



REVISTA INGENIO

Evaluación del estado de funcionamiento de transformadores de potencia sumergidos en aceite en las subestaciones eléctricas

Evaluation of the operating status of power transformers submerged on oil on electrical substations

Adán Bastidas | Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador
Jaime Maquilón | Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador
Carlos Chávez | Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador

HISTORIAL DEL ARTÍCULO

Recepción: 21/02/2022
Aceptación: 18/04/2022

PALABRAS CLAVE

Transformador, subestaciones, análisis físico-químicos, análisis cromatográficos de gases.

KEY WORDS

Transformer, substations, physical-chemical analysis, gas chromatographic analysis.

RESUMEN

En la presente investigación se detalla la evaluación del estado de funcionamiento de transformadores de potencia sumergidos en aceite en las subestaciones eléctricas. El estudio se realizó al transformador 13, TEKSA 24-30 MVA, SN: T130201-1 en la subestación de Villa Club, donde se evaluó al transformador de potencia sumergido en aceite, empleando la normativa correspondiente a los procedimientos aplicables para el óptimo funcionamiento en las subestaciones eléctricas. Para la evaluación se consideraron diferentes pruebas, análisis dieléctrico y físico-químicos, análisis de furanos y cromatografía de gases mediante un proceso secuencial de ejecución, de acuerdo a la vigente Norma Técnica Ecuatoriana INEN 2111:2013, para el óptimo funcionamiento de los transformadores de potencia, además se plantea diagnosticar fallas iniciales por medio de un documento estandarizado para comparar con la norma vigente la vida útil de los transformadores de potencia sumergidos en aceite de las subestaciones eléctricas. Los resultados de esta publicación varían de acuerdo a las pruebas, sin embargo, por las condiciones de trabajo, en todas las pruebas se mantuvieron varios resultados sobre las condiciones del transformador. Los transformadores de potencia, durante el funcionamiento normal, y en particular durante una falla eléctrica, están sujetos a tensiones eléctricas, mecánicas y térmicas. Por lo tanto, es importante que las concesionarias eléctricas realicen periódicamente pruebas a sus transformadores de potencia, con el fin de evaluar su condición, programar trabajos de mantenimiento y planificar su sustitución.

ABSTRACT

This investigation details the evaluation of the operational state of power transformers immersed in oil in electrical substations. The study was carried out on the transformer 13, TEKSA 24-30 MVA, SN: T130201-1 in the Villa Club substation where the power transformer immersed in oil was evaluated using the regulations corresponding to the applicable procedures for optimal operation in electrical substations. The different physical-chemical tests and analyzes and gas chromatography were considered for the evaluation through a sequential process of execution according to the current Ecuadorian technical standard INEN 2111:2013, for the optimal operation of the power transformers, in addition, it is proposed to diagnose initial failures by means of a standardized document to compare the useful life of power transformers immersed in oil in electrical substations with the current standard. The results of this publication vary according to the tests, however, due to the working conditions in all the tests, several results were maintained on the transformer conditions. Power transformers, during normal operation, and in particular during an electrical fault, power transformers are subjected to electrical, mechanical and thermal stresses. Therefore, it is important that electricity concessionaires periodically carry out tests on their power transformers, in order to assess their condition, schedule maintenance work and plan their replacement.

I. INTRODUCCIÓN

La vida útil de los transformadores de potencia, según los fabricantes, es de 25 años aproximadamente, pero en la práctica éstos pueden durar incluso muchos años más en funcionamiento, dependiendo de los mantenimientos preventivos y predictivos realizados periódicamente

con base en la planificación anual de mantenimiento y las pruebas eléctricas, que permitan determinar el estado de vida útil de sus componentes internos (aceite dieléctrico y papel aislante) ante las distintas fallas eléctricas al que está sometido, así como a las altas temperaturas

Tabla 1.
Características del transformador de potencia

Marca	Zhe Jiang (Teksa)
Tipo	SF11-30000-69
Número de serie	T130101-1
Año de fabricación	04-2013
Tipo (montaje)	Exterior
Norma de fabricación	IEC60076
B.I.L AT/MT	LI350AC140/L1110AC38
Altitud de operación	2000 m. s. n. m.
Potencia ONAM/ONAF	24.000/30.000 kva
Relación de conexión y frecuencia	69+2x2,5%13,8 kV Dyn1 60Hz
Número de fases	3
Enfriamiento	ONAM/ONAF
Impedancia	8,07%
Peso de tanque y accesorios	14.000 kg
Peso aceite	9500 kg
Peso parte activa	21.500 kg
Peso transporte	28.500 kg
Peso total	45.000 kg

ocasionadas por la gran demanda del sistema eléctrico de potencia y las condiciones climáticas; todos estos factores afectan directamente al funcionamiento del transformador de potencia [1].

El transformador de potencia TEKSA 24-30 MVA, SN: T130201-1 cuenta con las siguientes características (ver Tabla 1):

Las pérdidas técnicas afectan el rendimiento del transformador de potencia ya que éstas pueden generar incrementos en su temperatura interna afectando su rendimiento nominal debido a su potencia y continuo funcionamiento.

El término «evaluación» ha tomado mucha fuerza en el último siglo debido a la creciente demanda de equipos, maquinaria, herramientas y procesos en el ámbito laboral e industrial. Las tareas de mantenimiento en un principio se limitaban a corregir las fallas y cambiar las piezas dañadas de los equipos importantes, [2] todas estas actividades las realizaban los mismos operarios o trabajadores a cargo de las máquinas, quienes no contaban con un conocimiento especializado de éstas y solo se basaban en su experiencia, a esto se le llamó «mantenimiento correctivo» [3].

Al realizar un diagnóstico y definición del mantenimiento de los transformadores de potencia sumergidos en aceite es necesario emplear datos estadísticos obtenidos en diversos tipos de análisis, tales como: análisis

dieléctrico y físico-químicos, análisis de furanos y cromatografía de gases [4]. Todos estos datos se ejecutan obedeciendo a un programa de mantenimiento predictivo periódico.

Con el fin de determinar las causas de los problemas operativos que sufren las subestaciones eléctricas, se realizan pruebas en los elementos que forman parte del sistema eléctrico, con el objetivo de establecer las condiciones de operación dentro del circuito.

Para el análisis de esta investigación se estudió el transformador de potencia sumergido en aceite de la subestación Villa Club, el cual es considerado un equipo fundamental en los sistemas eléctricos, mismo que, en condiciones normales, puede generar gases, combustibles y no combustibles; eventualmente estas condiciones pueden salirse de lo normal y aumentar bruscamente la generación de gases y ocasionar posibles riesgos, por lo cual es necesario que periódicamente el transformador pase por pruebas eléctricas para detectar posibles fallas y evitar un mal funcionamiento y/o daño del transformador de potencia [5] [6].

Con esta investigación se va a efectuar una amplia evaluación del estado de funcionamiento de los transformadores de potencia sumergidos en aceite en las subestaciones eléctricas, de acuerdo a la normativa vigente ecuatoriana de electricidad nec-sb-ie, por medio de la

Tabla 2.*Parámetros y métodos de análisis de forma referencial*

PRUEBA	UNIDAD
Contenido de agua Norma ASTM D-1533-12	Mg/kg (ppm)
Rigidez dieléctrica 2 mm Norma ASTM D-1816-12	kV
Densidad relativa (15 °C / 15 °C) Norma ASTM D-1298-12B (2017)	Adimensional «1»
Tensión interfacial Norma ASTM D-971-12	mN/m
Número ácido Norma ASTM D-974-14 E2	MgKOH/g
Color Norma ASTM D-1500-12 (2017)	Unidades de color ASTM
Factor de potencia al aceite a 25 °C Norma ASTM D-924-15	%
Factor de Potencia al aceite a 100 °C Norma ASTM D-924-15	%
Azufre corrosivo (3) Norma ASTM D-1275-15	Adimensional «1»
Examinación visual ASTM D-1524-15	Adimensional «1»

implementación de las diferentes pruebas análisis dieléctrico y físico-químicos, análisis de furanos y cromatografía de gases mediante un proceso secuencial de ejecución, para el óptimo funcionamiento del transformador de potencia en estudio.

A continuación, dentro de este estudio se encontrarán varias secciones: la sección de materiales y métodos, donde se desarrolló el proceso de evaluación de los transformadores de potencia sumergidos en aceite y los respectivos análisis de acuerdo a las pruebas a las que fueron sometidos estos transformadores. En otra sección se encontrarán los resultados y discusión, donde se realizó la comparativa del transformador ideal con el transformador de potencia de la subestación Villa Club y, como etapa final, se encuentran las conclusiones y las referencias que fueron cons para efectuar un análisis más profundo de autores reconocidos y tener reseñas que sustenten el trabajo de investigación.

FUNDAMENTACIÓN

A. TRANSFORMADOR DE POTENCIA (TP)

El transformador de potencia es utilizado en subestaciones de distribución eléctrica para concentrar la transfor-

mación de energía en media y alta tensión. También se distribuyen y usan en centrales de generación y usuarios de grandes potencias.

Los transformadores de potencia se caracterizan por ser fabricados para cumplir necesidades particulares de cada cliente, por lo que se adaptan a todo tipo de requerimiento.

B. SISTEMA DE AISLAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES

En un transformador de potencia el sistema de aislamiento esta constituido por aceite y papel.

El aceite dieléctrico cumple múltiples funciones en los transformadores eléctricos: mantiene el aislamiento entre componentes del transformador, permite la homogenización de la temperatura interna y refrigeración, etc.

El papel es la parte más importante del sistema de aislamiento del transformador ya que separa los devanados en la parte activa, si éste sufre degradación se reduce considerablemente la vida útil del transformador.

C. VIDA ÚTIL DE UN ACEITE AISLANTE

La vida útil de un aceite aislante no se puede medir en tiempo propiamente, pues su degradación depende de las condiciones de operación, del régimen de carga del transformador, de su diseño, de la composición del aceite aislante, de su contenido de inhibidos naturales y/o sintéticos.

Tabla 3.*Parámetros de análisis cuantitativo de PCB's disueltos en aceite aislante*

PARÁMETROS	CRITERIOS DE CALIFICACIÓN SEGÚN RESOLUCIÓN 0222 DE 2011
PCB's acloro 1221	Grupo 1 PCB's puro ≤ 10.000 ppm
PCB's acloro 1232	Grupo 2 PCB's aceite contaminado < 100.000 ppm y ≥ 500 ppm
PCB's acloro 1242	Grupo 3 PCB's aceite contaminado < 500 ppm y ≥ 50 ppm
PCB's acloro 1248	Grupo 4 PCB's aceite no contaminado < 50 ppm
PCB's acloro 1254	
PCB's acloro 1260	

Sin embargo, otros sugieren que la vida útil de un aceite aislante se define como el tiempo durante el cual el aceite alcanza un número de neutralización de 3,0 mg KOH/g, este valor se alcanza dependiendo de la cantidad de aire disuelto en el aceite, la hidrólisis del agua presente en el transformador, la descomposición de la celulosa y, de una manera significativa y directa, de la temperatura del transformador.

D. FUNCIONES DEL PAPEL AISLANTE DENTRO DEL TRANSFORMADOR

Cuatro son las funciones básicas que debe cumplir un buen papel aislante dentro del transformador:

Resistencia eléctrica: debe tener buena capacidad de soportar altos voltajes, incluidos esfuerzos de impulso y transientes de sobrecorrientes y/o sobretensiones.

Resistencia mecánica a la tracción: la unidad debe soportar adecuadamente los esfuerzos axiales originados en cortocircuitos.

- Resistencia térmica y buena transferencia de calor.
- Capacidad para mantener sus características deseables.

El papel aislante, en condiciones de expectativa de vida útil de 100%, puede estar estructurado por entre 1000 y 1500 moléculas de glucosa. Las moléculas de la mayoría de los aislamientos están compuestas de muchos átomos agrupados en complejos conjuntos. Su peso molecular puede llegar hasta 1500.

Se considera que el grado de polimerización (GP), es un indicativo del deterioro térmico del papel y, por tanto, de su cristalización y disminución de la resistencia a la tracción mecánica.

Se define como grado de polimerización al número de moléculas de glucosa, de que está compuesta la gran molécula de celulosa. El grado de polimerización varía ampliamente, dependiendo de la fuente del material y del método usado para su formulación.

E. PESO APROXIMADO DEL PAPEL AISLANTE EN UN TRANSFORMADOR

Se reconoce que cualquier transformador cuyo sistema de aislamiento sea papel-aceite, tiene suficiente papel para retener hasta el 10% del total del aceite. S. D. Myers recomienda utilizar este valor como tope máximo, y así poder calcular el peso del papel partiendo del total de galones de aceite indicados en la placa de características del transformador, así:

$$w = (\text{VOL} \times 10\% \times 231 \times 62,5 \times 1,4) 1728$$

Donde:

- w : Peso del papel en libras
- VOL : Galones de aceite según placa
- 10% : Porcentaje de aceite que puede retener el papel.
- 231 : Pulgadas cúbicas en un galón de aceite
- 1728 : Pulgadas cúbicas en un pie cúbico.
- 62,5 : Peso en libras de un pie cúbico de agua
- 1,4 : Gravedad específica del papel.

$$w = 1,17 \text{ vol. gals.}$$

Fuente: «Mantenimiento de transformadores» [7].

II. MATERIALES Y MÉTODOS

La utilización del análisis de gases disueltos se basa en el rompimiento de las moléculas de hidrocarburos tanto en el aceite como en la celulosa, debido a la presencia de alguna falla de tipo térmico o eléctrico [8]. Los gases producidos por este rompimiento pueden ser fácilmente percibidos en una muestra de aceite tomada apropiadamente y ser analizadas por métodos muy sensitivos.

Con la llegada del mantenimiento preventivo se revolucionó la eficiencia de los procesos en la industria, ya que no solo se contaba con guías, manuales de inspección, protocolos de seguridad, etc.; [6] sino también con personal altamente calificado en cualquiera de los diferentes procesos industriales a fin de garantizar una mejor utilización de los recursos, un mejor funcionamiento de las máquinas y una mayor seguridad para las personas,

Tabla 4.*Parámetros de análisis de laboratorio en furanos*

TIPOS DE FURANOS	CRITERIOS DE CALIFICACIÓN
2-ácido furoico	Grupo 1 PCB's puro ≤ 10.000 ppm
5-hidroximetil-2-furaldehído	Grupo 2 PCB's aceite contaminado < 100.000 ppm y ≥ 500 ppm
2-furfurol (alcohol fulfurílico)	Grupo 3 PCB's aceite contaminado < 500 ppm y ≥ 50 ppm
2-furaldehído	Grupo 4 PCB's aceite no contaminado $< a 50$ ppm
2-acetil furano	
5-metil-2-furaldehído	

al igual que una gran disminución de costos en mantenimientos correctivos y pérdidas económicas por paradas imprevistas [9]. De esta forma se lograría una reducción en el presupuesto destinado a repuestos, mayor confiabilidad en el servicio de energía eléctrica y mayor seguridad para las personas, entre otras [9], [10].

Con la implementación y automatización de las pruebas a los transformadores sumergidos en aceite se determinará si el diseño de las partes, componentes principales de un transformador, cumplen con las propiedades necesarias para disipar el calor generado por el funcionamiento propio del mismo cuando opera a potencia nominal, [11] para asegurar la vida útil del transformador, además se realizará un estudio de un método alternativo que ayude a disminuir los tiempos de ejecución de la prueba [12].

A. TRANSFORMADOR DE POTENCIA TEKSA

El transformador de potencia que está en análisis es el TEKSA 24-30 MVA, SN: T130201-1, el cual es un equipo eléctrico estático, estos transformadores de potencia modifican la electricidad en magnetismo para volver a convertirlo en electricidad [12].

El primer análisis que se realizó fue el dieléctrico y físico-químico (ADFQ), según la norma ASTM D-877/D-1816, el cual tiene como objetivo diagnosticar la condición del papel aislante en cuanto a su porcentaje de agua y grado de impregnación de productos de oxidación. Para realizar el primer diagnóstico fue necesario tener en cuenta los parámetros y métodos de análisis de forma referencial, para luego poder hacer la comparativa con el transformador de potencia en estudio. Se sugiere que se desarrollen análisis generales y físicos del aceite dos veces al año, análisis de gas disuelto una vez al año, y análisis de furanos cada dos años en transformadores que llevan al menos cinco años funcionando para garantizar su vida útil. En la figura 1 se muestra el ensayo y los métodos de laboratorio que se tomaron en cuenta para el análisis.

Para realizar el diagnóstico se utilizó la norma IEEE C-57.104-2008, tabla 2, parámetros de medición. También

se utilizó la Norma IEC 60599, en su primera versión de 1999 y su segunda versión corregida del 2007 (ver Tabla 2). Mediante estas pruebas se constata también el análisis cuantitativo de PCB's disueltos en aceite aislante. Este análisis permite identificar el contenido de PCB's (ASKAREL) en aceite de transformadores utilizando el método ASTM D-4059.

El procedimiento puede ser aplicado en la determinación de PCB's presentes en líquidos aislantes, como los utilizados en transformadores, contaminados con arocloros individuales o mezclas de arocloros. También aplica para la determinación de PCB's en mezclas conocidas como askareles, usados como líquidos aislantes.

El muestreo consiste en la acción de obtener una muestra representativa en las cantidades necesarias para el análisis que se requiere. En el caso del muestreo de aceites de transformador para el análisis de PCB's, la muestra puede ser de varias clases, que se distinguen por la altura del muestreo y si la muestra considera un punto o una región del equipo, los parámetros de análisis que se consideraron para esta prueba fueron los siguientes (ver Tabla 3):

Para el análisis de furanos, se empleó el método de laboratorio mediante la Norma ASTM D-5837-15, tabla 4, que permite determinar el grado de polimerización del papel aislante (su deterioro) por compromiso térmico del mismo y proporciona una idea de la vida útil remanente del transformador, además complementa muy bien la cromatografía de gases en cuanto a bióxido y monóxido de carbono (CO₂ y CO) [3].

El análisis de furanos, ha cobrado importancia recientemente toda vez que es un promisorio método útil para la detección del deterioro térmico, hidrolítico y oxidativo del aislamiento sólido (papel) del transformador y es un formidable complemento para cromatografía de gases cuando de la descomposición del papel aislante se trata (ver Tabla 4).

En la tabla 5 se muestra el análisis de cromatografía de gases disueltos en aceite; el análisis de gases disueltos en el líquido aislante se realiza utilizando un cromatógrafo de gases y tomando en consideración el método de prueba ASTM D-3612 [13].

Tabla 5.
Análisis de cromatografía de gases disueltos en aceite

GASES DISUELTOS EN ACEITE	LÍMITES DE CONCENTRACIÓN DE GASES DISUELTOS (UL/L (PPM))			
	C1	C2	C3	C4
Dióxido de carbono (CO ₂)	2500	2501– 4000	4001–10.000	< 10.000
Acetileno (C ₂ H ₂)	1	2–9	10–35	< 35
Etileno (C ₂ H ₄)	50	51–100	101–200	< 200
Etano (C ₂ H ₆)	65	66–100	101–150	< 150
Metano (CH ₄)	120	121–400	401–1000	< 1000
Monóxido de carbono (CO)	350	351– 570	571–1400	< 1400
Hidrógeno (H ₂)	100	101– 700	701–1800	< 1800

Durante la operación normal del equipo, los materiales aislantes que se encuentran dentro del transformador (aislamiento líquido y sólido), se empiezan a descomponer con el tiempo y esto hace que se vaya debilitando o perdiendo poco a poco sus propiedades dieléctricas (efecto de la degradación) para las que es utilizado dentro del transformador (como aislante) [14] (ver Tabla 5).

III. RESULTADOS

Los resultados obtenidos permitieron observar el análisis de las diferentes pruebas: análisis dieléctrico y físico-químicos, análisis de furanos y cromatografía de gases donde se mostraron varios resultados. Todos estos resultados se hicieron bajo la autorización del laboratorio Transequipos s. A, laboratorio de gran capacidad, que cuenta con servicios de diagnóstico y análisis, los cuales están basados en normas vigentes, que aseguran resultados confiables, ya que no brindan solo un resultado, sino que ayudan a interpretarlos. Cabe indicar que los resultados no fueron sometidos a un software, sino que se utilizó Excel como herramienta de tablas estadísticas y gráficos estadísticos.

Desde el punto de vista de seguridad del sistema eléctrico del transformador de potencia y considerando que los mismos están conformados por un gran número de elementos, es importante realizar el análisis de contingencia. En las figuras 5, 6, 7 y 8 el análisis dieléctrico y físico-químico tiene como objetivo controlar la calidad del aceite nuevo, determinar la capacidad del aceite en servicio, diagnosticar las condiciones internas del equipo y sistema, y proponer las medidas correctivas de acuerdo con el estado del aceite.

En este sentido se realizaron las pruebas con base en las siguientes normas:

Contenido de agua, Norma ASTM D-1533-12, rigidez dieléctrica 2 mm, Norma ASTM D-1816-12, densidad

relativa (15 °C / 15 °C), Norma ASTM D-1298-12B (2017), tensión interfacial, Norma ASTM-D-971-12, número ácido, Norma ASTM D-974-14 E2, color, Norma ASTM D-1500-12 (2017), factor de potencia al aceite a 25 °C, Norma ASTM D-924-15, factor de potencia al aceite a 100 °C, Norma ASTM D-924-15, azufre corrosivo (3), Norma ASTM D-1275-15, examinación visual (3), ASTM D-1524-15, de acuerdo a estos intervalos de aceptabilidad las condiciones dieléctricas y físico-químicas son estables en el transformador de potencia en estudio (ver Tabla 6).

En el gráfico 1 se muestran los aceites minerales aislantes en equipos eléctricos, los cuales están administrados por la normativa de supervisión y mantenimiento IEC 60442 (ver Gráfico 1).

En el gráfico 2 se muestran las curvas de equilibrio de humedad para el sistema de papel/aceite, reproducido por medio de la ecuación de Fressier (ver Gráfico 2).

Estos dos gráficos proyectados nos muestran como resultado que la saturación de agua en el aceite es de un 9%, concentración de agua en papel 2,59%, contenido de agua: 13 p. p. m., temperatura promedio del transformador 45°, temperatura del aceite 40° y la temperatura de la muestra 40°. Se recomienda utilizar el criterio de saturación relativa del aceite para evaluar la humedad de los transformadores.

En el gráfico 3 se muestra el código de acción con respecto al índice de calidad, el cual muestra que el índice de calidad es de 2,345, el número ácido 0,0138, tensión interfacial 33,6, volumen de aceite por galón 845 (ver Gráfico 3).

De acuerdo a estos resultados, se recomienda tomar una muestra para análisis de contenido de inhibidor y una muestra para análisis físico-químico en 12 meses.

En la tabla 7 en el Reporte de análisis cuantitativo de PCB's disueltos en aceite aislante, Norma ASTM D-4059-00 (2010) se pudo evidenciar, según criterios de calificación, Resolución 0222 de 2011, que el límite de cuantificación para arocloro 1221, 1232, 1242, 1248, 1260 y PCB's totales

Tabla 6.

Reporte del análisis dieléctrico físico químico - 219693

PRUEBA	UNIDAD	EQUIPO DE PRUEBA	VALOR MEDIDO	INTERVALO DE ACEPTABILIDAD
Contenido de agua Norma ASTM D 15-33-12	mg/kg (ppm)	CLM-02	7	Aceptable <=35; Inaceptable >35(1)
Rigidez dieléctrica 2 mm Norma ASTM D 1816-12	kV	CH-02	<u>53</u>	Aceptable >=40; Inaceptable <40(1)
Densidad relativa (15 °C/15 °C) Norma ASTM D 1298-12B (2017)	Adimensional «1»	DS-10	<u>0,8467</u>	Aceptable 0,84-0,91; Cuestionable <0,84; Inaceptable >= 0,91 (2)
Tensión interfacial Norma ASTM D-974-12	mN/m	TF-01	<u>40,6</u>	Aceptable >=25; Inaceptable <25(1)
Número ácido Norma ASTM D-974-14 E2	mgKOH/g	BR-01	<u>0,01</u>	Aceptable >=0,2; Inaceptable >0,2(1)
Color Norma ASTM D-1500-12 (2017)	Unidades de color ASTM	CL-01	<u><0,5</u>	Aceptable >=3,5; Inaceptable >3,5(1)
Factor de potencia al aceite a 25°C. Norma ASTM D-924-15	%	FP-01	<u>0,048</u>	Aceptable >=0,500; Inaceptable >0,500(1)
Factor de potencia al aceite a 100 °C. Norma ASTM D-924-15	%	FP-01	<u>0,15</u>	Aceptable >=5,00; Inaceptable >5,00(1)
Azufre corrosivo (3) Norma ASTM D-1275-15	Adimensional «1»	EST-01	<u>2E</u>	Lecturas iguales o mayores a 4A son corrosivas
Examinación visual (3) Norma ASTM D-1524-15	Nor- Adimensional «1»		Claro y brillante	Claro o brillante = aceptable
Toma de muestras según ASTM D-923-15 1) Norma IEEE C-57-106 2015: límites sugeridos para aceites en operación. Intervalo de tensión <= 69 kV, para una tensión de 69.000 v 2) Criterios de la s. D. Myers de USA 3) Prueba no acreditada Condiciones de tensión interfacial		Valores de rigidez dieléctrica Norma ASTM D-877, lecturas en kV Norma ASTM D-1816, lecturas en kV		Tipo de líquido aislante Aceite mineral Condiciones de factores de potencia Tipo de la celda usada
Temperatura del agua (°C): 20,0	Densidad del agua (g/mL): 0,995	2 mm	57 57 51 49 51	Celda de tres terminales
Temperatura del aceite (°C): 20,0	Densidad del agua (g/mL): 0,839			Gradiente de voltaje 500 V/mm (12,5 V/mil) (ms) Frecuencia 60 Hz

en mezcla: 1,0 µg/límite de cuantificación para arocloro 1254; 2,0 µg/g. Basados en estos resultados el transformador de potencia en la subestación eléctrica de Villa Club se encuentra en la categoría grupo 4: aceite no contaminado (ver Tabla 7).

Cabe recalcar que ninguna prueba por sí sola debe considerarse como un indicativo aisladamente confiable para tomar cualquier decisión en materia de mantenimiento. Por este motivo es necesario considerar el conjunto de pruebas más importantes que miden la degradación y

Gráfico 1.

Temperatura del aceite durante el funcionamiento

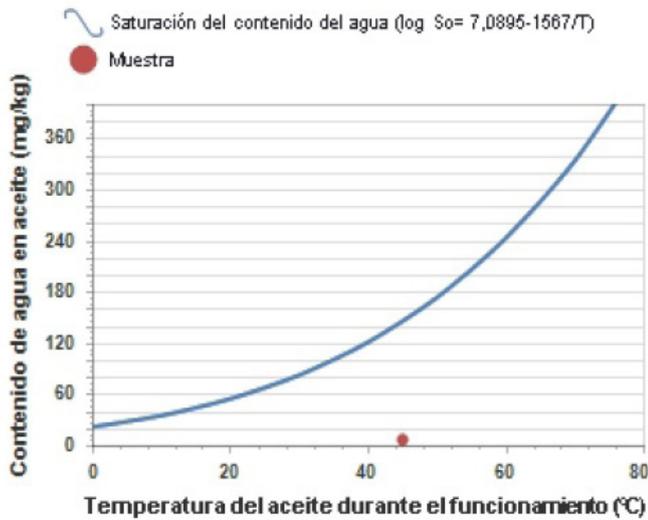


Gráfico 2.

Concentración de agua en aceite (ppm)

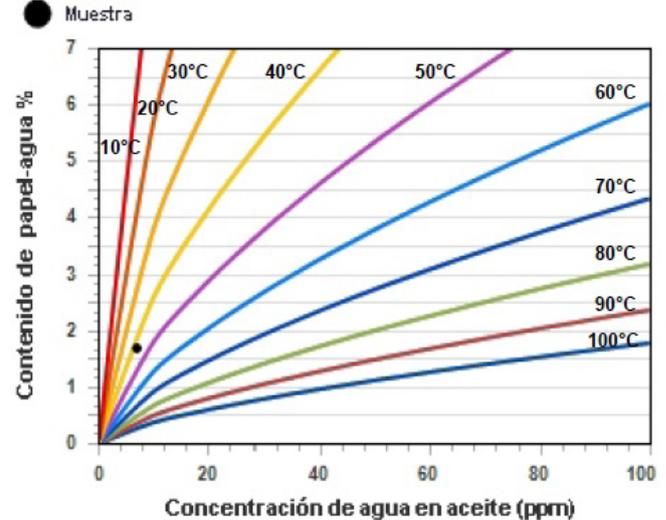
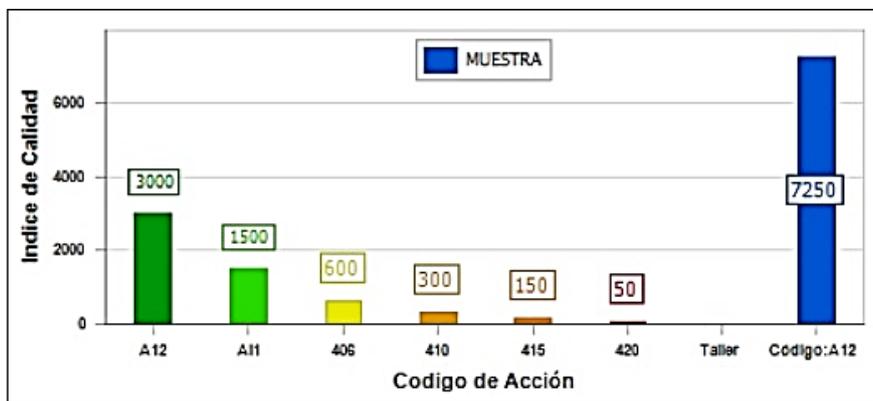


Gráfico 3.

Códigos de acción



Gráfica 3. Código de acción a aplicar con respecto al Índice de Calidad

Recomendaciones							
Índice de Calidad	7,250	Número Ácido	0.0056	Tensión Interfacial	40.6	Vol. Aceite (Gal)	2885
Código de Acción	A12. Tomar muestra en 12 meses						

Códigos de acción	
<ul style="list-style-type: none"> A12: Tomar muestra en 12 meses A11: Tomar muestra para análisis de contenido de inhibidor. Tomar Muestra para Análisis Físico-Químico en 12 meses 	<p>Códigos de acción en negrilla aplican cuando el contenido de agua es inaceptable y por el código de acción correspondiente a la gráfica 3.</p> <ul style="list-style-type: none"> 506: Regeneración de aislamientos y secado de la parte activa con 6 recirculaciones 510: Regeneración de aislamientos y secado de la parte activa con 10 recirculaciones 515: Regeneración de aislamientos y secado de la parte activa con 15 recirculaciones 520: Regeneración de aislamientos y secado de la parte activa con 20 recirculaciones 200: Secado de la parte Activa
<ul style="list-style-type: none"> 406: Regeneración de aislamientos con 6 recirculaciones 	
<ul style="list-style-type: none"> 410: Regeneración de aislamientos con 10 recirculaciones 	
<ul style="list-style-type: none"> 415: Regeneración de aislamientos con 15 recirculaciones 	
<ul style="list-style-type: none"> 420: Regeneración de aislamientos con 20 recirculaciones 	
<ul style="list-style-type: none"> Taller: Realizar mantenimiento en taller 	

contaminación de los aceites. Basados en estos resultados el transformador de potencia en la subestación eléctrica de Villa Club se encuentra en la categoría grupo 4: aceite no contaminado.

Se realizó el reporte de análisis de furanos Norma ASTM D-5837-2015, la cual estableció la concentración de furanos ppb que a continuación se detalla en la tabla 8 (ver Tabla 8).

Las pruebas de degradación del aceite resultan en niveles igualmente aceptables en la mayoría de los casos, mientras que algunos resultan cuestionables en el rango de la misma calificación para los furanos, esto nos dice que cuando se tiene el máximo de información sobre un transformador, las diferentes pruebas que se ejecutan son compatibles y complementarias entre sí.

Tabla 7.

Reporte de análisis cuantitativo de PCB's disueltos en aceite aislante

Parámetro	Concentración ug/g (ppm)	Criterios de calificación según Resolución 0222 de 2011
PCB's Acloro 1221	< 1,0	Grupo 1:
PCB's Acloro 1232	< 1,0	PCB's puro \geq 10.0000 ppm
PCB's Acloro 1242	< 1,0	Grupo 2:
PCB's Acloro 1248	< 1,0	aceite contaminado < 100.000 ppm y \geq 500 ppm
PCB's Acloro 1254	< 2,0	Grupo 3:
PCB's Acloro 1260	< 1,0	aceite contaminado < 500 y 50 ppm
		Grupo 4:
		aceite no contaminado < a 50 ppm
PCB's Acloro totales en mezcla (Acloros 1221, 1232, 1242, 1248, 1254 y 1260)	< 1,0	CALIFICACIÓN
		Grupo 4:
		ACEITE NO CONTAMINADO

Tabla 8.

Análisis de la concentración de furanos

Tipo de furano	Concentración de furanos (ppb)
HMF	< 10
FURFUROL	< 10
2-FURFURALDEHÍDO	30
AC. FURAN/FMK	< 10
METHYFAL	< 10
Grado de polimerización según Chendong 628	Tiempo de vida útil. Remanente (%) 82

En la tabla 9 se detalla el Reporte de análisis de cromatografía de gases disueltos en aceite ASTM D-3612-2002 (2017) método c. Los resultados fueron: gases disueltos en aceite dióxido de carbono (CO₂) 3187,5, acetileno (C₂H₂) < 0,3, etileno (C₂H₄) 3,2, etano (C₂H₆) 1,8, metano (CH₄) 15,2, monóxido de carbono (CO) 1014,7, hidrógeno (H₂) 10,9, con un resultado de gases combustibles de 1,046, oxígeno 6715,9, nitrógeno 28.937,2, dando un total de gases de 39.886 (ver Tabla 9).

Y, por último, se realizó el análisis de cromatografía de gases disueltos en aceite, utilizando Norma IEEE C-57-104-2008: guía IEEE para la interpretación de gases generados en transformadores sumergidos en aceite numeral 6,5, Evaluación de la condición del transformador usando concentraciones individuales y TDCG (total de gases combustibles). Figura 11.

ANEXO DIAGNÓSTICO

CONDICIÓN QUE APLICA: CONDICIÓN C2

En este análisis existe un posible deterioro del papel aislante; recomendamos medir consumo de corriente y ve-

rificar condiciones de ventilación y/o refrigeración del equipo, por lo que se recomienda realizar periódicamente otras pruebas en 12 meses.

Estos resultados se acogen a condición 2 (C2): TDCG dentro de este rango indica un nivel de gases combustibles mayor que el normal. Cualquier gas combustible individual que exceda los niveles especificados debería provocar una investigación adicional.

RESULTADOS

Los resultados obtenidos a través las pruebas realizadas a lo largo de este documento se demostraron mediante el documento estandarizado en la figura 12, que el transformador 13 TEKSA 24-30 MVA, SN: T130201-1 en la subestación de Villa Club se encuentra dentro de los parámetros de aceptabilidad, por lo que es importante que los mantenimientos preventivos y predictivos se realicen al menos una vez cada 12 meses para revisar el estado funcional de los transformadores.

El análisis fisicoquímico de los aceites nos permitió obtener una información clara sobre la calidad del aceite, indicando sus condiciones químicas, mecánicas y eléctricas, además el análisis fisicoquímico se compone de un grupo de pruebas

Tabla 9.

Reporte de análisis de cromatografía de gases disueltos en aceite ASTM D-3612-2002 (2017), método c

Gases disueltos en aceite	Concentración (uL/L (ppm))	% TDGC	Límites de concentración de gases disueltos (uL/L (ppm))				Condición
			C1	C2	C3	C4	
Dióxido de carbono	1048,2	-	2500	2501-4000	4001-10.000	<10.000	C1
Acetileno (C2H2)	<0,3	0,0	1	2-9	10-35	<35	C1
Etileno (C2H4)	3,4	1,2	50	51-100	101-200	<200	C1
Etano (C2H6)	15,2	5,2	65	66-100	101-150	<150	C1
Metano (CH4)	2,6	0,9	120	121-400	401-1000	<1000	C1
Monóxido de carbono (CO)	258,6	87,9	350	351-570	571-1400	<1400	C1
Hidrógeno (H2)	14,4	4,9	100	101-700	701-1800	<1800	C1
Subtotal gases combustibles	294	100	720	721-1920	1921-4630	<4630	C1
Oxígeno	9330,1		Nota: Tabla nº 1 Norma IEEE C57-104-2008				
Nitrógeno	26.052,8		Toma de muestras según Norma ASTM D-923-15				
			*TDGC: TOTAL DE GASES COMBUSTIBLES				
Total gases	36.725		Los gases en negrilla son combustibles				

que son necesarias para determinar la calidad del aceite y establecer en qué estado se encuentra el transformador y estimar las posibles fallas que se están presentando al interior de éste y poder determinar un diagnóstico preciso.

La cromatografía de gases, nos permitió detectar a corto plazo y de una forma mucha más sensible los cambios inmediatos en las condiciones operativas del transformador, siguiendo las normativas correspondientes, para ello es importante mencionar que en el mantenimiento de los

transformadores de potencia se permitió conocer el estado funcional del mismo para en un futuro prevenir fallas inesperadas en los transformadores.

Los análisis de las pruebas de diagnóstico del equipo se rigen mediante una serie de normas establecidas internacionalmente. Sin embargo, es importante tomar en cuenta que no todos los transformadores son iguales, operan bajo las mismas condiciones ambientales y de carga o han tenido las mismas contingencias.

Condición 1 (C1): TDGC por debajo de este nivel indica que el transformador está funcionando satisfactoriamente. Cualquier gas combustible individual que exceda los niveles especificados debería provocar una investigación adicional.	Condición 2 (C2): TDGC dentro de este rango indica un nivel de gases combustibles mayor que el normal. Cualquier gas combustible individual que exceda los niveles especificados debería provocar una investigación adicional. Se deben tomar medidas para establecer una tendencia, puede haber presencia de fallas.
Condición 3 (C3): TDGC dentro de este rango indica un alto nivel de descomposición. Cualquier gas combustible individual que exceda los niveles especificados debería provocar una investigación adicional. Se deben tomar medidas inmediatas para establecer una tendencia. Probablemente haya presencia de fallas.	Condición 4 (C4): TDGC que excede este valor indica una descomposición excesiva. La operación continua podría ocasionar la falla del transformador. Proceda de inmediato y con precaución

Por esta razón, el mantenimiento debe asegurar la eficiencia del transformador de potencia sumergido en aceite, tomando en cuenta las acciones preventivas y predictivas, a fin de alcanzar el ideal de operación sin fallas a lo largo de la vida útil.

IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Luego de analizar y realizar las pruebas dieléctricas y físico-químicas, como lo muestran las figuras 5, 6, 7 y 8 se concluye que, de acuerdo a los intervalos de aceptabilidad las condiciones dieléctricas y físico-químicas, son estables en el transformador de potencia en estudio.

Tabla 10.*Documento estandarizado / Comparativa de la normativa vigente y el diagnóstico en laboratorio*

<i>PRUEBAS</i>	<i>Normativa vigente ecuatoriana de electricidad NEC-SB-IE</i>	<i>DIAGNÓSTICO DE LABORATORIO (concentración) Datos realizados por los autores</i>	<i>INTERVALO DE ACEPTABILIDAD Aceptable/Inaceptable</i>
Análisis dieléctrico	Norma ASTM D-1533-12 Norma ASTM D-1816-12 Norma ASTM D-1298-128 (2017) Norma ASTM D-971-12 Norma ASTM D-974-14E2 Norma ASTM D-1500-12 (2017) Norma ASTM D-924-15 Norma ASTM D-1275-15 ASTM D-1524-15	53,0	Aceptable
Análisis físico químico	Normativa de supervisión y mantenimiento IEC 60442	Saturación de agua en el aceite 9% Concentración de agua en papel 2,59% Contenido de agua: 13 ppm Temperatura promedio del transformador 45° Temperatura del aceite 40° Temperatura de la muestra 40°	Aceptable
Análisis de furanos	Norma ASTM D-5837-2015	10,0	Aceptable
Análisis de cromatografía de gases	ASTM D-3612-2002 (2017) Método c	Condición 2	Aceptable

Esto indica que estas pruebas determinaron que el estado real del aceite está en condiciones estables, el aceite tiene una mayor rigidez dieléctrica, una minimización de la oxidación y un menor nivel de corrosión a las partes metálicas de los transformadores sumergidos en aceite.

Por otro lado, se realizó el análisis de furanos como se observa en la figura 9, esta prueba se hizo mediante la Norma ASTM D-5837-2015, con la cual se obtuvo una concentración de furanos óptima, al obtener un resultado estable de furanos es más fiable que la degradación del aislamiento de celulosa sea sensible a la degradación térmica y a la oxidación.

La última prueba que se realizó el análisis de cromatografía de gases disueltos en aceite, como se verifica en la figura 11, el cual arrojó como resultado la condición 2 de la Norma ASTM D-3612-2002 (2017), método c, la cual menciona:

TDCG (índice de salud) dentro de este rango indica un nivel de gases combustibles mayor que el normal. Cualquier gas combustible individual que exceda los niveles especificados debería provocar una investigación adicional. Se deben tomar medidas para establecer una tendencia, puede haber presencia de fallas.

En este sentido, si no se toman correctivos podría producir un gran volumen de gases de bajo peso molecular como metano e hidrógeno y gases de alto peso molecular,

pero en menores proporciones como etano y etileno. A temperaturas mayores a los 500 °C, el porcentaje de hidrógeno supera a la del metano y el volumen de los gases de alto peso molecular aumenta considerablemente, teniendo el etano una mayor proporción que el etileno. En el aislamiento sólido (celulosa del papel), la degradación ocurre a temperaturas menores que la del aislamiento líquido, por lo que es posible encontrar dióxido de carbono, monóxido de carbono y vapor de agua en el transformador operando a temperaturas normales, pero solo si el resultado de la relación CO₂ / CO es > 7, indica la presencia de sobrecalentamiento en el aislamiento sólido (celulosa del papel).

REFERENCIAS

- [1] A. Juárez, V. Larin y N. Vásquez, «Estudio de la vida útil de los transformadores de potencia en servicio: ensayos de laboratorio y evaluación térmica», 2018. Accessed: Mar. 21, 2022. [Online]. Available: <http://ri.ues.edu.sv/id/eprint/19333/1/Estudio%20de%20la%20vida%20%C3%BAtil%20de%20los%20transformadores%20de%20potencia%20en%20servicio%20Ensayos%20de%20laboratorio%20y%20evaluaci%C3%B3n%20t%C3%A9rmica.pdf>

- [2] D. Alvarado, *Elaboración de un plan de mantenimiento preventivo de los equipos críticos de las principales subestaciones de la empresa de energía de Boyacá S. A. E. S. P., aplicado por la Empresa Asistencia Técnica Industrial Ltda.*, tesis, Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, 2017. [Online]. Available: https://repositorio.uptc.edu.co/bitstream/001/2722/1/TGT_1317.pdf
- [3] G. Crespo *et al.*, «Diagnóstico de transformadores de potencia a partir de compuestos furanos», Scielo, 2016, [Online]. Available: <http://scielo.sld.cu/pdf/rtq/v36n2/rtq10216.pdf>
- [4] O. Cando y J. Pinto, *Diseño y planificación del soterramiento del sistema eléctrico en el área urbana, sector centro del cantón Salcedo, provincia de Cotopaxi*, tesis, ESPE, 2019. [Online]. Available: <https://repositorio.espe.edu.ec/bitstream/21000/22772/2/T-ESPEL-EMI-0378.pdfv>
- [5] J. Montané, S. Dorrbercker y A. Orestes, «El mantenimiento a los transformadores de potencia; su análisis en el caso de una central termoeléctrica cubana», *Ingeniería Energética*, vol. xxxii, n.º 2, pp. 56-64, 2011.
- [6] T. Ibrahim, S. Dessouky and S. Ghoneim, «Transformer fault types and severity class prediction based on neural pattern-recognition techniques», *Electric Power Systems Research*, 2021.
- [7] E. Gallo, *Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo*, Bogotá, 2005.
- [8] E. García y Ch. Gaspar, *Diagnóstico y mantenimiento de transformadores de gran potencia en aceite (aplicado a un transformador de 160 MVA, 13,8 kv /138 kv de la central térmica Trinitaria)*, tesis, UPS, 2010.
- [9] M. Mago, L. Valles, J. Olaya y M. Zequera, «Análisis de fallas en transformadores de distribución, utilizando ensayos no destructivos y pruebas de tensión mecánicas», *Redalyc.org*, vol. 18, pp. 15-26, 2011.
- [10] M. Cabral y J. Fernández, «Técnicas de diagnóstico para mantenimiento preventivo de transformadores y equipamiento de subestaciones», *IEEE Xplore*, 2006.
- [11] R. Pérez, O. Ramírez y S. Fernández, «Métodos modernos de diagnóstico para grandes transformadores en tiempo real», *Energética*, 2001.
- [12] Cnsd, «Características del transformador Teksa». <http://m.cnsdpowers.com/power-transformer/oil-transformer/three-phase-power-transformer.html>
- [13] Multipruebas, «Pruebas iniciales y mantenimiento eléctrico con personal calificado y equipo calibrado», 2018. <https://www.multipruebas.mx/cromatografia-de-gases-disueltos-en-el-aceite.html>
- [14] G. Energy, «Laboratorio de aceites», 2019. <https://transformadoresgvr.com/laboratorio/>