



## PROGRAMA MANTENCIONES EQUIPOS ELECTRICOS

### SECTOR MINERO

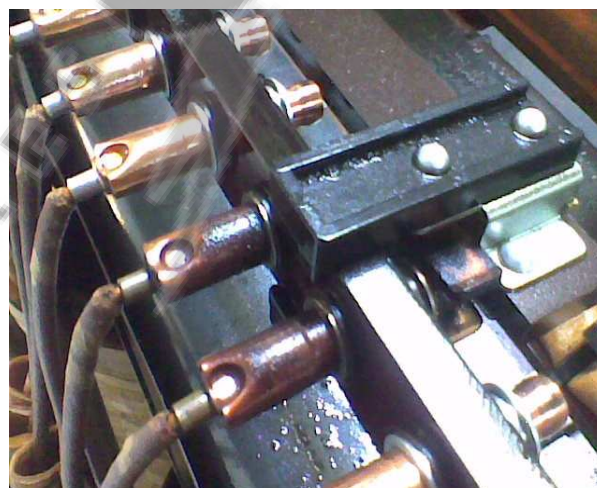
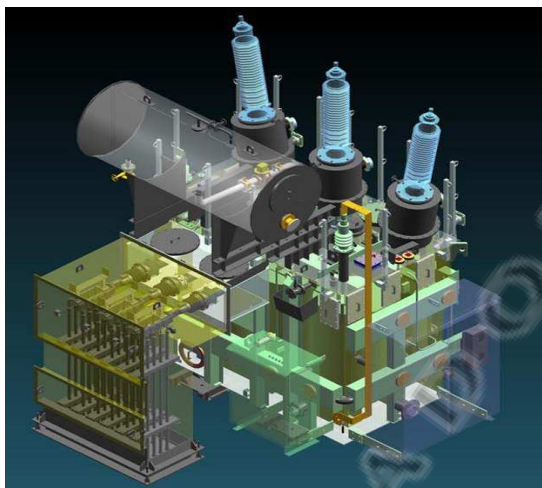


**MANUEL E. IBARRA S.**  
**AREA SERVICIOS TERRENO**

## DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES

La importancia que tienen los transformadores en un sistema de potencia, hace que el mantenimiento que se practica en estos equipos sea cada vez más estricto y cuidadoso. La funcionalidad de un Transformador es básica e imprescindible en términos generales, de ahí que su **MANTENIMIENTO PREVENTIVO** sea muy importante para Garantizar su Funcionamiento, Durabilidad, Disponibilidad y Confiabilidad; todas variables Vitales en la **RUTA CRITICA** de la Producción y Desarrollo de proyectos Mineros, que enfrentados a una Emergencia o **MANTENIMIENTO CORRECTIVO** por falla de este esencial equipo eléctrico, sufrirían importantes pérdidas en sus compromisos productivos y de capitales que NO estaban considerados en su presupuesto anual.

El **DIAGNÓSTICO** del Transformador está basado en la interpretación del **ANÁLISIS** según la **FUNCIÓN** que desempeñan los diferentes Componentes que dividen al transformador; esto permite distinguir entre **defectos** (fenómenos reversibles) y **fallos** (fenómenos irreversibles). Los defectos en un 80% se pueden corregir con una intervención en terreno, otro 20% en fábrica de transformadores; los fallos en un 100% se pueden corregir con una intervención en fábrica de transformadores; salvo la explosión o incendio del equipo.



Los componentes en que se pueden dividir un transformador son:

- Sistema dieléctrico
- Circuito electromagnético
- Circuito portador de corriente
- Sistema mecánico y circuito de control

### SISTEMA DIELECTRICO:

En general, todos los transformadores poseen un sistema dieléctrico fluido y papel; incluso los transformadores de característica SECO, ya que su sistema fluido sería el aire del medio ambiente que lo rodea.

Según el fluido aislante permite diferenciar al transformador de otro de sus mismas características técnicas, incluso con el mismo sistema papel; sean estos fluidos en Aire, Aceite Mineral dieléctrico, Silicona Líquida o Aceite Biodegradable (FR3). Estos juegan un papel dinámico en el estado del sistema entero del Transformador.

Los principales Defectos del Sistema Dieléctrico son:

- Exceso de agua o humedad
- Contaminación del Fluido
- Envejecimiento anormal del Fluido
- Envejecimiento anormal de la Celulosa (Su reemplazo requiere intervención mayor)
- Descargas parciales
- Pequeños arcos debido a conexiones flojas

Los principales Fallos del Sistema Dieléctrico son:

- Caminos conductores
- Sobre calentamiento de la celulosa
- Contorneamiento
- Formación anormal de gas

#### CIRCUITO ELECTROMAGNÉTICO:

El circuito electromagnético está formado por núcleo, devanados, estructura aislante, pantallas magnéticas y circuito de puesta a tierra. La experiencia ha demostrado que las condiciones típicas de defectos y fallos pueden atribuirse al calentamiento generalizado debido a la mala refrigeración, a la mala distribución del flujo de aceite, al calentamiento local del núcleo asociado con el flujo magnético principal y/o al calentamiento local del núcleo asociado con corrientes vagabundas.

Los principales Defectos del Circuito Electromagnético son:

- Corrientes vagabundas
- Cortocircuito en el circuito de puesta a tierra
- Corrientes circulatorias anormales
- Potencial flotante

Los principales Fallos del Circuito Electromagnético son:

- Calentamiento generalizado
- Puntos calientes localizados
- Arcos y descargas
- Cortocircuito entre espiras

#### CIRCUITO PORTADOR DE CORRIENTE:

Está formado por los cables y los conductores de los devanados, ubicados dentro de la carcasa del transformador. El modo de fallo en conexiones fijas es el calentamiento local debido a malas conexiones, aumento de la resistencia de contacto, sobre calentamiento del aceite, formación de carbono pirolítico, generación de gases, pérdida de la capacidad de intercambio de calor, fusión de cobre o fallo del aceite debido a contaminación severa. En las conexiones móviles (CTBC) reducción de la superficie de contacto con incremento de la temperatura, formación de gases, degradación irreversible de los contactos y cortocircuitos.

Los principales defectos y fallos son:

- Contactos defectuosos
- Puntos calientes localizados
- Cortocircuitos

#### CIRCUITO MECANICO Y CIRCUITO DE CONTROL:

Constituye de preferencia las partes externas del transformador como válvulas y empaquetaduras, que sellan al fluido y bobinas de la contaminación ambiente exterior, instrumentos, ventiladores de refrigeración y circuitos de control. Entre estos se encuentran empaquetaduras, válvulas, sellos de instrumentos y niveles, bolsa o diafragma del conservador de aceite, protecciones de temperatura, presiones internas y pernería de aisladores y estanque. Tal circuito permite realizar el control, protección e inspección visual del estado interno del transformador

Los principales defectos y fallos son:

- Sellos, válvulas y empaquetaduras defectuosas
- Cableado y contactos de control defectuosos
- Pernería de aisladores y estanque sueltos (Sin el apriete adecuado)
- Estado de ventiladores y su respectiva alimentación de energía eléctrica

### ENVEJECIMIENTO Y DETERIORO DE LOS TRANSFORMADORES:

La edad de los transformadores está dada por la resistencia de sus componentes al deterioro cronológico en el tiempo de servicio y carga, debido a los eventos anormales y severos tales como fallas internas y perturbaciones de desconexión. La demanda máxima de la carga servida es un gran contribuyente al deterioro de los transformadores.

Muchos de los aspectos de un transformador que se deterioran con el tiempo son:

- El nivel de aislamiento de sus bobinados;
- Su aceite y aisladores (bushings);
- La resistencia mecánica de su núcleo, cuba, estructura interna y conexiones eléctricas;
- Las propiedades físicas y químicas de sus materiales (Antioxidantes en el aceite, resistencia a la corrosión de la pintura, flexibilidad del aislamiento, etc.). Sin embargo, el deterioro del aislamiento (Tanto en las bobinas como en el aceite) es el que más se debe tratar, para determinar la condición de un transformador.

Existen varias razones para enfocarse en la resistencia del aislamiento interno.

Primero, una falla del aislamiento del bobinado no prevendría al transformador para que deje de hacer su trabajo, pero probablemente si existiera una pequeña falla, esta se convertiría en una de mayor tiempo y teniendo como consecuencia un daño severo en el transformador, por no decir catastrófico.

La falla de los aisladores, corrosión y otros tipos de deterioro pueden llevar a la falla del dispositivo, pero rara vez causan daños mayores. Segundo, muchos otros defectos, cuando se encuentran, pueden ser reparados o reemplazados en muchos de los casos rápidamente y a un bajo costo. Los aisladores pueden ser reemplazados, los cambiadores de taps pueden ser reparados, y la mayoría de equipo de servicio que no esté relacionado con el bobinado mientras el transformador es dejado en sitio pero desenergizado. Sin embargo, el aislamiento del bobinado es el más caro y dificultoso de reparar en un transformador. La unidad debe ser monitoreada por un período muy largo y devuelta a la fábrica o a un centro de restauración ya que es esencial completar el proceso de reconstrucción.

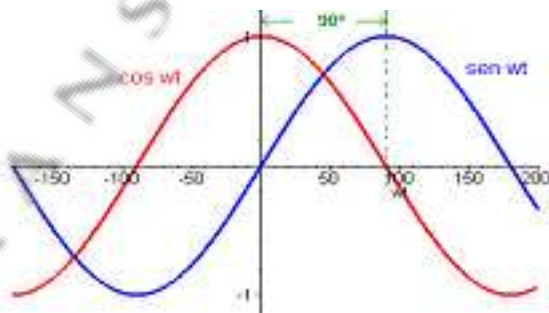
El aceite aislante en un transformador, si está significativamente degradado, puede ser reparado o reemplazado. Esto mejoraría el aceite y tiene un efecto positivo en el efecto de la celulosa de aislamiento en las bobinas. Pero en algunos casos el aislamiento de las bobinas está tan deteriorado que no basta con reemplazar el aceite aislante solamente, ya que no mejora la condición del transformador en sí.

Por todas estas razones, el principal enfoque en la evaluación de las condiciones de un transformador de potencia es en la resistencia de aislamiento, varios de los análisis directos (Medición de la resistencia dieléctrica) e indirectos (medición de los contaminantes, análisis de gases disueltos) determinan la resistencia del aislamiento del aceite y las bobinas. Sin embargo, otras partes y aspectos de la unidad deben ser chequeados regularmente y como es lógico, someterlas a un mantenimiento necesario cada cierto tiempo.

Fuera de los eventos anormales de perturbaciones de desconexiones, los transformadores se ven seriamente afectados por el tipo de cargas; diferenciándose estas en dos tipo:

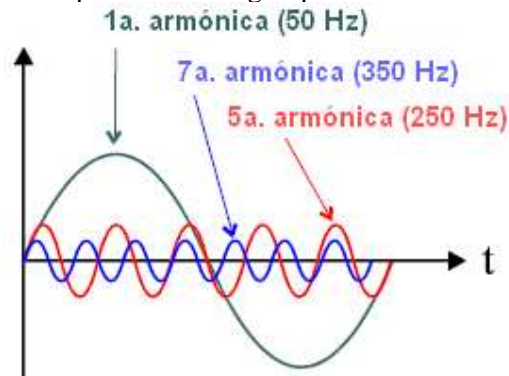
### Carga Lineal:

Corresponde a las cargas que NO deforman la señal sinusoidal original de fuente de energía: ejemplos de estas son motores, iluminación con ampolletas incandescentes, consumos resistivos como calefactores, etc. Generalmente este tipo de cargas NO concita problemas para el transformadores, salvo un sobre consumo a su potencia nominal.



**Carga No Lineal:**

Corresponde a las cargas que deforman la señal sinusoidal original de fuente de energía.



La mayoría de los transformadores están diseñados para operar con corriente alterna a una frecuencia fundamental de 50 Hz, lo que implica que operando en condiciones de carga nominal y con una temperatura no mayor a la temperatura ambiente especificada, el transformador debe ser capaz de disipar el calor producido por sus pérdidas sin sobrecalentarse ni deteriorar su vida útil.

Las pérdidas en los transformadores consisten en pérdidas sin carga o de núcleo y pérdidas con carga, que incluyen las pérdidas  $I^2R$ , pérdidas por corrientes de eddy y pérdidas adicionales en el tanque, sujetadores, u otras partes de hierro. De manera individual, el efecto de las armónicas en estas pérdidas se explica a continuación:

**Pérdidas sin carga o de núcleo:**

Producidas por el voltaje de excitación en el núcleo. La forma de onda de voltaje en el primario es considerada senoidal independientemente de la corriente de carga, por lo que no se considera que aumentan para corrientes de carga no senoidales. Aunque la corriente de magnetización consiste de armónicas, éstas son muy pequeñas comparadas con las de la corriente de carga, por lo que sus efectos en las pérdidas totales son mínimos.

**Pérdidas  $I^2R$ :**

Si la corriente de carga contiene componentes armónicas, entonces estas pérdidas también aumentarán por el efecto piel.

**Pérdidas por corrientes de eddy:**

Estas pérdidas a frecuencia fundamental son proporcionales al cuadrado de la corriente de carga y al cuadrado de la frecuencia, razón por la cual se puede tener un aumento excesivo de éstas en los devanados que conducen corrientes de carga no senoidal (y por lo tanto en también en su temperatura). Estas pérdidas se pueden expresar como:

$$P_e = P_{e,R} \sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[ \frac{I_h}{I_R} \right]^2 h^2$$

Donde:

- h = armónica
- I<sub>h</sub> = corriente de la armónica h, en amperes
- I<sub>R</sub> = corriente nominal, en amperes
- P<sub>e, R</sub> = pérdidas de eddy a corriente y frecuencia nominal

**Pérdidas adicionales:**

Estas pérdidas aumentan la temperatura en las partes estructurales del transformador; dependiendo del tipo de transformador estas contribuirán o no en la temperatura más caliente del devanado. Se considera que varían con el cuadrado de la corriente y la frecuencia, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$P_{AD} = P_{AD,R} \sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[ \frac{I_h}{I_R} \right]^2 h$$

Donde:

P<sub>AD, R</sub> = pérdidas adicionales a corriente y frecuencia nominal

Aunado a estas pérdidas, algunas cargas no lineales presentan una componente de corriente directa en la corriente de carga. Si este es el caso, esta componente aumentará las pérdidas de núcleo ligeramente, pero incrementarán substancialmente la corriente de magnetización y el nivel de sonido audible, por lo que este tipo de cargas se debe evitar.

En el caso de transformadores conectados en delta - estrella (comúnmente de distribución) que suministran cargas no lineales monofásicas como pueden ser fuentes reguladas por conmutación, las armónicas “triplen” (múltiplos de 3) circularán por las fases y el neutro del lado de la estrella, pero no aparecerán en el lado de la delta (caso balanceado), ya que se quedan atrapadas en ésta produciendo sobrecalentamiento de los devanados. Se debe tener especial cuidado al determinar la capacidad de corriente de estos transformadores bajo condiciones de carga no lineal puesto que es posible que los volts-amperes medidos en el lado primario sean menores que en el secundario. Para este tipo de cargas no-lineales el transformador NO puede operar a su potencia nominal y se debe disminuir la carga y, a veces, optan por incrementar la potencia del transformador para suplir estas pérdidas extras producto de las armónicas generadas por la carga no lineal.

Bajo estas condiciones, es conveniente en lugar de sobredimensionar el transformador, utilizar un transformador con un factor K mayor a 1; que es el valor numérico que representa los posibles efectos de calentamiento de una carga No Lineal sobre el transformador.

Estos transformadores operan bajo condiciones de carga no senoidal, puesto que operan con menores pérdidas a las frecuencias armónicas. Entre las modificaciones con respecto a los transformadores normales están:

- El tamaño del conductor primario se incrementa para soportar las corrientes armónicas “triplen” circulantes. Por la misma razón se dobla el conductor neutro.
- Se diseña el núcleo magnético con una menor densidad de flujo normal, utilizando acero de mayor grado, y
- Utilizando conductores secundarios aislados de menor calibre, devanados en paralelo y transpuestos para reducir el calentamiento por el efecto piel.

El factor K se puede encontrar mediante un análisis armónico de la corriente de la carga o del contenido armónico estimado de la misma. La ecuación que lo define es:

$$\text{factor K} = \sum_{h=1}^{h=h \max} [I_{h(pu)}]^2 h^2$$

Donde:

h = armónica

I ( ) h pu = corriente armónica en p.u. tomando como base la corriente Irms

Con el valor del factor K de la corriente de la carga, se puede escoger el transformador adecuado; comercialmente se puede encontrar transformadores con factor K: 4 - 9 - 13 - 20 - 30 y 40.

Adicionalmente los conductores de distribución externos al transformador sufren una reducción en su capacidad de distribución, debido al aumento en las pérdidas  $I^2R$  por efecto piel ( $R_{ac} > R_{dc}$  por el aumento de la corriente en la periferia del conductor).

Las cargas no lineales que generan estos armónicos son:

- Fuerzas magnetomotrices en máquinas rotatorias de corriente alterna
- Hornos de Inducción con componentes tales como tiristores (diodos SCR) y transistores de potencia tipo IGBT
- Hornos de arco eléctrico
- Lámparas fluorescentes
- Fuentes reguladas por conmutación
- Cargadores de baterías
- Compensadores estáticos de VAR's
- Variadores de frecuencia para motores (“drives”)
- Convertidores de estado sólido (Potencia) de Corriente Alterna a Corriente Continua

## MANTENIMIENTO PREVENTIVO CON TRANSFORMADOR “ENERGIZADO”

En la actualidad se realizan diversas pruebas preventivas en transformadores energizados, utilizando técnicas de ultrasonido, de factor de potencia, análisis físico químico y cromatografía de gases disueltos en aceite, que actualmente son reconocidas como métodos aceptables de diagnóstico para la detección de fallas eléctricas internas en transformadores.

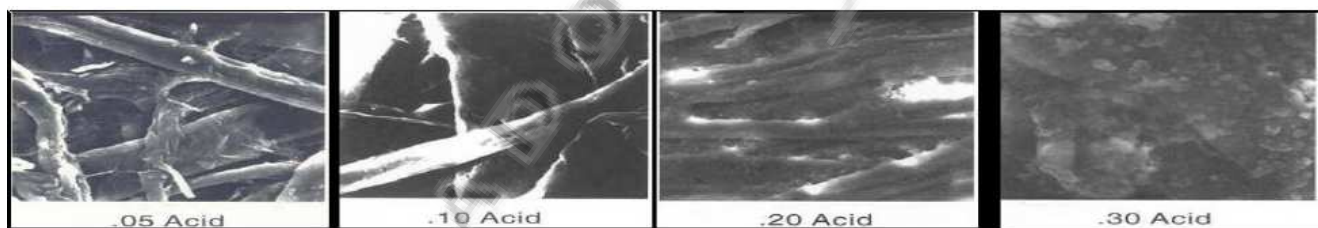
Para el análisis Físico Químico y Cromatografía de Gases disueltos en el aceite se determina tanto el estado del Equipo o sistema al que pertenece como del lubricante. El aceite transmite información sobre las superficies lubricadas, arrastrando las partículas de desgaste de la zona de contacto (CTBC) y gases generados por arcos, sobrecalentamiento, etc; proporcionando una valiosísima información sobre las partes internas del transformador.

Por otro lado, el análisis del aceite nos proporciona información sobre su propio estado y en consecuencia, del rendimiento de refrigeración y dieléctrico interno del transformador.

El aceite tiene como principal función proveer aislamiento dieléctrico, proteger el papel, y evacuar el calor generado en el núcleo del bobinado.

El aceite debe cumplir estas funciones de la mejor forma posible durante el transcurso de los años, y para eso se debe tener en cuenta que los enemigos principales del aceite son el calor, agua, y oxígeno. Entonces, es necesario evitar que estos agentes tengan influencia directa o indirecta sobre el aceite.

El envejecimiento del sistema de aislamiento (Degradación del Aceite-Papel) es un proceso complejo de degradación química y formación de compuestos agresivos (alcoholes, ácidos, peróxidos, acetonas, aldehídos, etc.) que forman sedimentos llamados lodos. Los lodos tienen un carácter ácido, son insolubles y su formación va acompañada de otros compuestos ácidos orgánicos disueltos en el aceite, cuya presencia es un síntoma inequívoco de envejecimiento.



*Degradación del sistema de aislamiento (aceite-papel)*

Si se tiene una degradación del sistema de aislamiento y el transformador trabaja a bajas temperaturas, la humedad del aceite migra hacia la celulosa en el núcleo y sus moléculas polares se orientan por el intenso campo eléctrico, de tal forma que a partir del 4.5% de humedad en el papel y para una temperatura de trabajo de 90°C, el fallo del aislamiento por causa del campo eléctrico es inminente.

La experiencia muestra que aproximadamente un veinte por ciento (20%) de los transformadores presenta síntomas de averías latentes que producirán una salida intempestiva de éstos del sistema.

La premisa que se debe tener siempre en mente es que la vida del papel es la vida del transformador y por esta razón, la preocupación central que se tiene cuando se establece una política de Mantenimiento Preventivo es la de mantener el papel en las mejores condiciones que permitan prolongar la Vida del Transformador.

## 1.- ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO:



### RIGIDEZ DIELECTRICA – ASTM D1816

Se define como rigidez dieléctrica a la capacidad de un aislante para soportar tensión eléctrica a determinada rampa de incremento de la misma sin fallar. La medida de la rigidez dieléctrica sirve principalmente para indicar la presencia de contaminantes como agua o partículas. Un valor bajo de rigidez dieléctrica puede indicar que uno o más de estos contaminantes están presentes. Sin embargo, un valor elevado de rigidez dieléctrica no indica necesariamente la ausencia de todo contaminante.

### CONTENIDO DE HUMEDAD – ASTM D1533

El agua presente en el aceite dieléctrico está asociada a los ácidos orgánicos que se forman de la oxidación de hidrocarburos y contribuye así a hacer más conductor dicho aceite; influyendo en la rigidez dieléctrica del aceite, el aislamiento sólido y la tendencia al envejecimiento del líquido y del aislamiento sólido.

El contenido en agua del aislamiento líquido y sólido tiene, por tanto, un impacto significativo en las condiciones operativas reales y en la vida útil del transformador.

### TENSIÓN INTERFACIAL – ASTM D-971

Cuando en el aceite dieléctrico, que es una sustancia polar, se encuentran disueltos productos polares, el aceite aislante aumenta su afinidad con el agua que también es una sustancia polar, y la solubilidad de un aceite en el agua va a aumentar cuando crece la presencia de dichas sustancias polares, este fenómeno se puede medir cualitativamente mediante la prueba de tensión interfacial que no es otra cosa que medir la afinidad del aceite con el agua debido a la presencia de sustancia polares.

Mediante la prueba de tensión interfacial se puede detectar el inicio del proceso de oxidación y su avance antes de llegar a niveles de degradación críticos, además es una prueba básica para obtener el índice de calidad, el cual depende de la composición química del aceite y establece una rutina adecuada de mantenimiento.

En los aceites Siliconados NO hay Tensión Interfacial, ya que NO se mezcla con el agua.

### NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN – ASTM D-974

Es un indicador de la cantidad de ácidos orgánicos (lodos) que se han formado como producto de la oxidación del aceite en presencia de agua, su valor aumenta como consecuencia del envejecimiento y es utilizado como guía general que permite determinar el momento preciso para reemplazar el aceite o regenerarlo.

El proceso de oxidación depende en gran parte del contenido de inhibidores y compuestos aromáticos, de esta manera la prueba mostrará una aparente conservación de las propiedades del aceite durante los primeros años de servicio, para determinar con exactitud el estado de dichas propiedades es necesario que esta prueba se complemente con la prueba de tensión interfacial.



### **FACTOR DE POTENCIA – ASTM D-924**

El factor de potencia (o factor de disipación) es una medida de las pérdidas dieléctricas que ocurren en un líquido aislante cuando se usa dentro de un campo eléctrico y de la energía disipada en forma de calor; un alto valor de factor de potencia indica presencia de contaminación o de productos debido al deterioro, tales como la humedad, carbón u otras materias conductivas.

Los valores de Factor de Potencia por encima de 0.5% a 20° C en el aceite pueden indicar presencia de contaminantes (partículas polares y lodos), si el valor supera el 1% a 20° C es posible que exista agua libre.

Un Factor de Potencia a 100° C menor a 3%, se considera Aceptable; para uno entre 3% y 4% se considera Cuestionable y para uno mayor a 4% se considera prácticamente Inaceptable y se debe Regenerar con Tratamiento de Termovació o su reemplazo de aceite.

### **RESISTIVIDAD VOLUMETRICA – ASTM D-1169**

Es un parámetro complementario al Factor de Potencia o disipación que permite determinar con mayor sensibilidad una variación química del aceite como el envejecimiento o de impurezas químicas debidas a la presencia de sustancias extrañas o materiales usados en la construcción del transformador. Sirve para detectar contaminaciones del aceite con otros derivados del petróleo durante el transporte o almacenamientos en tanques que contengan restos de gas oil, fuel oil, etc.

Los valores altos de un factor de disipación y/o valores bajos de la resistividad volumétrica del aceite pueden afectar a la resistencia de la aislación de los arrollamientos del transformador.

### **COLOR – ASTM D-1500**

El color de un aceite aislante está determinado por la luz transmitida por este y está expresado por un número obtenido de su comparación con una serie de patrones normalizados. No es una propiedad crítica, pero puede ser útil para una evaluación comparativa. Un incremento rápido o un número de color elevado pueden indicar degradación o contaminación del aceite. Además del color, el aspecto del aceite puede mostrar turbidez o sedimentos que pueden indicar la presencia de agua libre, lodos insolubles, carbón, fibras u otros contaminantes. Adicionalmente el color permite comprobar el grado de oxidación que ha experimentado el aceite durante su uso, ya que todos los compuestos que se producen debido a dicha oxidación, son de color oscuro o negro.

### **DENSIDAD – ASTM D-1298**

La densidad no es un parámetro esencial para definir la calidad de un aceite, pero puede ser útil para definir el tipo de aceite o para detectar las modificaciones importantes de su composición. En climas fríos, la densidad del aceite puede ser importante para determinar la idoneidad de su uso. Por ejemplo, los cristales de hielo formados a partir de agua libre pueden flotar en aceites de alta densidad y conducir a contorneamiento durante la posterior fusión. Sin embargo, la densidad no es significativa para comparar la calidad de diferentes muestras de aceite. No existen evidencias de que la densidad se vea afectada por el deterioro normal del aceite.

### **ASPECTO VISUAL – ASTM D-1524**

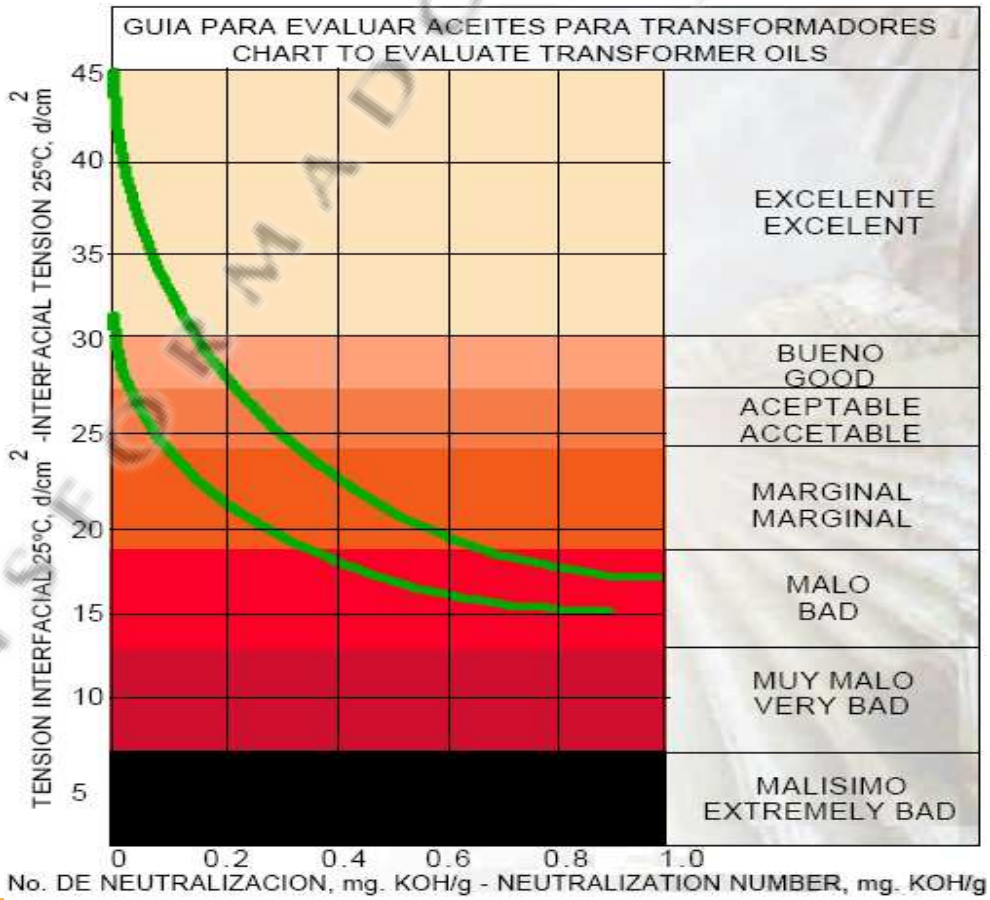
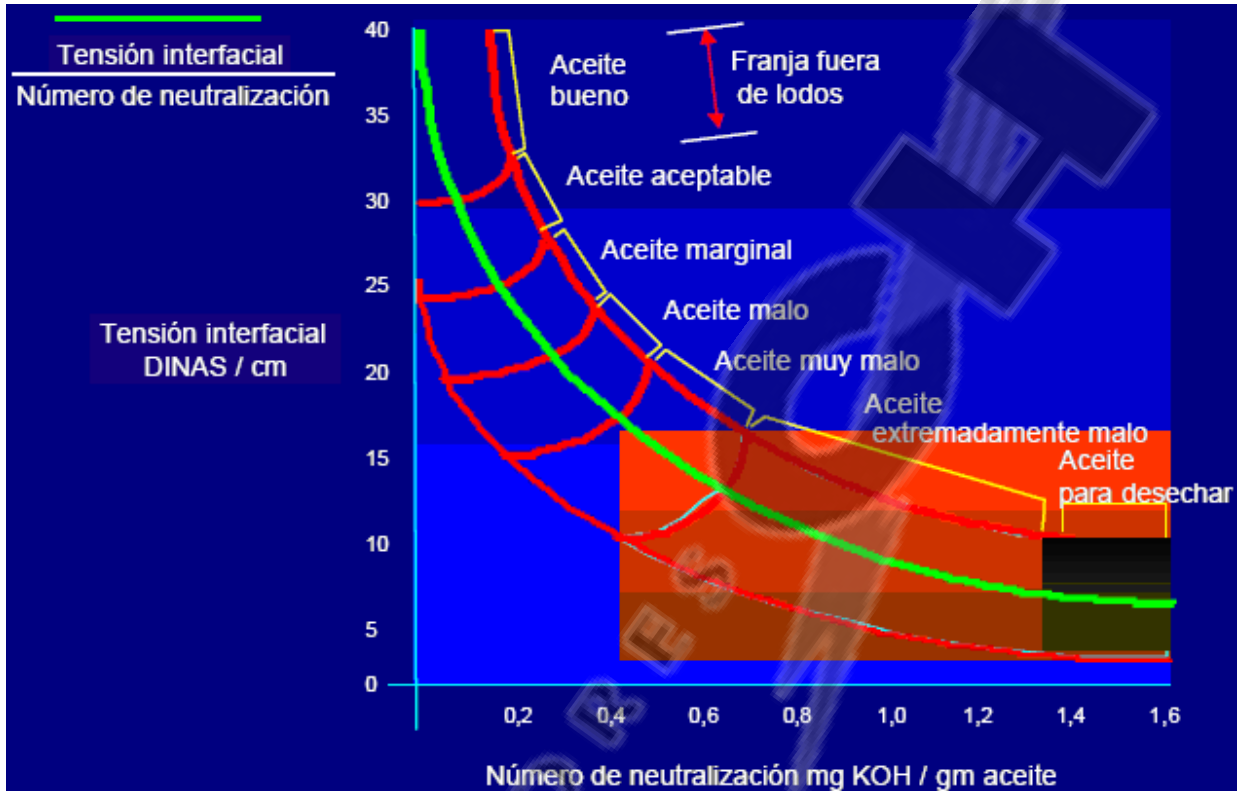
El aspecto del aceite debe ser límpido, puede tener turbidez o la presencia de sedimentos, indicando la presencia de agua libre, de lodos, de carbón, de fibras, de suciedad, etc.



**CLASIFICACIÓN DE LOS ACEITES SEGÚN:**

COLOR  
TENSIÓN INTERFACIAL  
NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN

Clasificación COLOR	No. de Neutralización mgKOH/g	Tensión Interfacial dinas/cm	Efectos del Aceite en el Transformador	Acciones a TOMAR
Aceite Nuevo 0.0 – 0.5	0.00 a 0.1	30 - 45	- Enfriamiento Eficiente - Preserva el Aislamiento	Análisis Anual del aceite a fin de evaluar funcionamiento y establecer tendencias.
Aceite Buen Estado 0.5 – 1.0	0.05 a 0.1	27 - 29	Compuestos polares (lodos) en solución (producto de la oxidación del aceite) causan bajas en la Tensión Interfacial.	Análisis Anual del aceite. Establecer programa de mantenimiento preventivo.
Aceite Usado 1.0 – 2.5	0.11 a 0.15	24 - 27	Ácidos grasos cubren las bobinas. Lodos en suspensión listos a iniciar concentraciones. Alta probabilidad lodos en las fisuras del aislamiento.	Análisis Anual del aceite. Aceite requiere tratamiento con filtro de prensa especial, para detener deterioramiento rápido del aislamiento.
Condición Marginal 2.5 – 4.0	0.16 a 0.40	18 - 24	En casi un 100% de los transformadores en este rango se han formado depósitos de lodos sobre las bobinas y núcleo. Lodos se depositan primero en las zonas de refrigeración.	Análisis Anual del aceite. Desencubada del transformador. Lavado con aceite nuevo y caliente para parte activa y tanque. Filtrado de aceite con unidad especial.
Condición Mala 4.0 – 5.5	0.41 a 0.65	14 - 18	Sedimentos depositados continúan oxidándose y endureciéndose. El aislamiento se está contrayendo. Alta probabilidad de falla prematura.	Análisis Anual del aceite. Desencubada del transformador. Lavado con aceite nuevo y caliente para parte activa y tanque. Filtrado y regeneración de aceite con unidad especial tierras Fuller.
Condición Severa 5.5 – 7.0	0.66 a 1.5	9 - 14	Sedimentos aislan áreas de refrigeración y ductos, causando incrementos de temperatura de operación.	Análisis Anual del aceite. Desencubada del transformador. Lavado con aceite nuevo y caliente para parte activa y tanque. Filtrado y regeneración de aceite con unidad especial tierras Fuller. O reemplazo dotación de aceite.
Condición Extrema 7.0 – 0.5	≥ 1.5	6 - 9	Gran cantidad de sedimentos que requieren otros medios de remoción diferentes al purgado de los mismos.	Desencubada del transformador. Lavado con aceite nuevo y caliente para parte activa y tanque. Cambio de aislamientos. Reemplazo dotación de aceite con filtrado aceite. Se recomienda planificar en un futuro cercano cambio del transformador.



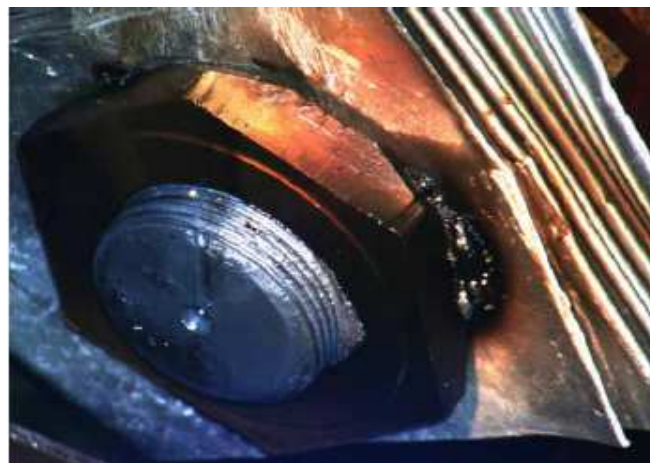
### CLASIFICACIÓN DE LOS ACEITES SEGÚN EL ÍNDICE DE CALIDAD

**ÍNDICE DE CALIDAD:** Es la relación entre la TENSIÓN INTERFACIAL Y EL NUMERO DE NEUTRALIZACIÓN (TIF/NN). Conocido también como el ÍNDICE DE MYERS. Dado que el Número de Neutralización debe ser lo más bajo posible y la tensión interfacial debe ser lo más alta posible, el valor absoluto del índice de calidad debe ser el más alto posible.

Es una relación importantísima para clasificar los aceites en operación, determinar la necesidad del mantenimiento para realizar una limpieza del papel de productos ácidos del aceite o lodos impregnados en aquel y establecer también la severidad del proceso que debe aplicarse:

VALORES DE NN - TIF	COLOR	ÍNDICE DE CALIDAD	CALIFICACIÓN
NN 0.00 A 0.10 TIF 30.0 A 45.0	AMARILLO CLARO	300 A 1.500 O MÁS	ACEITE BUENO
NN 0.05 A 0.10 TIF 27.1 A 29.9	AMARILLO	271 A 600	ACEITE A SER TENIDO EN OBSERVACIÓN
NN 0.11 A 0.15 TIF 24.0 A 27.0	AMARILLO OSCURO	160 A 318	ACEITE MARGINAL
NN 0.16 A 0.40 TIF 18.0 A 23.9	ÁMBAR	45 A 159	ACEITE MALO
NN 0.41 A 0.65 TIF 14.0 A 17.9	CAFÉ	22 A 44	ACEITE MUY MALO
NN 0.66 A 1.50 TIF 9.0 A 13.9	CAFÉ OSCURO	6 A 21	ACEITE EXTREMADAMENTE MALO
NN > 1.51 TIF < 9	MÁS NEGRO	< 6	ACEITE EN CONDICIÓN PÉSIMA

## 2.- ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO:



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, los gases producidos por este rompimiento pueden ser fácilmente colectados en una muestra de aceite tomada apropiadamente (Norma ASTM D-3613), y ser analizados por métodos muy sensitivos (Norma ASTM D-3612), de esta manera dichas fallas como ionización, calentamiento, arco y pirolisis de la celulosa pueden ser detectadas con anticipación a otros síntomas.

Con base en lo anterior los principales objetivos del uso de esta técnica se centran en:

- Monitorear los transformadores en servicio y obtener un aviso anticipado de una falla.
- Supervisar una unidad en operación que se presume tiene una falla incipiente hasta lograr poder sacarla de servicio para su reparación o reemplazo.
- Indicar la naturaleza y localizador de la falla.

- Asegurarse que un transformador recientemente adquirido no presente ningún tipo de falla durante el tiempo de garantía que da el fabricante.

Cuando el transformador presenta problemas o fallas incipientes como conexiones flojas, descargas parciales, arcos que no pueden ser detectadas por las pruebas eléctricas de campo, el análisis de gases disueltos en el aceite (Cromatografía de gases) es una herramienta que proporciona información valiosa acerca del tipo de falla presente.

Puesto que el aceite está constituido de varias bases de hidrocarburos entre 16 y 22 átomos de carbono, y la celulosa es un hidrocarburo polimérico, ellos como constitutivos del sistema de aislamiento de un transformador son susceptibles a descomponerse desprendiendo gases ante la presencia de una falla de tipo térmico o eléctrico.

Por lo anterior, cuando el aislamiento (aceite-papel) es sometido a condiciones anormales tanto eléctricas como térmicas, por una parte el aceite se descompone liberando pequeñas cantidades de gases de bajo peso molecular, principalmente Hidrógeno (H<sub>2</sub>), Metano (CH<sub>4</sub>), Acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>), Etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) y Etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>).

Adicionalmente el aislamiento sólido, papel (celulosa), también se afecta liberando Monóxido de carbono (CO) y Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), los gases aquí mencionados, son los denominados gases de falla, y son los que más comúnmente se analizan para predecir fallas dentro de un transformador.

El procedimiento corriente consiste en la extracción y medición de los gases que están disueltos en el aceite, incluyendo su identificación y medida, el rango de medición se hace en partes por millón (ppm), la presencia y cantidad de estos gases individuales, sacados del aceite y analizados, revelan el tipo y grado de la anomalía responsable de su generación.

TIPO DE GASES PRESENTES EN EL ACEITE			
GASES COMBUSTIBLES		OTROS GASES	
Monóxido de Carbono	CO	Dióxido de Carbono	CO <sub>2</sub>
Hidrógeno	H <sub>2</sub>	Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>
Metano	CH <sub>4</sub>	Propileno	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>
Etileno	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Oxígeno	O <sub>2</sub>
Acetileno	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Nitrógeno	N <sub>2</sub>
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	-----	----

La concentración de gases que son permitidos en transformadores de potencia varía de acuerdo al tiempo que el equipo tiene en servicio. En el cuadro 4 se muestran las concentraciones máximas en ppm que son admisibles en un transformador

GAS	CONCENTRACION (ppm) DISUELTA
Hidrógeno (H <sub>2</sub> )	Menos de 20n + 50
Metano (CH <sub>4</sub> )	Menos de 20n + 50
Etileno (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	Menos de 20n + 50
Acetileno (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	Menos de 5n + 50

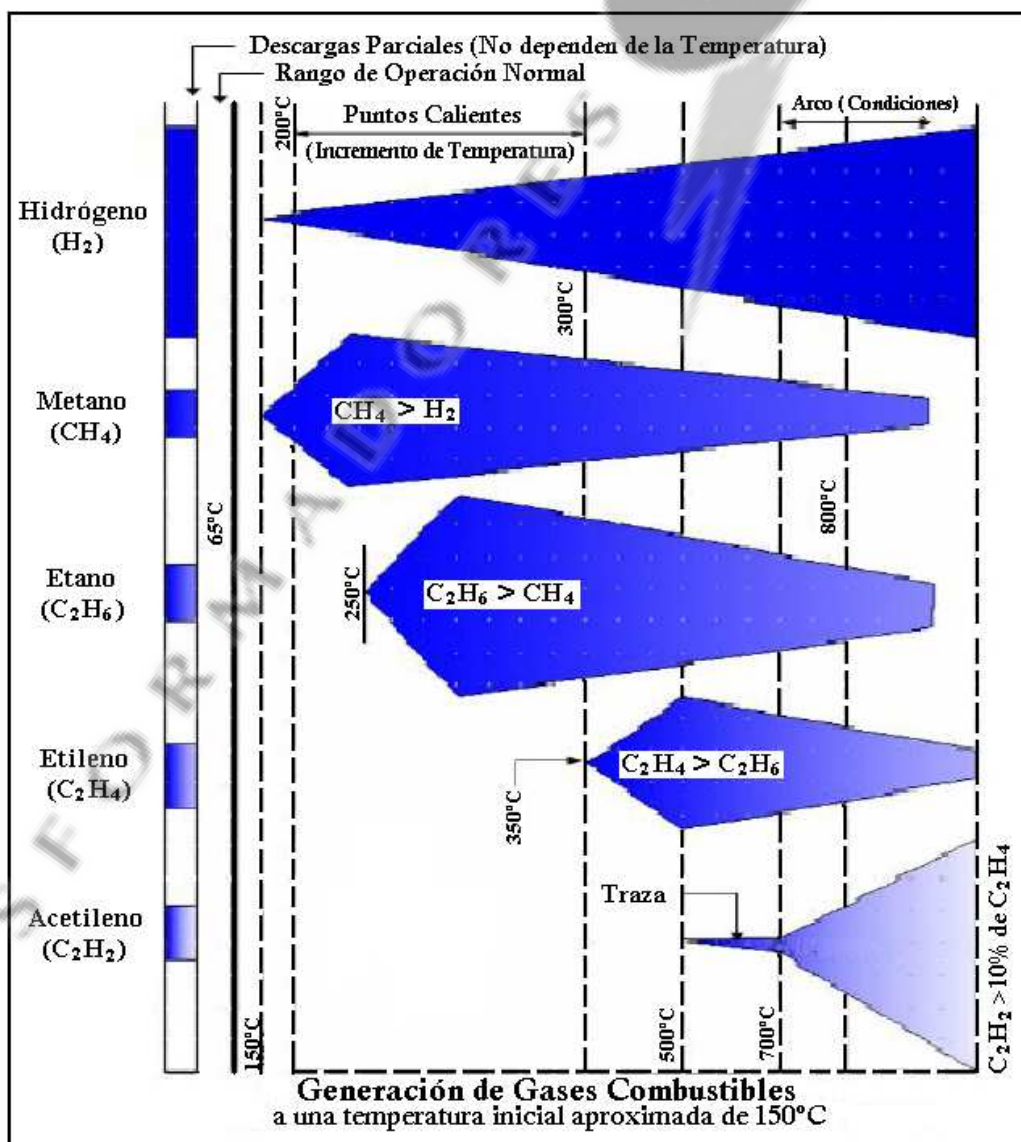
Monóxido de Carbono (CO)	Menos de $5n + 50$
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	Menos de $25n + 50$
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	Menos de $20n + 50$
<b>TCG</b>	<b>Menos de <math>110n + 50</math></b>

En donde:

**n** = Número de años en servicio

**TCG** = Total gases combustibles

La detección de una condición anormal requiere de una evaluación de la concentración del gas generado y de la tendencia de generación. La cantidad de cada gas, con respecto al volumen total de la muestra, indica el tipo de falla que está en proceso. En la siguiente figura se muestran las relaciones comparativas de la evolución de los gases generados en el aceite, en función de la energía disipada en el proceso de fallas:



La tabla I, describe la relación de la presencia de gases y las posibles fallas:

TABLA I: CATEGORIAS DE GASES CLAVES Y POSIBLES FALLAS

GASES CLAVES	POSIBLE FALLA
Metano, Etano, Etileno y pequeñas cantidades de Acetileno	Condiciones térmicas que involucran al aceite
Hidrógeno, Metano y pequeñas cantidades de Acetileno y Etano	Descargas parciales
Hidrógeno, Acetileno y Etileno	Arqueo
Monóxido de Carbono y Dióxido de Carbono	Condición térmica que involucra al papel

### METODOS DE DIAGNÓSTICO A TRAVES DE LOS GASES MEDIDOS

Una vez obtenidas las concentraciones de cada gas a través de la cromatografía, se pueden utilizar varias técnicas para diagnosticar la condición del transformador, entre las cuales se pueden mencionar: la gráfica de Dornenburg, el triángulo de Duval, el método nomográfico, patrones de diagnóstico a través del análisis de gases disueltos (AGD) y relaciones entre gases de Rogers.

El uso de la relación de gases para indicar tipos de falla es un proceso basado en la experiencia de investigadores, estos procesos son atribuidos a Dornenburg y luego confirmados por Rogers, además, existe otro proceso utilizado conocido como “gas clave”, cada laboratorio adopta su propia técnica de análisis de resultados tomando como base los procesos mencionados anteriormente.

#### Método de Relaciones de DORNENBURG

Este método sugiere la existencia de tres tipos de fallas (degradación térmica, corona y arco), las relaciones de ciertos gases se utilizan para determinar el tipo de falla; los gases considerados son: H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, y C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>., este método considera el hecho de que; el aceite consiste en una mezcla de hidrocarburos, que al descomponerse produce hidrógeno, metano, etileno y acetileno.

El diagnóstico de la falla está basado en las concentraciones CH<sub>4</sub> / H<sub>2</sub> (Metano / Hidrógeno) relativas de pares de gases, y a partir de las mismas en ppm, que se derivan en las relaciones CH<sub>4</sub>/H<sub>2</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>/C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>/C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>/C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> de las cuales se puede determinar con alguna certeza los tres tipos de falla (térmica, descargas eléctricas o corona).

Existen cuatro (4) relaciones de ciertos gases combustibles como indicadores de tipos de falla para Dornenburg, indicados en Tabla II:

TABLA II: RELACIÓN DE GASES DE DORNENBURG

Relación	CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub> (Metano / Hidrógeno)	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> (Acetileno / Etileno)	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> (Etano / Acetileno)	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /CH <sub>4</sub> (Acetileno / Metano)
Abreviatura	R1	R2	R3	R4

Un criterio importante es que cualquiera de los métodos de relaciones debe tener niveles significativos de gases de falla, cuando se tienen niveles muy bajos de producción de gases, no se recomienda aplicar algún criterio de relaciones.

TABLA III: DIAGNÓSTICOS APLICANDO EL MÉTODO DE DORNENBURG

DIAGNOSTICO	R1	R2	R3	R4
DESCOMPOSICION TÉRMICA (punto caliente)	>1.0	< 0.75	> 0,4	< 0,3
DESCARGAS ELÉCTRICAS	>0.1 y <1.0	>0.75	< 0,4	> 0,3
CORONA	<0.1	No Relevante	> 0,4	< 0,3

#### Evaluación por el Método de “GAS CLAVE”

Consiste básicamente en la determinación cualitativa del tipo de falla partiendo de los gases que son típicos o predominantes, para realizar este análisis se deben sumar todos los gases combustibles que estén presentes en la muestra y determinar que porcentaje del total de gases, representa cada uno de los gases encontrados y así poder emitir un diagnóstico, el valor encontrado con la suma de dichos gases se conoce como TCG. La Tabla IV muestra las proporciones relativas para las fallas que se presentan generalmente.

TABLA IV: Gas más importante de acuerdo al tipo de falla

Falla	Gas más importante	Criterio	Porcentaje
Arco	C2H2	Gran cantidad de H2, C2H2 y en menor cantidad C2H4, CH4, CO	H2 : 60% C2H2: 30%
Corona	H2	Gran cantidad de H2, CH4 y en menor cantidad C2H6, C2H4, CO, CO2	H2 : 85% CH4: 13%
Sobrecalentamiento o Aceite	C2H4	Gran cantidad de C2H4, y en menor cantidad C2H6, y algunas cantidades de CH4, H2	C2H4 : 63% C2H6: 20%
Sobrecalentamiento o Celulosa	CO	Gran cantidad de CO2, CO y pueden existir algunos hidrocarburos	CO: 92%

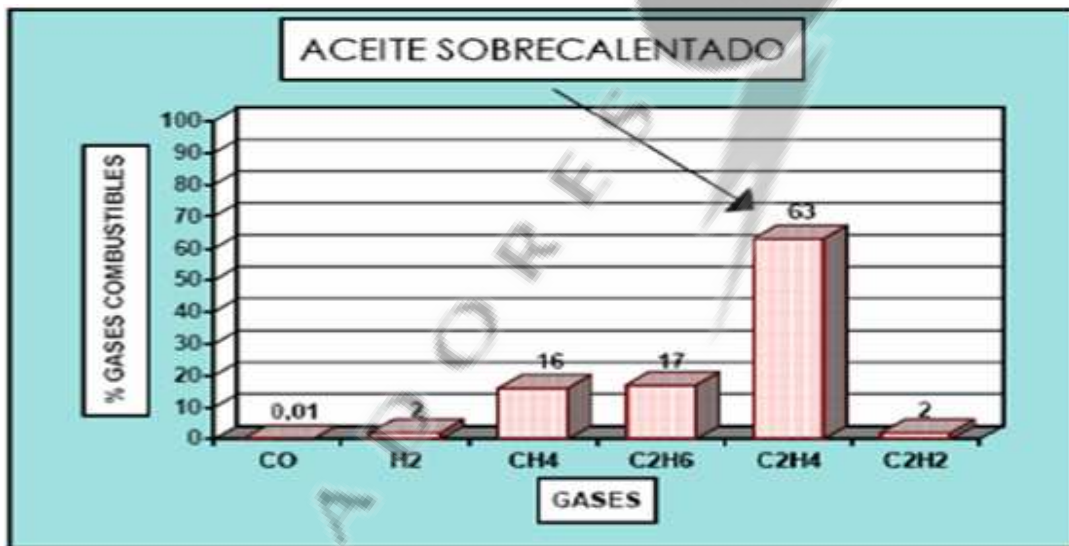


TABLA IVa: Proporción relativa de gases debido a sobrecalentamiento en el aceite

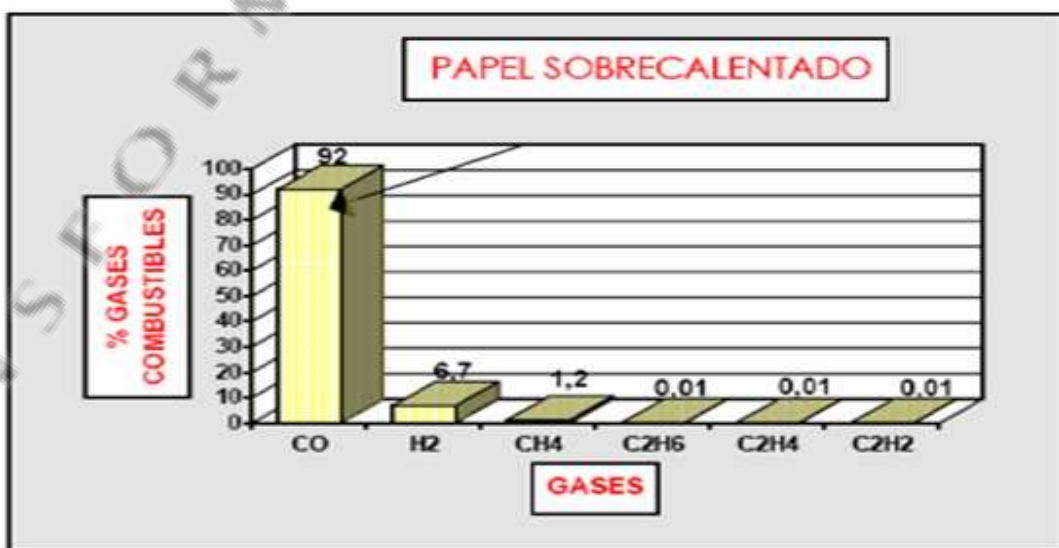


TABLA IVb: Proporción relativa de gases debido a sobrecalentamiento en la celulosa



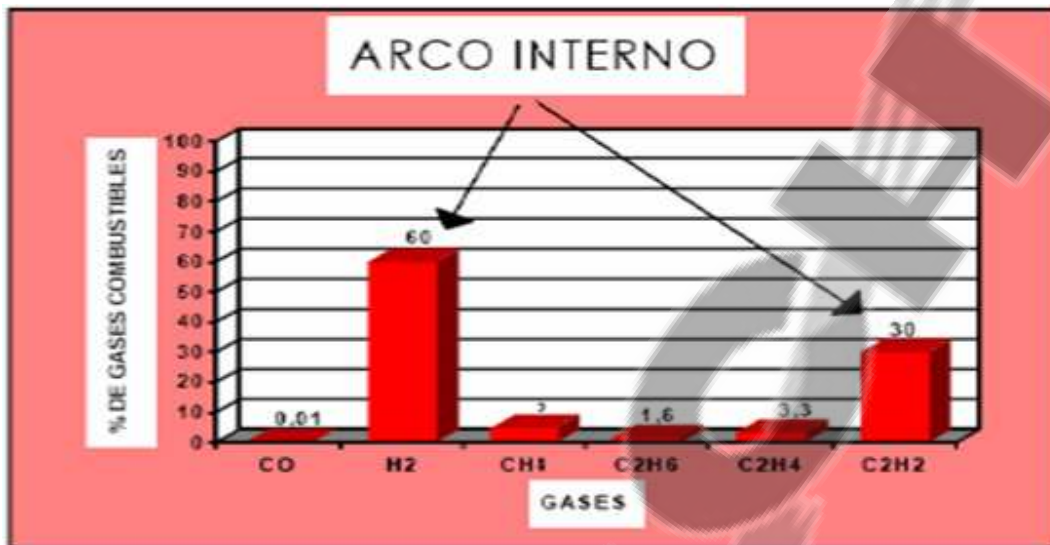


TABLA IVc: Proporción relativa de gases por presencia de arco

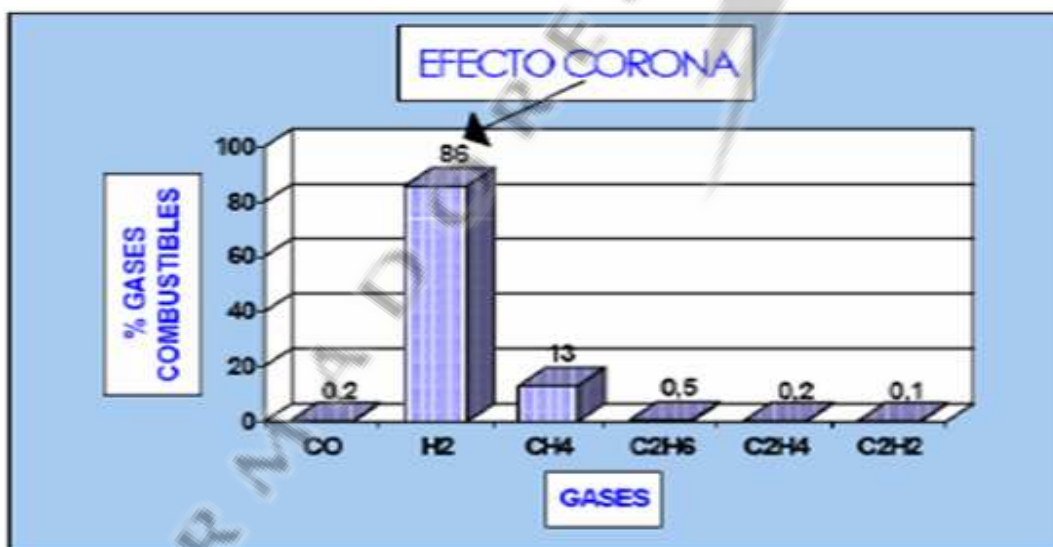
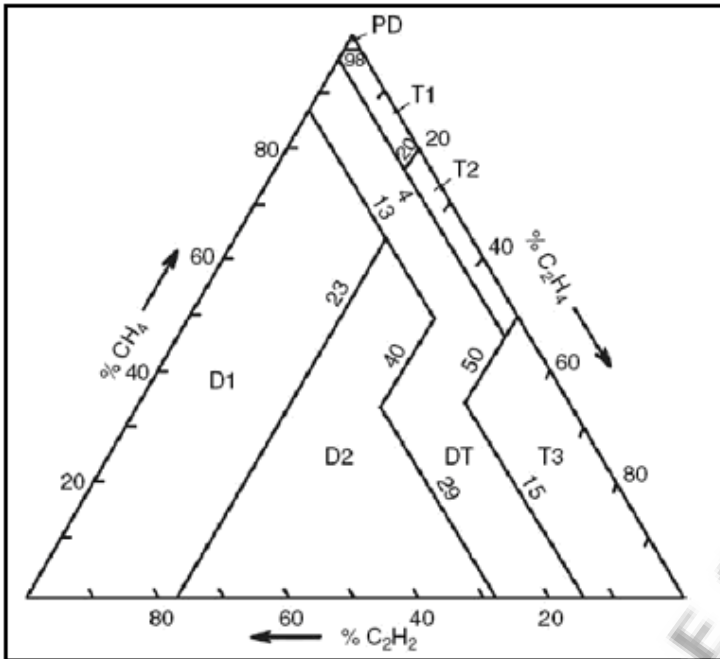


TABLA IVd: Proporción relativa de gases por descargas parciales (corona)

**Método del Triángulo de DUVAL**

La principal desventaja del método presentado por Doernburg es que muchos casos no pueden diagnosticarse, bien por qué no hay suficiente gas disuelto o bien porque los ratios que se obtienen de los análisis no encajan en ninguna fila. Duval en 1974, utiliza tres de los seis gases utilizados por Doernburg para clasificar de forma continua las fallas. La principal diferencia es que no utiliza la concentración de Hidrogeno, pues observa que este gas se difunde más rápido en el metal que los otros gases hidrocarburos, distorsionando el diagnóstico. Éste método propone el sistema de coordenadas triangular indicado en las ecuaciones (A), donde se realiza la siguiente conversión (concentraciones en ppm); X es la concentración de C2H2, Y es la concentración de C2H4, y Z es la concentración de CH4.

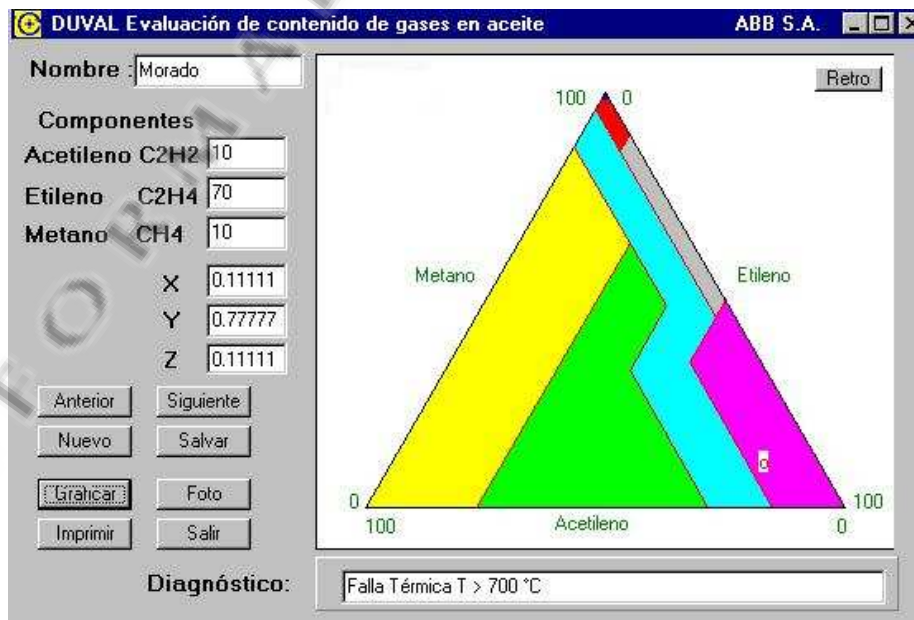
$$\%C2H2 = 100 * \frac{x}{x + y + z}; \quad \% C2H4 = 100 * \frac{y}{x + y + z}; \quad \% CH4 = 100 * \frac{z}{x + y + z} \quad (A)$$



DT	Descarga Parcial
D1	Descargas de Baja Energía
D2	Descargas de Alta Energía
T1	Falta térmicas con $T < 300^{\circ}\text{C}$
T2	Faltas térmicas con $700^{\circ}\text{C} > T > 300^{\circ}\text{C}$
T3	Faltas térmicas con $T > 700^{\circ}\text{C}$

Duval concluye que existe una degradación anormalmente rápida cuando la concentración de etileno se incrementa fuertemente y la relación  $\text{CO}_2/\text{CO}$  disminuye por debajo de 6. Cuando esta relación está por debajo de 2, la probabilidad de que ocurra una falla se incrementa significativamente si la concentración total de gases combustibles supera los 200ppm.

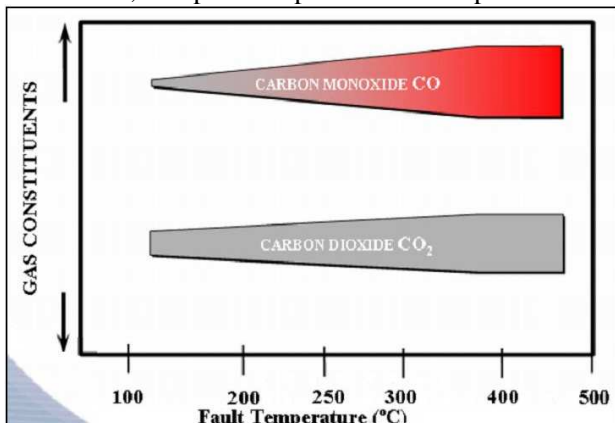
Este método es una de las herramientas más eficaces para identificar un fallo en el transformador; tanto es así, que se emplea en el análisis in situ del equipo con cromatógrafo de terreno que posee software de resultado gráfico:



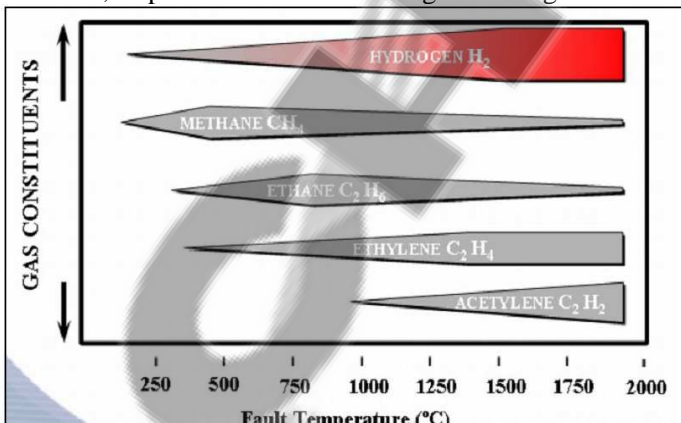
Si se disponen de varios ensayos en un mismo transformador en distintas épocas y se grafican todos los puntos en el triángulo de Duval, es posible ver cómo la falla detectada va evolucionando. Esta técnica requiere de mucha experiencia adquirida a través de varios ensayos en un mismo transformador y en transformadores distintos

### Método de ROGERS

En 1978, Rogers introduce la observación de que la concentración de cada gas varía con la temperatura de falla. Este hecho, comprobado posteriormente por diferentes estudios, se puede observar en las siguientes figuras:



Distribución de gases producidos por la descomposición del papel



Distribución de gases producidos por la descomposición del aceite

Dada esta observación, introduce una nueva relación entre las concentraciones de Etileno y Acetileno, pues son los gases que necesitan temperaturas más elevadas para generarse.

Rogers, también elimina la relación entre el etano y metano pues concluye que no ayuda en la identificación de la falla, quedando de las relaciones de los gases claves: hidrógeno, metano, etano, etileno y acetileno, sólo tres relaciones, a las cuales se les asigna un código binario dependiendo de su valor numérico, este código es comparado con otro estándar para determinar el tipo de falla, este método tiene un esquema más preciso pues establece la severidad de condiciones de fallas incipientes

Las relaciones entre gases utilizadas por el método de Rogers para efectuar el análisis son:

- Metano / Hidrógeno ( $CH_4/H_2$ )
- Acetileno / Etileno ( $C_2H_2/C_2H_4$ )
- Etileno / Etano ( $C_2H_4/C_2H_6$ )

TABLA V: RELACIÓN DE GASES DE ROGERS

Relación	$CH_4/H_2$ (Metano / Hidrógeno)	$C_2H_2/C_2H_4$ (Acetileno / Etileno)	$C_2H_4/C_2H_6$ (Etileno / Etano)
Abreviatura	R1	R2	R3

La tabla VI, nos muestra las fallas típicas de acuerdo al resultado de la relación entre los gases encontrados.

TABLA VI: Relaciones de concentraciones de gases según Rogers

TIPO DE FALLA	R1	R2	R3
Descarga parcial de baja energía	< 0.1	< 0.1	< 1
Descarga parcial de alta energía	0,1-3	< 0.1	< 1
Descargas de baja energía	0,1-3 / > 3	0,1-1	> 3 / 1-3
Descargas de alta energía	0,1-3	0,1-1	> 3
Fallas térmicas con temperaturas inferiores a 150°C	< 0.1	0,1-1	1-3
Fallas térmicas con temperaturas entre 150°C y 300°C	< 0.1	> 1	< 1
Fallas térmicas con temperaturas entre 300°C y 700°C	< 0.1	> 1	1-3
Fallas térmicas con temperaturas superiores a 700°C	< 0.1	> 1	> 3

### Normativas IEC:

En 1978 se publica por primera vez una norma publicación 599, relativa a la interpretación de los resultados del análisis de los gases disueltos en el aceite. A partir de la publicación, se crearon grupos de trabajo internacionales que aportaron números resultados sobre investigaciones de transformadores defectuosos. Todas estas investigaciones llevaron a la publicación del estándar 60599 en 1999.

La novedad del estándar está en que clasifica la falla tras el resultado de miles de inspecciones visuales. Además, reduce de 9 a 5 las fallas que pueden ocasionarse en un transformador. Estas fallas se muestran en la Tabla VII:

TABLA VII: Clasificación de las fallas según IEC 60599. Fuente IEC

Resultado tras inspección visual	Clasificación de la falla
Pequeñas perforaciones en el papel carbonizado	Descarga parcial
Aumento de las perforaciones en el papel o pequeñas partículas de carbono en el papel	Descargas de baja energía
Carbonización amplia con fusión de metal	Descargas de alta energía
El papel se ha vuelto de color marrón	Fallas térmicas con temperaturas inferiores a 300°C
El papel se ha carbonizado	Fallas térmicas con temperaturas entre 300°C y 700°C
Carbonización del aceite, coloración del metal	Fallas térmicas con temperaturas superiores a 700°C

La norma IEC 60599 permite calcular el estado de los transformadores a partir de dividir las concentraciones de diferentes gases disueltos en el aceite. Estas relaciones incluyen los que aparecen en la publicación 599 y se añaden dos nuevos:

TABLA VIII: RELACIÓN DE GASES SEGUN NORMA IEC 60599

Relación	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> Acetileno/Etileno	CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub> Metano/Hidrógeno	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> Etileno/Etan o	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /H <sub>2</sub> Acetileno/ Hidrógeno	O <sub>2</sub> /N <sub>2</sub> Oxígeno/Nitrógen o
Abreviatura	R1	R2	R3	R4	R5

Se puede observar que el estándar utiliza varias relaciones de los propuestos por Dornenburg en 1970 y utiliza todas las relaciones propuestas por Rogers en 1978.

La caracterización de las fallas según las tres relaciones de gases se muestra en la Tabla IX. Las relaciones marcadas con asterisco se consideran que no son determinantes para el diagnóstico.

TABLA IX: CARACTERISTICAS DE FALLAS SEGÚN RELACIÓN DE GASES

TIPO DE FALLA	R1 (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	R2 (CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub> )	R3 (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )
Descarga parcial	*	< 0.1	< 0.2
Descargas de baja energía	> 1	0,1-0,5	> 1
Descargas de alta energía	0,6-2,5	0,1-1	> 2
Fallas térmicas con temperaturas inferiores a 300°C	*	*	< 1
Fallas térmicas con temperaturas entre 300°C y 700°C	< 0.1	> 1	1,4
Fallas térmicas con temperaturas superiores a 700°C	< 0.2	> 1	> 4

En los anexos de la norma se recogen los valores típicos de concentraciones de gases que los grupos de trabajo encontraron en los ensayos realizados en transformadores en servicio.

### Método del total de gases combustibles disueltos "TDGC"

El Standard IEEE C57.104-1991 clasifica en cuatro niveles de condición a los transformadores de acuerdo al Total de Gases Combustibles Disueltos (TDGC):

La tabla X describe los rangos en que las relaciones de gases pueden indicar que el transformador se encuentra dentro de los parámetros aceptables, en que rangos existen fallas en el transformador o sea necesario programar un monitoreo más frecuente del transformador; la relación entre los gases se mide en partes por millón (ppm). En esta tabla se observa que el CO<sub>2</sub> no está incluido en el valor total (TDGC) debido que no es un gas combustible.

Para efectuar el análisis se debe tener en cuenta las siguientes condiciones:

- Condición 1: Si el TDGC < 720 ppm. Indica que el transformador está operando satisfactoriamente.
- Condición 2: 721 < TDGC < 1,920 ppm. Indica un nivel de gases más alto que lo normal. Cualquier gas combustible individual que exceda los niveles especificados en la tabla X, debe tener una investigación adicional.
- Condición 3: 1,921 < TDGC < 4,630 ppm. Indica un alto nivel de descomposición de la celulosa y/o aceite. Cualquier gas combustible individual que exceda los niveles especificados en la tabla X, debe tener una investigación adicional. Una falla (o fallas) esta probablemente presente.
- Condición 4: TDGC > 4,630 ppm. Indica una excesiva descomposición de celulosa y/o aceite. La operación continua del transformador puede resultar en una falla del mismo.

TABLA X: METODO DEL TOTAL DE GASES COMBUSTIBLES DISUELTOS (PPM)

Caso	H2 Hidrógeno	CH4 Metano	C2H2 Acetileno	C2H4 Etileno	C2H6 Etano	CO Monóxido de Carbono	TDGC (ppm)	CO2 Dióxido de Carbono
1	100	120	35	50	65	350	720	2500
2	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	721-1920	2501-4000
3	701-1800	401-1000	51-80	101-200	101-150	571-1400	1021-4630	4001-10000
4	>1800	>1000	>80	>200	>150	>1400	>4630	10000

### 3.- PRUEBAS COMPLEMENTARIAS:

#### • Grado de Polimerización (GP)

La prueba que determina el Grado de Polimerización es utilizada para conocer la edad del aislamiento del papel de los devanados. Esta prueba proporciona la indicación más confiable de la edad del papel aislante.

Así tenemos que un transformador nuevo tiene un GP de alrededor de 1,000; mientras que un transformador que presenta un GP de 150 a 200 es más susceptible a daños mecánicos durante movimientos físicos que pueden causar roturas en el papel.

Esta es una medida de la longitud de cadena de la celulosa media y requiere una muestra del papel a ser tomada directamente de la bobina del transformador; es decir, desenergizado y en fábrica con intervención mayor.

#### • Compuestos Furanos

Esta prueba consiste en detectar cadenas de celulosas disueltas en el aceite que son producto de la pérdida del dieléctrico; estas cadenas son llamadas compuestos furánicos.

La medición de estos compuestos en el aceite es utilizada como una herramienta de diagnóstico del estado del papel de los transformadores, además proporciona información suplementaria al análisis de gases disueltos (Cromatografía de Gases). El método que se emplea para analizar los compuestos Furanicos a través de la cromatografía líquida de alta viscosidad (HPLC) es el ASTM D5837 ó el IEC 61198.

Un análisis de furanos puede ser hecho sin la apertura del transformador y su consecuente permanencia fuera de servicio. Los furanos resultan solamente de la degradación de la aislación de papel y no de cualquier otra fuente, por ello la ventaja de este análisis, es que ofrece medios directos de determinar la condición de aislamiento de un transformador, analizando su aceite.

De la degradación de la celulosa se generan cinco compuestos del furano, el compuesto principal detectado en el análisis es 2-Furfural o 2-Furaldehyde, la cantidad se mide en ppm o ppb y se determina por medio de la cromatografía líquida (HPLC).

Típicamente, para los transformadores que funcionan por debajo de la temperatura de placa de identificación, se observan niveles de 1 PPM con un índice de generación de 0,01 ppm/año.

En los transformadores que funcionan en ó por sobre la temperatura límite admisible se suelen encontrar niveles crecientes de 2-furfural de 5 PPM con un índice de la generación de 0.1ppm/año.

Compuestos detectados en los Análisis de Furfural:

- 2 Furfuralaldheido (FAL)
- 2 Acetylfurano (AF)
- Furfuryl alcohol (FOL)
- 5-hydroxymethyl-2-furfural (HMF)
- 5-methyl-2-furfural (MF)

#### 4.- MEDICION DE DESCARGAS PARCIALES

Una descarga parcial, es una ruptura de la rigidez dieléctrica del aislamiento sea este, líquido o sólido. A diferencia del efecto corona en los conductores, que se presenta de una forma más o menos estable, las descargas parciales tienen una naturaleza mucho más esporádica.

Las descargas parciales en un material aislante suelen iniciarse en huecos rellenos de gas dentro del dieléctrico. En vista de que la constante dieléctrica del hueco es más baja que la del aislante, el campo eléctrico es superior en el hueco que dentro del material aislante.

Las descargas parciales dan inicio en el momento que la tensión dentro del hueco está por encima del límite de la tensión de efecto corona. Una vez iniciado las descargas los materiales aislantes sufren un deterioro, causando posiblemente una falla de aislamiento.

*“Cuando se inicia la actividad de descargas parciales, pulsos transitorios de corriente de alta frecuencia aparecen con una duración entre nanosegundos y microsegundos, estos pulsos reaparecerán de suerte repetitiva. Las corrientes de descargas parciales son difíciles de medir por su escasa magnitud y duración. El evento puede ser detectado como un cambio minúsculo en la corriente consumida por el equipo a prueba. Además se puede medir estas corrientes instalando una resistencia en serie con el equipo y analizar la caída de tensión con un osciloscopio.”*

La prevención y detección de las descargas parciales es importante para garantizar una operación duradera y fiable de los equipos de alta tensión. Esta prevención es posible, con diseños cuidadosos y ante todo con buenos materiales en su construcción.

Se presenta tres técnicas de diagnóstico para transformadores de potencia.

La primera, es una técnica no invasiva para detectar fallas mecánicas en cambiadores de derivación con carga de transformadores de potencia utilizando sensores de vibración.

La segunda consiste en un diagnóstico en línea para detectar la presencia de arcos y descargas parciales en el transformador de potencia basada en el registro y análisis de señales usando sensores ultrasónicos que detectan el sonido que emiten esos fenómenos desde el exterior del tanque del transformador.

Y la tercera técnica consiste en analizar los gases disueltos en el aceite aislante de los transformadores, con la cual y de acuerdo con los niveles y relaciones existentes, es posible determinar el proceso de deterioro involucrado. Bengtsson, C. et al., 1996, indica que, *“en el mundo, la distribución de la estadística de fallas para transformadores de potencia que utilizan cambiador de derivaciones bajo carga indica que:*

*41% de las fallas están relacionadas con el cambiador de derivaciones;*

*19% con los devanados;*

*3% con el núcleo;*

*12% con terminales;*

*13% con el tanque y fluidos, y*

*12% con accesorios”.*

El método más usado para la detección de descargas parciales es el método eléctrico, que es de alta sensibilidad ya que su nivel de sensibilidad está por debajo de los 100 pC, pero la desventaja es que involucra la salida de servicio del equipo y no proporciona la **localización de las descargas parciales**.

Los avances tecnológicos en el desarrollo de los sensores, junto con los sistemas computarizados de señales con su correspondiente software, hacen posible desarrollar sistemas de monitoreo y diagnóstico para transformadores de potencia.

Estos sistemas de monitoreo se diseñan para evaluar en tiempo real la condición del equipo, lo que permite monitorear diferentes parámetros de interés, detectar el desarrollo de fallas incipientes y diagnosticar condiciones anormales.

El monitoreo es acompañado de algunas técnicas para diagnosticar estados de los equipos, estas pueden ser:

- Técnica Vibracional
- Técnica ultrasónica
- Técnica Cromatografía Triángulo de Duval, con Analizador directo en estanque transformador

### 5.- INSPECCIÓN FÍSICA DE RUTINA EN TRANSFORMADORES

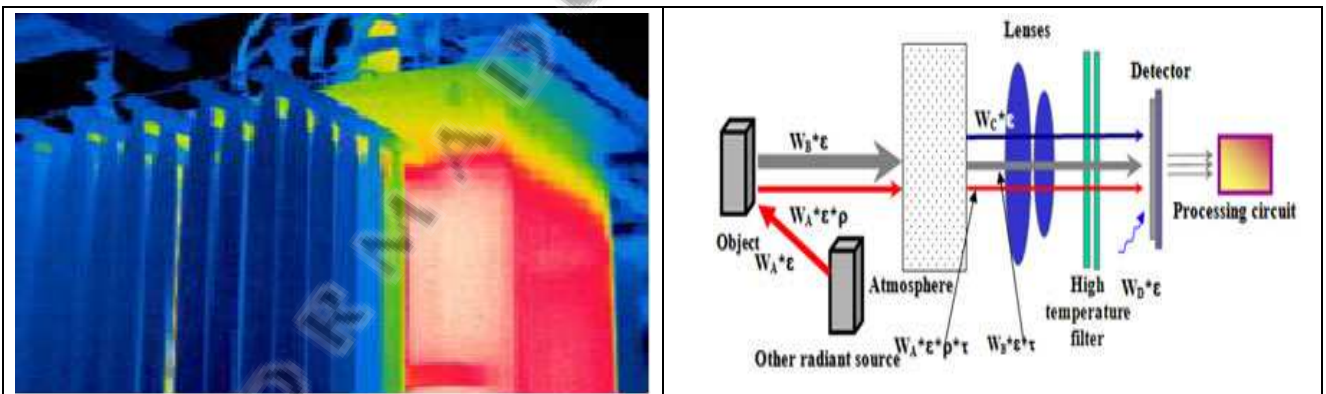
En un transformador energizado la Inspección Física del estado exterior del equipo es complementaria a los análisis físicos y cromatográficos del aceite.

La rutina de la inspección física de los transformadores incluye el examinar el exterior del equipo para encontrar signos de goteo o de corrosión; examinando juntas de los radiadores y puestas a tierra, aisladores sucios, trisados o con descargas en su porcelana por fallas residuales a masa transitorias, daños en la estructura por vandalismo, mal tiempo, deterioro en pintura (Corrosión), pérdidas de pernería en la estructura y sellos y subcomponentes asociados (ventiladores de radiadores, sensores de presión, niveles y termómetros), registrar las lecturas de termómetros, presiones de manovacúómetros, humedad relativa de aceite (si posee este instrumental) y niveles de aceite.

Dentro de esta inspección se debe observar el Tablero de Control y su cableado, si presenta daños visuales por descargas por fallas, puntos calientes, cableado cortado o con daño en la aislación.

Tanto las observaciones y lecturas encontradas se deben registrar por escrito y en lo posible complementadas con fotografías que demuestren visualmente las anomalías encontradas en esta inspección.

Es posible complementar esta inspección física con una inspección termográfica que permite detectar todos los puntos calientes en aisladores, circuitos de control, temperatura superficial carcasa y parrillas.



De gran importancia es el seguimiento de las temperaturas de aceite, bobina y radiadores para controlar el envejecimiento del transformador. La manifestación directa, e incluso cuantificable del efecto de los agentes adversos al papel aislante, en la disminución de la vida útil de un transformador definitivamente es el **aumento de la Temperatura** de operación.

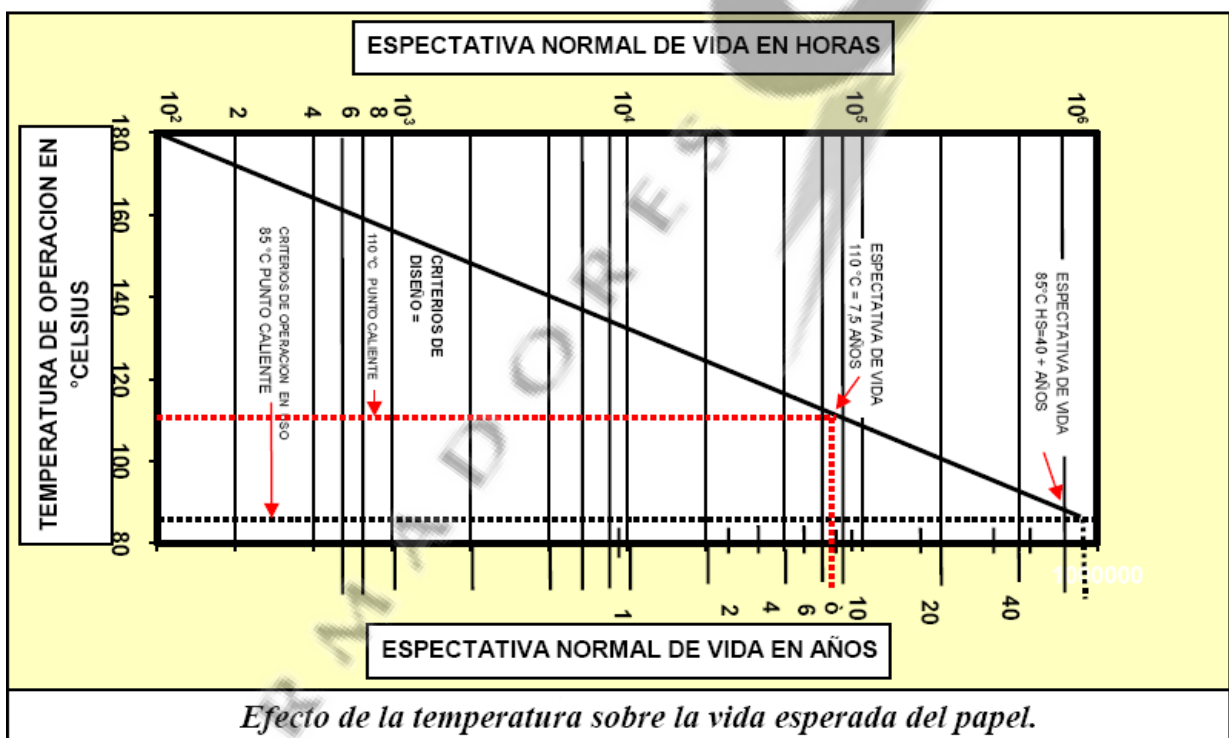
Un transformador con diseño normal estará en capacidad de llegar hasta una **temperatura del punto más caliente** de 110 °C, según las siguientes consideraciones:

Temperatura ambiente:	30°C
Aumento(rise) de temperatura (100% de carga):	65°C
Temperatura máxima del aceite:	95°C
Punto caliente:	15°C
Temperatura del punto más caliente:	110°C

Observando la expectativa de vida con base en la condiciones de diseño que se muestran en la tabla anterior, el transformador **solo va a durar 7,5 años.**

La expectativa de vida, en la práctica, para un diseño standard de un transformador está en promedio entre 20 y 30 años. Sin embargo un transformador apropiadamente mantenido, teóricamente según los autores de "A Guide to Transformer Maintenance", tiene una vida de **412 años.** Pero en la práctica, los mismos autores afirman con convicción que un transformador puede durar **50 o más años**, si "el aislamiento de Papel Kraft es apropiadamente protegido". Si un transformador es cargado al 100% de su capacidad nominal, por supuesto que a un rise de 65°C, con una temperatura ambiente de 30°C y con un incremento de 15°C por encima de la temperatura máxima del aceite, el papel aislante sólo tiene una expectativa de vida de 7.42 años. El efecto directo de la temperatura sobre el papel se cuantifica por la disminución de manera directa su **resistencia a la tracción**, y cuando ésta ha perdido más del 50% de su valor inicial se puede afirmar que ya se ha extinguido su vida útil.

La siguiente figura muestra el efecto directo de la temperatura del punto más caliente sobre la vida esperada del papel aislante:



La tabla que a continuación se presenta, nos muestra algunos puntos seleccionados para mayor ampliación:

Temperatura del punto más caliente (°C)	Expectativa de vida útil		% de Vida ganada (perdida)
	DIAS	AÑOS	
180°C	4		(99,9)
160°C	25		(99,1)
140°C	250		(90,8)
120°C		3	(58,6)
110°C		7,5	100
100°C		22	293
85°C		102	1360
75°C		152	2027

Reduciendo en 10°C la temperatura del punto más caliente (por ejemplo a 100°C) estamos triplicando la vida útil del transformador. Es increíble observar cómo, si la temperatura mas alta del aceite es de 60°C, el punto más



caliente llegando a 75°C, la vida útil del transformador puede llegar a 152 años con un incremento del 2027% sobre la expectativa de vida de la **temperatura máxima de diseño**.

La base que determina los criterios de cargabilidad de un transformador, está en la **ecuación de Arrhenius**, así:

$$\text{LOG}_{10} \text{VIDA (Horas)} = (B/T) - A$$

Para Transformadores de Potencia		Para transformadores de distribución	
55°C Aumento de T (Rise)	65°C Aumento de T (Rise)	55°C Aumento de T (Rise)	65°C Aumento de T (Rise)
A = 14,133	A = 13,391	A = 11,968	A = 11,269
B = 6972,15	B = 6972,15	B = 6328,8	B = 6328,8

**Toma de Lectura de Temperatura sin instrumento:**

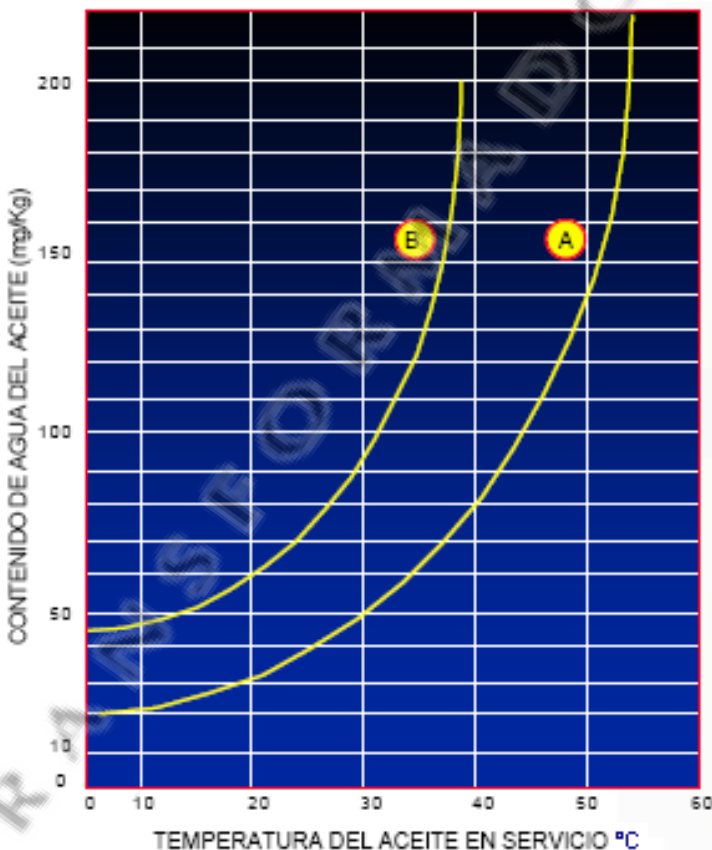
La mayoría de pruebas utiliza la temperatura como ajuste de las lecturas de los parámetros eléctricos.

Los transformadores poseen normalmente dos termómetros para medir la temperatura del aceite y de los bobinados respectivamente.

Sin embargo, y en caso de no disponerse de estos termómetros pero si de un termómetro de contacto y en lo posible de un termógrafo, medir la temperatura ambiente con el termómetro de contacto y la parte superior de la pared del tanque principal con el termógrafo, si no se cuenta con este equipo hacerlo con el termómetro de contacto; una vez obtenidos estos, datos calcular la temperatura interna del equipo de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$T_{eq} = T_p + \frac{2}{3} (T_p - T_a)$$

Donde:  $T_{eq}$  = temperatura interna del equipo (°C)  
 $T_p$  = temperatura del tanque principal (°C)  
 $T_a$  = temperatura ambiente (°C)



Curva A: Saturación en contenido de agua de un aceite nuevo.  
 Curva B: Saturación en contenido de agua en un aceite oxidado con un índice de neutralización de 0,3 mg KOH/g.

## MANTENIMIENTO PREVENTIVO CON TRANSFORMADOR “DESENERGIZADO”

Las pruebas eléctricas de campo (terreno) que hacen parte del análisis del comportamiento del transformador y de las cuales se pueden llevar una trazabilidad en el tiempo son:

- Factor de potencia y capacitancia de los devanados: Esta prueba es regida por la norma ANSI/IEEE Std. 62-1995.
- Relación de transformación: El estándar ANSI/IEEE C57.12.91 hace una descripción de la prueba y los métodos de evaluación de la misma.
- Impedancia: Se rige por ANSI/IEEE Std. 62-1995.
- Resistencia de aislamiento: Se mide la resistencia de aislamiento en cada devanado, de acuerdo al estándar ANSI/IEEE C57.12.91.
- Resistencia de devanados: Los valores obtenidos deben compararse con los valores de fábrica corregidos a la misma temperatura. Los valores medidos por fase en un transformador trifásico no deben sufrir una variación mayor del 5% entre fases. Se rige por ANSI/IEEE Std. 62-1995.

### 1.- MEDICION DE RESISTENCIA DE AISLACION A LOS BOBINADOS:

Consiste en aplicar un voltaje DC durante un período de tiempo determinado (usualmente diez minutos) al aislamiento bajo ensayo, y medir resistencia de aislamiento entre devanados y entre cada devanado y tierra.

Usualmente se mide en megahomios, referidos a 20°C, aplicando voltaje CC de diferentes valores; las más usuales son 500, 1000, 2500 y 5000 voltios.

Las lecturas de resistencias son registradas en tiempos específicos, 15 seg, 30 seg, un minuto, dos minutos y así sucesivamente hasta completar el tiempo total determinado para la prueba que normalmente es de 10 minutos. Con los resultados se puede comparar con resistencia de aislación mínima para cada devanado, su índice de absorción y su índice de polarización, determinándose la condición del aislamiento de riesgoso hasta excelente.

- **ÍNDICE DE ABSORCIÓN:** Es la relación entre las medidas de la resistencia de aislamiento en Megahomios a 60 segundos y a 30 segundos. Este valor debe ser mayor que la unidad para registrar un buen aislamiento. Lo anterior se basa en el comportamiento de la corriente en un aislamiento, una de cuyas componentes es la corriente de absorción, que inicia en un valor alto y va decreciendo con el tiempo, manifestándose en un aumento de la Resistencia de aislamiento como una simple aplicación de la ley de OHM. Un buen aislamiento debe tener un decrecimiento notable en la corriente de absorción lo cual representa un buen **Índice de Absorción**
- **ÍNDICE DE POLARIZACIÓN:** Es la relación entre las medidas de la resistencia de aislamiento en Megahomios a 10 minutos y a 1 minuto. Su valor debe estar siempre por encima de la unidad. Debido a que el valor total de la corriente en el aislamiento depende del tiempo, entonces la ley de OHM ( $R=E/I$ ) tendrá aplicación exacta en un tiempo infinito. Una buena aplicación en la práctica resulta ser el **Índice de Polarización**

CONDICIÓN DEL AISLAMIENTO	RELACIÓN	
	60/30 SEGS.	10/1 MIN.
<b>RIESGOSA</b>	-----	Menor que 1,0
<b>POBRE</b>	Menor que 1,1	Menor que 1,5
<b>CUESTIONABLE</b>	De 1,1 a 1,25	De 1,5 a 2,0
<b>DUDOSA</b>	De 1,25 a 1,4	De 2,0 a 3,0
<b>BUENA</b>	De 1,4 a 1,6	De 3,0 a 4,0
<b>EXCELENTE</b>	Por encima de 1,6	Por encima de 4,0

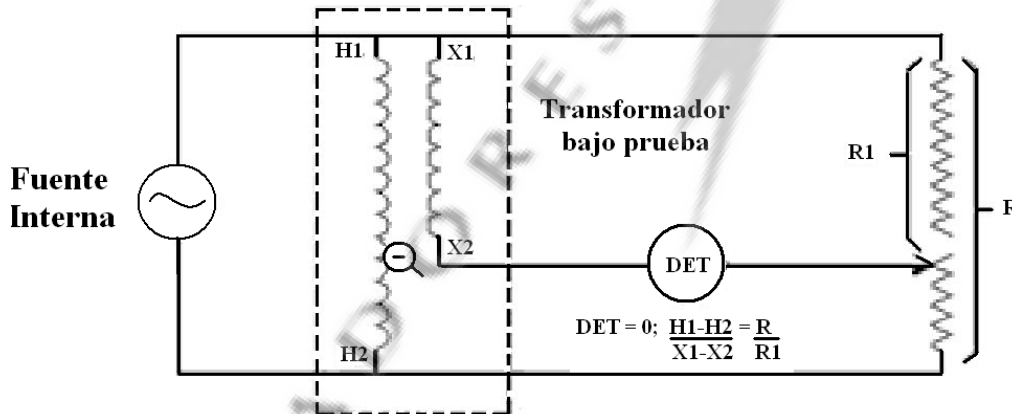
- **RESISTENCIA DE AISLAMIENTO MÍNIMA:** Los fabricantes de equipos de medición de resistencia de aislamiento han desarrollado un criterio empírico sobre el valor de Resistencia de Aislamiento Mínima. Este criterio está dado por la fórmula:

$$R = \frac{CE}{\sqrt{KVA}}$$

- R:** Resistencia de aislamiento en megahomios.
- C:** 1,6 para transformadores en aceite a 20°C.  
30 para transformadores en aceite pero desencubados.
- E:** Voltaje del devanado bajo prueba.
- KVA:** Potencia del transformador prueba.

**2.- MEDICIÓN DE LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN:**

Esta prueba que básicamente mide la relación de transformación entre dos devanados, permite identificar cortos entre espiras, daños en el conmutador y posiciones incorrectas de éste. Es recomendable realizar las lecturas para todas las posiciones del cambiador de taps para detectar posibles daños en éste o falsas posiciones. La variación de los valores medidos con respecto a los valores esperados según los datos de placa no deben superar el +0.5% ó -0.5%, establecido por la norma IEEE Std. C57.10.00-1993. Esta prueba permite además comprobar el grupo de conexión del transformador.



Esquema de Conexión para determinar TTR

**3.- MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA A LA CORRIENTE CONTINUA DE LOS DEVANADOS:**

Uno de los métodos para efectuar esta prueba hace uso de un puente de Wheastone o de Kelvin. Los valores medidos pueden ser empleados en la detección de espiras en corto circuito o en circuito abierto, para calcular la temperatura del arrollamiento o para realizar comparaciones con los datos dados por el fabricante. Es recomendable efectuar la prueba para todas las posiciones del cambiador de taps. Puesto que la resistencia del cobre varía con la temperatura, todas las lecturas de la prueba deben ser convertidas a una temperatura de referencia para así dar resultados significativos. Esta temperatura de referencia, por consenso se ha establecido en 75 °C. La fórmula para convertir las lecturas a dicha temperatura de referencia es como sigue:

$$R_{75^{\circ}C} = R_{prueba} \times \frac{234.5+75}{(234.5 + T_{dev \text{ } ^{\circ}C})}$$

**3.- PRUEBA, MEDICIÓN FACTOR DE POTENCIA**

El Factor de Potencia es un indicador del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica; puede tomar valores entre 0 y 1, lo que significa que:



La energía que se transforma en trabajo, se la denomina ENERGÍA ACTIVA, mientras que la usada por el artefacto eléctrico para su propio funcionamiento, se la llama ENERGÍA REACTIVA.

El factor de potencia es un término utilizado para describir la cantidad de energía eléctrica que se ha convertido en trabajo. El valor ideal del factor de potencia es 1 ( $\cos \phi$ ), esto indica que toda la energía consumida por los aparatos ha sido transformada en trabajo.

La potencia **efectiva (consumo)** o **potencia activa P** es la que en el proceso de transformación de la energía eléctrica se aprovecha como trabajo.

La potencia **reactiva Q (acumula y entrega)** es la encargada de generar el campo magnético y eléctrico que requieren los equipos para su funcionamiento.

La potencia **aparente S** es la suma geométrica de las potencias activa y reactiva:

$$S = P + jQ$$

Para comprender el significado de la medición del factor de potencia en un aislante, es necesario saber el concepto de Capacitancia. Dentro de la física, la capacitancia entre dos placas paralelas pueden calcularse por la ecuación:

$$C = \epsilon' \epsilon_0 A / d$$

$\epsilon'$  = Permitividad relativa del dieléctrico respecto a la del vacío

$\epsilon_0$  = Permitividad del vacío ( $8.85 \times 10^{-12}$  F/m)

A = Área de las placas ( $\text{mm}^2$ )

d = Separación entre las placas (mm)

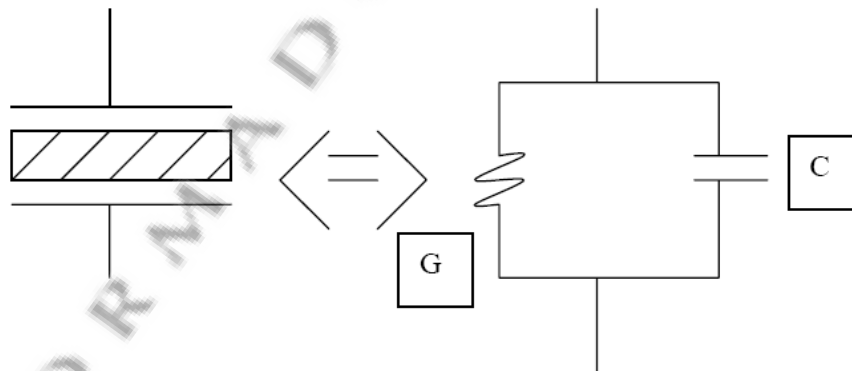
En este caso tendríamos un capacitor ideal y la impedancia estaría dada por:

$$Z = 1 / \omega C$$

$\omega = 2 \pi f$

f = frecuencia del voltaje aplicado

Un dieléctrico real al ser aplicado un voltaje directo, presenta una mínima conducción, esto permite que un capacitor pueda representarse por una combinación en paralelo como se representa en la siguiente figura:



**Equivalente paralelo de un condensador real**

La inductancia G y la capacitancia C pueden calcularse de la geometría del capacitor como:

$$G = \sigma A / d$$

Donde  $\sigma$  = conductancia del dieléctrico

En la figura anterior el capacitor C corresponde a un capacitor ideal, cuando a un capacitor real se aplica un voltaje alterno, la inmitancia (inverso de impedancia) está dada por:

$$Y = 1 / Z$$

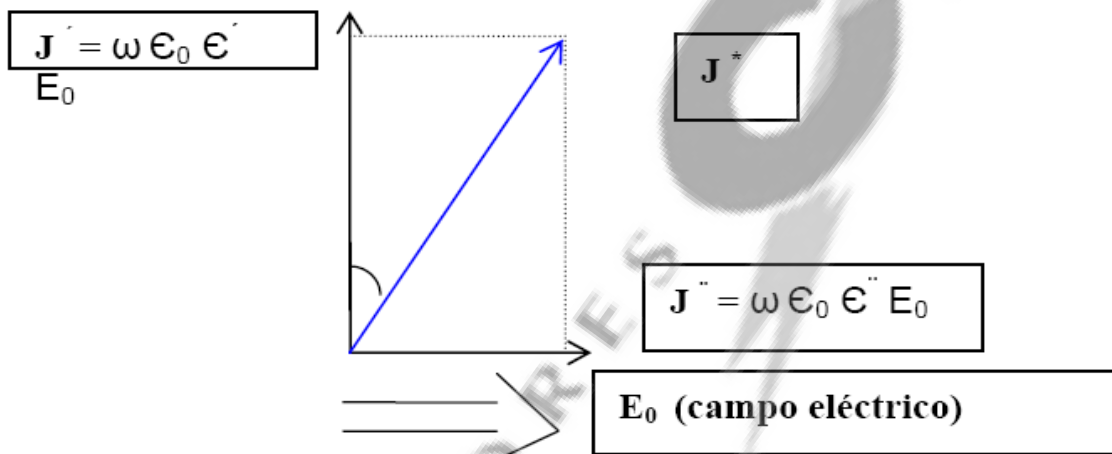
$$Y = G + j \omega C$$

“Desde el punto de vista del **dieléctrico**, para describir este efecto es conveniente definir una permitividad generalizada  $\epsilon^*$ , que posee una parte real y una imaginaria.”.

$$\epsilon^* = \epsilon' - j \epsilon''$$

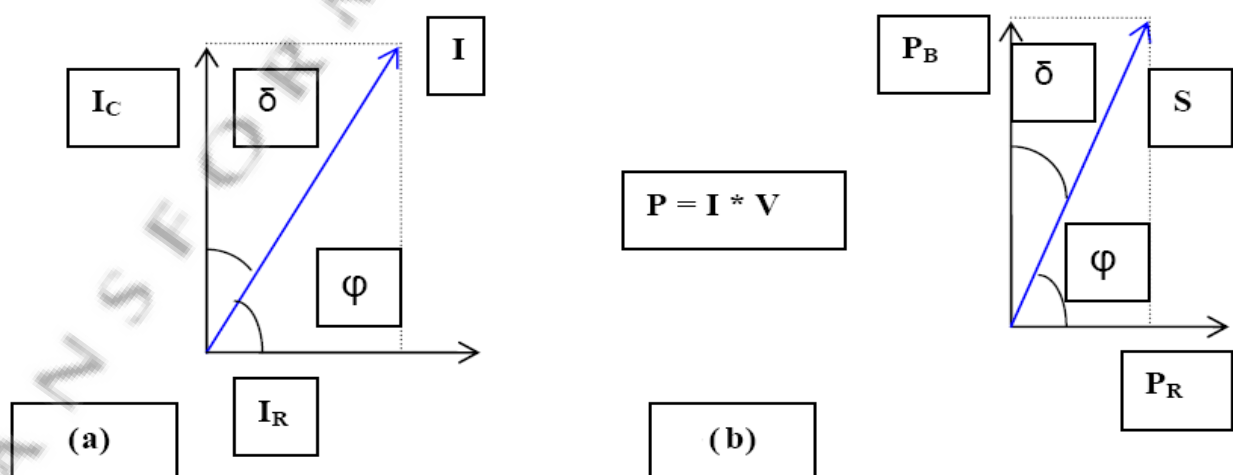
“Desde el punto de vista físico,  $\epsilon'$  describe el comportamiento del dieléctrico ante campos eléctricos continuos y  $\epsilon''$  ante los alternos, esto es  $\epsilon'$  se refiere a la conductividad mientras que  $\epsilon''$  se refiere a la dependencia en la frecuencia, factor muy importante en dieléctricos polares.”

“En relación al campo eléctrico, el capacitor real tiene una respuesta eléctrica como se indica en la figura siguiente en donde  $J$  es la densidad de corriente. La componente  $\epsilon'$  (permitividad relativa), determina la capacitancia del sistema mientras que la componente  $\epsilon''$  determina la energía disipada del sistema y es por esto llamada factor de pérdidas, en la práctica la energía perdida en un dieléctrico es llamado ángulo de pérdidas  $\delta$ , tangente de pérdidas ( $\tan \delta$ ), que es la relación entre  $\epsilon''$  y  $\epsilon'$ .”



**Diagrama vectorial de la respuesta eléctrica de un dieléctrico (condensador real) a un campo eléctrico alterno ( $E_0$ )**

Es entonces (como se indicó anteriormente), el factor de potencia de un aislante eléctrico o de un sistema de aislamiento, definido como la **cantidad de potencia activa P** (pérdidas PR) **absorbida por el dieléctrico**, referida a la **cantidad de potencia aparente S** cuando el mismo es sometido a un esfuerzo eléctrico, o el coseno del ángulo que forman los fasores de la intensidad y el voltaje, siendo  $\phi$  el valor del ángulo.



**Diagrama vectorial de corriente y voltaje aplicado Triangulo de potencias**

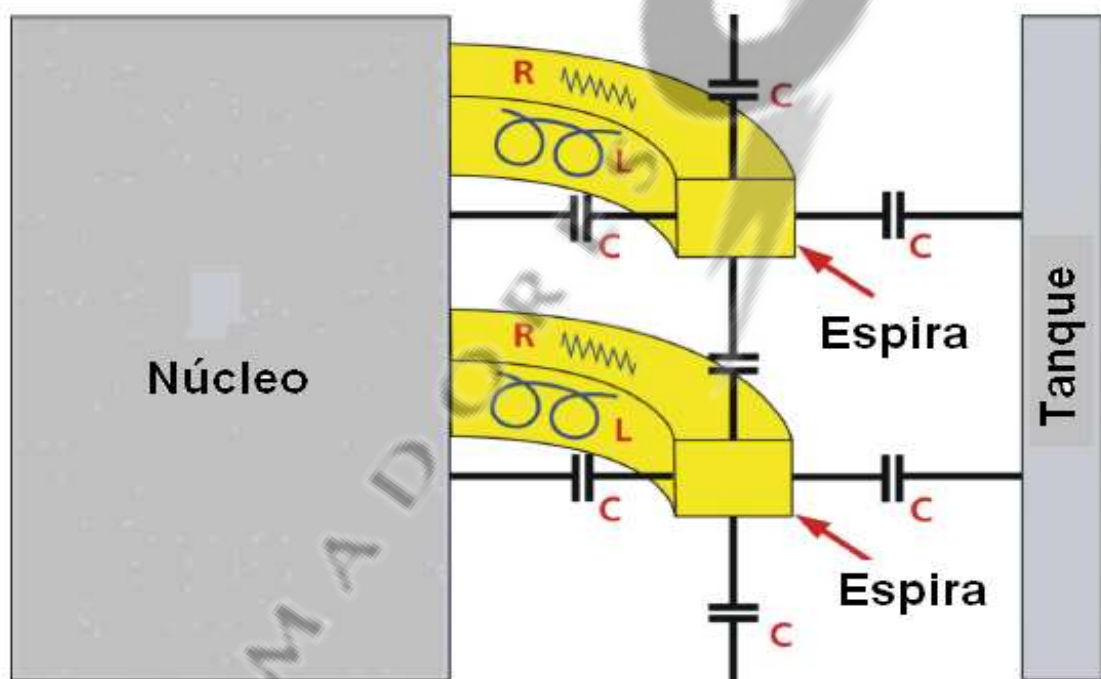
El factor de potencia es,  $f.d.p. \equiv \cos \phi = \frac{P}{S}$

Un dieléctrico ideal, no consume potencia activa y un parámetro que indica la calidad del mismo, es la cantidad de potencia absorbida, considerando que **a mayores pérdidas, menores prestaciones del dieléctrico.**

Entonces la  $\text{tg } \delta$  es una medida de las pérdidas eléctricas en el sistema aislante. Esta  $\text{tg } \delta$  evalúa por lo tanto la condición del sistema aislante, nos determina contaminación, fracturas o perforaciones en este sistema además de que detecta defectos propios al envejecimiento del dieléctrico.

Cuando se mide el factor de potencia de un transformador, se está considerando todo el sistema de aislamiento del mismo: terminales, líquido dieléctrico, cartones, papeles, etc.

En los aislantes al no ser perfectos, y tener una carga puramente capacitiva, siempre atravesará una corriente que está en fase con el voltaje aplicado ( $I_r$ ), (pérdidas dieléctricas).



Los bushings para transformadores, usualmente tienen capacitancias considerablemente menores que los valores indicados en los cálculos anteriores, pero los cables de potencia de gran longitud, pueden tener una capacitancia que excedan los 26,000 picofaradios del medidor, por lo que se debe hacer el cálculo del valor de la capacitancia del cable para efectuar la prueba del factor de potencia, sin embargo, en equipos con capacitancias mayores que los valores límites calculados para el medidor de 10 KV, deben ser probados a voltajes menores.

Entre los **factores que afectan a la prueba** y tienden incrementar el factor de potencia, de los aislamientos de una manera notable, son: la suciedad, humedad relativa, temperatura e inducción electromagnética.

**El Método de Medición** consiste en aplicar un potencial determinado al aislamiento que se desea probar, medir la potencia en Watts que se disipa a través de él y medir la carga del mismo en Volts - Amperes. El Factor de Potencia se calcula dividiendo los Watts entre los Volts - Amperes y el resultado se multiplica por 100.

Para la interpretación de resultados de prueba, es necesario el conocimiento de valores básicos de Factor de Potencia de materiales aislantes. **Como referencia**, la Tabla 1 presenta valores de Factor de Potencia y constantes dieléctricas de algunos materiales, la Tabla 2 el f.d.p. de equipos y la Tabla 3 presentan los valores típicos de  $\text{tg } \delta$  por tipo de equipo.

MATERIAL	FP A 20°C	CONST. DIELECTRICA
Aire	0.0	1.0
Aceite	0.1	2.1
Papel	0.5	2.0
Porcelana	2	7.0
Hule	4	3.6
Barniz Cambray	4.0 – 8.0	4.5
Agua	100.0	81.0

Tabla 1

EQUIPO	% F.P. a 20° C
Boquillas tipo condensador en aceite	0.5
Boquillas en compound	2.0
<b>Transformadores en aceite</b>	1.0
<b>Transformadores nuevos en aceite</b>	0.5
Cables con aislamiento de papel	0.3
Cables con aislamiento de barniz cambray	4.0 – 5.0
Cables con aislamiento de hule	4.0 – 5.0

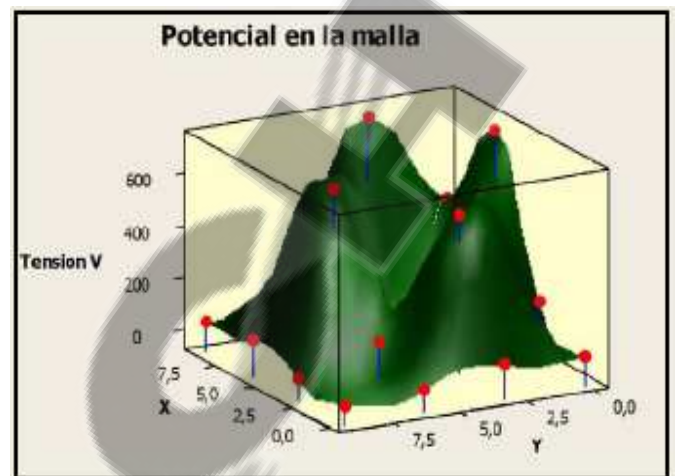
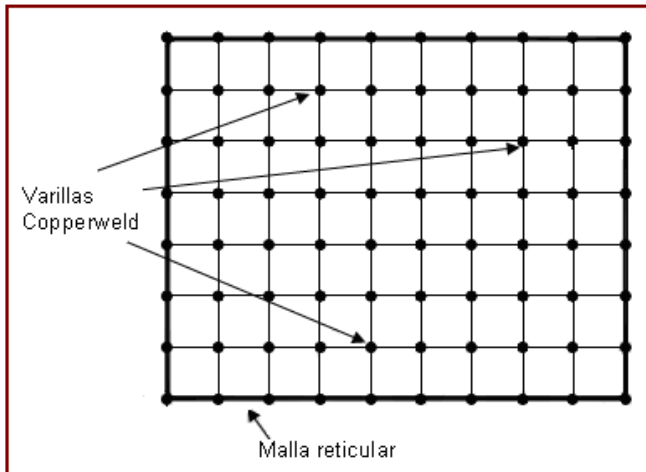
Tabla 2

TIPO DE EQUIPO	VALORES TÍPICOS DE tgδ EN % Y A 20° C
Transformadores de aceites nuevos Más de 88KV	0,25 – 1,0
Transformadores de alta tensión con más de 15 años	0,75 – 1,0
Transformadores de distribución, baja tensión	1,5 – 5
Devanados estatoricos en máquinas rotativas de 2,2 a 18 KV	0,2 - 8
Bornas secas	3,0 – 10

Tabla 3 Valores típicos de tg δ

La prueba permite detectar los cambios de la característica del aislamiento producido por el envejecimiento y contaminación del mismo, por el tiempo y condiciones de operación del equipo.

#### 4.- MEDICION DE MALLAS A TIERRA PROTECCION Y SERVICIO (TP/TS):



El objetivo de los Sistemas de Puesta a Tierra de Protección (TP) es garantizar la protección de los seres vivos y de los equipos que estos operan, mediante su conexión de malla enterrada en el suelo, que proporciona una resistencia pequeña para la disipación de las intensidades de corriente de falla o desbalance; bajo estas condiciones el diseño de dicha malla y su valor de resistencia debe garantizar que los voltajes de paso y contacto en que está expuesto el personal frente a una falla a tierra NO produzca daños a las personas y los equipos asociados a esta malla.

El objetivo de los Sistemas de Puesta a Tierra de Servicio (TS) es garantizar que el Neutro del sistema eléctrico secundario en Y de un transformador, se encuentre siempre aterrizado y NO se produzcan voltajes elevados entre fases por fallas residuales o por Neutro flotante que afecten a los equipos monofásicos.

Normalmente en una S/E ambas tierras (TP/TS) se obtienen de la misma malla a tierra y ambas deben cumplir simultáneamente con los objetivos de cada una de ellas. Los requisitos que debe cumplir son:

- La resistencia de la malla debe ser tal que el sistema se considere solidamente puesto a tierra ( $< 5,0 \text{ Ohm}$ )
- La variación de la resistencia, debido a cambios ambientales, debe ser despreciable de manera que la corriente de falla a tierra, en cualquier momento, sea capaz de producir el disparo de las protecciones
- Impedancia de onda de valor bajo para fácil paso de las descargas atmosféricas
- Debe conducir las corrientes de falla sin provocar gradientes de potencial peligrosos entre sus puntos vecinos
- Al pasar la corriente de falla durante el tiempo máximo de trip protección, no debe haber calentamientos excesivos
- Debe ser resistente a la corrosión



**PROGRAMA DE INSPECCIONES, PRUEBAS Y DIAGNOSTICO A  
REALIZAR EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

El mantenimiento preventivo del transformador es esencial para un alargamiento de su vida útil. Se puede concluir que, de acuerdo a los resultados obtenidos en las pruebas de diagnóstico realizadas a los transformadores en aceite, la mayoría de las fallas producidas en estos equipos pueden ser atribuidas al deterioro de su sistema de aislamiento.

Sin embargo, este “talón de Aquiles” puede ser fortalecido si se mantiene un programa completo de mantenimiento preventivo periódico orientado a combatir a los factores (humedad, oxígeno, calor y contaminación) que inciden en el deterioro del sistema de aislamiento del transformador.

La tabla I presenta los componentes clave de un transformador de potencia en aceite dentro de su mantenimiento preventivo periódico. La tabla II contiene un resumen de las actividades a realizar dentro del mantenimiento preventivo periódico del transformador.

Cuando el mantenimiento preventivo del transformador muestra que posee problemas de humedad, gases combustibles y/o productos de la oxidación, fugas de aceite, puntos de oxidación, entre otros, ciertos trabajos de mantenimiento correctivo deben ser realizados.

Dentro de las actividades existentes en el mantenimiento correctivo del transformador podemos encontrar:

- Deshidratación del transformador
- Desgasificación del transformador
- Remoción de sedimentos (desenlazar el transformador)

**1.- Componentes del Transformador de Potencia a Considerar en Mantenimiento Preventivo:**

<b>COMPONENTE</b>	<b>INSPECCION Y/O PRUEBAS</b>
Devanados	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Resistencia DC</li> <li>• Relación de transformación</li> <li>• Corriente de excitación en todos los taps</li> <li>• Resistencia de aislamiento</li> <li>• Factor de potencia del aislamiento</li> </ul>
Aisladores	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Factor de potencia del aislamiento</li> <li>• Temperatura (termografía infrarroja)</li> <li>• Nivel de aceite</li> <li>• Inspección visual (rajaduras-limpieza)</li> </ul>
Aceite dieléctrico	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cromatografía de gases</li> <li>• Rigidez dieléctrica</li> <li>• Tensión interfacial</li> <li>• Numero de neutralización</li> <li>• Inspección visual</li> <li>• Color</li> <li>• Contenido de agua</li> <li>• Factor de potencia</li> <li>• Gravedad específica</li> <li>• Sedimentos</li> </ul>
Cambiador de taps bajo carga	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Temperatura (termografía infrarroja)</li> <li>• Relación de transformación en todos los taps</li> <li>• Corriente del motor de accionamiento</li> <li>• Inspección a contactos - continuidad</li> <li>• Rigidez dieléctrica del aceite</li> </ul>
Cambiador de taps -	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inspección a contactos - continuidad</li> </ul>

desenergizado	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Relación de transformación en todos los taps</li> <li>• Temperatura (termografía infrarroja)</li> </ul>
Núcleo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Resistencia de asilamiento del núcleo al tanque</li> <li>• Núcleo a tierra</li> </ul>
Tanque y equipos asociados	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Medidores de presión/temperatura/vacío - calibración</li> <li>• Temperatura (termografía infrarroja)</li> <li>• Inspección visual (fugas y corrosión)</li> </ul>
Tanque conservador	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inspección visual (fugas y corrosión)</li> </ul>
Respirador deshidratante	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Color característico</li> <li>• Válvulas en la posición correcta</li> </ul>
Válvula de sobre presión	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inspección visual</li> </ul>
Relé Buchholz	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Correcto desempeño</li> </ul>
Radiadores	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Temperatura (termografía infrarroja)</li> <li>• Inspección visual (fugas, limpieza, libre paso de aire y corrosión)</li> </ul>
Ventiladores	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Controles</li> <li>• Inspección visual - ruido inusual</li> </ul>
Bombas de circulación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rotación</li> <li>• Medidor de flujo</li> <li>• Corriente de carga del motor</li> </ul>

## 2.- Actividades a Realizar dentro del Mantenimiento Preventivo:

INTERVALO	ACTIVIDADES A REALIZAR
Diariamente	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Tome lecturas de las corrientes y de los voltajes de carga</li> <li>2. Tome lecturas de la temperatura del aceite y de la temperatura de devanados (si el transformador tuviere medidor de temperatura de devanados)</li> <li>3. Tome lecturas de las temperaturas del aceite entrante y saliente (ventilación por aceite forzado). Tome lecturas de las temperaturas del agua entrante y saliente (refrigeración por agua)</li> <li>4. Tome lecturas de la presión del colchón de nitrógeno (variara bajo las condiciones de carga y temperatura del ambiente)</li> <li>5. Sonidos inusuales</li> <li>6. Observe las bombas de circulación y los ventiladores (deberían estar operando a esas temperaturas?)</li> </ol>
Semanalmente	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Fugas (especialmente en aceites con PCB)</li> <li>2. Nivel de aceite en el tanque y en los aisladores (si estos fueren en aceite)</li> <li>3. Revise los tubos de ventilación; note cambios de temperatura</li> </ol>
Mensualmente	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Inspeccione todos los medidores que posea el transformador junto con los aisladores tanto de alta como de baja tensión. Revise la existencia de fugas de aceite del tanque, uniones y tuberías.</li> <li>2. Realice una inspección general del transformador. Tome nota del numero de operaciones del cambiador de tap bajo carga (si el transformador estuviere equipado con uno)</li> <li>3. Revise las alarmas de protección. Revise el medidor de presión/vacío. Compare las lecturas con las del fabricante</li> <li>4. Revise el estado del respirador deshidratante (esta saturado de humedad?)</li> </ol>
3 meses	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Realice las pruebas físico químico completas al aceite dieléctrico. Tome</li> </ol>

	<p>lecturas de la temperatura promedio del aceite (&gt;90°C &lt;100°C) (Nota 2)</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>2. Revise si la válvula de sobrepresión ha operado (indicador de color amarillo o azul)</li> <li>3. Realice una cromatografía de gases del aceite (Nota 2)</li> <li>4. Revise la existencia de fugas de aceite o agua</li> </ol>
Semestralmente	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Realice las pruebas físico químico completas al aceite dieléctrico. Tome lecturas de la temperatura promedio del aceite: rango 80°C (Nota 2)</li> <li>2. Realice una inspección visual de los aisladores y pararrayos en busca de rajaduras, grado de limpieza, contaminación o existencia de fogoneo.</li> <li>3. Revise el sistema de puesta a tierra en busca de malos contactos, conexiones rotas o corroídas</li> <li>4. Realice una cromatografía de gases del aceite (Nota 2)</li> </ol>
Anualmente	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Realice las pruebas físico químico completas al aceite dieléctrico. Tome lecturas de la temperatura promedio del aceite: rango 80°C (Nota 2)</li> <li>2. Limpieza de los aisladores.</li> <li>3. Realice una prueba de termografía infrarroja en busca de "puntos calientes", conexiones malas, porcelana rota, etc.</li> <li>4. Inspeccione los puentes del transformador a las barras o equipos en busca de deformación y/o envejecimiento</li> <li>5. Revise los circuitos de control</li> <li>6. Realice la medición de la resistencia de puesta a tierra del sistema (&lt; 5 ohms) (Nota 3)</li> <li>7. Revise la calibración de los relés (Nota 3)</li> <li>8. Realice una cromatografía de gases del aceite (Nota 2)</li> </ol>
Anualmente (Opcional)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Inspeccione los equipos de desconexión del transformador. Lubrique los mecanismos</li> <li>2. Inspeccione la tapa principal del transformador en busca de humedad, polvo, oxido, fugas de aceite y depósitos de lodo</li> <li>3. Realice una inspección visual de los pararrayos; realice una limpieza de los mismos</li> <li>4. Inspeccione los equipos del sistema de refrigeración (ventiladores, bombas, etc.)</li> <li>5. Realice pruebas de factor de potencia de aislamiento al aceite y a los aisladores</li> <li>6. Inspeccione el cambiador de taps bajo carga en busca de fugas de aceite, desgaste, corrosión o malos contactos</li> <li>7. Realice reparaciones menores (cambio de pernos en mal estado, cambio de empaquetaduras en mal estado, ajuste de conexiones y pernos, etc.)</li> <li>8. Efectúe las pruebas eléctricas básicas al transformador (incluyendo factor de potencia y resistencia de aislamiento)</li> <li>9. Realice una medición de Relación de transformación en todos los taps</li> </ol>
24 meses	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Limpieza de los aisladores</li> <li>2. Realice la prueba de factor de potencia del aislamiento a todos los aisladores</li> </ol>
3 años	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Realice una serie completa de pruebas eléctricas al transformador</li> <li>2. Realice pruebas eléctricas al cambiador de taps bajo carga (factor de potencia del aislamiento y resistencia DC) para cada tap</li> <li>3. Efectúe una limpieza completa de los equipos de desconexión del transformador junto con la lubricación de los mismos. Realice prueba de resistencia de aislamiento a ellos</li> </ol>

	4. Realice una inspección de la válvula de sobrepresión (incluyendo su diafragma)
6 años	1. Efectúe prueba de resistencia de aislamiento a los cables aislados 2. Efectúe una inspección interna al transformador. Revise las partes mecánicas y eléctricas internas, especialmente los contactos del cambiador de taps
Cuando exista Indicios de Falla	1. Realizar todas las pruebas e inspecciones mencionadas 2. Realice una Cromatografía de gases al aceite (Nota 2) 3. Realice prueba de resistencia de aislamiento 4. Realice una medición de Relación de transformación en todos los taps

**NOTA (1):** Las unidades en las que se sospeche de algún problema interno o si alguno de sus componentes presenta corrosión, humedad, polvo o vibración excesiva, doble la frecuencia de inspección (Ej.: si el análisis del aceite se lo realiza anualmente, ahora realícelo semestralmente).

Para transformadores con capacidades de menos de 300 MVA realice una cromatografía de gases al aceite inmediatamente antes del inicio de la operación, 1 mes después, 6 meses después, 1 año después del inicio de operación, luego anualmente.

Para transformadores con capacidades de más de 300 MVA realice una cromatografía de gases al aceite inmediatamente antes del inicio de la operación, 1 mes después, 3 meses después, 6 meses después del inicio de operación, luego semestralmente.

**NOTA (2):** Todas las recomendaciones asumen el uso de refrigeración auxiliar; de otra manera las pruebas se deberán realizar mas seguido.

**NOTA (3).** Solo personal calificado

### 3.- Controles del aceite Aislante en Servicio:

En la presente tabla se muestra una guía de los ensayos a realizar con que frecuencia y las medidas que se deben tomar ante los resultados

Ensayo	Método	Tensión (kV)	Frecuencia Sugerida	Valor Límite	Acción a Seguir
Rigidez Dieléctrica	IRAM 2341	Mayor a 132 Entre 66-132 Menor a 66	Antes de Energizar A los 3 meses Anualmente	Menor a 50 Menor a 40 Menor a 30	REACCONDICIONAR
Índice de Neutralización	IRAM 6635	Todas	Antes de Energizar Cada dos años	Menor a 0.05	RECUPERAR O CAMBIAR
Contenido Inhibidor	ASTM D1473	Todas	Antes de Energizar Cada dos años	Menor a 0.05	RECUPERAR O CAMBIAR
Tangente Delta	IRAM 2340	Todas	Antes de Energizar Cada dos años	> 0.05 a 0.2	RECUPERAR O CAMBIAR
Tensión Superficial		Todas	Antes de Energizar Cada dos años	$5 \times 10^3$ N/m	RECUPERAR O CAMBIAR
Sedimentos	CEI 422	Todas	Cada tres años	Detectado	RECUPERAR O CAMBIAR
Contenido de Agua	ASTM D1533	Mayor a 132 Entre 66-132	Antes de Energizar Cada dos años	Menor 20 ppm	REACCONDICIONAR
Punto de Inflamación	ASTM D1169	Todas	Antes de Energizar Cada tres años	150 °C	RECUPERAR O CAMBIAR

## REFERENCIAS

- M. Horning, J. Kelly, S. Myers “Guía para el mantenimiento del transformador”, tercera edición, Transformer Maintenance Institute – TMI, 2005.
- J. R. Artero- Ing, “Mantenimiento Moderno en Transformadores de Potencia”, XIII ERIAC DÉCIMO TERCER ENCUENTRO REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ.
- José Mauricio Muñoz Murcia, Milena Esperanza Mayorga Castellanos “Sistema Experto para el Diagnóstico Preventivo de Transformadores de Potencia Basado en el Análisis Físico Químico de Aceites Dieléctrico y Cromatografía de Gases”, Universidad de la SALLE, Facultad de Ingeniería Eléctrica BOGOTA D.C. – 2006.
- Scientia et Technica Año XIV, No 39, Septiembre de 2008. Universidad Tecnológica de Pereira. ISSN 0122-1701
- M. Duval, "Dissolved gas analysis: it can save your transformer," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 5, No. 6, pp. 22-27, Nov./Dic.1989
- CITCEA, *NOVARE05 Substation Monitoring*, Diciembre 2007.
- CITCEA, *Sistema Inteligente para el Diagnóstico y Mantenimiento de Transformadores de Potencia como elemento de un modelo de Gestión de Activos*, Julio de 2007.
- CIGRE, *Life Management Techniques For Power Transformers*. Enero 2003.
- J.L.Velásquez et al, *Evolución de las estrategias de mantenimiento en el sector industrial*”. Automática e Instrumentación, n°385, mayo 2007, págs. 84-88.
- A.E.B. Abu-Elanien, M.M.A. Salama, *Asset management techniques for transformers*, Electrical Power System Research. Octubre 2009.
- IEEE C57.92, *IEEE guide for loading mineral oil immersed power transformers*, 1981.
- IEEE C57.104, *IEEE Guide for the interpretation of gases generated in oil immersed transformers*, 2008.
- T.V. Oommen, *Moisture equilibrium in paper-oil insulation systems*, Proceeding of the Electrical and Electronic insulation Conference, Chicago, IL, págs 162-166 Octubre 1983.
- R. R. Rogers ,IEEE and IEC codes to interpret incipient fails in transformers, using Gas in Oil Analysis, IEEE Transactions Electrical Insulation Vol 13 No 5, October 1978
- Michel Duval, Alfonso de Pablo, *Interpretation of Gas-In-Oil Analysis Using New IEC Publication 60599 and IEC TC 10 Databases*, IEEE Electrical Insulation Mag., vol. 17, no. 2., págs. 31-41, Marzo 2001.
- Michel Duval, *A Review of Faults Detectable by Gas-in-Oil Analysis in Transformers*, IEEE Electrical Insulation Mag., vol. 18, no. 3. págs. 8-17, Mayo 2002.
- Michel Duval, *Dissolved Gas Analysis and the Duval Triangle*, Duval Conference, Marzo 2006.
- Oscar Hugo Osorio y Cruz Ernesto Caballero Bello, *Importancia de la termografía infrarroja en el diagnóstico de transformadores de potencia*. Técnica Electromecánica Central, S.A
- UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PLATA. FACULTAD DE INGENIERÍA, *Sistemas eléctricos: Mantenimiento predictivo termografía infrarroja*. [<http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/Libros%202007/libros/le-gro/termogra.htm>, 21 de juny de 20120].
- CIGRE, Life Management Techniques For Power Transformers, CIGRE A2.18.20 Enero 2003
- CIGRE WG D1.17, *Generic Guidelines for Life Time Condition Assessment of HV Assets and Related Knowledge Rules*, CIGRE. Junio 2010
- H. A. P. Silva [et al], *Non-invasive Ageing Assessment by Means of Polarization and Depolarization Currents Analysis and its Correlation with Moisture Content for Power Transformer Life Management*, 2004 IEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exposition: Latin America
- Tapan K. Saha [et al], *Deriving an Equivalent Circuit of Transformers Insulation for Understanding the Dielectric Response Measurements*, IEEE Transactions on Power Delivery, vol 20, pages 149-153. Enero 2005.

- T. K. Saha, *Review of Modern Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers*, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Vol. 10, No. 5; pags 903–917. Octubre 2003.
- M. Wang, A.J. Vandermaar and K.D. Srivastava, *Review of Condition Assessment of Power Transformers in Service*. IEEE Electrical Insulation Mag., vol. 18, no. 6, págs 12- 25, Noviembre 2002.
- Transformer Service Technical Flyer, *Frequency Heating (LFH) Drying solution for wet transformers*, ABB ltd.
- Andrés Taberero García, *Mantenimiento de los transformadores de potencia. Ensayos de campo*, Unitronics, S.A.
- *Decreto 328/2001, por el cual se establece el procedimiento aplicable para efectuar los reconocimientos periódicos de las instalaciones de producción, transformación, transporte i distribución de la energía eléctrica*, Diari Oficial de la Generalitat de Catalunya, 4 de diciembre de 2001.J.L.Velásquez et al, *Evolución de las estrategias de mantenimiento en el sector industrial*". Automática e Instrumentación, n°385, mayo 2007, págs. 84-88.
- A.E.B. Abu-Elanien, M.M.A. Salama, *Asset management techniques for transformers*, Electrical Power System Research. Octubre 2009.
- IEEE C57.92, *IEEE guide for loading mineral oil immersed power transformers*, 1981.
- IEEE C57.104, *IEEE Guide for the interpretation of gases generated in oil immersed transformers*, 2008.
- T.V. Oommen, *Moisture equilibrium in paper-oil insulation systems*, Proceeding of the Electrical and Electronic insulation Conference, Chicago, IL, págs 162-166 Octubre 1983.
- R. R. Rogers ,IEEE and IEC codes to interpret incipient fails in transformers, using Gas in Oil Analysis, IEEE Transactions Electrical Insulation Vol 13 No 5, October 1978
- Michel Duval, Alfonso de Pablo, *Interpretation of Gas-In-Oil Analysis Using New IEC Publication 60599 and IEC TC 10 Databases*, IEEE Electrical Insulation Mag., vol. 17, no. 2., págs. 31-41, Marzo 2001.
- Michel Duval, *A Review of Faults Detectable by Gas-in-Oil Analysis in Transformers*, IEEE Electrical Insulation Mag., vol. 18, no. 3. págs. 8-17, Mayo 2002.
- Michel Duval, *Dissolved Gas Analysis and the Duval Triangle*, Duval Conference, Marzo 2006.
- Oscar Hugo Osorio y Cruz Ernesto Caballero Bello, *Importancia de la termografía infrarroja en el diagnóstico de transformadores de potencia*. Técnica Electromecánica Central, S.A
- NORMA IRAM 2026, Aceites
- Biddle Instruments, Manual on Electrical Insulation testing for the practical man, PA. 19422
- Westinghouse Electric Co, Electrical Maintenance Hints, 1976
- IEEE, Guide for the acceptance and maintenance of insulating oil in equipment, C57.106.1991
- IEEE, Guide for the interpretation of gases generated in oil immersed transformers, C57.104.1991
- [www.fist.org](http://www.fist.org), Transformer maintenance, Bureau of reclamation, United States Department of interior, Denver Colorado, October 2000
- S.D Myers, J.J Kelly, R.H Parrish, A guide to transformer maintenance, Transformer maintenance institute, 1981