

Diagnóstico predictivo de transformadores de potencia basado en análisis del aceite dieléctrico

Predictive diagnosis of power transformers through dielectric oil analysis

Juan José Montero-Jiménez¹, Gustavo Adolfo Gómez-Ramírez², Fabricio Jorge Umaña-Blanco³, Gabriel Andres Barrientos-Bravo⁴, José Francisco Pérez-Guardiola⁵

Fecha de recepción: 25 de marzo, 2025

Fecha de aprobación: 3 de julio, 2025

Montero-Jiménez, J.J; Gómez-Ramírez, G.A; Umaña-Blanco, F.J; Barrientos-Bravo, G.A; Pérez-Guardiola, J.F. Diagnóstico predictivo de transformadores de potencia basado en análisis del aceite dieléctrico. *Tecnología en Marcha*. Vol. 39 N° 1. Enero-Marzo, 2026. Pág. 14-28.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v39i1.7861>

1 Escuela de Ingeniería en Electromecánica. Instituto Tecnológico de Costa Rica, Costa Rica.

 juan.montero@itcr.ac.cr
 <https://orcid.org/0000-0002-3215-3736>

2 Escuela de Ingeniería en Electromecánica. Instituto Tecnológico de Costa Rica, Costa Rica.

 ggomez@itcr.ac.cr
 <https://orcid.org/0000-0001-9195-072X>

3 Escuela de Ingeniería en Electromecánica. Instituto Tecnológico de Costa Rica, Costa Rica.

 fabriciouma@estudiantec.cr
 <https://orcid.org/0009-0001-0111-5200>

4 Escuela de Ingeniería en Electromecánica. Instituto Tecnológico de Costa Rica, Costa Rica.

 gbarrientos@estudiantec.cr
 <https://orcid.org/0009-0006-5566-3428>

5 Escuela de Ingeniería en Electromecánica. Instituto Tecnológico de Costa Rica, Costa Rica.

 josefran.perez@estudiantec.cr

 <https://orcid.org/0009-0007-7781-612X>



Palabras clave

Transformadores de potencia; análisis de gases disueltos; métodos de análisis al aceite; mantenimiento predictivo; análisis de fallas en transformadores; aceite dieléctrico; monitoreo de transformadores.

Resumen

El presente estudio analiza la condición del aceite dieléctrico en transformadores de potencia con el propósito de detectar fallas internas que puedan afectar su operatividad. La problemática principal se centra en el deterioro del aceite y su influencia en el aislamiento eléctrico, lo que puede derivar en la aparición de descargas parciales o fallas térmicas de alta gravedad. Para abordar esta cuestión, se emplearon diversos métodos de diagnóstico, tales como Dornenburg, Triángulo de Duval y Rogers, complementados con el análisis de gases disueltos y propiedades fisicoquímicas del aceite. La metodología consistió en el análisis de diez muestras de aceite, evaluando la concentración de gases como acetileno, etileno, monóxido y dióxido de carbono, así como parámetros fisicoquímicos tales como rigidez dieléctrica, factor de potencia y contenido de agua. Los resultados revelaron que algunas muestras presentan indicios de descargas parciales o de baja energía, mientras que otras evidencian fallas térmicas severas o descargas de alta energía. La concordancia entre los diferentes métodos empleados respalda la confiabilidad del diagnóstico y pone de manifiesto la presencia de una degradación significativa en determinados transformadores.

Keywords

Power transformers; dissolved gas analysis; oil analysis methods; predictive maintenance; transformer failure analysis; dielectric oil; transformer monitoring.

Abstract

This study examines the state of dielectric oil in power transformers to identify internal problems that could impact their functionality. The primary issue is the degradation of the oil and its impact on electrical insulation, perhaps resulting in partial discharges or severe thermal failures. To resolve this issue, multiple diagnostic techniques were employed, including Dornenburg, Duval Triangle, and Rogers, alongside the examination of dissolved gases and the physical and chemical features of the oil. The methodology involved analyzing ten oil samples to assess the concentrations of gases including acetylene, ethylene, carbon monoxide, and carbon dioxide, along with physicochemical properties such as dielectric strength, power factor, and water content. The results suggested that certain samples reveal indications of partial or low-energy discharges, whilst others demonstrate significant thermal flaws or high-energy discharges. The concordance among the various methodologies employed corroborates the diagnostic reliability and indicates substantial deterioration in specific transformers.

Introducción

El sistema dieléctrico de un transformador es un componente esencial para garantizar su funcionamiento seguro y eficiente [1]. Este sistema, conformado principalmente por el aceite dieléctrico y materiales aislantes sólidos, cumple funciones críticas como el aislamiento eléctrico, la disipación del calor generado durante la operación y la protección de los componentes

internos frente a contaminantes externos y procesos de deterioro. La preservación de su integridad es fundamental, ya que cualquier degradación puede derivar en fallas severas, interrupciones en el suministro eléctrico y elevados costos de reparación.

El aceite dieléctrico desempeña un papel vital en el sistema aislante al proporcionar tanto aislamiento eléctrico como refrigeración [2]. Su monitoreo constante mediante pruebas específicas es indispensable para evaluar su estado y prevenir fallas. Ensayos como la rigidez dieléctrica, el factor de potencia, la resistividad y la apariencia visual permiten identificar la presencia de contaminantes como agua, partículas conductivas y productos químicos degradados. Estos análisis posibilitan la detección temprana de problemas que, si no se abordan, podrían comprometer seriamente el desempeño del transformador.

La cromatografía de gases disueltos constituye una herramienta avanzada para evaluar el estado interno del transformador [3]. Este método identifica y cuantifica gases generados por procesos de degradación térmica o eléctrica en el aceite y el papel aislante, como hidrógeno, metano, acetileno y dióxido de carbono. La capacidad de este análisis para diagnosticar fallas incipientes, tales como descargas parciales, sobrecalentamientos o arcos eléctricos, lo convierte en un componente esencial del mantenimiento predictivo, ya que permite prevenir problemas mayores y prolongar la vida útil del transformador.

Para interpretar los resultados obtenidos en la cromatografía de gases, se emplean herramientas como el Triángulo de Duval [4]- [5], el Método del Gas Característico [6], las Relaciones de Dornenburg [7] y las Relaciones de Rogers [8]. Estas metodologías, utilizadas de manera complementaria, permiten clasificar las fallas en térmicas, eléctricas o combinadas. El Triángulo de Duval es una técnica gráfica que ofrece una representación visual sencilla y precisa, mientras que los métodos de relaciones proporcionan un análisis más detallado de las proporciones de gases.

El sistema dieléctrico del transformador es un pilar fundamental para su confiabilidad y seguridad operativa [9]. Las pruebas realizadas al aceite dieléctrico, la cromatografía de gases y los métodos de análisis son herramientas indispensables para garantizar un diagnóstico completo, detectar fallas en etapas tempranas y optimizar las estrategias de mantenimiento [10]. La integración de estas técnicas no solo reduce los costos operativos, sino que también maximiza la eficiencia y asegura la continuidad del suministro eléctrico.

Es importante mencionar que el análisis del sistema dieléctrico de transformadores de potencia ya es un tema que se estudia desde hace varias décadas y que, para lograr una estandarización en las pruebas al sistema dieléctrico de un transformador de potencia, existen múltiples normas que ofrecen una guía sobre el análisis del sistema dieléctrico de los transformadores de potencia, como por ejemplo [11] y [12]. Las normas demuestran el rigor técnico que se sigue en el análisis del sistema dieléctrico de un transformador de potencia a nivel profesional. A nivel académico, existen diferentes iniciativas que combinan métodos tradicionales con nuevas tendencias de algoritmos avanzados de análisis e inteligencia artificial [13].

Un ejemplo de esto se encuentra en [14], donde se presenta un algoritmo de aprendizaje profundo para la gestión de salud de transformadores de potencia. Otro ejemplo es [15] que presenta un algoritmo de aprendizaje de máquina para el mejoramiento de la interpretación de análisis de gases disueltos en el aceite de un transformador para su debido diagnóstico. Es importante mencionar que estas iniciativas buscan simplificar y mejorar el diagnóstico de transformadores, comparado con las herramientas tradicionales que podrían ser no concluyentes por si solas. Sin embargo, las herramientas tradicionales continúan siendo la base de diagnóstico normada a nivel profesional.

El presente artículo pretende mostrar con ejemplos prácticos reales los fundamentos del diagnóstico del sistema dieléctrico de transformadores de potencia utilizando registros de pruebas al aceite dieléctrico y de pruebas de gases disueltos a través de cromatografía. Una introducción técnica a cada tipo de pruebas es presentada en la sección materiales y métodos. Posteriormente se presentan los fundamentos de tres de los métodos tradicionales de detección de fallas: triángulo de Duval, relaciones de Dornenburg y relaciones de Rogers. Utilizando un caso de estudio con registros reales de pruebas al sistema dieléctrico a transformadores de potencia se realiza un análisis utilizando cada método antes mencionado y se muestran los resultados. El objetivo es darle al lector un resumen introductorio al diagnóstico del sistema dieléctrico de transformadores de potencia utilizando técnicas tradicionales y datos reales de transformadores.

Análisis al Sistema Dieléctrico de los Transformadores de Potencia

Pruebas al aceite dieléctrico de los transformadores

El análisis de las propiedades físicas, químicas y dieléctricas del aceite aislante constituye un proceso crucial para asegurar la operatividad confiable y la seguridad de los transformadores eléctricos. Este fluido desempeña un rol esencial tanto en el aislamiento eléctrico como en la disipación del calor generado durante la operación. Mediante este tipo de evaluaciones, se pueden determinar parámetros fundamentales, como el *contenido de agua*, *número de neutralización ácido*, *rigidez dieléctrica*, *factor de potencia*, *resistividad*, *apariencia visual*, *color*, *tensión interfacial* y *la gravedad específica* que afectan directamente el rendimiento del equipo.

El cuadro 1 muestra las principales evaluaciones pruebas y ensayos a los aceites dieléctricos empleados en transformadores, dividiéndolas en tres categorías fundamentales: físicas, químicas y dieléctricas. Asimismo, se detallan las normativas internacionales aplicables a cada prueba, incluyendo estándares reconocidos como ASTM, IEC e ISO. Las pruebas físicas abarcan análisis como la apariencia visual, el color, la tensión interfacial y la gravedad específica, enfocándose en las características externas y la densidad del aceite. Por otro lado, las pruebas químicas, como el contenido de agua y el número de neutralización ácido, permiten identificar contaminantes y productos de degradación química. Finalmente, las pruebas dieléctricas, entre las que se incluyen la rigidez dieléctrica, el factor de potencia y la resistividad, evalúan las propiedades aislantes del aceite y su capacidad para soportar tensiones eléctricas. Esta estructura resulta esencial para garantizar un diagnóstico integral del estado del aceite, posibilitando la detección temprana de posibles problemas y contribuyendo a la confiabilidad y desempeño eficiente del transformador.

Cuadro 1. Clasificación de Pruebas de Aceites Dieléctricos para Transformadores.

Prueba	Clasificación	Norma Aplicada
Contenido de agua	Química	ASTM D6304 / IEC 60814
Número de neutralización ácido	Química	ASTM D974 / IEC 62021
Rigidez dieléctrica	Dieléctrica	ASTM D877 / IEC 60156
Factor de potencia	Dieléctrica	ASTM D924 / IEC 60247
Resistividad	Dieléctrica	ASTM D1169 / IEC 60247
Apariencia visual	Física	ASTM D1524 / IEC 60422
Color	Física	ASTM D1500
Tensión interfacial	Física / Química	ASTM D971 / ISO 6295
Gravedad específica	Física	ASTM D1298 / ISO 3675

La identificación temprana de problemas, tales como la degradación del aceite, la presencia de partículas contaminantes o la formación de compuestos químicos dañinos, permite implementar acciones preventivas que contribuyen a evitar fallos graves, extender la vida útil del transformador y reducir costos asociados al mantenimiento. Asimismo, estas pruebas garantizan que los equipos operen bajo los estándares de seguridad establecidos, minimizando riesgos para el sistema eléctrico y los usuarios. A continuación, se detallan los distintos análisis realizados al aceite dieléctrico, los cuales son esenciales para fundamentar la toma de decisiones técnicas y operativas.

- **Contenido de agua:** El agua presente en el aceite aislante, ya sea en estado libre o emulsionado, representa un riesgo significativo para el funcionamiento seguro de un transformador. En estado libre, no solo disminuye de manera notable la rigidez dieléctrica del aceite, sino que también facilita la transferencia de humedad hacia la celulosa del papel aislante. Esto puede provocar una reducción de las propiedades aislantes del papel, acelerando su envejecimiento y deterioro. Adicionalmente, la presencia de agua aumenta el riesgo de descargas parciales, fallas dieléctricas y sobrecalentamientos, los cuales pueden derivar en fallos catastróficos del equipo. Este problema generalmente se origina debido a deficiencias en la hermeticidad del transformador, lo que permite la entrada de humedad y otros contaminantes, comprometiendo su fiabilidad operativa, incrementando los costos de mantenimiento y reduciendo su vida útil.
- **Número de neutralización ácido:** Los transformadores están expuestos a procesos de degradación química debido a las condiciones operativas, como el estrés eléctrico, las altas temperaturas y las cargas de trabajo a las que son sometidos. Estos procesos dan lugar a la formación de compuestos ácidos, cuya presencia afecta directamente la calidad del aceite aislante y, por ende, la fiabilidad del equipo. La velocidad de degradación aumenta significativamente en presencia de agua, oxígeno y materiales como cobre, hierro y celulosa. Para controlar estos efectos y prevenir el deterioro acelerado del transformador, resulta fundamental realizar mediciones periódicas del número de neutralización del aceite, ya que esta prueba permite evaluar la acumulación de constituyentes ácidos y tomar medidas preventivas o correctivas para prolongar la vida útil del equipo y garantizar su correcto funcionamiento.
- **Tensión interfacial:** La prueba de tensión interfacial mide la fuerza requerida para separar un anillo plano de Platino-Iridio de la superficie de un fluido con mayor tensión superficial, proporcionando un indicador confiable sobre la presencia de compuestos hidrofílicos. Estos compuestos son generados como resultado de procesos de oxidación y actúan como un parámetro clave para evaluar el estado de degradación del aceite aislante. La importancia de esta prueba radica en que permite detectar de manera temprana la formación de productos de oxidación, los cuales pueden afectar negativamente las propiedades dieléctricas y químicas del aceite, comprometiendo la eficiencia y seguridad del transformador. Este análisis es crucial para implementar estrategias de mantenimiento preventivo que prolonguen la vida útil del equipo y optimicen su desempeño operativo.
- **Rigidez dieléctrica:** La rigidez dieléctrica es una medida fundamental que evalúa la capacidad de un material aislante para resistir tensiones eléctricas crecientes sin experimentar fallos. Este ensayo se lleva a cabo aplicando de manera progresiva una tensión entre dos electrodos de bronce, cuya geometría y separación están definidas por normativas específicas. Su relevancia radica en que actúa como un indicador preliminar de la presencia de contaminantes en el aceite, tales como agua, fibras de celulosa, partículas en suspensión o materiales conductores. La identificación de estos elementos

es crucial, ya que comprometen las propiedades aislantes del aceite y pueden generar fallos eléctricos en el transformador. Por lo tanto, esta prueba es esencial para garantizar la fiabilidad y seguridad operativa del equipo.

- **Factor de potencia:** El factor de potencia es un indicador crítico que evalúa las pérdidas dieléctricas en el aceite aislante, las cuales son ocasionadas por la presencia de contaminantes como compuestos ácidos y agua. Un valor bajo de este parámetro sugiere una mínima pérdida dieléctrica y un nivel reducido de contaminantes solubles, lo que refleja un buen estado del aceite. La relevancia de esta prueba radica en que permite detectar alteraciones químicas y físicas en el aceite, brindando información clave para el mantenimiento preventivo del transformador. Monitorear el factor de potencia ayuda a preservar la integridad del sistema de aislamiento, prolongar la vida útil del equipo y prevenir fallas inesperadas en la operación.
- **Resistividad:** La resistividad, también conocida como resistencia específica, es una medida que evalúa las propiedades aislantes eléctricas de un líquido dieléctrico en condiciones similares a las del ensayo. Un valor elevado de resistividad indica un bajo nivel de iones libres y partículas iónicas en formación, lo que a su vez refleja una baja concentración de contaminantes conductivos en el aceite. Esta prueba resulta particularmente relevante en el análisis de aceites nuevos, ya que proporciona una referencia inicial de su calidad y pureza. Su importancia radica en que permite identificar posibles contaminantes que puedan comprometer el rendimiento del sistema de aislamiento, asegurando así la eficiencia operativa y la confiabilidad del transformador.
- **Apariencia visual:** La inspección visual del aceite, tanto en su estado nuevo como usado, es un procedimiento clave para evaluar características físicas esenciales, como el brillo y la transparencia, y para verificar la ausencia de sólidos en suspensión y sedimentos. Este análisis preliminar resulta de gran importancia, ya que permite detectar de forma rápida indicios de contaminación, degradación o presencia de partículas que podrían comprometer las propiedades dieléctricas y la funcionalidad del aceite aislante. La apariencia visual actúa como un indicador inicial del estado del aceite, facilitando decisiones oportunas sobre la necesidad de realizar pruebas más exhaustivas o implementar acciones correctivas.
- **Color:** La prueba del color del aceite consiste en clasificar el color del fluido aislante mediante la comparación con una escala estándar basada en un blanco de referencia. Cualquier desviación significativa respecto al color preestablecido puede ser un indicador de contaminación o de procesos de degradación en el aceite. Este parámetro es crucial para evaluar la calidad del aceite, ya que proporciona una indicación inicial sobre su estado y posibles alteraciones químicas o físicas que podrían comprometer su desempeño como medio aislante y refrigerante en transformadores eléctricos.
- **Gravedad específica:** La prueba de gravedad específica se define como la relación entre la masa de un volumen determinado de aceite y la masa de un volumen equivalente de agua. Este ensayo es de gran utilidad como método rápido para identificar la posible presencia de contaminantes en el aceite aislante. Además, permite determinar características clave como el tipo de aceite, ya sea de origen nafténico o parafínico, y detectar la presencia de compuestos tóxicos como los bifenilos policlorados (PCBs). La relevancia de esta prueba radica en que proporciona información esencial para evaluar la calidad del aceite, garantizar la seguridad del transformador y mitigar posibles riesgos ambientales.

Análisis de los gases disueltos mediante la prueba de la cromatografía

El análisis cromatográfico de gases disueltos en el aceite dieléctrico es una herramienta analítica fundamental para el monitoreo y diagnóstico del estado de los transformadores. Este procedimiento, regulado por la norma ASTM D3612, permite identificar y cuantificar gases como acetileno (C_2H_2), etano (C_2H_6), etileno (C_2H_4), metano (CH_4), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2), hidrógeno (H_2), oxígeno (O_2) y nitrógeno (N_2). La presencia y concentración de estos gases se asocian directamente con fallas internas que pueden clasificarse en dos categorías principales:

- **Fallas Térmicas:** relacionadas con el sobrecalentamiento del aceite o el papel aislante, que generan gases como metano, etileno y dióxido de carbono.
- **Fallas Eléctricas:** ocasionadas por arcos internos o descargas de efecto corona, que producen gases como hidrógeno, acetileno y metano.

En algunos casos, estos tipos de fallas pueden superponerse, ya que diferentes procesos de degradación pueden ocurrir simultáneamente dentro del transformador. Este análisis no solo permite determinar la naturaleza y ubicación de las fallas, sino que también facilita su diagnóstico temprano, lo que es crucial para implementar acciones correctivas antes de que las fallas evolucionen y comprometan la operación del equipo. Además, los objetivos del análisis cromatográfico son diversos e incluyen: monitorear los transformadores en servicio para detectar fallas incipientes, supervisar unidades con sospecha de fallas para planificar su mantenimiento, identificar el tipo y localización de las fallas, y garantizar que los transformadores nuevos no presenten problemas durante el período de garantía. La cromatografía de gases es esencial para la gestión eficiente de los transformadores, ya que contribuye a la confiabilidad operativa, prolonga la vida útil del equipo y optimiza las estrategias de mantenimiento.

Métodos de Análisis para detección de fallas en transformadores

El análisis de gases disueltos en aceites dieléctricos es una técnica fundamental para el diagnóstico y monitoreo del estado interno de los transformadores eléctricos. Este procedimiento utiliza metodologías diversas que permiten interpretar con precisión los datos cromatográficos obtenidos. Entre las principales herramientas de análisis destacan el Triángulo de Duval, el Método del Gas Característico, el Método de las Relaciones de Dornenburg y el Método de las Relaciones de Rogers, cada una con aplicaciones específicas y complementarias en el diagnóstico de fallas.

- **Triángulo de Duval:** Esta técnica gráfica utiliza las proporciones relativas de tres gases clave: metano (CH_4), etileno (C_2H_4) y acetileno (C_2H_2), generados durante procesos térmicos o eléctricos. Los puntos dentro del triángulo representan distintos tipos de fallas, como descargas parciales, sobrecalentamientos o arcos eléctricos. Este método destaca por su simplicidad visual y por proporcionar un diagnóstico rápido y confiable.
- **Método de las Relaciones de Dornenburg:** Basado en relaciones proporcionales entre gases clave, este método clasifica fallas térmicas y eléctricas, ofreciendo una interpretación más detallada de los datos. Es especialmente útil en casos donde se requiere una evaluación más exhaustiva.
- **Método de las Relaciones de Rogers:** Similar al de Dornenburg, este método utiliza relaciones específicas entre gases para clasificar las fallas en categorías como sobrecalentamientos leves o severos y descargas eléctricas. Su simplicidad lo convierte en una herramienta común en el monitoreo de rutina.

El Triángulo de Duval y los métodos basados en relaciones de gases, como los de Dornenburg y Rogers, son herramientas complementarias que proporcionan diferentes niveles de precisión y detalle. Mientras que el Triángulo de Duval es útil para diagnósticos rápidos y visuales, los métodos basados en relaciones permiten un análisis más profundo y validación de resultados. Por su parte, el Método del Gas Característico ofrece un enfoque flexible y adaptable a escenarios específicos, por lo que no se detalla en la sección de resultados de la presente nota técnica. La integración de estas técnicas asegura diagnósticos confiables y oportunos, lo que facilita la detección temprana de fallas internas, optimiza las estrategias de mantenimiento preventivo y prolonga la vida útil de los transformadores. Su aplicabilidad en distintos contextos industriales subraya su importancia como herramientas esenciales para la gestión eficiente de sistemas eléctricos críticos. La tabla 2 presenta la información técnica de un grupo de transformadores de potencia, detallando por su capacidad nominal de potencia (MVA), niveles de tensión en el lado primario y secundario (kV) y año de fabricación.

Resultados

Caso de estudio

A partir de la información recopilada, se realizará un análisis exhaustivo del estado operativo de diez transformadores de potencia, conforme se presenta en el cuadro 2. Tal como se expuso previamente, es posible aplicar distintos enfoques para evaluar la condición del aceite dieléctrico, tanto a nivel individual como grupal. Cuando el análisis se efectúa de manera grupal, el propósito es identificar el estado de cada transformador de forma independiente, sin que exista relación entre las mediciones, dado que los resultados reflejan las condiciones particulares de cada equipo. En cambio, cuando se dispone de un registro histórico de resultados, es posible establecer una trazabilidad temporal que permita analizar la evolución y verificar el comportamiento del aceite dieléctrico.

Cuadro 2. Muestra de Transformadores de Potencia a Analizar.

Muestra	Potencia del Transformador (MVA)	Tensión Primaria (kV)	Tensión Secundaria (kV)	Año de Fabricación
Muestra-1	50	132	33	2001
Muestra-2	50	220	66	2001
Muestra-3	50	110	11	2001
Muestra-4	30	400	132	1972
Muestra-5	50	132	33	2001
Muestra-6	50	110	11	2001
Muestra-7	25	220	66	1969
Muestra-8	25	132	33	1969
Muestra-9	25	400	132	1969
Muestra-10	25	220	66	1969

Cada estudio proporcionará información precisa sobre el estado actual y la funcionalidad de los transformadores, posibilitando la correlación entre su antigüedad, capacidad nominal y nivel de tensión de operación. Este enfoque integral permitirá evaluar de manera más completa el estado del aceite y contribuirá al diseño de estrategias de mantenimiento predictivo orientadas a optimizar la vida útil de los transformadores.

Un aspecto relevante en el análisis de los transformadores [16,17] es la consideración del año de fabricación, dado que los materiales dieléctricos tienden a degradarse significativamente con el paso del tiempo. Asimismo, los niveles de tensión deben ser tomados en cuenta, ya que un mayor esfuerzo dieléctrico asociado a tensiones elevadas acelera el deterioro del aislamiento. De forma complementaria, la potencia nominal constituye un indicador del estrés térmico al que está sometido el equipo, puesto que la temperatura depende directamente del cuadrado de la corriente y de la resistencia del conductor. Este comportamiento se encuentra, a su vez, estrechamente vinculado con los niveles de tensión presentes en cada lado del transformador (primario y secundario).

Análisis Físico-Químico-Dieléctrico y Cromatografía de gases al Aceite

El cuadro 3 presenta los resultados de las pruebas *Físico-Químico-Dieléctrico* del aceite utilizado en los transformadores de muestra, los que incluyen el contenido de agua, el número de neutralización ácido, la rigidez dieléctrica, el factor de potencia, la resistividad, la apariencia visual, el color, la tensión interfacial y la gravedad específica. Estos parámetros son fundamentales para evaluar la calidad y el estado de degradación del aceite, lo que permite determinar su capacidad de aislamiento y su eficiencia en la disipación del calor dentro del transformador. De igual forma, como en el caso anterior a través del análisis de estas variables, se busca establecer la correlación entre el envejecimiento del aceite y el estado operativo del transformador.

Cuadro 3. Análisis *Físico-Químico-Dieléctrico* al aceite de los transformadores de muestra.

Muestra	Contenido de Agua [ppm]	Número de Neutralización Ácido [mg KOH/g]	Rigidez Dieléctrica [kV/mm]	Factor de Potencia [%]	Resistividad [GΩ·m]	Apariencia Visual	Color (ASTM D1500)	Tensión Interfacial [mN/m]	Gravedad Específica
Muestra-1	12.5	0.05	30.5	0.12	2.5	Transparente	1	40.5	0.91
Muestra-2	15	0.12	28	0.15	2.8	Transparente	1.2	42	0.915
Muestra-3	13.2	0.08	31.2	0.14	2.7	Transparente	1.1	41.2	0.912
Muestra-4	10.8	0.04	29.8	0.11	2.6	Transparente	0.9	39.8	0.908
Muestra-5	11.7	0.07	30.7	0.13	2.4	Transparente	1	40.7	0.91
Muestra-6	14.6	0.11	27.6	0.14	2.9	Transparente	1.3	42.6	0.913
Muestra-7	13.8	0.09	29.8	0.12	2.8	Ligeramente Opaco	1.1	41.8	0.911
Muestra-8	12.3	0.06	31.4	0.13	2.7	Ligeramente Opaco	1	40.4	0.909
Muestra-9	11.5	0.05	30.5	0.11	2.5	Ligeramente Opaco	0.8	39.5	0.91
Muestra-10	13	0.07	28.9	0.14	2.6	Ligeramente Opaco	1.2	41	0.914

El cuadro 4 muestra los datos sobre el análisis de los gases disueltos al aceite dieléctrico de los transformadores, que incluyen concentraciones de acetileno, etano, etileno, metano, monóxido de carbono, dióxido de carbono, hidrógeno, así como los porcentajes de oxígeno y nitrógeno. El análisis de estos gases es un método clave en el diagnóstico de fallas internas en transformadores, ya que permite identificar la presencia de descargas parciales, sobrecalentamiento, formación

de arcos eléctricos y degradación térmica del aislamiento. La correlación entre la concentración de estos compuestos y el estado operativo del transformador facilitará la implementación de estrategias de mantenimiento predictivo, optimizando la confiabilidad y prolongando la vida útil del equipo.

El cuadro 5 establece los rangos de aceptación para diversos parámetros *Físico-Químico-Dieléctrico* y de gases disueltos en el aceite dieléctrico de la muestra de transformadores, los cuales son indicadores clave del estado del aislamiento y del funcionamiento del equipo. Estos valores de referencia permiten identificar la presencia de gases generados por fallas internas, como descargas parciales o sobrecalentamiento, así como la calidad del aceite en términos de contenido de agua, acidez, rigidez dieléctrica y estabilidad química. Se han analizado diez muestras de aceite provenientes de transformadores de distinta capacidad y antigüedad tal y como se muestra en las tablas 3 y 4. Los parámetros evaluados incluyen gases disueltos como hidrógeno, metano, etano, etileno y acetileno, además de compuestos de monóxido y dióxido de carbono, nitrógeno y oxígeno. También se consideraron factores físico-químicos como el contenido de agua, el número de neutralización ácido, la rigidez dieléctrica, el factor de potencia, la resistividad, la apariencia visual, el color según ASTM D1500, la tensión interfacial y la gravedad específica. Los valores obtenidos se contrastaron con los límites de aceptación para determinar posibles desviaciones y su impacto en la operación de los transformadores como se observa en el cuadro 5.

Cuadro 4. Análisis de Cromatografía de Gases al aceite de los transformadores de muestra.

Muestra	Hidrógeno (H ₂) [ppm]	Metano (CH ₄) [ppm]	Etano (C ₂ H ₆) [ppm]	Etileno (C ₂ H ₄) [ppm]	Acetileno (C ₂ H ₂) [ppm]	Monóxido de Carbono (CO) [ppm]	Dióxido de Carbono (CO ₂) [ppm]	Nitrógeno (N ₂) [ppm]	Oxígeno (O ₂) [ppm]
Muestra-1	8	2	1	2	5	32	591	70161	17306
Muestra-2	10	2	3	4	8	22	805	56692	15979
Muestra-3	6	2	3	3	11	53	1368	48919	15603
Muestra-4	5	19	16	123	8	274	2413	63850	2104
Muestra-5	13	2	4	6	8	22	949	47011	16025
Muestra-6	6	1	1	1	4	26	553	63878	18929
Muestra-7	26	36	21	153	1	108	2224	67098	15369
Muestra-8	17	77	88	474	7	247	4753	60261	13271
Muestra-9	13	49	31	282	4	351	4887	64345	14500
Muestra-10	3	3	4	82	3	486	5765	39152	12913

El análisis de las muestras reveló que algunas presentan concentraciones de gases fuera de los valores recomendados, lo que sugiere la presencia de procesos de degradación interna. Además, se evaluaron características dieléctricas y físico-químicas:

- La Muestra-1 presenta un contenido de agua de 12.5 ppm y un número de neutralización de 0.05 mg KOH/g, con una rigidez dieléctrica de 30.5 kV/mm. No obstante, su nivel de acetileno de 5 ppm está fuera del rango aceptable, lo que podría indicar descargas parciales.
- La Muestra-2, se registró una rigidez dieléctrica de 28 kV/mm, con un factor de potencia de 0.15%, lo que sugiere una leve degradación del aceite. Además, el acetileno de 8 ppm y el nitrógeno fuera de rango pueden indicar problemas en la hermeticidad del sistema de aislamiento.

- La Muestra-3 muestra una resistividad de $2.7 \text{ G}\Omega\cdot\text{m}$, una tensión interfacial de 41.2 mN/m y un contenido de acetileno de 11 ppm, lo que podría indicar deterioro avanzado del aislamiento.
- La Muestra-4 evidencia un color ASTM D1500 de 0.9 y una gravedad específica de 0.908, con un etileno de 123 ppm, lo que sugiere sobrecalentamiento del aceite y degradación de componentes celulósicos.
- En la Muestra-5, se detectó un factor de potencia de 0.13%, un contenido de agua de 11.7 ppm y una concentración de acetileno de 8 ppm, lo que refuerza la posibilidad de procesos internos de descargas parciales.
- La Muestra-6 presentó una rigidez dieléctrica de 27.6 kV/mm y un color ASTM D1500 de 1.3, sugiriendo una ligera degradación del aceite.
- La Muestra-7 muestra un aspecto ligeramente opaco, con un color ASTM D1500 de 1.1 y un etileno de 153 ppm, lo que podría estar asociado a la oxidación del aceite y sobrecalentamiento.
- La Muestra-8 presenta un contenido de agua de 12.3 ppm, una resistividad de $2.7 \text{ G}\Omega\cdot\text{m}$ y un etileno de 474 ppm, indicando condiciones críticas de deterioro térmico del aceite.
- La Muestra-9 evidencia una tensión interfacial de 39.5 mN/m , un monóxido de carbono de 351 ppm y un etileno de 282 ppm, lo que sugiere procesos de oxidación avanzados.
- La Muestra-10 presenta una gravedad específica de 0.914 y una rigidez dieléctrica de 28.9 kV/mm , con monóxido de carbono de 486 ppm, lo que podría estar relacionado con la degradación de los componentes celulósicos internos del transformador.

Cuadro 5. Rangos de Aceptación para los transformadores de muestra.

Parámetro	Rango de Aceptación
Acetileno (C ₂ H ₂) [ppm]	0 - 1
Etano (C ₂ H ₆) [ppm]	0 - 10
Etileno (C ₂ H ₄) [ppm]	0 - 20
Metano (CH ₄) [ppm]	0 - 25
Monóxido de Carbono (CO) [ppm]	0 - 300
Dióxido de Carbono (CO ₂) [ppm]	0 - 2000
Hidrógeno (H ₂) [ppm]	0 - 150
Oxígeno (O ₂) [%]	0 - 5
Nitrógeno (N ₂) [%]	70 - 80
Contenido de Agua [ppm]	0 - 20
Número de Neutralización Ácido [mg KOH/g]	0.03 - 0.1
Rigidez Dieléctrica [kV/mm]	25 - 35
Factor de Potencia [%]	0 - 0.5
Resistividad [GΩ·m]	≥ 2
Tensión Interfacial [mN/m]	40 - 50
Gravedad Específica	0.850 - 0.920

Análisis de Resultados Método Dornenborg

La Figura 1 presenta el diagnóstico del aceite dieléctrico correspondiente a los transformadores analizados. De acuerdo con los resultados obtenidos mediante la aplicación del Método Dornenborg, se determinó que las muestras 1, 2, 3, 5 y 6 evidencian posibles *descargas parciales de alta intensidad o fenómenos de arqueo*, mientras que las muestras 4, 7, 8, 9 y 10 muestran indicios de fallas asociadas a *procesos de descomposición térmica*, conforme a los criterios establecidos por dicha metodología.

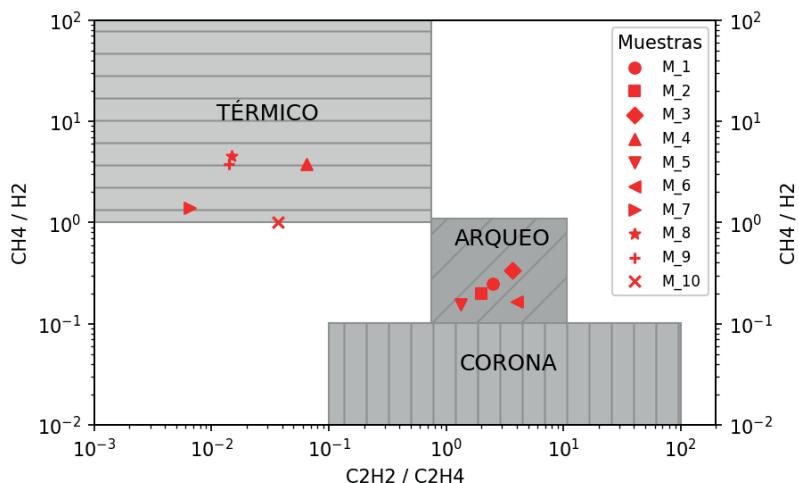


Figura 1. Diagnóstico por el método de Dornenborg a las 10 muestras.

Análisis de resultados por Triángulo de Duval

En la figura 2 se puede diagnosticar las fallas de las muestras de los transformadores analizados. Por su parte, a partir del método de Triángulo Duval se analizan las 10 muestras donde el análisis de las muestras 1, 2, 3, 6, 7, 8 sugieren presencia de descargas de tipo de arco eléctrico. La muestra 4 indica sobrecalentamiento a altas temperaturas ($>700^{\circ}\text{C}$) mientras que las muestras 9 y 10 indican una falla térmica severa o una descarga de alta energía.

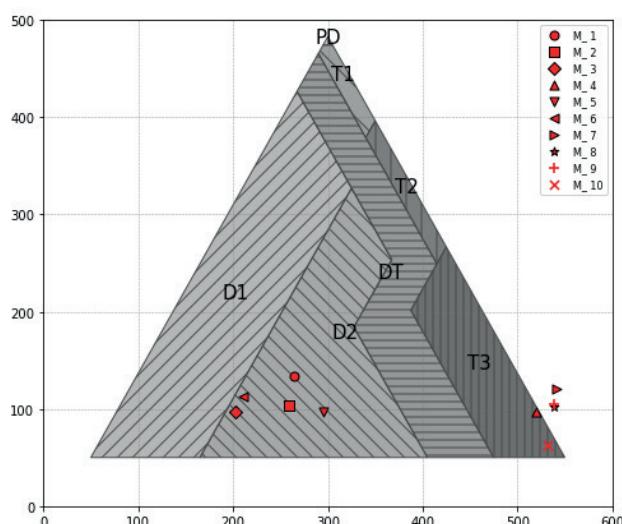


Figura 2: Diagnóstico por el método de Triángulo de Duval a las 10 muestras.

Análisis de resultados por Rogers

La Figura 3 presenta el diagnóstico de fallas del aceite dieléctrico correspondiente a las muestras de los transformadores analizados. De acuerdo con los resultados obtenidos mediante la aplicación del Método de Rogers, se determinó que las muestras 1, 2, 3, 5 y 6 presentan indicios de *descargas de baja energía*, mientras que las muestras 4, 7, 8, 9 y 10 evidencian *fallas térmicas asociadas a temperaturas superiores a 700 °C*, conforme a los criterios de clasificación establecidos por dicha metodología.

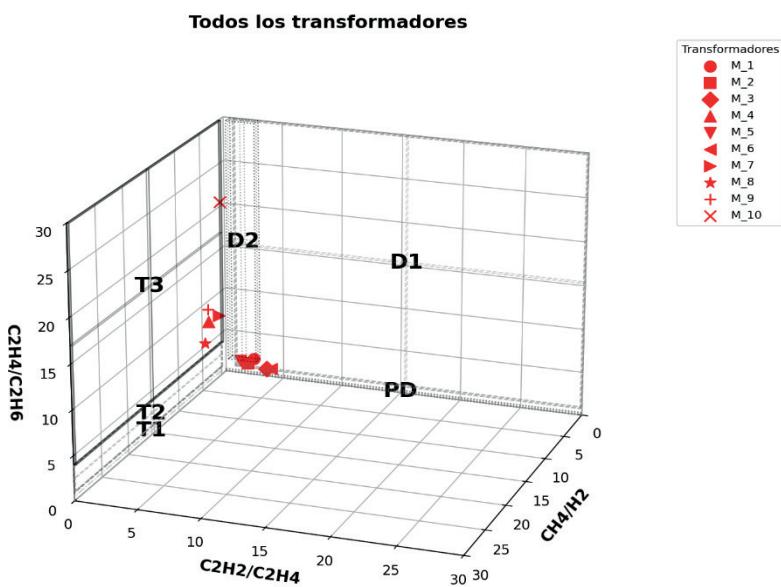


Figura 3. Diagnóstico por el método de Rogers a las 10 muestras.

Discusión de Resultados

El análisis de fallas en los transformadores, utilizando los métodos de Dornenburg, Triángulo de Duval y Rogers, confirma la presencia de anomalías significativas en las muestras evaluadas. De acuerdo con el método de Dornenburg, las muestras 1, 2, 3, 5 y 6 evidencian signos de descargas parciales de alta intensidad o arqueo, mientras que las muestras 4, 7, 8, 9 y 10 presentan indicios de degradación térmica. Por su parte, el método del Triángulo de Duval sugiere que las muestras 1, 2, 3, 6, 7 y 8 han experimentado descargas eléctricas tipo arco, mientras que la muestra 4 muestra evidencia de sobrecalentamiento severo a temperaturas superiores a 700°C. Asimismo, las muestras 9 y 10 reflejan condiciones asociadas a fallas térmicas críticas o descargas de alta energía. Finalmente, el método de Rogers indica que las muestras 1, 2, 3, 5 y 6 están sujetas a descargas de baja energía, mientras que las muestras 4, 7, 8, 9 y 10 exhiben signos de fallas térmicas debido a temperaturas superiores a 700°C. En comparación con el diagnóstico previo basado en el análisis de gases disueltos y las características fisicoquímicas del aceite, los resultados presentan una fuerte correlación. Las muestras que contienen concentraciones elevadas de acetileno y etileno, las cuales indican la presencia de descargas eléctricas y sobrecalentamiento, coinciden con los resultados obtenidos en los métodos de diagnóstico, los cuales identificaron descargas de alta energía y fallas térmicas severas. Asimismo, las muestras con altos niveles de monóxido y dióxido de carbono, lo que sugiere la degradación del aislamiento del papel, corresponden con aquellas en las que se detectaron fallas térmicas avanzadas en los distintos métodos de análisis.

Conclusiones

Los resultados obtenidos a partir del análisis de gases disueltos, propiedades fisicoquímicas del aceite y métodos de diagnóstico como Dornenborg, Triángulo de Duval y Rogers evidencian la presencia de fallas significativas en varios de los transformadores evaluados. Se identificaron descargas parciales, descargas tipo arco y fallas térmicas severas, lo que sugiere un deterioro progresivo del sistema de aislamiento y posibles riesgos de falla operativa. La correlación entre los diferentes enfoques de diagnóstico valida la fiabilidad de los resultados y resalta la necesidad de implementar estrategias de monitoreo continuo y mantenimiento predictivo. En particular, los transformadores con indicios de descargas eléctricas y sobrecalentamiento extremo requieren una intervención prioritaria para evitar daños irreversibles y garantizar la estabilidad del sistema eléctrico.

Agradecimientos

Esta investigación forma parte del proyecto VIE-1341025: Mantenimiento predictivo: desarrollo de sistemas de diagnóstico y pronóstico. Las personas autoras expresan su agradecimiento a la Vicerrectoría de Investigación y Extensión del Instituto Tecnológico de Costa Rica por su apoyo financiero y asistencia durante esta investigación.

Referencias

- [1] Ó. Núñez-Mata, G. Gómez-Ramírez, F. Acuña-Rojas y C. Gonzalez-Solis, «Metodología para Evaluar la Condición de Transformadores Eléctricos de Potencia Basada en un Índice de Salud,» *Ingeniería*, vol. 33, n° 1, pp. 34-47, 2023.
- [2] H. de-Faria, J. G. Spir-Costa y J. L. Mejia-Olivas, «A review of monitoring methods for predictive maintenance of electric power transformers based on dissolved gas analysis,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 46, n° <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.052>, pp. 201-209, 2015.
- [3] C. Collazos, V. Arroyo, M. Chauca, J. Ramos, J. Morales y R. Cuba, «Characterization of Faults in Power Transformers Based on Oil Chromatographic Analysis in the Coastal Zone,» de *11th International Conference on Information and Electronics Engineering (ICIEE 2022)*, Online. DOI [10.1088/1742-6596/2261/1/012002](https://doi.org/10.1088/1742-6596/2261/1/012002), 2022.
- [4] M. Duval, «Fault gases formed in oil-filled breathing EHV power transformers- The interpretation of gas analysis data,» de *IEEE PAS conf.*, Paper No C 74 476-8, 1974.
- [5] M. Duval y J. Dukarm, «Improving the reliability of transformer gas-in-oil diagnosis,» *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 21, n° DOI: [10.1109/MEI.2005.1489986](https://doi.org/10.1109/MEI.2005.1489986), pp. 21-27, 2005.
- [6] O. Shutenko y O. Kulyk, «Recognition of low-temperature overheating in power transformers by dissolved gas analysis,» *Electrical Engineering*, vol. 104, n° <https://doi.org/10.1007/s00202-021-01465-5>, pp. 2109-2121, 2022.
- [7] E. Dornenborg y W. Strittmatter, «Monitoring oil-cooled transformers by gas-analysis,» *Brown Boveri Review*, vol. 61, pp. 238-247, 1974.
- [8] R. Rogers, «IEEE and IEC codes to interpret incipient faults in transformers using gas in oil analysis,» *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, vol. 13, pp. 349-354, 1978.
- [9] O. Gouda, S. El-Hoshy y H. Tamaly, «Condition assessment of power transformers based on dissolved gas analysis,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. Vol.13 Iss. 12, n° doi: [10.1049/iet-gtd.2018.6168](https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.6168), pp. 2299-2310, 2019.
- [10] Ó. Nuñez-Mara, F. Acuña-Rojas, C. González-Solís y G.-R. Gustavo, «Assessment of Power Transformers using a Methodology Based on Health Indices,» de *IEEE International Conference on Automation/XXIV Congress of the Chilean Association of Automatic Control (ICA-ACCA)*, 978-1-6654-0127-2/21, 2021.
- [11] Institute of Electrical and Electronics Engineers, «IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers,» *IEEE Std C57.104-2019*, vol. doi: [10.1109/IEEEESTD.2019.8890040](https://doi.org/10.1109/IEEEESTD.2019.8890040), pp. 1-98, 2019.

- [12] International Electrotechnical Commission, «Oil-filled electrical equipment - Sampling of free gases and analysis of free and dissolved gases in mineral oils and other insulating liquids - Guidance,» *IEC Standard 60567:2023*, 2023.
- [13] S. Bazi, H. Nhaila y M. El Khaili, «Artificial Intelligence for Diagnosing Power Transformer Faults,» de *4th International Conference on Innovative Research in Applied Science, Engineering and Technology (IRASET)*, DOI: 10.1109/IRASET60544.2024.10548561, 2024.
- [14] L. Jin, D. Kim, K. Y. Chan y A. Abu-Siada, «Deep Machine Learning-Based Asset Management Approach for Oil- Immersed Power Transformers Using Dissolved Gas Analysis,» *IEEE Access*, vol. 24, n° doi: 10.1109/ACCESS.2024.3366905, pp. 27794-27809, 2024.
- [15] Suwarno, H. Sutikno, R. Azis Prasojo y A. Abu-Siada, «Machine learning based multi-method interpretation to enhance dissolved gas analysis for power transformer fault diagnosis,» *Helijon*, vol. 10, n° Issue 4, e25975, 2024.
- [16] G. Jiménez-Araya and G. A. Gómez-Ramírez, «Comportamiento de los aislamientos sólidos de transformadores de potencia en condiciones ambientales no controladas,» *Tecnología en Marcha*, vol. 29, no. 3, pp. 99-116, 2016. [Online]. Available: http://www.scielo.sa.cr/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0379-39822016000300099. doi: 10.18845/tm.v29i3.2891.
- [17] L. D. Acuña-Barrantes and G. A. Gómez-Ramírez, «Metodología indirecta para la estimación de vida útil residual de transformadores de potencia a partir de la evaluación de los materiales dieléctricos,» *Tecnología en Marcha*, vol. 33, no. 3, pp. 45-56, 2020. [Online]. Available: http://www.scielo.sa.cr/scielo.php?script=sci_artext&pid=S0379-39822020000300045. doi: 10.18845/tm.v33i3.4485.

Declaración sobre uso de Inteligencia Artificial (IA)

Para la revisión gramatical y ortográfica de este artículo, empleamos la herramienta de IA *Google AI Studio*. Esta nos permitió identificar errores y mejorar la fluidez del texto. No obstante, realizamos una revisión final para garantizar que el artículo cumpliera con los estándares de calidad de la revista.