Figura 24	Tipos de desecador de silicagel	47
Figura 25	Vista general de la válvula de seguridad	48
Figura 26	Vista general de un relé de presión súbita.	48
Figura 27	Transformador de corriente tipo toroidal y borne de conexión.	49
Figura 28	Partes de la toma de muestra de gases.	50
Figura 29	Regiones del barrido frecuencia.....	51
Figura 30	Esquema y diagrama vectorial para la prueba de factor de potencia. 52	
Figura 31	Respuesta de frecuencia dieléctrica típico del aceite y celulosa	53
Figura 32	Respuesta dieléctrica típica del aceite más celulosa.....	53

Figura 33	Flujograma de la inspección y el revamping del transformador.....	62
Figura 34	Nueva placa de características del transformador de potencia.....	64
Figura 35	Analizador de diagnóstico de aislamiento IDAX 300 Megger.....	65
Figura 36	Registro de datos al nuevo archivo a crear en la interfaz del software IDAX 5.3.39.....	66
Figura 37	Registro de datos de placa en la interfaz del software IDAX 5.3.39....	66
Figura 38	Representación gráfica del conexionado del equipo IDAX 300 para un transformador de potencia de dos devanados	67
Figura 39	Configuración final de la frecuencia de parada, tensión de prueba y tipo de análisis requerido	67
Figura 40	Vista general del inicio de la prueba DFR	68
Figura 41	Indicadores de humedad basado en normativas internacionales.....	69
Figura 42	Indicadores de conductividad sugeridos por Megger	70
Figura 43	Analizador de respuesta de frecuencia FRAX 101 Megger.....	71
Figura 44	Creación de nueva prueba SFRA en el FRAX v2.5.....	71
Figura 45	Registro de datos en la interfaz del software Frax v2.5.....	72
Figura 46	Representación gráfica del conexionado del FRAX 101	73
Figura 47	Vista general de la pantalla de resultados SFRA	74
Figura 48	Principio de la determinación de los barridos de frecuencia.....	75
Figura 49	Sistema multifuncional Omicron CPC 100 y equipo de pruebas de factor de potencia CP TD1.....	77
Figura 50	Registro de datos de placa al software Omicron Primary Test Manager.	78
Figura 51	Ventana de selección de pruebas en el software Omicron Primary Test Manager.....	78
Figura 52	Cálculo del factor de corrección referido a 20 °C	80
Figura 53	Límite porcentual de los factores de potencia (PF) del aislamiento del transformador	81
Figura 54	Criterio de aceptación de la prueba de corriente excitación según diseño del núcleo.....	83
Figura 55	Factor de corrección referido a una temperatura 75 °C.....	87
Figura 56	Medidor de aislamiento Fluke 1555.....	89
Figura 57	Test de aceptación de la prueba de resistencia de aislamiento	91
Figura 58	Curva de histéresis de un transformador con núcleo magnetizado	92

Figura 59	Principio de proceso de desmagnetización del núcleo con DC	92
Figura 60	Analizador de bobinados Tettex modelo 2293	93
Figura 61	Selección del proceso de desmagnetización.....	94
Figura 62	Edición de la corriente DC y condiciones de la desmagnetización.....	94
Figura 63	Proceso de desmagnetización del transformador trifásico.	95
Figura 64	Medida de presión positiva al interior del transformador.	96
Figura 65	Adaptación de la válvula de muestreo para las tomas de muestra de aceite.....	96
Figura 66	Proceso de muestreo de aceite representativo para el ensayo fisicoquímico.....	97
Figura 67	Proceso de muestreo de aceite representativo para el ensayo cromatográfico.....	100
Figura 68	Resultados de la prueba DFR	102
Figura 69	Barrido de frecuencia entre AT versus BT (abierto) - Tap 1	103
Figura 70	Barrido de frecuencia entre BT versus AT (abierto)	104
Figura 71	Barrido de frecuencia entre AT versus BT (cortocircuito) - Tap 1	105
Figura 72	Superposición de las respuestas de barrido de frecuencia entre AT vs. BT en circuito abierto y cerrado.....	105
Figura 73	Gráfica de la prueba de relación de transformación.....	109
Figura 74	Gráfica de la prueba de resistencia del devanado de AT.	111

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1 Pruebas ASTM pertinentes para el aceite mineral aislante.....	56
Tabla 2 Naturaleza de los principales gases generados.....	57
Tabla 3 Fallas típicas en transformadores de potencia.....	58
Tabla 4 Conexión de las tenazas de prueba del FRAX 101 al transformador de potencia YNd5.....	73
Tabla 5 Interpretación de los barridos de frecuencia según el tipo de prueba	76
Tabla 6 Conexión para la prueba de factor de potencia y capacitancia del aislamiento del transformador	79
Tabla 7 Conexión y nivel de tensión apropiado para la prueba de corriente de excitación	82
Tabla 8 Conexión de la prueba de relación de transformación	84
Tabla 9 Conexión y corriente de prueba para la prueba de resistencia del devanado primario	86
Tabla 10 Conexión y corriente de prueba para la prueba de resistencia del devanado secundario	88
Tabla 11 Conexión y tensión DC de prueba para la prueba de resistencia de aislamiento	90
Tabla 12 Conexión de los cables de prueba de alta tensión del Analizador Tettex 2293.	93
Tabla 13 Límites de prueba para el aceite mineral nuevo recibido en un equipo nuevo, por debajo de 230 kV, antes de su energización	98
Tabla 14 Valores de orientación de los gases disueltos en aceite mineral	100
Tabla 15 Consideraciones adicionales acorde a la comparación de los resultados antes y después de las pruebas FAT	101
Tabla 16 Resultados de la prueba de factor de potencia y capacitancia. – Inyección en AT.....	106
Tabla 17 Resultados de la prueba de factor de potencia y capacitancia. – Inyección en BT.....	106
Tabla 19 Resultados de la prueba de corriente de excitación.....	107
Tabla 19 Resultados de la prueba de relación de transformación entre devanados	108
Tabla 20 Resultados de la prueba de resistencia de devanado de AT	110

Tabla 21 Resultados de la prueba de resistencia de devanado de BT	112
Tabla 22 Resultados de la prueba de resistencia de aislamiento del transformador	113
Tabla 23 Resultados del ensayo fisicoquímico posterior a las pruebas eléctricas FAT	114
Tabla 24 Resultados del ensayo cromatográfico posterior a las pruebas eléctricas FAT	115

RESUMEN

El presente trabajo de suficiencia profesional tuvo como objetivo principal asegurar la operatividad del transformador trifásico de potencia de 20/25 MVA, $58 \pm 13 \times 0.565/10$ kV con cambiador de tomas bajo carga (OLTC) posterior al revamping realizado para su puesta en servicio en la SET Villa María; por lo que se planteó tres procesos diferentes: determinar el porcentaje de humedad en el papel y conductividad del aceite mediante la prueba “*Dielectric Frequency Response*” (DFR), garantizar el diseño y construcción del transformador de potencia mediante los resultados de las pruebas eléctricas “*Factory Acceptance Test*” (FAT) y por último evaluar la calidad del aceite y el contenido de gases disueltos (gases de falla) mediante el análisis de los resultados de los ensayos fisicoquímico y cromatográfico después de las pruebas FAT.

Los resultados obtenidos del primer proceso que se realizó mediante la prueba DFR determinaron que el papel estaba seco y la conductividad del aceite es buena; asimismo, los resultados del segundo proceso relacionado a las pruebas FAT fueron aceptables según tolerancias dadas por normativas internacionales garantizando el diseño y construcción; y el último proceso que es el análisis de los resultados de los ensayos fisicoquímico y cromatográfico después de las pruebas FAT indicaron la buena calidad del aceite y ninguna falla según el contenido de gases disueltos, respectivamente.

Finalmente, la conclusión que se obtuvo en base a todos los resultados obtenidos de los tres procesos fue que el transformador trifásico de potencia de 20/25 MVA, $58 \pm 13 \times 0.565/10$ kV con cambiador de tomas bajo carga (OLTC) operaría sin problema alguno durante su puesta en marcha en la SET Villa María.

Palabras claves: Transformador trifásico de potencia, pruebas eléctricas, aceite, normas internacionales, puesta en servicio.

ABSTRACT

The main objective of this professional sufficiency work was to ensure the operability of the 20/25 MVA, $58 \pm 13 \times 0.565/10$ kV three-phase power transformer with on-load tap changer (OLTC) after the revamping carried out for its commissioning at the Villa María SET; therefore, three different processes were proposed: to determine the percentage of humidity in the paper and the conductivity of the oil through the "Dielectric Frequency Response" (DFR) test, to guarantee the design and construction of the power transformer through the results of the "Factory Acceptance Test" (FAT) electrical tests and finally to determine the quality of the oil and the content of dissolved gases (fault gases) through the analysis of the results of the physicochemical and chromatographic tests after the FAT tests.

The results obtained from the first process carried out through the DFR test determined that the paper was dry and the conductivity of the oil is good; Likewise, the results of the second process related to the FAT tests were acceptable according to tolerances given by international regulations guaranteeing the design and construction; and the last process, which is the analysis of the results of the physicochemical and chromatographic tests after the FAT tests, indicated the good quality of the oil and no failures according to the dissolved gas content, respectively.

Finally, the conclusion obtained based on all the results obtained from the three processes was that the three-phase power transformer of 20/25 MVA, $58 \pm 13 \times 0.565/10$ kV with on-load tap changer (OLTC) would operate without any problem during its start-up at the Villa María SET.

Keywords: Three-phase power transformer, electrical tests, oil, international standards, commissioning.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de suficiencia profesional titulado como “Diagnóstico del revamping de un transformador trifásico de potencia de 20/25 MVA, 58 ± 13x0.565/10 kV con cambiador de tomas bajo carga para su puesta en servicio en la SET Villa María, Lima – 2024”, tuvo como problema principal garantizar que todos los procesos que comprendió el revamping fueron ejecutados correctamente asegurando el funcionamiento adecuado del transformador al estar en servicio, por lo que se planteó el desarrollo de las siguientes pruebas: “*Dielectric Frequency Response*” (DFR) para determinar el porcentaje de humedad en el papel y la conductividad del aceite, pruebas eléctricas “*Factory Acceptance Test*” (FAT) para garantizar los procesos del revamping a nivel de diseño y construcción y la comparación de resultados de los ensayos fisicoquímico y cromatográfico para evaluar la calidad del aceite y la variación de gases disueltos que aseguran el funcionamiento adecuado y una larga vida útil del transformador, los cuales se van a desarrollar en el presente trabajo que consta de los siguientes capítulos.

En el capítulo I, se describió el contexto que compone la misión, visión y servicios de la empresa, delimitación temporal y espacial del presente trabajo, y los objetivos planteados. En el capítulo II, se desarrolló los antecedentes nacionales e internacionales relacionados a la temática del proyecto, bases teóricas que definen el funcionamiento, estructura y ensayos de fábrica para la aceptación de un transformador de potencia con cambiador de tomas bajo carga (OLTC) y la definición de términos básicos que se usarán a lo largo del presente trabajo para una mayor comprensión. En el capítulo III, se describió la determinación y análisis del problema; también, se desarrolló el modelo de solución propuesto para la obtención de los resultados que fueron comparados con los límites sugeridos por las normativas internacionales. Además, se desarrolló las conclusiones, recomendaciones, referencias bibliográficas y anexos que cuentan con información complementaria que valida el presente trabajo de suficiencia profesional.

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES

1.1 Contexto

Serce Perú S.A.C. es una empresa con más de quince años de experiencia dedicada al montaje, puesta en servicio y mantenimiento de subestaciones y transformadores eléctricos.

1.1.1 Misión

Brindar soporte técnico especializado a sus clientes con el fin de mejorar la confiabilidad y seguridad de sus transformadores de potencia y equipo de patio, optimizando sus recursos a través de nuestros servicios.

1.1.2 Visión

Ser una de las empresas más importantes en el sector eléctrico peruano, brindando a nuestros clientes soluciones, productos y servicios especializados en transformadores de potencia y equipos de patio; basándonos en el desarrollo de la ingeniería y nuestra experiencia, cuidando la salud, la seguridad y el medio ambiente.

1.1.3 Servicios

Ofrece operaciones de montaje, mantenimiento preventivo y correctivo de transformadores eléctricos, subestaciones de distribución y potencia en baja, media y alta tensión (hasta 500 kV).

1.2 Delimitación temporal y espacial del trabajo

1.2.1 Delimitación temporal

El desarrollo del presente trabajo de suficiencia profesional tiene una delimitación temporal comprendida desde el 31 de agosto hasta el 15 de diciembre del 2024.

1.2.2 Delimitación espacial

La empresa Serce Perú S.A.C. fue solicitada por Hitachi Energy S.A. para el desarrollo del presente proyecto en el área Power Grids – Transformers (en

adelante PGTR) de su planta de reparaciones, la cual está ubicada en CAL. Kapalla y Cayma MZA. B LOTE. 5-6, URB. Las Praderas de Lurín (Centro Industrial Las Praderas de Lurín), Lurín – Lima.

1.3 Objetivos

O1. Determinar el porcentaje de humedad en el papel y conductividad del aceite del transformador trifásico de potencia de 20/25 MVA, $58 \pm 13 \times 0.565/10$ kV con cambiador de tomas bajo carga mediante la prueba de Respuesta de Frecuencia Dieléctrica (DFR) para diagnosticar el estado del aislamiento aceite – papel posterior al revamping.

O2. Garantizar los procesos ejecutados del revamping a nivel de diseño y construcción del transformador trifásico de potencia de 20/25 MVA, $58 \pm 13 \times 0.565/10$ kV con cambiador de tomas bajo carga mediante la ejecución de pruebas eléctricas FAT, para su puesta en servicio en la SET Villa María.

O3. Evaluar la calidad y el contenido de gases disueltos en el aceite mediante el análisis de los resultados de los ensayos fisicoquímico y cromatográfico, respectivamente, después de las pruebas FAT, para asegurar la operatividad del transformador trifásico de potencia de 20/25 MVA, $58 \pm 13 \times 0.565/10$ kV con cambiador de tomas bajo carga durante su puesta en servicio en la SET Villa María.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes:

2.1.1 Antecedentes nacionales

Astocóndor (2018), en su trabajo de suficiencia profesional denominada *"Implementación de manual de medición y análisis para transformadores eléctricos de potencia, utilizando maleta de prueba multifunción y desarrollando aplicativo móvil"*, tuvo como objetivos el desarrollo de un manual de instrucciones para la correcta ejecución de pruebas eléctricas y la creación de una aplicación móvil que brinde un rápido diagnóstico del transformador en prueba. En base a la carencia de manuales de ejecución de pruebas eléctricas, el autor desarrolló un aplicativo móvil, el cual presentaba el esquema de conexiones de todas las pruebas eléctricas primarias como factor de potencia, relación de transformación, resistencia de devanados y resistencia de aislamiento, considerando solamente las maletas de pruebas como: CPC-100, CP-TD1 y megóhmetro Fluke-1507. Como resultado logró demostrar el funcionamiento del aplicativo móvil desarrollado, ya que gracias a su algoritmo interno pudo contrastar lo obtenido en las pruebas eléctricas de un autotransformador de 100 MVA y los límites establecidos por la norma internacional *"Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors"* (IEEE C57.152, 2013), siendo la comparación favorable. El proyecto concluyó definiendo la importancia de las pruebas eléctricas primarias para la determinación del estado de los componentes constructivos del equipo, además con la implementación del aplicativo móvil, facilitó los tipos de conexión de las maletas de prueba, minimizó tiempos de medición, evaluó los resultados en base a normativas internacionales y consecuente a esto favoreció con la elaboración de un informe a detalle para su cliente.

Borda (2019), en su trabajo de investigación denominada *"Gestión de mantenimiento predictivo a transformadores de potencia por medio de análisis de gases disueltos (DGA) y técnicas complementarias"*, estableció como objetivo principal mejorar la disponibilidad del transformador de potencia optimizando las actividades de mantenimiento predictivo. La investigación consistió en la aplicación de normas internacionales como la *"Guide for the Interpretation of Gases*

Generated in Oil-Immersed Transformers" (IEEE C57.104, 2008) e *"Mineral oil-filled electrical equipment in service - Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis"* (IEC 60599), métodos complementarios como el triángulo Duval, relaciones Roger, relaciones Dornenburg y pentágono de Duval a una muestra de aceite dieléctrico tomada de un transformador. Como resultado se obtuvo una mejor interpretación de los gases disueltos en el aceite y en base a ello evaluó la condición del equipo de manera eficiente, determinando los posibles eventos y fallas que podría dejar fuera de servicio al equipo. La tesis concluyó, que una adecuada gestión de mantenimiento predictivo es posible por la aplicación de métodos complementarios, considerando los límites dados por las normativas internacionales respecto a los ensayos fisicoquímico y cromatográfico, mejorando la disponibilidad de un 99.8 % a 99.9 % y reduciendo los costos de operación y mantenimiento del transformador de potencia de 265 a 32 mil soles por año.

Flores (2020), en su trabajo de investigación denominada *"Propuesta de protocolo de pruebas eléctricas en campo para mejorar el diagnóstico del estado de los transformadores de potencia sumergidos en aceite en Empresa Minera – Arequipa, 2020"*, estableció como objetivo generar una propuesta de protocolo de pruebas eléctricas en campo, que permite mejorar el diagnóstico del estado mecánico, devanados, núcleo y aislamiento de los transformadores de las subestaciones de una empresa minera. Posterior al proceso fabricación o mantenimiento de un transformador, es necesario el transporte, ubicación, manipulación e instalación de este, donde la exposición a distintas condiciones presentes en campo puede ocasionar el cambio de estado del equipo. Por lo que el proyecto consistió en una serie de pautas y criterios técnicos para garantizar una adecuada medición y toma de datos en la ejecución de pruebas eléctricas, tomando como punto de partida encuestas y apoyo de los personales del área especializada del centro minero. Como resultado logró obtener la secuencia apropiada de las Pruebas de Aceptación en Sitio (en adelante SAT, por sus siglas en inglés: Site Acceptance Test), esto debido a que cada prueba tiene un efecto en el transformador y de no seguir el orden correcto podría repercutir en las medidas obtenidas. Concluye que el protocolo de pruebas propuesto en base a la normativa internacional IEEE C57.152, 2013 fue de utilidad para el área, permitiendo mejorar

los métodos de diagnóstico de los transformadores de potencia en campo de forma efectiva.

Cueva (2021), en su trabajo de suficiencia profesional para obtener el título de ingeniero denominada *"Análisis de gases disueltos para diagnosticar tipo de fallas en un transformador de potencia de 120 MVA"*, tuvo como objetivo general examinar los gases disueltos en el aceite dieléctrico empleando la norma internacional IEEE C57.104, 2019 para detectar las fallas presentes en el transformador de potencia de 120 MVA, perteneciente a la unidad de generación 1 (en adelante UG1) de la Central Hidroeléctrica El Platanal. El proyecto abarcó tres etapas donde lo primero consistió en examinar el histórico de fallas de los últimos 11 años de la UG1, lo segundo fue la evaluación de las condiciones de operación del transformador en distintos escenarios y por último el diagnóstico de las fallas del transformador. Para este último el autor propuso un diagrama de flujo, el cual comprendió la recopilación de datos, aplicación de normativa internacional, métodos para análisis de gases y la identificación de la falla. Como resultado, logró reconocer las fallas más frecuentes como el sobrecalentamiento de bobinado y el excedente de CO y CO₂, sobrecalentamiento de celulosa con el método de gases clave, sin defecto con el método de Dornenburg, descarga de alta energía según Rogers y T3 (falla térmica mayor a 700 °C) según método del Triángulo Duval. El proyecto llegó a la conclusión de que las fallas por sobrecalentamiento del bobinado y aceite del transformador representa el 16 % del total de fallas producido durante los últimos 11 años de operación, además logró diagnosticar que hay falla térmica mayor a 700 °C (T3) en la UG1. Como cierre del proyecto, el autor recomendó el tratamiento del aceite a través del proceso de termovacio, alargando la vida útil del aceite y por lo tanto la vida útil del transformador.

2.1.2 Antecedentes internacionales

Hernández, J., Guidos, D. (2020), en su trabajo de investigación denominada *"Análisis de fallas en transformadores de potencia y su prevención"*, establecieron como objetivo principal diagnosticar la falla en transformadores de potencia aplicando la normativa *"Guide for Failure Investigation, Documentation, Analysis, and Reporting for Power Transformers and Shunt Reactors"* (IEEE C57.125). Para el diagnóstico de la falla de un transformador superior a 25 años de vida útil, los autores proponen la realización de una serie de pruebas para minimizar

el tiempo de solución de una falla. Estas pruebas constan de inspecciones físicas del transformador, pruebas eléctricas, pruebas de aceite, prueba de gases, inspección interna del tanque o cuba y análisis del historial del transformador; pruebas que ayudaron en gran medida a detectar la falla del transformador y establecer el mantenimiento adecuado para solucionar la falla detectada. Concluyendo que la aplicación de la norma IEEE C57.125 para la realización del diagnóstico de falla minimiza significativamente el tiempo de solución y reparación de un transformador de potencia. Asimismo, recomiendan considerar el envejecimiento como un factor a considerar al momento de realizar las pruebas, debido a que al pasar del tiempo el nivel de los gases dentro del transformador aumenta.

Galvez (2022), en su trabajo de investigación denominada *"Evaluación de transformadores de potencia basado en pruebas eléctricas, pruebas fisicoquímicas y análisis de gases disueltos; basado en los transformadores del Sistema Central de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del Instituto Nacional de Electrificación"*, estableció como objetivo general brindar una guía para la evaluación de los transformadores de potencia del Sistema Central de la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica del Instituto Nacional de Electrificación, basado en tres grupos de pruebas, los cuales son: fisicoquímicas, cromatográficas (usando el análisis de gases disueltos o DGA por sus siglas en inglés: Dissolved Gas Analysis) y eléctricas, con la finalidad de brindar un mejor diagnóstico. La prueba fisicoquímica buscó establecer la condición del aislamiento y calidad del aceite, con las pruebas DGA se buscó determinar la falla en base a los gases generados y con las pruebas eléctricas establecer la conformidad constructiva y cualidades eléctricas/dieléctricas. La metodología propuesta fue aplicado a dos transformadores. El primer transformador fue trifásico, marca EFACEC de 100 MVA, donde los resultados de las pruebas fisicoquímicas fueron aceptables, el análisis de gases disueltos indicó una sospecha falla T3 y respecto a las pruebas eléctricas, solo la prueba de factor de potencia resultó observada por la condición climática, mientras los resultados de las pruebas restantes cumplieron los establecido en la norma IEEE C57.152, 2013. El segundo fue un transformador monofásico marca ANSALDO de 50 MVA, donde los resultados de las pruebas fisicoquímicas fueron aceptables, el análisis de gases disueltos fue amigable y las

pruebas eléctricas no representaba alguna condición de alarma. Por lo tanto, el autor concluyó que la guía propuesta lograría mejorar los protocolos de las distintas pruebas realizadas por medio de la aplicación de los tres grupos de prueba las cuales se encuentran respaldados por normativas internacionales.

Isaza (2024), en su proyecto de grado denominado *"Diagnóstico y mantenimiento de transformadores de potencia inmersos en aceite"*, tuvo como objetivo proponer una metodología para realizar correctamente los diferentes tipos de mantenimiento predictivo, preventivo y/o correctivo a los transformadores de potencia inmersos en aceite acorde a los resultados de laboratorio y pruebas eléctricas en los intervalos de tiempo recomendado por su fabricante para asegurar el funcionamiento adecuado del equipo y prevenir posibles fuera de servicio. La metodología aplicada, previo a la programación del mantenimiento que le pueda corresponder al transformador consistió en los siguientes procedimientos: inspección visual, análisis fisicoquímico (en base a la normativa IEEE C57.106, 2015) y cromatográfico (en base a la normativa IEEE C57.104, 2019) del aceite, análisis de furanos (Grado de polimerización Chendong) y pruebas eléctricas iniciales (en base a las normativas IEEE C57.12.00, C57.12.90 y C57.19.01). Esta metodología fue aplicada a un transformador de 13 MVA ubicado en Puerto Boyacá, propiedad de SKF-OMIA, cuya interpretación de resultados conllevó a la siguiente propuesta de mantenimiento: pintado de la estructura metálica, mantenimiento preventivo de accesorios de control, medida, protección y mantenimiento preventivo del mecanismo de transmisión del cambiador de tomas bajo carga, cambio de empaquetaduras y pernería en general y por último la regeneración y tratamiento por termovaciación del aceite. El proyecto concluyó que la metodología propuesta logra gestionar y programar los procesos adecuados de los distintos tipos de mantenimiento que puedan corresponder a un transformador.

2.2 Bases teóricas

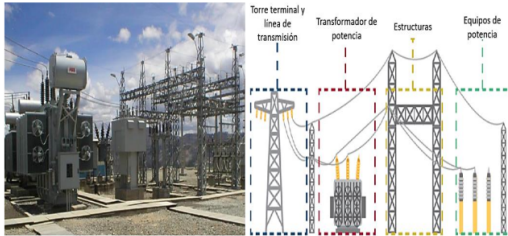
2.2.1 Subestación eléctrica de transformación (SET)

Infraestructura eléctrica destinada a la transformación de tensión y derivar circuitos de potencia (Morales, 2013). La función de transformar el nivel de tensión de la energía eléctrica, reducir o elevar, es acorde con las necesidades de transmisión y distribución de los centros de consumo.

Serpa (2022) menciona que una subestación eléctrica de transformación, en forma básica, está conformada por cuatro áreas, los cuales son la línea de transmisión proveniente de la torre terminal, el transformador de potencia, estructuras metálicas conformada por pórticos, cables de líneas de transmisión u otras estructuras y equipos de potencia empleados para el monitoreo, control y protección de todos los equipos ubicados dentro de la subestación y en las líneas de transmisión.

Figura 1

Disposición básica de una SET



Nota. Vista general de las partes que componen una subestación eléctrica de transformación. Fuente: elaboración propia.

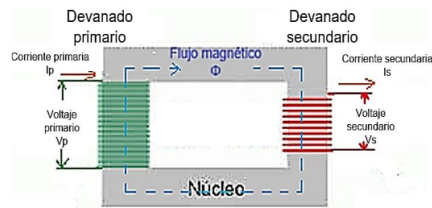
2.2.2 Transformador eléctrico

Morales (2013) define al transformador como una máquina eléctrica estática que por inducción electromagnética convierte la energía eléctrica de cierto nivel de tensión y corriente a otro de diferente tensión y corriente, conservando la frecuencia y de forma ideal la potencia.

Flores (2020) indica que esta conversión se debe al principio de la inducción electromagnética; esto quiere decir que, al aplicar una tensión de corriente alterna en el devanado primario, generará una inducción de flujo magnético variable a través del núcleo, produciendo una menor tensión (transformador reductor) o mayor tensión (transformador elevador), de lo cual va a depender de la relación de espiras que presente los devanados.

Figura 2

Esquema básico del funcionamiento del transformador



Nota. Principio de funcionamiento del transformador eléctrico en base a la inducción electromagnética. Fuente: elaboración propia.

2.2.3 Transformador eléctrico de potencia

Los transformadores denominados de potencia son empleados en el sector de subtransmisión y transmisión eléctrica en media y alta tensión, "siendo estos fabricados con una potencia aparente superior a 0.5 MVA y más de 34.5 kV" (De La Torre, 2021, p. 18), por lo que su aplicación se dará en subestaciones transformadoras y centrales de generación.

Figura 3

Transformador eléctrico de potencia



Nota. Vista de un transformador de potencia en una SET. Fuente: IESP Francisco de Paula Gonzales Vigil (2022).

Generalmente se aprecia transformadores de potencia con dos devanados, denominados primario (alta tensión) y secundario (baja tensión), que corresponden a la entrada y salida del transformador, respectivamente. Sin embargo, también se aprecia transformadores con más devanados, como es el caso de un devanado terciario que resulta ser generalmente de menor tensión que el secundario.

2.2.4 Partes de un transformador eléctrico de potencia con cambiador de tomas bajo carga (OLTC)

Las partes de un transformador se resume con la parte activa, compuesta por el núcleo, devanados, aislamiento y el cambiador de tomas bajo (en adelante OLTC, por sus siglas en inglés, On-Load Tap Changer); estructura metálica, compuesta por el tanque principal, tapa y tanque conservador; sistema de refrigeración que normalmente son radiadores, ventiladores e intercambiadores de calor; y accesorios de control y protección.

2.2.4.1 Núcleo

Granero (2018) define al núcleo como el circuito magnético del transformador que tiene como función principal conducir el flujo magnético que se genera al circular una corriente alterna por los devanados. También menciona que el núcleo está conformado por chapas delgadas laminadas de una aleación de acero al silicio (aleación caracterizada por su mayor permeabilidad magnética) de 0.3 a 0.5 mm de espesor aproximadamente, las cuales están apiladas y aisladas eléctricamente una con otra por una delgada película de material inorgánico llamado carlita. Esta condición del laminado tiene como finalidad la reducción de pérdidas por efectos de Foucault.

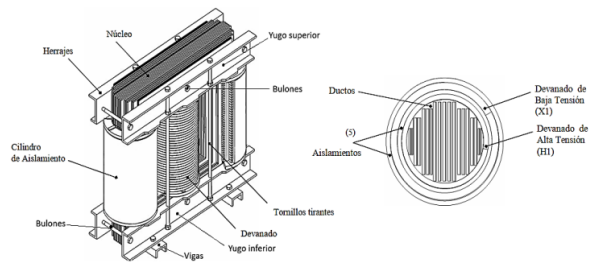
Por temas económicos, diseño de bobinas de forma circular y niveles de potencia superiores a 0.5 MVA, se opta por emplear un núcleo magnético con sección escalonada siendo factible durante el montaje de las bobinas, mejor circulación del aceite dieléctrico, mayor resistencia contra los esfuerzos de cortocircuito; además de que permite su diseño aprovechar lo máximo posible el área interior de los devanados (Granero, 2018).

Toda esta configuración del núcleo está asegurada por una estructura de prensado correctamente ajustado que permite reducir las vibraciones, el nivel de

ruido y las corrientes de excitación, evitando el calentamiento por dichos fenómenos, como se aprecia en la **Figura 4**.

Figura 4

Núcleo magnético trifásico tipo columna



Nota. La figura muestra la estructura de un núcleo magnético trifásico tipo columna con sección transversal. Fuente: Morales (2013).

2.2.4.2 Bobinas

Una bobina es un elemento pasivo caracterizado por almacenar energía en forma de campo magnético, debido al principio de la inducción electromagnética.

Estas bobinas son generalmente realizadas por conductores de cobre electrolítico, aunque también existen los de aluminio. Estos conductores "pueden ser de forma circular, rectangular o en láminas de fleje" (Borda, 2018, p. 42).

La selección de la forma y material va a depender del diseño y a su vez satisfacer requisitos ligados a consideraciones técnicas como el nivel de tensión, corriente, potencia, eficiencia del transformador, condiciones de calentamiento de los arrollamientos, resistencia mecánica ante repentinas fallas como un cortocircuito, resistencia de aislamiento con respecto a las sobretensiones; y económicas. En base a lo mencionado, las bobinas los transformadores de potencia sumergidos en aceite se clasifican en:

Bobina tipo hélice, tornillo o espiral

Quintero (2018) indica que estas bobinas generalmente son empleadas en niveles de baja y media tensión, mediana potencia (menor que 80 MVA) y altos

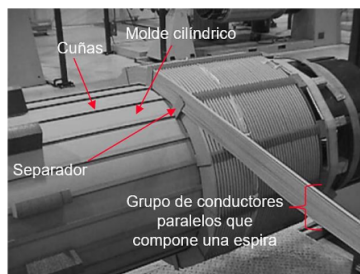
niveles de corriente. Por ello, comúnmente se encuentra situado cercano al núcleo.

Harlow (2004) menciona que esta bobina está compuesta normalmente de unas pocas a más de 100 espiras (cada espira compuesta por varios grupos de conductores) aisladas y enrolladas en paralelo de forma continua a lo largo de la longitud del molde cilíndrico bobinador, con espaciadores insertados entre vueltas y transposiciones adecuadas incluidas para minimizar las corrientes circulantes entre grupo de conductores.

Quintero (2018) señala que esta bobina puede emplear cables continuamente transpuesto (en adelante CTC por sus siglas en inglés: Continuously Transposed Cable) para optimizar espacio y agilizar su fabricación, también añade que estas bobinas pueden ser empleados en transformadores con devanado terciario, mas no es recomendable en bobinas de regulación con OLTC o DETC.

Figura 5

Bobinado tipo hélice.



Nota. Arreglo correspondiente para el bobinado cilíndrico tipo hélice. Fuente: Harlow (2004).

Bobina tipo capa

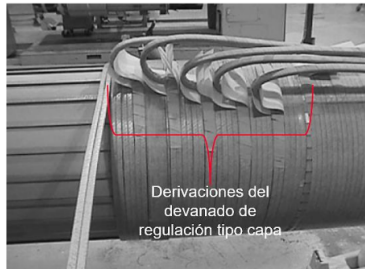
Harlow (2004) menciona que estas bobinas son caracterizadas por ser su elaboración más simple, porque sus conductores (alambres o platinas) se enrollan directamente uno al lado del otro alrededor del molde cilíndrico, no tiene separaciones entre espiras y presenta una vuelta compuesta por una espira.

Quintero (2018) menciona que este tipo de bobinas son a menudo empleados en baja y media tensión, potencias menores a 50 MVA, devanados terciarios y otras variaciones para aplicaciones como regulación de tomas; es decir, transformadores con cambiadores de tomas bajo carga (OLTC) y sin carga (DETC), como se aprecia en la **Figura 6**.

Quintero (2018) añade que este tipo de bobinas también pueden estar conformadas por distintos números de capas (multilayer) dispuestas en forma radial, y entre capas ser separadas con un aislamiento sólido y dividirlo en dos partes axiales.

Figura 6

Bobinado tipo capa para regulación.



Nota. Arreglo correspondiente para el bobinado tipo cilíndrico de regulación (capa única con dos hilos enrollados en paralelo). Fuente: Harlow (2004).

Bobina tipo disco

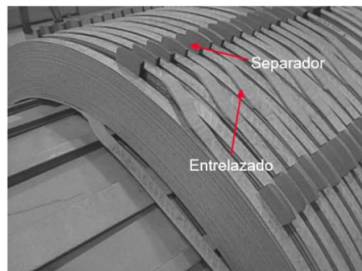
Según Quintero (2018), estas bobinas son utilizadas en niveles de media y alta tensión y potencias menores a 100 MVA. Se caracterizan por implicar una hebra o varias hebras de conductores aislados (barniz o papel) y enrollados en una serie de discos paralelos de orientación horizontal. Estos discos constan de múltiples vueltas enrollados sobre otras vueltas, alternando entre el interior y exterior como un punto cruce (denominado entrelazado). Normalmente tienen un número elevado de espiras ya que su diseño permite tener un número variado de

espiras por disco, presentan espaciadores y usualmente son las más externas, sólo superadas por las bobinas tipo capa para regulación.

Estas bobinas pueden ser fabricados con diferentes tipos de conductores como los CTC, rectangulares empapelado u otro aislamiento dependiendo del nivel de tensión. Pueden ser empleados para bobinas con regulación OLTC y DETC.

Figura 7

Bobinados tipo disco según el tipo aislamiento del conductor



Nota. Vista de bobinado cilíndrico tipo disco “entrelazado” con conductor rectangular empapelado para alta tensión. Fuente: Harlow (2004).

Figura 8

CTC y conductor tipo platina o rectangular empapelado.



Nota. Vista general de la disposición de los alambres rectangulares que conforman el CTC (a) y conductor rectangular aislado con papel crepe (b). Fuente: elaboración propia.

2.2.4.3 Aislamientos

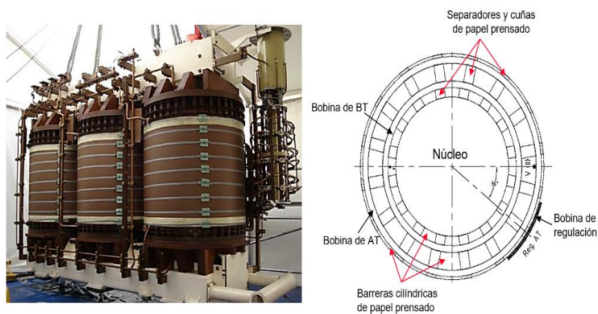
Según Piñapil (2022), son elementos que tienen como función aislar los devanados entre sí, con respecto a tierra, con las partes cercanas al núcleo y la estructura del tanque del transformador. Estos son clasificados en dos grupos: aislamiento tipo sólido y líquido.

2.2.4.3.1 Aislamiento tipo sólido

Según Piñapil (2022), tiene como materia prima la celulosa y es ahí que se deriva el papel "Kraft", cartón prensado y madera laminada los cuales están presentes en el aislamiento bajo bobina o tubo de devanado, aislamiento entre espiras, y aislamiento entre bobinas de fases diferentes, aislamiento entre capas, aislamiento entre devanados de baja tensión (BT) y alta tensión (AT), aislamiento para la envoltura de la AT, aislamiento entre bobinas y yugos, aislamiento entre devanados exteriores y núcleo y aislamiento entre devanados exteriores y tanque.

Figura 9

Aislamiento tipo sólido presentes en la parte activa.



Nota. La figura presenta el aislamiento existente entre fases, derivaciones, núcleo y el sistema de prensado respecto a los bobinados y núcleo. Fuente: elaboración propia.

Entre los requisitos que debe cumplir el aislamiento sólido son: Soportar tensiones altas ocurridas en servicios normales o anormales durante el funcionamiento del transformador, soportar esfuerzos mecánicos y térmicos

presentes durante una falla por cortocircuito y distribuir homogéneamente el calor generado en los bobinados.

2.2.4.3.2 Aislamiento tipo líquido

Este tipo de aislamiento hace referencia al aceite dieléctrico. Según Astocondor (2018) este tiene como finalidad aislar eléctricamente todos los elementos del transformador, refrigerar el calor producido por los devanados y el núcleo, asimismo, evitar la acumulación de lodo en el transformador y salvaguardar el conjunto de núcleo-bobinas frente a un ataque químico.

El aceite dieléctrico más empleado actualmente en transformadores es el aceite "mineral", el cual es obtenido a través de la refinación del petróleo. Para conocer su calidad es necesario conocer sus propiedades.

A. Propiedades químicas

Contenido de gas: resulta ser el contenido de un volumen de gas disuelto por cada millón de volumen de gases disueltos en el aceite (partículas por millón o ppm). Según Piñapil (2022), cada gas disuelto permite detectar y diagnosticar fallas y condiciones anormales de funcionamiento del transformador.

Número de neutralización (acidez): representa el número de miligramos de hidróxido de potasio (KOH) necesarios para neutralizar un gramo de aceite. Astocondor (2018) define a la acidez como contaminante que tiende a aumentar conforme al envejecimiento por oxidación del aceite (por la presencia del oxígeno), y su exceso tiende a afectar las propiedades dieléctricas del aceite, estado del aislamiento sólido e inclusive la corrosión de las superficies metálicas.

Contenido de agua: representa la cantidad de agua (humedad) contenido en el aceite dieléctrico expresado en ppm. Astocondor (2018) añade que el exceso de contenido de agua reduce la rigidez dieléctrica del aceite e influye en la aceleración de la corrosión de los metales que compone la estructura de un transformador.

B. Propiedades físicas

Color: Piñapil (2022) menciona que debe caracterizarse por ser de color amarillo claro (visualmente cuasi transparente) para facilitar la inspección visual dentro de la cuba del transformador.

Tensión interfacial: representa la capacidad de las moléculas del aceite a resistir a la ruptura al someterse a las fuerzas ejercidas por las moléculas del agua u otra sustancia no miscible con el aceite. Es expresado en unidades mN/m.

En base a ello, Astocondor (2018) menciona que esta propiedad permite detectar contaminantes polares u otros productos en degradación solubles con el agua y aceite. Por lo que lo ideal, es presentar un valor de tensión interfacial alto para un aceite nuevo (indicativo de la ausencia de contaminantes polares indeseables).

C. Propiedades eléctricas

Rigidez dieléctrica: según Astocondor (2018), es la capacidad que tiene el aceite a resistir tensiones eléctricas elevadas sin fallo alguna en las propiedades dieléctricas.

Piñapil (2022) añade que una baja rigidez dieléctrica son indicios de contaminación del aceite por la presencia de agua, suciedad, fibras celulósicas, lodo y partículas conductoras.

Factor de disipación (factor de potencia): Según Dinamik (2024), es la medida de las pérdidas dieléctricas (disipadas en forma de calor) del aceite cuando es sometido a un campo de corriente alterna. Los resultados de esta medida nos indica el deterioro y el nivel de contaminación por compuestos polares.

Piñapil (2022) menciona que los aislamientos son uno de los elementos más importantes que presenta un transformador, ya que en gran parte la vida útil de éste depende del estado de todo su sistema aislante, por ello resulta indispensable conocer todos los factores que deterioran el estado de aislamiento, siendo estos: la humedad, el calor, el oxígeno y la contaminación externa.

Humedad: según Cáceres (2017) tiende a ingresar al transformador cuando es construido, durante una inspección, por fuga en el tanque o sello defectuoso (empaquetadura) o por degradación del papel; por lo que, al confluir con el oxígeno afecta las propiedades dieléctricas del aceite, ocasionando la reducción de la rigidez dieléctrica y aumentando el factor de potencia.

Calor: según Cáceres (2017) el calor afecta en mayor porcentaje a la celulosa, reduciendo la resistencia mecánica y rigidez dieléctrica, conllevando la degradación del papel aislante más otros defectos por las altas temperaturas de operación del transformador como son la generación de agua, materiales ácidos y gases.

Oxígeno: según Cáceres (2017) proviene de la atmósfera o es generado por la celulosa al aplicarle calor, afectando al aislamiento ya que este reacciona con el aceite dieléctrico para formar ácidos orgánicos, agua y en la etapa más crítica producto de la oxidación, lodo; adhiriéndose a distintas zonas de la cuba y la parte activa.

Contaminación externa: según Piñapil (2022) las partículas externas, que ingresan mediante el proceso de fabricación o mantenimiento, afectan de gran manera las propiedades dieléctricas del aceite.

2.2.4.4 Cambiador de tomas bajo carga (OLTC)

Según MR GmbH (2021) es un mecanismo que tiene como función ajustar la relación de transformación de un transformador por medio de pasos discretos, sin interrumpir el flujo de carga, por lo que no es necesario dejar fuera de servicio al equipo para su cambio de toma. De este modo, su empleo se da en contextos donde la interrupción del suministro de energía es inaceptable y también como compensador de las variaciones de tensión que se generen en la red de transmisión eléctrica.

Según Isaza (2024) menciona que la mayoría de los transformadores de potencia este mecanismo está conectado con en el devanado de alta tensión, debido a que la corriente es menor, y los requerimientos de los contactos es menor para el manejo de niveles de corriente bajos. Por ello, la existencia de bobinados de alta tensión construidos con derivaciones o taps (tipo regulación), consiguiendo

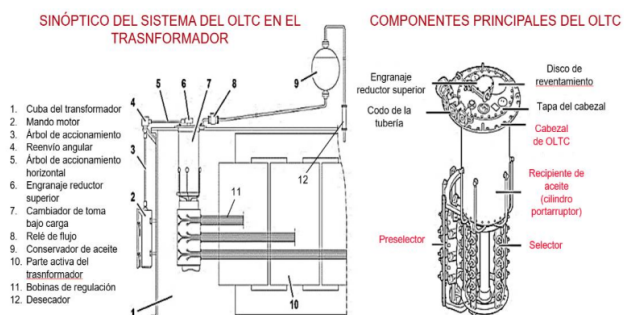
un número de espiras variable, permitiendo la regulación de voltaje en el devanado primario.

Físicamente el OLTC está conectado con la parte activa del transformador y por diseño generalmente está suspendido en la tapa del transformador. El accionamiento del cambiador de tomas será transmitido por medio de ejes y de engranajes cónicos, comandado por un sistema de mando a motor que se ubica montado al exterior de la cuba del transformador (también puede ser accionado de forma manual), modificando la posición de servicio del cambiador de tomas bajo carga, de forma que la relación de transformación del transformador se adapta a los niveles de tensión requeridos.

El OLTC opera en equipo con otros componentes como: relé de flujo, tablero de control de mando motor y dependiendo del fabricante una unidad de filtro de aceite. Generalmente se recomienda la instalación de este sistema proveniente de un solo fabricante, verificando que sus números de serie coincidan.

Figura 10

Representación esquemática de un transformador con OLTC



Nota. Vista de la ubicación del OLTC y elementos principales que lo compone.

Fuente: elaboración propia.

Acorde a lo indicado en la **Figura 10** se define las partes con mayor importancia:

Selector y preselector

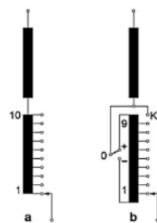
Según Granero (2016) el selector hace la elección de dos tomas a conmutar mediante dos contactos móviles; por lo tanto, conecta la toma donde está operando el transformador (toma en servicio), mientras que el preselector tiene la tarea de elegir la toma donde se pretende que opere el transformador (toma a conectar).

En la **Figura 11** El selector que opera en conjunto con el ruptor se encuentra alojado y sumergido en aceite debajo de este, pero dentro de la cuba del transformador, estando unido de forma rígida a los bobinados de regulación.

En base a estos componentes es que se logra un tipo de conmutación "más/menos" o inversor, conectando en serie el devanado de regulación de forma aditiva o de forma sustractiva con el devanado principal. Bajo este tipo de conmutación es que se logra duplicar el número de tomas, reduciendo los costos de fabricación por emplear menos material.

Figura 11

Conexiones básicas según el tipo de conmutación.



a: sin preselector (lineal): < 10% del margen de regulación.
b: con inversor: 10 al 20% del margen de regulación

Nota. En la figura se aprecia el tipo de conmutación lineal, empleado en cambiadores de tomas sin carga (DETC) y el tipo inversor para cambiadores de tomas con carga (OLTC). Fuente: Granero (2016).

Ruptor o conmutador

Según Granero (2016), el ruptor que está unido al cabezal del OLTC de manera que forma un único cuerpo extraíble, lleva a cabo la transmisión de la intensidad de carga de la toma en funcionamiento a la siguiente toma elegida sin

interrumpir el servicio del transformador. Esto es posible porque el conmutador realiza la interrupción de corrientes de carga de forma rápida, generándose chispas o pequeños arcos que comprometen los elementos de este mismo, por ello se encuentra inmerso en un depósito de aceite (cilindro portarruptor) independiente de la cuba del transformador, para evitar contaminarlo, debido a la degradación que sufre el aceite durante el proceso de conmutación.

Figura 12

Ruptor o conmutador.

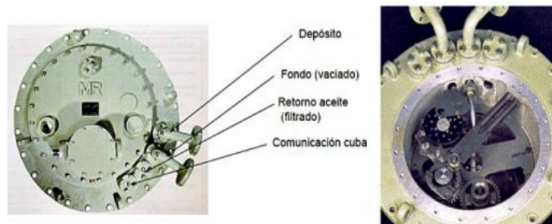


Nota. Vista del conmutador (ruptor) desmontado del cilindro portarruptor. Fuente: Granero (2016).

Cabezal del OLTC

Figura 13

Vista general del cabezal del OLTC.



Nota. Detalle externo del cabezal y mecanismo del acumulador de energía y accionamiento del selector. Fuente: Granero (2016).

Según Granero (2016) es el elemento que se ubica sobre la tapa del transformador con la finalidad de soportar al selector de tomas y al ruptor. Este dispone de bridas para conectarse con el tanque de expansión de aceite, con la unidad de filtro de aceite del OLTC y la toma de muestras de gases producto de la descomposición del aceite por el arco.

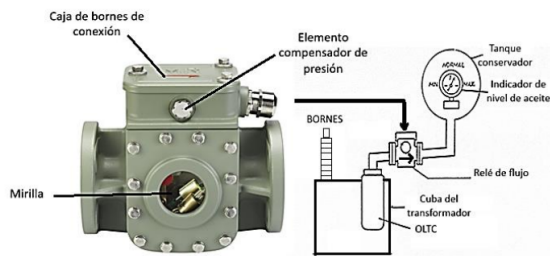
2.2.4.5 Relé de flujo

Según Quintero (2018) tiene como función proteger al OLTC y al transformador de alguna falla acaecida dentro del cilindro portarruptor.

Cuando se presenta una falla en el conmutador, la velocidad del flujo de aceite que circula desde el cabezal del OLTC hacia el conservador sobrepasa los valores establecidos. Este flujo de aceite actúa sobre la clapeta y la hace bascular a la posición de desconexión. Esto hace que se accione el contacto en los tubos de conmutación magnética con gas protector (acorde al diseño pueden ser contactos normalmente abierto o normalmente cerrado), mande la señal de apertura a los interruptores de potencia y así desenergizar al transformador.

Figura 14

Vista general y situación del relé de flujo en el transformador



Nota. Ubicación del relé de flujo del OLTC entre el conservador y cuba del transformador. Fuente: elaboración propia.

2.2.4.6 Sistema de mando motor

Según Granero (2015) es el sistema alojado en un tablero o gabinete que tiene como finalidad ordenar y controlar el movimiento del cambiador de tomas bajo

carga. Al abrir el gabinete lo general a apreciar es un panel que dispone de selectores para el cambio de posición o tap (subir y bajar) y otro de tres posiciones para el mando local, desconexión y mando remoto, un contador de cambios de taps realizados y una manivela para el cambio de posición de forma manual.

Detrás del panel se ubican todos los accesorios de fuerza y control, así como también un motor eléctrico con dispositivo reductor e inversión de giro, según se aprecia en la **Figura 15**.

Figura 15

Tablero de control del sistema de mando motor del OLTC



Nota. Vista general del tablero de control del sistema de mando motor de un OLTC, marca MR, tipo ED 100/200. Fuente: Motor Drive TAPMOTION de MR GmbH (2024).

2.2.4.7 Tanque del transformador

El tanque o cuba representa la estructura metálica del transformador el cual se caracteriza por ser de acero generalmente, hermético y soportar el proceso de vacío sin sufrir deformaciones. Su función es proteger mecánicamente toda la parte activa y sistema de conmutación de tomas, evitando la entrada de contaminantes y manteniendo el aceite dentro del transformador.

Este está conformado por tres partes: tapa, lateral y base. En su estructura se ubican las válvulas de llenado y muestreo, puntos de apoyo para el izaje y transporte, placa de características, conector de puesta a tierra, cavidades para el montaje de los bushings, y soporte para radiadores, intercambiadores de calor, soporte para bombas de aceite y ventiladores y accesorios especiales.

Figura 16

Tanque del transformador eléctrico.



Nota. Vista isométrica del tanque o cuba de un transformador de potencia. Fuente: Fammsa (2023).

2.2.4.8 Tanque de expansión o conservador

El conservador es un depósito generalmente cilíndrico que va situado sobre la tapa del transformador. Tiene como objetivo principal mantener estable el nivel de aceite dentro de la cuba del transformador.

Figura 17

Tanque conservador o de expansión.



Nota. Tanque conservador con bolsa o membrana de expansión. Fuente: ABB (2007).

Su principio de funcionamiento consiste: cuando el volumen de aceite aislante de los transformadores aumenta debido a la carga y a la temperatura ambiente, el espacio vacío por encima del nivel de aceite dentro del conservador es ocupado parcialmente por el aceite expandido. En consecuencia, la cantidad correspondiente de aire de ese espacio se aleja a través de una tubería hacia el desecador liberándolo a la intemperie. Por otra parte, cuando la carga del transformador disminuye, en consecuencia, la temperatura del aceite disminuye; por ende, se contrae. Esto hace que el aire exterior entre en el tanque conservador del transformador a través del desecador (absorbedor de humedad). En conclusión, el conservador desempeñará el papel de almacenamiento y reposición de aceite.

En transformadores con cambiador de tomas bajo carga; el conservador se caracteriza por ser un recipiente horizontal de dos compartimientos (uno alimenta al tanque del transformador y el otro almacena el aceite de reserva para la cámara de ruptura de la OLTC) colocado sobre el tanque y unido por una tubería al relé Buchholz y transformador.

2.2.4.9 Sistema de refrigeración

Según Piñapil (2002) durante la operación del transformador tiende todos los elementos de la parte activa a elevar su temperatura por las inevitables pérdidas en forma de calor por lo que es necesario contar con un sistema de refrigeración para controlarlo. Aunque directamente la parte activa del transformador ya cuenta con un sistema refrigerante, siendo este el aceite mineral, por su buena conductividad térmica.

GlobeCore (2024) afirma que los transformadores que tienen una potencia menor a 16 MVA requieren ventilación natural, refiriéndose a la "circulación del aceite en forma natural y refrigeración por aire natural (ONAN por sus siglas en inglés "oil natural air natural"), donde solo se emplea radiadores

Con respecto a transformadores con mayor potencia a lo mencionado con anterioridad, es necesario utilizar otros sistemas de ventilación para mantener la temperatura del aceite y de los devanados en niveles normales, no superando las temperatura máxima de operación de 65°C recomendado.

Algunos métodos de ventilación más usados para transformadores de potencia superiores a 16 MVA acorde al diseño del transformador son:

ONAF (oil natural air forced): circulación del aceite en forma natural y enfriamiento por circulación forzada de aire. En este caso se emplean ventiladores que llevan el aire para la refrigeración del aceite que circula en los radiadores.

OFAF (oil forced air forced): circulación forzada del aceite y enfriamiento por circulación forzada de aire. En este caso se emplean bombas de aceite para circular el aceite a través de los radiadores y a su vez el aceite es refrigerado por ventiladores trifásicos montados sobre estos radiadores.

OFWF (oil forced water forced): circulación forzada del aceite y enfriamiento por circulación forzada de agua. En este caso se emplean bombas de aceite para circular el aceite y a su vez se dispondrá de agua de forma forzada a través de conductos, logrando ambos coincidir sin contacto alguno en los intercambiadoras de calor, logrando de esta manera la refrigeración del aceite.

Figura 18

Sistema de refrigeración ONAF de un transformador de potencia.



Nota. Sistema de refrigeración tipo ONAF para un transformador de potencia superior a los 16 MVA. Fuente: GlobeCore (2024).

2.2.4.10 Bushings o pasatapas

Según Piñapil (2022) es el elemento que tiene como función principal la conexión directa de los devanados del transformador con la red eléctrica externa, pero a su vez aislando tal conexión con respecto a tierra (cuba). Al ser un accesorio vital para el transformador, su montaje debe ser cuidadoso y ajustado correctamente (hermético) para evitar fugas de aceite o el ingreso de humedad.

Para un transformador de potencia este se puede clasificar como:

2.2.4.10.1 Bushing con cuerpo aislante sólido (bornes tipo DIN)

Según Piñapil (2022) esta generalmente realizado de porcelana o material polimérico el cual a través de este envuelve al conductor aislándolo en su paso con la tapa del transformador. Su empleo se da envíos de tensión de 1 a 52 kV de tensión máxima de red y desde 250 a 3150 A de intensidad nominal.

Figura 19

Bushing con cuerpo aislante sólido.



Nota. Bornes tipo DIN de 3 campanas para media tensión. Fuente: Granero (2016).

2.2.4.10.2 Bushing capacitivo o tipo condensador

Granero (2016) indica que el bushing capacitivo se compone de los mismos componentes que un bushing de aislamiento sólido, aunque incluye una estructura condensadora y un tap de prueba para su respectiva medición.

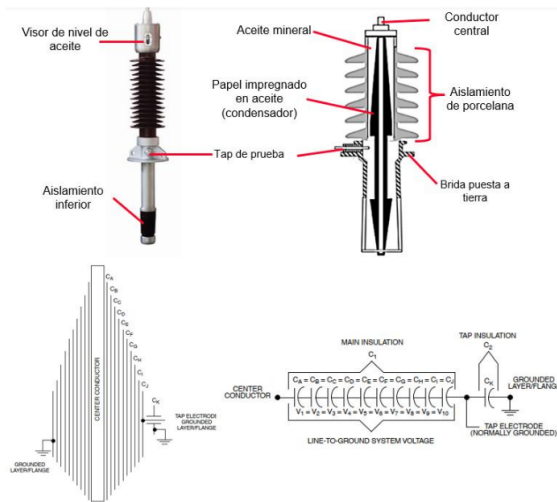
Este condensador se compone de diversas capas de metal separadas por láminas de aislamiento inmersas en un elemento aislante. La primera capa del condensador se vincula al conductor, o sea, está al 100% de potencial, mientras que la más externa se vincula a la tierra. Así, la tensión se distribuye de forma homogénea entre todas las capas del condensador (ver **Figura 20**).

En este tipo de bushing, el cuerpo de porcelana o material polimérico muy aparte de su función aislante ejerce una función mecánica; protegiendo al condensador y haciendo más rígido el conjunto.

Generalmente es fabricado para rangos de tensión entre 24 y 550 kV y corriente hasta 5000 A (Granero, 2016).

Figura 20

Estructura de un bushing capacitivo



Nota. En la figura se aprecia las partes y diseño típico de un bushing capacitivo con papel impregnado en aceite. Fuente: Propia.

El aislamiento del condensador puede ser de tres tipos:

RBP (resin-bonded paper): Se emplea papel tratado con resina (papel bakelizado).

RIP (resin impregnated paper): Se emplea papel con impregnación y secado en resina bajo vacío.

OIP (oil-impregnated paper): Se emplea papel sin tratado y secado para su impregnación de aceite también bajo vacío.

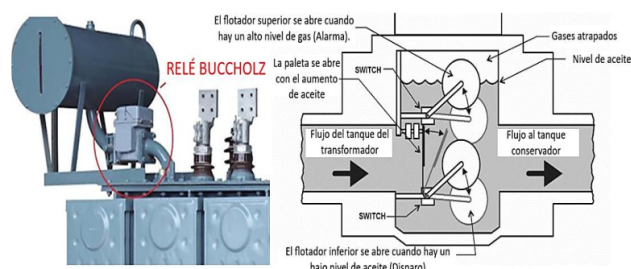
2.2.4.11 Relé Buchholz

Dispositivo de protección que presenta en su mecanismo interno dos flotadores situados verticalmente uno encima del otro los cuales actuarán debido a

la formación de gases, que son producto de alguna falla eléctrica en la parte activa, como cortocircuitos, corrientes parásitas, sobrecalentamiento, arcos eléctricos o descargas parciales. Estos gases ascenderán por la tubería que conecta la cuba con el tanque conservador, por lo que pasará por la cámara del relé Buchholz. Estos gases tenderán a ubicarse en la parte superior de la cámara, logrando que el aceite sea desplazado y por ende el nivel de aceite en el relé disminuya. Esto genera que el flotador superior descienda hasta que se cierra el switch magnético activando una señal de alarma. Según Cáceres (2017), si el defecto de producción de gases continúa de forma violenta, el descenso del nivel de aceite caería lo suficientemente bajo, ocasionando que el flotador inferior sea desplazado y accione los contactos para la desconexión del transformador.

Figura 21

Ubicación del relé Buchholz y mecanismo de operación.



Nota. La figura muestra la importancia y ubicación estratégica del relé Buchholz entre la cuba y tanque conservador. Fuente: elaboración propia.

2.2.4.12 Indicador de nivel de aceite

Según Piñapil (2022) tiene como finalidad medir el nivel de aceite mineral dentro del tanque conservador. En un transformador de potencia con OLTC que presenta un tanque conservador de dos compartimentos, es común la presencia de dos indicadores de nivel de aceite, ubicado uno en cada cara lateral de este tanque.

Generalmente el volumen de aceite es llenado hasta alcanzar los 25°C, siendo este el nivel apropiado que un transformador a temperatura ambiente debe

presentar. De esta forma, también las indicaciones de máximo y mínimo corresponden a los respectivos volúmenes en las temperaturas correspondientes, convirtiéndose también en una protección térmica adicional.

Como modelos disponibles se conocen los que presentan mecanismos de flotación accionados por engranajes y por palanca. El mecanismo accionado por engranajes proporciona un movimiento amplificado del puntero en relación con el recorrido del flotador que presenta. Los medidores accionados por palanca ofrecen un perfil más delgado para espacios reducidos dentro de un transformador.

Figura 22

Ubicación de un indicador de nivel de aceite.



Nota. Indicador de nivel de aceite tipo radial del transformador montado sobre tanque conservador. Fuente: elaboración propia.

2.2.4.13 Medidores de temperatura (termómetros)

Según Piñapil (2022) son accesorios de medición de la temperatura y protección ante temperaturas elevadas dentro de la parte activa mandando la señal de arranque de los sistemas de ventilación, que en caso siga la temperatura en aumento actuaría una señal de alarma o en última instancia, desconectar al transformador.

Existen dos tipos de medidores de temperatura y estos son el termómetro de aceite y termómetro de devanado.

Termómetro de aceite: mediante una sonda termométrica sumergida en aceite se mide la temperatura del aceite que se encuentra en la parte superior de la cuba.

Termómetro de devanado: Mide la temperatura del devanado con la participación de un transformador de corriente, el cual está para medir la corriente que circula por el devanado. Este transformador alimenta un circuito que adiciona calor al termómetro y de esa manera obtiene la lectura final de la temperatura de devanados.

Figura 23

Medidor de temperatura.



Nota. Indicador de temperatura de 0 a 150°C, marca Qualitrol, tipo AKM345, GEN3, OTIWTI. Fuente: Qualitrol Company LLC (2018).

2.2.4.14 Desecador o deshumecedor

Según Quintero (2018), tiene como función absorber la humedad contenida en el aire que es succionada por el tanque conservador al estabilizarse el volumen de aceite dentro del transformador. Además, impide el ingreso de polvo u otras impurezas a través del filtro que presenta en la parte inferior.

Quintero (2018) añade que lo que hace posible la absorción de la humedad y evitar la contaminación del aceite, es el componente que tiene contenido denominado silicagel. Este componente se caracteriza por cambiar de color al pasar del estado seco a húmedo, lo cual dependerá del fabricante. Caso esto pase, e silicagel debe ser reemplazado

En la parte inferior lleva un recipiente transparente, donde se llena con aceite dieléctrico hasta una señal indicada, con la finalidad de evitar que el aire humedezca al silicagel de forma rápida, además permitirá el paso de aire cuando realmente lo requiera el transformador (Granero, 2016).

Figura 24

Tipos de desecador de silicagel



Nota. En la figura a) se aprecia un desecador bajo el principio de funcionamiento mecánico y en la b) un desecador de funcionamiento electrónico. Fuente: elaboración propia.

En los últimos años se está empleando el desecador electrónico el cual cumple el mismo rol, pero con la diferencia de que se puede regenerar el desecante de gel de sílice en un intervalo de tiempo que seleccione el usuario.

Generalmente en un transformador con OLTC presenta como máximo dos desecadores situados uno cercana al otro y comunicados al tanque conservador.

2.2.4.15 Válvula de alivio de presión o válvula de seguridad

Según Quintero (2018) se trata de un accesorio de protección que tiene como función aliviar la sobrepresión dentro de la cuba del transformador, ejercida por la acumulación excesiva de gases producto de las fallas como corto circuito, arco eléctrico, etc.

Si esta sobrepresión generada no se libera rápidamente, el transformador podría explotar y dispersar el líquido que contiene, provocando graves daños al entorno que lo envuelve.

Figura 25

Vista general de la válvula de seguridad



Nota. Válvula de seguridad LPRD/208/213/216, marca Qualitrol. Fuente: Qualitrol Company LLC (2018).

2.2.4.16 Relé de presión súbita

Según Quintero (2018) es un accesorio de protección ante repentinos cambios excesivos de presión por alguna falla dentro del transformador. Su operación consiste que, ante una presión súbita, activa una señal para la operación de un microinterruptor que indicará el disparo del relé dejando fuera de servicio al transformador. Para mantener la señal de este relé puede utilizarse un relé de sello ubicado en un gabinete el cual mantiene la señal (ver **Figura 26**).

Figura 26

Vista general de un relé de presión súbita.



Nota. Relé de presión súbita Qualitrol 900/910 y relé de enclavamiento para "sellar". Fuente: Qualitrol Company LLC (2018).

2.2.4.17 Transformadores de corriente

Según Quintero (2018) los transformadores de corriente de un transformador de potencia que son generalmente tipo toroidal son empleados para reducir los altos niveles de corriente que circulan en los conductores conectados a los bushings a un valor medible, con la finalidad de luego conectarlos a equipos como los termómetros, registradores, contadores, indicadores, entre otros; y protección como los relés de protección (relé diferencial) perteneciente al sistema de monitoreo del cliente.

Figura 27

Transformador de corriente tipo toroidal y borne de conexión.



Nota. Vista de fabricación culminada de un TC de 200/5 A. Fuente: Quintero B (2018).

2.2.4.18 Gabinete de control del transformador

Tablero de control que presenta todos los accesorios de fuerza y control del sistema de refrigeración, señales auxiliares de los elementos de medida y protección y alimentación del cambiador de tomas. Aunque en los últimos años se ha emplea los monitores de control inteligente, con la finalidad de optimizar el sistema de refrigeración, informa sobre parámetros importantes como la temperatura del aceite, la temperatura del bobinado, la corriente de carga, el nivel de aceite y las alarmas mecánicas.

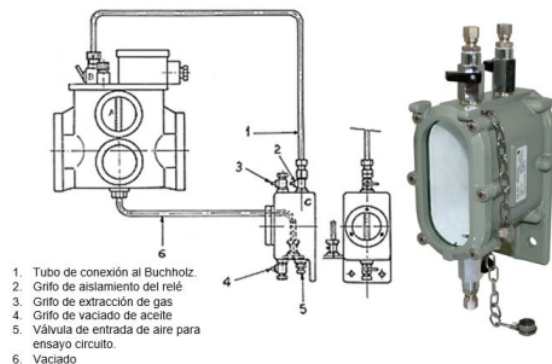
2.2.4.19 Toma de muestra de gases

Según Quintero (2018) es el accesorio que facilita la extracción de los gases generados en el transformador, sin dejarlo fuera de servicio, a través del relé

Buchholz con la finalidad de analizar ciertos gases e identificar las fallas acontecidas.

Figura 28

Partes de la toma de muestra de gases.



Nota. Esquema de conexionado entre la toma de muestra de gases y relé Buchholz.

Fuente: elaboración propia.

2.2.5 Pruebas eléctricas

Según Efacec (2016), las pruebas eléctricas representan un conjunto de procedimientos técnicos empleados para evaluar la seguridad, integridad y funcionamiento apropiado, con la finalidad de que este soporte sus cargas nominales u otras condiciones a la que estará sometido durante su operación.

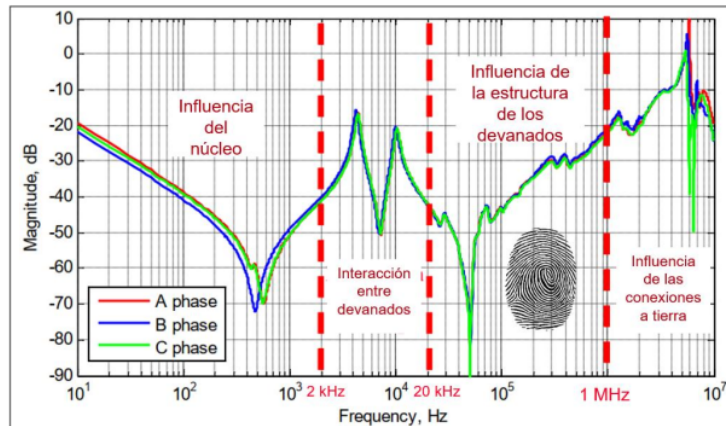
Estas pruebas están regidas bajo normativa internacional, estableciendo las condiciones mínimas que debe reunir el equipo, brindando la confiabilidad y calidad requeridas por los clientes.

2.2.5.1 Análisis de respuesta en barrido de frecuencia (SFRA)

Flores (2020) menciona que la prueba SFRA (por sus siglas en inglés Sweep Frequency Response Analysis) es un método útil que permite brindar una información detallada de la integridad mecánica y eléctrica del transformador y también detectar defectos producto de los desplazamientos, deformaciones u otros cambios físicos que se pueden presentar en la integridad del núcleo, devanados, superficie de contacto del conmutador, pernería, estructuras internas de sujeción y conexionados.

Figura 29

Regiones del barrido frecuencia.



Nota. El gráfico indica los distintos defectos influenciados por el núcleo, devanados y conexionado, según el rango de frecuencias. Fuente: elaboración propia.

Esta prueba se caracteriza por obtener una curva (respuesta en frecuencia) en un plano decibelios (DB) versus la frecuencia (Hz). Esta curva se va a basar en el comportamiento del transformador a diferentes niveles de frecuencia, para así determinar cómo está la integridad interna del equipo. Omicron (2024), menciona que un transformador tiene un barrido de frecuencia único, denominada "huella digital", siendo las fallas internas o vibraciones de la red causantes de los cambios en esta respuesta en frecuencia.

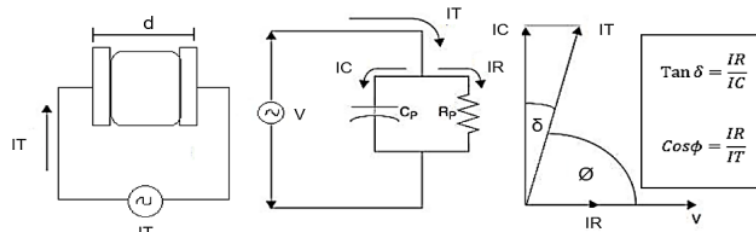
Según Flores (2020), con respecto al rango de frecuencias, cada región del barrido ayuda a observar defectos en diversos componentes de la estructura mecánica del transformador (ver Figura 29).

2.2.5.2 Prueba de factor de potencia/tangente delta y capacitancia

Prueba de rutina empleada para determinar el estado del aislamiento en general de todo el transformador. En otras palabras, permite detectar de forma oportuna los signos de envejecimiento por humedad y contaminación en cada uno de los aislamientos (sólido y líquido) y accesorios como los bushings. La prueba de factor de potencia abarca la medición de la capacitancia, siendo este último su medida efectiva para detectar defectos físicos o modificaciones en la geometría de los bobinados, conductores y del núcleo.

Figura 30

Esquema y diagrama vectorial para la prueba de factor de potencia.



IR: Corriente resistiva.

IT: Corriente total.

IC: Corriente capacitiva.

V: Voltaje inducido a 60 Hz.

Rp: Resistencia que representa las pérdidas en el aislamiento.

Cp: Capacitancia que representa el sistema de aislamiento. En base a la analogía $C_p = (k \cdot \epsilon_0 \cdot A) / d$; donde k es la constante dieléctrica del aceite, ϵ_0 la permitividad en el vacío, A es el área de las placas y d la distancia de separación de las placas.

Nota. Componentes capacitiva y resistiva de la corriente total. Fuente: elaboración propia

Para una mejor comprensión de esta prueba, se explica mediante la siguiente analogía. El transformador actúa como un capacitor, componente constituido por dos placas paralelas conductoras (bushings) separadas y en medio el material dieléctrico (aislamiento). A éste se le aplica una tensión alterna, produciendo un flujo de corriente en el aislamiento (corriente total), pero al no existir un aislamiento perfecto, este estará sometido a pérdidas. Por ello, la corriente total tiene dos componentes, uno resistivo y el otro capacitivo, que se pueden medir por separado, como se aprecia en la **Figura 30**.

Entonces, el factor de potencia ($\cos \phi$) es la relación entre la corriente resistiva y la corriente total que fluye por el aislamiento y el factor de disipación ($\tan \delta$) es la relación entre la corriente resistiva y la corriente capacitiva, siendo ambas similares, afirma el anexo A de la norma IEEE C57.152, 2013. En el caso de los cambios de la capacitancia se deberá al cambio de la distancia entre las superficies de las placas conductoras, alegorizando a las modificaciones geométricas de los elementos que compone la parte activa.

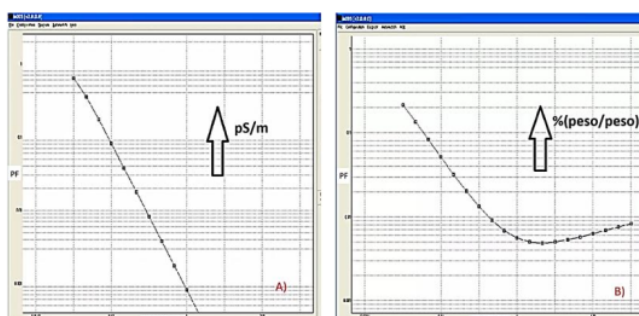
2.2.5.3 Prueba de respuesta de frecuencia dieléctrica (DFR)

Según T&D Electric S.A.C. (2023) la prueba DFR, por sus siglas en inglés Dielectric Frequency Response es un método de análisis que permite medir el factor

de potencia bajo una señal de voltaje de frecuencias variable, generalmente entre 1 mHz a 1 kHz, ampliando el rango de análisis, para calcular el contenido de humedad del aislamiento sólido y la conductividad del aislamiento líquido. Por este motivo, en la actualidad, se prefiere el empleo de este ensayo como proceso control de secado de la parte activa o como mantenimiento predictivo (INMR, 2023).

Figura 31

Respuesta de frecuencia dieléctrica típico del aceite y celulosa

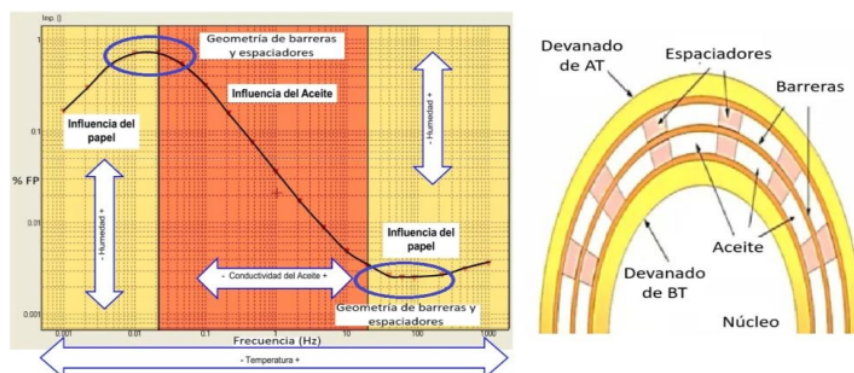


Nota. A) Respuesta dieléctrica del aceite y B) Respuesta dieléctrica de la celulosa.

Fuente: elaboración propia

Figura 32

Respuesta dieléctrica típica del aceite más celulosa



Nota. Se aprecia los distintos factores que afectan la gráfica de la respuesta de frecuencia dieléctrica. Fuente: elaboración propia.

La respuesta dieléctrica se representa gráficamente como factor de disipación porcentual versus el barrido de frecuencia. Analizar las respuestas de

frecuencia de forma eficaz, permite conocer las diferencias entre la respuesta dieléctrica de los aislamientos líquidos y sólidos. En caso del aislamiento líquido, aceite mineral, por ejemplo, se aprecia como una función lineal, brindando información de su conductividad y del aislamiento sólido, la respuesta dieléctrica típica que se aprecia es en forma de una curva, representando el porcentaje de humedad del aislamiento sólido (celulosa). Si ambas respuestas se unen genera una respuesta dieléctrica graficado como una curva típica en forma de S invertida, como se aprecia en la **Figura 32**.

Según la **Figura 32**, la influencia del aislamiento sólido radica en bajas y altas frecuencias y la influencia del aceite dieléctrico a medias frecuencias, además que el factor de potencia y por tanto la DFR de un transformador dependerán de la temperatura y la frecuencia.

2.2.5.4 Prueba de corriente de excitación

Según la norma IEEE C57.152 (2013) es una prueba de rutina caracterizada por inyectar tensión alterna de forma monofásica en el devanado primario, manteniendo el devanado secundario sin carga, para la obtención de la corriente de excitación monofásica, siendo este útil para localizar defectos estructurales del núcleo magnético, cortocircuito entre espiras, desplazamiento de los devanados y problemas en los dispositivos que comprende el cambiador de tomas.

La prueba de corriente de excitación nos brinda la magnitud de la corriente total (mA) y las pérdidas (W) las cuales dependerán del nivel de voltaje de prueba a una frecuencia de operación de 60 Hz. La intensidad de la medida de la corriente de excitación se basa en los valores relativos de los elementos inductivos y capacitivos del núcleo y el aislamiento, en cambio, las pérdidas se encuentran relacionadas con las pérdidas en el núcleo, producidas por corrientes parásitas. Por tanto, estos resultados dependerán del diseño del transformador y son únicas por cada unidad.

2.2.5.5 Prueba de relación de transformación

Según Flores (2020) se refiere a la prueba que consiste en calcular la relación entre las espiras del bobinado primario y el secundario, estableciendo también la relación entre los voltajes de entrada y salida del transformador a través de la aplicación de una tensión alterna reducida. Esta prueba tiene como finalidad

detectar espiras en cortocircuito, circuitos abiertos en conexiones internas, errores en las conexiones del OLTC (taps incorrectos), errores de conexión en los bushings, puntos de conexión frágiles, entre otros.

Para ello el transformador debe estar en vacío, logrando que los voltajes de entrada y salida sean iguales al número de vueltas de cada devanado (Mendizabal, 2021). Generalmente se realiza la relación de voltaje de un transformador trifásico de forma monofásica, considerando el grupo de conexión. Para ello, se debe contar con las tablas de conexión detalladas y su factor correspondiente para el cálculo de la relación de voltajes a relación de vueltas (IEEE C57. 152, 2013). En caso el transformador cuente con un cambiador de tomas, se sugiere determinar la relación de transformación en todas las posiciones o taps (Mendizabal, 2021).

2.2.5.6 Prueba de resistencia de devanados

Prueba que verifica el desplazamiento físico de los devanados, conexiones rotas, conexiones sueltas, espiras en cortocircuito y alta resistencia de contacto en el cambiador de tomas (IEEE C57.152, 2013).

Flores (2020), menciona que esta prueba consiste en la medición de la resistencia óhmica de cada devanado del transformador, considerando los cambios de posición del cambiador de tomas, cuando es sometido a una corriente continua. Para evitar el calentamiento del devanado y posibles medidas erróneas, esta corriente continua no deberá superar el 10 % de valor nominal del devanado. Debido a esta corriente continua se genera una diferencia de potencial en el bobinado y por medio de la “Ley de Ohm” se determina la resistencia.

2.2.5.7 Prueba de resistencia de aislamiento del transformador

Es una prueba no destructiva que ayuda a determinar el estado del aislamiento entre devanados individuales a tierra o entre devanados individuales (Astocondor, 2018).

Esta prueba se define como la medida de la resistencia, generalmente en megaohmios ($M\Omega$), que ofrece el aislamiento al aplicarle un voltaje de corriente continua (en adelante V DC, por sus siglas en inglés Voltage Direct Current). Según la tensión nominal de operación de los devanados del transformador, el voltaje de prueba suele ser de 500 a 5000 V DC, siendo este suministrado hasta por un

tiempo de 1 minuto mientras se lee la corriente y por medio de la Ley de Ohm determinar la resistencia (Flores, 2020).

Flores (2020) añade que con la lectura obtenida en 1 minuto se determina el índice de absorción (DAR), caso la lectura de la resistencia de aislamiento continúa por un tiempo de 10 minutos se puede determinar el índice de polaridad (IP). Ambas consideradas pruebas específicas, permiten profundizar el análisis del estado de aislamiento, mas no resultan ser obligatorias.

2.2.6 Análisis fisicoquímico

CDA Ingenieros del Perú (2022) lo define como un conjunto de pruebas que busca informar la calidad del aceite, permitiendo diagnosticar el envejecimiento del papel aislante, verificar si hay humedad, si se han formado lodos, entre otros aspectos, brindando así un control de su envejecimiento. Este tipo de análisis resulta ser un procedimiento clave en el proceso de mantenimiento que se realiza a los transformadores.

Tabla 1

Pruebas ASTM pertinentes para el aceite mineral aislante

Prueba	Norma/Método ASTM
Pruebas Químicas	
Contenido de gas	ASTM D2945 ASTM D3284 ASTM D3612
Número de neutralización	ASTM D664 ASTM D974
Contenido de agua	ASTM D1533
Pruebas físicas	
Color	ASTM D1500
Tensión interfacial	ASTM D971 ASTM D2285
Pruebas eléctricas	
Rigidez dieléctrica	ASTM D877 ASTM D1816
Factor de potencia (factor de disipación)	ASTM D924

Nota. Información tomada de la tabla número 4 de la norma IEEE C57.106, 2015.

La norma internacional “*Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment*” (IEEE C57.106, 2015) es una norma que brinda recomendaciones para las pruebas del aceite mineral, métodos de

reacondicionamiento y recuperación de líquidos convencionales de aislamiento dieléctrico derivado del petróleo (mineral).

Esta norma recomienda el conjunto de ensayos o pruebas relacionadas a las propiedades química, física y eléctrica del aceite (definidos en el índice 2.2.4.3.2 del presente proyecto) impuesta por la Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales (en adelante ASTM, por sus siglas en inglés American Society for Testing and Materials), indicada en la **Tabla 1**.

2.2.7 Análisis cromatográfico

También denominado análisis de gases disueltos. Es una de las herramientas más empleadas para determinar la presencia de gases combustibles y no combustibles y en base a la interpretación de sus resultados detectar y evaluar las fallas que se presenta dentro del transformador de potencia sumergido en aceite mineral (IEC 60599, 2022).

Tabla 2
Naturaleza de los principales gases generados

39 Gas	Fórmula Química	Observaciones
Hidrógeno	H2	Combustible
Oxígeno	O2	No combustible
Nitrógeno	N2	No combustible
Metano	CH4	Combustible
Monóxido de carbono	CO	Combustible
Dióxido de carbono	CO2	No combustible
Etileno	C2H4	Combustible
Etano	C2H6	Combustible
Acetileno	C2H2	Combustible

77 Nota. Principales gases disueltos en el aceite mineral según la norma IEC 60599, 2022.

De los gases apreciados en la tabla anterior, como el oxígeno y nitrógeno, aunque forman parte del análisis, su presencia no representa algún defecto, a diferencia de los gases restantes denominados “gases de falla” (IEEE C57.104, 2019).

4 Según la norma IEC 60599, 2022, existen seis tipos de falla en transformadores de potencia sumergidos en aceite mineral, como se aprecia en la **Tabla 3**.

Tabla 3*Fallas típicas en transformadores de potencia*

11	
Tipo	Falla
PD	Descargas parciales
D1	Descargas de baja energía
D2	Descarga de alta energía
T1	Falla térmica (puntos calientes), $T < 300\text{ }^{\circ}\text{C}$
T2	Falla térmica, $300\text{ }^{\circ}\text{C} < T < 700\text{ }^{\circ}\text{C}$
T3	Falla térmica, $T > 700\text{ }^{\circ}\text{C}$

Nota. Datos tomados de la tabla A.1 de la norma IEC 60599, 2022.

2.3 Definición de términos básicos

AC: alternating current.

Alto vacío: proceso que consiste en la extracción del contenido de gases de un medio a través de una bomba de vacío, como lo es a nivel industrial.

Celulosa: compuesto químico proveniente del reino vegetal que es empleado para la fabricación del papel y cartón prensado.

CH: medida de la capacitancia que comprende el aislamiento entre el devanado de alta tensión con respecto a los elementos conectados a tierra.

CHL: medida de la capacitancia comprendida entre el aislamiento entre devanados.

CL: medida de la capacitancia que comprende el aislamiento entre el devanado de baja tensión con respecto a los elementos conectados a tierra.

Corriente: flujo de electrones que circula por medio conductor.

Corrientes de Foucault: corrientes caracterizadas por formar campos magnéticos en contra del original, generando pérdidas en forma de calor.

DC: direct current.

Descarga eléctrica:

Descarga parcial: referente a todas las chispas eléctricas que se generan en el aislamiento de las diversas conexiones presente en la parte activa.

DETC: cambiador de tomas de forma manual caracterizado por la conmutación de tomas sin antes haber desenergizado el transformador. Generalmente presentan 3 a 5 posiciones, según estándar.

DETC: De-energized tap changer. Caracterizado por cambiar de taps al sacar de servicio al transformador.

Dieléctrico: elemento caracterizado por ser muy mal conductor.

Empaquetadura: elemento realizado de materiales suaves empleado para asegurar un buen ajuste o evitar escape del fluido ante la unión de dos piezas generalmente metálicas.

GST: prueba puesto a tierra

kV: kilovoltios.

Línea de transmisión: medio por donde circula la energía eléctrica a niveles de alta tensión.

Mantenimiento correctivo: actividades que consisten en la reparación de un activo para ponerlo nuevamente en servicio.

Mantenimiento predictivo: actividades de monitoreo programado con la finalidad de detectar fallas, evitando paradas innecesarias.

Mantenimiento preventivo: conjunto de actividades programadas de mantenimiento a realizar a los activos para evitar futuras paradas.

MVA: megavolt amper.

Permeabilidad magnética: capacidad de un material de conducir el flujo magnético.

Pruebas SAT: pruebas de Aceptación en Sitio (en adelante SAT, por sus siglas en inglés: Site Acceptance Test).

Puesta en servicio: conjunto de actividades realizados para la conexión y operación de un equipo sin problema alguno.

Resistencia: Fuerza que ofrece oposición al paso de la corriente.

Revamping: consiste en la reestructuración, actualización y reconstrucción de un equipo con el fin de aumentar su eficiencia y vida útil.

Subtransmisión eléctrica: circuito eléctrico comprendido desde la subestación de transformación hacia la subestación de distribución.

Tap: puntos de conexión que modifican la relación de transformación.

Tensión: diferencia de potencial que manifiesta una fuerza necesaria para que la corriente fluya a través de los conductores.

Termovacío: proceso empleado para eliminar contenido de humedad y degasificar el aceite dieléctrico.

Transmisión eléctrica: circuito eléctrico comprendido desde la central de generación hacia las subestaciones de transformación.

Unidad de filtro de aceite: elemento encargado de filtrar y secar (absorber humedad) el aceite contenido en el compartimento del conmutador. Esto es posible por la succión del aceite mineral a través de una tubería por cada cambio de toma del OLTC. Posterior a su purificación, el aceite es retornado al compartimento del conmutador.

UST: prueba no puesto a tierra.

3.1 Determinación y análisis del problema

La SET Villa María opera a niveles de tensión de operación 60/10 kV dentro de la concesión de Luz del Sur, logrando abastecer la demanda de energía eléctrica a zonas de los distritos de Villa María del Triunfo y San Juan de Miraflores.

Debido a la creciente demanda, distribución de energía eléctrica de calidad y la exigencia de poder brindar un servicio eléctrico continuo, uno de los transformadores de potencia de la SET sufrió una falla, dejándolo fuera de servicio.

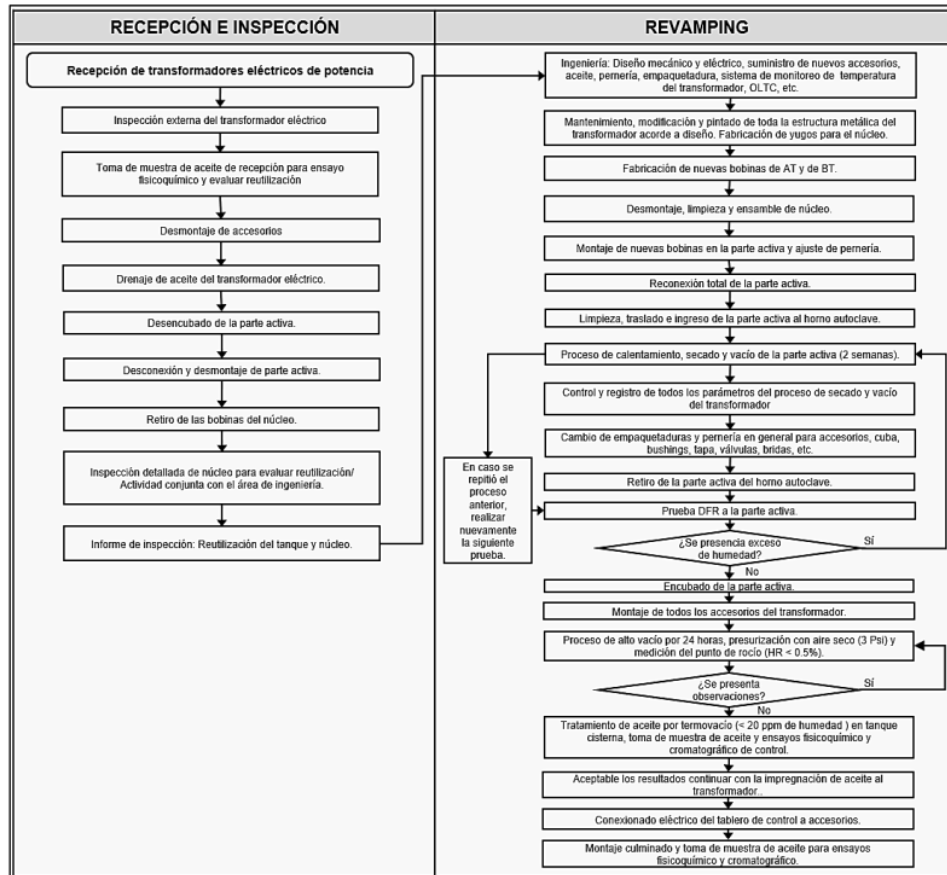
El transformador en cuestión según datos de placa fue fabricado el año 1984, dando una totalidad de 40 años de servicio, sobrepasando la vida útil de 20 a 25 años que garantizan la mayoría de los fabricantes. Con todos los años de servicio se infiere que los accesorios de fuerza y control del tablero de control, medida y protección del transformador, bushings, sistema de mando motor y el OLTC están en la misma condición, además de presentar un sistema anticuado para el monitoreo de todos los parámetros (nivel de aceite, temperatura del aceite, temperatura del bobinado, ventilación, vida útil restante, etc.). Todos estos factores conllevaron a la concesionaria la necesidad de no solo revitalizar al transformador, sino también de implementar actualizaciones tecnológicas relacionado al monitoreo de todos los parámetros de forma local y remota: revamping.

Por ello el transformador pasó por una serie de inspecciones y evaluaciones con la finalidad de brindar un diseño mecánico y eléctrico adecuado para el transformador en base al requerimiento de la concesionaria, para luego ejecutar las actividades programadas para el revamping (ver **Figura 33**).

Si bien cada actividad programada correspondiente al revamping del transformador pasa por rigurosos controles de aceptación para así dar paso a la siguiente actividad, esto queda como documentación interna del proyecto ejecutado. Por lo que, culminado el montaje es necesario constatar que todos estos procesos fueron ejecutados correctamente, brindando así un equipo confiable y funcional el estar expuesto a las condiciones que requiera el cliente.

Figura 33

Flujograma de la inspección y el revamping del transformador



Nota. La figura indica las actividades que conllevó la inspección y el revamping del transformador. Fuente: elaboración propia.

Descrito lo anterior, el presente proyecto de “Diagnóstico del revamping del transformador trifásico de potencia 20/25 MVA, $58 \pm 13 \times 0.565/10$ kV con cambiador de tomas bajo carga para su puesta en servicio en la SET Villa María, Lima – 2024”, resolverá la siguiente formulación de problemas:

P1. ¿Cómo la determinación del porcentaje de humedad del papel y la conductividad del aceite mediante la respuesta de frecuencia dieléctrica (DFR) al transformador trifásico de potencia 20/25 MVA, $58 \pm 13 \times 0.565/10$ kV con cambiador de tomas bajo carga, evalúa el estado del aislamiento aceite – papel?

P2. ¿Cómo la ejecución de pruebas eléctricas FAT garantiza los procesos ejecutados del revamping a nivel de diseño y construcción del transformador trifásico de potencia 20/25 MVA, $58 \pm 13 \times 0.565/10$ kV con cambiador de tomas bajo carga para su puesta en servicio en la SET Villa María?

P3. ¿Cómo el análisis de los resultados de los ensayos fisicoquímico y cromatográfico después de las pruebas FAT permiten evaluar la calidad y contenido de gases disueltos en el aceite, respectivamente, para asegurar la operatividad del transformador trifásico de potencia de 20/25 MVA, $58 \pm 13 \times 0.565/10$ kV con cambiador de tomas bajo durante su puesta en servicio en la SET Villa María?

3.2 Modelo de solución propuesto

3.2.1 Porcentaje de humedad en el papel y conductividad del aceite posterior al revamping

Antes de la ejecución de este proceso se tuvo en cuenta algunas actividades preliminares relacionadas a la seguridad del transformador y de todo personal partícipe:

1. Se dispuso del equipo de protección personal (en adelante EPP) adecuado para toda ejecución de prueba eléctrica como: el traje ignífugo de 27.7 cal/cm^2 (camisa y pantalón) según norma de confección NFPA 2112 y NFPA 70E, guantes antigolpes certificada por la norma ANSI/SEA 138, botas dieléctricas de 20 kV certificada por la norma ASTM F2412, lentes de seguridad certificado por la norma ANSI Z87.1, correa de cuero y casco de seguridad de clase E, tipo 1 basado en la norma ANSI Z89.1.

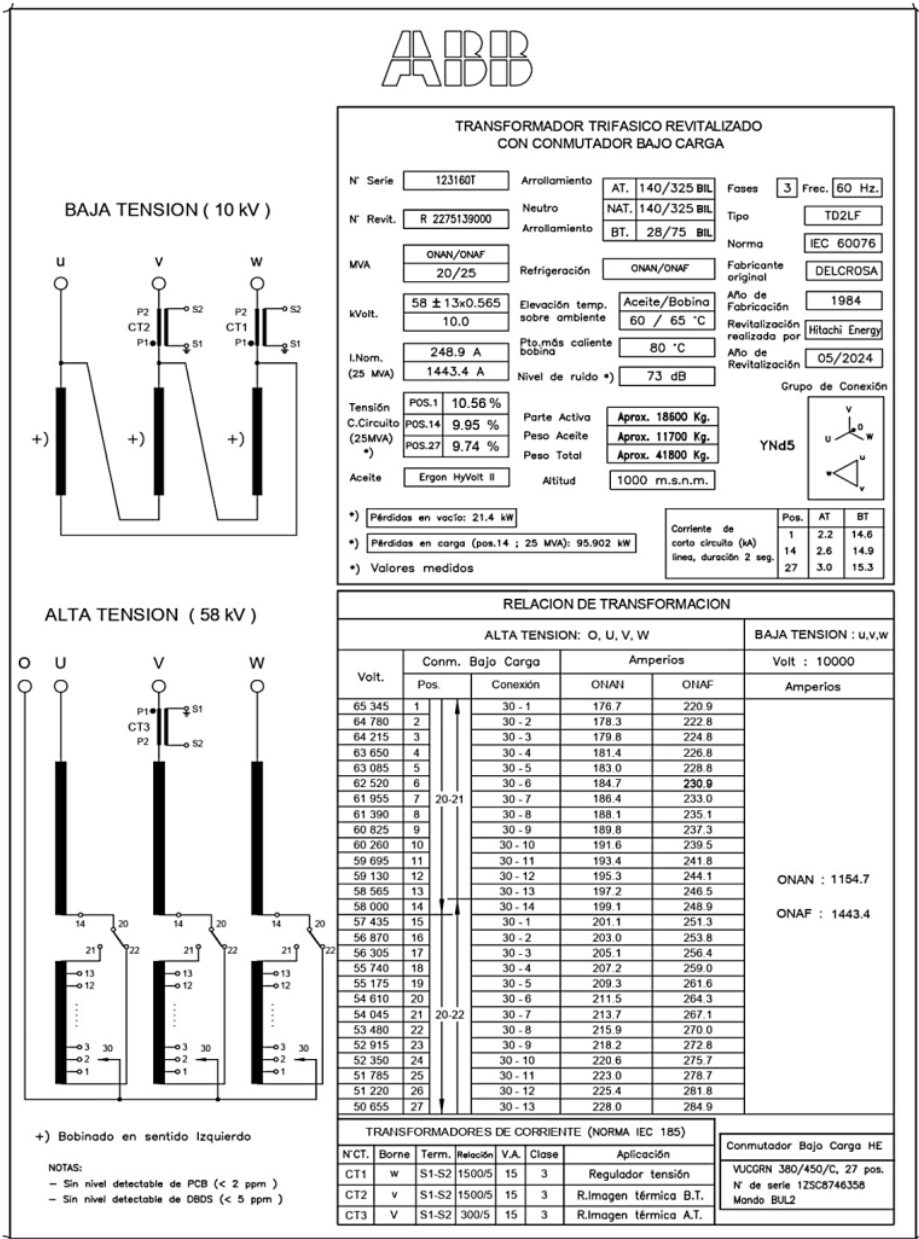
2. Se llenó y firmó documentos correspondientes a la actividad segura del trabajo.

3. Se verificó que el transformador de potencia no presente deformaciones por golpes acaecidos en el proceso de montaje, esté conectado a tierra y el estado de los termómetros de temperatura y bobinado.

4. Se verificó la operatividad del indicador de nivel de aceite del transformador OLTC, además presentar el nivel de aceite estable, 25°C .

Figura 34

Nueva placa de características del transformador de potencia



Nota. Placa de características nueva. Fuente: Hitachi Energy (PGTR Services).

5. Se verificó si no hay fuga de aceite en el transformador, como en los puntos de ajuste de la tapa, bushings, válvula de radiadores, válvulas de filtrado, válvulas de drenaje, etc.

6. Se verificó la limpieza exterior de los bushings de AT y de BT.

7. Se verificó la operatividad del OLTC de forma manual para constatar que no esté bloqueado el mecanismo de accionamiento. Luego se energizó el mando motor para facilitar el cambio de taps durante la ejecución de pruebas eléctricas.

8. Se contó con la placa de características propuesto, para el registro de datos necesarios del transformador de potencia a los equipos de prueba (ver Figura 34).

Prueba DFR

Para esta prueba se empleó el siguiente equipo de prueba y software.

Figura 35

Analizador de diagnóstico de aislamiento IDAX 300 Megger



Equipo de prueba	Fabricante	Modelo	Software
Analizador de diagnóstico de aislamiento	Megger	IDAX 300	IDAX 5.3.39

Nota. Equipo que evalúa la condición del aislamiento de bushings, cables, máquinas eléctricas estáticas y rotativas. Fuente: elaboración propia.

Para el diagnóstico del estado del aislamiento papel – aceite se siguió los siguientes pasos:

1. Se verificó el estado del equipo, cables y tenazas de prueba.

2. Se abrió el software IDAX 5.3.39 y se creó un nuevo archivo digitando la selección del objeto de prueba “transformador de dos devanados”, modo de prueba CHL según recomendación de Megger y el anexo G de la norma IEEE C57.152, 2013 debido al mayor contenido de aislamiento sólido entre los devanados, y por último se digitó los datos relacionados al tipo de núcleo,

refrigerante, ubicación donde se ejecutó la prueba, temperatura y humedad relativa (ver **Figura 36**).

Figura 36

Registro de datos al nuevo archivo a crear en la interfaz del software IDAX 5.3.39

Pueba IndividualMúltiples pruebasUsar medición como plantilla

DFR - HumDFR-ITC1DFRFP/ID , ExcPDC - HumPDC-ITC1PDC

Objeto de Pueba: Transformador deModo de Pueba: CHL (UST-R)Etiqueta:

Temp. Ambiente (°C): 20Temp. Objeto (°C): 20%HR Ambiente: 80

Refrigerante: Aceite MineralTipo de Núcleo: Columna

Ubicación: PLANTA LURINIdentificación:



a)b)

Nota. a) Nueva creación de prueba DFR, b) Toma de temperatura del ambiente y objeto mediante un termohigrómetro. Fuente: elaboración propia empleando el software IDAX 5.3.39.

3. Se digitó datos adicionales de placa (ver **Figura 37**).

Figura 37

Registro de datos de placa en la interfaz del software IDAX 5.3.39

General

Compañía Hitachi EnergyDivisión PGTRUbicación PLANTA LURIN

Condicionde prueba

Temp. Ambiente (°C): 20Temp. Objeto (°C): 20%HR Ambiente 80

Clima NubladoOperador Nilton Espinoza

Transformador de dos devanados

Identificación 2275139000 - DESPUES DE LLENARRefrigerante Aceite MineralClase ONAN/ONAF

Tensión 58 ± 13x0.565/10 kVMVA 20/25Grupo de conexión YNd5

Fabricante Hitachi EnergyAño de fabricación 2024Nº de Serie R 2375139000

TipoTipo de Núcleo ColumnaFrecuencia 60

Nota. Registro de datos complementarios para futuras comparaciones con pruebas del mismo tipo. Fuente: elaboración propia empleando el software IDAX 5.3.39.

4. Se revisó las conexiones de los cables y tenazas de prueba a los bushings del transformador en la interfaz del software.

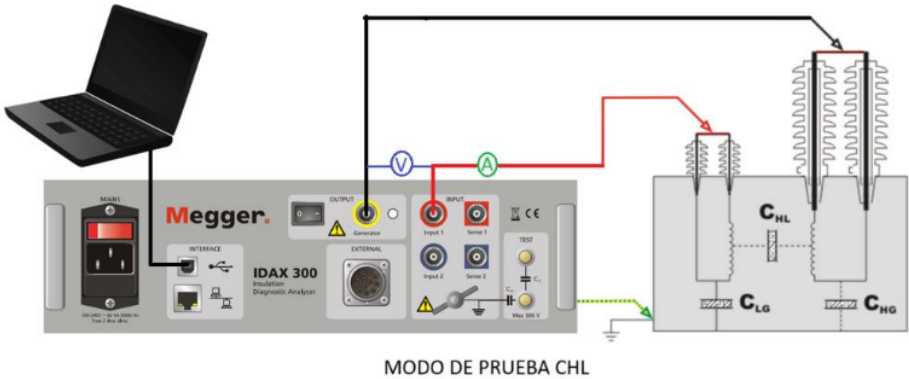
5. Se cortocircuitó todos los bushings de AT (incluido el neutro) y los bushings de BT de forma independiente con conductores de cobre desnudo según indicó el software.

6. Se aterró el equipo de prueba y se procedió con la conexión de los cables del equipo de prueba de la siguiente manera: el cable coaxial de color negro entre

el terminal generador y los bushings de AT y el de color rojo entre el terminal input 1 y los bushings BT. Por último, se encendió el equipo IDAX 300 y se conectó a la interfaz del software, tal como se apreciaba en la **Figura 38**.

Figura 38

Representación gráfica del conexionado del equipo IDAX 300 para un transformador de potencia de dos devanados



Nota. La figura está referente al esquema de conexión según el modo de prueba brindado por el software IDAX 5.3.39. Fuente: elaboración propia.

Figura 39

Configuración final de la frecuencia de parada, tensión de prueba y tipo de análisis requerido

Configuraciones

Frecuencia de parada: 1 mHz

Modo de prueba: CHL ...

Tensión (Vrms): 140

Temperatura (°C): 20

Análisis: Humed: v

Iniciar

Temperatura del Aislamiento, °C	Mínima frecuencia sugerida, mHz	Tiempo de prueba para IDAX-300
0-5	0.1	~ 5 h
5-10	0.2	~ 2 h 28min
10-15	0.5	~ 1 h 14 min
15-25	1	~ 37 min
25-35	2	~ 19 min
35-50	5	~ 10 min
>50	10	~ 6 min

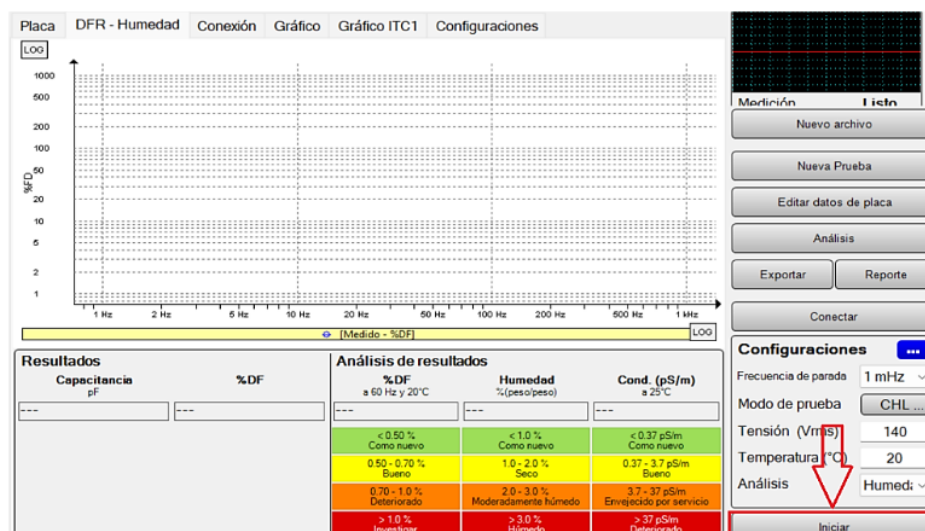
Nota. En la figura se visualiza una tabla de referencia para el equipo IDAX 300 dado por Megger donde sugiere la frecuencia de parada acorde a la temperatura del aislamiento registrado. Fuente: elaboración propia empleando el software IDAX 5.3.39.

7. Se prosiguió con las últimas configuraciones solicitadas por el software para determinar el contenido humedad y conductividad del aceite, las cuales son: la frecuencia de parada o ancho de banda de prueba, donde la más apropiada acorde a la temperatura registrada resultó 1 mHz según Megger para un mayor margen de análisis y obtener un diagnóstico completo del aislamiento del transformador; la tensión de prueba, 140 V AC recomendada por el software; y el tipo de análisis, humedad (ver **Figura 39**).

8. Se procedió a posicionar el OLTC en el tap 1, por la mayor toma de cantidad de espiras del devanado primario, y luego se inició la prueba en la interfaz del software como se aprecia en la **Figura 40**.

Figura 40

Vista general del inicio de la prueba DFR



Nota. La figura muestra la plantilla establecida para la prueba DFR que comprende tres apartados: un plano logarítmico, resultados y análisis de resultados. Fuente: elaboración propia empleando el software IDAX 5.3.39.

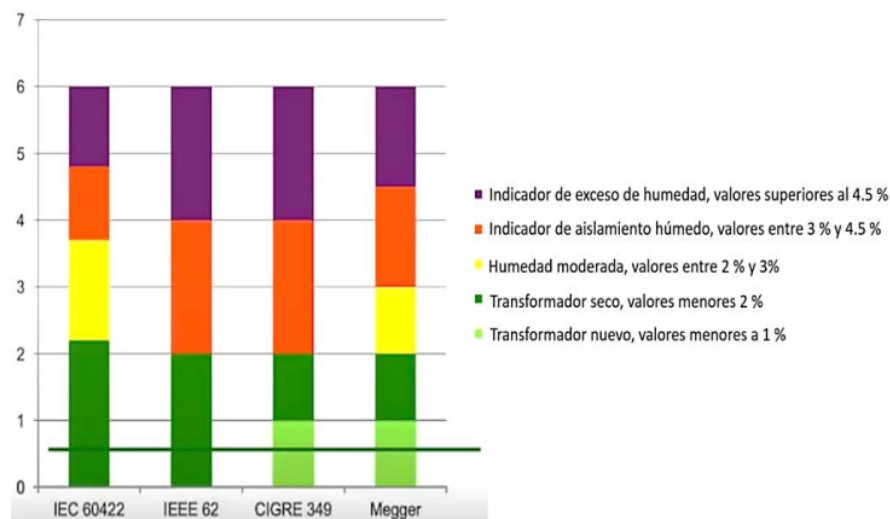
9. Conforme avanzó la prueba, mediante el algoritmo del equipo en conjunto con el software IDAX 5.3.39 se logró sintetizar una respuesta de frecuencia dieléctrica modelada (curva de referencia) y una medida. Tal respuesta de frecuencia dieléctrica medida resulta ser una gráfica de las medidas del factor de

potencia porcentual del aislamiento papel – aceite en el modo CHL contra la frecuencia.

Culminado el tiempo de prueba en base al rango de frecuencia de establecido en el paso 7, el algoritmo del equipo brinda dos tablas, los cuales son: resultados y análisis de resultados. El primero, presentó la medida del factor de potencia y la capacitancia a la temperatura del aceite registrado por el termohigrómetro y a una frecuencia de 60 Hz; y el segundo, presentó la medida del factor de potencia corregido a 20 °C y el porcentaje de humedad (% peso/peso) del papel y la conductividad del aceite (pS/m) a 25 °C. Sobre la determinación del porcentaje de humedad del papel y la conductividad del aceite fue posible por la comparación de la respuesta dieléctrica medida contra la modelada, lo cual forma parte del algoritmo propio del equipo.

Figura 41

Indicadores de humedad basado en normativas internacionales



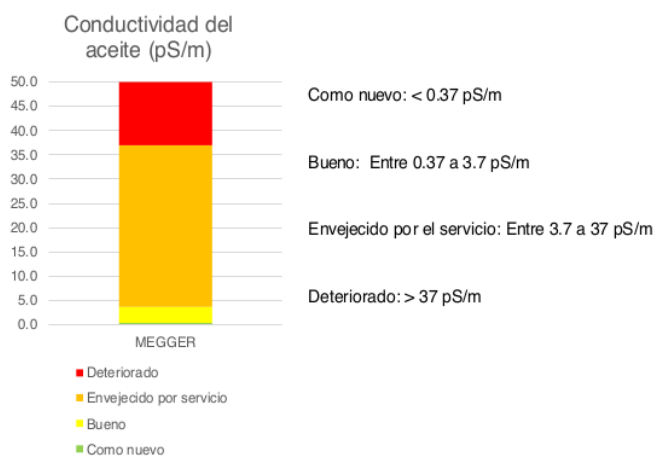
Nota. La figura indica los distintos niveles de porcentaje de humedad dado por distintas instituciones. Fuente: elaboración propia.

10. Se evaluó el porcentaje de humedad del papel obtenido con los distintos niveles de porcentaje de humedad que se aprecia en la **Figura 41**. Se consideró que valores inferiores al 2 % de contenido de humedad en el papel es considerado aceptable.

11. Se evaluó la conductividad del aceite obtenido con los límites sugeridos por el fabricante del equipo, como se aprecia en la **Figura 42**.

Figura 42

Indicadores de conductividad sugeridos por Megger



Nota. La figura indica que valores inferiores a 3.7 pS/m son aceptables. Fuente: elaboración propia.

12. Se procedió a desconectar los cables de prueba y guardar el equipo.

3.2.2 Pruebas eléctricas FAT (Factory Acceptance Test)

Para el desarrollo del objetivo 2 se consideró la ejecución de las pruebas eléctricas bajo la siguiente secuencia: SFRA, factor de potencia y capacitancia del transformador, prueba de corriente de excitación, prueba de relación de transformación del transformador, prueba de resistencia de devanados y prueba de resistencia de aislamiento del transformador.

3.2.2.1 Prueba SFRA

En esta prueba se empleó el siguiente equipo de prueba y software:

Figura 43
Analizador de respuesta de frecuencia FRAX 101 Megger



Equipo de prueba	Fabricante	Modelo	Software
Analizador de respuesta de frecuencia	Megger	FRAX 101	Frax v2.5

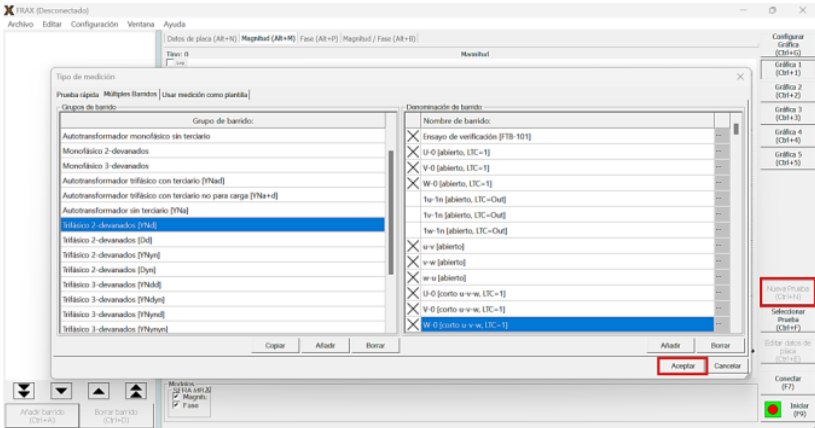
Nota. Equipo que tiene como función determinar y detectar fallas en la integridad mecánica y eléctrica de toda la parte activa del transformador. Fuente: Elaboración propia.

Fuente: Propia.

Para su medición se siguió los siguientes pasos:

1. Se verificó el estado del equipo, cables coaxiales, cables flexibles trenzados y abrazaderas de prueba tipo C que incluye el equipo.

Figura 44
Creación de nueva prueba SFRA en el FRAX v2.5



Nota. En la figura se aprecia la selección de la nueva prueba para un grupo de conexión tipo YNd, viéndose en lado derecho los barridos sugeridos a realizar. Fuente: Software FRAX v2.5.

2. Se abrió el software FRAX v2.5 y se procedió con la creación del nuevo archivo en base al grupo de conexión del transformador para luego proceder con la edición de la nomenclatura descrita para cada fase (según placa de características: U, V, W y 0 en el devanado primario y u, v y w en el devanado secundario) y facilitar el reconocimiento de los bushings del transformador durante la conmutación de las abrazaderas de prueba, “denominación de barrido” (ver **Figura 44**).

3. Se digitó los datos de placa y las condiciones climatológicas en el software (ver **Figura 45**). Culinado ello se procede a guardar el archivo de la prueba.

Figura 45

Registro de datos en la interfaz del software Frax v2.5

Compañía: LUZ DE SUR - SET VILLA MARIA	Identificación: TRANSFOR 25MVA SET VILLA MARIA	Subestación: SET VILLA MARIA
Fabricante: HITACHI	Año de fabr.: REVITALIZADO 2024	Nº de serie: R 2275139000
Gr. Vector: YNd5	kV: 58 10	MVA: 20 25
Imp. (%):	Tipo:	Refrigeración: ONAF
Cambiador de tomas sin carga		
Pos. CTSC:	Cambiador de tomas bajo carga	Fecha prueba: 09/07/2024
Temp. Amb.: 17	Pos. CTBC: 1	Clima: NUBLADO
Temp. aceite: 17	%HR: 75	
	Probado por: Nilton Espinoza	

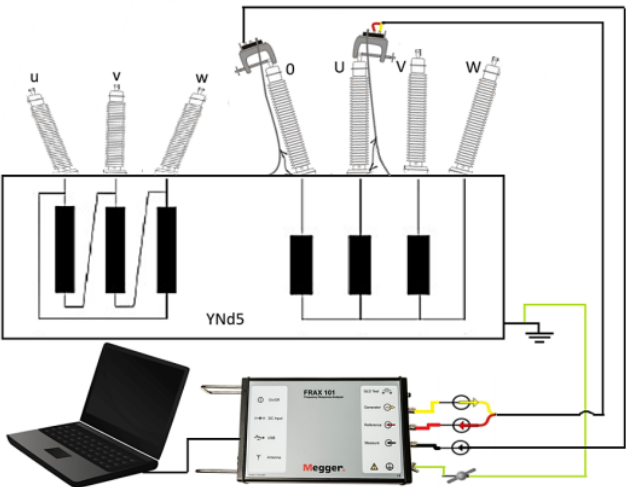
Nota. En la figura se aprecia el registro de datos de mucha importancia como control y futuras comparaciones de la misma prueba. Fuente: elaboración propia empleando el Software Frax v2.5.

4. Se aterró el equipo de prueba y se procedió con la conexión de los cables coaxiales: el cable de color amarillo y rojo a la primera tenaza de prueba tipo C, cuyos colores representan la tensión generada (fuente) y la de referencia respectivamente, luego se conectó el cable negro a la segunda tenaza de prueba que representa la tensión medida. Por último, se conectó el equipo FRAX 101 a la interfaz del software.

5. Se procedió a conectar las abrazaderas de prueba a los bushing según corresponde el orden descrito en la **Tabla 4**, por ejemplo, la prueba 1 (U-0 con el devanado BT en vacío), como se aprecia en la **Figura 46**. Toda conexión se tuvo algunas consideraciones para evitar medidas erróneas: buena sujeción de las abrazaderas tipo C a las terminales de los bushings a prueba y también la verificación de la correcta conexión de los cables trenzados (cable que conecta la

terminal del bushing a prueba con cualquier perno que está puesto a tierra y ajusta la base de este con la tapa del tanque); es decir, que esté tensado y sin contacto alguno a cualquier superficie de los bushings a prueba.

Figura 46
Representación gráfica del conexionado del FRAX 101



Nota. La figura muestra la conexión U-0 (AT vs BT en vacío). Fuente: elaboración propia.

Tabla 4
Conexionado de las tenazas de prueba del FRAX 101 al transformador de potencia YNd5

N°de Prueba	Bushings del transformador (Conexión YNd5)		Tipo de prueba (10 V prueba)
	Abrazadera 1 tipo C	Abrazadera 2 tipo C	
1	U	0	Alta tensión vs. baja tensión en circuito abierto
2	V	0	
3	W	0	
4	u	v	Baja tensión vs. alta tensión en circuito abierto
5	v	w	
6	w	u	
7	U	0	Alta tensión vs. baja tensión en cortocircuito
8	V	0	
9	W	0	

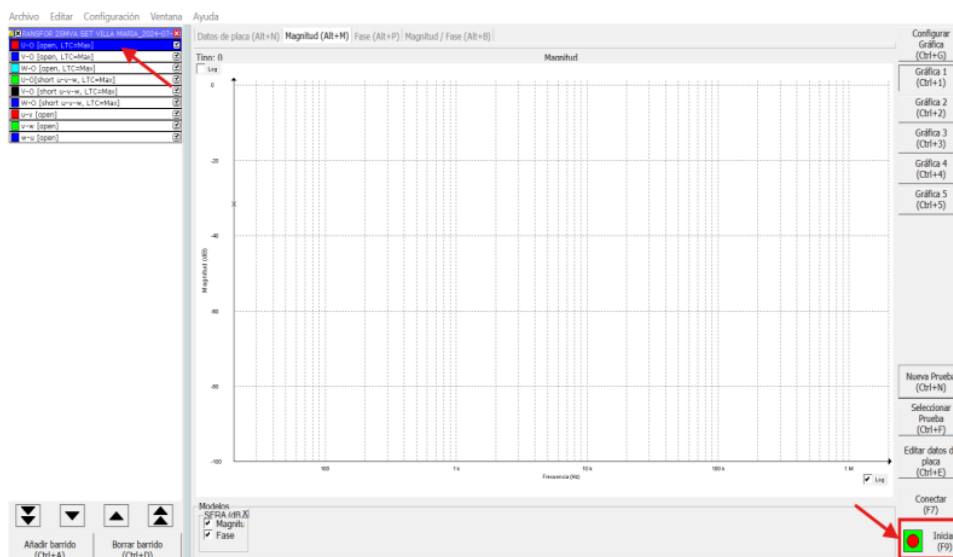
Nota. Elaboración propia.

24
6. Según “Guide for the Application and Interpretation of Frequency

Response Analysis for Oil-Immersed Transformers” (IEEE C57.149, 2012) sugiere que para un transformador con OLTC debe estar posicionado en el tap que tome la mayor cantidad de espiras, para este caso el tap 1. Definido ello, se inició los barridos de frecuencia mediante el software Frax v2.5, con la finalidad de determinar la condición física del transformador y garantizar que los componentes internos no se hayan movido como resultados del proceso de montaje.

Figura 47

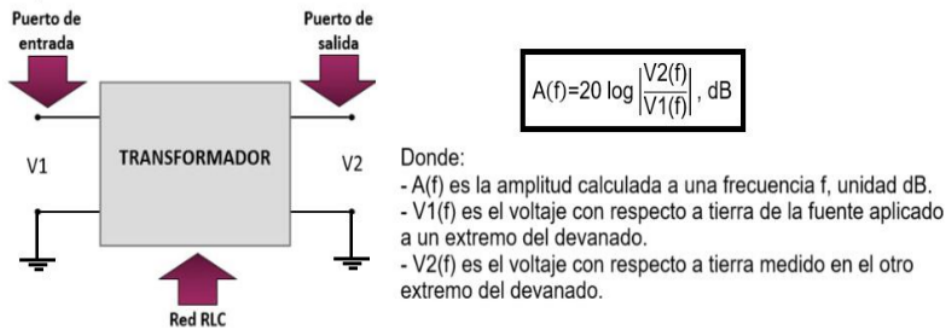
Vista general de la pantalla de resultados SFRA



Nota. Con tan solo iniciar la prueba se obtendrá los barridos de frecuencia entre $U - 0$ con el devanado BT en vacío mediante el plano decibeles versus frecuencia. Fuente: elaboración propia empleando el Software Frax v2.5.

Tales barridos de frecuencia se obtienen a partir de los constantes cambios (deformaciones geométricas) que se dan en el circuito equivalente del transformador (resistivo, inductivo y capacitivo o RLC) a distintas frecuencias. Debido a la complejidad de estas medidas, el equipo de prueba considera al transformador como un circuito RLC de dos puertos (entrada y salida) para aplicar una ecuación (ver **Figura 48**) que finalmente obtendrá la medida gráfica trazando la relación de amplitud logarítmica del voltaje de salida al voltaje de entrada en dB (eje “y”) contra la frecuencia (eje “x”).

19

Figura 48*Principio de la determinación de los barridos de frecuencia*

Nota. Fundamento tomado de la norma IEEE C57.149, 2012. Fuente: elaboración propia.

7. Se obtuvo los barridos de frecuencia y para su aceptación se siguió los siguientes criterios basados en transformadores de dos devanados:

A. El anexo F de la norma IEEE C57.152, 2013 indica que el método principal para el análisis de los resultados es la comparación de las respuestas en frecuencia, las cuales deben ser similares en distintas fases.

B. Según el anexo A de la norma IEEE C57.149, 2012 indica que los resultados SFRA resultan ser únicos como una “huella digital” en cada transformador; sin embargo, los gráficos que se obtienen resultan tener comportamientos similares en ciertos rangos de frecuencia como cualquier otro transformador; por ejemplo, a bajas frecuencias (<2 kHz) influenciado por el núcleo, a medianas frecuencias (2 kHz – 20 kHz) influenciado por el estado de los devanados, a altas frecuencias (20 kHz – 1MHz) influenciado por la estructura de los devanados y en muy altas frecuencias (>1 MHz) influenciado por el conexionado del OLTC y los cables de conexión a tierra. En base a lo mencionado es que se planteó la **Tabla 5** que logra indicar mediante un análisis e interpretación de resultados los barridos de frecuencia típicos de un transformador sin defectos en base al tipo de prueba ejecutado y grupo de conexión.

Tabla 5

Interpretación de los barridos de frecuencia según el tipo de prueba

Tipo de prueba	Características típicas de un buen estado de la integridad mecánica y eléctrica de un transformador nuevo
¹ Alta tensión vs. baja tensión en circuito abierto	Este tipo de prueba al asemejarse al ensayo de vacío de un transformador se caracteriza por estar más influenciado por los efectos del núcleo, menciona la IEEE C57.149, 2012. Para una conexión estrella a bajas frecuencias en el devanado primario, generalmente se presenta uno a dos resonancias muy próximas en las medidas extremas y el barrido de frecuencia central normalmente aparece por debajo de las dos medidas anteriores, menciona la IEEE C57.149, 2012. A mediana y altas frecuencias los barridos de frecuencia de las tres fases deben ser similares o también presentar pequeñas desviaciones, indica Megger (2013).
Baja tensión vs. alta tensión en circuito abierto	Se caracteriza por estar influenciado por los efectos del núcleo (Cláusula 6.2.1 de la IEEE C57.149, 2012). Para una conexión delta a bajas frecuencias en el devanado secundario, generalmente se presenta dos resonancias más espaciadas dentro del mismo barrido de frecuencia de dos medidas, menciona la IEEE C57.149, 2012. A mediana y altas frecuencias los barridos de frecuencia de las tres fases deben ser similares o también presentar pequeñas desviaciones, indica Megger (2013).
Alta tensión vs. baja tensión en cortocircuito	Este tipo de prueba está diseñada para permitir la inspección del devanado desapareciendo la influencia del núcleo a bajas frecuencias (entre 10 a 20 kHz), caracterizando a esta prueba semejante al ensayo de cortocircuito de un transformador. Otro detalle es que generalmente en el eje “y” las gráficas parten de 0 dB y además las tres gráficas resultan ser muy semejantes hasta el rango de frecuencia ya mencionado, indica Megger (2013). A medianas y altas frecuencias (> 20 kHz) las gráficas obtenidas generalmente se asemejan a las gráficas del tipo de prueba Alta tensión vs. baja tensión en circuito abierto, menciona la IEEE C57.149, 2012.

Nota. Elaboración propia empleando resultados típicos de un transformador sin defectos ¹ según la cláusula 6.2 de la norma IEEE C57.149, 2012 y ²² análisis de respuesta de barrido de frecuencia de Megger (2013).

8. Se retiró los cables de prueba y desconectó el equipo.

⁹ 3.2.2.2 Prueba de factor de potencia/tangente delta y capacitancia del transformador

¹⁴ Para esta prueba se empleó los siguientes equipos de prueba y software.

Figura 49

Sistema multifuncional Omicron CPC 100 y equipo de pruebas de factor de potencia CP TD1.



The image shows two blue Omicron test equipment units. On the left is the CPC100, a multifunction test unit with various ports and a control panel. On the right is the CP TD1, a smaller unit used for power factor tests. Both units are labeled with their respective model names.

Equipo de prueba	Fabricante	Modelo	Software
Equipo multifunción de pruebas primarias	OMICRON	CPC100	OMICRON Primary Test Manager
Equipo auxiliar para pruebas primarias	OMICRON	CP TD1	

Nota. Se aprecia la CPC 100, equipo multifunción que realiza pruebas eléctricas a distintos equipos que presenta una subestación eléctrica. También se aprecia el CP TD1 (fuente de tensión de hasta 10 kV) que es un complemento para ejecutar pruebas de factor de potencia y corriente de excitación. Fuente: elaboración propia.

Para su medición se siguió los siguientes pasos:

1. Se verificó el estado del equipo, cables y tenazas de prueba.
2. Se acopló el equipo CP TD1 (fuente de alta tensión superior a 2 kV) con la CPC 100, mediante un cable de comunicación VGA.
3. Se aterró ambos equipos de prueba.
4. Se abrió el software Omicron Primary Test Manager para la selección del tipo de activo a probar (en este caso transformador de potencia) y registro del número de serie, fabricante, grupo de conexión, frecuencia de prueba, tensión nominal del devanado primario y secundario, potencia nominal, corriente nominal del devanado primario y secundario y tipo de refrigeración. Con la finalidad de poder ejecutar otras pruebas como corriente de excitación, relación de transformación, resistencia de los devanados se digitó en las 27 posiciones del OLTC los niveles de tensión de línea que figura en la nueva placa de características para facilitar el conexonado y el cálculo de los distintos parámetros que se requiera al ejecutar la prueba que corresponda (ver Figura 50).

Figura 50

Registro de datos de placa al software Omicron Primary Test Manager.

Nota. Elaboración propia empleando el software Omicron Primary Test Manager.

5. Se seleccionó la prueba de factor de potencia y capacitancia en la ventana de selección de pruebas del software.

Figura 51

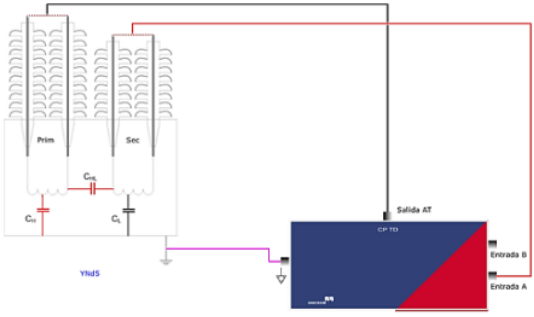
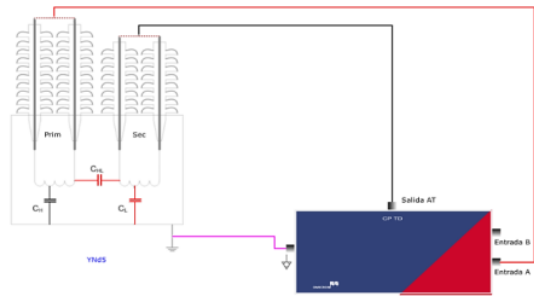
Ventana de selección de pruebas en el software Omicron Primary Test Manager

Nota. Elaboración propia empleando software Omicron Primary Test Manager.

6. Se revisó el conexionado del equipo de prueba en la interfaz. Este indicó el cortocircuito de los bushings de AT y los bushings de BT de forma independiente, lo cual se realizó con un conductor desnudo. Sobre los cables y tenazas de prueba del CP TD1 a los bushings de prueba que le corresponden y también la tensión de prueba (tensión que no debe sobrepasar la tensión de fase – tierra del transformador) para cada medición se aprecia en la **Tabla 6**. Debido a la mayor cantidad de espiras en el primario y aislamiento entre devanados se posicionó el OLTC en el tap 1.

Tabla 6

Conexión para la prueba de factor de potencia y capacitancia del aislamiento del transformador

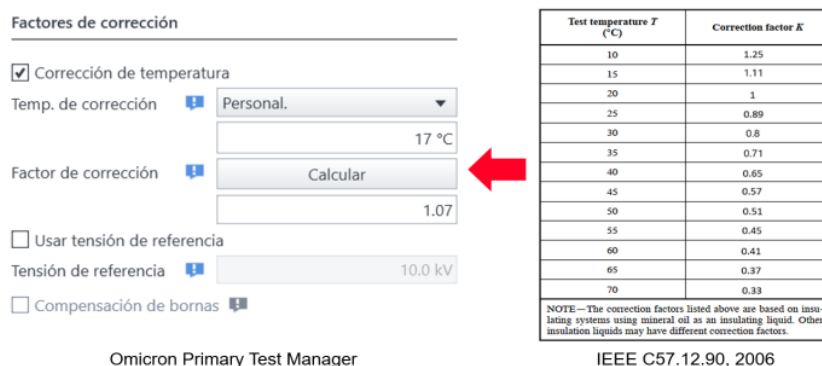
Medición	Modo de prueba	Tensión de prueba AC	Representación gráfica del conexionado
CH+CHL	GST		 - Cable de AT y tenaza de prueba negra a devanado primario. - Cable de medición y tenaza de prueba negra a devanado secundario
CH	GST g-A	10 kV	
CHL	UST-A		
CL+CLH	GST		 - Cable de AT y tenaza de prueba negra a devanado secundario. - Cable de medición y tenaza de prueba negra a devanado primario.
CL	GSTg-A	5 kV	
CLH	UST-A		

Nota. Elaboración propia.

7. Resulta que las mediciones son sensibles a las variaciones de temperatura, por ello se empleó un termohigrómetro para medir la temperatura y humedad relativa del ambiente y digitalarlo en el software, y este a través de su algoritmo calculó el factor de corrección referido a la temperatura de 20 °C, factor que va a depender del tipo de aceite mineral. OMICRON designa tales factores de corrección en base a la norma “Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers” (IEEE C57.12.90, 2006), como se aprecia en la Figura 52.

Figura 52

Cálculo del factor de corrección referido a 20 °C



Nota. En la figura se aprecia el cálculo del factor de corrección para el aceite mineral referido a 20 °C por parte del software Omicron Primary Test Manager la cual se basó en la tabla número 5 de la cláusula 10.10.5 de la norma IEEE C57.12.90, 2006. Fuente: elaboración propia

8. Se conectó la interfaz con los equipos de prueba.

9. Se ejecutó la medición de factor de potencia y capacitancia del transformador. Fue necesario verificar el cambio de las tenazas de prueba acorde a la medición correspondiente, según la Tabla 6.

10. Se evaluó los resultados obtenidos del factor de potencia porcentual en base a las tolerancias admisibles por la norma IEEE C57.152, 2013 para transformadores nuevos sumergidos en aceite mineral con tensión de operación menor a 230 kV, que es 0.5%, según se aprecia en la Figura 53.

Figura 53

Límite porcentual de los factores de potencia (PF) del aislamiento del transformador

Líquido aislante	clasificación kV	Límite de factor de potencia nominal/nuevo	Límite de factor de potencia En servicio
Aceite mineral	< 230 kilovoltios	0,5%	1,0%
Aceite mineral	≥ 230 kV	0,4%	1,0%
éster natural	Todo	1,0%	1,0%

NOTA: Todos los PF se corrigen a 20 °C, excepto los ésteres naturales, que en el momento de escribir la guía no tenían curvas de corrección de temperatura publicadas. Se necesita trabajo futuro para abordar este problema.

Nota. La figura muestra los límites de PF para transformadores nuevos y en servicios sumergidos en aceite mineral y éster. Fuente: Tabla número 18 de la cláusula 7.2.14.8 de la norma IEEE C57.152, 2013.

11. Se verificó que las capacitancias CH y CHL sumen la capacitancia CH+CHL. De igual manera se verificó que las capacitancias CL y CLH sumen aproximadamente la capacitancia CL+CLH. Por último, se verificó que la capacitancia CHL y CLH tenga resultados similares. En base a lo descrito se comprueba que las pruebas se hicieron correctamente y además este resultó ser el criterio de aceptación para las medidas obtenidas de las capacitancias.

12. Se procedió a retirar el cortocircuito de los devanados primario y secundario para dar paso a la siguiente prueba.

3.2.2.3 Prueba de corriente de excitación

Para esta prueba se empleó los mismos equipos y software descritos en la prueba de factor de potencia y capacitancia del transformador.

Para su medición se siguió los siguientes pasos:

1. Debido a que la conexión entre el CP TD1, CPC 100 y la interfaz ya estuvieron conectados, se procedió a seleccionar la prueba de corriente de excitación en la ventana de selección de pruebas.

2. Esta prueba se basa en medir la magnitud y las pérdidas de corriente de forma monofásica, desde el lado de AT y con el lado de BT en vacío, aplicando una

tensión de prueba que pueda el aislamiento del devanado excitado soportar, siendo la máxima posible 10 kV a frecuencia industrial de 60 Hz.

Aplicando lo mencionado se determinó que el nivel de tensión más apropiado para un transformador de $58 \pm 13 \times 0.565/10$ kV es 10 kV, lo cual fue determinado por el software.

Tabla 7
Conexión y nivel de tensión apropiado para la prueba de corriente de excitación

Medición	Modo de prueba y tensión de prueba AC	Cable de fuerza – salida de AT (negra)	Cable de entrada A (roja)	Representación gráfica del conexionado
U-0	UST /10 kV	Fase U	Neutro 0	
V-0	UST /10 kV	Fase V	Neutro 0	
W-0	UST /10 kV	Fase W	Neutro 0	

Nota. Elaboración propia.

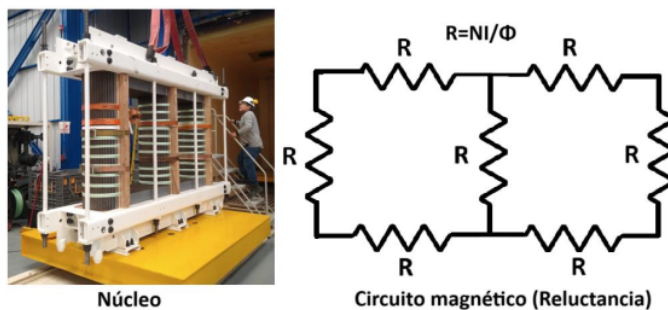
3. Se posicionó el OLTC en el tap 1 para iniciar la prueba en las tres mediciones (U-0, V-0 Y W-0) dejando al devanado secundario en vacío. Fue necesario que después de una medición cambiar la posición de los cables con sus tenazas de prueba a la fase que le corresponda, según **Tabla 7**. El proceso mencionado fue repetido hasta el tap 27.

5. Se procedió a evaluar los resultados obtenidos de acuerdo con la cláusula 7.2.11.2.5 de la norma IEEE C57.152, 2013. Este indica que las medidas obtenidas en la mayoría de los transformadores trifásicos resultan ser similares (corriente total y pérdidas) en las fases exteriores y una medida más baja en la fase central. Estos resultados no deberán diferir durante los cambios de posición del OLTC.

Bajo criterio técnico, el enunciado anterior se confirma por el diseño del núcleo magnético siendo este de tres columnas y sección escalonada. Idealmente las fases U y W tienen una reluctancia magnética igual entre ellas y mayor que la fase V. A mayor reluctancia magnética, mayor será la corriente para crear el flujo magnético, por ende, la corriente de excitación es directamente proporcional a la reluctancia magnética, resultando un patrón alto-bajo-alto (H-L-H), como indica la cláusula 7.2.11.2.5 (a) de la norma IEEE C57.152, 2013.

Figura 54

Criterio de aceptación de la prueba de corriente excitación según diseño del núcleo.



Nota. Elaboración propia.

6. Se desconectó los cables y tenazas de prueba del CP TD1.

7. Se desconectó el equipo auxiliar CP TD1, ya que para las siguientes pruebas solo se empleará la CPC100.

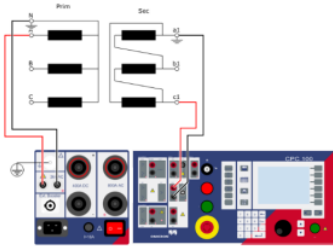
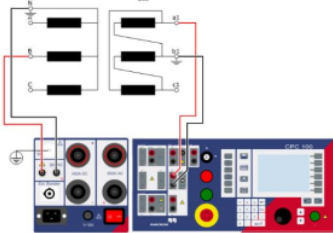
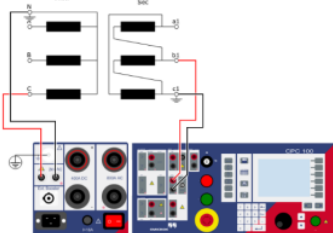
17
3.2.2.4 Prueba de relación de transformación

Para esta prueba se empleó el equipo de pruebas CPC100 y el software OMICRON Primary Test Manager.

Para su medición se siguió los siguientes pasos:

- 28
1. Se seleccionó la prueba de relación de transformación en la ventana de selección de pruebas.

8
Tabla 8
Conexión de la prueba de relación de transformación

Grupo vectorial	Conexión con CPC100				Representación gráfica de la conexión	Ajuste de relación tensión a relación de espiras
	Salida 2 kV AC		Entrada V1 AC			
	Rojo	Negro	Rojo	Negro		
	U	0	w	u		
Ynd5	V	0	u	v		$\frac{VAT}{VBT \cdot \sqrt{3}}$
	W	0	v	w		

Nota. Elaboración propia.

2. Se conectó los cables y tenazas de prueba de la CPC 100 a los bushings que correspondan, según indica las conexiones dadas por el software que se basa en el grupo vectorial dado por la placa de características (YNd5), la cual se aprecia con mayor detalle en la **Tabla 8**.

3. Se posicionó el OLTC en el tap 1 para iniciar con la prueba, con una tensión de alimentación de 150 VAC (tensión de prueba recomendada por el software).

4. Después de cada medición cambiar la posición de los cables con sus tenazas de prueba a la fase que le corresponda, según indica la **Tabla 8**.

5. Finalizado las mediciones en el tap 1, se repitió las mediciones hasta el tap 27.

6. Se evaluó los resultados con lo indicado en la cláusula 7.2.10.4 de la norma IEEE C57.152, 2013, que menciona el margen de error de la relación de transformación medida con respecto a la relación de transformación teórica (valores de placa) no debe ser mayor al $\pm 0.5\%$. Este error se calculó bajo la siguiente fórmula:

$$\text{Error porcentual (\%)} = \frac{\text{valor medido} - \text{valor teórico}}{\text{valor teórico}} \times 100\%$$

3.2.2.5 Prueba de resistencia de devanados

Para esta prueba se empleó el equipo de pruebas CPC100 y el software OMICRON Primary Test Manager.

Para su medición se siguió los siguientes pasos:

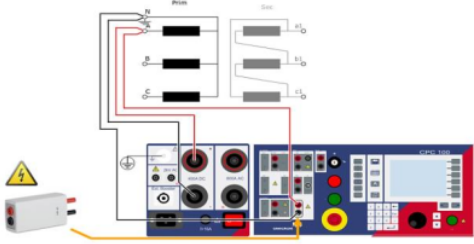
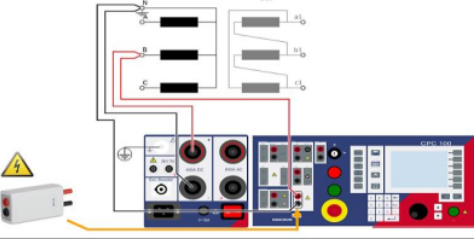
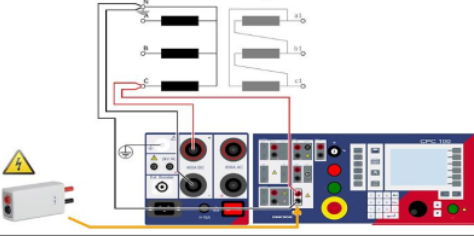
1. Se seleccionó la prueba de resistencia del devanado primario en la ventana de selección de pruebas.

2. Se conectó los cables y tenazas de prueba de la CPC 100 a los bushings correspondientes, según indica las conexiones dadas por la plantilla del software, apreciado en la **Tabla 9**.

3. Para esta prueba es recomendable una corriente continua de prueba menor al 10 % del valor nominal del tap central (tap 14) del OLTC, para evitar errores ocasionados por el calentamiento de la bobina, lo que incrementa el valor de la resistencia medida. Para ello se empleó la placa de características actual

(Figura 34) para facilitar la digitación de la corriente de pruebas más apropiada. La placa indica mediante la refrigeración ONAN un consumo de 199.1 A, siendo el 10% una corriente de 19.91 A. Por lo que la corriente continua de prueba adecuada fue de 16 A.

Tabla 9
Conexión y corriente de prueba para la prueba de resistencia del devanado primario

Devanado	Corriente continua de prueba	Medición	Conexión
Primario	16 A	U-0	
	16 A	V-0	
	16 A	W-0	

Nota. Elaboración propia.

4. Para este tipo de ensayo fue necesario la conversión de las mediciones obtenidas por la ley de Ohm a valores referidos a 75 °C, siendo este la temperatura promedio de funcionamiento de los transformadores a plena carga, sugiere la norma “Power Transformers: General” (IEC 60076 - 1).

Las conversiones se lograron mediante la siguiente fórmula:

$$R_{75\text{ }^{\circ}\text{C}} = R_m \left(\frac{75 + T_k}{T_m + T_k} \right) = R_m (k)$$

donde:

R 75°C: Resistencia referida a 75 °C.

Rm: Resistencia medida determinada por Ley de Ohm (Rm = V/Ip)

Tm: temperatura medida del devanado.

Tk: Temperatura absoluta inferida. Resulta ser 234.5 °C para el cobre y 225 °C para el aluminio.

Mencionado lo anterior, se empleó un termohigrómetro para medir la temperatura del aceite del transformador y registrarlo en el software, el cual realiza el cálculo del factor multiplicativo k (ver **Figura 55**).

Figura 55

Factor de corrección referido a una temperatura 75 °C

Nota. Últimos ajustes y condiciones de la prueba de resistencia de devanados.

Fuente: elaboración propia empleando el Software Omicron Primary Test Manager.

5. Se posicionó el OLTC en el tap 1 para iniciar con la prueba.
6. Después de cada medición se cambió la posición de los cables con sus tenazas de prueba a las fases que le corresponda, según indica la **Tabla 9**.
7. Finalizado la prueba en el tap 1, se repitió las mediciones hasta el tap 27.
8. Se evaluó los resultados obtenidos acorde a lo indicado por la **IEEE C57.152, 2013, cláusula 7.2.7**. Este menciona que la comparativa de las mediciones realizadas por separado en cada fase de un devanado conectado en estrella o entre pares de terminales en un devanado conectado en triángulo, debe

estar dentro del 2 %, aunque también resulta satisfactorio si difiere en 5 % con medidas anteriores.

La fórmula para conocer la comparación porcentual entre fases es la siguiente:

$$\text{Comparación (\%)} = \frac{2|\text{valor máximo medido} - \text{valor mínimo medido}|}{|\text{valor máximo medido} + \text{valor mínimo medido}|} \times 100\%$$

9. Se prosiguió con la selección de la prueba de resistencia del devanado secundario en la ventana de selección de pruebas.

Tabla 10

Conexión y corriente de prueba para la prueba de resistencia del devanado secundario

Devanado	Corriente continua de prueba	Medición	Conexión
Primario	100 A	u-v	
	100 A	v-w	
	100 A	w-u	

Nota. Elaboración propia.

10. Se conectó los cables y tenazas de prueba de la CPC 100 a los bushings de prueba correspondiente, acorde a las conexiones dadas por la plantilla del software, según la **Tabla 10**.

11. Se repitió las indicaciones de los pasos 3, 4, 5, 6, 7 y 8 con la excepción que para esta prueba solo se realizó una sola medición ya que el devanado secundario no resulta ser afectado por la regulación del OLTC. Como corriente continua de prueba fue de 100 A, porque según placa indica mediante la refrigeración ONAN un consumo de 1154.7 A, siendo el 10% una corriente de 115.47 A.

12. Se retiró los cables y tenazas de pruebas y proceder con el guardado del equipo.

3.2.2.6 Prueba de resistencia de aislamiento

El equipo que se empleó para esta prueba es el siguiente:

Figura 56

Medidor de aislamiento Fluke 1555



Equipo de prueba	Fabricante	Modelo
Megóhmetro (medidor de aislamiento)	Fluke	1555

Nota. Equipo empleado para determinar la resistencia de aislamiento de distintos circuitos eléctricos a nivel industrial: equipos eléctricos estáticos y rotativos, cables, tableros eléctricos, etc. Fuente: Elaboración propia.

Para su medición se seguirá los siguientes pasos:

1. Se cortocircuitó todos los bushings del devanado primario y secundario de forma independiente, además se posicionó el transformador en el tap nominal, siendo este el tap central 14.

2. Se conectó los cables y tenazas de prueba acorde a la secuencia indicada en la **Tabla 11**.

3. Se encendió el equipo de prueba y se procedió con la selección del nivel de tensión DC apropiado para cada medida. Este equipo puede suministrar como máximo 5 kV DC y al tratarse de un transformador de $58 \pm 13 \times 0.565/10$ kV, 5 kV DC sería el nivel de tensión apropiado como indica la **Tabla 11**.

Tabla 11
Conexión y tensión DC de prueba para la prueba de resistencia de aislamiento

Cable rojo (Terminal positivo)	Cable negro (terminal negativo)	Conexión	V DC de prueba
Devanado primario	Devanado secundario		5 kV
Devanado primario	Tierra		5 kV
Devanado secundario	Tierra		5 kV

Nota. Elaboración propia.

4. La medición se realizó a una temperatura de 17 °C (recomendable cercana a los 20 °C), bajo la siguiente secuencia. Durante el primer minuto de prueba se tomó registro de los valores cada 15 segundos, pasado el primer minuto

de prueba se continuó tomando registro cada minuto, hasta completar los 10 minutos de prueba.

Con la medición de hasta 10 minutos se determinó el índice de absorción (DAR), que es la relación entre resistencia de aislamiento medido en 1 minuto y 30 segundos y el índice de polaridad (IP), relación entre resistencia de aislamiento medido en 10 minutos y 1 minuto. Ambas medidas serán tomadas de referencia para diagnósticos futuros del grado de avance del deterioro del aislamiento.

5. Se revisó y comparó los resultados obtenidos con los valores de referencia indicados en la **Figura 57**.

6. Se desconectó y guardó el equipo de prueba.

7. Se quitó los cortocircuitos realizados.

Figura 57

Test de aceptación de la prueba de resistencia de aislamiento

Resistencia de aislamiento del transformador Test de aceptación			
Bobina de transformador Tipo de clasificación (Voltios)	Prueba de CC mínima Voltaje	Mínimo recomendado Resistencia de aislamiento (Megohmios)	
		Llena de líquido	Seco
0 - 600	1.000	100	500
601 - 5.000	2500	1.000	5.000
Mayor que 5.000	5.000	5.000	25 000

Nota. Valores de referencia en base al nivel de tensión para el cual fue fabricado las bobinas del transformador. Fuente: Tabla 100.5 de la norma “*Standard for Acceptance Testing Specifications for Electrical Power Equipment and Systems*” (ANSI/NETA ATS – 2021).

3.2.2.7 Desmagnetización del núcleo

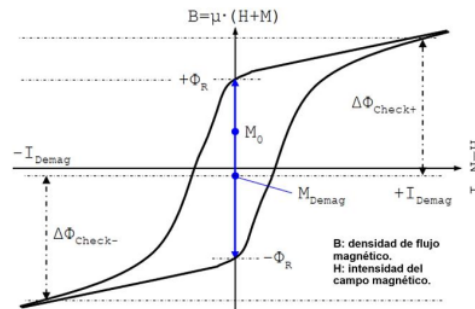
Después de culminar las pruebas eléctricas que consisten en la aplicación de tensión o corriente continua como la prueba de resistencia de devanado y resistencia de aislamiento, el núcleo del transformador quedó magnetizado.

La IEEE C57.152, 2013 menciona que la magnetización podría conllevar a que, durante la puesta en marcha del transformador, las altas corrientes “inrush” alcancen niveles de corriente de cortocircuito, dañando el aislamiento del

transformador y actúen los sistemas de protección asociados. También puede ocasionar que se obtenga resultados erróneos en caso se repita las pruebas de maleta in situ, por ello es recomendable seguir una secuencia apropiada en las pruebas eléctricas, primero los que involucran tensión y corriente alterna y por último tensión o corriente continua, para finalmente desmagnetizar.

Figura 58

Curva de histéresis de un transformador con núcleo magnetizado



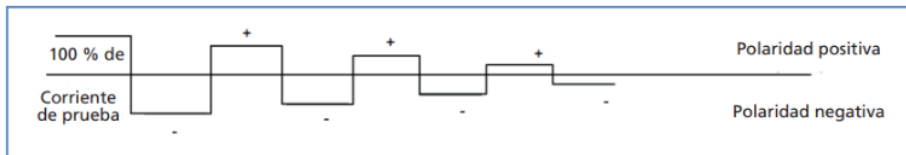
Nota. Curva de histéresis del núcleo de un transformador con una posible magnetización M_0 , que puede estar en cualquier parte del eje y dentro de la curva.

Fuente: Operating Instructions 2293 Tettex Winding Analyzer (2011)

Dicho lo anterior, el método común para el proceso de desmagnetización consistirá en aplicar corriente continua al devanado primario e invertir la polaridad varias veces mientras se reduce la corriente aplicada hasta que se desmagnetice el núcleo.

Figura 59

Principio de proceso de desmagnetización del núcleo con DC



Nota. Secuencia de desmagnetización de una fuente DC conmutada. Fuente: Boletín de gestión de la vida útil de un transformador – Megger.

El equipo apropiado para este procedimiento fue el siguiente:

Figura 60

Analizador de bobinados Tettex modelo 2293



Nota: Este equipo es muy empleado para distintas pruebas de rutina de transformadores trifásico de distribución y potencia. Fuente: elaboración propia.

Este analizador calcula mediante un algoritmo especial la curva de histéresis y mediante un procedimiento iterativo que se ejecuta en varios ciclos alcanza el estado de desmagnetización.

Para la desmagnetización se siguió los siguientes pasos:

1. Se conectó la fuente del equipo y también los cables de prueba de alta tensión según el código de color y fase indicado en la siguiente tabla:

Tabla 12

Conexión de los cables de prueba de alta tensión del Analizador Tettex 2293.

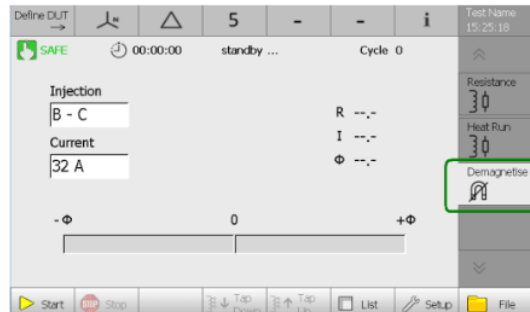
	Fase V	Fase W	Neutro 0	Representación gráfica
Rojo	Negro	Gris	Azul	

Nota. Elaboración propia.

2. Se encendió el equipo y seleccionó la función desmagnetizar en la barra de aplicaciones lateral de la interfaz.

Figura 61

Selección del proceso de desmagnetización.



Nota. elaboración propia empelando la Interfaz del analizador Tettex modelo 2293.

3. Se presionó la opción configuración (setup) y se definió la corriente continua de prueba, que se sugiere que sea menor al 10% de la corriente nominal del tap central del transformador (posición 14) del devanado primario, siendo 12 A un valor adecuado. Además, se mantuvo las condiciones de prueba dado por el fabricante del equipo como: los ciclos, flujo residual absoluto y residual.

Figura 62

Edición de la corriente DC y condiciones de la desmagnetización.



Nota. Elaboración propia empleando la interfaz del analizador Tettex modelo 2293.

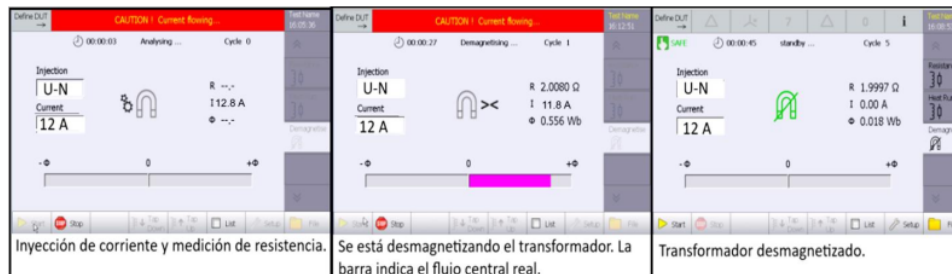
4. Listo la configuración se inició el proceso de desmagnetización bajo la siguiente secuencia U-N, V-N y W-N apreciado en la Figura 67.

5. Se verificó la desmagnetización de cada secuencia apreciando en la interfaz que la corriente de prueba se descargue completamente ($I = 0$ A) y el flujo magnético absoluto residual sea menor o igual a 20 mWB.

6. Descargado el equipo de prueba, se procedió a la desconexión de los cables de prueba y guardó el equipo.

Figura 63

Proceso de desmagnetización del transformador trifásico.



Nota. En la figura se aprecia por paso el funcionamiento del equipo durante la desmagnetización del transformador. Fuente: elaboración propia empleando interfaz del analizador Tettex modelo 2293.

Paso 6: Se limpió el área de trabajo para dar por finalizado las pruebas FAT.

3.2.3 Calidad y contenido de gases disueltos del aceite mineral después de las pruebas FAT

Para el desarrollo del objetivo O3. se realizó los ensayos fisicoquímico y cromatográfico al aceite del transformador, marca Ergon Hyvolt II (tipo mineral) posterior a la ejecución de pruebas eléctricas FAT, ya que la exposición a tensiones y corrientes de prueba pudieron haber afectado su calidad y generado exceso de gases de falla posibles al interior el transformador, denotando falencias en las actividades que concretaron el revamping del transformador.

Para el desarrollo de estos ensayos se inició con la toma de muestras de aceite del transformador y para ello se consideró algunos pasos previos adecuados al transformador en cuestión, con la finalidad de evitar cualquier tipo de contaminación de las muestras que puedan alterar los resultados del laboratorio.

1. Se verificó que haya presión positiva dentro del transformador a través de un manovacúmetro ubicado en la válvula de filtrado superior, con la finalidad de evitar efectos de succión durante la apertura de la válvula de muestreo e ingrese humedad dentro del transformador.

Figura 64

Medida de presión positiva al interior del transformador.



Nota. La figura muestra al manovacuómetro registrar 3 psi de presión. Fuente: elaboración propia.

2. Se procedió a colocarse unos guantes quirúrgicos colocar una bandeja antiderrame debajo de la válvula de muestreo.

3. Se limpió la válvula de drenaje, sin dejar restos de pelusa y después se abrió lentamente hasta vaciar aproximadamente 1 litro de aceite sobre el recipiente.

4. Se enjuagó la válvula de muestreo con el aceite vaciado.

5. Se instaló un adaptador de muestra en la válvula de drenaje que consiste en una válvula de bola de 1/2 pulgada, un conector espiga macho a NPT de bronce y una pequeña manguera de plástico 1/4 pulgada (ver **Figura 65**).

Figura 65

Adaptación de la válvula de muestreo para las tomas de muestra de aceite.



Nota. Elaboración propia.

6. Culminado los pasos previos para el muestreo de aceite, se procedió con el desarrollo de los ensayos fisicoquímico y cromatográfico que se describen en los siguientes apartados.

3.2.3.1 Ensayo fisicoquímico del aceite mineral

Para este apartado se desarrolló en dos fases: muestreo de aceite y análisis de los resultados del ensayo fisicoquímico.

3.2.3.1.1 Muestreo de aceite

1. Se utilizó un frasco de vidrio de 1 litro de capacidad de color ámbar debido a sus propiedades de protección contra la luz solar que degradan las propiedades del aceite mineral.

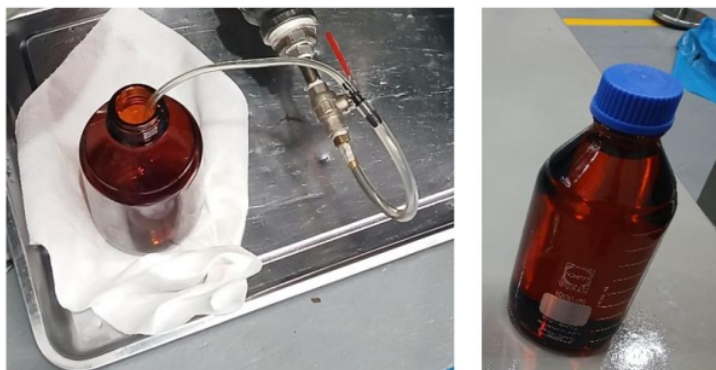
2. Se apoyó el frasco de vidrio sobre la bandeja antiderrame y se insertó la manguera de plástico en la boca del frasco.

3. Se abrió la válvula de muestreo hasta llenar la cuarta parte del frasco.

4. Se retiró la manguera del frasco y se procedió con su enjuague. El proceso de enjuague se repitió tres veces para que el frasco no presente contaminantes.

Figura 66

Proceso de muestreo de aceite representativo para el ensayo fisicoquímico



Nota. Elaboración propia.

5. Al culminar el enjuague del frasco se tomó la muestra de aceite representativa llenando el envase hasta por 1 litro. Luego se procedió a cerrar el envase y se envió al laboratorio de pruebas de aceite para transformadores con

una pequeña cartilla que presenta datos generales del transformador y orden del servicio (ver **Figura 66**).

3.2.3.1.2 Análisis de los resultados del ensayo fisicoquímico

1. Se catalogó al aceite mineral como “aceite mineral nuevo recibido en un equipo nuevo”.

2. Se ejecutó las pruebas de **número de neutralización** (ácidez), **factor de potencia a 25°C**, rigidez dieléctrica (2 mm de separación entre electrodos), tensión interfacial y contenido de agua. Estas pruebas solo fueron desarrolladas por el laboratorio de pruebas de aceite acorde a los métodos/prueba dada por la norma ASTM indicadas en la primera columna de la **Tabla 13**, ya que esta área cuenta con los equipos y las condiciones necesarias para realizarlo.

Tabla 13

Límites de prueba para el aceite mineral nuevo recibido en un equipo nuevo, por debajo de 230 kV, antes de su energización

Prueba y método (propiedades del aceite)	Valor según el nivel de tensión	
	≤ 69 kV	> 69 - < 230 kV
Rigidez dieléctrica, ASTM D1816, kV mínimo		
1 mm de espacio	25	30
2 mm de espacio	45	52
Factor de potencia, ASTM D924		
25 °C, % máximo	0.05	0.05
100 °C, % máximo	0.4	0.4
Tensión interfacial, ASTM D971		
mN/m Mínimo	38	38
Color, ASTM D1500		
Unidades ASTM máximas	1.0	1.0
Número de neutralización (acidez), ASTM D974		
mg KOH/g máximo	0.015	0.015
Contenido de agua, ASTM D1533		
mg/kg máximo	20	10

Nota. Datos tomados de la tabla número 2, cláusula 4.3. de la norma IEEE C57.106, 2015.

3. Se comparó los resultados del ensayo fisicoquímico con los límites sugeridos por la norma IEEE C57.106, 2015, con la finalidad de confirmar la ausencia de contaminantes y agentes oxidantes que afectarían las propiedades del

aceite e indirectamente la del papel. Según la nueva ¹¹¹placa de características del transformador de potencia (Figura 34), presenta como niveles de tensión $58 \pm 13 \times 0.565/10$ kV, por lo que los límites más acordes son los que se aprecian en la segunda columna (≤ 69 kV) de la Tabla 13.

3.2.3.2 Ensayo cromatográfico del aceite mineral

Se desarrolló en dos fases: muestreo de aceite y análisis de los resultados del ensayo cromatográfico.

3.2.3.2.1 Muestreo de aceite

1. Se utilizó una jeringa de vidrio transparente de 50 ml y un conector Luer Lock (accesorio que permite una buena conexión entre jeringa y la manguera para evitar fugas de aceite e ingreso de contaminantes) que incluye una llave de paso de tres vías.

2. Se conectó la manguera de plástico a la jeringa de vidrio a través del conector Luer Lock.

3. Se abrió lentamente la llave de la válvula de muestreo y de inmediato se abrió la llave de paso del conector Luer Lock. Por medio de la presión que ejerce el aceite se llenó la jeringa de vidrio (no se requiere succión por medio del émbolo) hasta la marca que presenta, que es el 80% de su contenido.

4. Se acondicionó (limpieza interna) la jeringa de vidrio evacuando el aceite llenado hacia un pequeño balde ubicado sobre la bandeja antiderrame, presionando el émbolo lentamente. Se repitió 3 veces tal proceso.

5. Para la última evacuación, se dejó fluir todo el aceite hacia el balde a través de la llave de paso del conector Luer Lock, con la finalidad de que el próximo llenado de la jeringa (muestra representativa) no presente aire atrapado.

6. Se tomó la muestra de aceite representativa para el ensayo cromatográfico hasta la marca señalada de aproximadamente 50 ml. Luego se procedió a guardarlo en una caja de cartón de protección y se envió al laboratorio de pruebas de aceite para transformadores con una pequeña cartilla que presenta datos generales del transformador y orden del servicio (ver Figura 67).

Figura 67

Proceso de muestreo de aceite representativo para el ensayo cromatográfico



Nota. Elaboración propia.

3.2.3.2.2 Análisis de los resultados del ensayo cromatográfico

1. Se ejecutó el ensayo posterior a las pruebas FAT para determinar los gases disueltos en el aceite bajo las pautas dados por el “Método de Prueba Estándar para el Análisis de Gases Disueltos en Aceite Aislante Eléctrico Mediante Cromatografía de Gases” ASTM D3612 – Método C. Estas pruebas solo fueron desarrolladas por el laboratorio de pruebas de aceite, ya que esta área cuenta con los equipos y las condiciones necesarias para realizarlo.

Tabla 14

Valores de orientación de los gases disueltos en aceite mineral

Norma	Gas	Unidad	Valor de Orientación (IEC 60599, 2022)
ASTM D3612 – Método C	H2	ppm	150 - máximo
	O2	ppm	-
	N2	ppm	-
	CH4	ppm	130 - máximo
	CO	ppm	600 - máximo
	CO2	ppm	14000 - máximo
	C2H4	ppm	280 - máximo
	C2H6	ppm	90 - máximo
	C2H2	ppm	280 - máximo

Nota. Datos tomados de la tabla A.2 de la norma IEC 60599, 2022.

2. Se comparó los resultados obtenidos en laboratorio con los valores de orientación dado por la norma IEC 60599, 2022 (ver **Tabla 14**). En este caso, para

este transformador que pasó por un proceso de fabricación, resulta importante este ensayo con la finalidad de identificar posibles fallas mediante los gases disueltos generados por efectos térmicos de los nuevos bobinados (error de fabricación) y malas conexiones dentro de la parte activa con el OLTC, que pasaron indetectables en las pruebas FAT. Tener en cuenta que, en caso de algún defecto en el transformador se va a utilizar la **Tabla 15** donde se detalla los tipos de falla en caso los gases disueltos excedan a los valores de referencia dado por la norma IEC 60599, 2022. Toda esta información está basada a experiencias adquiridas en distintas pruebas realizadas por el laboratorio de pruebas de aceite para transformadores de la planta Hitachi Energy – Lurín.

Tabla 15

Consideraciones adicionales acorde a la comparación de los resultados antes y después de las pruebas FAT

Gas disuelto clave	Tipos de falla comunes caso los resultados excedan lo sugerido por la norma IEC 60599
Hidrógeno (H2)	Descarga parciales o corona en el aceite independiente de la temperatura y descargas de alta energía a altas temperaturas (> 500 °C).
Oxígeno (O2) y nitrógeno (N2)	No representa algún defecto.
Metano (CH4)	Sobrecalentamiento del aceite (< 200 °C)
Monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO2)	Degradación y sobrecalentamiento del papel (> 100 °C)
Etano (C2H6) y etileno (C2H4)	Sobrecalentamiento del aceite (entre 250 y 350 °C)
Acetileno (C2H2)	Descarga de alta energía, arcos eléctricos, puntos calientes (> 500 °C)

Nota. Elaboración Propia.

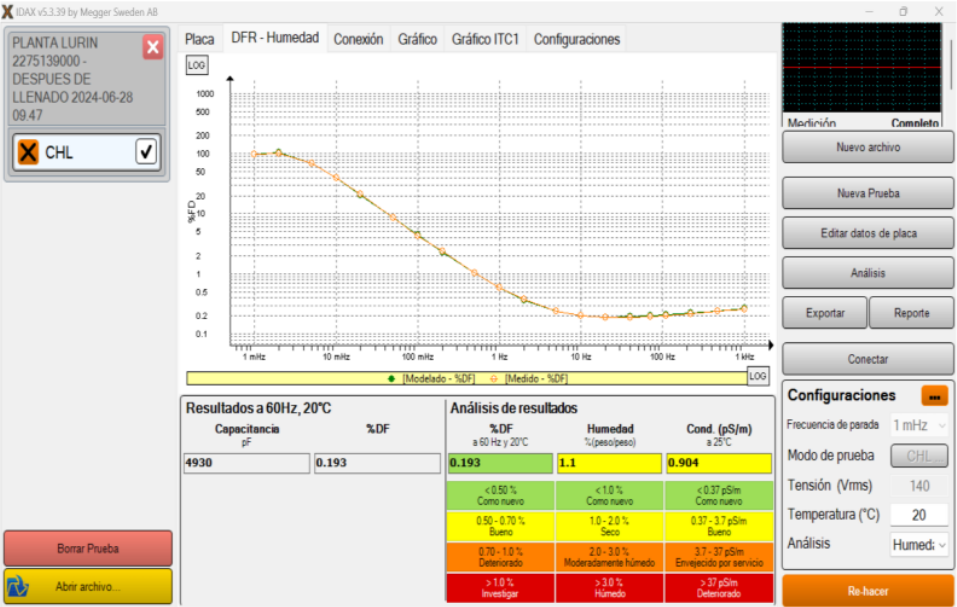
3.3 Resultados

3.3.1 Determinación del porcentaje de humedad en el papel y la conductividad del aceite del transformador

La **Figura 68** detalla las respuestas de frecuencia dieléctrica medida (curva de color naranja) y modelada (curva de color verde) obtenidas por el algoritmo del equipo en el rango de frecuencia de 1mHz hasta 1MHz, tap 1 del OLTC y bajo el modo de prueba CHL.

Partiendo de ello, el software del equipo determinó y registró en la tabla de resultados el factor de potencia porcentual y la capacitancia a una frecuencia de 60 Hz y a la temperatura registrada por el termohigrómetro (20 °C), siendo 0.193 % y 4930 pF respectivamente. También el software determinó y registró en la tabla de análisis de resultados los valores de mayor importancia como el factor de potencia porcentual a 60 Hz corregido a 20 °C, siendo 0.193 % (estado del aislamiento aceite – papel entre devanados como nuevo), el porcentaje de humedad en el papel, 1.1 % (estado seco) y la conductividad del aceite a 25 °C, 0.904 pS/m (propiedad dieléctrica buena).

Figura 68
Resultados de la prueba DFR



Nota. Elaboración propia empleando el Software IDAX 5.3.39.

3.3.2 Garantía diseño – construcción del revamping del transformador mediante las pruebas eléctricas FAT

3.3.2.1 Resultados del SFRA

AT versus BT (abierto) - Tap 1

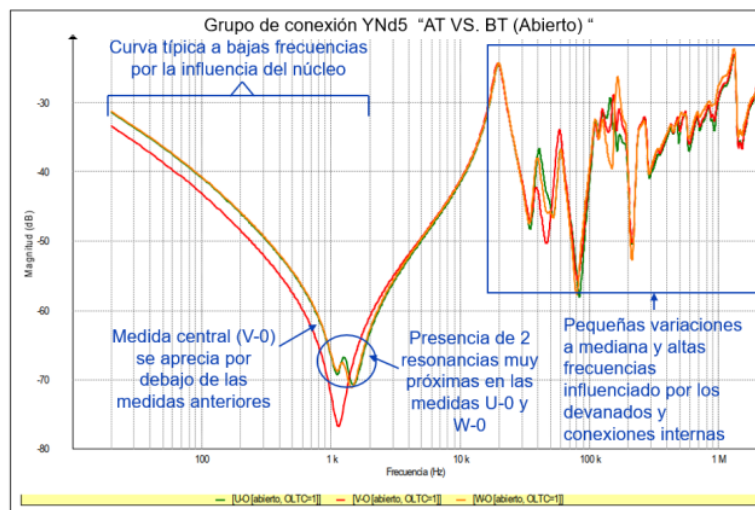
Se aprecia en la **Figura 69** que a bajas frecuencias del devanado primario con conexión estrella (< 2 kHz) la influencia del núcleo magnético, dos resonancias

muy próximas en las medidas extremas U-0 y W-0 las cuales resultan ser muy similares dando a denotar la ausencia de la magnetización del núcleo, y la medida V-0 aparece por debajo de las dos medidas extremas anteriores, indicando que a bajas frecuencias el núcleo magnético no presenta deformaciones.

A mediana y altas frecuencias (> 2 kHz) los barridos de frecuencia de las tres fases resultaron similares, denotando que los devanados no presentan deformaciones y las conexiones internas estén en buen estado.

Figura 69

Barrido de frecuencia entre AT versus BT (abierto) - Tap 1



Nota. Elaboración propia empleando el Software Frax v2.5.

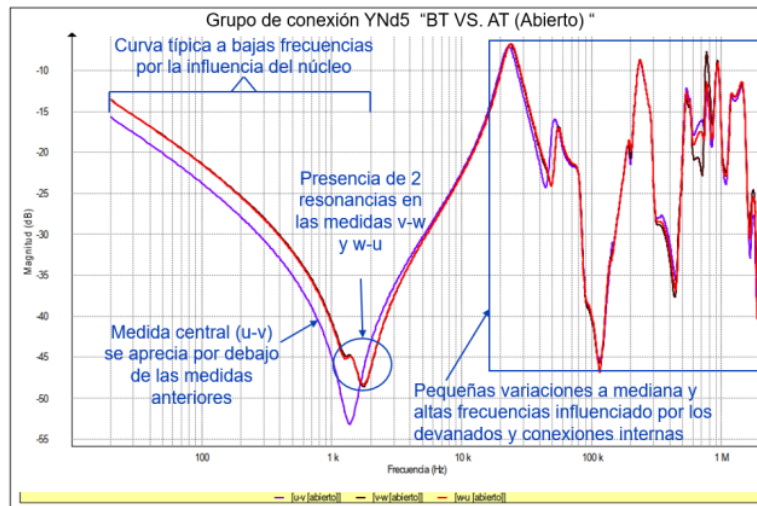
BT versus AT (abierto)

Se aprecia en la **Figura 70** que a bajas frecuencias del devanado secundario con conexión delta (< 2 kHz) se aprecia la influencia del núcleo magnético, dos resonancias lejanas en las medidas v-w y w-u las cuales resultan ser muy similares dando a denotar la ausencia de la magnetización del núcleo, y la medida u-v aparece por debajo de las dos medidas extremas anteriores, indicando que a bajas frecuencias el núcleo magnético no presenta deformaciones.

A mediana y altas frecuencias (> 2 kHz) los barridos de frecuencia de las tres fases resultaron similares, denotando que los devanados no presentan deformaciones y las conexiones internas estén en buen estado.

Figura 70

Barrido de frecuencia entre BT versus AT (abierto)



Nota. Software Frax v2.5.

AT versus BT (cortocircuito) - Tap 1

Se aprecia en la figura **Figura 71** que los barridos parten del eje "y" cerca de 0 dB y a una frecuencia inferior a 20 kHz se aprecia la similitud que hay entre ellas mas no la influencia del núcleo magnético dando a denotar que el núcleo magnético no presenta deformaciones.

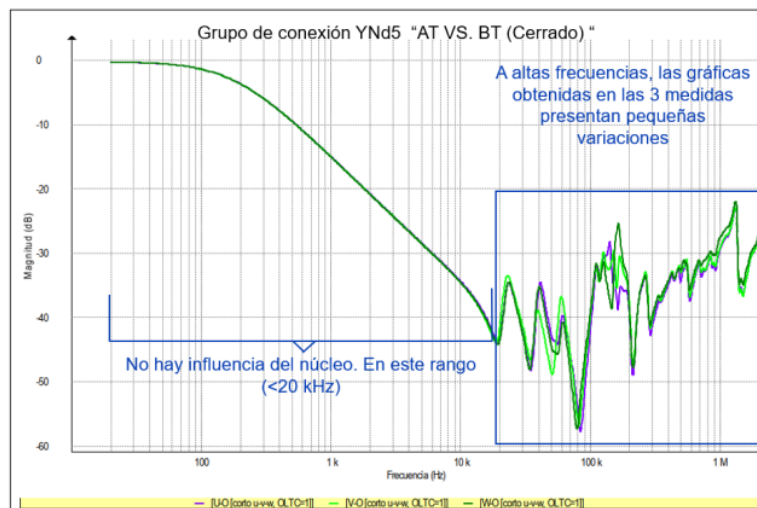
A mediana y altas frecuencias (> 2 kHz) los barridos de frecuencia de las tres fases resultaron similares, denotando que los devanados no presentan deformaciones y las conexiones internas estén en buen estado.

También se apreció que al superponer las **Figura 69** y **Figura 71**, los barridos de frecuencia a medianas y altas frecuencias resultan ser parecidas.

En base a la interpretación y comparación con los criterios establecidos en el apartado 3.2.2.1 del presente proyecto ligados a las experiencias de Megger y lo indicado por la norma IEEE C57.149, 2012, se infirió que la integridad mecánica y eléctrica del transformador se encuentra en buen estado. Por ende, las respuestas de barrido de frecuencia serán tomados como huella digital referencial que servirá para futuras comparaciones.

Figura 71

Barrido de frecuencia entre AT versus BT (cortocircuito) - Tap 1



Nota. Software Frax v2.5.

Figura 72

Superposición de las respuestas de barrido de frecuencia entre AT vs. BT en circuito abierto y cerrado



Nota. Software Frax v2.5.

3.3.2.2 Resultados del factor de potencia y capacitancia del transformador

Se aprecia en la **Tabla 16** y **Tabla 17** que los valores obtenidos del factor de potencia corregido a 20 °C en el tap 1 del OLTC son inferiores al límite de 0.5% lo cual es característico en transformadores nuevos según indica la cláusula 7.2.14.8 de la norma IEEE C57.152, 2013 apreciado en la **Figura 53**.

Tabla 16

Resultados de la prueba de factor de potencia y capacitancia – Inyección en AT

Inyección primaria (AT)					
Conexión y modo de prueba	Tensión de prueba (kV)	% FP medido	% FP corregido a 20 °C (k=1.07)	Límite de % FP (IEEE C57.152, cláusula 7.2.14.8)	Capacitancia medida (pF)
CH+CHL (GST)	10	0.2467	0.2640	0.5	7996.61
CH (GST)	10	0.3215	0.440	0.5	3062.11
CHL (UST)	10	0.1991	0.2130	0.5	4933.89

Nota. Elaboración propia.

Tabla 17

Resultados de la prueba de factor de potencia y capacitancia – Inyección en BT

Inyección secundaria (BT)					
Conexión y modo de prueba	Tensión de prueba (kV)	% FP medido	% FP corregido a 20 °C (k=1.07)	Límite de % FP (IEEE C57.152, cláusula 7.2.14.8)	Capacitancia medida (pF)
CL+CLH (GST)	10	0.2467	0.2640	0.5	7996.61
CL (GST)	10	0.3215	0.440	0.5	3062.11
CLH (UST)	10	0.1991	0.2130	0.5	4933.89

Nota. Elaboración propia.

Respecto a las capacitancias medidas se aprecia que la sumatoria de CH y CHL es cercano a CH+CHL y la sumatoria de CL y CLH es cercano a CL+CLH, por lo que la disposición de los aislamientos es conforme y los resultados serán tomados como referencia para futuras pruebas.

3.3.2.3 Resultados de la prueba de corriente de excitación

Tabla 18

Resultados de la prueba de corriente de excitación

Tap	U-0		V-0		W-0	
	Corriente de salida (mA)	Pérdidas (W)	Corriente de salida (mA)	Pérdidas (W)	Corriente de salida (mA)	Pérdidas (W)
1	106.394	939.699	74.437	645.142	108.513	956.664
2	108.011	953.974	75.592	655.154	110.233	971.540
3	109.707	968.807	76.771	665.400	111.958	986.593
4	111.441	984.100	77.977	675.893	113.727	1002.114
5	113.208	999.741	79.212	686.656	115.540	1018.056
6	115.020	1015.799	80.479	697.715	117.386	1034.319
7	116.865	1032.183	81.767	708.986	119.290	1051.100
8	118.779	1049.189	83.093	720.585	121.225	1068.198
9	120.728	1066.539	84.446	732.453	123.221	1085.867
10	122.720	1084.314	85.842	744.732	125.256	1103.892
11	124.764	1102.572	87.261	757.227	127.356	1122.522
12	126.863	1121.328	88.724	770.140	129.500	1141.528
13	129.018	1140.601	90.215	783.316	131.704	1161.081
14	131.238	1160.463	92.367	796.843	134.573	1180.653
15	134.185	1180.220	93.957	810.754	136.919	1201.303
16	136.538	1201.109	95.594	825.101	139.326	1222.503
17	138.964	1222.657	97.272	839.837	141.790	1244.183
18	141.443	1244.651	98.985	854.907	144.330	1266.542
19	143.993	1267.297	100.759	870.554	146.939	1289.510
20	146.622	1290.664	102.571	886.552	149.633	1313.259
21	149.330	1314.746	104.428	902.988	152.418	1337.774
22	152.106	1339.432	106.329	919.843	155.238	1362.590
23	154.960	1364.801	108.303	937.382	158.177	1388.473
24	157.896	1390.929	110.319	955.354	161.180	1414.916
25	160.909	1417.767	112.389	973.882	164.289	1442.321
26	164.028	1445.556	114.525	993.147	167.444	1470.105
27	167.183	1473.663	116.690	1013.053	170.672	1498.616

116

Nota. Elaboración propia.

La **Tabla 18** muestra los valores en todos los taps de prueba de la corriente de excitación y sus correspondientes pérdidas bajo una tensión alterna de prueba de 10 kV. Estos valores se asemejan en las fases extremas (U-0 y W-0) y la fase central (V-0) resulta menor y diferente, cumpliéndose con lo estipulado en la cláusula 7.2.11.2.5 de la norma IEEE C57.152, 2013. Esto indica la ausencia de defectos estructurales en el núcleo magnético, cortocircuito y desplazamiento de las espiras de los devanados, magnetización residual y problemas en el OLTC.

3.3.2.4 Resultados de la relación de transformación entre devanado de AT y de BT

La Tabla 19 muestra los valores de la relación de espiras teórica y medida de todos los taps, entre los devanados, también el error porcentual de cada medida, que están dentro del rango ± 0.5 de la cláusula 7.2.10.4 de la norma IEEE C57.152, 2013 siendo estos resultados aceptables.

Tabla 19

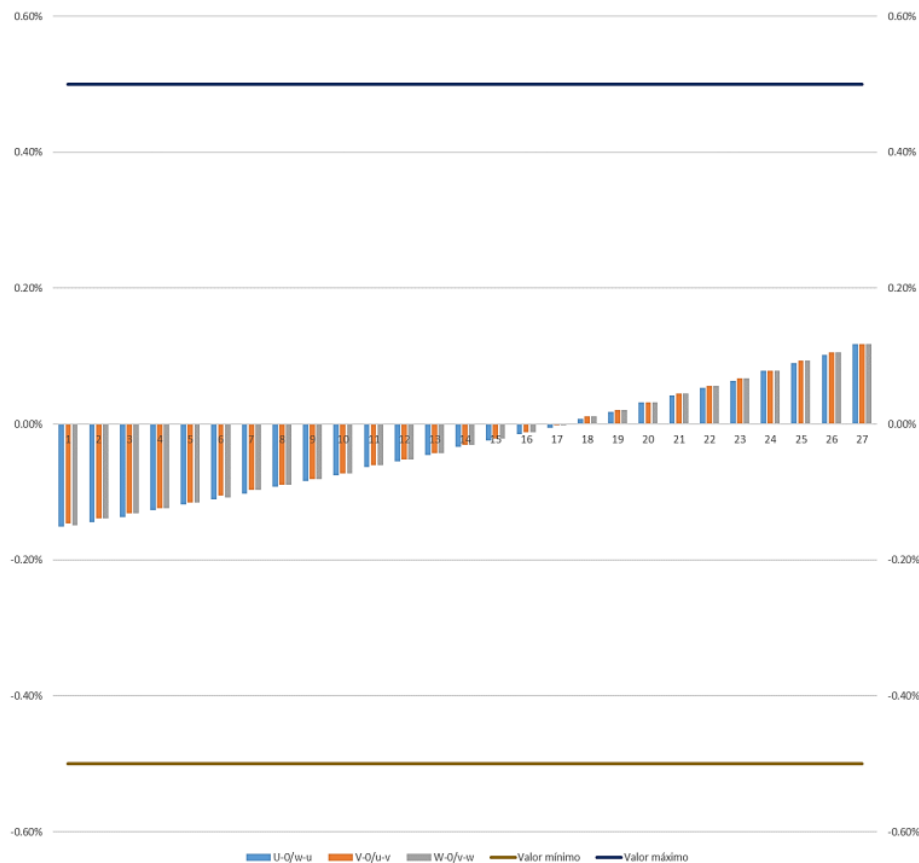
Resultados de la prueba de relación de transformación entre devanados

Tap	AT (V)	BT (V)	Relación teórica	Relación medida			Error porcentual (%)			Margen de error % aceptable (IEEE C57.152, cláusula 7.2.10.4)
				U-0/w-u	V-0/u-v	W-0/v-w	U-0/w-u	V-0/u-v	W-0/v-w	
1	65345	10000	3.77	3.77	3.77	3.77	-0.15	-0.15	-0.15	± 0.5
2	64780	10000	3.74	3.73	3.73	3.73	-0.14	-0.14	-0.14	
3	64215	10000	3.71	3.70	3.70	3.70	-0.14	-0.13	-0.13	
4	63650	10000	3.67	3.67	3.67	3.67	-0.13	-0.12	-0.12	
5	63085	10000	3.64	3.64	3.64	3.64	-0.12	-0.12	-0.12	
6	62520	10000	3.61	3.61	3.61	3.61	-0.11	-0.11	-0.11	
7	61955	10000	3.58	3.57	3.57	3.57	-0.10	-0.10	-0.10	
8	61390	10000	3.54	3.54	3.54	3.54	-0.09	-0.09	-0.09	
9	60825	10000	3.51	3.51	3.51	3.51	-0.08	-0.08	-0.08	
10	60260	10000	3.48	3.48	3.48	3.48	-0.08	-0.07	-0.07	
11	59695	10000	3.45	3.44	3.44	3.44	-0.06	-0.06	-0.06	
12	59130	10000	3.41	3.41	3.41	3.41	-0.05	-0.05	-0.05	
13	58565	10000	3.38	3.38	3.38	3.38	-0.05	-0.04	-0.04	
14	58000	10000	3.35	3.35	3.35	3.35	-0.03	-0.03	-0.03	
15	57435	10000	3.32	3.32	3.32	3.32	-0.02	-0.02	-0.02	
16	56870	10000	3.28	3.28	3.28	3.28	-0.02	-0.01	-0.01	
17	56305	10000	3.25	3.25	3.25	3.25	-0.01	0.00	0.00	
18	55740	10000	3.22	3.22	3.22	3.22	0.01	0.01	0.01	
19	55175	10000	3.19	3.19	3.19	3.19	0.02	0.02	0.02	
20	54610	10000	3.15	3.15	3.15	3.15	0.03	0.03	0.03	
21	54045	10000	3.12	3.12	3.12	3.12	0.04	0.05	0.05	
22	53480	10000	3.09	3.09	3.09	3.09	0.05	0.06	0.06	
23	52915	10000	3.06	3.06	3.06	3.06	0.06	0.07	0.07	
24	52350	10000	3.02	3.02	3.02	3.02	0.08	0.08	0.08	
25	51785	10000	2.99	2.99	2.99	2.99	0.09	0.09	0.09	
26	51220	10000	2.96	2.96	2.96	2.96	0.10	0.11	0.11	
27	50655	10000	2.92	2.93	2.93	2.93	0.12	0.12	0.12	

Nota. Elaboración propia.

Figura 73

Gráfica de la prueba de relación de transformación.



Nota. Elaboración propia.

Esto resultados nos indica que no hay espiras en cortocircuito, circuitos abiertos en conexiones internas, errores en las conexiones del OLTC (taps incorrectos), errores de conexión en los bushings, etc. Por ello esto alude que la fabricación de bobinados fue ejecutada correctamente en base a diseño, que el conexionado de las bobinas de regulación al OLTC se realizaron correctamente y que durante el proceso de montaje toda conexión interna no fue afectada.

3.3.2.5 Resultados de la resistencia de devanados

En la Tabla 20 se aprecian los valores de la resistencia de los bobinados de AT bajo una corriente de prueba de 16 A en todos los taps y en la Tabla 21 la

resistencia de los bobinados BT bajo una corriente de prueba de 100 A, ambos medidos y referidos a 75 °C. Estos valores obtenidos resultaron ser aceptables ya que los márgenes de error medido resultaron estar dentro del límite sugerido por la norma IEEE C57.152,2013, 2%,

Tabla 20

Resultados de la prueba de resistencia de devanado de AT

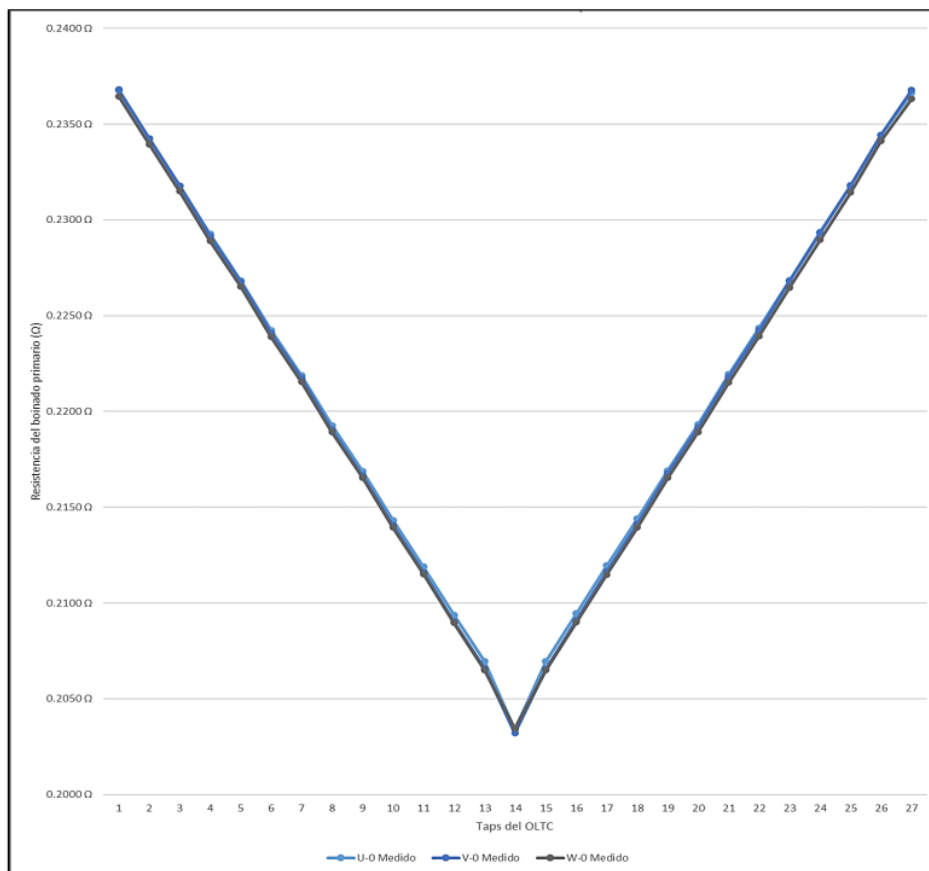
Tap	U-0 (Ω)		V-0 (Ω)		W-0 (Ω)		Margen de error entre fases medido	Límite de margen de error entre fases (IEEE C57.152, cláusula 7.2.7)
	Medido (17 °C)	Referido a 75 °C (k=1.231)	Medido (17 °C)	Referido a 75 °C (k=1.231)	Medido (17 °C)	Referido a 75 °C (k=1.231)		
1	0.237	0.291	0.237	0.292	0.236	0.291	0.14%	2 %
2	0.234	0.288	0.234	0.288	0.234	0.288	0.12%	
3	0.232	0.285	0.232	0.285	0.232	0.285	0.13%	
4	0.229	0.282	0.229	0.282	0.229	0.282	0.15%	
5	0.227	0.279	0.227	0.279	0.227	0.279	0.14%	
6	0.224	0.276	0.224	0.276	0.224	0.276	0.15%	
7	0.222	0.273	0.222	0.273	0.222	0.273	0.15%	
8	0.219	0.270	0.219	0.270	0.219	0.269	0.16%	
9	0.217	0.267	0.217	0.267	0.217	0.267	0.15%	
10	0.214	0.264	0.214	0.264	0.214	0.263	0.18%	
11	0.212	0.261	0.212	0.260	0.212	0.260	0.17%	
12	0.209	0.258	0.209	0.257	0.209	0.257	0.19%	
13	0.207	0.255	0.207	0.254	0.207	0.254	0.22%	
14	0.203	0.250	0.203	0.250	0.203	0.250	0.12%	
15	0.207	0.255	0.207	0.254	0.207	0.254	0.22%	
16	0.209	0.258	0.209	0.257	0.209	0.257	0.22%	
17	0.212	0.261	0.212	0.261	0.211	0.260	0.22%	
18	0.214	0.264	0.214	0.264	0.214	0.263	0.21%	
19	0.217	0.267	0.217	0.267	0.217	0.267	0.18%	
20	0.219	0.270	0.219	0.270	0.219	0.270	0.18%	
21	0.222	0.273	0.222	0.273	0.222	0.273	0.18%	
22	0.224	0.276	0.224	0.276	0.224	0.276	0.19%	
23	0.227	0.279	0.227	0.279	0.226	0.279	0.17%	
24	0.229	0.282	0.229	0.282	0.229	0.282	0.17%	
25	0.232	0.285	0.232	0.285	0.231	0.285	0.16%	
26	0.234	0.289	0.234	0.289	0.234	0.288	0.13%	
27	0.237	0.291	0.237	0.291	0.236	0.291	0.19%	

Nota. Elaboración propia.

Sobre los resultados visualizados en la **Tabla 20**, nos indica la ausencia de defectos de desplazamiento de los devanados, conexiones abiertas, espiras en cortocircuito y alta resistencia de contacto en el OLTC.

Figura 74

Gráfica de la prueba de resistencia del devanado de AT.



Nota. Elaboración propia.

Además, otro factor a considerar es la gráfica por obtener al relacionar la resistencia del devanado con respecto a los taps o posiciones del OLTC del transformador, donde generalmente se obtiene en forma de “V” (ver **Figura 74**). Esto se debe al tipo de OLTC, el cual para este caso al presentar un preselector tipo “inversor” o sistema de conmutación “más/menos” conectado en serie al devanado de regulación, duplicará el número de taps virtuales respecto a los

reales, apreciado en la nueva placa de características (ver **Figura 34**). Esto quiere decir, que a cada tap superior se llega restar el número de espiras disminuyendo la resistencia del devanado, continuando el mismo proceso hasta el tap central 14 donde se da el cambio de polaridad, dado por consecuencia el aumento de número de espiras y por ende el aumento de la resistencia del devanado.

Tabla 21

Resultados de la prueba de resistencia de devanado de BT

u-v (mΩ)		v-w (mΩ)		w-u (mΩ)		Margen de error entre fases medido	Límite de margen de error entre fases (IEEE C57.152, Cláusula 7.2.7)
Medido (17 °C)	Referido a 75 °C (k=1.231)	Medido (17 °C)	Referido a 75 °C (k=1.231)	Medido (17 °C)	Referido a 75 °C (k=1.231)		
10.369	12.764	10.327	12.713	10.329	12.715	0.41%	2 %

Nota. Elaboración propia.

Sobre los resultados visualizados en la **Tabla 21**, nos indica la ausencia de defectos de desplazamiento de los devanados, conexiones abiertas, espiras en cortocircuito en el devanado secundario.

3.3.2.6 Resultados de la resistencia de aislamiento del transformador

La **Tabla 22** muestra los valores de las resistencias de aislamiento con el OLTC posicionado en el tap 14, bajo una tensión prueba de 5 kV DC entre devanados, entre el devanado de AT con respecto a tierra y entre el devanado de BT con respecto a tierra durante un tiempo promedio de 10 minutos y a una temperatura de devanados de 17 °C. Estos valores obtenidos en el tiempo de 10 minutos resultaron superiores al valor mínimo sugerido por la norma ANSI/NETA ATS – 2021 (**Figura 57**), por lo que son aceptables.

De esta manera, se interpreta que el aislamiento presente entre devanados individuales y devanados a tierra cumplen con la resistencia mínima soportable bajo la operación a la que serán sometidos, garantizando que no exista defectos relacionados a cortocircuitos causados por la contaminación o exposición a la humedad durante el proceso de montaje del transformador.

Tabla 22

Resultados de la prueba de resistencia de aislamiento del transformador

Tiempo de prueba	Punto de aplicación			Referencia ANSI/NETA ATS – 2021
	AT – BT	AT – Tierra	BT – Tierra	
15"	8.70 GΩ	5 GΩ	49.50 GΩ	5 GΩ
30"	10.40 GΩ	3.54 GΩ	99.50 GΩ	
45"	10.70 GΩ	3.75 GΩ	106.00 GΩ	
1'	11.20 GΩ	4.04 GΩ	110.00 GΩ	
2'	14.60 GΩ	4.21 GΩ	116.00 GΩ	
3'	15.90 GΩ	5.01 GΩ	133.00 GΩ	
4'	17.90 GΩ	5.13 GΩ	142.00 GΩ	
5'	18.60 GΩ	5.43 GΩ	153.00 GΩ	
6'	19.00 GΩ	6.24 GΩ	162.00 GΩ	
7'	19.20 GΩ	6.33 GΩ	170.00 GΩ	
8'	19.80 GΩ	6.78 GΩ	177.00 GΩ	
9'	21.60 GΩ	6.52 GΩ	184.00 GΩ	
10'	20.30 GΩ	6.77 GΩ	193.00 GΩ	
Índice de absorción (DAR)	1.08	1.14	1.11	
Índice de polaridad (IP)	1.81	1.68	1.75	

Nota. Elaboración propia.

3.3.3 Evaluación de la calidad y contenido de gases disueltos en el aceite mediante los ensayos fisicoquímico y cromatográfico, respectivamente, posterior a las pruebas FAT

3.3.3.1 Evaluación de la calidad del aceite mediante el ensayo fisicoquímico

En la quinta columna de la **Tabla 23** se aprecia los valores obtenidos del ensayo fisicoquímico por el laboratorio de pruebas de aceite para transformadores posterior a las pruebas FAT, que resultaron estar dentro del rango establecido para un aceite nuevo impregnado a un transformador nuevo con nivel de tensión inferior a 69 kV, estipulado por la cláusula 4.3 de la norma IEEE C57.106, 2015. Esto denota que el aceite mineral del transformador presenta buenas propiedades físicas, químicas y dieléctricas.

Tabla 23*Resultados del ensayo fisicoquímico posterior a las pruebas eléctricas FAT*

Norma/método	Prueba	Unidad	Límite sugerido según IEEE C57.106, 2015 (ver Tabla 13)	Resultados en laboratorio
ASTM D974	Número ácido	94 mg KOH/g	0.015 – máx.	< 0.01
ASTM D924	Factor de potencia 25 °C, 60 Hz	%	0.05 – máx.	0.007
ASTM D1816	Rigidez dieléctrica	kV/2.0 mm	45 – mín.	70
ASTM D971	Tensión interfacial	mN/m	38 – mín.	48.6
ASTM D1533	Contenido de agua	ppm	20 – máx.	8

Nota. Elaboración propia.

Esto permite inferir que procesos del revamping relacionados a la mayor extracción posible de humedad en el papel (secado de la parte activa, alto vacío, impregnación de aire seco, medida de punto de rocío) y en el aceite (tratamiento y recirculación por termovacío), así como otros elementos montados en el transformador (empaquetaduras y torque adecuado de pernería) que evitan el ingreso de humedad se hicieron correctamente. Por ello, es que no logró ser afectado de alguna manera por la exposición a tensiones y corrientes durante las pruebas FAT.

3.3.3.2 Evaluación del contenido de gases disueltos en el aceite mediante el ensayo cromatográfico

En la quinta columna de la **Tabla 24** se aprecia los valores obtenidos del ensayo cromatográfico por el laboratorio de pruebas de aceite para transformadores posterior a las pruebas FAT, cuyo contenido de gases disueltos se encuentran dentro de los límites sugeridos por la norma IEC 60599, 2022 que indica la ausencia de fallas dentro del transformador.

Tabla 24*Resultados del ensayo cromatográfico posterior a las pruebas eléctricas FAT*

Norma/método	Gas	Unidad	Valor de Orientación IEC 60599 (ver Tabla 14)	Resultado del laboratorio después de pruebas FAT
ASTM D3612 – Método C	H ₂	ppm	150 - máximo	1.2
	O ₂	ppm	-	5104.9
	N ₂	ppm	-	25609.7
	CH ₄	ppm	130 - máximo	0.8
	CO	ppm	600 - máximo	20.4
	CO ₂	ppm	14000 - máximo	135.1
	C ₂ H ₄	ppm	280 - máximo	< 0.3
	C ₂ H ₆	ppm	90 - máximo	< 0.3
	C ₂ H ₂	ppm	280 - máximo	< 0.4

Nota. Elaboración propia.

CONCLUSIONES

1. Se determinó que el porcentaje de humedad del papel fue de 1.1 % y la conductividad del aceite fue de 0.904 pS/m a 25 °C, posterior al revamping del transformador trifásico de potencia de 20/25 MVA, 58 ± 13x0.565/10 kV con cambiador de tomas bajo carga mediante la aplicación de la prueba de respuesta de frecuencia dieléctrica (DFR) en el tap 1, rango de frecuencias de 1mHz hasta 1MHz, modo de prueba CHL y a frecuencia industrial de 60 Hz.

Estos resultados indicaron que el papel está seco y la conductividad del aceite es relativamente bajo (buenas propiedades dieléctricas). Tales resultados en conjunto con el factor de potencia porcentual corregido a 20 °C (0.193 %) catalogó al aislamiento entre devanados como nuevo. Por tanto, se evalúa al estado del aislamiento aceite – papel en excelentes condiciones.

2. Se garantizó los procesos ejecutados del revamping, a nivel de diseño y construcción del transformador trifásico de potencia de 20/25 MVA, 58 ± 13x0.565/10 kV con cambiador de tomas bajo carga para su puesta en servicio en la SET Villa María, en base a los resultados favorables de las pruebas eléctricas FAT basadas en normativas internacionales.

La prueba de análisis de respuesta de barrido de frecuencia (SFRA) cumplió con los criterios establecidos por la norma IEEE C57.149 y experiencias del fabricante Megger; la prueba de factor de potencia y capacitancia, corriente de excitación, relación de transformación y resistencia de devanados cumplió con lo estipulado por la IEEE C57.152; por último, la prueba de resistencia de aislamiento cumplió con los estándares de aceptación dado por la norma ANSI/NETA ATS – 2021.

3. Se evaluó la calidad del aceite mineral como “muy buena” y contenido de gases disueltos como “normal y aceptable”, mediante el análisis de los resultados después de las pruebas FAT de los ensayos fisicoquímico y cromatográfico, respectivamente; asegurando la operatividad del transformador trifásico de potencia de 20/25 MVA, 58 ± 13x0.565/10 kV con cambiador de tomas bajo carga durante su puesta en servicio en la SET Villa María. Asimismo, cabe decir que los resultados se analizaron en base a los límites sugeridos por las

normativas internacionales, los cuales son: IEEE C57.106 (calidad del aceite mineral) e IEC 60599 (contenido de gases disueltos).

RECOMENDACIONES

1. Emplear el mismo tipo de conductor para las pruebas eléctricas de maleta que requieren cortocircuitar los bushings de alta o baja tensión como: respuesta de frecuencia dieléctrica (DFR), análisis de respuesta de barrido de frecuencia (SFRA), resistencia de aislamiento y factor de potencia y capacitancia del aislamiento, con la finalidad de obtener resultados bajo las mismas condiciones de prueba.
2. Repetir todas las pruebas eléctricas de maleta propuestas en el apartado 3.2.2 del presente proyecto en las instalaciones de la SET Villa María, considerando las actividades preliminares relacionadas a la inspección visual externa de todo el transformador de potencia, verificación de la operatividad del OLTC y seguridad del personal, porque el transformador al ser trasladado desde el distrito de Lurín a Villa María está expuesto a movimientos bruscos producto de las carreteras o conducción de la movilidad que podrían afectar la condición mecánica y eléctrica (interna) de la parte activa.
3. Considerar como parte de un mantenimiento preventivo, una inspección visual externa detallada y realizar las pruebas eléctricas de maleta descritas en el apartado 3.2.2 del presente proyecto, para determinar el estado del sistema eléctrico y mecánico. Para estas pruebas eléctricas es necesario con antelación desmagnetizar al transformador con la finalidad de obtener resultados exactos y considerar para los resultados obtenidos los límites sugeridos por la normativa para transformadores envejecidos en servicio.
4. Se recomienda efectuar los ensayos fisicoquímico y cromatográfico al aceite del transformador después de ser puesto en servicio bajo la siguiente frecuencia / situación: al mes de haber sido energizado / bajo carga normal, a los tres meses de haber sido energizado / bajo carga normal, a los 6 meses de haber sido energizado / bajo carga normal y anualmente / fuera de servicio por mantenimiento; considerando los "límites sugeridos para el uso continuo del aceite aislante envejecido en servicio" brindado por la norma IEEE C57.106, 2015 (ver anexo 3) para los resultados del ensayo fisicoquímico, y para el caso del ensayo cromatográfico se mantendrá el mismo contenido de gases disueltos tolerables sugerido por la norma IEC 60599, 2022 (ver **Tabla 14**).

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Astocondor, E. (2018). *Implementación de manual de medición y análisis para transformadores eléctricos de potencia, utilizando maleta de prueba multifunción y desarrollando aplicativo móvil* [tesis de licenciatura, Universidad Nacional Tecnológica de Lima Sur]. Repositorio institucional. https://repositorio.untels.edu.pe/xmlui/bitstream/handle/123456789/491/As-tocondor_Edwin_Trabajo_Suficiencia_2018.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Borda, M. (2019). *Gestión de mantenimiento predictivo a transformadores de potencia por medio de análisis de gases disueltos (DGA) y técnicas complementarias* [tesis de maestría, Universidad Nacional del Callao]. Repositorio institucional. <https://repositorio.unac.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12952/7920/TESI-S-BORDA.pdf?sequence=2&isAllowed=y>
- Cáceres, J. (2017). *Análisis fisicoquímico y cromatógrafo en transformadores de potencia y de distribución en la planta de licuefacción de gas Melchorita – Perú LNG* [tesis de licenciatura, Universidad Nacional del Altiplano – Puno]. Repositorio institucional. http://tesis.unap.edu.pe/bitstream/handle/20.500.14082/6547/Cáceres_Pizarro_Jonathan.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Cueva, C. (2021). *Análisis de gases disueltos para diagnosticar tipo de fallas en un transformador de potencia de 120mva* [tesis de licenciatura, Universidad Nacional Tecnológica de Lima Sur]. Repositorio institucional. <https://repositorio.untels.edu.pe/jspui/bitstream/123456789/760/1/CUEVA%20MEZA%2c%20CRISTOPHER%20ALEXANDER.pdf>
- De la Torre, A. (2021). *Análisis de fallas en transformadores de potencia de centrales de generación eléctrica* [tesis de maestría, Universidad Politécnica Salesiana Ecuador]. Repositorio institucional. <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/20837/1/UPS-GT003353.pdf>
- Dinamik. (2024). *Análisis físico químico*. <https://dinamik.mx/analisis-fisico-quimico/>
- Fammsa Fabricaciones Metálicas Moreno, S.A. (2023). *Cubas metálicas para transformadores de potencia*. <https://fammsa.com/cubas-para-transformadores-de-potencia/>

- Flores, C. (2020). *Propuesta de protocolo de pruebas eléctricas en campo para mejorar el diagnóstico del estado de los transformadores de potencia sumergidos en aceite en empresa minera – Arequipa, 2020* [tesis de licenciatura, Universidad Continental]. Repositorio institucional. https://repositorio.continental.edu.pe/bitstream/20.500.12394/8672/4/IV_FI_N_109_TI_Flores_Paredes_2020.pdf
- Galvez, J. (2022). *Evaluación de transformadores de potencia basado en pruebas eléctricas, pruebas fisicoquímicas y análisis de gases disueltos; basado en los transformadores del sistema central de la empresa de transporte y control de energía eléctrica del Instituto Nacional de Electrificación* [tesis de licenciatura, Universidad de San Carlos de Guatemala]. Repositorio institucional. <http://www.repositorio.usac.edu.gt/16578/1/José%20Carlos%20Galvez%20Andrade.pdf>
- Globecore. (2024). *Refrigeración de transformadores de potencia*. <https://globecore.com/es/news/cooling-of-transformer/>
- Granero, A. (2016). *Bornas (bushings) de transformadores*. IMSE Ingeniería de máquinas y sistemas eléctricos. <https://imseingenieria.blogspot.com/2016/06/bornas-bushings-de-transformadores.html>
- Granero, A. (2016). *Cambiadores de tomas bajo carga (OLTC) para transformadores*. IMSE Ingeniería de máquinas y sistemas eléctricos. <https://imseingenieria.blogspot.com/2016/06/cambiadores-de-tomas-bajo-carga-oltc.html>
- Granero, A. (2018). *El núcleo o circuito magnético de los transformadores (reposición)*. IMSE Ingeniería de máquinas y sistemas eléctricos. <https://imseingenieria.blogspot.com/2018/08/el-nucleo-o-circuito-magnetico-de-los.html>
- Harlow, J. (Ed.). (2004). *Electric power transformer engineering*. CRC Press LLC. [https://uodiyala.edu.iq/uploads/PDF%20ELIBRARY%20UODIYALA/EL23/Electric%20Power%20Transformer%20Engineering%20\(James%20H.%20Harlow\)2.pdf](https://uodiyala.edu.iq/uploads/PDF%20ELIBRARY%20UODIYALA/EL23/Electric%20Power%20Transformer%20Engineering%20(James%20H.%20Harlow)2.pdf)
- Hernández, J. y Guidos, D. (2020). *Análisis de fallas en transformadores de potencia y su prevención* [tesis de licenciatura, Universidad de El Salvador].

- Repositorio institucional.
<https://repositorio.ues.edu.sv/server/api/core/bitstreams/6c6b1f2a-37b4-4bde-9e7e-0699fe0d9ef0/content>
- Isaza, J. (2024). *Diagnóstico y mantenimiento de transformadores de potencia inmersos en aceite* [tesis de licenciatura, Universidad Tecnológica de Pereira]. Repositorio institucional.
<https://repositorio.utp.edu.co/server/api/core/bitstreams/145c3c63-b910-4be6-b7d7-273a6b5924e8/content>
- Morales, A. (2013). *Criterios básicos de diseño e instalación de una subestación eléctrica móvil 230kV/23kV convencional* [tesis de licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México]. Repositorio institucional.
<https://ru.dgb.unam.mx/bitstream/20.500.14330/TES01000705852/3/0705852.pdf>
- Morales, A. (2013). *Criterios básicos de diseño e instalación de una subestación eléctrica móvil 230 kV/23 kV convencional* [tesis de licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México]. Repositorio institucional.
<https://ru.dgb.unam.mx/bitstream/20.500.14330/TES01000705852/3/0705852.pdf>
- MR retrofit solutions. (2024). *Tapmotion® Ed.* Reinhausen.
<https://www.reinhausen.com/productdetail/on-load-tap-changers/tapmotion-ed>
- Piñapil, E. (2022). *Mantenimiento preventivo y predictivo de transformadores de potencia* [tesis de licenciatura, Universidad Nacional de Comahue]. Repositorio institucional.
<https://rdi.uncoma.edu.ar/bitstream/handle/uncomaid/16944/MANTENIMIENTO%20PREVENTIVO%20Y%20PREDICTIVO%20DE%20TRANSFORMADORES%20DE%20POTENCIA.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Qualitrol Defining Reliability. (2016). *Dispositivo grande de liberación de presión Qualitrol LPRD/208/213/216.*
<https://www.qualitrolcorp.mx/products/pressure-controls-gauges-and-relays/pressure-relief-devices/qualitrol-lprd/>
- Qualitrol Defining Reliability. (2016). *Relés de elevación rápida de presión (RPRR) Qualitrol 900/910.* <https://www.qualitrolcorp.mx/products/pressure-controls-gauges-and-relays/rapid-pressure-rise-relays/qualitrol-900-910/>

- Quintero, B. (2018). *Soporte en procesos de garantías de transformadores ABB, planta de transformadores Dosquebradas*. [tesis de licenciatura, Universidad Tecnológica de Pereira]. Archivo digital. <https://www.scribd.com/document/471756568/T621-314-Q78> quintero 2018
- Scribd. (2007). *ABB – Manual del usuario*. <https://es.scribd.com/document/538231919/ABB-Manual-Del-Usuario>
- Scribd. (2021). *ANSI neta ATS-2021 finales*. <https://es.scribd.com/document/761298296/ANSI-NETA-ATS-2021-FINALes>
- Serpa, D. (2022). *Control remoto de subestación eléctrica para reducir problemas por sobrecarga en transformador de potencia de subestación de transmisión Oropesa – Cusco* [tesis de licenciatura, Universidad Nacional del Centro del Perú]. Repositorio institucional. https://repositorio.uncp.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12894/8412/T010_48331961_T_removed.pdf?sequence=1
- Slideshare. (2013). *SFRA – Análisis de la Respuesta de Barrido de Frecuencia*. <https://es.scribd.com/document/761298296/ANSI-NETA-ATS-2021-FINALes>
- Slideshare. (2022). *Trasformador de potencia*. <https://es.slideshare.net/slideshow/transformador-de-potenciapdf/252794596#1>
- Studocu. (2015). *IEEE C57-106-2015 - Norma IEEE C57*. <https://www.studocu.com/pe/document/universidad-nacional-de-ingenieria/maquinas-electricas/ieee-c57-106-2015-norma-ieee-c57/77894679>
- Studocu. (2017). *IEEE C57.12.90 2006 – Liquid - immersed distribution, power, and regulating transformers*. <https://www.studocu.com/es/document/universidad-alfonso-x-el-sabio/power-plants-and-distribution-networks/ieee-c571290-2006-liquid-immersed-distribution-power-and-regulating-transformers/22910181>
- Studocu. (2022). *IEC 60599 2022 Mineral oil-filled electrical equipment in service - Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis*. <https://www.studocu.com/ec/document/escuela-politecnica->

nacional/probabilidad-y-estadistica/iec-60599-2022-mineral-oil-filled-
electrical-equipment-in-service-guidance-on-the-interpretation-of-
dissolved-and-free-gases-analysis/110911197

Studocu. (2024). *IEEE Std C57.152-2013* – Norma.
<https://www.studocu.com/latam/document/universidad-de-el-salvador/conversion-de-energia-electromecanica-i/ieee-std-c57152-2013-norma/87330209>

ANEXOS

ANEXO 1

Reporte fotográfico de los trabajos de inspección, desmontaje y revamping del transformador trifásico de potencia 20/25 MVA, $58 \pm 13 \times 0.565/10$ kV



Foto 01: Recepción del transformador en planta Hitachi Energy.



Foto 04: Proceso de desmontaje de la parte activa.



Foto 02: Desmontaje de accesorios.



Foto 05: Retiro de las bobinas del núcleo magnético.



Foto 03: Desencubado de la parte activa para su posterior desmontaje.



Foto 06: Mantenimiento de las láminas del núcleo.



Foto 07: Proceso del ensamble del núcleo magnético.



Foto 08: Ensamble terminado del núcleo magnético.



Foto 10: Proceso de fabricación de bobinas AT y BT.



Foto 09: Proceso de magnetización del núcleo.



Foto 11: Colocación de separadores a las bobinas fabricadas.



Foto 12: Preparación de bobinas para su posterior prensado.



Foto 14: Cierre de núcleo y ajuste de sistema de prensado.



Foto 15: Montaje de la tapa del transformador.



Foto 13: Montaje de bobinado AT y BT.



Foto 16: Montaje de OLTC.



Foto 17: Conexión del OLTC suministrado por Hitachi Energy.



Foto 20: Montaje de TC's y bushing de BT.



Foto 18: Conexión y proceso de torque en pernería de parte activa.



Foto 21: Ingreso de parte activa a horno autoclave para proceso de calentamiento, secado y vacío.



Foto 19: Prueba de relación de transformación como control.



Foto 22: Monitoreo de temperatura y presión de vacío.



Foto 23: Control del secado de la parte activa mediante el retiro de agua condensada dentro del autoclave.



Foto 26: Vista de sistema de ventiladores vertical.



Foto 24: Preparación de tanque para el montaje de todos los accesorios.



Foto 27: Retiro de parte activa del horno autoclave.



Foto 25: Montaje de radiadores, tablero de OLTC, termómetros de devanados, termómetro de aceite, válvulas de filtrado, válvula de muestreo, toma de muestra de gases, etc.



Foto 28: Encubado de parte activa.



Foto 29: Montaje de bushing de AT, válvula de seguridad, bloque de conexión de TC's, etc.



Foto 30: Proceso de alto vacio (promedio 1 mbar según procedimiento).



Foto 31: Montaje de tanque conservador y relé Buchholz.



Foto 32: Presurización con aire seco a 3 PSI.



Foto 33: Medida de punto de rocío, inferior a 0.5% la HR.



Foto 34: Preparativos para el tratamiento de aceite.



Foto 36: Tratamiento de aceite por termovacío.



Foto 35: Tratamiento de aceite por termovacío y lectura de contenido de agua (< 20 ppm)



Foto 37: Ejecución de pruebas eléctricas antes de su ingreso a Sala de Pruebas.



Foto 38: Vista general de ejecución de pruebas eléctricas en Sala de Pruebas.



Foto 39: Toma de muestra de aceite final.



Foto 40: Traslado del transformador a zona de despacho.



Foto 41: Inspección de calidad al proyecto terminado previo al despacho.

ANEXO 2

Reporte fotográfico del servicio de despacho y descarga del transformador trifásico de potencia 20/25 MVA, $58 \pm 13 \times 0.565/10$ kV en la SET Villa María



Foto 01: Izaje del transformador sobre el transporte de carga.



Foto 04: Ubicación del transformador en la zona de descarga autorizada por LDS.



Foto 02: Firma de autorización de ingreso a la SET Villa María



Foto 05: Descarga del transformador.



Foto 03: Ingreso del transformador en la SET Villa María



Foto 06: Proceso de retiro de registradores de impacto para su posterior análisis de la data registrada.

ANEXO 3

Pruebas, clasificación y métodos de tratamiento del aceite mineral aislante envejecido en servicio

Resulta de mucha importancia la extracción de la muestra de aceite como mantenimiento predictivo cada cierto periodo de tiempo estipulado por el cliente, con la finalidad de monitorear el estado de sus propiedades físicas, químicas y dieléctricas, afectando el sistema de aislamiento y por ende al transformador. Sin embargo, es posible resumir los resultados de las pruebas correspondientes para determinar las propiedades del aceite (ensayo fisicoquímico) para un aceite aislante envejecido en servicio, lo cual se aprecia en la siguiente tabla estipulada en el apartado 7.2 de la norma IEEE C57.106, 2015.

Límites sugeridos para el uso continuo del aceite envejecido en servicio			
Prueba y método	Valor según el nivel de tensión		
	≤ 69 kV	> 69 - < 230 kV	230 kV y más
Número de neutralización (acidez) ASTM D974 mg KOH/g máximo	0.15	0.15	0.10
Factor de potencia ASTM D924 25 °C, % máximo 100 °C, % máximo	0.5 5.0	0.5 5.0	0.5 5.0
Rigidez dieléctrica ASTM D1816 kV mínimo 1 mm de espacio 2 mm de espacio	23 40	28 47	30 50
Tensión interfacial ASTM D971 mN/m mínimo	25	30	32
Contenido de agua ASTM D1533 mg/kg (ppm) máximo	35	25	20

Clasificación del aceite mineral envejecido en servicio:

El de clase I se caracteriza por ser un aceite que cumple con los límites sugeridos en la anterior tabla, y por ello está en condiciones satisfactorias para que permanezca en servicio continuo.

El de clase II se caracteriza por no cumplir los requisitos de rigidez dieléctrica y contenido de agua descritos en la tabla anterior, por lo que para su reposición será necesario un proceso de tratamiento de aceite por termovació.

Por último, el de clase III son aceites que se encuentran en mal estado por lo que será necesario un proceso de regeneración de aceite por tierra Fuller.

DIAGNÓSTICO DEL REVAMPING DE UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE POTENCIA CON CAMBIADOR DE TOMAS BAJO CARGA PARA SU PUESTA EN SERVICIO EN LA SET VILLA MARÍA, LIMA – 2024.docx

INFORME DE ORIGINALIDAD

20%	20%	3%	5%
INDICE DE SIMILITUD	FUENTES DE INTERNET	PUBLICACIONES	TRABAJS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1	hdl.handle.net Fuente de Internet	3%
2	www.repositorio.usac.edu.gt Fuente de Internet	2%
3	repositorio.untels.edu.pe Fuente de Internet	2%
4	rdi.uncoma.edu.ar Fuente de Internet	1%
5	www.dspace.espol.edu.ec Fuente de Internet	1%
6	oldri.ues.edu.sv Fuente de Internet	1%
7	docplayer.es Fuente de Internet	1%
8	repositorio.utc.edu.ec Fuente de Internet	1%

9	cybertesis.unmsm.edu.pe Fuente de Internet	1 %
10	tesis.ipn.mx Fuente de Internet	1 %
11	ribuni.uni.edu.ni Fuente de Internet	<1 %
12	Submitted to Universidad Nacional Tecnologica De Lima Sur Trabajo del estudiante	<1 %
13	repositorio.unac.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
14	doku.pub Fuente de Internet	<1 %
15	sedici.unlp.edu.ar Fuente de Internet	<1 %
16	idoc.pub Fuente de Internet	<1 %
17	Submitted to Universidad Nacional del Centro del Peru Trabajo del estudiante	<1 %
18	imseingenieria.blogspot.com Fuente de Internet	<1 %
19	core.ac.uk Fuente de Internet	<1 %

20	www.coursehero.com Fuente de Internet	<1 %
21	biblioteca.usac.edu.gt Fuente de Internet	<1 %
22	www.minem.gob.pe Fuente de Internet	<1 %
23	repositorio.umsa.bo Fuente de Internet	<1 %
24	www.scielo.cl Fuente de Internet	<1 %
25	cybertesis.uni.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
26	repositorio.unsa.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
27	Submitted to Universidad Ricardo Palma Trabajo del estudiante	<1 %
28	repositorio.uns.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
29	serceperu.com Fuente de Internet	<1 %
30	qdoc.tips Fuente de Internet	<1 %
31	repositorio.continental.edu.pe Fuente de Internet	<1 %

32	dspace.ups.edu.ec Fuente de Internet	<1 %
33	repositorio.lamolina.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
34	tesis.ucsm.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
35	fddocuments.es Fuente de Internet	<1 %
36	pdfcoffee.com Fuente de Internet	<1 %
37	ria.utn.edu.ar Fuente de Internet	<1 %
38	1library.co Fuente de Internet	<1 %
39	Submitted to Universidad Carlos III de Madrid Trabajo del estudiante	<1 %
40	www.cibelec.org.ve Fuente de Internet	<1 %
41	docobook.com Fuente de Internet	<1 %
42	documentop.com Fuente de Internet	<1 %
43	www.hitachienergy.com Fuente de Internet	<1 %

44	repositorio.ucv.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
45	www.erc.gov.ph Fuente de Internet	<1 %
46	bibdigital.epn.edu.ec Fuente de Internet	<1 %
47	repository.eafit.edu.co Fuente de Internet	<1 %
48	share.ansi.org Fuente de Internet	<1 %
49	red.uao.edu.co Fuente de Internet	<1 %
50	repositorio.poli.ufrj.br Fuente de Internet	<1 %
51	www.apta.com.mx Fuente de Internet	<1 %
52	www.scribd.com Fuente de Internet	<1 %
53	www.slideshare.net Fuente de Internet	<1 %
54	Submitted to Universidad Politecnica Salesiana del Ecuador Trabajo del estudiante	<1 %
55	manualzz.com	

<1 %

56

noesis.uis.edu.co

Fuente de Internet

<1 %

57

www.epy.it

Fuente de Internet

<1 %

58

doczz.es

Fuente de Internet

<1 %

59

es.scribd.com

Fuente de Internet

<1 %

60

pdfcookie.com

Fuente de Internet

<1 %

61

www.springerprofessional.de

Fuente de Internet

<1 %

62

repositorio.escuelaing.edu.co

Fuente de Internet

<1 %

63

Submitted to Universidad de Deusto

Trabajo del estudiante

<1 %

64

gestion.pe

Fuente de Internet

<1 %

65

repositorio.unal.edu.co

Fuente de Internet

<1 %

66

repositorio.upla.edu.pe

Fuente de Internet

<1 %

67	K. C. Bustamante, W. P. Borja, B. B. Miranda, L. A. Zhunio, R. D. Medina. "Power transformers risk index assessment in the ecuadorian context", 2016 IEEE International Conference on Automatica (ICA-ACCA), 2016 Publicación	<1 %
----	--	------

68	Submitted to Tecsup Trabajo del estudiante	<1 %
----	---	------

69	Submitted to Universidad Nacional Mayor de San Marcos Trabajo del estudiante	<1 %
----	---	------

70	Submitted to uca Trabajo del estudiante	<1 %
----	--	------

71	Submitted to Escuela Politecnica Nacional Trabajo del estudiante	<1 %
----	---	------

72	Pedro Quintero Campos. "Diseño, obtención y caracterización de proteínas recombinantes a partir de determinantes antigénicos asociadas a reacciones alérgicas a β -lactámicos.", Universitat Politecnica de Valencia, 2022 Publicación	<1 %
----	---	------

73	Pérez-Mercado, Sergio Renato. "El impacto de las capacidades de análisis de grandes bases de datos en la innovación del modelo de negocio: El efecto mediador de las	<1 %
----	--	------

capacidades dinámicas de la empresa",
Universidad Ana G Méndez - Gurabo, 2024

Publicación

74

Ton, Giel. "Measuring Tensions and Intentions: Mixing Methods in the Impact Evaluation of Development Support to Farmer Organisations", Wageningen University and Research, 2021

Publicación

<1 %

75

we.zut.edu.pl

Fuente de Internet

<1 %

76

Submitted to Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO) - Sede Ecuador

Trabajo del estudiante

<1 %

77

J. P. Lata, R. D. Medina, W. P. Borja, D. X. Morales. "Transformer common test description for condition management", 2016 IEEE International Conference on Automatica (ICA-ACCA), 2016

Publicación

<1 %

78

alfranarchipielago.com

Fuente de Internet

<1 %

79

cec.org

Fuente de Internet

<1 %

80

dspace.ucuenca.edu.ec

Fuente de Internet

<1 %

81	es.slideshare.net Fuente de Internet	<1 %
82	meecr.blogspot.com Fuente de Internet	<1 %
83	repositorio.autonoma.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
84	repository.tudelft.nl Fuente de Internet	<1 %
85	scielo.senescyt.gob.ec Fuente de Internet	<1 %
86	www.scielo.org.mx Fuente de Internet	<1 %
87	Juan C. Castro, Gloria S. Lagos, Orlando A. Gonzalez. "Simulation and measuring transients in On-Load Tap Changers", IEEE Latin America Transactions, 2017 Publicación	<1 %
88	catalonica.bnc.cat Fuente de Internet	<1 %
89	creativecommons.org Fuente de Internet	<1 %
90	likinormas.micodensa.com Fuente de Internet	<1 %
91	museo.lasalle.edu.co Fuente de Internet	<1 %

92	oa.upm.es Fuente de Internet	<1 %
93	ojs.unemi.edu.ec Fuente de Internet	<1 %
94	patents.google.com Fuente de Internet	<1 %
95	repositorio.ucss.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
96	repositorio.udh.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
97	repositorio.unu.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
98	Submitted to tec Trabajo del estudiante	<1 %
99	vsip.info Fuente de Internet	<1 %
100	www.audio-speaker.org Fuente de Internet	<1 %
101	www.igme.es Fuente de Internet	<1 %
102	www7.nationalacademies.org Fuente de Internet	<1 %
103	"THIN FILM SOLAR CELLS BASED ON COPPER-INDIUMGALIUM SELENIDE (CIGS)	<1 %

MATERIALS DEPOSITED BY
ELECTROCHEMICAL TECHNIQUES.",
'Universitat Politecnica de Valencia'

Fuente de Internet

-
- | | | |
|------------|---|----------------|
| 104 | Antonio García Barberá. "Study of the Degradation of New Lubricant Oil Formulations with the Design and Demands of Current and Future Engines", Universitat Politecnica de Valencia, 2022
<small>Publicación</small> | <1 % |
|------------|---|----------------|
-
- | | | |
|------------|---|----------------|
| 105 | Harrison de la Rosa Ramírez. "Desarrollo de formulaciones de ácido poliláctico (PLA) basadas en la incorporación de derivados de la colofonia", Universitat Politecnica de Valencia, 2023
<small>Publicación</small> | <1 % |
|------------|---|----------------|
-
- | | | |
|------------|---|----------------|
| 106 | aipo.es
<small>Fuente de Internet</small> | <1 % |
|------------|---|----------------|
-
- | | | |
|------------|---|----------------|
| 107 | b2b.partcommunity.com
<small>Fuente de Internet</small> | <1 % |
|------------|---|----------------|
-
- | | | |
|------------|---|----------------|
| 108 | docslib.org
<small>Fuente de Internet</small> | <1 % |
|------------|---|----------------|
-
- | | | |
|------------|--|----------------|
| 109 | pidcb.umich.mx
<small>Fuente de Internet</small> | <1 % |
|------------|--|----------------|
-
- | | | |
|------------|---|----------------|
| 110 | repositorio.ucsg.edu.ec
<small>Fuente de Internet</small> | <1 % |
|------------|---|----------------|
-

111 repositorio.uncp.edu.pe <1 %
Fuente de Internet

112 repositorio.unsch.edu.pe <1 %
Fuente de Internet

113 repositorio.usmp.edu.pe <1 %
Fuente de Internet

114 tesis.pucp.edu.pe <1 %
Fuente de Internet

115 vdocumento.com <1 %
Fuente de Internet

116 Minaya, Eva Cinthya Alejandro. "Desarrollo de la Escritura en Estudiantes del 3° de Primaria de una Institución Educativa Estatal de Lima Metropolitana, Utilizando Recursos Educativos Virtuales y no Virtuales en Pandemia.", Pontificia Universidad Catolica del Peru (Peru), 2024 <1 %
Publicación

117 J.A. Llanos, J. Yagüe, F. Sáenz de Ormijana, M. Cabrera, J. Penas. "Dam Maintenance and Rehabilitation", CRC Press, 2017 <1 %
Publicación

