

Gases y Detección de Fallas en Transformadores

Parte 1

1. Introducción

El análisis e interpretación de los gases combustibles, derivados de una Cromatografía de Gases Disueltos (CGD), se ha convertido, en la actualidad, en la técnica de diagnóstico principal en los transformadores inmersos en aceite (mineral, silicona y aceite vegetal), así como en otros equipos del sistema de potencia (interruptores en aceite, etc.).

En tal sentido podemos decir, en relación a la CGD:

- Es la técnica de diagnóstico fundamental, de primera instancia, que permite detectar el desarrollo de un proceso de falla interna.
- Es la técnica más importante para determinar el estado de la condición de un transformador.

Por lo tanto, en el presente trabajo, vamos a describir, en primer lugar, el proceso a través del cual se generan los gases combustibles, derivados de los estados de falla en el interior de un transformador.

También describiremos las condiciones fundamentales que deberán tenerse en cuenta, a la hora de adquirir las muestras para implementar la CGD y en el posterior análisis de las mismas.

Continuaremos con una introducción conceptual de los métodos de análisis más utilizados en la práctica (tres en total), para luego profundizar sobre la aplicación de los mismos y los estados de fallas que pueden detectarse.

Las normas de aplicación a utilizar serán:

- IEC 60599 "Mineral oil-filled electrical equipment in service Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis".
- IEEE 57-104 "Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers"
- ASTM D3612 "Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography".

Con el fin de cumplir lo indicado, se ha estructurado este trabajo en las siguientes dos partes:

Parte 1

- 1. Introducción.
- 2. Mecanismos de generación de gases.
- 3. Condiciones para el análisis.
- 4. Método de los gases claves.

Parte 2

1. Criterios de aplicación en el análisis.



- 2. Método de las relaciones IEC 60599.
- 3. Método de las relaciones de Rogers.
- 4. Método del triángulo y pentágono de Duval.
- 5. Clasificación de fallas por análisis de gases.
- 6. Conclusiones.

2. Mecanismos de generación de gases

El aceite en los transformadores tiene la capacidad de disolver, en su volumen, un conjunto de gases derivados de los procesos de fallas internas, así como por la degradación propia del mismo y de la aislación sólida (papel).

También tiene la capacidad de absorber gases y humedad del medio ambiente, ante un eventual estado de pérdidas.

De lo anterior, podemos concluir que un análisis detallado de los gases disueltos en el aceite, así como de sus propiedades físico-químicas, permitirán establecer el estado de la condición del transformador para cumplir con sus funciones.

Entonces, podemos decir que una de las técnicas de diagnóstico más efectivas para determinar el estado de la condición de un transformador inmerso en aceite, es la Cromatografía de Gases Disueltos (CGD).

Esta técnica deberá estar firmemente sustentada en un análisis detallado de las tendencias de los gases disueltos a través del tiempo.

Distintos tipos de gases serán generados, como consecuencia de la energía interna que se desarrolla en el interior del transformador, debido a los procesos de fallas que pueden establecerse.

El análisis de la conformación de estos gases, disueltos parcial o totalmente en el aceite, nos permitirá establecer la clase de falla (o clases de fallas, en el caso de presentarse una simultaneidad de problemas), en función de los tipos de gases relevados, así como de sus concentraciones relativas.

Se pueden resumir los distintos tipos de fallas en dos grandes categorías, a saber:

- <u>Fallas por solicitación térmica</u> (pérdidas Joule, falsos contactos, descomposición de la celulosa).

- <u>Fallas por solicitación eléctrica</u> (descargas de baja energía, arcos, deficientes puestas a tierra).

Con el fin de detectar estos mecanismos de fallas, se han desarrollado variadas técnicas o métodos de diagnóstico, a través de las cuales se puede asociar uno de estos mecanismos con una característica típica, derivada de los gases disueltos.

Antes de adentrarnos en la aplicación práctica de esta técnica de diagnóstico, vamos a detallar, en primer lugar, un conjunto de temas básicos, los cuales nos permitirá comprender las causas de la generación de los gases, así como el análisis e interpretaciones consecuentes.

a) Generación de los gases de falla

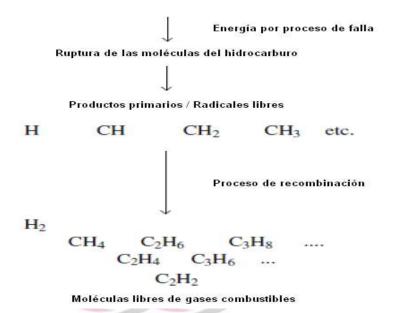
Los eventos de fallas en los transformadores, que se encuentran asociados con la generación de energía térmica interna, tienen como principal efecto la degradación de los materiales aislantes (aceite y papel).



La mencionada degradación conlleva a la formación de ciertos tipos de gases, los cuales se disuelven en el volumen del aceite.

En la figura N° 1 podemos observar cómo se desarrolla este proceso.

Figura N° 1



De la figura, se destaca la formación, como consecuencia de la energía térmica desarrollada en el proceso de falla, de radicales libres (H, CH, CH₂, CH₃, etc.), debido a la ruptura de las moléculas del aceite.

El próximo paso de este proceso será la recombinación de estos radicales libres, para generar moléculas de gases hidrocarburos de bajo peso molecular.

Los principales gases generados serán:

 H_2 = Hidrógeno. CH_4 = Metano. C_2H_4 = Etileno. C_2H_6 = Etano. C_2H_2 = Acetileno.

También se generarán, por específicos procesos de falla, en especial los relacionados con la degradación de la celulosa, los gases CO (monóxido de carbono) y CO₂ (dióxido de carbono). También se generarán los siguientes gases secundarios:

 C_3H_6 = Propileno, C_3H_8 = Propano.



Un factor importante a tener en cuenta en la conformación de los gases disueltos y el posterior análisis, es aquel que refiere a la dependencia directa con la temperatura en el establecimiento de los patrones, asociados con el proceso de recombinación de los radicales libres.

Resumiendo, en la siguiente tabla (N° 1) se indican los gases que se obtienen de un típico registro cromatográfico y que será la base para realizar el análisis del estado de la condición del transformador.

Tabla N° 1

Hidrógeno	Metano	Etano	Etileno	Acetileno	Monóxido de carbono	Dióxido de carbono	Oxígeno	Nitrógeno
H_2	CH₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C_2H_2	СО	CO_2	O_2	N_2

b) Evolución con la temperatura

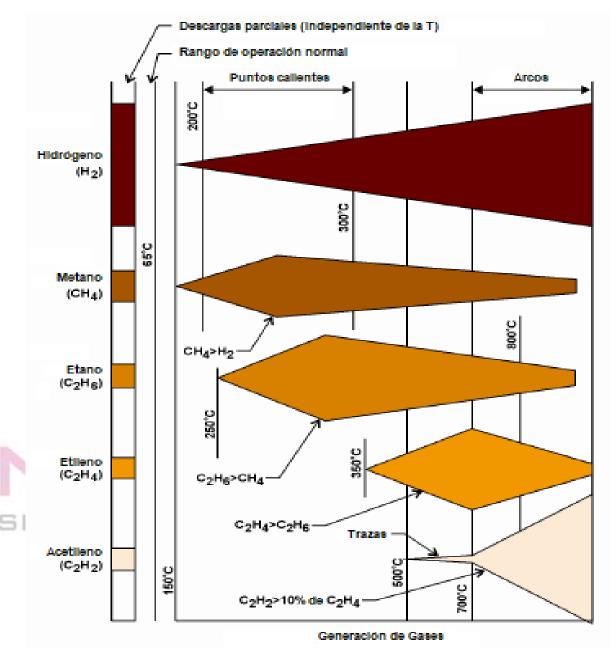
Como ya hemos comentado en el ítem previo (a), la temperatura es la variable fundamental en el establecimiento de los patrones de gases de falla, debido al proceso de recombinación de los radicales libres, derivados de la ruptura de las moléculas del aceite, como consecuencia de la energía liberada por el estado de falla.

En la figura N° 2 se grafica esta dependencia, observando cómo la temperatura en juego en el proceso, determina la conformación relativa de los gases de falla principales.

Figura N° 2







Se observa en primer lugar la zona en el extremo izquierdo, representativa de la actividad de descargas parciales en el interior del transformador. Se destaca que la generación de los gases involucrados en este proceso es independiente de la temperatura.

En tal sentido, podemos apreciar los tipos de gases desarrollados y las concentraciones relativas aproximadas de los mismos.



El gas hidrógeno es el que prepondera en magnitud, ya que éste tiende a generarse con mayor cantidad ante eventos de actividad de baja energía, como es el caso de las descargas parciales o corona.

Al aumentar la temperatura, se destaca del gráfico una conformación de gases a valores específicos de la misma.

Por ejemplo, el Hidrógeno y el Metano comienzan a formarse a partir de los 150 °C, mientras que el Etano recién a 250 °C y el Etileno a 350 °C.

También se observa que la generación del gas acetileno comienza a partir de los 500 °C a 700 °C, asociando estas concentraciones a fallas de origen térmico (puntos calientes). Las mismas se designan como trazas de gas acetileno.

La producción significativa del gas acetileno comienza a partir de los 700 °C, correspondiendo en este caso a una actividad de descargas de alta energía o arcos.

Un hecho a destacar es que la concentración del gas metano supera a la del gas hidrógeno, en el rango de los 200 °C a los 300 °C.

De igual forma, la generación del gas etano supera a la concentración del gas metano, a partir de los 280 °C.

A partir de los 500 °C la concentración del gas hidrógeno supera a todas las otras concentraciones de los gases combustibles, hasta aproximadamente los 800 °C, en donde el gas acetileno adquiere una preponderancia significativa.

Es importante resaltar que el gráfico debe considerarse como una representación de la dependencia de los tipos de gases de falla en función de la temperatura, así como las cantidades relativas involucradas.

En este primer análisis de la generación de los gases combustible, es importante tener en cuenta que, bajo un estado de operación normal del transformador, es común que se generen concentraciones moderadas de los gases hidrógeno, metano y monóxido de carbono.

Una atención especial se deberá tener en cuanto a la temperatura de operación de la máquina, ya que a partir de los 100 °C, la celulosa que conforma el papel aislante de los bobinados, comenzará a generar concentraciones de gas monóxido de carbono, dióxido de carbono, hidrógeno y metano.

SERVICIOS & TRANSFORMADORES

c) Gases principales o claves

Este método se basa en relacionar las concentraciones porcentuales de los gases principales en 4 tipos de fallas específicas en el transformador.

Estas fallas se clasifican de la siguiente manera:

Sobrecalentamiento del aceite

Los gases principales, en este modo de degradación, son el C₂H₄ y CH₄, con mayor preponderancia del primero.

También se desarrollan pequeñas cantidades de H₂ y C₂H₆.

Pueden encontrarse disueltas en el aceite pequeñas trazas de gas C₂H₂, en el caso de que la falla térmica sea significativa.



Sobrecalentamiento del papel

Cuando se degrada el papel aislante, la celulosa que lo constituye desprende cantidades significativas de gases CO y CO₂. El preponderante en este proceso es el gas CO.

También vendrá acompañado por la generación de gases CH₄ y C₂H₄, en menor cuantía.

- Descarga corona en el aceite

Estas descargas se caracterizan por ser de baja energía, con la consecuente generación de los gases H₂ y CH₄. El gas preponderante es el H₂.

También se pueden encontrar pequeñas cantidades de los gases C_2H_4 y C_2H_6 . En el caso de que las descargas afecten al papel, se obtendrán concentraciones apreciables de los gases CO y CO₂.

- Arcos

Corresponde a la actividad de descargas de alta energía, en el interior del transformador.

Se caracteriza por la generación de gas C_2H_2 , siendo éste el gas principal, y de gas H_2 .

Viene acompañado por pequeñas cantidades de los gases CH₄ y C₂H₄.

En el caso de que las descargas de alta energía afecten al papel, también se obtendrán concentraciones de los gases CO y CO₂.

En la siguiente tabla (N° 2) resumimos este método, indicando las relaciones porcentuales de los gases principales/claves, en función del tipo de falla.

Tabla N° 2

Gas Principal (%)	Tipo de falla	СО	H ₂	CH₄	C₂H ₆	C₂H₄	C ₂ H ₂
C ₂ H ₄	Sobrecalentamiento del aceite	-	2	16	19	63	-
СО	Sobrecalentamiento del papel	92	6	2	-	-	-
H ₂	Descarga corona en el aceite	-	85	13	1	1	-
C ₂ H ₂	Arcos	-	60	5	2	3	30



Destacamos que este método no establece una correlación cuantitativa directa entre los tipos de gases generados y los tipos de fallas.

En tal sentido, la evaluación y el diagnóstico dependerán fundamentalmente de la experiencia del analista.

d) Velocidad de crecimiento de los gases

Podemos distinguir dos enfoques en el análisis, en relación al volumen de gases detectados:

- 1- Generación durante un período dilatado de tiempo, como consecuencia de una falla incipiente.
- 2- Generación durante un período muy corto de tiempo, como consecuencia de una falla de importancia.

Por lo tanto, será vital para el análisis el estudio comparativo de la velocidad de crecimiento de los gases, atendiendo al hecho de que un solo registro de la CGD no será suficiente para evaluar con precisión el estado interno del transformador.

En tal sentido, se establece la siguiente relación para cada gas detectado:

$$VC_n = \frac{CG_{n(j)} \, - \, CG_{n(i)}}{\Delta t} \, Vol = \frac{CG_{n(j)} \, - \, CG_{n(i)}}{\Delta t} \, \frac{M}{\delta}$$

Siendo

VCn = velocidad de crecimiento del gas "n" (m³/día).

CGn(i) = concentración del gas "n" detectado de la CGD, en la muestra "i" (ppm).

CGn(j) = concentración del gas "n" detectado de la CGD, en la muestra "j" (ppm).

Δt = intervalo de tiempo transcurrido entre la muestra "i" y la muestra "j" (días) u (horas).

Vol = volumen total del aceite (m³).

M = masa total del aceite (kg).

 δ = densidad del aceite (kg/m³).

Con el valor de la VC, para cada gas, se podrá establecer un criterio válido para el análisis, como veremos más adelante.



e) Relación de gases

En base a las relaciones relativas entre los distintos gases combustibles, se ha elaborado un conjunto de métodos para diagnosticar el desarrollo de mecanismos de fallas, que eventualmente pueden establecerse en el transformador.

Todos estos métodos se basan en asignar un código de relaciones de gases a un tipo específico de falla.

Dependiendo del método, se tendrán las relaciones de gases y la codificación correspondiente, esta última basada en la comparación de las relaciones obtenidas con valores predefinidos.

Los valores predefinidos, que permiten establecer el código de referencia de la falla, se determinan en base a la experiencia y se encuentran embebidos en cada metodología. Por ejemplo, podemos indicar:

1) Relaciones IEC 60599

En este caso se establecen las siguientes 3 relaciones de gases.

$$- \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$$

$$-\frac{CH_4}{H_2}$$

$$- \frac{C_2 H_4}{C_2 H_6}$$

En base a los valores obtenidos de estas relaciones, el método permite identificar los siguientes mecanismos de falla:

- Descargas parciales de baja energía en cavidades llenas de gas.
 - Descargas parciales de alta energía con tracking o perforación de la aislación sólida.
 - Arcos de baja energía.
 - Arcos de alta energía.
 - Defecto térmico de baja temperatura hasta 150 °C.
 - Defecto térmico de baja temperatura, de 150 °C hasta 300 °C.
 - Defecto térmico de media temperatura, de 300 °C hasta 700 °C.
 - Defecto térmico de alta temperatura, mayor de 700 °C.

2) Relaciones de Rogers

Este método de análisis establece 4 relaciones de gases.

$$-\frac{CH_4}{H_2}$$



- $\frac{C_2H_6}{CH_4}$
- $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
- $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$
 - Descargas parciales.
 - Sobrecalentamiento leve < 150 °C.
 - Sobrecalentamiento de 150 °C a 200 °C.
 - Sobrecalentamiento de 200 °C a 300 °C.
 - Sobrecalentamiento de partes metálicas.
 - · Corrientes de circulación.
 - Sobrecalentamiento en el núcleo y/o cuba.
 - Descargas eléctricas sin flujo de corriente.
 - Arcos con altos flujos de corrientes.

3) Relaciones del Triángulo de Duval

En este caso, se definen las siguientes relaciones relativas porcentuales:

- $CH_4(\%)$.

- $C_2H_4(\%)$.

 $C_2H_2(\%)$.

TRANSFORMADORES

A partir de estas tres relaciones se puede construir un triángulo, cuyos lados representan a las mismas, delimitando así 7 zonas características de fallas, a saber:

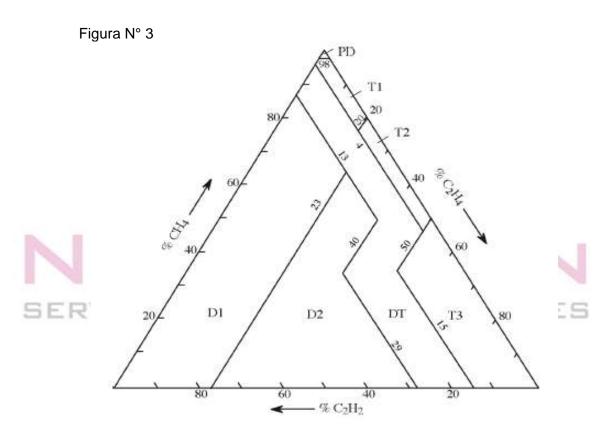
Tabla N° 3

Zona	Tipo de falla
PD	Descargas parciales tipo corona
T1	Falla térmica menor a 300 °C
T2	Falla térmica entre 300 °C y 700 °C



Т3	Falla térmica mayor a 700 °C
D1	Descargas de baja energía
D2	Descargas de alta energía
DT	Combinación de falla eléctrica y térmica

En la figura N° 3 se muestra el triángulo de Duval.



El gas metano se incorpora en el análisis ya que es un indicador, en este caso secundario, de las actividades de descargas parciales y corona (recordemos que el gas indicador primario de estas actividades es el hidrógeno).

El gas etileno representa el indicador principal de las actividades térmicas, asociadas al desarrollo de puntos calientes.

Por último, el acetileno se incorpora en el análisis de Duval por ser el indicador principal de la actividad de descargas de alta energía, asociadas a fallas severas en el transformador.



La razón de no incorporar el hidrógeno en este modelo de análisis, es debido a la alta velocidad de difusión que posee este gas, a través de las estructuras metálicas que conforman el transformador.

Es decir, las proporciones de gas hidrógeno en la muestra poseen, como consecuencia de la difusión, una inexactitud asociada, tornándolo no fiable en este estudio. Las concentraciones de gas metano tienen asociada una mayor fiabilidad, debido a que este gas posee una velocidad de difusión mucho más baja.

Las concentraciones relativas porcentuales se obtienen de las siguientes expresiones:

Concentración de C_2H_2 (ppm) = x. Concentración de C_2H_4 (ppm) = y. Concentración de CH_4 (ppm) = z.

$$C_2H_2(\%) = \frac{x}{x+y+z} \ 100$$

$$C_2H_4(\%) = \frac{y}{x+y+z} \ 100$$

$$CH_4(\%) = \frac{z}{x + y + z} \ 100$$

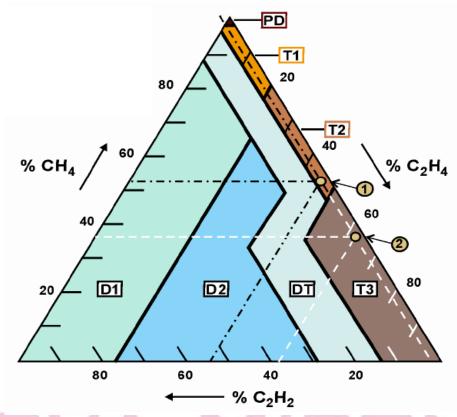
En la figura N° 4 se observa la aplicación de este método, en donde se han ubicado dos puntos indicadores de eventuales estados de fallas, en base a las relaciones porcentuales relativas de los gases.

El punto N° 1, ubicado en la zona T2, refiere a un eventual estado de falla térmica entre 300 °C y 700 °C.

A su vez, el punto N° 2, ubicado en la zona T3, alude a un eventual estado de falla térmica mayor a 700 °C.



Figura N° 4



Hay un hecho importante a tener en cuenta, el cual refiere a los resultados obtenidos con este método, ya que, como se puede observar, siempre, para cualquier relación de los 3 gases en juego, estaremos ubicados en un estado de falla específico, aun cuando no exista el mismo.

De tal forma, no deberá utilizarse este método para establecer si un transformador se encuentra desarrollando un estado de falla, sino que en primer término se deberá recurrir a lo indicado en la tabla N° 4 (ver ítem 3) para este fin.

Una vez confirmada la existencia del estado de falla, se podrá hacer uso de esta herramienta para determinar la clase de problema en desarrollo.

f) Capacidad de detección de fallas

Existen mecanismos de fallas que poseen un desarrollo lento en el interior del transformador y que la CGD puede detectar a través de seguimientos programados y sistemáticos. Entre éstos podemos citar:

Deterioro de la aislación sólida.



- Deterioro de la aislación líquida.
- Sobrecalentamiento en componentes.
- Sobrecalentamiento localizado.
- Sobrecalentamiento del núcleo magnético.
- Deficiencias en impregnación de la aislación sólida.
- Problemas en conexiones internas.
- · Problemas en el conmutador.

Sin embargo, existen otros procesos de falla que se establecen en forma instantánea y resultan muy difíciles, por no decir imposibles, de detectar con la CGD. Podemos nombrar:

- Descargas de alta energía en un corto intervalo de tiempo.
- Fallas severas que se desarrollan en intervalos de tiempo muy cortos (del orden del segundo a minutos).

3. Condiciones para el análisis

A continuación, vamos a exponer un conjunto de condiciones a tener en cuenta, previo a iniciar los análisis de los resultados derivados de una CGD.

Se deberá tener mucho cuidado a la hora de evaluar los patrones de gases obtenidos, así como las concentraciones y las velocidades de crecimiento en el tiempo.

Lo anterior deberá soportarse con una detallada Historia Clínica del transformador, en donde se encuentran registrados los procesos, eventos e historial de datos.

La premisa fundamental será la de tener presente, en todo momento, que el método de análisis de los gases de falla no es una ciencia exacta, sino que más bien reposa en una base netamente empírica, con un aporte fundamental de evaluación de tendencias y conocimiento experto.

- Frecuencia de análisis

El análisis comparativo de las tendencias de la actividad de los gases de falla, representa el método más efectivo para realizar un diagnóstico preciso del estado de la condición del transformador.

De tal forma, cada registro de gases deberá compararse con los previos, determinando la tendencia de los mismos y estableciendo, al mismo tiempo, la velocidad de generación de cada uno.

Por lo tanto, el método de análisis exige la adquisición periódica de muestras de aceite, de forma tal de obtener la composición de los gases disueltos en el mismo.

Como regla práctica, se puede establecer la adquisición de una muestra al mes de la puesta en servicio del transformador y luego una vez al año, en condiciones normales de operación. En el caso de verificarse un estado eventual de falla, se deberá reducir el intervalo de adquisición de muestras (por ejemplo cada 6 o 4 meses, o bien cada mes en el caso de que se detecte un estado de falla avanzado).



Aseguramiento de los registros

Llevar un registro detallado de los eventos de cada transformador resulta vital para implementar un análisis preciso de los gases de falla.

Ante un evento en el sistema, como ser una descarga atmosférica, un eventual estado de sobrecarga o bien una falla externa por cortocircuito, disponer de esta información será fundamental para efectuar un diagnóstico preciso del estado de la condición de la máquina. También será esencial disponer de los registros históricos de los gases de cada transformador, sustentando así la naturaleza comparativa de los métodos de análisis.

- Inexactitud del método

Como ya hemos comentado, la capacidad de difusión de ciertos gases combustibles (en especial el hidrógeno), llevará a incorporar una inexactitud en los métodos de análisis.

Además, existe un conjunto de riesgos asociados que deberán tenerse en cuenta al momento de disponer de un registro CGD para el análisis.

Entre estos riesgos podemos citar el etiquetado incorrecto de la muestra, así como un deficiente procesamiento de la misma en el laboratorio.

También, se deberá contemplar una eventual contaminación de la muestra, tanto al momento de adquisición de la misma, como al momento de su procesamiento en el laboratorio.

En tal sentido, una decisión sobre el estado de la condición del transformador, que en principio se argumente la presencia de un eventual estado de falla, no deberá basarse solamente en un registro CGD, sino que lo recomendado será sustentar la hipótesis en una segunda muestra.

- Límites de las concentraciones

En base a la norma IEC 60599, se pueden establecer límites específicos para las concentraciones de gases, a partir de los cuales se determinan estados de advertencia por eventual desarrollo de fallas.

En la tabla N° 4, que se despliega a continuación, se han resumido estos valores límites, atendiendo a promedios especificados en la IEC 60599, la cual determina rangos para los mismos.



Tabla N° 4

Gas	L1 (ppm)	G1 (ppm/mes)	G2 (ppm/mes)	
H ₂	100	10	50	
CH ₄	75	8	38	
C ₂ H ₂	3	3	3	
C ₂ H ₄	75	8	38	
C ₂ H ₆	75	8	38	
СО	700	70	350	
CO ₂	7000	700	3500	

Los valores límites indicados por L1, son aquellos a partir de los cuales se deberán adoptar seguimientos más estrictos sobre el transformador, ya que muy posiblemente se esté desarrollando un proceso de falla interno.

El límite G1 hace referencia a la velocidad de generación mensual del gas específico, a partir del cual se deberá considerar que existe un proceso de falla en desarrollo, determinando así la adopción de acciones correctivas diferidas.

De igual forma, el límite G2, de velocidad de generación mensual del gas, establece el umbral a partir del cual se deberá establecer el estado crítico del transformador, adoptando de tal forma acciones correctivas inmediatas.

4. Método de la cantidad total de gases

Este método tiene su base en el standard IEEE C57-104, estableciendo como parámetro fundamental del análisis la cantidad total de gases combustibles disueltos (TGCD).

El cálculo de este parámetro se obtiene a partir de la siguiente expresión (con las concentraciones de cada gas en ppm):

$$TGCD = CH_4 + C_2H_4 + C_2H_6 + C_2H_2 + H_2 + CO$$

Además, contempla para el análisis los niveles individuales de cada gas combustible, adoptando a éstos como indicadores de un eventual estado de falla en el interior del transformador.

Por lo tanto, considerando los niveles de cada gas y el parámetro TGCD, se definen 4 condiciones de estado del transformador, según se indica en las tablas N° 5 y N° 6 (los valores se encuentran en ppm).



Tabla N° 5

Estado	CH4	C2H4	C2H6	C2H2	H2	со	CO2	TGCD
Condición 1	<120	<50	<65	<1	<100	<350	<2500	<721
Condición 2	121-400	51-100	66-100	2-9	101-700	351-570	2500-4000	721-1920
Condición 3	401-1000	101-200	101-150	10-35	701-1800	571-1400	4001-10000	1921-4630
Condición 4	>1000	>200	>150	>35	>1800	>1400	>10000	>4630

Referencia de las Condiciones:

Tabla N° 6

D. III

Condición 1	Operación normal. Se requiere investigar en el caso de un incremento de por lo menos uno de los GC. De ser así, evaluar por relaciones.
Condición 2	Indica degradación de bajo nivel. Requiere evaluar cada gas en particular, así como la dependencia con la carga. Evaluar por relaciones de gases y establecer tendencias.
Condición 3	Indica degradación significativa. Evaluar cada gas en particular. Estudio de la evolución y desarrollo de un plan de salida de servicio de la máquina.
Condición 4	Indica estado de falla critica. Intervenir aplicando el plan de salida de servicio de la máquina.

Podemos, a continuación, realizar una descripción más detallada de cada condición:

 Condición 1 = El nivel de la TGCD de esta condición (< 721 ppm) es un indicador de un estado normal y seguro del transformador. Para el caso de que algunos de los niveles de los gases combustibles supere el valor especificado en la tabla N° 5, se deberá proceder a una evaluación más exhaustiva.



- Condición 2 = El nivel de la TGCD (> 721 ppm y < 1920 ppm), para esta condición, es indicador de un estado de falla incipiente o probable de falla. Requiere una evaluación en particular de cada gas combustible, en relación al nivel y la velocidad de generación y la eventual dependencia con el estado de la carga del transformador. Se deberá complementar con la evaluación de relaciones de gases y el análisis comparativo.</p>
- Condición 3 = El nivel de la TGCD (> 1921 ppm y < 4630 ppm) es un indicador de un avanzado estado de degradación del aceite y/o del papel. Requiere una evaluación en particular de cada gas combustible, en relación al nivel y la velocidad de generación, así como la evaluación de las relaciones de gases y el análisis comparativo. Se deberá prever un plan para la eventual salida de servicio del transformador para su intervención.</p>
- Condición 4 = El nivel de la TGCD (> 4630 ppm) es un indicador de un estado de falla crítica, asociado a una degradación avanzada del aceite y/o papel. Se deberá proceder a la intervención del transformador, en el corto plazo, antes de alcanzar el estado de falla catastrófica.

Debemos resaltar que existen transformadores que se encuentran operativos, en forma segura, en la Condición 4, atendiendo al hecho de que los niveles de gases se mantienen estables, así como la velocidad de generación de los mismos no es significativa (crecimiento muy lento).

Este método adopta una posición conservadora, considerando siempre la peor condición, ante un dado estado.

Por ejemplo, si la TGCD nos determina que el transformador se encuentra en la Condición "i" y uno de los gases combustibles presenta un nivel que corresponde a la Condición "i+1", entonces la condición resultante de la máquina será la "i+1".

