

**ANÁLISIS DINÁMICO PARA EL DIAGNÓSTICO
DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA
BASADA EN SU CONDICIÓN**



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE

QUITO

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ANÁLISIS DINÁMICO PARA EL DIAGNÓSTICO
DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA
BASADA EN SU CONDICIÓN**

Trabajo de titulación previo a la obtención del
Título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: LUIS DANIEL CAIZA BETANCOURT

TUTOR: JORGE PAÚL MUÑOZ PILCO

Quito -Ecuador
2024

Luis Daniel Caiza Betancourt

ANÁLISIS DINÁMICO PARA EL DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA BASADA EN SU CONDICIÓN.

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2024

Carrera de Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Luis Daniel Caiza Betancourt (Y'1993 – M'09). Realizó sus estudios secundarios en la Unidad Educativa Modelo Politécnico de la ciudad de Quito. Egresado de Ingeniería eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en el análisis dinámico para el diagnóstico de transformadores de potencia basada en su condición. lcaizab@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Ing. Jorge Paúl Muñoz Pilco (Y'1989). Realizo sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional, Quito – Ecuador, 2014, obteniendo el título de Ingeniero Eléctrico.

Además, cursó estudios de posgrado como becario de Fundación Carolina en la Universidad Pública de Navarra, Pamplona –España, 2017, obteniendo el título de Máster en Energías Renovables: Generación Eléctrica. Actualmente es profesor ocasional a tiempo completo en la universidad politécnica salesiana. jmunoz@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS

©2024 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO - ECUADOR

**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN**

Yo, Luis Daniel Caiza Betancourt con documento de identificación N° 1725530974 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Quito, 29 enero del año 2024

Atentamente,

A handwritten signature in black ink, enclosed within a hand-drawn oval. The signature is stylized and appears to read 'Luis Daniel Caiza Betancourt'. Below the signature is a horizontal dashed line.

Luis Daniel Caiza Betancourt
1725530974

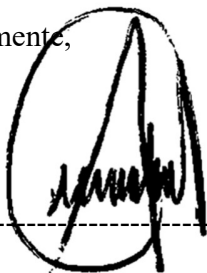
**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Yo, Luis Daniel Caiza Betancourt con documento de identificación No. 1725530974, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Artículo Académico “Análisis dinámico para el diagnóstico de transformadores de potencia basada en su condición”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 29 de enero del año 2024

Atentamente,

A handwritten signature in black ink, enclosed within a hand-drawn oval. The signature is stylized and appears to read 'Luis Daniel Caiza Betancourt'. Below the signature is a horizontal dashed line.

Luis Daniel Caiza Betancourt

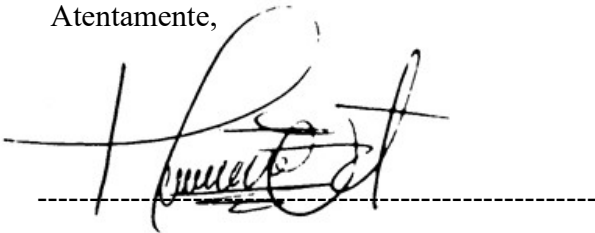
1725530974

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Jorge Paúl Muñoz Pilco con documento de identificación N° 1719006189, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: ANÁLISIS DINÁMICO PARA EL DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA BASADA EN SU CONDICIÓN, realizado por Luis Daniel Caiza Betancourt con documento de identificación N° 1725530974, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Artículo Académico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 29 enero del año 2024

Atentamente,

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Jorge Paúl Muñoz Pilco', is written over a horizontal dashed line.

Ing. Jorge Paúl Muñoz Pilco, MSc
1719006189

DEDICATORIA

A mi madre Cristina Betancourt, quien me permitió seguir con mis estudios universitarios, me brindo su apoyo moral y económico durante toda la travesía estudiantil, sin importar el sacrificio que realizo para poder cubrir mis necesidades, por ser mi ejemplo más grande de vida, por los consejos, valores, principios que me ha inculcado y por sembrar en mí, esa semilla de superación, trabajo y honestidad que tengo presente en cada paso que doy.

A mis Abuelos Rosa Espinosa y Antonio Betancourt que, durante su estadía en la tierra me supieron inculcar valores, me supieron brindar el cariño y sin importar de mis errores ellos siempre me supieron guiar por un camino de honestidad, ahora que se ha convertido en mis ángeles protectores este logro va dedicado para el cielo, ellos fueron mi ejemplo a seguir.

A mis hermanos, hermanas, sobrinos y sobrinas que, me brindaron y me dieron su apoyo incondicional y sustituyendo el cariño de padre, me supieron brindar palabras de aliento y nunca perdieron la fe en mí, siempre creyeron en mi sueño de ser algún día Ingeniero Eléctrico, estaré muy agradecido.

A mis amigos que, con su apoyo económico e incondicional me ayudaron a llegar muy lejos, me acamparon es tiempos muy difíciles que ahora solo se cuenta como experiencias, logre que cobre mejor sentido y orientación mi estadía universitaria y me forjaron para lograr los objetivos y sueños trasados con trabajo y dedicación.

Luis Daniel Caiza Betancourt

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi gratitud a Dios, quien con su bendición llena siempre mi vida y a toda la familia por estar siempre presentes. De igual manera mi agradecimiento a la Universidad Politécnica Salesiana, a toda la Facultad de Ingeniería Eléctrica y en especial un agradecimiento al Ing. Jorge Paúl Muñoz Pilco, MSc quien me guio y brindó su apoyo para realizar este proyecto de titulación, el cual es una inspiración humana y profesional para mi persona, el cual se convirtió en un amigo fuera de las aulas. Mi profundo agradecimiento a todos los accionistas a los ingenieros (Efraín Vergara, Michael Guevara y Martín García), y personal que hacen la Empresa EMS TESTING Especialistas en subestaciones, por confiar en mí, abrimme las puertas y con su ayuda poder crecer profesionalmente, me supieron ayudar con la información necesaria para desarrollar mi trabajo de titulación y poder lograr tener experiencia laboral, a todos ellos dedico el presente trabajo, porque han fomentado en mí, el deseo de superación y de triunfo en la vida. Lo que ha contribuido a la consecución de este logro. Espero contar siempre con su valioso e incondicional apoyo.

Luis Daniel Caiza Betancourt

ÍNDICE GENERAL

1	Introducción.....	3
2	Marco teórico.....	3
2.1	Transformadores de potencia.....	4
2.2	Pruebas al transformador.....	5
2.2.1	Pruebas eléctricas del transformador de campo.....	5
2.2.2	Pruebas dieléctricas del transformador.....	14
2.3	Mantenimiento basado en la condición.....	21
3	Problema para validar la metodología del mantenimiento basado en la condición.....	22
4	Metodología.....	22
4.1	Pseudocódigo y Flujograma.....	22
4.2	Interfaz gráfica usando Matlab.....	23
4.3	Escenarios de análisis.....	23
4.3.1	Primer escenario transformador de potencia nuevo.....	24
4.3.2	Segundo escenario transformador de potencia en servicio.....	24
4.3.3	Tercer escenario transformador de potencia termo filtrado.....	24
4.4	Análisis de resultados por cada escenario.....	24
4.4.1	Escenario del transformador nuevo de potencia.....	24
4.4.2	Escenario del transformador en servicio de potencia.....	26
4.4.3	Escenario del transformador termofiltrado de potencia.....	26
5	Conclusiones.....	28
6	Trabajos futuros.....	28
7	Referencia.....	28
7.1	Matriz de Estado del Arte.....	31
7.2	Resumen de Indicadores.....	34
8	Anexos.....	36

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Análisis dinámico para el diagnóstico de transformadores	2
Figura 2. Representación del transformador de potencia [Autor].....	4
Figura 3. Representación del transformador elevador [Autor].	4
Figura 4. Representación del transformador reductor [Autor].....	4
Figura 5. Pruebas eléctricas y toma de muestra de aceite al transformador [Autor].....	5
Figura 6. Pruebas eléctricas del transformador [Autor].	5
Figura 7. Conexiones de los devanados del primario y secundario	6
Figura 8. Esquema de conexión para medición de resistencia de devanado – Fase H1.....	7
Figura 9. Esquema de conexión para medición de resistencia de devanado – Fase X1.....	7
Figura 10. Esquema de conexión para medición de TTR – Fase H1- X1	8
Figura 11. Circuito equivalente capacitivo	8
Figura 12. Esquema de conexión para medición de factor de potencia (Alta - baja).....	9
Figura 13. Esquema de conexión para medición de factor de potencia (baja - alta).....	9
Figura 14. Esquema de conexión para bushing de C1	9
Figura 15. Esquema de conexión para bushing de C2	9
Figura 16. Esquema de conexión para medición de corriente de excitación (FASE H1) 10	
Figura 17. Esquema de conexión para medición de balance magnético	11
Figura 18. Esquema de conexión para medición de impedancia de cortocircuito.	11
Figura 19. Curva de densidad del flujo magnético inducido.....	12
Figura 20. Esquema de conexión para desmagnetizar el núcleo del transformador.	12
Figura 21. Evaluación del aislamiento	13
Figura 22. Aislamiento del transformador de potencia [Autor].	13
Figura 23. Esquema de conexión para prueba de FDS.	13
Figura 24. Esquema de conexión para prueba de SFRA admitancia de circuito abierto. 14	
Figura 25. Esquema de conexión para prueba de SFRA admitancia de corto circuito. ...	14
Figura 26. Esquema de conexión para prueba de SFRA inter devanado capacitivo.....	14
Figura 27. Toma de muestra de aceite al transformador [Autor].	15
Figura 28. Recipientes para la toma de muestra de aceite [Autor].....	15
Figura 29. Diagrama de flujo para la interpretación DGA [21].	17
Figura 30. Triángulo de Duval 1 y sus posibles fallas	18
Figura 31. Triangulo de Duval 4	18

Figura 32. Triangulo de Duval 5	19
Figura 33. Pentágono 1 de Duval y sus posibles fallas	20
Figura 34. Pentágono 2 de Duval con sus posibles fallas	20
Figura 35. Flujograma del funcionamiento [Autor].....	22
Figura 36. Pantalla principal	23
Figura 37. Ingreso del cliente	23
Figura 38. Ingreso de información de la subestación.....	23
Figura 39. Ingreso de la información del equipo	23
Figura 40. Ingreso de datos de las pruebas eléctricas y dieléctricas	23
Figura 41. Resultados fisicoquímicos mediante el programa	24
Figura 42. Resultados de las tendencias fisicoquímicas	24
Figura 43. Resultado de cromatografía de gases mediante el programa.....	25
Figura 44. Resultado de las tendencias de cromatografías de gases.	25
Figura 45. Resultado de la prueba de FDS.....	26
Figura 46. Histórico de la prueba FDS del transformador de potencia.....	26
Figura 47. Datos de fisicoquímico	26
Figura 48. Resulta de fisicoquímico mediante el programa.....	26
Figura 49. Datos fisicoquímicos.....	27
Figura 50. Prueba dieléctrica físico químico de S/E MOVIL de Sto. DOMINGO.....	27
Figura 51. Prueba de espectroscopía dieléctrica (FDS)	27
Figura 52. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte	34
Figura 53. Indicador de ecuación del problema - Estado del arte	34
Figura 54. Indicador de solución - Estado del arte.....	35

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Medición de FDS	25
Tabla 2. Parámetros para el análisis fisicoquímico	26
Tabla 3. Parámetros para el análisis fisicoquímico	27
Tabla 4. Histórico de FDS de aceite del procesamiento de datos para el termofiltrado ..	27
Tabla 5. Matriz de estado del arte	31

ANÁLISIS DINÁMICO PARA EL DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA BASADA EN SU CONDICIÓN

Resumen

El artículo aborda el enfoque estratégico del mantenimiento de transformadores de potencia, centrado en su condición. Esta técnica busca establecer una base de variables eléctricas y dieléctricas para prever fallos y tomar precauciones.

Las pruebas, tanto en laboratorio (FAT) como en campo (SAT), son fundamentales para adquirir y almacenar datos históricos desde el primer mantenimiento del equipo. Se realiza un análisis detallado de estas variables según las normativas IEEE, evaluando las tendencias y pendientes para predecir fallos y sugerir correcciones preventivas.

En el sector eléctrico, los transformadores de potencia son vitales, por lo que se requiere un monitoreo constante. Se han desarrollado métodos para el diagnóstico y la toma de decisiones que eviten la inactividad no programada de estos equipos, que conlleva costos elevados.

En resumen, el artículo detalla un enfoque integral para el mantenimiento de transformadores de potencia, resaltando la importancia del análisis detallado de variables eléctricas y dieléctricas, el seguimiento continuo y las acciones preventivas basadas en la condición para mantener la funcionalidad y reducir los costos asociados a su inactividad.

Palabras Clave: basado en la condición, mantenimiento, transformadores de potencia, diagnóstico, histórico, pruebas eléctricas y pruebas dieléctricas.

Abstract

The article discusses the strategic approach to power transformer maintenance, focused on their condition. This technique seeks to establish a base of electrical and dielectric variables to foresee failures and take precautions.

Tests, both in the laboratory (FAT) and in the field (SAT), are essential to acquire and store historical data since the first maintenance of the equipment. A detailed analysis of these variables is performed according to IEEE standards, evaluating trends and slopes to predict failures and suggest preventive corrections.

In the electrical sector, power transformers are vital, so constant monitoring is required. Methods have been developed for diagnostics and decision making to avoid unscheduled downtime of this equipment, which leads to high costs.

In summary, the article details a comprehensive approach to power transformer maintenance, highlighting the importance of detailed analysis of electrical and dielectric variables, continuous monitoring, and condition-based preventive actions to maintain functionality and reduce costs associated with downtime.

Keywords: based on their condition, maintenance, power transformers, diagnostics, historical, electrical and dielectric testing

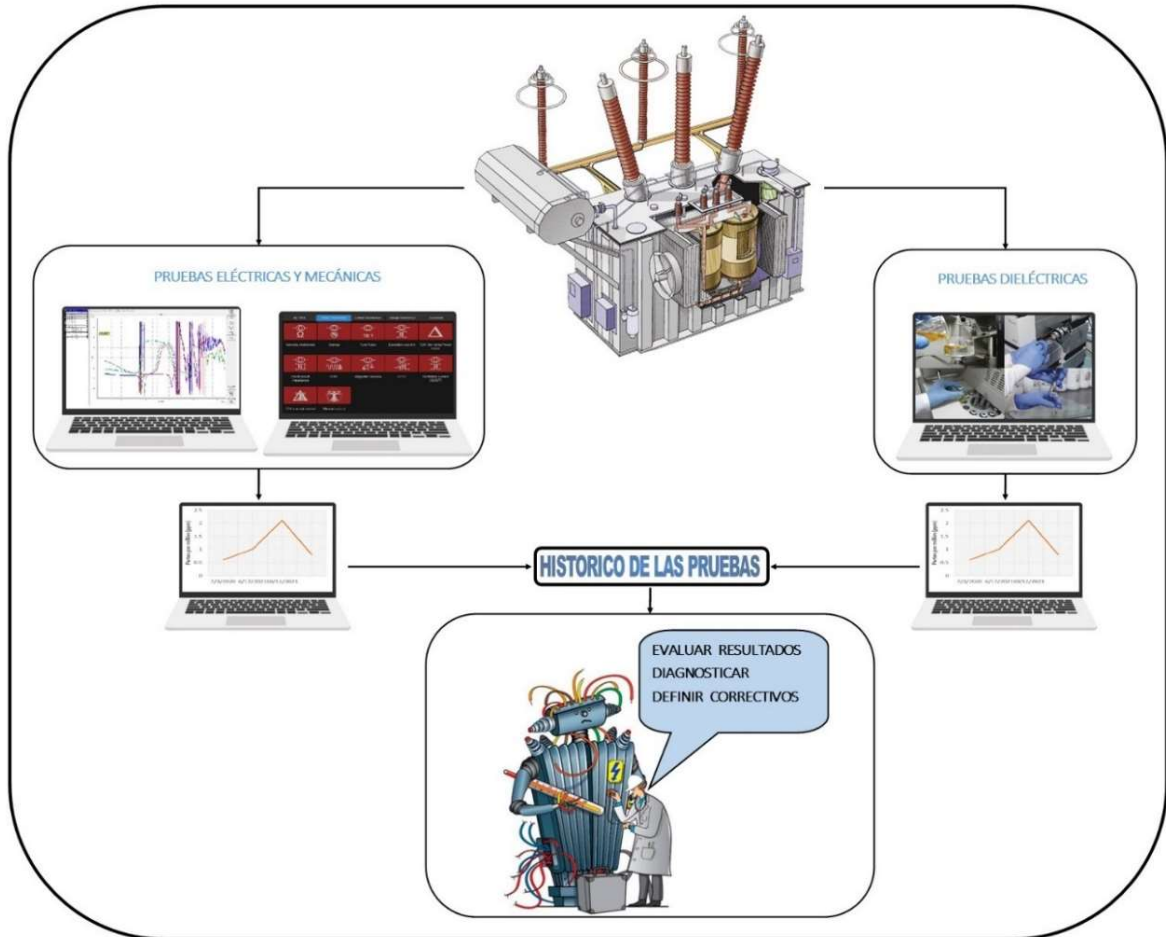


Figura 1. Análisis dinámico para el diagnóstico de transformadores

1 Introducción

Los transformadores de potencia son los pilares fundamentales del sistema eléctrico de potencia, por ende, el transformador tiene la función más importante, puede reducir o elevar energía según su configuración de estado[1], el daño de este elemento se sobreentiende que sale del sistema conectado y deja sin servicio a varios sectores que depende del transformador, la reparación, daño parcial o daño total del transformador se traduce a elevados costos[2]–[4].

El transformador de potencia es un elemento muy costoso y por su gran volumen es difícil la transportación de un lado hacia el otro, por esta razón, se debe tener una planificación de mantenimiento, por lo cual, se incluye en el estudio el mantenimiento basado en la condición[5]–[7], las variables del transformador, en otras palabras, se puede proyectar a correctivos necesarios y no correr con la consecuencias o modificaciones del sistema por salida del transformador[8], [9].

Para poder diagnosticar al transformador se debe tener en cuenta varios factores importantes a la hora de tomar una decisión, tener presente que los ensayos que se los realizan son desde el funcionamiento del equipo y cada cierto tiempo[10]–[14], con eso, se logra obtener el histórico para ver los incrementos y el funcionamiento global del equipo.

Las pruebas que se realiza a los transformadores de potencia, son para precautelar y estimar la vida útil, se obtienen resultados para su diagnóstico y que no logre presentar alguna falla hacia el transformador[8], [15], estos ensayos se entienden a los orígenes eléctricos, térmico, mecánico y los físicos químicos para poder tomar una decisión a la hora de la localización de la falla es necesario unir los criterios de los ensayos que se los realiza[8], [11], [15]–[19].

El presente artículo tiene como finalidad exponer las pruebas rutinarias, especiales y las pruebas del aceite dieléctrico que realizan los laboratorios para tener resultados de su composición química y física, el objetivo es crear una tendencia en el tiempo y poder tener análisis dinámicos para cada variable con el concepto y la aplicación a la normativa IEEE según corresponda a la variable analizada, de esta manera, se puede incluir el software MATLAB para extraer los algoritmos (funciones) y que permita la visualización de las gráficas tendenciales y con los resultado almacenados, los comentarios necesario según los límites de operatividad de cada prueba que se realizó con su conclusión analizada mediante la normativa de dicho ensayo practicado[12]–[14], [20], [21].

La estructura de este documento se presenta a continuación: Sección I: introducción y antecedentes relacionados a la problemática de los transformadores de potencia según criterios de mantenimiento. Sección II: marco teórico relacionado al concepto de transformadores de potencia, normativas y parámetros sobre los ensayos eléctricos y dieléctricos del transformador. Sección III: Metodología del mantenimiento basado en la condición hacia los transformadores y relacionar sobre el análisis dinámico de las tendencias. Sección IV: planteamiento del problema. Sección V: análisis de resultados. Sección VI: conclusiones y trabajos futuros. Sección VII: referencias y anexos.

2 Marco teórico

El transformador es un dispositivo crucial en sistemas eléctricos, diseñado para modificar la tensión de corriente alterna. Su función principal es transferir energía de un circuito a otro, manteniendo la eficiencia de la transmisión eléctrica.

Las pruebas eléctricas y dieléctricas desempeñan un papel fundamental en garantizar la integridad y el rendimiento del transformador, por otra parte, ayuda a la evaluación de la confiabilidad y el rendimiento de los transformadores, contribuyendo a la seguridad y eficiencia de los sistemas eléctricos.

2.1 Transformadores de potencia

El transformador es una máquina electromagnética que tiene la propiedad de aumentar o disminuir voltaje según la configuración del sistema eléctrico, los transformadores tienen un flujo magnético aplicado al núcleo este viaja a través de los devanados del punto primario hacia el punto secundario, la capacidad del transformador de potencia tiene que estar en el rango mínimo de 500 kVA y se sobreentiende a un transformador de potencia, las aplicaciones respectivas de cada uno de ellos se puede basar en elevador y reductor[8], [22].

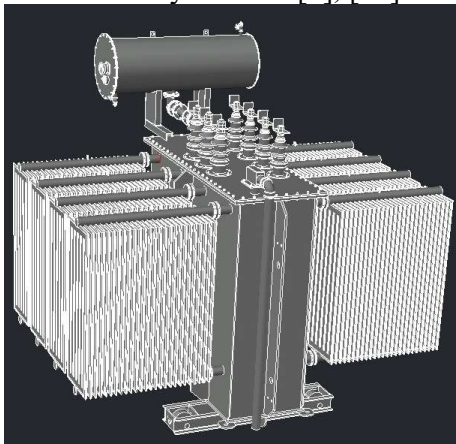


Figura 2. Representación del transformador de potencia [Autor].

$$\frac{N_P}{N_S} = \frac{V_S}{V_P} \quad (1)$$

Los transformadores que cumplen como elevadores tienen la filosofía de entregar voltaje a la salida, este debe ser superior al voltaje de entrada, despejando la ecuación 1

se debe aplicar para verificar el voltaje secundario que sea mayor al voltaje de entrada.

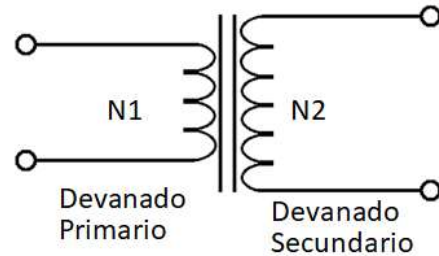


Figura 3. Representación del transformador elevador [Autor].

Los transformadores que cumple como reductor tiene la función de reducir el voltaje a la salida, se compara con el voltaje de entrada y el número de espiras es menor.

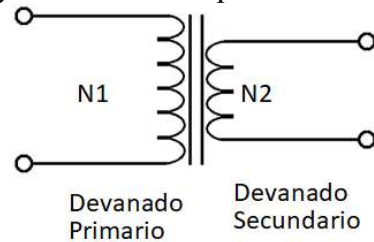


Figura 4. Representación del transformador reductor [Autor].

Por otra parte, los transformadores de potencia tienen la facultad de ser monofásico y trifásicos, los transformadores trifásicos es la unión de varios bancos monofásicos, es decir, los transformadores trifásicos tienen un circuito magnético compartido entre sus bobinas, teniendo en cuenta sus grupos de conexión puede ser asimétrico y simétrico.

La literatura de los estereotipos habituales de conexiones de los transformadores de potencia trifásicos, el índice horario significa el desfase que hay entre horas como punto de referencia cuando se va nombrando a un transformador, por lo tanto, al nombrar el grupo del conexionado se le denomina a la primera letra como el contacto del primario este puede ser en estrella, delta o zigzag, la segunda letra es al contacto del secundario y

el número es el desfase que tiene el transformador[2], [23].

Para tener en conocimiento se debe tener claro las posibles configuraciones de los transformadores, dependiendo de las configuraciones se procede a realizar las pruebas eléctricas, se deben tomar los datos de placa del transformador para ingresar y tener cálculos que ayuden a diagnosticar según la normativa.

Acercas de las pruebas del transformador se las puede determinar cómo: pruebas de rutina, pruebas específicas y pruebas especiales, y las pruebas que se le realiza al aceite para ver sus características específicas.

2.2 Pruebas al transformador

El transformador de potencia es el pilar fundamental para la transportación de energía ya que se puede ser ocupado para elevar y reducir, por ende, es el corazón del sistema eléctrico y no puede salir de operación por rubros altos a la hora de entrega de energía, reparación o cambio de uno de ellos, por eso es necesario tener un control del transformador de potencia, es sugerible tener planes de mantenimiento y con eso evitar alguna falla, unos de los planes necesarios para el cuidado del transformador es tener un listado de pruebas eléctricas de campo y pruebas dieléctrica de laboratorio, según el grado al cual se va intervenir; el transformador puede ser nuevo, estar en servicio o dañado[13].

Como se menciona hay pruebas eléctricas y dieléctricas las cuales se realizan al aceite en los laboratorios para tener el diagnóstico del aceite y papel del transformador “kraft”.



Figura 5. Pruebas eléctricas y toma de muestra de aceite al transformador [Autor].

2.2.1 Pruebas eléctricas del transformador de campo

Repasando la literatura de los transformadores y con conocimientos previos, se los debe realizar prueba antes de ingresar el transformador a servicio, para poder tener un seguimiento de dicho elemento de una subestación, en otras palabras, una marca inicial de cómo llega y tener un criterio al momento del monitorear, se logre disponer un sistema de alarmas que ayude a encontrar el problema y poder localizar con la mayor brevedad el daño de nuestro equipo. A continuación, se llega a enunciar los ensayos eléctricos que se los realiza a un transformador de potencia desenergizado según el tipo de mantenimiento o falla que pueda presentar: Pruebas de rutina pruebas de rutina – especiales y pruebas especiales.

Se pondrá en conocimiento y se describirá el concepto, procedimiento y la previa interpretación de resultados que se lleven a cabo a la hora de realizar los ensayos con respeto a la normativa vigente.



Figura 6. Pruebas eléctricas del transformador [Autor].

2.2.1.1 Pruebas de rutina.

Las pruebas de rutina se deben realizar de manera regular contribuye a garantizar la confiabilidad y seguridad del equipo eléctrico a lo largo de su vida útil, permitiendo identificar y corregir posibles problemas antes de que se conviertan en fallas significativas. Estas pruebas son esenciales para mantener el rendimiento y la eficiencia de los dispositivos eléctricos en diversas aplicaciones industriales.

2.2.1.1.1 Medición de resistencia de aislamiento

El equipo MIT-1025 permite realizar los ensayos a los aislamientos, sometiendo a las normativas actualizadas como la ANSI e IEEE, para los transformadores de potencia se recomienda como voltaje mínimo a 5 kV o más, incluso se facilita un diagnóstico de cómo se halla el aislamiento.

Las mediciones que se realizan con este método es aplicar 5 a 10 kV cuando se tiene transformadores con 2 devanados, se toma 3 mediciones:

Med_1.- Devanado de alta y baja (Primario – Secundario)

Med_2.- Devanado de alta con tierra (Primario – Tierra)

Med_3.- Devanado de baja con tierra (Secundario – Tierra)

La figura 7, indica la conexión de los devanados de primario y secundario, las conexiones se utilizan según el criterio de conexión.

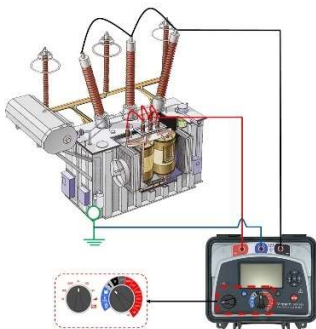


Figura 7. Conexiones de los devanados del primario y secundario

Cuando se realiza estas pruebas se debe tener en cuenta en cortocircuitar el lado primario y secundario del transformador.

Según la normativa[13], describe e indica los parámetros de criterios de aceptación según los límites de la relación de absorción

dieléctrica (DAR) e índice de polarización (IP), la tabla define los límites del DAR e IP.

Por lo general estas pruebas duran de 1 a 10 minutos, los valores del ensayo para ver la condición de la absorción dieléctrica se determinan con la ecuación (2), y el anexo, indica la aceptación permitida.

$$DAR = \frac{R_{\text{aislamiento a } 60s}}{R_{\text{aislamiento a } 30s}} \quad (2)$$

Donde:

$R_{\text{aislamiento}}$ = Resistencia de aislamiento

La ecuación 3, índice de polarización ayuda a facultar e interpretar los valores del anexo y ver los límites de aceptación.

$$IP = \frac{R_{\text{aislamiento a } 10min}}{R_{\text{aislamiento a } 1min}} \quad (3)$$

2.2.1.1.2 Medición de resistencia de devanados

El equipo MEGGER TRAX – 219 para pruebas de subestaciones proporciona mediciones de las resistencias de los devanados del transformador de potencia de acuerdo a la normativa vigente[13], el objetivo de este ensayo es valorar los posibles daños a los contactos o en su defecto a los devanados que se sometieron a estrictas pruebas con el cambiador de tomas.

Uno de los usos correctos son para los transformadores OLTC, verificar la situación del cambiador de tomas bajo carga y poder detectar posibles fallas, con el fin de evitar un desmontaje del transformador.

Esta prueba se requiere tener mediciones de los devanados del primario y secundario que constan en cada tap del transformador, por lo tanto, se requiere medir fase por fase en cada tap, sin embargo, la recomendación es medir en los tap de alta, baja y la que se encuentra operando, cuando no se haya utilizado el cambiador de tap.

Como se mencionó líneas atrás es muy necesario tener en cuenta el grupo vectorial al cual pertenece el transformador y a que normativa fue construido, sin embargo, los valores de las pruebas que se realiza al transformador en sitio, se debe tener pruebas anteriores o las pruebas FAT para poder comparar y así analizar de mejor manera mediante la normativa.

Cuando se tiene un histórico de pruebas la norma permite comparar con resultados anteriores y los resultados de las pruebas actuales no debes variar más del 2%.

La normativa presenta soluciones por no poseer un histórico de pruebas, esto conlleva a medir la resistencia de los devanados fase por fase y que estas este en el rango de 2 o 3%, los resultados deben ser corregidos a la referencia de 75 °C, como explica la ecuación 4 de resistencia a la temperatura deseada.

$$R_s = R_m \left(\frac{T_s + T_k}{T_m + T_k} \right) \quad (4)$$

Donde:

R_s = Resistencia a la temperatura deseada

R_m = Resistencia medida

T_s = Temperatura de referencia deseada

T_m = temperatura a la que midió la resistencia

T_k = 234.5°C (Cobre); 225°C (Aluminio)

Las pruebas que se las realiza tienen diferentes tipos de conexiones, por lo tanto, se ilustra en las siguientes figuras como se las realizan las pruebas en campo.

- Devanado del primario (alto voltaje)

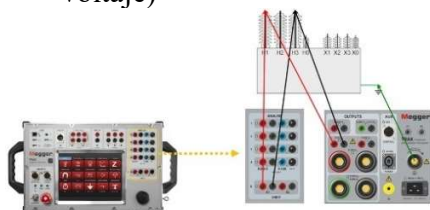


Figura 8. Esquema de conexión para medición de resistencia de devanado – Fase H1

La figura 8, representa las posibles combinaciones que se puede realizar a la hora de las conexiones en el lado de alto voltaje.

- Devanado del secundario (bajo voltaje)

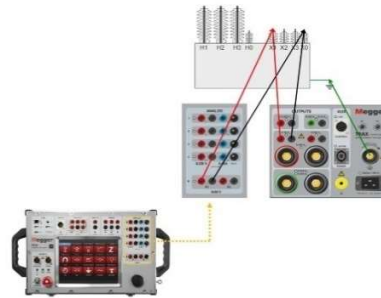


Figura 9. Esquema de conexión para medición de resistencia de devanado – Fase X1

La figura 9, representa a las posibles combinaciones que se puede realizar a la hora de las conexiones en el lado de bajo voltaje.

2.2.1.1.3 Medición de relación de transformación (TTR)

El equipo MEGGER TRAX 219 facilita llevar a cabo con los ensayos de relación de transformación para los transformadores de potencia mediante las rigurosas normas eléctricas basadas en la IEEE e IEC, con la medición de la relación y ángulo de fase de un devanado a otro se lleva a cabo principio primordial, al ensayo se aplica un voltaje de prueba de corriente alterna.

Por lo general la relación de transformación se basa en la comparación entre el voltaje de la placa al voltaje de operación, se recomienda hacer la relación de transformación en el tap de operación.

Mediante la normativa IEC e IEEE, las normas tiene la concordancia que los datos medidos no se pueden desviar más del 0.5% con relación a la placa, la desviación de relación de transformación se puede adquirir con la ecuación 5.

$$\Delta TTR = \frac{TTR_{obt} - TTR_{nom}}{TTR_{nom}} \quad (5)$$

Para obtener la TTR_{nom} y TTR_{obt} se debe realizar el siguiente calculo aplicando las fórmulas 6 y 7, estos cálculos son valores nominales y los medidos en la parte primaria y secundaria de los devanados.

$$TTR_{nom} = \frac{V_{nomPrimario}}{V_{nomSecundario}} \quad (6)$$

$$TTR_{obt} = \frac{V_{medPrimario}}{V_{medSecundario}} \quad (7)$$

Para realizar el ensayo como recomendación principal es que el núcleo del transformador se encuentre desmagnetizado y comprobar que las conexiones de tierra se encuentren conectadas para que no haya ausencia de referencia, ya que puede influir con los resultados.

Para poder entender cómo se lleva a cabo las siguientes pruebas, la figura 10, indica el proceso de conecta los cables para cada devanado en primario y secundario.

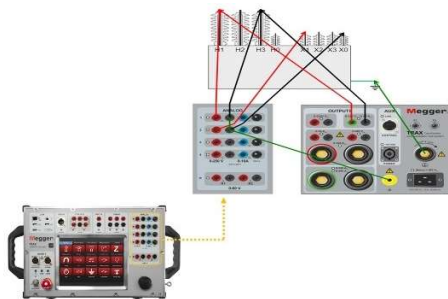


Figura 10. Esquema de conexión para medición de TTR – Fase H1- X1

2.2.1.1.4 Medición de capacitancias, factor de potencia (FP/TD)

El equipo que se utilizó para entender y aplicar la prueba de factor de potencia se lo conoce como pruebas de subestaciones MEGGER TRAX 219, lo realizamos esta prueba para verificar el estado del aislamiento

del transformador de potencia, se comprueba el buen estado y la confiabilidad que debe tener el equipo.

El aislamiento del transformador pierde sus propiedades por tener contenido de agua, por lo tanto, se lleva a envejecer y deteriora el aislamiento y se produce humedad al papel.

Los datos de las mediciones se obtienen del lado primario y secundario del transformador, por ende, se logra mencionar que la capacitancia alta y baja se denomina (CHL), la capacitancia de alta se denomina (CHG) y la capacitancia de baja se denomina (CLG), la figura 11 muestra el circuito equivalente.

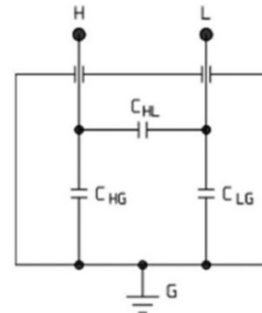


Figura 11. Circuito equivalente capacitivo

Se realiza el ensayo cortocircuitando el lado primario y secundario del transformador, se aplica un voltaje en el devanado primario y en el devanado secundario o cuba se mide la corriente de fuga según la prueba que se la está realizando, en lo general se necesita tener pruebas anteriores o de ser el caso pruebas FAT, lo datos permite tener un previo preámbulo con respecto a la normativa, la prueba que se la realiza no debe tener un incremento de 10%, el criterio de la prueba puede ser peligrosa por esta razón, pierde los componentes dieléctricos y se vuelve conductor.

El anexo, indica los límites típicos para transformadores de potencia aislados en líquido, estos pueden ser equipos nuevos o en servicio.

Para poder entender el procedimiento del ensayo eléctrico, se puede verificar en las

imágenes como es el conexionado que sales de los equipos hacia los devanados primarios y secundarios.

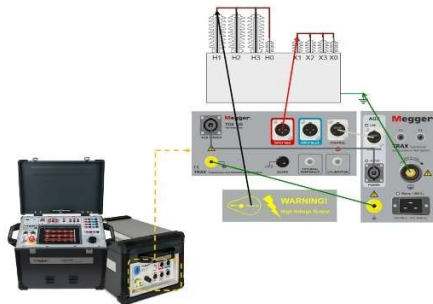


Figura 12. Esquema de conexión para medición de factor de potencia (Alta - baja)

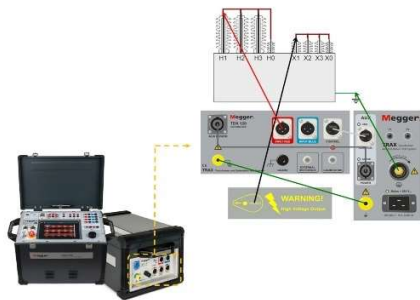


Figura 13. Esquema de conexión para medición de factor de potencia (baja - alta)

2.2.1.1.5 Medición de capacitancia de factor de potencia de bushing (FP/TD)

Los instrumentos de medida que se utiliza para realizar estas pruebas son TRAX 219 y el DELTA 400 que pertenecen a la empresa Megger, estos instrumentos permiten realizar los ensayos de capacitancia, factor de potencia y factor de dispersión hacia los bushing.

La medición de factor de potencia de bushing permite comparar con las capacitancias que tiene los bushing C1 y C2, la capacitancia puede detectar humedad u otros contaminantes que son expuestos al ambiente, la normativa indica que se puede sacar por varios métodos[14], la capacitancia C1, se debe medir desde conductor central hacia la brida, esta prueba se la realiza a cada fases del devanado primario y cuando se le

realiza a la capacitancia C2, se invierte la prueba, la capacitancia C2 es diez veces mayor que C1.

Tener en cuenta que, al realizar el ensayo eléctrico se debe limpiar los aisladores y evitar la contaminación, estos factores pueden incrementar al realizar el ensayo.

Las normativas [13] y [14] establece que, no deben sobrepasar el valor medido hacia el valor de placa, por lo tanto, no debe pasar el 1% de variación de la placa, para evitar causas de fallo.

Para poder entender el procedimiento del ensayo eléctrico, se puede verificar en las figuras que se presentaran a continuación, el conexionado para C1 y C2.

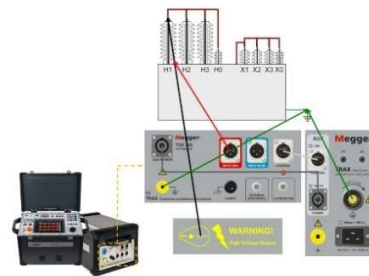


Figura 14. Esquema de conexión para bushing de C1

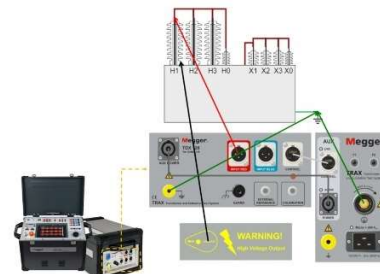


Figura 15. Esquema de conexión para bushing de C2

Las figuras (14) y (15) representan las conexiones para una fase, se debe realizar a todas las fases de los devanados primarios, por ende, se debe realizar C1 y C2 a cada fase.

2.2.1.1.6 Medición de corriente de excitación

El equipo que se utilizó para este ensayo es el MEGGER TRAX 219, permite sacar datos de

medición de la corriente de excitación del transformador de potencia

Al realizar esta prueba se tiene como objetivo primordial la evaluación del aislamiento en las espiras y el circuito magnético del transformador, las características principales de realizar esta prueba son para detectar materiales de baja calidad que encajen con el núcleo o un apantallamiento dañino y encontrar cortocircuitos en las espiras del devanado, cuando se encuentra roce de contactos o los taps se encuentran mal cableados, se produce por la alteración de corriente de excitación.

Explicando el método de la prueba, se debe aplicar voltaje de corriente alterna en el transformador trifásico, esta prueba se aplica a cada fase, una a la vez, se utiliza el concepto de un transformador monofásico, por ende, el devanado secundario se deja en la posición abierta y el único que se conecta es el neutro del lado del secundario, por otra parte, existen transformadores de potencia con el conexionado en estrella o delta en el lado del primario, se debe tener en cuenta que el transformador en estrella tiene 4 bushing en el lado del primario y cuando el transformador es delta en el lado del primario tendrá 3 bushing, aplicando las normativa el lado del devanado secundario se debe dejar abierto y donde este el neutro se le debe aterrizar como se presentan en las siguiente figura (16).

La normativa [14], indica que se debe realizar en cada tap del transformador fase por fase, dependiendo la construcción del transformador, el modelo de las 3 fases deben ser 2 similares y 1 diferente.

Si las 3 corrientes son diferentes no deben sobrepasar el 10%, si esto difiere es necesario dar una opinión diferente como TTR o SFRA.

Para poder interpretar el análisis de corriente de excitación se debe aplicar 2 criterios, cada criterio tiene su ecuación y su porcentaje de aceptabilidad.

Si la corriente de excitación (I_{ex}) es $<50\text{mA}$ se debe ocupar la ecuación 8, aquí es donde se interviene los valores más altos, pero no deben sobrepasar el 10%.

$$I_{ex} = \frac{V_{alto} - V_{bajo}}{\frac{V_{alto} + V_{bajo}}{2}} \quad (8)$$

Si las corrientes de excitación son $\geq 50 \text{ mA}$ se debe ocupar la ecuación 9, aquí es donde se interviene los valores más altos, pero no deben sobrepasar el 5%.

$$I_{ex} = \frac{V_{alto} - V_{bajo}}{\frac{V_{alto} + V_{bajo}}{2}} \quad (9)$$

En las siguientes imágenes se representa la conexión que se realiza a los transformadores.

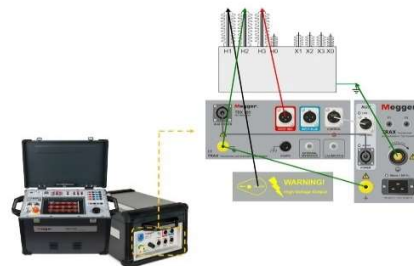


Figura 16. Esquema de conexión para medición de corriente de excitación (FASE H1)

2.2.1.1.7 Balance magnético

El instrumento de medida que se utiliza para ciertas pruebas, es el equipo MEGGER TRAX-219, este equipo ayuda con la prueba de balance magnético se recomienda realizar a transformadores trifásicos de potencia para verificar la descomposición del circuito magnético.

El ensayo de balance magnético por sugerencia se debe realizar antes de la prueba de resistencia de devanados y ningún cable del equipo se debe conectar al mallado de tierra ya que la prueba puede ser errante y dudosa.

Mediante el anexo, se puede verificar los límites que deben alcanzar cada fase al momento de realizar el ensayo eléctrico.

A continuación, en la figura 17, se presenta la configuración del conexionado para realizar las pruebas del balance magnético de una de las fases.

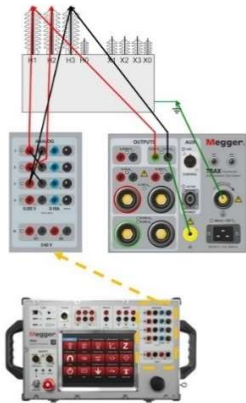


Figura 17. Esquema de conexión para medición de balance magnético

2.2.1.2 Pruebas de Rutina – Especiales

Las pruebas de rutina - especiales en el campo eléctrico, especialmente en transformadores y dispositivos similares, se centran en procedimientos específicos que superan las pruebas de rutina convencionales.

2.2.1.2.1 Medición de impedancia de corto circuito

Mediante esta prueba y la ayuda del equipo MEGGER TRAX 219, mediante el método se puede verificar la situación de los devanados del transformador, desplazamiento y probables deformaciones que sufren los devanados.

Las pruebas de corto circuito es importante realizar antes de una energización por problemas de transportación desde la fábrica hacia la subestación o después de catástrofes naturales, ya que, los devanados se deformar o se mueven y cuando este ya entra a servicio se puede producir cortocircuitos y el daño parcial o total del transformador, ya teniendo

los resultados se compara con valores de placa, deben ser iguales y se concluye la aceptabilidad o no de la prueba.

La impedancia de cortocircuito trifásico se puede obtener con la ecuación 10 de impedancia de corto circuito medido, se analiza con la normativa [13], se compara el resultado de placa y el medido, la desviación no puede superar el 3%, si este valor superar el 3% se recomienda realizar la prueba de análisis de respuesta en frecuencias de barrido (SFRA) para precautelar algún daño al transformador.

$$Z\% = \frac{1}{60} * \left(\frac{E_{12} + E_{23} + E_{31}}{I_m} \right) * \left(\frac{(kVA)_3}{(kV_3)^2} \right) \quad (10)$$

Donde:

$Z\%$ = Impedancia de corto circuito medido

$E_{12}+E_{23}+E_{31}$ = Voltaje de prueba medidos

I_m = Corriente de prueba medidos

kVA_3 = Potencia

kV_3 = Voltaje nominal línea – línea

Esta prueba se debe realizar en todos los taps del transformador una fase a la vez, en el lado secundario se debe realizar un cortocircuito y no se debe incluir el bushing de neutro, con las figuras podemos guiar de mejor manera.

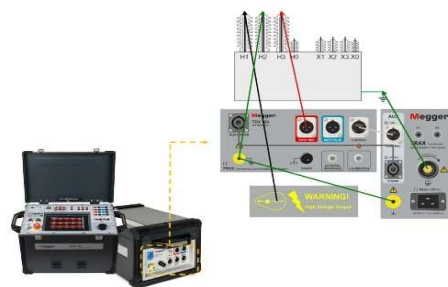


Figura 18. Esquema de conexión para medición de impedancia de corto circuito.

2.2.1.3 Desmagnetización del núcleo

El instrumento de medida que se utiliza para ciertas pruebas, es el equipo MEGGER TRAX-219, este equipo ayuda con la prueba

de desmagnetización del núcleo mediante la normativa vigente para los ensayos eléctricos[13], la inducción es un material donde se encuentra o se conserva el magnetismo, sin presencia de tener un campo magnético externo.

La remanencia puede ser en alta y baja dependiendo del imán que se tenga, mediante la figura 19, que representa la curva de histéresis.

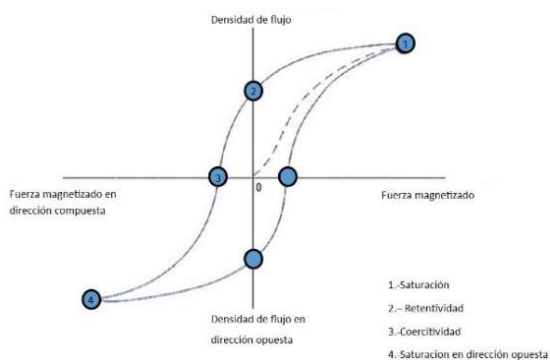


Figura 19. Curva de densidad del flujo magnético inducido.

Este ensayo se induce una corriente continua para medir la resistencia de los devanados y obtener la polarización del magnetismo del núcleo. Un núcleo magnetizado puede emitir corrientes de irrupción que puede ser dañino y con esa prueba podemos recudir los daños al transformar y las protecciones que resguardan al sistema.

El procedimiento es inyectar corriente continua a los devanados y se tiene que invertir la polaridad hasta que se reduzca la corriente inyectada y el núcleo quede desmagnetizado en su totalidad, por lo tanto en la normativa [13], indica los procesos que se debe aplicar ya sea un transformador monofásico o trifásico, en la figura (20), se indica como se tiene que conectar cuando es un transformador trifásico, habría que decir también, que el transformador trifásico se inyecta en la fase que presente mayor grado de corriente de excitación para que, el

resultado de desmagnetización cumpla en las 3 fases.

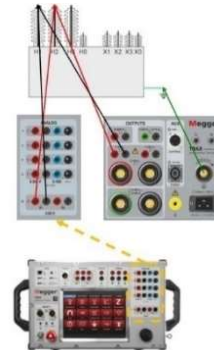


Figura 20. Esquema de conexión para desmagnetizar el núcleo del transformador.

2.2.1.4 Pruebas Especiales

Las pruebas especiales en el ámbito eléctrico, particularmente en transformadores y equipos similares, se refieren a procedimientos específicos que van más allá de las pruebas de rutina estándar. Estas pruebas se diseñan para evaluar aspectos particulares del equipo o para cumplir con requisitos específicos del cliente, normativas industriales o estándares de calidad.

2.2.1.4.1 Espectroscopía en dominio de la frecuencia (FDS)

Con la ayuda del equipo MEGGER IDAX 300 esta prueba se pueda desarrollar para ver las características o los defectos que ha sufrido el aislamiento liquido del transformador se mide el tangente delta/ factor de potencia de los devanados a múltiples frecuencias y la capacitancia, la espectroscopía en dominio de la frecuencia (FDS), en este método se utiliza frecuencia discreta entre 1mHz y 1kHz que mandan señales, en cada punto de la curva, la figura 21, representa la evaluación del aislamiento.

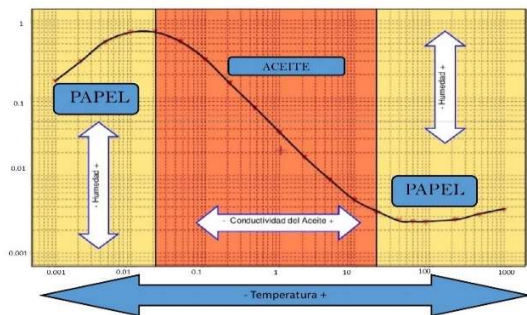


Figura 21. Evaluación del aislamiento

El transformador de potencia internamente consta de 2 partes importantes parte líquida (aceite) y parte sólida (celulosa - papel), la figura (22) indica como es la parte interna y cuáles son sus elementos de la parte activa del transformador.

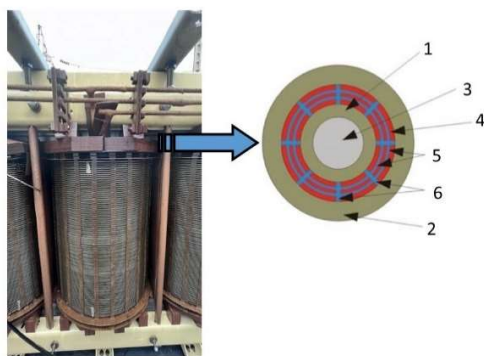


Figura 22. Aislamiento del transformador de potencia [Autor].

Los elementos de los devanados se llegan a nombra para tener conocimiento de cómo es un devanado ya que esta parte no es visible a la hora de tener un transformador de frente.

- 1.- Devanado secundario
- 2.- Devanado primario
- 3.- Núcleo
- 4.- Aceite
- 5.- Cartón prensado
- 6.- Palos de cartón

Mediante las normativas es necesario cotejar resultados anteriores de las pruebas o tener una prueba de referencia o la prueba de fabrica (FAT), con la finalidad de tener el

porcentaje de peso de agua por peso de celulosa en el transformador.

Sin embargo, la norma [14] indica los limites si se tiene humedad dentro del transformador

Mientras que, el equipo IDAX -300 me ayuda con la evaluación de los parámetros de humedad, conductividad y FP/PD cada parámetro tiene su unidad a la cual se midió, el anexo indica como se analiza los resultados en el equipo y mediante la norma.

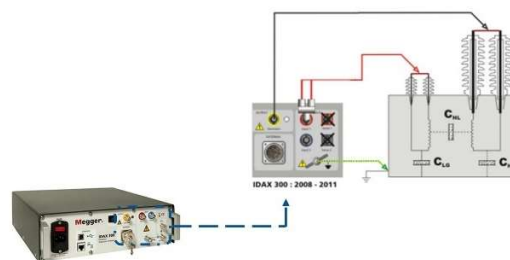


Figura 23. Esquema de conexión para prueba de FDS.

2.2.1.4.2 Análisis de respuesta en frecuencia de barrido

El equipo MEGGER FRAX – 101 es un elemento principal para realizar la prueba de análisis de respuesta en frecuencia de barrido (SFRA), este equipo esta regularizado con las normas IEC e IEEE.

La prueba SFRA analiza la parte mecánica y eléctrica para poder descubrir fallas en los devanados, núcleo o contactos del transformador.

Se maneja con frecuencias variables de 20 Hz y 2MHz aplicando un bajo voltaje desde el 0.1 V hasta los 10 V, los resultados influyen a la distorsión del ruido.

Teniendo los resultados de la prueba se compara como recomienda las normativas [20] y, con una prueba de referencia o la prueba que viene de fabrica (FAT).

Sin embargo, las pruebas como relación de transformación, corriente de excitación, impedancia de cortocircuito permite confirmar el hallazgo de fallas en el

transformador y se compara con las pruebas SFRA.

Sugerencias para el ensayo eléctrico de SFRA:

- Para obtener mejor medición de datos el dispositivo FRAX, se recomienda que el equipo FRAX se encuentre alejado a la puesta a tierra del transformado.
- Si el cambiador de tomas se encuentra des energizado, se aconseja realizar el ensayo en el tap de operación de aquel transformador.
- Si el cambiador de tomas se encuentra energizado, se sugiere realizar en cada uno de los tap del transformador.

El instrumento SFRA permite realizar pruebas de admitancia abierta, admitancias de cortocircuito e Interdevanado capacitivos, las figuras que se muestra a continuación indica el conexonado y la configuración de cada prueba a realizar.

- Admitancia a circuito abierto

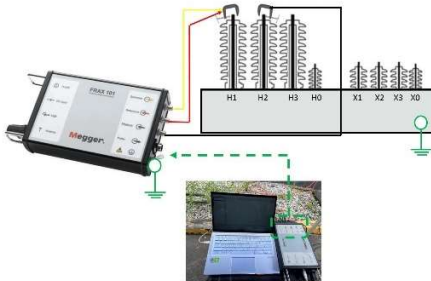


Figura 24. Esquema de conexión para prueba de SFRA admitancia de circuito abierto.

Se debe realizar el ensayo eléctrico según la configuración de la figura tanto como en el devanado primario y secundario del transformador.

E: Fuente (Excitación) - Generator
 U1: Referencia - Reference
 U2: Salida – Measure

- Admitancia de corto circuito

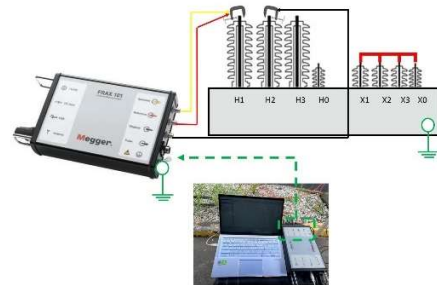


Figura 25. Esquema de conexión para prueba de SFRA admitancia de corto circuito.

Se debe realizar el ensayo eléctrico según la configuración tanto como en el devanado primario y secundario del transformador.

E: Fuente (Excitación) - Generator
 U1: Referencia - Reference
 U2: Salida - Measure

- Interdevanado capacitivo

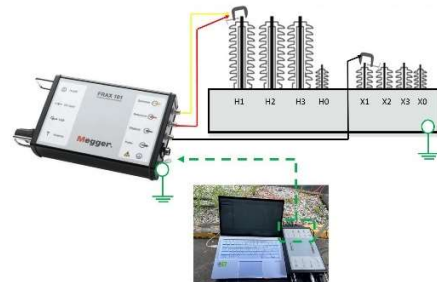


Figura 26. Esquema de conexión para prueba de SFRA inter devanado capacitivo.

Se debe realizar el ensayo eléctrico según la configuración tanto como en el devanado primario y secundario del transformador.

E: Fuente (Excitación) - Generator
 U1: Referencia - Reference
 U2: Salida – Measure

2.2.2 Pruebas dieléctricas del transformador

El transformador de potencia tiene un sistema compuesto de aceite y papel que permite tener un método de aislamiento de la parte activa del transformador, a su vez, se puede estimar la vida útil del transformador mediante

prácticas hacia los compuestos importantes del transformador, habría que decir también que la toma de muestra del aceite como muestra la figura 27, permite estimar sus principales propiedades y características, a pesar de que al papel no se le pueda tomar una muestra, resulta que el aceite tiene propiedades indirectas hacia el papel y se puede identificar causas del daño.



Figura 27. Toma de muestra de aceite al transformador
[Autor].

La toma de muestra del aceite como indica la figura 28, se trata 1 frasco grande donde se realizará el análisis físico químicas y en el frasco pequeño de vidrio se sacó la muestra para el inhibidor y una jeringa de vidrio para el análisis de cromatografía de gases DGA para un correcto muestreo del aceite del transformador, con esto parámetros vamos a identificar que contiene cada prueba ya mencionada.



Figura 28. Recipientes para la toma de muestra de aceite
[Autor].

2.2.2.1 *Análisis dieléctrico Físicas – Químicas*

El análisis de la prueba interpreta los componentes del aceite, las funciones características que cumple, de otra manera si el aceite esta estropeado marca un desempeño

al papel y así podría perder su vida útil con mayor brevedad, por esta razón se debe realizar cada cierto tiempo ensayos al aceite para poder prevenir cualquier daño al transformador, con eso poder tener resultados que permitir tener un análisis oportuno, tener información del sistema de aislamiento que se realiza con otros análisis que se tomar en cuenta y se podrá interpretar de mejor manera, se pretende un historio y poder llevar acabo un sistema de base de datos.

La prueba físico químicas consta de varios parámetros y cada uno de ellos se rige a diferentes normativas para el análisis de laboratorio, mediante la normativa general de los transformadores se podrá evaluar la condición de los resultados.

Con respecto a las pruebas físicas y químicas se llega analizar los siguientes componentes que se detallan en el anexo, con la norma vigente que analiza en laboratorio y con los resultados se analiza con la norma [13] para el diagnóstico global del transformador.

El anexo, presenta todas las posibles pruebas que se le realiza a la prueba física – químico, por otra parte, tenemos que tener en cuenta que ciertas pruebas se analizan mediante condiciones que nos presenta la norma, el principal objetivo es saber las características del aceite cuando es nuevo, termo filtrado y en operación, por este motivo se presentan la prueba mediante la norma [24].

Se sugiere llevar a cabo las pruebas indicadas por la normativa correspondiente en el caso del aceite recién fabricado, la siguiente tabla indica las pruebas y límites de valor mínimo o máximo según corresponda.

Se recomienda al aceite nuevo termo filtrado realizar las pruebas que señala la normativa referente, la siguiente tabla indica las pruebas y límites de valor mínimo o máximo según corresponda al ensayo realizado.

Se recomienda realizar las pruebas del aceite en operación o servicio que señala la normativa referente, la siguiente tabla indica las pruebas y límites de valor mínimo o máximo según corresponda al ensayo realizado, este proceso se lleva a cabo para tener un punto de referencia y seguir con las pruebas continuas.

Las pruebas físico – químicas se rigen a la normativa, el concepto general y los tipos de ensayo se rigen a diferentes métodos que se presenta en la normativa [24], por ende, el diagnóstico del transformador abarca todos ensayos posibles.

2.2.2.2 *Análisis de cromatografía de gases*

El análisis de cromatografía de gases disuelto en el aceite tiene como función principal en ayudar y aportar como herramienta de suplemento en el momento del diagnóstico del transformador, por ende, delimita el posible fallo en la parte térmica y eléctrica con la probabilidad de encontrar la ubicación, se realiza el muestreo del aceite del transformador, se envía y se analiza en el laboratorio con la normativa ASTM D-3612-2002 (2017) Método C, por lo tanto, con los resultados se llega a evaluar con la normativa, tener presente el procedimiento que nos indica la norma [21], para evaluar y sacar un diagnóstico previo.

Mediante la normativa de cromatografía de gases se evalúa mediante el diagrama de flujo que sugiere para resaltar los resultados del DGA como se presenta en la siguiente figura 29, por otro lado, se obtiene los resultados referentes a DGA se saca la sumatoria de los gases disueltos en el aceite que cada prueba está en la unidad de parte por millón (ppm), por lo tanto, los gases disueltos son: acetileno (C₂H₂), etileno(C₂H₄), etano (C₂H₆), metano (CH₄), monóxido de carbono (CO) e hidrogeno (H₂), mientras que, los gases atmosféricos se implantan con

la división (O₂/N₂) el resultado de este valor se verifican con los 2 grupos, O₂/N₂ <0.2 transformadores cubiertos con nitrógeno y transformadores tapados con membrana estimando el 60% de transformadores , y O₂/N₂ >0.2 transformador con tanque de expansión y transformadores tapados con membrana estimando un 40%[15], [25].

Los índices de NEI se determina con criterios de estimación mediante los compuestos menos energéticos hacia los más energéticos como los gases que producen altas temperaturas Etileno y Acetileno y los gases que producen bajas temperaturas que son etano, metano y etileno, la interpretación del índice de nivel de energía “NEI” con lleva a obtener resultados en el aceite y papel, las ecuaciones 11 y 12 permite sacar los valores NEI del aceite y NEI del papel, tener un preámbulo para detectar una presunta falla del transformador y poder decretar el rigor al cual está expuesto el transformador.

$$NEL_{OIL} = \frac{\left(\begin{array}{l} (77.7 * CH_4) + \\ (93.5 * C_2H_6) + \\ (104.1 * C_2H_4) + \\ (278.3 * C_2H_2) \end{array} \right)}{22400} \quad (11)$$

Donde:

CH₄= Metano

C₂H₆= Etano

C₂H₄= Etileno

C₂H₂= Acetileno

$$NEL_{PAPEL} = \frac{\left(\begin{array}{l} (101.4 * CO) + \\ (30.2 * CO_2) \end{array} \right)}{22400} \quad (12)$$

Donde:

CO= Monóxido de carbono

CO₂= Dióxido de carbono

Antes de continuar con el procedimiento de los status para la condición, se debe tener en cuenta que la normativa ha cambiado, por eso ahora se tiene que tener en cuenta las variables como la edad, tipo de respirador y

los status de gases presentes para definir la condición.

La figura 29, se recomienda seguir los pasos que indica la norma de gases disueltos para entender cómo se calculó los diferentes parámetros[10], [26].

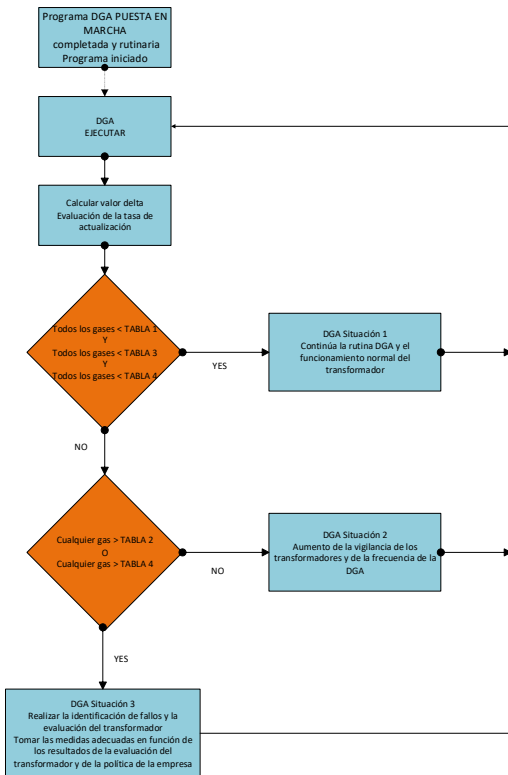


Figura 29. Diagrama de flujo para la interpretación DGA [21].

Sin embargo, el uso correcto del flujograma se debe interpretar correctamente las tablas y los status de la condición de la normativa, además de los triángulos de Duval 1, 4 y 5, y los pentágonos de Duval, por ende, cumple para los transformadores de potencia, no obstante, tener en cuenta que se debe dar prioridad a la muestra sugerida que se la quiera implementar.

El presenta flujograma indica seguir algunas sugerencias con las table 1, 2, 3 y 4, que se detalla en las figuras representativas de las tablas de la normativa, los status DGA 1,

2 y 3, se define mediante la dilución de los gases presentes.

Los anexos de la norma indica las tablas que permite identificar el nivel de gases disueltos en el aceite, la normativa nos indica la probabilidad que se tomó a diferentes transformadores para poder tener un criterio aceptable y saber que tabla utilizar en ese momento, además, se debe tener en cuenta la edad el transformador y cuál es el método que de respiración del transformador, los gases atmosféricos representativos para poder evaluar son el oxígeno y el nitrógeno, se debe cumplir con la ecuación 13, dependiendo de la ecuación se desarrolla y se analiza a cual tabla puede ingresar.

$$\text{Gases}_{\text{atm}} = \frac{\text{O}_2}{\text{N}_2} \quad (13)$$

La tabla 3 y 4 se debe utilizar el delta para la introducción del nuevo sistema, en la normativa se incluye el anexo B nos podemos guiar e ilustrar con el ejemplo, por ende, los status se definen con los diferentes niveles de gases y nos indica las gasificaciones presentes de los diferentes niveles, en esta nueva reforma de la normativa se incluye los triangulo y pentágonos de Duval, el método al cual se está refiriendo, el profesional de experiencia podrá tomar la decisión de evaluar por triángulos o pentágonos de Duval. Los triángulos 1, 4 y 5, y los pentágonos 1 y 2, son exclusivos de los transformadores de potencia para poder evaluar las partículas que se están comportando o están teniendo fallas. Además, se tiene diferentes tipos de fallas básicas que se enuncian a continuación:

- PD = Descarga parcial
- D1 = Descargas de baja energía
- D2 = Descargas de alta energía
- T1 = Fallas térmicas < 300°C
- T2 = Fallas térmicas > 300°C
- T3 = Fallas térmicas > 700°C
- DT = Falla eléctrica y térmica

Y fallas de subtipos que se llegan a enunciar con su significado:

S = Gases primarios

O = Sobrecalentamiento

C = Posible carbonización del papel

T3 – H = Fallas térmicas con afectación al aceite

En el triángulo 1 actúa acetileno, metano y etileno, son los gases que intervienen para poder localizar la falla y los tipos de fallas que tiene el triángulo.

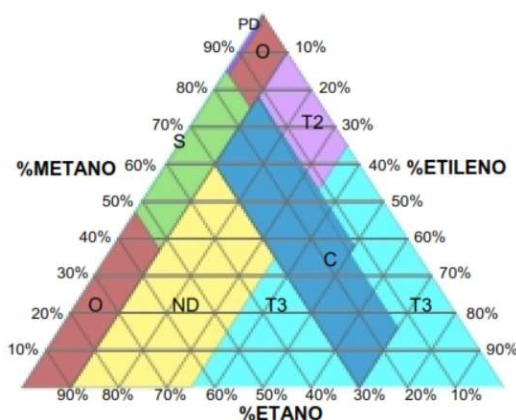


Figura 30. Triángulo de Duval 1 y sus posibles fallas

En la figura 35 representa el triángulo 1, está delimitado y sus posibles fallas son:

PD: Descarga parcial

D1: Descargas de energía baja

D2: Descargas de energía alta

T1: Falla térmica de bajo rango (por debajo de 300 °C)

T2: Falla térmica, entre 300 y 700 °C

T3: Falla térmica de alto rango (por encima de 700 °C)

DT: Falla térmica y eléctrica

Se define el porcentaje que tiene cada elemento, en la ecuación 14, se obtiene el total de los elementos, y las ecuaciones 15, 16 y 17, me determina el porcentaje de cada gas.

$$\%_t = \text{Metano} + \text{Etileno} + \text{Acetileno} \quad (14)$$

$$CH_4 = \frac{100 * CH_4}{\%_t} \quad (15)$$

$$C_2H_4 = \frac{100 * C_2H_4}{\%_t} \quad (16)$$

$$C_2H_2 = \frac{100 * C_2H_2}{\%_t} \quad (17)$$

Los errores de diagnóstico con el triángulo de Duval 1, no son notorios e incluso se identifica muy pronto las fallas.

En el triángulo 4 actúa hidrogeno, metano y etano, son los gases que intervienen para poder localizar la falla y los tipos de fallas que tiene el triángulo.

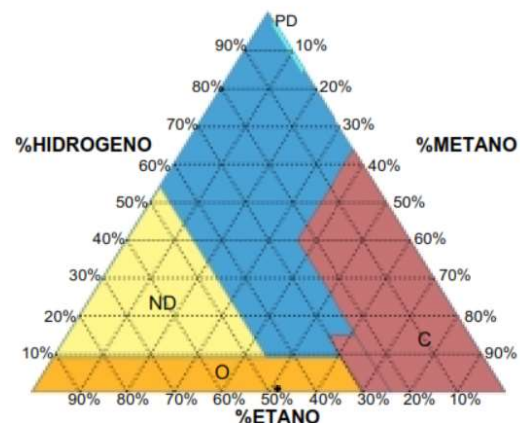


Figura 31. Triángulo de Duval 4

En la figura 31 representa el triángulo 4, está delimitado y sus posibles fallas son:

O: Sobrecalentamiento (T<250 °C)

C: Puntos calientes con carbonización de papel (T>300 °C)

S: Gasificación de aceite mineral

PD: Descarga parcial

ND: No Determinado

Se define el porcentaje que tiene cada elemento, en la fórmula 18, se obtiene el total de los elementos, y las fórmulas 19, 20 y 21 me determina el porcentaje de cada gas.

$$\%_t = \text{Metano} + \text{Etano} + \text{Hidrogeno} \quad (18)$$

$$\%_{\text{metano}} = \frac{100 * \text{metano}}{\%_t} \quad (19)$$

$$\%_{\text{etano}} = \frac{100 * \text{etano}}{\%_t} \quad (20)$$

$$\%_{\text{hidrogeno}} = \frac{100 * \text{hidrogeno}}{\%_t} \quad (21)$$

En el triángulo 5 actúa etileno, metano y etano, son los gases que intervienen para poder localizar la falla y los tipos de fallas que tiene el triángulo.

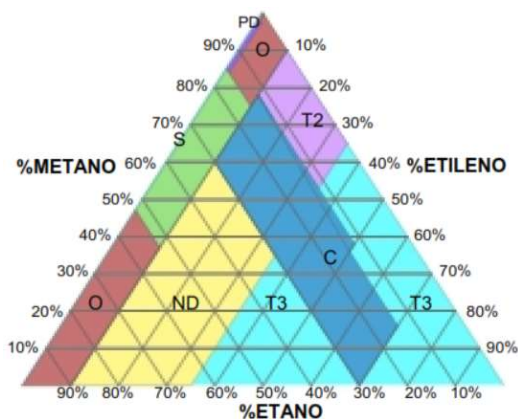


Figura 32. Triángulo de Duval 5

En la figura 47 representa el triángulo 5, está delimitado y sus posibles fallas son:

- O: Sobrecalentamiento ($T < 250 \text{ } ^\circ\text{C}$)
- C: Puntos calientes con carbonización de papel ($T > 300 \text{ } ^\circ\text{C}$)
- S: Gasificación de aceite mineral
- PD: Descarga parcial
- T2: Falla térmica, entre 300 y 700 $^\circ\text{C}$
- T3: Falla térmica de alto rango (por encima de 700 $^\circ\text{C}$)

Se define el porcentaje que tiene cada elemento, en la fórmula 22, se obtiene el total

de los elementos, y las fórmulas 23, 24 y 25 me determinan el porcentaje de cada gas.

$$\%_t = \frac{\text{Metano} + \text{Etano}}{\text{Etileno}} \quad (22)$$

$$\%_{\text{metano}} = \frac{100 * \text{metano}}{\%_t} \quad (23)$$

$$\%_{\text{etano}} = \frac{100 * \text{etano}}{\%_t} \quad (24)$$

$$\%_{\text{etileno}} = \frac{100 * \text{etileno}}{\%_t} \quad (25)$$

El triángulo 4 y 5 se cambia en un solo gas por su alta o baja energía, por lo tanto, toca tener en cuenta cuando utilizar el triángulo y verificar su importancia.

Por otra parte, los pentágonos de Duval que identifican las fallas en los transformadores, son los pentágonos 1 y 2, en el pentágono 1 tiene la facultad detectar las fallas térmicas, mientras que, el pentágono 2 detecta las fallas básicas y las fallas adicionales del aceite, se debe tener en cuenta cuando en el pentágono 2 cae en la falla de subtipo C (Puntos calientes con carbonización de papel) se puede definir como una posible carbonización pero se necesita realizar otros estudios como un analizar de compuestos furanos, en las siguientes figuras se observa la determinación de los pentágonos de Duval según su definición.

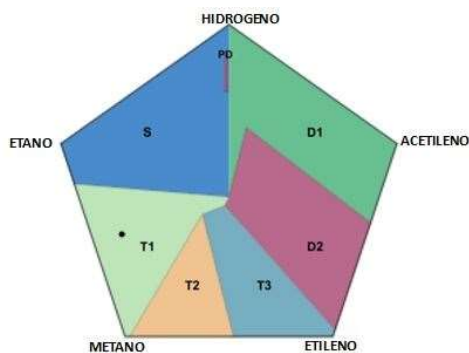


Figura 33. Pentágono 1 de Duval y sus posibles fallas

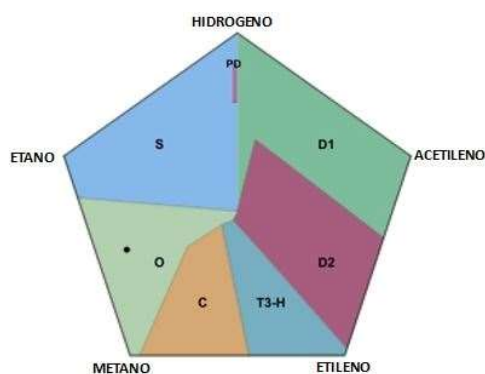


Figura 34. Pentágono 2 de Duval con sus posibles fallas

Es necesario realizar los pentágonos de Duval, nos permite conceptualizar la condición de los gases que no se encuentra en el triángulo 1 de Duval.

Para poder interpretar con mayor aceptación los gases se los ordena de menor a mayor grado de energía, se despliega la lista de grado energético de cada elemento.

Hidrogeno H_2

Metano CH_4

Acetileno C_2H_2

Etileno C_2H_4

Etano C_2H_6

Tener en cuenta que la prueba de DGA es necesario comprobar o acompañar con otros ensayos, tener en cuenta las variables que influyen a la generación de gases y así poder evitar malos diagnósticos a los transformadores.

2.2.2.3 Análisis de furanos

El análisis de furanos se determina como la forma viable para el diagnóstico del papel mediante una toma de aceite, ya que, es imposible para el transformador salga de servicio, se destape el transformador para una toma de muestra del papel, por eso se asemeja o se realiza el análisis de furanos ya que nos puede guiar con la estimación de del papel, los principales compuestos del furano para la degradación de la celulosa presentes en el aceite se detallan en la siguiente lista.

2-furaldehído (2FAL)

5-mentil-2-furaldehído (5M2F)

5-hidroximentil-2-furaldehído (5H2F)

2-acetilfurano (2ACF)

2-furfurol (2FAL)

El compuesto 2-furaldehído tiene una estabilidad y generación que se encuentra dentro del transformador, por este motivo el 2FAL presenta conformidad entre la concentración y el estado.

En el aceite hay presencia del compuesto de furanos, con el tiempo estos compuestos se generan con la degradación del cartón prensado y papel, con esta variable presente se puede estimar el envejecimiento del papel, el desarrollo de furanos puede implicar diferentes variables como la humedad inicial del papel, la temperatura, el sobre dimensionamiento del transformador, entre otros.

Este ensayo se lo puede realizar por diferentes circunstancias, años de operación del transformador, recomendación del análisis de cromatografía de gases y carga del 100% al transformador, por lo general se recomienda realizar el ensayo de furanos después de los 5 años de instalación del transformador.

El anexo, representa la condición que puede estar los compuestos furanos con los límites de concentración ppm.

Sin embargo, en el aceite aislante se llega a tener rasgos de otros compuestos además

del 2 FAL, se logra notar que el papel se llega a desgastar, por ende, el transformador pierde su vida útil.

El anexo, tiene las observaciones que puede presentar cada compuesto del furano.

El grado de polimerización esta medido por la gravedad que se encuentra el papel, la literatura nos presenta ecuaciones con diferentes autores, verificando el estado de envejecimiento de un transformador con los compuestos de furanos en especial de 2FAL, el papel no puede perder las características ya que el transformador puede sufrir daños, por ende, puede quitar años de servicio, se presenta los modelos matemáticos de los diferentes autores como Chendong, Vaurchex, De Pablo y Myers, representa las curvas del análisis.

El modelo matemático de Chendong representando con la ecuación 26, sus límites de observación $150 < DP < 1000$ y la unidad ppm.

$$DP = \frac{1.51 - \log_{10} * (C_{fur})}{0.0035} \quad (26)$$

Donde:

DP = Grado de polimerización método de Chendong

C_{fur} = compuesto de furanos

El modelo matemático de Vaurchex representando con la fórmula 27, con la unidad de ppm.

$$DP = \frac{2.6 - \log_{10} * (2FAL)}{0.0049} \quad (27)$$

Donde:

DP = Grado de polimerización método de Vaurchex

2FAL = compuesto de 2-furaldehido

El modelo matemático de De Pablo representando con la fórmula 28, sus límites de observación $150 < DP < 600$ y la unidad ppm.

$$DP = \frac{(1850)}{2FAL + 2.3} \quad (28)$$

Donde:

DP = Grado de polimerización método de De Pablo

2FAL = compuesto de 2-furaldehido

El modelo matemático de Myers representando con la ecuación (29), con la observación de tener un papel mejorado térmicamente y evaluado a la temperatura de 55/65°C.

$$DP = -343.8 * \log_{10}(C_{fur}) + 1387.5 \quad (29)$$

Donde:

DP = Grado de polimerización método de Myers

C_{fur} = Compuesto de furanos

2.3 Mantenimiento basado en la condición

Los conceptos son amplios a la hora nombrar sobre los mantenimiento por eso en la actualidad, las empresas que brindan servicios de mantenimientos se están rigiendo o dando estrategias para tomar un breve preámbulo para diagnosticar alguna falla, el mantenimiento basado en la condición tiene el objetivo de establecer un tiempo prolongado, por consiguiente se necesita tener tendencias desde el montaje del transformador y dar un inicio a las pruebas que se las va sumando con el tiempo y tratar de analizar los resultados en ese momento con la finalidad de evitar fallos o salidas de servicios del transformador por esta razón se quiere implementar las siguientes ideas a los equipos eléctricos esta vez siendo un transformador de potencia.

3 Problema para validar la metodología del mantenimiento basado en la condición

En la subestación eléctrica el transformador de potencia cumple con la función principal del sistema eléctrico, por ende, el transformador de potencia soporta una gran variedad de daños internos o descargas atmosféricas a lo largo de su vida útil, por eso debe tener un seguimiento para que sea intervino en un momento apropiado, el problema principal y que se tomó la decisión de implementar para los transformadores de potencia es el mantenimiento basado en la condición, este mantenimiento no se ejecuta basado en un mantenimiento programado, tiene como referencias en que se muestre indicadores o variables con la tendencias y lograr determinar si está a punto de una falla o que salga de servicio por la falla ya prevista, tomar correctivos sobre la marcha y que no tenga costos muy elevados por salir de servicio.

4 Metodología

En esta división del artículo se detalla el método que se utilizó durante el proceso del ingreso de datos de diferentes transformadores, las pruebas que se le realiza a los transformadores de potencia, se analizan los parámetros con cada normativa y se emplea la programación en el software de MATLAB como funciones para después desplegar en un software específico de gráficas y obtención de datos, mediante la explicación que se realizó en los anteriores párrafos, se ingresa los datos que se adquiere de los ensayos, se analiza en el programa y obtengo resultados con los análisis ya descritos, con esto poder logra obtener una tendencia de cada método de prueba, y así poder tener indicadores a lo largo de un tiempo, poder utilizar la metodología que se

trata del mantenimiento basado en la condición, la cual conlleva a identificar posibles daños a los activos y poder dar una solución en tiempos muy rápidos, este programa de mantenimiento no ayuda a intervenir con mayor brevedad o dar indicaciones para que el activo no llegue a tener ningún daño a lo largo de su vida útil.

4.1 Pseudocódigo y Flujograma

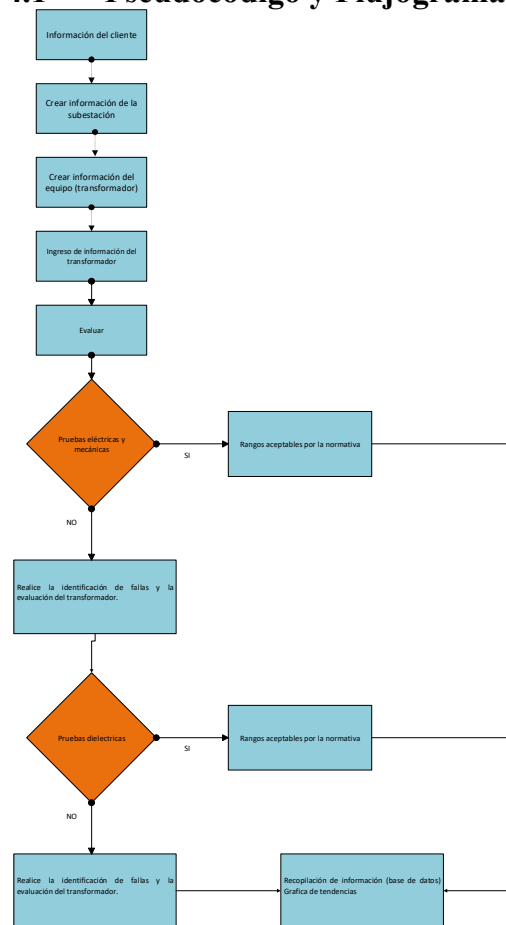


Figura 35. Flujograma del funcionamiento [Autor].

Simulación del ingreso de datos del transformador

Inicio

Paso 1: Ingreso de información del cliente.

Paso 2: Ingreso de la subestación del cliente.

Paso 3: Agregar equipo (Transformador de Potencia).

Paso 4: Ingreso y análisis mediante la normativa para pruebas eléctricas.

- Medición de resistencia de bobinas
- Resistencia de devanados
- Desmagnetización del núcleo
- Corriente de excitación
- Capacitancia, factor de potencia de aislamiento
- Resistencia de aislamiento
- Balance magnético
- Impedancia de corto circuito
- Espectroscopía Dieléctrica en el dominio de la frecuencia (FDS)
- Respuesta en frecuencia de barrido (SFRA)

Paso 5: Ingreso y análisis mediante la normativa para pruebas dieléctricas

- Pruebas Físico Químico (ADFQ)
- Prueba de cromatografía de gases (DGA)
- Prueba de contenido de furanos (CDF)

Paso 6: Obtención de resultados de históricos

Paso 7: Grafica de tendencias.

Fin

4.2 Interfaz gráfica usando Matlab

Con la finalidad de obtener las tendencias de cada prueba del transformador, se debe realizar el ingreso de los datos por cada escenario de análisis, los cuales están programados en MATLAB, los cuales se indicó de manera general el ingreso y así poder tener resultados, a continuación, se podrá observar las diferentes pantallas de ingreso de información.



Figura 36. Pantalla principal

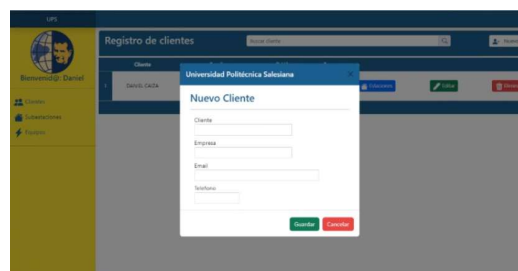


Figura 37. Ingreso del cliente

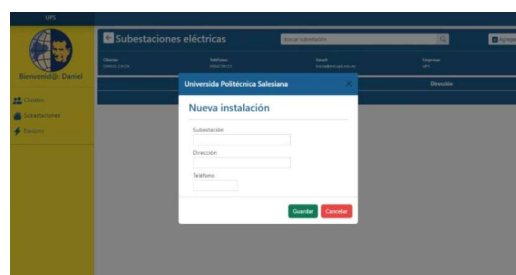


Figura 38. Ingreso de información de la subestación

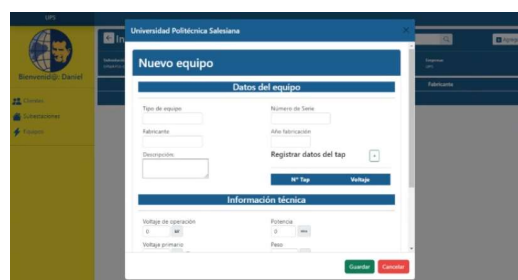


Figura 39. Ingreso de la información del equipo



Figura 40. Ingreso de datos de las pruebas eléctricas y dieléctricas

4.3 Escenarios de análisis

En los diferentes escenarios se tomó de referencia la normativa IEEE Std C57.106 - 2015, el cual habla de mantenimientos y los límites de aceite en los diferentes casos, como se especifica a continuación.

4.3.1 Primer escenario transformador de potencia nuevo.

Para el caso de estudio de transformadores de potencia en estado nuevo, se debe tener resultados de pruebas de aceptación de fábrica (FAT) y pruebas de aceptación en campo (SAT), sea eléctricas del transformador y dieléctricas del aceite, con la finalidad de tener un histórico (huella dactilar), con esto poder diagnosticar a futuro alguna falla o pérdida de componentes eléctricos.

4.3.2 Segundo escenario transformador de potencia en servicio.

Para este tipo de estudio se debe tener en cuenta los parámetros recomendados de mantenimientos, ya que el transformador puede salir de operación por falla, mantenimiento, en necesario tener un registro de históricos y poder tomar una decisión mediante las variables, en este caso los indicadores al cual se debe actuar antes de una falla o daño total del equipo.

4.3.3 Tercer escenario transformador de potencia termo filtrado.

El estudio de este caso implica realizar pruebas dieléctricas del aceite y la prueba eléctrica de Espectroscopía Dieléctrica en el dominio de la frecuencia (FDS), son variables indicadoras para realizar un trabajo de mantenimiento en el momento adecuado, no perder los componentes del aceite y humedad interna del aceite.

4.4 Análisis de resultados por cada escenario.

4.4.1 Escenario del transformador nuevo de potencia.

En este estudio se debe tener en cuenta que el transformador de potencia es nuevo, por lo tanto, el indicador más importante del aceite es el análisis físico químico y en pruebas eléctricas los indicadores que tiene una gran importancia para la toma de decisión a la hora

de energizar es la espectroscopía dieléctrica en el dominio de la frecuencia (FDS) y Respuesta en frecuencia de barrido (SFRA), con la finalidad que la prueba FDS, nos indica la humedad presente en la cuba y la prueba de SFRA nos indica si alguna bobina se desplazó en el momento de su traslado desde la fábrica hasta el punto de instalación.

Se recomienda analizar estado del aceite con pruebas de laboratorio antes y después del ingreso del aceite, además se puede obtener una tendencia de los componentes del aceite para futuros análisis.

Se realizó la prueba de físico químico para determinar la densidad para detectar la pureza y composición del aceite, se mide la viscosidad para detectar la resistencia del aceite al fluir y se mide el contenido de humedad para tener información de cuánta agua esta presenta por cada partícula por millón en el aceite.

Estas pruebas físico-químicas proporcionan información clave sobre la calidad, la estabilidad y el rendimiento del aceite, para garantizar que el aceite cumpla con los estándares de calidad y seguridad.

Fecha	Contenido de Agua	H ₂ O	H ₂ O	H ₂ O	Densidad	Tensión	Viscosidad	Color	T ₂₅	T ₁₀₀	Examen	Indicador	Indicador	Phi	Análisis	Viscosidad	
					Intérfase	Intérfase	Intérfase				visual	tipo I	tipo II	Intérfase	corrosión	esp	
16/02/2022 12:00:00 SAM	6	0	58	0	0.88	38.1	0.0183	3	0.063	4	Briante y claro	0.223	0	0	no corrosivo	0	0
16/04/2021 12:00:00 SAM	14	0	42	0	0.842	37.8	0.006	0.5	0.03	0.39	Briante y claro	0.164	0	0	no corrosivo	0	0

Figura 41. Resultados fisicoquímicos mediante el programa

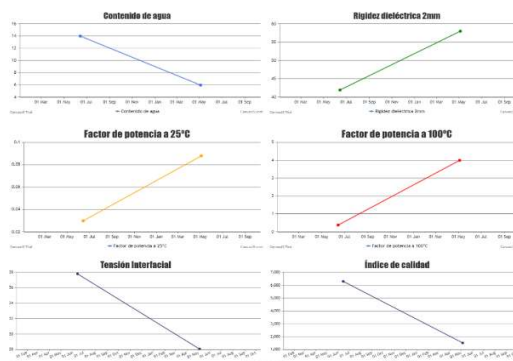


Figura 42. Resultados de las tendencias fisicoquímicas

Es una técnica analítica que también se aplica en el análisis de aceites utilizados en

transformadores de potencia. Estas pruebas de cromatografía de gases son esenciales para evaluar la calidad y la salud del aceite aislante en los transformadores. A continuación, se especifica cual es el propósito de realizar este ensayo al aceite dieléctrico.

DGA (Análisis de Gases Disueltos) es una de las pruebas más críticas y comunes para evaluar la salud de un transformador. Consiste en analizar los gases disueltos en el aceite aislante del transformador. La formación y la concentración de ciertos gases, como el hidrógeno, el metano, el etano y el acetileno, pueden indicar la presencia de problemas, como descargas parciales, arco eléctrico o sobrecalentamiento, por lo tanto, se debe tener una tendencia para ver si los gases se mantienen, crecen o decrecen en futuros ensayos, y así, prologar la vida del aceite dieléctrico del transformador de potencia.

Fecha	Hidrogeno	Metano	Etano	Etileno	Acetileno	Monóxido	Dióxido	Oxígeno	Nitrógeno	Estado
5/4/2022 12:00:00 AM	0,6	0,3	4,3	0,8	0,3	4,2	17,6	985,0	7637,5	Normal DGA-3
6/14/2021 12:00:00 AM	11,3	11,3	0	0,7	0	96,5	146,0	2550,9	84248,5	Normal DGA-1*

Figura 43. Resultado de cromatografía de gases mediante el programa

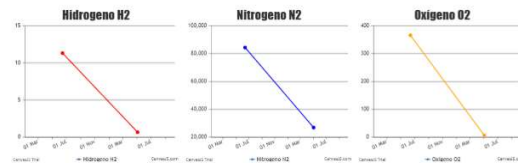
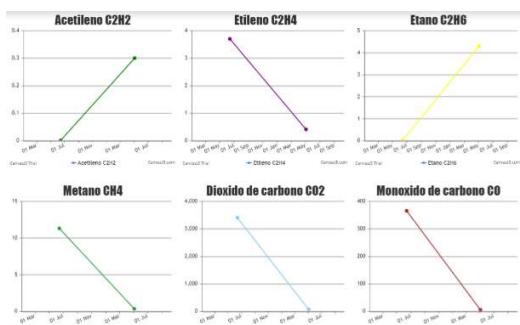


Figura 44. Resultado de las tendencias de cromatografías de gases.

En el caso del estudio de las pruebas eléctricas se tomó como referencia del transformador que se encuentra en la subestación EPMAPSE ubicado en la provincia de Esmeraldas, el transformador de potencia tiene las siguientes características de placa.

IDENTIFICACIÓN:

Subestación EPMAPSE

Marca: ECUATRAN

Serie: 0497582018

Potencia: 10 - 12 MVA

V. Primario: 69000 V

V. Secundario: 13800 V

Grupo Vectorial: Dyn1

Año: 2018

Volumen de aceite: 715 L.

Peso total:2860 Kg.

Las mediciones de la tabla 1, es cuando se ingresó el aceite a la cuba del transformador y después del ingreso mediante la termofiltrada, se realiza esta acción ya que el transformador nunca se instaló, se mejora la humedad mediante el proceso.

Tabla 1. Medición de FDS

Medición	Cap (pF)	FP (%)	Cond (pS/m)	Hum (%)
CHL	3382	0,264	1,3	1
CHL	3379	0,222	2,41	1,7

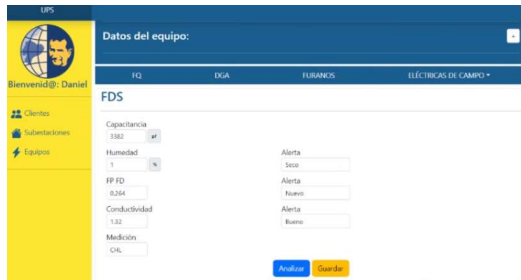


Figura 45. Resultado de la prueba de FDS

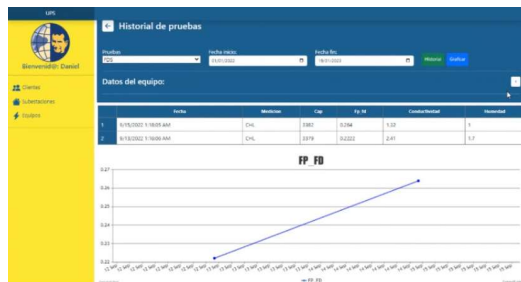


Figura 46. Histórico de la prueba FDS del transformador de potencia

4.4.2 Escenario del transformador en servicio de potencia.

En el caso de estudio del transformador de la subestación Pilahuin, se llegó a tener resultados previos del aceite dieléctrico, con eso se logró tener indicador para poder intervenir y así evitar alguna falla del mismo, a continuación, se presenta los resultados y con esto se determina su condición a la hora de implementar la metodología y la placa del transformador se detalla a continuación.

IDENTIFICACIÓN:

Subestación PILAHUIN

Marca: MITSUBISHI

Serie: 8771720101

Potencia: 10 – 12.5 MVA

V. Primario: 69000 V

V. Secundario: 13800 V

Grupo Vectorial: Dyn1

Año: 1987

Volumen de aceite: 5200 L.

Peso total: 20700 Kg.

Tabla 2. Parámetros para el análisis fisicoquímico

PARÁMETROS
A) Contenido de Agua
D) Rigidez Dieléctrica
E) Densidad Relativa
F) Tensión Interfacial
G) Número Ácido
H) Color
I) FP a 25°C
J) FP a 100°C
K) Inhibidor

ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO Y DIELECTRICO										
FECHA	A	D	E	F	G	H	I	J	K	
2022	6	58	0.88	28.1	0.0183	3	0.008	4	0.223	
2021	14	42	0.842	37.8	0.006	0.5	0.03	0.39	0.364	

Figura 47. Datos de fisicoquímico

Mediante la metodología basada en la condición el inhibidor es un indicador muy importante a la hora de realizar los ensayos dieléctricos ya que se puede verificar el contenido de inhibidor, realizar un mantenimiento y poder mejorar el inhibidor al aceite, con este tratamiento no se pierde los componentes dieléctricos del aceite.

Fecha	Contenido de Agua	Rig. Dic. 1mm	Rig. Dic. 2.5mm	Densidad relativa	Tensión interfacial	Núm. Neutralización	Color	FP 25°C	FP 100°C	Examen visual	Inhibidor tipo I	Inhibidor tipo II	Pto. Inflección	Acidez corrosiva	Viscosidad a 40°C	
1 5/4/2022 12:00:00 AM	6	0	58	0	0.88	28.1	0.0183	3	0.008	4	Brillante y claro	0.223	0	0	No corrosivo	0
2 6/14/2021 12:00:00 AM	14	0	42	0	0.842	37.8	0.006	0.5	0.03	0.39	Brillante y claro	0.364	0	0	No corrosivo	0

Figura 48. Resulta de fisicoquímico mediante el programa

4.4.3 Escenario del transformador termofiltrado de potencia.

Este caso de estudio previo a varios parámetros, se refleja al estudio de tendencia de los valores del aceite dieléctrico, son valores que se logra obtener teniendo al transformador de potencia sometido a carga, cuando la rigidez eléctrica y contenido de agua sobre pasan valores de límite, con los resultados de tendencias se le saca de

servicio, ya que son indicadores y poder tener la solución con rapidez y no causar fallas, con esto se realiza una prueba adicional y se verifica la humedad interna del transformador, en este estudio se tomó información del transformador de la subestación MOVIL, perteneciente a CNEL – Sto. Domingo, con su respectiva placa.

IDENTIFICACIÓN:

Subestación MOVIL

Marca: ABB

Serie: HCB4090-001T

Potencia: 12 – 16 MVA

V. Primario: 69000 V

V. Secundario: 13800 V

Grupo Vectorial: Dyn1

Año: 2015

Volumen de aceite: 8990 L.

Peso total: 69485 Kg.

Tabla 3. Parámetros para el análisis fisicoquímico

PARÁMETROS
A) Contenido de Agua
D) Rigidez Dieléctrica
F) Tensión Interfacial
G) Número Ácido
I) FP a 25°C
J) FP a 100°C

ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO Y DIELECTRICO						
FECHA	A	D	F	G	I	J
2022	8	50	35.9	0.01	0.039	0.54
2021	18	40	35.9	0.01	0.036	0.48
2019	38	27	37.4	0.01	0.034	0.47

Figura 49. Datos fisicoquímicos

Los valores que se obtiene en los históricos de la tabla 3, se ve cómo se mejora la rigidez

dieléctrica y el contenido de agua. Eso quiere afirmar que los valores indicadores nos sirven como variante dominante para activar el mantenimiento basado en la condición, en la figura 50 nos indica cómo se presenta en el programa computacional.

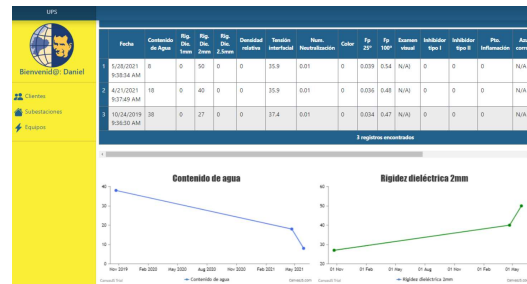


Figura 50. Prueba dieléctrica físico químico de S/E MOVIL de Sto. DOMINGO

Para tener una precisión con exactitud de los indicadores que se desarrolló con el método de mantenimiento basado con la condición, se añade la prueba de espectroscopía dieléctrica para tener otro indicador.

Tabla 4. Histórico de FDS de aceite del procesamiento de datos para el termofiltrado

Medición	Cap (pF)	FP (%)	Cond (pS/m)	Hum (%)
CHL	6566	0,286	0,415	1
CHL	3382	0,298	0,435	1
CHL	3379	0,279	0,506	1,1

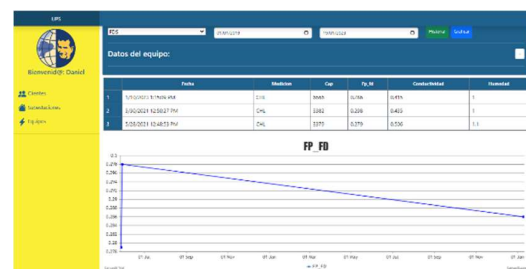


Figura 51. Prueba de espectroscopía dieléctrica (FDS)

Los resultados que se obtiene con los diferentes escenarios, son pruebas reales de los transformadores de potencia de cada subestación, se anexa información adicional de un caso aleatorio para verificar las gráficas

y las tendencias con diferentes puntos y así poder observar cómo funciona el programa con datos reales.

5 Conclusiones

Las pruebas eléctricas se realizaron con equipos MEGGER, ya que, la empresa me brindo la gran oportunidad de medir con los equipos, pero no quiere decir que esa marca de equipos suele realizar las pruebas, se describe el proceso y normativa a la cual se hace referencia para poder concluir y tener en cuenta que todos los equipos de diferente marca pueden medir, se debe realizar todas las pruebas eléctricas indicadas para poder tener un seguimiento al transformador.

Tener en cuenta que el transformador de potencia, significa el corazón del sistema eléctrico de potencia, si el equipo llegara a salir de operación, se llegara a tener pérdidas económicas y que esa máquina deje de tener su confiabilidad por no tener indicadores de mantenimiento, que se pueda actuar de con la brevedad, con la ayuda del programa se puede evaluar cada tipo de prueba sin ningún limitante y poder tener una tendencia de cada transformador evaluado.

Los transformadores de potencia pueden perder años de servicio por su mal manejo de mantenimiento, el método que se logró implementar, tiene como finalidad tener indicadores con los diferentes tipos de ensayos, ya que, con estos indicadores se tiene la facultad de tomar una decisión, la herramienta computacional permite ingresar datos, evaluar a los parámetros de la normativa y con eso tener un criterio a la hora de diagnosticar al transformador de potencia.

Este estudio se encargó de mostrar una parte importante a la hora de diagnosticar, ya que la variable o indicador importante en esta situación, fue las pruebas dialécticas por la razón que estos ensayos se puede tomar las muestras de aceite cuando el transformador

esta energizado y así acortamos tiempos de paradas por mantenimientos y si es el caso de una salida de operación sería corroborar las pruebas eléctricas y dieléctricas, y poder identificar con mayor exactitud la falla o tener presente algún daño, el programa ayudo a comparar con resultados anteriores y poder llevar una base de datos con mayor presión.

6 Trabajos futuros

Implementación probabilística de transformadores de potencia para el acetileno con valores fuera del límite.

Comparación y actualización de los parámetros de la norma IEEE Std C57.152.

Implementación al programa de los equipos primarios (interruptores, seccionadores, pararrayos y celdas) de las subestaciones eléctricas.

7 Referencia

- [1] A. G. C. Menezes, M. M. Araujo, O. M. Almeida, F. R. Barbosa, and A. P. S. Braga, "Induction of Decision Trees to Diagnose Incipient Faults in Power Transformers," *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, vol. 29, no. 1, pp. 279–286, 2022, doi: 10.1109/TDEI.2022.3148453.
- [2] M. Nazir, K. Burkes, and J. H. R. Enslin, "Converter-Based Power System Protection against DC in Transmission and Distribution Networks," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 35, no. 7, pp. 6701–6704, 2020, doi: 10.1109/TPEL.2019.2963313.
- [3] J. Rodriguez, J. Contreras, and C. Gaytan, "Evaluation and Interpretation of Dissolved Gas Analysis of Soybean-Based Natural Ester Insulating Liquid," *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, vol. 28, no. 4, pp. 1343–1348, 2021, doi:

- 10.1109/TDEI.2021.009467.
- [4] Q. Wang, B. Bai, D. Chen, T. Fu, and Q. Ma, "Study of Insulation Material Properties Subjected to Nonlinear AC-DC Composite Electric Field for Converter Transformer," *IEEE Trans. Magn.*, vol. 55, no. 2, pp. 1–4, 2019, doi: 10.1109/TMAG.2018.2867628.
- [5] C. Alvarez, M. Lopez-Campos, R. Stegmaier, F. Mancilla-David, R. Schurch, and A. Angulo, "A Condition-Based Maintenance Model including Resource Constraints on the Number of Inspections," *IEEE Trans. Reliab.*, vol. 69, no. 3, pp. 1165–1176, 2020, doi: 10.1109/TR.2019.2955558.
- [6] C. Chuang, L. Ningyun, J. Bin, and X. Yin, "Condition-based maintenance optimization for continuously monitored degrading systems under imperfect maintenance actions," *J. Syst. Eng. Electron.*, vol. 31, no. 4, pp. 841–851, 2020, doi: 10.23919/JSEE.2020.000057.
- [7] M. Hoffman, E. Song, M. P. Brundage, and S. Kumara, "Online Improvement of Condition-Based Maintenance Policy via Monte Carlo Tree Search," *IEEE Trans. Autom. Sci. Eng.*, vol. 19, no. 3, pp. 2540–2551, 2022, doi: 10.1109/TASE.2021.3088603.
- [8] A. Baggini, C. Ploetner, and J. C. Riboud, "Functional Definition and Classification of the Power Transformer," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 38, no. 1, pp. 80–84, 2023, doi: 10.1109/TPWRD.2022.3180625.
- [9] W. C. Flores Castro, E. E. Mombello, G. Rattá, and J. A. Jardini, "Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte II. Correlación entre resultados de ensayos físico-químicos," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 5, no. 8, pp. 591–598, 2007, doi: 10.1109/T-LA.2007.4445711.
- [10] M. Aslam *et al.*, "Health Analysis of Transformer Winding Insulation through Thermal Monitoring and Fast Fourier Transform (FFT) Power Spectrum," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 114207–114217, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3104033.
- [11] G. Ma, Y. Liu, Y. Li, X. Fan, C. Xu, and W. Qin, "Optical Frequency-Response Analysis for Power Transformer," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 36, no. 3, pp. 1562–1570, 2021, doi: 10.1109/TPWRD.2020.3011422.
- [12] IEEE Std C57.106™-2002, *IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment*, vol. 2002, no. April. 2003.
- [13] I. P. and E. Society, *IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors*, vol. 2013. 2013.
- [14] Institute of Electrical and Electronics Engineers [IEEE], *Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors*, vol. 1995. IEEE Std 62™-1995 (R2005), 1993., 1993.
- [15] C. Yan *et al.*, "Experimental study on the gas bubble temperature around an arc under insulation oil," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 36, no. 2, pp. 1245–1248, 2021, doi: 10.1109/TPWRD.2020.3029447.
- [16] J. I. Aizpurua *et al.*, "Power transformer dissolved gas analysis through Bayesian networks and hypothesis testing," *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, vol. 25, no. 2, pp. 494–506, 2018, doi:

- 10.1109/TDEI.2018.006766.
- [17] T. H. Han, S. C. Ko, and S. H. Lim, "Analysis on Three-Phase Ground Fault Current Limiting Operations of Three-Phase Transformer Type SFCL Using Two Superconducting Modules," *IEEE Trans. Appl. Supercond.*, vol. 32, no. 6, pp. 1–7, 2022, doi: 10.1109/TASC.2022.3181571.
- [18] Z. Zhao, C. Yao, C. Tang, C. Li, F. Yan, and S. Islam, "Diagnosing Transformer Winding Deformation Faults Based on the Analysis of Binary Image Obtained from FRA Signature," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 40463–40474, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2907648.
- [19] N. Hashemnia, A. Abu-Siada, and S. Islam, "Improved power transformer winding fault detection using FRA diagnostics-part 1: Axial displacement simulation," *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, vol. 22, no. 1, pp. 556–563, 2015, doi: 10.1109/TDEI.2014.004591.
- [20] I.-S. Standards, *IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers*, vol. 2015. IEEE Std C57.12.90™-2015, 2006.
- [21] T. Committee, I. Power, and E. Society, *IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers*, vol. 2019. IEEE Std C57.104™-2019, 2019.
- [22] E. Aliani and A. A. Romero, "Consideraciones para la gestión de transformadores de potencia, en el marco de la ISO 55000," *2014 IEEE Bienn. Congr. Argentina, ARGENCON 2014*, pp. 594–599, 2014, doi: 10.1109/ARGENCON.2014.6868556.
- [23] S. Li, Z. Ge, A. Abu-Siada, L. Yang, S. Li, and K. Wakimoto, "A New Technique to Estimate the Degree of Polymerization of Insulation Paper Using Multiple Aging Parameters of Transformer Oil," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 157471–157479, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2949580.
- [24] IEEE Standards Board, *IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers*, vol. 2015. 1999.
- [25] M. Badawi *et al.*, "Reliable Estimation for Health Index of Transformer Oil Based on Novel Combined Predictive Maintenance Techniques," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 25954–25972, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3156102.
- [26] V. Tra, B. P. Duong, and J. M. Kim, "Improving diagnostic performance of a power transformer using an adaptive over-sampling method for imbalanced data," *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, vol. 26, no. 4, pp. 1325–1333, 2019, doi: 10.1109/TDEI.2019.008034.

7.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 5. Matriz de estado del arte

ANÁLISIS DINÁMICO PARA EL DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA BASADA EN SU CONDICIÓN																									
ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA		PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA								
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	UBICACIÓN DE LAS FALLAS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	PARÁMETROS DE LAS NORMATIVAS EXISTENTES PARA LOS ENSAYOS HACIA LOS TRANSFORMADORES	IMPORTANCIA DE LOS MANTENIMIENTOS A LOS TRANSFORMADORES	MÉTODOS DE MANTENIMIENTOS Y NO CAUSAR FALLAS EN EL SEP	PRUEBAS ELÉCTRICAS Y DE DIELECTRICAS	MANTENIMIENTOS BASADOS EN LA CONDICIÓN	DESARROLLAR HISTÓRICOS PARA TENER COMPARACIÓN ENTRE PRUEBAS ACTUALES Y ANTERIORES	EVALUAR LOS PARÁMETROS Y LÍMITES PARA QUE EL TRANSFORMADOR NO SALGA DE OPERACIÓN	UBICACIÓN ÓPTIMA DE FALLAS	MINIMIZAR SALIDAS DE OPERACIÓN POR FALTA DE MANTENIMIENTOS	COSTO	PROGRAMACIÓN DE MANTENIMIENTOS	RESPUESTAS MUY RÁPIDAS EN CASO DE ALGUNA FALLA INTERNA	MÉTODO BASADO EN LA CONDICIÓN	USO DE NORMATIVAS VIGENTE	COMPARACIÓN DE RESULTADOS MEDIDOS A LAS PRUEBAS ELÉCTRICAS Y DIELECTRICAS	DESARROLLO DE SOFTWARE PARA TENER RESULTADOS AL INSTANTE RESPECTO A SUS LÍMITES DE CADA ENSAYO	UBICACIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALLAS AL TRANSFORMADOR	RESPUESTAS RÁPIDAS DE RESULTADOS Y PODER INTERVENIR	APLICAR EL MÉTODO DEL MANTENIMIENTO BASADO EN LA CONDICIÓN	INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS MEDIANTE LAS GRÁFICAS TENDENCIALES	
1	2022	Induction of Decision Trees to Diagnose Incipient Faults in Power Transformers	16		☒	☒	☒		☒			☒		☒			☒		☒	☒					
2	2019	Converter-Based Power System Protection against DC in Transmission and Distribution Networks	20	☒	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒			☒	
3	2021	Evaluation and Interpretation of Dissolved Gas Analysis of Soybean-Based Natural Estersulating Liquid	6			☒	☒			☒	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒				
4	2018	Study of Insulation Material Properties Subjected to Nonlinear AC-DC Composite Electric Field for Converter Transformer	17		☒	☒		☒				☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒			
5	2019	A Condition-Based Maintenance Model including Resource Constraints on the Number of Inspections	13		☒			☒	☒	☒		☒	☒	☒			☒	☒					☒		
6	2020	Condition-based maintenance optimization for continuously monitored degrading systems under imperfect maintenance actions	30	☒	☒			☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒					☒	☒	☒	
7	2021	Online Improvement of Condition-Based Maintenance Policy via Monte Carlo Tree Search	5		☒			☒	☒	☒		☒					☒	☒					☒		
8	2022	Functional Definition and Classification of the Power Transformer	0		☒		☒	☒		☒		☒					☒					☒	☒	☒	☒
9	2007	Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual, Parte II. Correlación entre resultados de ensayos físico-químicos	39	☒	☒	☒	☒	☒				☒													☒

ANÁLISIS DINÁMICO PARA EL DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA BASADA EN SU CONDICIÓN																								
ITEM	DATOS			TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA							
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	UBICACIÓN DE LAS FALLAS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA EXISTENTES PARA LOS ENSAYOS HACIA LOS TRANSFORMADORES	IMPORTANCIA DE LOS MANTENIMIENTOS A LOS TRANSFORMADORES	MÉTODOS DE MANTENIMIENTOS Y NO CAUSAR FALLAS EN EL SEP	PRUEBAS ELÉCTRICAS Y DELEGÓGRAFICAS AL TRANSFORMADOR	MANTENIMIENTOS BASADOS EN LA CONDICIÓN	DESARROLLAR HISTÓRICOS PARA TENER COMPARACIÓN ENTRE PRUEBAS ACTUALES Y ANTERIORES	EVALUAR LOS PARÁMETROS Y LÍMITES PARA QUE EL TRANSFORMADOR NO SALGA DE OPERACIÓN	UBICACIÓN ÓPTIMA DE FALLAS	MINIMIZAR SALIDAS DE OPERACIÓN POR FALTA DE MANTENIMIENTOS	COSTO	PROGRAMACIÓN DE MANTENIMIENTOS	RESPUESTAS MUY RÁPIDAS EN CASO DE ALGUNA FALLA INTERNA	MÉTODO BASADO EN LA CONDICIÓN	USO DE NO RMATIVAS VIGENTE	COMPARACIÓN DE RESULTADOS MEDIDOS A LAS PRUEBAS ELÉCTRICAS Y DIELECTRICAS	DESARROLLO DE SOFTWARE PARA TENER RESULTADOS AL INSTANTE RESPECTO A SUS LÍMITES DE CADA ENSAYO	UBICACIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALLAS AL TRANSFORMADOR	RESPUESTAS RÁPIDAS DE RESULTADOS Y PODER INTERVENIR	APLICAR EL MÉTODO DEL MANTENIMIENTO BASADO EN LA CONDICIÓN	INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS MEDIANTE LAS GRÁFICAS TENDENCIALES	
10	2021	Health Analysis of Transformer Winding Insulation through Thermal Monitoring and Fast Fourier Transform (FFT) Power Spectrum	8	☒		☒			☒				☒	☒			☒	☒		☒		☒		
11	2020	Optical Frequency-Response Analysis for Power Transformer	2			☒	☒		☒			☒		☒			☒		☒	☒				
12	2015	IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment.	5	☒	☒	☒			☒	☒	☒		☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒			☒
13	2013	IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers ,Regulators , and Reactors	9	☒	☒		☒		☒		☒	☒	☒		☒		☒	☒	☒	☒	☒			
14	1995	Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors	10			☒	☒		☒	☒					☒		☒	☒	☒	☒	☒			
15	2020	Experimental study on the gas bubble temperature around an arc under insulation oil	13		☒	☒			☒			☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒			
16	2018	Power transformer dissolved gas analysis through Bayesian networks and hypothesis testing	60		☒			☒	☒			☒	☒			☒	☒						☒	
17	2022	Analysis on Three-Phase Ground Fault Current Limiting Operations of Three-Phase Transformer Type SFCL Using Two Superconducting Modules	1	☒	☒			☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒					☒	☒	☒		
18	2019	Diagnosing Transformer Winding Deformation Faults Based on the Analysis of Binary Image Obtained from FRA Signature	34		☒				☒	☒		☒				☒	☒						☒	
19	2015	Improved power transformer winding fault detection using FRA diagnostics-part 1: Axial displacement simulation	133		☒	☒			☒	☒		☒					☒			☒	☒	☒	☒	

ANÁLISIS DINÁMICO PARA EL DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA BASADA EN SU CONDICIÓN

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA					
				UBICACIÓN DE LAS FALLAS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	PARÁMETROS DE LAS NORMATIVAS EXISTENTES PARA LOS ENSAYOS HACIA LOS TRANSFORMADORES	IMPORTANCIA DE LOS MANTENIMIENTOS A LOS TRANSFORMADORES	MÉTODOS DE MANTENIMIENTOS Y NO CAUSAR FALLAS EN EL SEP	PRUEBAS ELÉCTRICAS Y MANTENIMIENTOS BASADOS EN LA CONDICIÓN	DESARROLLAR HISTÓRICOS PARA TENER COMPARACIÓN ENTRE PRUEBAS ACTUALES Y ANTERIORES	EVALUAR LOS PARÁMETROS Y LÍMITES PARA QUE EL TRANSFORMADOR NO SALGA DE OPERACIÓN	UBICACIÓN ÓPTIMA DE FALLAS	MINIMIZAR SALIDAS DE OPERACIÓN POR FALTA DE MANTENIMIENTOS	COSTO	PROGRAMACIÓN DE MANTENIMIENTOS	RESPUESTAS MUY RÁPIDAS EN CASO DE ALGUNA FALLA INTERNA	MÉTODO BASADO EN LA CONDICIÓN	USO DE NORMATIVAS VIGENTE	COMPARACIÓN DE RESULTADOS MEDIDOS A LAS PRUEBAS ELÉCTRICAS Y DIELECTRICAS	DESARROLLO DE SOFTWARE PARA TENER RESULTADOS AL INSTANTE RESPECTO A SUS LÍMITES DE CADA TRANSFORMADOR	UBICACIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALLAS AL TRANSFORMADOR	RESPUESTAS RÁPIDAS DE RESULTADOS Y PODER INTERVENIR	APLICAR EL MÉTODO DEL MANTENIMIENTO BASADO EN LA CONDICIÓN	INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS MEDIANTE LAS GRÁFICAS TENDENCIALES	
20	1999	IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers	2	☒	☒	☒	☒	☒				☒											☒	
21	2019	IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers	37				☒	☒		☒			☒			☒			☒	☒				
22	2014	Consideraciones para la gestión de transformadores de potencia, en el marco de la ISO 55000,	11		☒	☒	☒			☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒		☒	
23	2019	A New Technique to Estimate the Degree of Polymerization of Insulation Paper Using Multiple Aging Parameters of Transformer Oil.	34	☒	☒			☒		☒	☒	☒		☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒			
24	1999	IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers	2			☒	☒			☒	☒	☒		☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒			
25	2022	Reliable Estimation for Health Index of Transformer Oil Based on Novel Combined Predictive Maintenance Techniques	21		☒	☒		☒		☒			☒		☒		☒		☒	☒				
26	2019	Improving diagnostic performance of a power transformer using an adaptive over-sampling method for imbalanced data	53		☒			☒	☒	☒			☒	☒			☒	☒				☒		
CANTIDAD:				7	21	12	13	18	8	23	9	10		14	12	13	7	22		14	19	14	10	7

7.2 Resumen de Indicadores

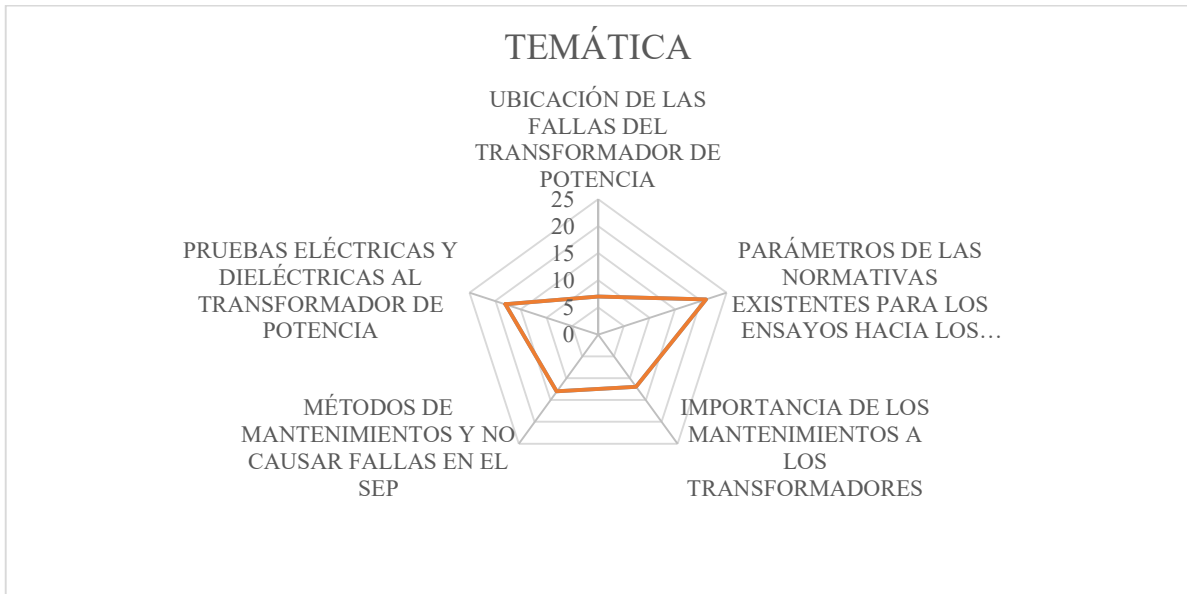


Figura 52. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte

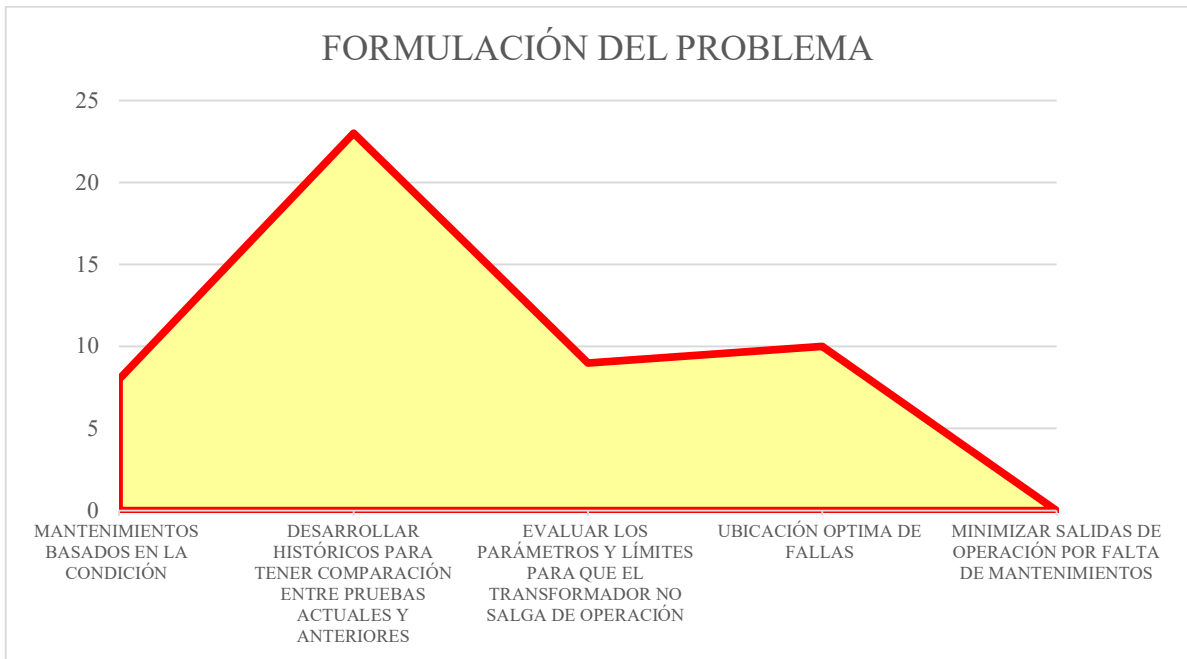


Figura 53. Indicador de ecuación del problema - Estado del arte

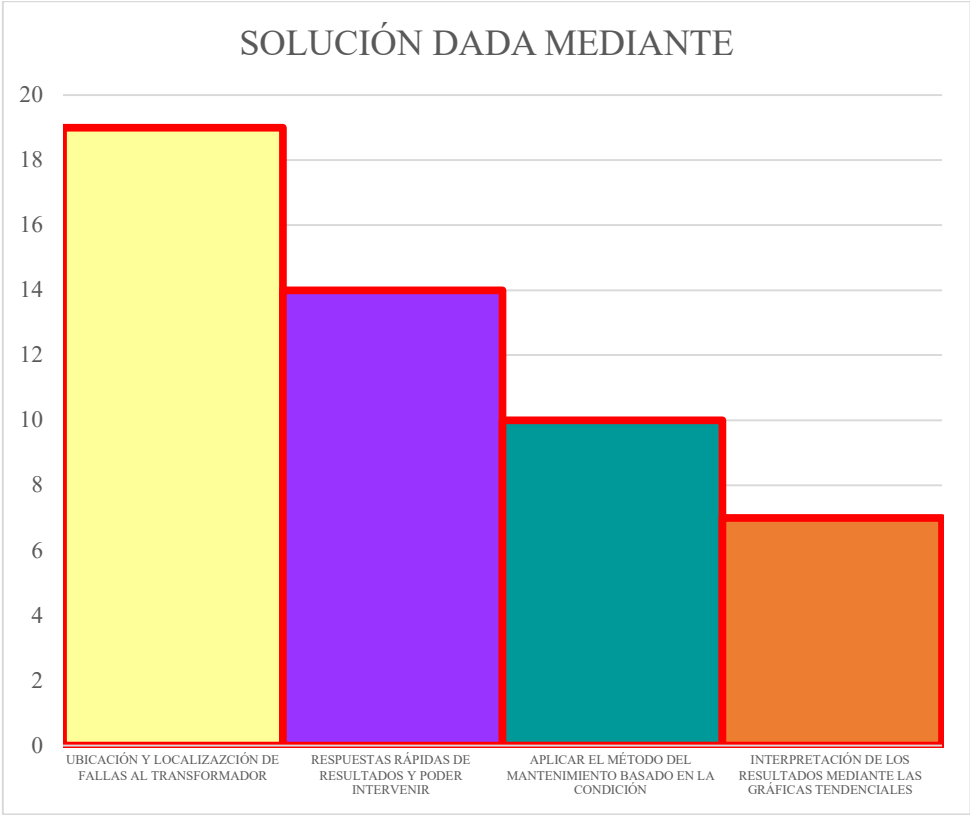


Figura 54. Indicador de solución - Estado del arte

8 Anexos

DAR	Calificación del estado del aislamiento
DAR<1.0	Peligroso
1.0<DAR<1.25	Cuestionable
1.25<DAR<1.4	Aceptable
1.4<DAR<1.6	Bueno
1.6<DAR	Excelente

Interpretación de aceptación del índice de absorción dieléctrica

IP	Calificación del estado del aislamiento
IP<1.0	Peligroso
1.0<IP<1.5	Cuestionable
1.5<IP<2	Aceptable
2<IP	Bueno

Interpretación de aceptación del índice de polarización

Líquido Aislante	kV Nominales	Equipos nuevos	Equipos en servicio
Aceite mineral	<230 kV	0.5%	1.0%
Aceite mineral	≥230 kV	0.5%	1.0%
Aceite natural	Todos	1%	1.0%

límites del FP/FD de transformadores nuevos y en servicio[13]

	H1 - N	H2 - N	H3 - N
H1 - N	100%	60-90%	10-40%
H2 - N	40-60%	100%	40-60%
H3 - N	10-40%	60-90%	100%

límites del balance magnético de cada fase

Contenido de humedad en porcentaje (%)	Estado del aislamiento del transformador
< 1%	Nuevo
< 2%	Aislamiento Seco
2 – 3 %	Moderadamente húmedo
3 – 4.5 %	Húmedo
> 4.5 %	Aislamiento excesivamente húmedo

Evaluación de contenido de humedad [13]

FP (%) / FD (%)	
Medición	Estado
< 0.30%	Nuevo
0.30-0.50 %	Bueno
0.50-1.0 %	Deteriorado
> 1.0 %	Requiere revisión

Evaluación de resultados FP/FD según IDAX

Conductividad (pS/m)	
Medición	Estado
< 0.37 pS/m	Nuevo
0.37 – 3.7 pS/m	Bueno
3.7 – 37 pS/m	Envejecido
> 37 pS/m	Deteriorado

Evaluación de resultados conductividad según IDAX

Humedad (%)	
Medición	Estado
< 1.0 %	Nuevo
1.0 – 2.0 %	Seco
2.0 – 3.0 %	Moderadamente húmedo
> 3.0 %	Húmedo

Evaluación de resultados de humedad según IDAX

Prueba	Método ASTM
Contenido de agua (ug/g)	D-1533-12
Rigidez dieléctrica 1mm (kV)	D-1816-12
Rigidez dieléctrica 2 mm (kV)	D-1816-12
Rigidez dieléctrica 2.5mm (kV)	D-1816-12
Densidad relativa	D -1298-12B (2017)
Tensión interfacial (Mn/M)	D-971-12
Numero de neutralización (mgKOH/g)	D-974-14E2
Color	D-1500-12 (2017)
Factor de potencia a 25°C (%)	D-924-15
Factor de potencia a 100°C (%)	D-924-15
Examen visual	D-1524-15
Inhibidor tipo I (%)	D-4768-2011
Inhibidor tipo II (%)	D-4768-2011
Azufre corrosivo	D-1275
Punto de inflamación (°C)	D-92-16B
Viscosidad a 40 °C (mm2/s)	D-445-15 A
Viscosidad a 100°C (mm2/s)	D-445-15 A
PCB's cuantitativo (ug/g)	D -4059-00 (2010)
PCB's cualitativo	D-4059-00 (2010)
Metales disueltos en aceite	D-7151-15

Método de las pruebas globales del análisis físico – químico.

Prueba	Limite
Rigidez Dieléctrica 1 mm	20
Rigidez Dieléctrica 2 mm	35
Factor de Potencia 25 °C	0.05
Factor de Potencia 100 °C	0.3
Tensión interfacial	40
Color	0.5
Examen Visual	Brillante y claro
Número de neutralización	0.03
Contenido de agua	35
Contenido de inhibidor tipo 1	0.08
Contenido de inhibidor tipo 2	0.3
Azufre Corrosivo	No corrosivo
Densidad Relativa	0.91

Aceites nuevos de fabrica prueba y limite

Prueba	Voltaje		
	≤69 kV	>69 - <230 kV	≥230 kV
Rigidez Dieléctrica 1 mm	25	30	35
Rigidez Dieléctrica 2 mm	45	55	60
Factor de Potencia 25 °C	0.05	0.05	0.05
Factor de Potencia 100 °C	0.4	0.4	0.3
Tensión interfacial	38	38	38
Color	1	1	0.5
Examen Visual	Brillante y claro	Brillante y claro	Brillante y claro
Número de neutralización	0.03	0.03	0.03
Contenido de agua	20	10	10
Contenido de inhibidor tipo 1	0.8	0.08	0.08
Contenido de inhibidor tipo 2	0.3	0.3	0.3
Gas disuelto	N/A	N/A	0.50%
Azufre Corrosivo	No corrosivo	No corrosivo	No corrosivo

Aceites nuevos termo filtrado prueba y limite

Prueba	Voltaje		
	≤69 kV	>69 - <230 kV	≥230 kV
Rigidez Dieléctrica 1 mm	23	28	30
Rigidez Dieléctrica 2 mm	40	47	50
Factor de Potencia 25 °C	25	0.5	0.5
Factor de Potencia 100 °C	0.5	5	5
Tensión interfacial	5	30	32
Número de neutralización	25	0.15	0.1
Contenido de agua	35	25	20
Contenido de inhibidor tipo 2	0.08 % mínimo si está en aceite original		

Aceites en servicio u operación prueba y limite

Condición	Concentración (ppm)
Bueno	2FAL<0.5
Aceptable	0.5<=2FAL<=1
Necesita cuidado	1.1<=2FAL<=1.5
Pobre	1.6<=2FAL<=2
Muy pobre	2FAL>2.1

Concentración de furanos y estado del transformador

Compuestos	Observaciones
2FAL	Sobrecalentamiento y envejecimiento
5M2F	Altas temperaturas
2ACF	Causas raras, no definidas
5H2F	Oxidación
2FOL	Alta humedad

Las causas que generar cada compuesto

Gas	O2/N2 Ratio ≤ 0.2				O2/N2 Ratio > 0.2			
	Edad del transformador				Edad del transformador			
	Desconocido	1 - 10	10 - 30	>30	Desconocido	1 - 10	10 - 30	>30
Hidrogeno	80	75		100	40	40		
Metano	90	45	90	110	20	20		
Etano	90	30	90	150	15	15		
Etileno	50	20	50	90	50	25	60	
Acetileno	1	1			2	2		
Monóxido de carbono	900	900			500	500	500	
Dióxido de carbono	9000	500	10000		5000	5000	3500	5500

TABLA 1: Concentraciones de gas del percentil 90 en función de la relación O2/N2 y la edad en µL/L (ppm)

Referencia de la tabla 1 de la normativa IEEE Std C57.104-2019

Gas	O2/N2 Ratio ≤ 0.2				O2/N2 Ratio > 0.2			
	Edad del transformador				Edad del transformador			
	Desconocido	1 - 10	10 - 30	>30	Desconocido	1 - 10	10 - 30	>30
Hidrogeno	200	200			90	90		
Metano	150	100	150	200	50	60	30	
Etano	175	70	175	250	40	30	40	
Etileno	100	40	95	175	100	80	125	
Acetileno	2	2		4	7	7		
Monóxido de carbono	1100	1100			600	600		
Dióxido de carbono	12500	7000	14000		7000	5000	8000	

TABLA 2: Concentraciones de gas del percentil 95 en función de O2/N2 y la edad en µL/L (ppm)

Referencia de la tabla 2 de la normativa IEEE Std C57.104-2019

Gas	Variación máxima de $\mu\text{L/L}$ (ppm) entre muestras DGA de	
	O ₂ /N ₂ Ratio ≤ 0.2	O ₂ /N ₂ Ratio > 0.2
Hidrogeno	40	25
Metano	30	10
Etano	25	7
Etileno	20	
Acetileno	Cualquier aumento	
Monóxido de carbono	250	175
Dióxido de carbono	2500	1750

Table 3: Valores del percentil 95 para el cambio de nivel absoluto entre muestras de DGA de laboratorio sucesivas en $\mu\text{L/L}$ (ppm)

Referencia de la tabla 3 de la normativa IEEE Std C57.104-2019

Gas	Tasa máxima $\mu\text{L/año}$ (ppm/año) en función del periodo entre el primer y ultimo punto de la serie DGA			
	O ₂ /N ₂ Ratio ≤ 0.2		O ₂ /N ₂ Ratio > 0.2	
	Periodo entre el primer y ultimo punto de la serie			
	4 - 9 meses	10 - 24 meses	4 - 9 meses	10 - 24 meses
Hidrogeno	50	20	25	10
Metano	15	10	4	3
Etano	15	9	3	2
Etileno	10	7	7	5
Acetileno	Cualquier aumento			
Monóxido de carbono	200	100	100	80
Dióxido de carbono	1750	1000	1000	800

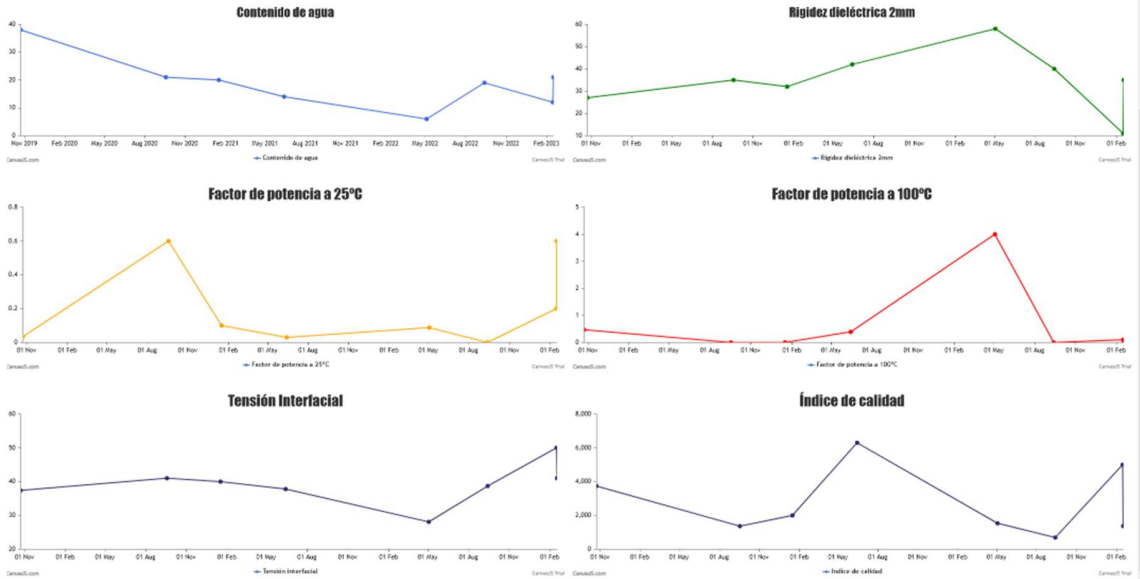
Tabla 4: Valores del percentil 95 del analisis de velocidad de multipunto (3-6 puntos) de muestras de DGA de laboratorio con todos los niveles de gas por debajo de los valores de la tabla, en $\mu\text{L/L/año}$ (ppm/año)

Referencia de la tabla 4 de la normativa IEEE Std C57.104-2019

Fecha	Contenido de Agua	Rig. Die. 1mm	Rig. Die. 2mm	Rig. Die. 2.5mm	Densidad relativa	Tensión interfacial	Num. Neutralización	Color	Fp 25°	Fp 100°	Examen visual	Inhibidor tipo I	Inhibidor tipo II	Pto. Inflamación	Azufre corrosivo	Viscosidad 40°	Viscosidad 100°	PCB Cual.	PCB Cuant.
1 2/17/2023 12:46:10 PM	21	0	35	0	0.8	41	0.03	0.5	0.6	0	BRILLANTE Y CLARO)	0	0	0	No corrosivo	1	1	1	No contaminad
2 2/16/2023 9:55:48 AM	12	22	11	0	0.8	50	0.01	0.3	0.2	0.1	NO CORROSIVO)	1	0	0	No corrosivo	0	0	0	N/A
3 9/13/2022 12:00:38 AM	19	0	40	0	0.864	38.7	0.056	0.5	0	0	BRILLANTE Y CLARO)	0	0	0	No corrosivo	0	0	0	N/A
4 5/4/2022 12:00:00 AM	6	0	58	0	0.88	28.1	0.0183	3	0.088	4	Brillante y claro)	0.223	0	0	No corrosivo	0	0	1	No contaminad
5 6/14/2021 12:00:00 AM	14	0	42	0	0.842	37.8	0.006	0.5	0.03	0.39	Brillante y claro)	0.364	0	0	No corrosivo	0	0	0	0
6 1/17/2021 12:41:08 PM	20	0	32	0	0.7	40	0.02	0.2	0.1	0	BRILLANTE Y CLARO)	0	0	0	No corrosivo	1	1	1	No contaminad
7 9/18/2020 12:46:06 PM	21	0	35	0	0.8	41	0.03	0.5	0.6	0	BRILLANTE Y CLARO)	0	0	0	No corrosivo	1	1	1	No contaminad
8 10/24/2019 9:36:30 AM	38	0	27	0	0	37.4	0.01	0	0.034	0.47	N/A)	0	0	0	N/A	0	0	0	N/A

8 registros encontrados

Histórico Físico - Químico



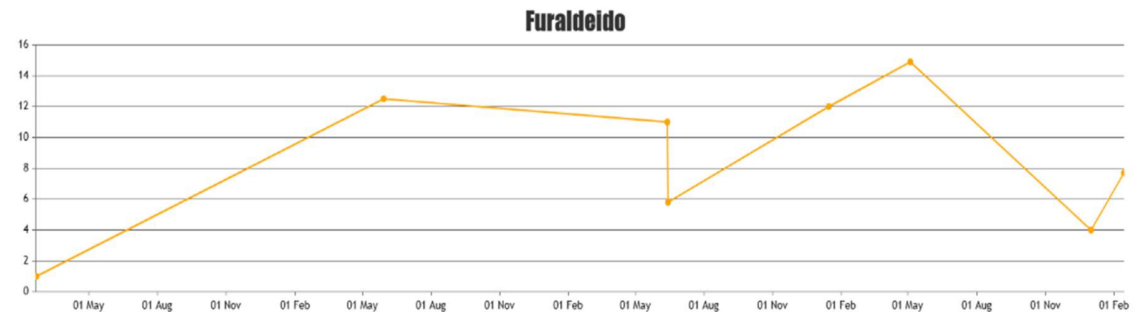
Tendencias Físico - químico

Pruebas: **Furanos** | Fecha inicio: 01/01/2019 | Fecha fin: 01/01/2024 | [Historial](#) [Graficar](#)

Datos del equipo: +

	Fecha	Contenido agua	Furfural	Furfurilico	Furaldeido	Acetilfurano	Metil	Vida remanente	Vaurchex	Chendong	DePablo	Myers	Analisis
1	2/14/2023 12:31:27 PM	10	6.1	6.3	7.7	8.2	0	46.72	961.94	1035.29	801.66	1082.72	Bueno
2	1/1/2023 12:00:00 AM	9	15	10	4	20	7	42	6902.5	750	1600.5	1234.5	Bueno
3	5/4/2022 1:39:23 AM	6	8.7	30.8	14.9	8.2	4.5	63.06	903.43	953.38	799.17	984.16	Bueno
4	1/15/2022 12:00:00 AM	15	10	6	12	25	6	41	7000	740.5	1220.2	1200	Bueno
5	6/14/2021 1:33:40 AM	14	6.1	6.3	5.8	8.2	4.5	38.57	987.06	1070.45	802.32	1125.03	Bueno
6	6/13/2021 12:00:00 AM	20	12	7	11	23.2	5	40.3	6679.5	850.7	1000.23	1110.1	Bueno
7	5/30/2020 12:00:00 AM	11	7	5	12.5	10	4.2	50.5	1000.12	2500.12	990.55	1250.1	Bueno
8	2/20/2019 12:00:00 AM	10	7	31	1	15	8	45	980	700	150.5	850.5	Bueno

8 registros encontrados



Histórico y tendencia de furanos

← Historial de pruebas

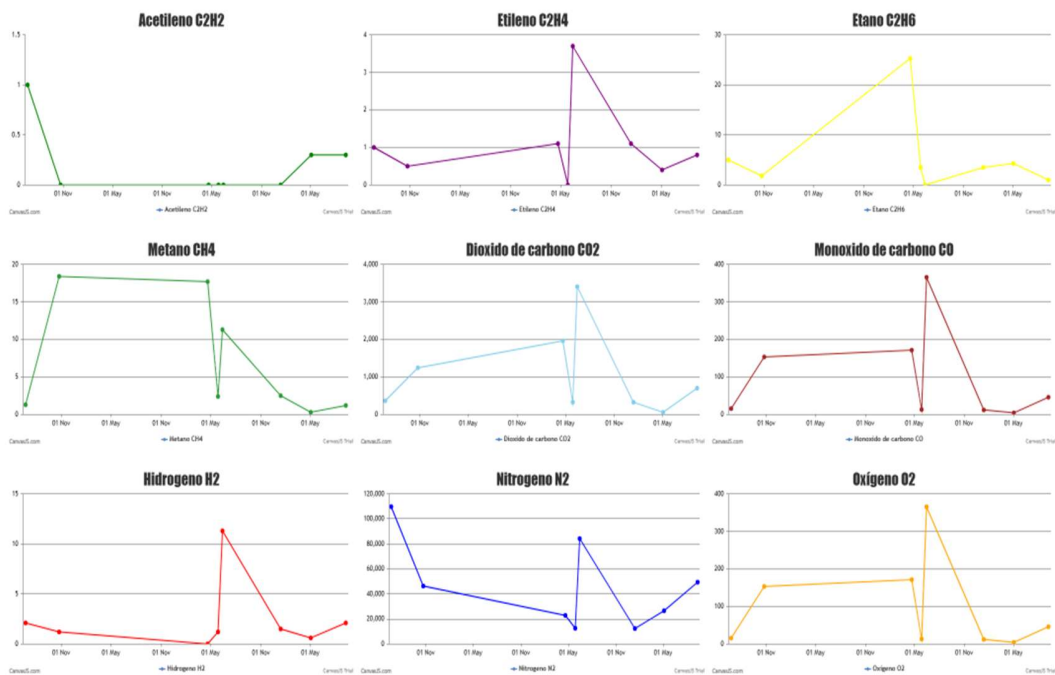
Pruebas: **DGA** Fecha inicio: 01/01/2019 Fecha fin: 01/01/2024 Historial Graficar

Datos del equipo: +

	Fecha	Hidrogeno	Metano	Etano	Etileno	Acetileno	Monoxido	Dioxido	Oxigeno	Nitrogeno	Estado
1	9/9/2022 12:00:00 AM	2.1	1.2	1	0.8	0.3	45.9	700.1	11488.1	49405.7	Status DGA:1 *
2	5/4/2022 12:00:00 AM	0.6	0.3	4.3	0.4	0.3	4.2	57.4	8665.6	26537.5	Status DGA: 3
3	1/12/2022 12:00:00 AM	1.5	2.5	3.5	1.1	0	12	325.6	1111.1	12333.5	Status DGA: 1
4	6/14/2021 12:00:00 AM	11.3	11.3	0	3.7	0	365.6	3406	25592.9	84248.5	Status DGA:1 *
5	5/28/2021 12:00:00 AM	1.2	2.4	3.5	0	0	13.2	327.3	2297.6	12574.4	Status DGA: 1
6	4/21/2021 12:00:00 AM	0	17.7	25.3	1.1	0	171.4	1962.3	1738.9	22803.5	Status DGA: 3
7	10/24/2019 12:00:00 AM	1.2	18.4	1.8	0.5	0	153.2	1243.8	14480	46320.2	Status DGA:1 *
8	6/23/2019 12:00:00 AM	2.1	1.3	5	1	1	15.6	366.5	1234.9	109778.6	Status DGA: 1

8 registros encontrados

Historicos de cromatografia de gases



Tendencias de cromatografia de gases