

ESPECIFICACIONES PARA ACEITES MINERALES AISLANTES
UNE 21-320 (V)

ACEITE		SIN INHIBIR	INHIBIDO
CARACTERISTICAS	UNIDAD	VALOR	
Masa específica absoluta a 20° C	g/cm ³	≤ 0,895	≤ 0,895
Viscosidad cinemática	cSt		
a 20°C.		≤ 25	≤ 25
a -20°C.		≤ 500	≤ 500
Punto de inflamación (v/c)	°C	≥ 140	≥ 140
Punto de congelación.	°C	≤ -32	≤ -32
Azufre corrosivo	—	no corrosivo	no corrosivo
Número de neutralización	mgKOH/g.	≤ 0,03	≤ 0,03
Rigidez dieléctrica.	KV		
aceite no tratado		≥ 35	≥ 35
aceite tratado		≥ 60	≥ 60
Factor de pérdidas dieléctricas a 90°C			
aceite no tratado		≤ 0,005	≤ 0,005
aceite tratado		≤ 0,002	≤ 0,002
Estabilidad a la oxidación acelerada (168 h)			
peso del depósito	%	≤ 0,1	—
Número de neutralización	mgKOH/g	≤ 0,4	—

3.1.2 Funciones y características del aceite.

3.1.2.1 Función del aceite como medio de transmisión del calor.

Tanto en los arrollamientos como en el circuito magnético de los transformadores se producen pérdidas en forma de energía calorífica. Este calor debe ser evacuado al exterior de forma que no se alcance ni en los focos de generación ni en otras partes del circuito térmico temperaturas que puedan dañar a los aislantes.

Esta transmisión desde las zonas de generación hasta la superficie de enfriamiento la realiza el aceite.

Los procedimientos de refrigeración según clasificación CEI son los siguientes:

- Circulación natural de aceite y aire.
- Circulación natural de aceite y circulación forzada de aire.
- Circulación forzada de aceite y circulación forzada de aire.
- Circulación forzada de aceite y circulación forzada de agua.

También se establece en las normas las limitaciones que puedan alcanzarse en los distintos puntos del transformador.

-Temperatura media ambiente anual	20° C.
-Temperatura media ambiente diaria	30° C.
-Temperatura ambiente máxima	40° C.
-Calentamiento máximo del aceite	60° C.
-Calentamiento medio del cobre	65° C.

Las normas están fijando que la máxima temperatura a que puede estar sometido el aceite en el transformador es de 100° C. (60° C. de calentamiento máximo sobre ambiente de 40° C.), basando este valor en las características del aceite con un amplio margen en el punto de inflamación y para evitar un envejecimiento prematuro.

El proceso completo de transmisión pasa por las siguientes etapas:

- Conducción desde el punto de generación hasta la superficie del metal (cobre o chapa magnética).
- Conducción a través del aislamiento sólido (papel impregnado en aceite).
- Por convección o por circulación forzada transmisión del calor al dispositivo de evacuación al medio ambiente.
- Por radiación y convección evacuación al medio ambiente.

3.1.2.2 Otras características necesarias del aceite por seguridad.

Por seguridad una característica importante es el punto de inflamación. Para aceites nafténicos nuevos es del orden de 145° C. y para parafínicos del orden de 170° C.

El punto mínimo de inflamación fijado por la norma UNE se encuentra por debajo de estos límites siendo de 140° C.

En condiciones normales de trabajo no hay problema, además en el interior del transformador no hay oxígeno para iniciar o mantener la combustión.

Puede ocurrir que una fuerte descarga con gran producción de gases inflamables, con sobrepresión en la cuba provoque fugas de aceite con el consiguiente riesgo de incendio.

3.1.2.3 Por compatibilidad con otros materiales.

Con excepción de las gomas naturales, barnices y algunas gomas sintéticas, la mayoría de los materiales no son solubles o atacados por el aceite siendo muy grande la gama de productos que pueden ser utilizados.

Una de las características que ha de exigirse es el casi nulo contenido de compuestos sulfurados pues éstos son muy corrosivos.

3.1.2.4 Características físico-químicas. Significado

Por las funciones encomendadas, como aislante y refrigerante ha de reunir las siguientes características:

- Baja viscosidad.
- Conductividad térmica alta.
- Temperatura de congelación baja.
- Temperatura de inflamación alta.
- Pérdidas dieléctricas bajas.
- Tensión de ruptura dieléctrica alta.
- Ausencias de compuestos corrosivos.
- Buena estabilidad química.

Para controlar la calidad de un aceite, se dispone de una serie de técnicas de análisis físico - químico que permiten calificar un aceite nuevo o estudiar el estado de conservación de un aceite en servicio.

Para el mantenimiento preventivo de los aceites en servicio basta con determinar un corto número de características que facilitan información suficiente sobre las modificaciones sufridas por efecto de la contaminación o por envejecimiento.

La investigación de la presencia de gases disueltos por la descomposición del aceite y otros materiales aislantes, causada por la existencia de puntos calientes o descargas eléctricas en el interior del transformador es una medida muy conveniente para la detección de dichos defectos.

3.1.2.5 Valor y significado de las características físico - químicas.

a) Densidad.

No es significativa de la calidad del aceite, pero sirve para identificar su tipo y controlar la homogeneidad de aceites de varios suministros.

En los aceites es del orden de 0.86 a 0.89 a 20° C. se expresa en gr./cm³. No es afectada en general por la degradación del aceite en servicio.

b) Viscosidad.

Influye sobre la capacidad del aceite para evacuar el calor generado en los devanados y en el núcleo y sobre las propiedades de impregnación del papel aislante y otros aislantes sólidos.

Salvo caso extremo se ve poco afectada por la degradación en servicio.

c) Punto de inflamación.

Es la temperatura en °C. a la cual el aceite se inflama.

Indica la tendencia a la formación o la existencia en la disolución de gases inflamables a temperatura alta.

En un aceite en servicio indica la presencia de contaminantes volátiles combustibles o de productos de degradación por efecto de temperaturas altas o descargas eléctricas en el aceite.

d) Fluidez crítica.

Es la temperatura en °C. en la que el aceite pasa del estado fluido al sólido, tiene importancia en la utilización del aceite en lugares de bajas temperaturas.

e) Punto de enturbiamiento.

Es la temperatura en °C. en que las parafinas se cristalizan en el seno del aceite; tiene importancia en la refrigeración ya que pueden obturarse los conductos y tuberías de pequeño paso.

f) Índice de color.

Por comparación con una tabla de colores nos informa sobre el grado de refinado de un aceite nuevo, o el estado de un aceite en servicio, un aumento del índice de color es indicativo de un cierto grado de envejecimiento o de contaminación.

g) Contenido de agua.

El agua puede estar en el aceite en forma disuelta o de emulsión, produciendo en ambos casos y muy principalmente en el estado de emulsión, una disminución de la rigidez dieléctrica, un aumento de las pérdidas dieléctricas y una aceleración de la degradación de papel aislante.

El agua puede proceder de las reacciones de oxidación del propio aceite o por absorción de la humedad del aire ambiental, dependiendo esta tendencia de absorción de humedad de la composición del aceite y de la temperatura.

h) Tensión interfásica.

La tensión interfásica de un aceite frente al agua es función de la cantidad de compuestos polares capaces de orientarse en la superficie de contacto agua - aceite.

Estos compuestos polares pueden aparecer por contaminación con otros materiales o por reacciones de oxidación del aceite.

Este parámetro se reduce fuertemente al comienzo del proceso de envejecimiento del aceite para luego estabilizarse en un valor bajo.

Esta disminución se acompaña siempre de un aumento de los índices dieléctricos y también del índice de neutralización debido a la presencia de compuestos polares en la oxidación del aceite.

Es un resultado difícil de interpretar cuando el aceite está fuertemente contaminado.

Un valor bajo indica un aceite deteriorado. Se expresa en dinas/cm.

i) Azufre corrosivo.

Los compuestos sulfurados corrosivos que puedan estar presentes en el aceite como consecuencia de un refinado defectuoso, actúan sobre los materiales metálicos. Particularmente nociva es la acción sobre el cobre, pues al disolverlo, este ión metálico actúa como catalizador de las reacciones de oxidación de los hidrocarburos.

j) Factor de pérdidas dieléctricas (Tg δ):

Las pérdidas dieléctricas son función directa de la cantidad de impurezas y compuestos polares debidos al envejecimiento del aceite.

Las impurezas pueden proceder de un refinado defectuoso o por contaminación por agua u otros productos en contacto con el aceite.

Un aumento de la tg δ en un aceite en servicio se debe generalmente a envejecimiento por oxidación y viene acompañado de otros síntomas como aumento del índice de neutralización y del contenido en lodos y reducción de la tensión interfásica.

Eléctricamente, un aumento de las pérdidas del aceite origina un calentamiento del aceite y del papel impregnado, acelerando sobre todo en el papel, el proceso de degradación térmica de estos materiales.

La medida de la tg δ de un aceite, a temperatura próxima a la ambiente y a 90° C. es útil para detectar la presencia de agua de otros compuestos precipitables en frío, distinguiéndolas así de otros productos polares solubles debidos generalmente a envejecimiento del aceite.

Cuando se aplica un voltaje alterno a un condensador, el dieléctrico queda sometido a tensiones y desplazamientos periódicos. Si el material fuera perfectamente elástico, no habría pérdida de energía debido a que la almacenada durante los periodos de aumento de tensión sería cedida al circuito cuando esta disminuye. Pero la elasticidad eléctrica de los circuitos no es perfecta, de modo que el voltaje aplicado tiene que vencer fricciones moleculares además de las fuerzas elásticas; este trabajo de fricción se transforma en calor representando una pérdida de energía útil.

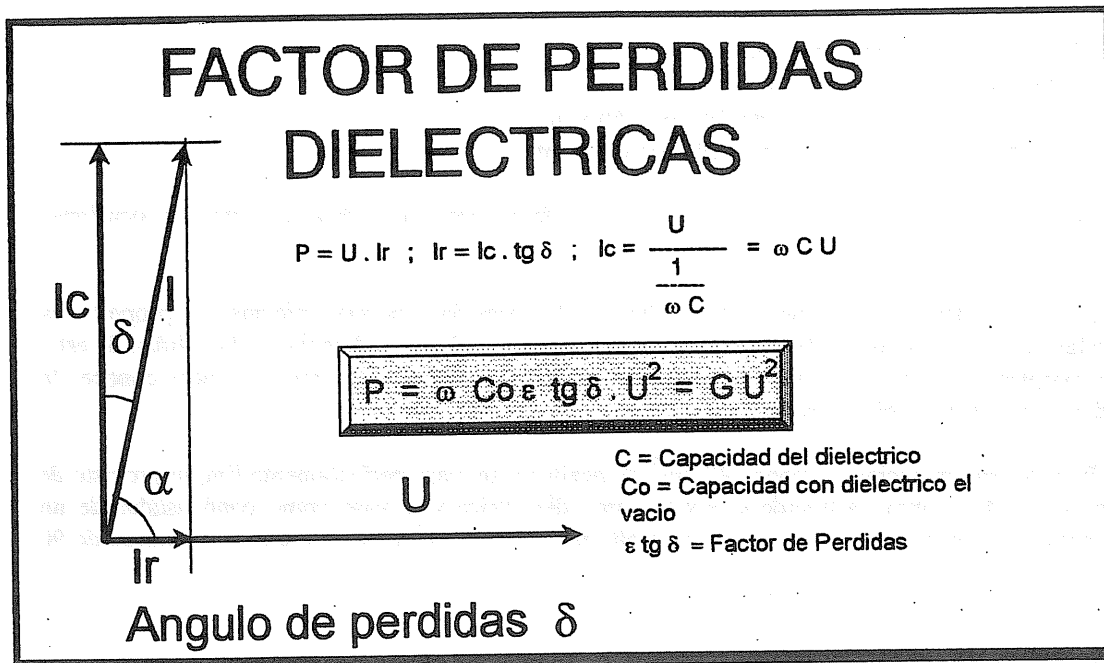
Cuando las pérdidas de energía no son excesivas, la elevación de temperatura del dieléctrico es moderada (3 a 5 °C.). pero si estas pérdidas se elevan, la temperatura puede incrementarse hasta 50 °C. con las consiguientes modificaciones en el dieléctrico que pueden conducir a fallos en el condensador. Por ello la medida de esta energía u otra magnitud relacionada con ella es de suma importancia.

Considerando el caso particular de un voltaje sinusoidal aplicado a un condensador perfecto, las ondas de intensidad de corriente están desfasadas con las de voltaje en 90°. En la práctica, a causa de que los dieléctricos son imperfectos, una pequeña cantidad de energía se disipa y el ángulo de fase entre V e I se hace menor de 90°. (Véase figura).

Si consideramos un condensador de capacitancia C y frecuencia f al que se aplica un voltaje U, la pérdida de energía vendrá dada por:

$$P = 2 \pi f C U^2 \operatorname{tg} \delta$$

Es decir, que la energía disipada en el dieléctrico es proporcional al ángulo de pérdidas dieléctricas y al cuadrado del potencial. Esta fórmula es aplicable a las pérdidas eléctricas disipadas en forma de calor en un transformador.



El valor cuantitativo de la $\operatorname{tg} \delta$ para un aceite dado aumenta con la temperatura y también con la degradación o envejecimiento del aceite (unas 100 veces desde 20°C a 90°C).

En un transformador de bajo voltaje (hasta 50 Kv.) la influencia del ángulo de pérdidas es pequeña, debido a que el valor del primer término ($2\pi f C U^2$) es bajo y en consecuencia la disipación de calor en el dieléctrico es relativamente débil. En estos casos, el aceite del transformador actúa más como refrigerante que como dieléctrico.

Ahora bien, en transformadores de alto voltaje (superior a 100 Kv.), el primer término adquiere unas magnitudes considerables, por lo que si se desea mantener una disipación de calor mínima, es necesario que el valor de la tangente del ángulo de pérdidas del aceite fresco sea bajo y su evolución durante el servicio muy pequeña; en caso contrario se origina un fuerte desprendimiento de calor que eleva la temperatura del aceite y en consecuencia incrementa el valor de la tangente con lo que se empeora aun más este fenómeno.

Como índice de la posible evolución del ángulo de pérdidas de un aceite durante el servicio, se determina el valor de esta magnitud a 90°C ., antes y después de un ensayo de oxidación a 100°C durante 164 horas.

En razón de lo anterior, el concepto de tangente del ángulo de pérdidas y su evolución durante el servicio es fundamental en aceites destinados a transformadores de alto voltaje. Por ello, la mayor parte de los fabricantes de transformadores especifican como límite máximo de la tangente del ángulo de pérdidas del aceite oxidado valores entre 0.05 y 0.1.

Es costumbre expresar las pérdidas de un condensador por su factor de potencia (power factor), que viene dado por la razón entre la potencia disipada en el circuito y la potencia aparente $V \cdot I$. En la figura, observamos que para ángulos pequeños, se cumple:

$$\text{Power factor} = \operatorname{Cos} \alpha = \operatorname{Sen} \delta \cong \operatorname{Tg} \delta$$

Como podemos observar el efecto directo de una elevada Tangente δ es el incremento de la temperatura de trabajo, pero existen además otros efectos indirectos que pueden sumarse:

- Incremento de la corrosión metálica.
- Aceleración de la degradación de la celulosa.
- Aumento de la solubilidad y emulsividad del agua.
- Incremento de la velocidad de oxidación del aceite.

Todos estos factores conducen a una serie de fenómenos en cadena que pueden ocasionar problemas al transformador durante el servicio.

Así pues la tangente del ángulo de pérdidas es la propiedad que mas información proporciona acerca de las características dieléctricas del aceite, por lo que su valor es indicativo de la calidad de este, siendo la propiedad normalmente utilizada para la aceptación de un aceite nuevo y para conocer la calidad dieléctrica de un aceite en servicio.

Para su determinación, se ponen 40 cm³ de aceite en un vaso perfectamente limpio provisto de electrodos separados 2 mm., actuando el aceite como dieléctrico y el vaso como condensador de un Puente Shering. La medida se hace con corriente alterna a 2000 V. y 50 Hz. y a una temperatura de 90 °C.

k) Tensión de ruptura - rigidez dieléctrica.

La tensión de ruptura dieléctrica de un aceite viene medida por la tensión necesaria para hacer saltar un arco entre dos electrodos situados en el seno del aceite en condiciones especificadas por las normas.

El agua si está disuelta en el aceite, no afecta prácticamente a esta emulsión. característica. El efecto es importante cuando el agua se encuentra en las partículas sólidas en suspensión, por ejemplo fibras. producen un descenso apreciable en la tensión de ruptura, sobre todo con la presencia de agua que pueda ser absorbida por estas partículas.

Se expresa en KV/0,1" ó en KV/cm.

l) Estabilidad a la oxidación.

Esta característica indica la mayor o menor tendencia del aceite a reaccionar con el O₂, produciendo compuestos que dan lugar a una pérdida de las características fisico-químicas y eléctricas del aceite.

La estabilidad a la oxidación es función de la presencia o ausencia de inhibidores. Un aceite inhibido envejece más lentamente que uno no inhibido mientras que el inhibidor esté presente en el aceite.

El ensayo de oxidación nos permite por la determinación de los ácidos volátiles producidos por la oxidación, conocer el período de vida útil del inhibidor [período de inducción].

m) Gases disueltos.

En contacto con el aire, los aceites absorben cantidades importantes de O₂, de H₂, CH₄, C₂H₄, C₂H₂ y otros hidrocarburos ligeros además de CO y CO₂ producidos por la descomposición del aceite y otros materiales aislantes bajo sollicitaciones térmicas y eléctricas.

LA CROMATOGRAFIA EN FASE GASEOSA.-

La cromatografía es un método de diagnóstico de averías latentes en Transformadores, se basa en el Análisis Cromatográfico de los gases de descomposición del aceite aislante, por calentamiento excesivo de ciertos puntos del Transformador o por descargas eléctricas en su seno.

Según sean las temperaturas alcanzadas por el punto o puntos calientes o bien la energía de las descargas, las proporciones de los gases serán distintas, lo que permitirá conocer además de la avería latente, su importancia.

LOS GASES DE DESCOMPOSICIÓN.-

Los aceites aislantes dan lugar a los siguientes gases de descomposición: H₂, CH₄, C₂H₆, C₂H₄, C₂H₂, C₃H₈, C₃H₆, C₃H₄.

Además si se ven afectados los aislamientos sólidos (papel, cartón, madera, etc.), se produce: CO y CO₂.

Los defectos térmicos producen mayor proporción de Hidrocarburos saturados.

Los defectos eléctricos producen mayor proporción de Hidrocarburos no saturados.

Previo extracción de los gases disueltos en el aceite, la cromatografía en fase gaseosa es una técnica que permite separar e identificar los componentes de una mezcla de gases.

Es un proceso de partición entre una fase gaseosa móvil (gas portador) y una fase estacionaria, generalmente sólida.

La fase móvil (gas portador) transporta la muestra y fluye en contacto con la fase estacionaria que esta colocada en una columna o tubo de separación.

Esta fase estacionaria reacciona sobre cada uno de los componentes de la muestra de gases, con distinta fuerza, reduciendo en forma selectiva la velocidad de paso, a continuación son llevados a un detector que mide la cantidad de cada componente.

La curva resultante se obtiene con un registrador potenciómetro en función del tiempo.

El área medida sobre la curva es proporcional a la cantidad de cada componente.

Estos pueden ser identificados porque cada uno de ellos tiene un tiempo de retención específico, bajo determinadas condiciones experimentales.

LA TOMA DE MUESTRAS DE ACEITE.-

Requieren cuidados especiales ya que no debe entrar en contacto con el aire, ni perder alguno de los compuestos gaseosos disueltos. (Véase UNE 21-230-83 parte 28).

EL DIAGNOSTICO.-

Hay que tener en cuenta el envejecimiento normal del aceite y sus concentraciones en gases, a las que llamaremos Limite de concentración de alarma.

A partir de numerosos estudios, se ha comprobado que las relaciones entre las concentraciones de los gases una vez superado la de alarma, están relacionadas con el tipo de defecto.

Según sean los valores obtenidos en las relaciones de concentraciones siguientes:



Se obtendrán los defectos característicos siguientes:

a) NO HAY DEFECTO:

Envejecimiento normal. Revisiones periódicas.

b) DESCARGAS PARCIALES DE POCA ENERGÍA.-

Descargas en cavidades gaseosas por impregnación incompleta, sobresaturación o contenido de agua elevado.

c) DESCARGAS PARCIALES DE GRAN ENERGÍA.-

Descargas en cavidades gaseosas con contorneamiento o perforación de aislantes solidos.

d) ARCOS DE PEQUEÑA ENERGÍA.-

Descargas continuas en el aceite entre conexiones defectuosas o a partes metálicas a potencial flotante. Perforación del espacio de aceite entre materiales solidos.

e) ARCOS DE GRAN ENERGÍA.-

Descargas con paso fuerte de corriente, arcos entre espiras, entre devanados o de un devanado a masa. Mal funcionamiento del conmutador en carga.

f) DEFECTOS TÉRMICOS DE ESCASA TEMPERATURA .-

(< 150 °C).Sobrecalentamiento de un conductor aislado.

g) DEFECTOS TÉRMICOS DE BAJA TEMPERATURA .-

(150 °C a 300 °C).

h) DEFECTOS TÉRMICOS DE MEDIA TEMPERATURA .-

(300 °C a 700 °C).

i) DEFECTOS TÉRMICOS DE ALTA TEMPERATURA .-

(> 700 °C).

Los defectos g, h, i, corresponden a sobrecalentamientos locales en el núcleo, debidos a fuertes concentraciones de flujo o a puntos calientes del núcleo producidos por perdidas de aislamiento entre chapas o a contactos en los circuitos eléctricos o a la circulación de corriente por la cuba del transformador.

ACTUACIONES A SEGUIR SEGÚN LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN ANÁLISIS.-

grupo a) : Envejecimiento normal.

grupos b, c, d, e) : Defectos eléctricos.

Se comparan con los valores límites.

Si alguno es superior, se compara con análisis anteriores si existen o bien se realiza uno nuevo de confirmación, para ver si el aumento de gas es rápido o lento respecto al 10 % mensual, en cuyo caso se dictaminara la reparación inmediata del transformador.

En caso contrario, únicamente será preciso deshidratar el aceite o eliminar lodos.

grupos f, g, h, i): Defectos térmicos:

Se comparan con los valores límites.

Si alguno de los gases es superior, se compara con Análisis anteriores o se hace otro para ver la evolución, según sea esta se dictaminara si procede una desgasificación, limitación de carga o revisión y reparación.

n) Sedimentos y lodos precipitables.

Los aceites pueden contaminarse en servicio por partículas sólidas en suspensión, como fibras, óxidos metálicos, etc. Además por la oxidación del aceite se forman lodos que se depositan sobre las bobinas y núcleo del transformador reduciendo el diámetro efectivo de los conductos de circulación, empeorando así la refrigeración.

Los sedimentos y los lodos reducen la tensión de ruptura dieléctrica del aceite.

o) Partículas sólidas - Sedimentos.

En el aceite se pueden encontrar partículas sólidas que según su origen pueden clasificarse en:

- Productos insolubles provenientes de la oxidación de los materiales aislantes sólidos.
- Productos provenientes del deterioro debido a las condiciones de servicio del material - carbono - metal - óxidos metálicos.
- Productos diversos provenientes de una limpieza inadecuada del equipo antes de su puesta en servicio.

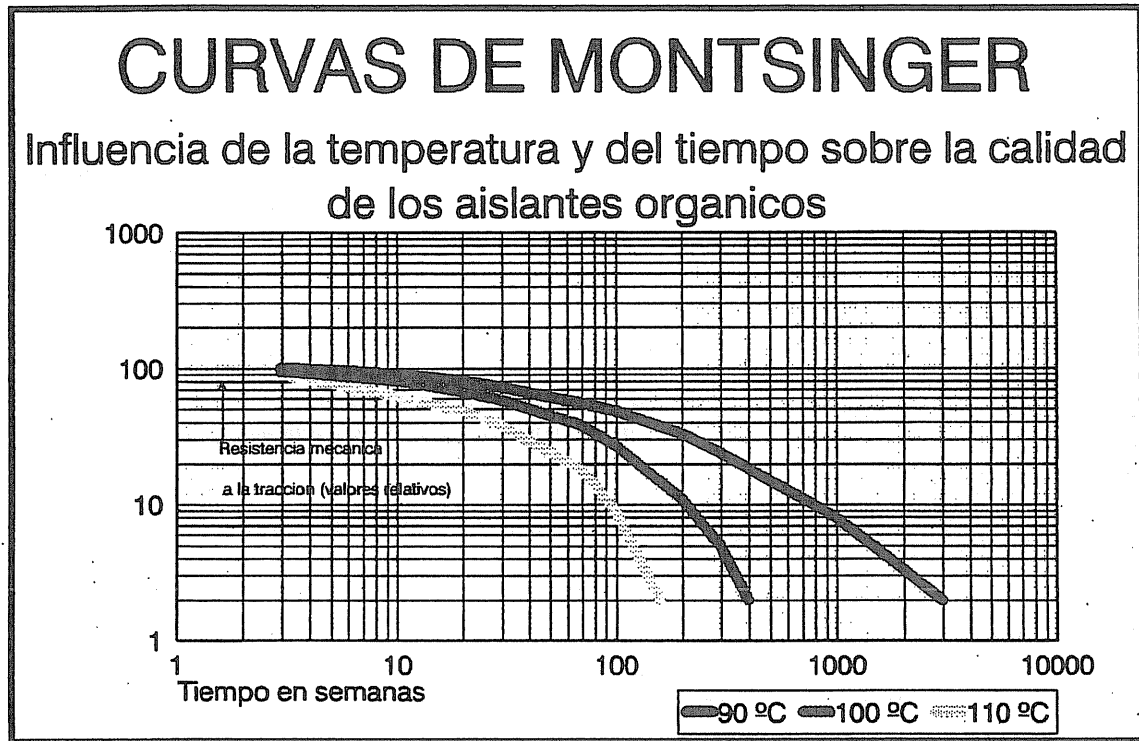
Normalmente la presencia de estas partículas reduce la rigidez dieléctrica y dificulta la transferencia de calor.

Los arrollamientos de los transformadores y su circuito magnético producen pérdidas en forma de energía calorífica. Este calor debe ser evacuado al exterior de forma que no se alcance en los focos de generación ni en otras partes del circuito térmico temperaturas que puedan dañar los aislantes.

En los transformadores podremos aumentar de forma progresiva la carga sin que se produzca ningún fenómeno particular, excepto un creciente aumento de la temperatura, que puede alcanzar, para una determinada potencia, los valores límites correspondientes a la conservación de la calidad de sus aislantes. Siendo, por tanto, este calentamiento el que fija la potencia máxima de un transformador.

Se han desarrollado numerosos estudios científicos para determinar la influencia de la temperatura sobre la calidad de los aislantes sólidos orgánicos, comprobándose que son, sobre todo, las características mecánicas (resistencia a la tracción) las que se alteran más regularmente. Los aislantes, incluso convertidos en extremadamente frágiles por la acción del calor, conservarían una buena rigidez dieléctrica si estuvieran ausentes de la acción de cualquier esfuerzo mecánico. Pero esto en un transformador no es posible, ya que sus devanados sufren los efectos de fuerzas mecánicas tales como vibraciones, esfuerzos electrodinámicos debidos a cortocircuitos o de choque en la brusca puesta en tensión, estas fuerzas son capaces de resquebrajar o romper los aislamientos provocando rupturas dieléctricas entre espiras.

Estos estudios de la acción del calor sobre los aislantes, han demostrado que, en las proximidades de los 100 °C, un régimen de funcionamiento de 8 °C en mas o en menos, podía, respectivamente, doblar o reducir a la mitad la duración de la vida del transformador. Esta ley empírica y aproximada (llamada LEY DE MONTSINGER) pone en evidencia el interés de conocer y controlar la temperatura de funcionamiento de los transformadores.



Nuevos estudios, actualmente en curso, sobre el envejecimiento de los aislantes se esfuerzan en completar los criterios mecánicos expuestos, con los criterios eléctricos (ionización, absorción) y los químicos.

La transmisión o evacuación del calor desde las zonas de generación hasta la superficie de enfriamiento la realiza el aceite.

Los procedimientos de refrigeración según la clasificación CEI son los siguientes:

- Circulación natural de aceite y aire. (ONAN)
- Circulación natural de aceite y forzada de aire. (ONAF)
- Circulación forzada de aceite y aire. (OFAF)
- Circulación forzada de aceite y agua. (OFWF)

También se establecen en las normas las limitaciones que pueden alcanzarse en los distintos puntos del transformador:

- Temperatura media ambiente anual: 20 °C.
- Temperatura media ambiente diaria: 30 °C.
- Temperatura ambiente máxima: 40 °C.
- Calentamiento máximo del aceite: 60 °C.
- Calentamiento medio del cobre: 65 °C.

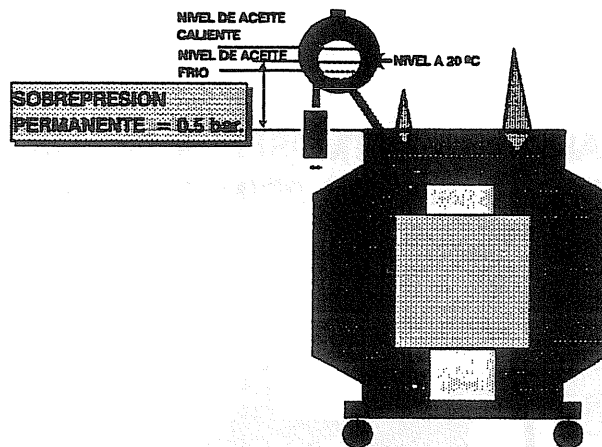
Las normas fijan que la máxima temperatura a que puede estar sometido el aceite del transformador es de 100 °C. (60 °C. de calentamiento máximo sobre ambiente de 40 °C.), basando este valor en las características del aceite, con un amplio margen en el punto de inflamación y para evitar su prematuro envejecimiento.

El proceso completo de transmisión pasa por las siguientes etapas:

- Conducción desde el punto de generación hasta la superficie del metal (cobre o chapa magnética).
- Conducción a través del aislamiento solido (papel impregnado en aceite).
- Por convección o circulación forzada del dispositivo de evacuación al medio ambiente.
- Por radiación y convección evacuación al medio ambiente.

El aceite mineral es igualmente, muy sensible a la temperatura. Estando caliente, en contacto con el aire, se oxida, se ennegrece y se acidifica, y con el tiempo es origen de la formación de lodos que se depositan sobre las partes activas dificultando los cambios térmicos. Con el fin de reducir al máximo la superficie de contacto entre el aceite y el aire, se han provisto a las cubas de los transformadores sumergidos, de un pequeño deposito de expansión (llamado " conservador de aceite"), que esta en comunicación con la parte superior de la cuba, permitiendo las contracciones y dilataciones debidas al calentamiento y enfriamiento del aceite. Se comprueba ademas que este aceite esta a una temperatura algo mas baja en el conservador que en la cuba, lo que contribuye a atenuar la oxidación.

TRANSFORMADOR CON DEPOSITO DE EXPANSION



Otro procedimiento consiste en introducir entre el nivel superior del aceite y la tapa, un cierto volumen de gas inerte (normalmente nitrógeno), este gas se comprime bajo los efectos de la dilatación del aceite y, por lo tanto, todas las juntas de la tapa deberán ser estancas. Para mantener la alimentación del gas inerte, se puede utilizar una botella de gas de alta presión con una válvula reductora apropiada o un " pulmón" de caucho unido directamente a la parte superior de la cuba (procedimiento JOSSE).

Se puede también conservar el deposito de expansión, en el cual se hace la compresión y la descompresión del gas inerte.

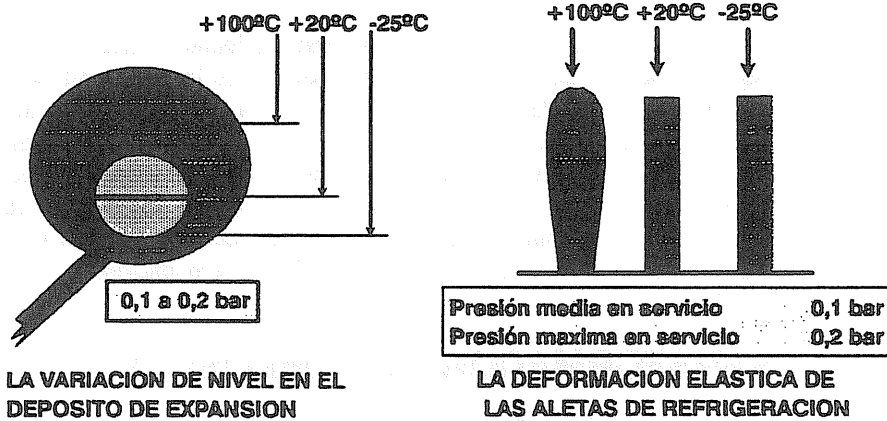
En la actualidad el procedimiento empleado para evitar la oxidación del aceite se efectúa con el "llenado integral" de la cuba y cerrándose con la tapa de forma hermética de manera que no exista contacto entre el aire y el fluido dieléctrico. Se concibe que, no respirando el transformador y al dilatarse

el aceite, se establece una cierta sobrepresion en la cuba, la cual aumenta con la carga del aparato. Los pliegues de la cuba, especialmente diseñados, son los encargados de absorber las dilataciones del liquido.

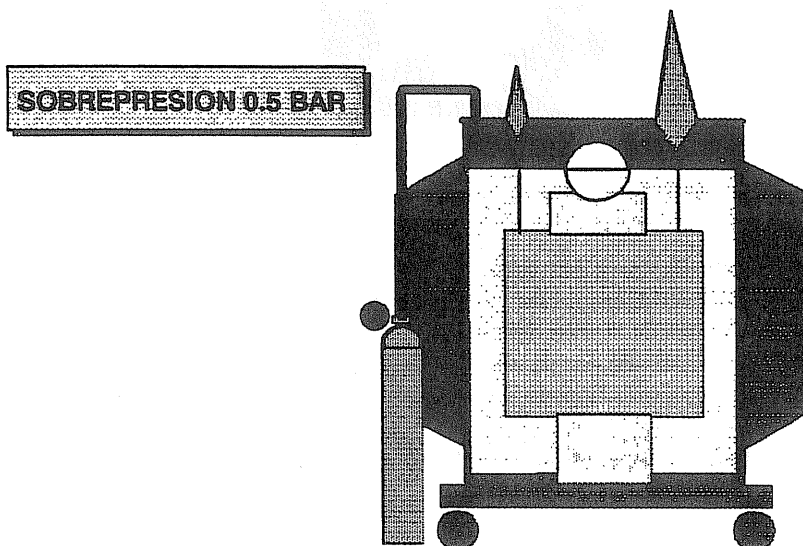
DOS TECNOLOGIAS PARA UNA MISMA FUNCION: ABSORBER LA DILATACION DEL DIELECTRICO LIQUIDO

La temperatura ambiente y las perdidas del transformador provocan el calentamiento del dieléctrico líquido.

Estas variaciones de temperatura producen las variaciones de volumen del dieléctrico que son absorbidas por:

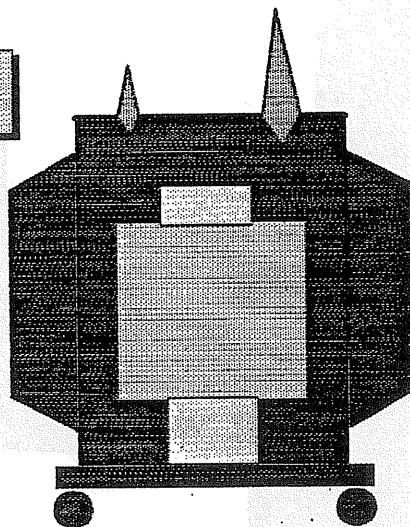


TRANSFORMADOR CON ATMOSFERA DE GAS INERTE DIRECTAMENTE EN LA CUBA PRINCIPAL Y BOTELLA DE ALIMENTACION



transformador con llenado integral de aceite

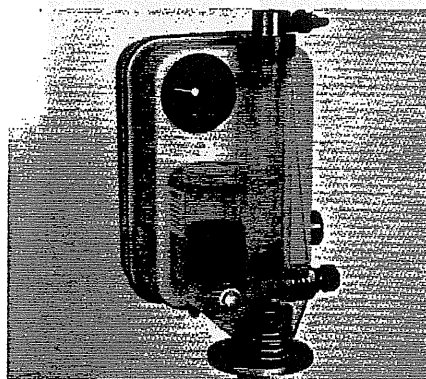
**SOBREPRESION VARIABLE
DE - 0.01 BAR A +0.08 BAR**



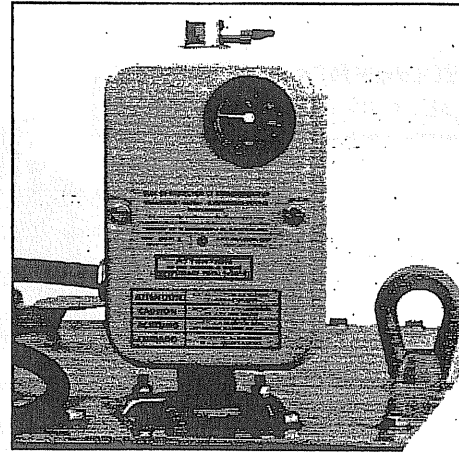
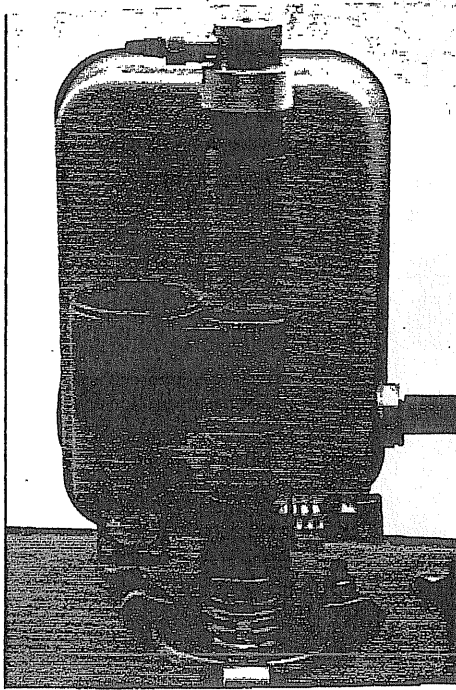
EL BLOQUE DE PROTECCIÓN DGPT.-

Este bloque de relés ha sido diseñado para proteger los transformadores estancos llamados "de llenado total" o "de llenado integral" cuyo dieléctrico es aceite mineral, o bien, aceite de silicona.

Su funcionamiento consiste en detectar cualquier avería interna del transformador por medio del desprendimiento mas o menos importante de gases que se provoca en la descomposición de los aislantes (líquidos ó sólidos) debidos a la acción del calor y del arco eléctrico.

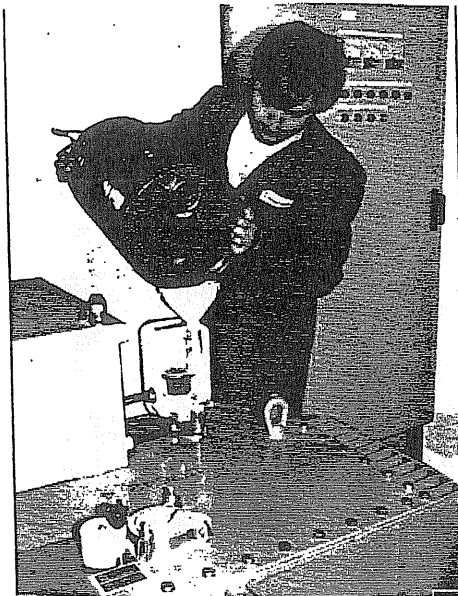


La primera función del DGPT es detectar este gas por medio de la visualización de un flotador de color rojo que nos indicara ligeros descensos de nivel o bien activara un contacto eléctrico en caso de descensos (o acumulación de gases) importantes. Una forma de verificación del funcionamiento de esta unidad, es acercar un imán en la parte inferior y en el centro del tubo para modificar la posición del contacto y comprobar su efectividad estando el flotador rojo en su parte superior.



Detector de nivel, emanaciones de gas y termometro

La segunda función del DGPT es detectar las bajadas accidentales del nivel del líquido dieléctrico, bajadas de nivel pequeñas pueden ser detectadas a simple vista a través del visor transparente dispuesto a tal efecto, en caso de bajadas de nivel importantes se produciría la acción eléctrica de un contacto que provocaría una alarma, o bien, el disparo de un interruptor. Este visor de nivel dispone, igualmente, en su parte superior de los elementos de purga de aire y análisis de gases así como para rellenar con pequeñas cantidades de aceite

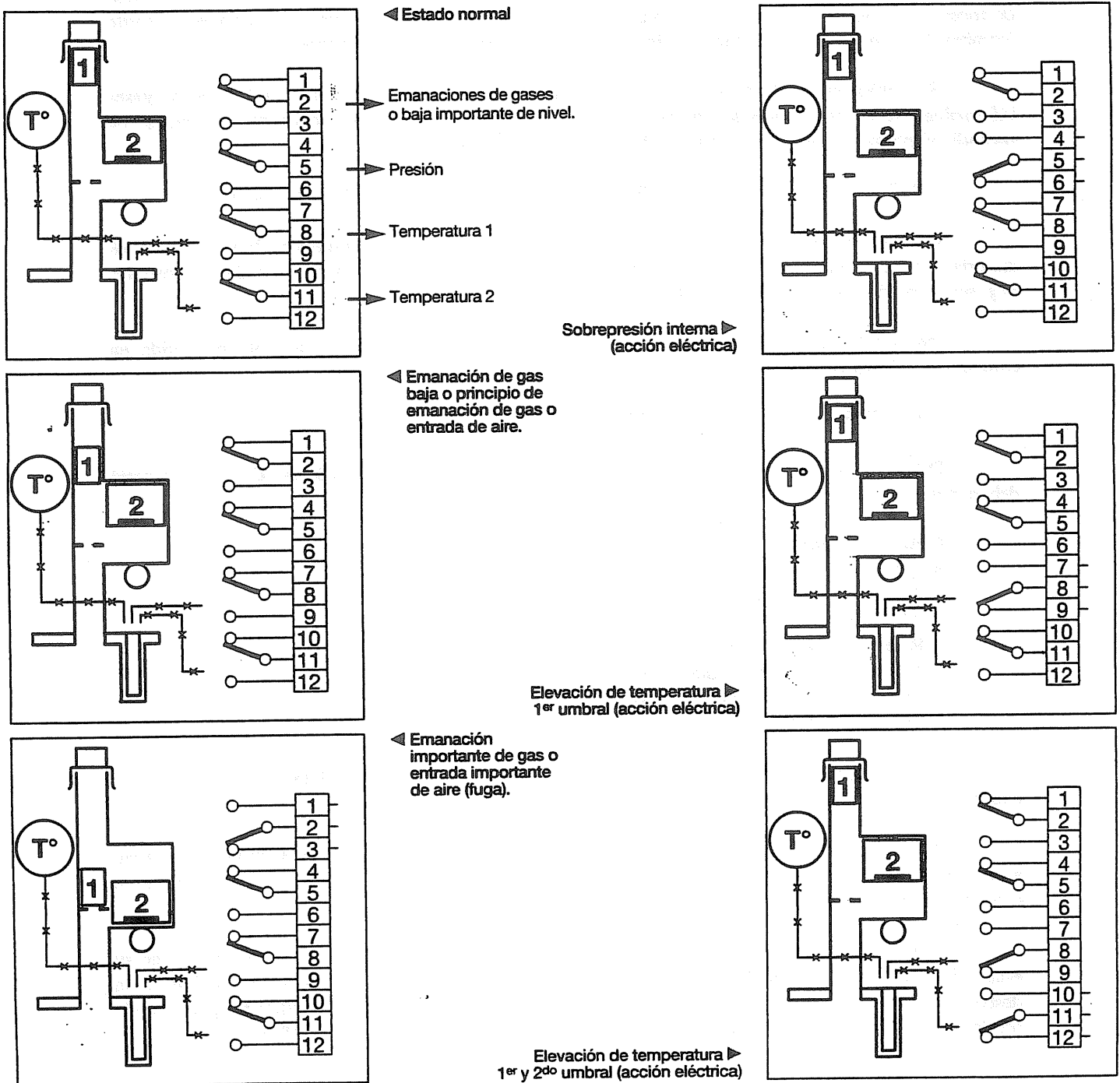


Rellenado de aceite a través del DGPT

La tercera función de protección del DGPT es la de detectar presiones excesivas en el interior de la cuba por medio de un presostato. El umbral de funcionamiento se ajusta entre los 100 y 500 milibares (la resistencia en sobrepresión del DGPT es superior a 3 bares). Para verificar el buen funcionamiento del presostato solamente sera necesario llevar el punto de ajuste a cero y verificar su actuación.

La cuarta función de protección del DGPT es el control mediante indicación de la temperatura (termometro graduado entre +30°C y + 120°C, con indicación de maxima y precisión de $\pm 5^\circ\text{C}$) y detección mediante termostato de los aumentos excesivos de temperatura, siendo sus umbrales de ajuste: + 30°C a 120°C con precisión de $\pm 3^\circ\text{C}$. El reglaje normal de temperatura del líquido dieléctrico es de 90°C para la alarma y 100°C para el disparo.

Esquema de las conexiones eléctricas del DGPT por funciones



LOS ACEITES MINERALES Y EL PUNTO DE INFLAMACIÓN.-

Una característica importante a tener en cuenta en los aceites, es su bajo punto de inflamación, particularidad que ha llevado a los fabricantes de transformadores al empleo de otros fluidos alternativos de alto punto de inflamación para su utilización en locales con alto riesgo de incendio, publica concurrencia, etc.

El punto de inflamación para aceites naftenicos es del orden de 145 °C, y para los parafinicos de 170 °C.

La normativa UNE fija el punto mínimo de inflamación en 140 °C.

En condiciones normales de explotación de transformadores en baño de aceite, no existe riesgo de incendio por el hecho de que al no existir oxígeno (comburente) en la cuba que contiene el aceite (combustible), no se puede dar lugar al inicio o mantenimiento de una combustión.

Sin embargo, puede darse el caso, de que una fuerte descarga con gran producción de gases inflamables lleve consigo una sobrepresión en la cuba que provoque fugas o fisuras con riesgo de incendio al propagarse el aceite hirviendo hacia el exterior de la cuba.

COMPATIBILIDAD DE LOS ACEITES MINERALES CON OTROS MATERIALES .-

Con la excepción de las gomas naturales, barnices y ciertas gomas sintéticas, la mayoría de los materiales componentes del transformador, no son solubles o atacados por el aceite, siendo muy extensa la gama de productos que pueden ser utilizados.

Una de las características que ha de exigirse del aceite mineral es su nulo contenido en compuestos sulfurados ya que estos son muy corrosivos.

CARACTERÍSTICAS FÍSICO/QUÍMICAS Y SU SIGNIFICADO.-

Debido a sus funciones como aislante y refrigerante en transformadores, el aceite mineral deberá reunir las siguientes características:

- Baja viscosidad.
- Alta conductividad térmica.
- Baja temperatura de congelación.
- Alta temperatura de inflamación.
- Bajas pérdidas dieléctricas.
- Alta tensión de ruptura dieléctrica.
- Ausencia de compuestos corrosivos.
- Buena estabilidad química.

Se describen a continuación, las técnicas utilizadas para controlar la calidad de un aceite nuevo o estudiar el estado de conservación de un aceite en servicio.

Para el mantenimiento preventivo de los aceites en servicio bastara con determinar un corto numero de características que facilitaran la información suficiente y necesaria sobre las modificaciones experimentadas por efecto de la contaminación o por envejecimiento.

Para un mantenimiento predictivo es importante detectar las averías del transformador en su estado incipiente, la técnica cromatografica basada en la presencia de gases disueltos debida a la descomposición del aceite y de otros materiales aislantes es actualmente muy utilizada, permitiendo revelar la existencia de puntos calientes o descargas eléctricas en el interior del transformador.

VALOR Y SIGNIFICADO DE LAS CARACTERÍSTICAS FÍSICO/QUÍMICAS DE UN ACEITE MINERAL.-**a) Densidad:**

No es significativa de la calidad del aceite, pero sirve para identificar su tipo y controlar la homogeneidad de aceites de varios suministros.

A 20 °C es del orden de 0.86 a 0.89 gr/cm³. No es afectada en general por la degradación del aceite en servicio.

SU DETERMINACIÓN:

Se realiza por medio del densímetro, debiendo referirse a la temperatura de 15 °C, por lo que deberá aplicarse un factor corrector si se realiza a otra temperatura, se expresa en gr./cm³.

Las normas de aplicación son las ASTM D - 1298 - 67 " DENSITY SPECIFIC GRAVITY OR API OF CRUDE PETROLEUM AND LIQUID PETROLEUM PRODUCTS BY HIDROMETER METHOD" o UNE 21320 - 74 (4) " DETERMINACIÓN DE LA MASA ESPECIFICA ABSOLUTA DE LOS ACEITES AISLANTES Y DE TURBINA"; DIN 51757.

b) Viscosidad:

Influye sobre la capacidad del aceite para evacuar el calor generado en los devanados y en el núcleo y sobre las propiedades de impregnación del papel aislante y de otros aislantes sólidos.

Salvo casos extremos se ve poco afectada por la degradación en servicio.

SU DETERMINACIÓN:

Con el empleo del viscosímetro Engler, podrán hallarse sus equivalencias con otros grados de viscosidad diferentes con el empleo de gráficos y tablas que los relacionan. Expresándose en °E (grados Engler).

Las normas de aplicación son : ASTM D - 1665 " ENGLER VISCOSITY " o bien, UNE 7030 " DETERMINACION DE LA VISCOSIDAD DE LOS ACEITES AISLANTES PARA TRANSFORMADORES, INTERRUPTORES Y CABLES POR MEDIO DEL VISCOSIMETRO ENGLER"; DIN 51561/2/9.

c) Punto de inflamación:

Es la temperatura en °C. a la cual el aceite se inflama.

Indica la tendencia a la formación o la existencia en la disolución de gases inflamables a alta temperatura.

En un aceite en servicio indica la presencia de contaminantes volátiles combustibles o productos degradados por efecto de altas temperaturas o descargas eléctricas en el aceite.

SU DETERMINACIÓN:

Se realiza en vaso abierto por el método Cleveland y se expresa en °C.

Las normas de aplicación serian: ASTM D - 992 - 72 " FLAS AND FIRE POINTS BY CLEVELAND OPEN CUPS ", o bien UNE 21320 - 74 (12) " DETERMINACIÓN EN VASO ABIERTO DEL PUNTO DE INFLAMACIÓN Y COMBUSTIÓN DE LOS ACEITES MINERALES"; DIN 51584.

d) Fluidez crítica:

Es la temperatura en °C. en la que el aceite pasa del estado fluido al sólido, tiene importancia en la utilización del aceite en lugares de bajas temperaturas. También se le define por su punto de entubamiento, que es la temperatura a la cual el aceite pierde su transparencia al observarlo a través de un tubo de ensayo de 35 mm. de diámetro. Sin embargo, este punto de enturbiamiento suele darse en los aceites de base parafínica, careciendo de él los de base nafténica.

SU DETERMINACIÓN:

Se determina de acuerdo con las normas ASTM D - 97 " POU POINT OF PETROLEUMS OILS " o bien UNE 21320 - 74 (8) " DETERMINACIÓN DEL PUNTO DE CONGELACIÓN DE LOS ACEITES DE PETRÓLEO "

Se expresa en °C.

e) Punto de enturbiamiento:

Ya definido en el punto d) es la temperatura en °C, en que las parafinas se cristalizan en el seno del aceite: tiene importancia en la refrigeración ya que pueden obturarse los conductos y tuberías de pequeño paso.

f) Índice de color:

Por comparación de una tabla de colores nos informa sobre el grado de refinado de un aceite nuevo, o el estado de un aceite en servicio, un aumento del índice de color es indicativo de un cierto grado de envejecimiento o de contaminación.

SU DETERMINACIÓN:

Se determina por comparación visual con una escala de colores patrón numerados del 1 al 18 , por medio del comparador Hellige.

Las normas de utilización son: ASTM D - 1500 - 64 " ASTM COLOR OF PETROLEUM PRODUCTOS ", o bien UNE 21320 - 73 (2) " DETERMINACIÓN DEL COLOR DE LOS ACEITES AISLANTES Y DE TURBINA " y CEI 588 - 2.

g) Contenido en agua:

El agua puede estar en el aceite en forma disuelta o en emulsión, produciendo en ambos casos y principalmente en estado de emulsión, una disminución de la rigidez dieléctrica, un aumento de las pérdidas dieléctricas y una aceleración de la degradación del papel aislante.

El agua puede proceder de las reacciones de oxidación del propio aceite o por la absorción de humedad del aire ambiente, dependiendo esta tendencia de absorción de: la humedad, de la composición del aceite y de la temperatura.

SU DETERMINACIÓN:

Se determina por destilación, separando el agua por los vapores de un disolvente previamente añadido al aceite de ensayo. según norma ASTM - D - 1744 o bien por el método de KARL FISCHER según la norma ASTM D - 1533 " WATER IN PETROLEUM OILS BY KARL FISCHER METHOD ".

Se expresa en p.p.m. de agua.

h) Tensión interfasica:

La tensión interfasica de un aceite frente al agua es función de la cantidad de compuestos polares capaces de orientarse en la superficie de contacto agua/aceite.

Estos compuestos polares pueden aparecer por contaminación con otros materiales o por reacciones de oxidación del aceite.

Este parámetro se reduce fuertemente al comienzo del proceso de envejecimiento del aceite para luego estabilizarse en un valor bajo.

Esta disminución se acompaña siempre de un aumento de los índices dieléctricos y también del índice de neutralización cuando la presencia de compuestos polares es debida a la oxidación del aceite.

SU DETERMINACIÓN:

Es un resultado difícil de interpretar cuando el aceite esta fuertemente contaminado.

Un bajo valor indica un aceite deteriorado. Se expresa en Din/cm.

Es el esfuerzo o tensión necesaria para despegar un anillo de platino de determinadas características, de la interfase agua/aceite.

Para el calculo de la tensión interfacial, la fuerza medida se corrige por un factor empírico el cual depende de las densidades del agua y del aceite, así como de las dimensiones del anillo de platino empleado según normas: ASTM D - 971 - 50 " INTERFACIAL TENSION OF OIL AGAINST WATER BY THE RING METHOD " o bien UNE 21320 (74) " DETERMINACIÓN DE LA TENSIÓN INTERFACIAL DE ACEITES FRENTE AL AGUA, MÉTODO DEL ANILLO ".

i) Azufre corrosivo:

Los compuestos sulfurados corrosivos que pueden estar presentes en el aceite como consecuencia de un refino defectuoso, actúan sobre los materiales metálicos. Particularmente nociva es la acción sobre el cobre, pues al disolverlo, este ion metálico actúa como catalizador de las reacciones de oxidación de los hidrocarburos.

SU DETERMINACIÓN:

Se determina por comparación de una placa de cobre tratada, con una escala de colores graduada bajo criterios de corrosión del cobre frente al azufre.

Las normas de aplicación son: ASTM D - 130- 68 " REST FOR DETECTION OF COPPER CORROSION FROM PETROLEUM PRODUCTS BY THE COPPER STRIP TANISH TEST " o UNE 21320 - 74 (9) " DETERMINACIÓN DEL AZUFRE CORROSIVO EN ACEITES AISLANTES "; DIN 51584.

j) Factor de pérdidas dieléctricas ($Tg.\delta$):

Las pérdidas dieléctricas son función directa de la cantidad de impurezas y compuestos polares debidas al envejecimiento del aceite.

Las impurezas pueden proceder de un refino defectuoso o por contaminación por agua u otros productos en contacto con el aceite.

Un aumento de la $Tg.\delta$ en un aceite en servicio se debe generalmente a un envejecimiento por oxidación y viene acompañado de otros sintomas como el aumento del índice de neutralización y del contenido en lodos y reducción de la tensión interfasica.

Eléctricamente, un aumento de las pérdidas dieléctricas del aceite origina un calentamiento del aceite y del papel impregnado, acelerando sobre todo en el papel, el proceso de degradación térmica de estos materiales.

SU DETERMINACIÓN:

La medida de la Tg. δ de un aceite, a temperatura próxima a la ambiente y a 90 °C es útil para detectar la presencia de agua, compuestos precipitables en frío, distinguiéndose así de otros productos polares solubles generalmente por el envejecimiento del aceite.

Las normas aplicables a este método son: ASTM D - 924 - 76 " POWER FACTOR END DIELECTRIC CONSTANT OF ELECTRICAL INSULATING LIQUIDS " o bien : UNE 21322 - 77 " MÉTODOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA PERMITIVIDAD Y DEL FACTOR DE PERDIDAS DIELECTRICAS DE LOS AISLANTES A FRECUENCIA INDUSTRIAL, AUDIBLES Y RADIOELECTRICAS "; VDE 0303 parte 4/10.55.

Se expresa en valores de % y en tanto por uno.

k) Tensión de ruptura (rigidez dieléctrica) :

La tensión de ruptura dieléctrica de un aceite viene medida por la tensión necesaria para hacer saltar un arco entre dos electrodos situados en el seno del aceite y en las condiciones especificadas por las normas.

El agua si esta disuelta en el aceite, no afecta prácticamente a esta característica. El efecto es de importancia cuando el agua se encuentra en emulsión.

Las partículas solidas en suspensión, por ejemplo fibras, producen un descenso apreciable en la tensión de ruptura, sobre todo con la presencia de agua que pueda ser absorbida por estas partículas.

SU DETERMINACIÓN:

Se expresa en Kv./cm. o Kv./0.1".

Se determina de acuerdo con las normas: ASTM D - 877 - 67 " DIELECTRIC BREAK DOWN VOLTAGE OF INSULATING LIQUIDS USING DISK ELECTRODES ", o bien: UNE 21309 " MÉTODO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA RIGIDEZ DIELECTRICA EN ACEITES AISLANTES "; VDE 0532/8.64.

l) Estabilidad a la oxidación:

Esta característica indica la mayor o menor tendencia del aceite a reaccionar con el O₂ produciendo compuestos que dan lugar a una pérdida de las características fisico/químicas y eléctricas del aceite.

La estabilidad a la oxidación es función de la presencia o ausencia de inhibidores. Un aceite inhibido envejece mas lentamente que uno no inhibido mientras que el inhibidor este presente en el aceite.

SU DETERMINACIÓN:

El ensayo de oxidación nos permite por la determinación de los ácidos producidos por la oxidación, conocer el periodo de vida útil de un inhibidor.

Es una volumétrica de neutralización y se expresa en mgr. de KOH / gr. aceite.

Las normas de aplicación son: ASTM D- 1298 - 67 " NEUTRALIZATION NUMBER BY COLOR INDICATOR TRITATION ", o bien : UNE 21320 - 74 (13) " DETERMINACIÓN DEL NUMERO DE NEUTRALIZACIÓN EN ACEITES AISLANTES Y DE TURBINA"; DIN 51558.

m) Gases disueltos:

En contacto con el aire, los aceites absorben cantidades importantes de O₂, N₂ y CO₂. Además en un aceite en servicio pueden existir cantidades apreciables de H₂, CH₄, C₂H₄, C₂H₂ y otros hidrocarburos ligeros además del CO y CO₂ producidos por la descomposición del aceite y otros materiales aislantes bajo sollicitaciones térmicas y eléctricas.

SU DETERMINACIÓN:

Por cromatografía de gases según: UNE 21 - 320 - 79 (14) " METODO PARA LA DETERMINACION DEL CONTENIDO DE GASES EN ACEITES AISLANTES ", UNE 21 - 320 - 82 (29) " INTERPRETACION DE LOS ANALISIS DE GASES EN LOS TRANSFORMADORES Y OTROS APARATOS ELECTRICOS RELLENOS DE ACEITE EN SERVICIO ", UNE 21 - 320 - 83 (28) " GUIA PARA LA TOMA DE MUESTRAS DE GASES Y ACEITE DE EQUIPOS ELECTRICOS RELLENOS DE ACEITE Y ANALISIS DE LOS GASES LIBRES Y DISUELTOS .

n) Sedimentos y lodos precipitables:

Los aceites pueden contaminarse estando en servicio por partículas sólidas en suspensión, como fibras, óxidos metálicos, etc. Además por la oxidación del aceite se forman lodos que se depositan sobre las bobinas y núcleo del transformador reduciendo el diámetro efectivo de los conductos de circulación, empeorando la refrigeración.

Los sedimentos y lodos reducen la tensión de ruptura dieléctrica del aceite.

SU DETERMINACIÓN:

Se determina por saponificación y marca la tendencia del aceite a formar lodos por la presencia de productos pesados del tipo alquitranes.

También llamado Índice Kissling es el valor que guarda relación con el color y se expresa en %. DIN 51553.

o) Reacción Morawsky:

Tiene por objeto determinar la posible existencia de compuestos de resina procedentes del recubrimiento de los arrollamientos del transformador.

Los resultados de esta prueba indican la presencia o no de dichos compuestos, expresándolos como positivos o negativos.

Existen además una serie de normas que regulan las características de los aceites aislantes, tales como:

ASTM D - 1040 - 73 " UNINHITED MINERAL INSULATING OILS FOR USE IN TRANSFORMERS AND OIL CIRCUIT BREAKERS".

UNE 7021 -1R "DETERMINACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LOS ACEITES PARA TRANSFORMADORES, INTERRUPTORES, CONDENSADORES Y CABLES ".

UNE 7022 " DETERMINACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS DE LOS ACEITES PARA TRANSFORMADORES, INTERRUPTORES, CONDENSADORES Y CABLES".

PUBLICACIÓN 296 DE LA CEI " FOR NEW INSULATING OILS FOR TRANSFORMERS AND SWITCH GEARS".

VDE 0370/10.66 " PRESCRIPCIONES PARA EL ACEITE DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA, MEDIDA E INTERRUPTORES"

CRITERIOS DE ACEPTACIÓN.-

○ TRANSFORMADORES DE POTENCIA:

a) Color.-

1 a 8	Bueno
8 a 12	Regular
12 a 18	Malo

b) Densidad.-

< 0.88	Normal
> 0.88	Alta

c) Índice de Acidez.- (mgr. de KOH).

0.005 a 0.022	Excelente
0.022 a 0.1	Valido
> 0.1	Alto

d) Índice Kissling.- (%).

< 0.100	Valido
> 0.100	No valido

e) Viscosidad 20 °C.- (°E).

< 3.6 °E	Bien
> 3.6 °E	Mal

f) Inflamación.- (°C).

> 145 °C	Bien
< 145 °C	Mal

g) Combustión Cleveland.- (°C).

> 150 °C	Bien
< 150 °C	Mal

h) Fluidéz critica.- (°C).

> (-) 25 °C	Bien
> (-) 25 °C	Mal

i) Contenido en agua.- (p.p.m.).

Los límites aceptables están en función de la tensión nominal U_n del transformador:

< 40 p.p.m.	para $U_n < 36$ Kv.
< 35 p.p.m.	para 36 Kv < $U_n < 70$ Kv.
< 30 p.p.m.	para 70 Kv. < $U_n < 170$ Kv.
< 20 p.p.m.	para $U_n > 170$ Kv.

j) Reacción Morawski.-

Valida si da negativa.

k) Tensión interfásica.- (dinas/cm.)

> 30	Excelente
25 a 30	Valida
< 25	No cumple

l) Tangente δ .-

Los límites aceptables en función de la tensión nominal del Transformador serian:

Tg δ	< 1.5	para $U_n < 36$ Kv.
"	< 0.8	para 36 Kv. < $U_n < 70$ Kv.
"	< 0.3	para 70 Kv. < $U_n < 170$ Kv.
"	< 0.2	para $U_n > 170$ Kv.

m) Rigidez dieléctrica.- (Kv/0.1".)

Límites aceptados en función de la tensión nominal U_n del Transformador:

> 30 Kv.	para $U_n < 36$ Kv.
> 35 Kv.	para 36 Kv. < $U_n < 70$ Kv.
> 40 Kv.	para 70 Kv. < $U_n < 170$ Kv.
> 50 Kv.	para $U_n > 170$ Kv.

Del conjunto de índices obtenidos y salvo que existan valores muy anormales, es la comparación del archivo de evolución de las características del fluido aislante, la que determinara en cada caso la acción a tomar, tales como: desgasificación, deshidratación, secado, filtración, regeneración, etc.

3.1.3 Influencia de contaminantes externos.

3.1.3.1 Efecto de la humedad en el aceite.

Los aceites nuevos contienen cantidades muy pequeñas de humedad, pero tienen capacidad de absorción de agua cuya presencia no sólo es un peligro para que el aceite disminuya su rigidez dieléctrica, sino que también puede afectar a la de los restantes aislantes sumergidos.

Por otro lado, cuando el aceite se oxida aumenta la capacidad de disolución de humedad.

El aceite disolverá agua sólo hasta el límite de su solubilidad, que para un aceite nuevo es de 60 p.p.m., tendiendo a aumentar con la temperatura.

Si la cantidad de agua contaminante supera las 60 p.p.m. o si hay una liberación de agua por bajar la temperatura ésta puede quedar depositada en un área de campo eléctrico alto, pudiendo ocurrir un fallo en el transformador.

En la figura podemos ver el efecto de la humedad en la rigidez dieléctrica, medida con electrodos CEI, con 2 mm. de separación. (Fig. 1).

Vemos que contenidos inferiores a 5 p.p.m. no tienen influencias.

Con 10 p.p.m. la rigidez baja el 80%.

Con 40 p.p.m. se llega solamente al 30%.

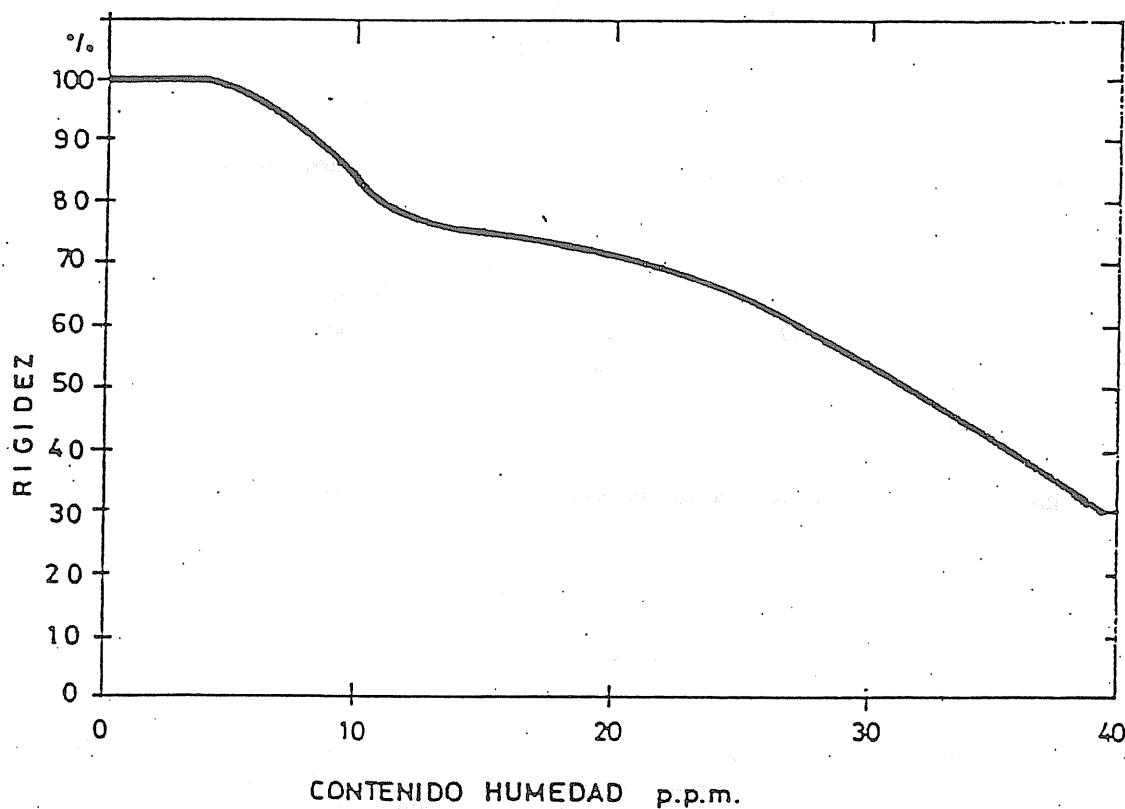


Figura 1
EFECTO DE LA HUMEDAD SOBRE LA RIGIDEZ

3.1.3.2 Influencia de la humedad sobre el aislamiento.

Equilibrio de humedad en los sistemas papel-aceite-aire

Como hemos indicado, en un aceite aislante el agua puede estar presente de tres formas:

- agua en disolución (moléculas de agua dispersas)
- fina emulsión (gotas en tamaños entre 0.1 y 10 μm).
- emulsión (que se presenta a concentraciones superiores a 200 p.p.m.).

La influencia de la humedad sobre las características del aislamiento papel-aceite implica una doble acción. Las características aislantes del papel se ven rápidamente influenciadas por el agua, produciéndose una disminución importante de la tensión de perforación y con aumento del factor de pérdidas dieléctricas (tg. δ).

Con presencia de humedad la velocidad de degradación de la celulosa aumenta

considerablemente con la temperatura. La degradación del papel nos da el grado de polimerización, representativo de la longitud de la cadena del polímero.

En la tabla vemos esta influencia, siendo X e Y los tiempos de ensayo hasta encontrar un grado de polimerización del papel.

ENSAYOS		TIEMPO NECESARIO PARA UN GRADO DE ALTERACION DEL PAPEL	
Temperatura	% de agua en papel	Papel nuevo	Papel usado
T	0,3	X	Y
T+10	0,3	X/2	Y/2,5
T	3	X/10	Y/17
T+10	3	X/20	Y/40

Estas consideraciones ponen de manifiesto la importancia de un correcto mantenimiento de los sistemas de protección contra la humedad.

La existencia del cartucho de silicagel no parece ser en la práctica todo lo efectivo que sería de desear, pues en la cuba existe un cierto grado de humedad, implicando unos niveles de contaminación, tanto del aceite como del papel, consecuencias de un equilibrio entre las fases, aire-aceite-papel.

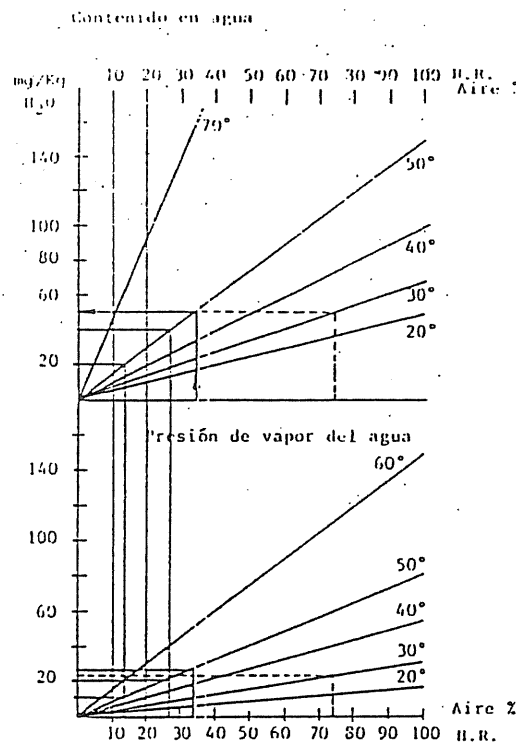


Figura 2. Presión de vapor en función de la H.R. del aire y del contenido en agua del aceite

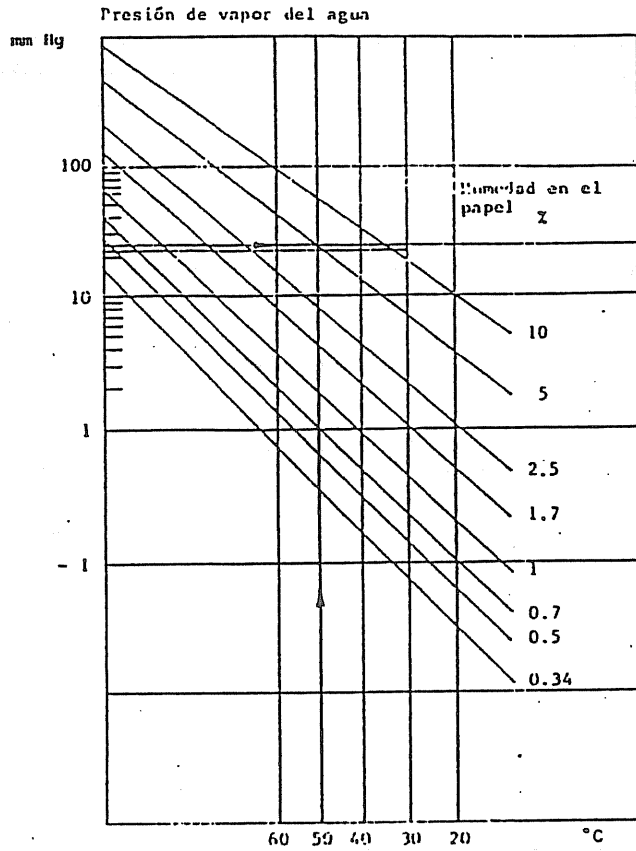


Figura 3. Humedad relativa en el papel en función de la presión de vapor.

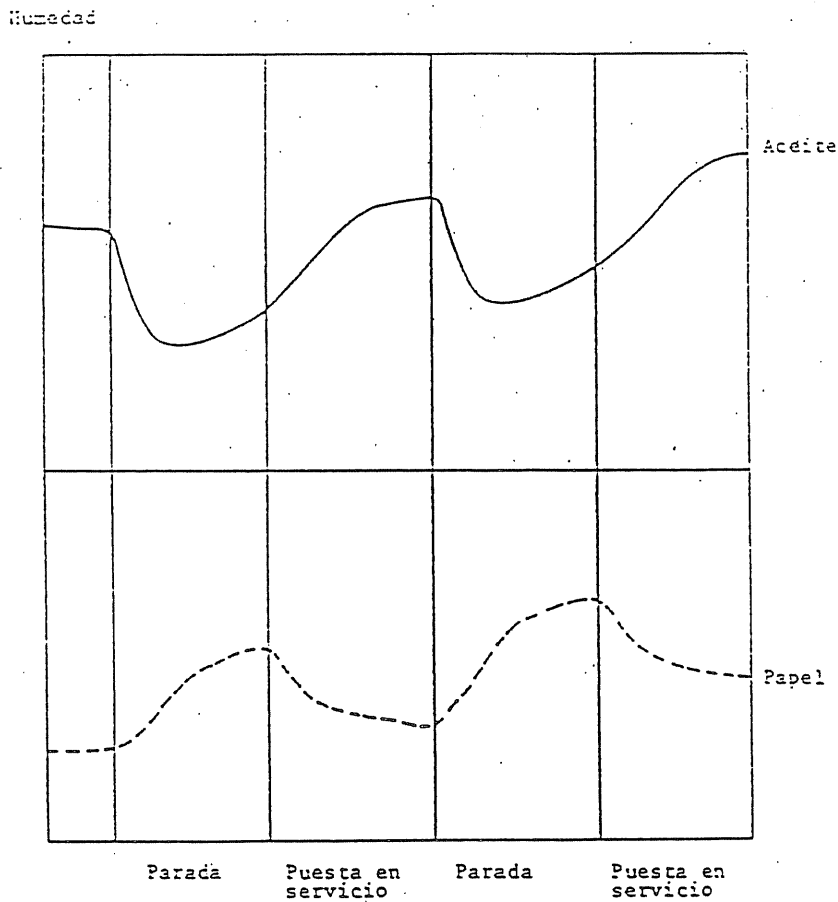


Figura 4. Evolución del equilibrio de humedad entre las fases aceite-papel.

La solubilidad del agua en el aceite es función de la temperatura y del estado del aceite así como de la naturaleza del mismo.

Cuanto más aromático es el aceite y más envejecido está, mayor es la solubilidad del agua, siendo el contenido en agua en equilibrio con el aire función de humedad relativa.

En las figuras podemos ver cómo para una humedad relativa del aire del 34%, el contenido de agua en el aceite es de 52 p.p.m. y la presión del vapor de agua disuelta es de 26 mm. Hg. (Figura 2).

Como el contenido en humedad del papel impregnado en aceite es función de la presión de vapor de agua en el aceite deducimos por la (Figura 3) que a 50° C. y con una presión de vapor de 26 mm. Hg. el contenido de agua del papel será de 5,2%.

La concentración de agua depende de la humedad relativa de la cámara de expansión y la cantidad de agua que penetra en el papel es sensiblemente la misma que penetra en el aceite. Los cambios de equilibrio cuando varía la temperatura se establecen más rápidamente entre el papel y el aceite que entre el aceite y el aire. Cuando un transformador se pone fuera de servicio se observa un rápido incremento de la humedad en el papel a medida que disminuye la temperatura, disminuyendo por ello rápidamente el contenido de agua del aceite, es decir, que el papel absorbe agua secando el aceite.

Por otra parte, cuando el transformador se pone en servicio el contenido de agua en el papel es elevado y a medida que se incrementa la temperatura, el papel cede rápidamente parte del agua al aceite, pero como éste no intercambia con la atmósfera el agua a la misma velocidad se obtiene en el aceite un contenido de agua elevado (Figura 4).

Este fenómeno tiene importancia cuando los intervalos de parada y servicio son cortos y no da tiempo a alcanzarse los equilibrios correspondientes. De este modo se produce un incremento de la humedad en el papel y en el aceite como consecuencia de las diferentes velocidades de intercambio entre los dos sistemas.

Se reducen en este caso paulatinamente la capacidad aislante tanto del papel como del aceite, acelerándose las velocidades de degradación.

3.1.3.3 Efecto de la oxidación

El mayor problema del aceite de transformadores es su fácil oxidación con formación de lodos, ácidos y agua. Este deterioro se debe o es el resultado de la ruptura de las moléculas de hidrocarburos y es acelerada por la presencia de catalizadores como el cobre, el hierro y por la temperatura.

Con la oxidación del aceite se producen dos tipos de lodos. Uno es de naturaleza asfáltica y se deposita sobre las partes más calientes del núcleo y arrollamiento. Este tipo de lodos tiene poca influencia en la rigidez dieléctrica del aceite pero frena su circulación y por tanto la disipación del calor en la superficie donde se deposita.

El segundo tipo de lodos es de tipo jabonoso producido por la reacción de los ácidos orgánicos, producto de la oxidación, con los metales presentes en el transformador. Este tipo de lodos tiene gran afinidad por el agua y su presencia tiene un efecto considerablemente negativo en la rigidez dieléctrica del aceite. Este tipo de lodos se presenta en diferentes colores, desde el verde al marrón oscuro y se deposita principalmente alrededor de los conductos de aceite de los radiadores.

Puede disolverse en el aceite caliente depositándose en las zonas donde se va perdiendo temperatura. Disminuye el rendimiento de los equipos de refrigeración y aumenta considerablemente el valor de la tangente del ángulo de pérdidas.

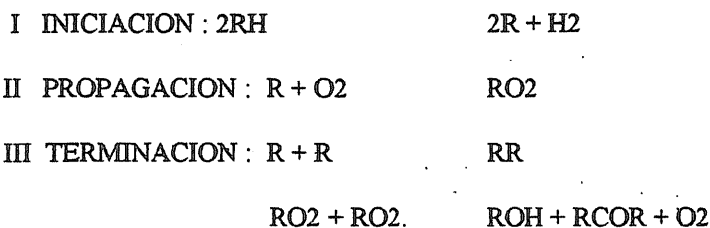
Con la oxidación se producen ácidos orgánicos, los de peso molecular bajo son más volátiles y se condensan en las superficies metálicas de las cámaras de expansión causando la destrucción de pinturas y corrosión del metal.

Los ácidos de peso molecular alto atacan a los elementos sumergidos en el aceite. Fundamentalmente disminuyen la resistencia mecánica de los aislantes de celulosa.

3.1.3.4 Mecanismo de la oxidación.

Los aceites de transformadores, tanto derivados de crudos parafínicos como de nafténicos, son mezclas de hidrocarburos alifáticos, cicloalifáticos y aromáticos. Estas moléculas son susceptibles de reaccionar con el oxígeno a través de un mecanismo en cadena de radicales libres conocido como autooxidación que comprende tres etapas: " INICIACION" - "PROPAGACION" - "TERMINACION".

La iniciación de la cadena de reacción se produce por la formación de un radical a partir de las moléculas de hidrocarburo (RH).



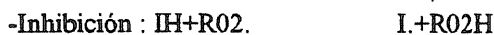
Aunque se piensa que el oxígeno participa en esta reacción I, no se consume. Si se consume en la etapa II, propagación.

Una vez formado el radical (R.) del hidrocarburo, reacciona con el oxígeno para producir radicales peróxido (RO₂.) que son los verdaderos portadores de cadena en las reacciones de autooxidación.

Aunque pueden darse varios tipos de reacciones de propagación, el principal paso donde se consume oxígeno es en la formación de radicales peróxido, a partir del cual se forman todos los productos de oxidación.

Por último los radicales pueden reaccionar produciendo moléculas no activas, desde el punto de vista de la oxidación, disminuyendo el número de radicales libres. Estas reacciones (III) constituyen la etapa de TERMINACION.

Sin embargo, los aceites minerales no se oxidan inmediatamente cuando se exponen a la acción del oxígeno, principalmente por la relativa lentitud de la reacción de INICIACION y por la presencia de moléculas capaces de "capturar" radicales libres. Estas moléculas se denominan INHIBIDORES (IH) y tanto si son naturales como artificiales, reaccionan con radicales alquilo (R.) o peróxido (RO₂.) para formar radicales estables de inhibidor (I.) o especies no activas.



El radical del inhibidor es incapaz de continuar la cadena de reacción. Su formación es esencialmente un paso TERMINACION pues reduce el número de moléculas activas y reduce la velocidad de consumo de oxígeno.

Si el inhibidor es muy eficaz, su reacción con radicales activos es tan rápida que la velocidad de consumo de oxígeno es insignificante hasta que la concentración del inhibidor es prácticamente cero. Esto es, hay un tiempo de inhibición "PERIODO DE INDUCCION", en el que sólo se forman pequeñas cantidades de productos de oxidación. Pasado este tiempo, tiene lugar la oxidación normal INICIACION - PROPAGACION . TERMINACION.

Durante la oxidación se nos van ha formar por evaluación de los hidroperóxidos formados en las primeras etapas, especies químicas diversas como, ácidos carboxílicos - agua - sales - lodos - gases. etc.. con los consiguientes problemas que hemos indicado.

3.1.4 Aditivación - Aditivos naturales y artificiales en aceites aislantes.

3.1.4.1 Aditivos naturales.

Las aceites llevan inhibidores naturales que tienen el mismo origen que ellos y que, son compuestos de azufre e hidrocacbuos aromáticos.

3.1.4.2 Aditivos artificiales.

La acción de los aditivos naturales prolongan un determinado tiempo la vida de un aceite, pero una vez gastado, el proceso de oxidación prosigue por lo que es importante reforzar esta acción añadiendo antioxidantes artificiales.

Desde el punto de vista de operar podemos clasificarlos en:

a) Inhibidor de oxidación.

Normalmente de tipo fenólico o amínico, reaccionan con moléculas altamente activas que propagan la reacción en cadena. El inhibidor se consume pero antes ha desviado gran nurnero de reacciones en cadena.

b) Desactivadores.

Hacen total o parcialmente inactivos a los catalizadores metálicos solubles en el aceite, convirtiéndolos en complejos organometálicos de menor solubilidad en los que el átomo de metal tiene una actividad reducida.

c) Pasivantes.

Por combinación química o por adsorción forman una película sobre la superficie de los catalizadores metálicos. No retardan las reacciones de oxidación que no sean catalizadas por metales.

d) Antioxidantes indirectos.

Productos inicialmente inactivos pero que llegan a ser activos una vez que la oxidación ha empezado.

e) Depresores del punto de congelación.

Reducen el punto de congelación del aceite, es aconsejable en climas muy fríos.

Generalmente son necesarios en aceites de base parafínica. Los aceites nafténicos mantienen por lo general buenas condiciones de viscosidad a muy bajas temperaturas.

3.1.5 Clasificación de los equipos y calificación de los aceites en servicio.

3.1.5.1 Clasificación de los equipos.

Tipo 1.

Transformadores de potencia de tensión superior a 170 KV.

Transformadores de potencia de tensión inferior a 170 KV. cuya continuidad en servicio es vital o en condiciones de servicio especial.

Tipo 2.

Transformadores de potencias con tensiones entre 72,5 y 170 KV.

Tipo 3.

Transformadores de potencia de tensión hasta 72,5 KV.

Valores límites de las características ver TABLA 1.

3.1.5.2 Calificación de los aceites en servicio.

Resulta técnicamente imposible dar unas indicaciones estrictas que permitan calificar un aceite en cuanto a su aceptabilidad para continuar en servicio o para recomendar algún tipo de tratamiento. No obstante, de acuerdo con la experiencia, y a título orientativo, los aceites en servicio pueden calificarse en los siguientes grupos:

Grupo 1 : Aceite en estado satisfactorio para el servicio.

En este grupo se incluyen los aceites cuyas características están dentro de los límites indicados en la Tabla 1.

Un aceite cuya tensión de ruptura dieléctrica sea correcta de acuerdo con la Tabla 1, aunque una o varias de las restantes características superen los límites de dicha Tabla, se puede considerar como aceptable para el servicio y no exige un tratamiento inmediato. No obstante, esto es generalmente un síntoma de un proceso de degradación del aceite, cuya importancia debe evaluarse por medio de análisis periódicos.

Grupo 2 : Aceites que exigen un reacondicionamiento por filtrado, centrifugado o deshidratación bajo vacío.

A este grupo pertenecen, en general, los aceites que muestran un contenido en agua alto, aspecto turbio, tensión de ruptura dieléctrica baja o presencia de sedimentos, sin que el resto de las características superen los límites de la Tabla II.

Un elevado contenido en agua puede ser indicativo de un estado inadecuado del papel, que no puede ser corregido sólo mediante un reacondicionamiento del aceite.

Grupo 3 : Aceites que exigen una regeneración mediante tratamiento con tierras adsorbentes o refinado.

A este grupo pertenecen, en general, los aceites que muestran presencia de sedimentos insolubles y precipitables y valores del índice de neutralización o de la $\text{tg. } \delta$ que superan los límites dados en la Tabla I.

La decisión de regenerar un aceite debe tomarse teniendo en cuenta los costes del proceso y la calidad esperada del aceite recuperado, así como su composición y el coste de una sustitución de todo el aceite por otro nuevo.

TABLA 1			
Valores límites de las características de aceites minerales en servicio (ensayados según UNE 21 320)			
Características	Tipo de equipo		
	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Aspecto e índice de color (max.)	3,5 sin contaminación visible (1)		
Índice de neutralización (mg KOH/g) (max.)	0,2	0,2 (2)	0,3
Tensión de ruptura dieléctrica (KV) (max.)	50	40	30
Contenido en agua (ppm) (max.)	20	40	50
Factor de pérdidas dieléctricas ($Tg \delta$) a 90° C. (max.)	0,1	0,1	0,2
Sedimentos y lodos precipitables.	Ausencia (3)		
Tensión interfásica (N/m. 10 ⁻³). (mínima)	20	15	15
Punto de inflamación vaso cerrado.	Disminución 15 ° C.		

(1) Un oscurecimiento rápido o la presencia de contaminantes visibles son generalmente síntomas de degradación del aceite. En estos casos deben realizarse otras pruebas complementarias.

(2) Si el índice de neutralización es superior a 0,3 es probable que estén formándose sedimentos y deberá investigarse su presencia en el aceite. Un valor superior a 0,3 indica que el aceite se encuentra bastante envajecido y deberán investigarse otras características, así como seguir su evolución mediante análisis frecuentes.

(3) Por errores en el método de ensayo, pueden encontrarse valores de hasta 0,002 % en ausencia de lodos.

Grupo 4 : Aceites que están en condiciones tan insatisfactorias que no es aconsejable realizar ningún tipo de tratamiento y que deben desecharse.

A este grupo pertenecen los aceites cuyas características son altamente desfavorables en relación con los límites de la TABLA 1.

TABLA 2				
Calificación de los aceites en servicio en transformadores de potencia				
Características	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4
Aspecto	limpio	turbio	turbio	turbio
Índice de color	normal		alto	alto
Índice de neutralización	normal	normal	alto	muy alto
Tensión de ruptura	normal	baja		baja
Contenido en agua	normal	alto		
Factor de pérdidas dieléctricas.	normal		alto	muy alto

NOTA : Las casillas en blanco significan que la característica no es significativa para la calificación del aceite en grupos.

La tabla 2 resume brevemente cómo puede realizarse la calificación del aceite. Así, el Grupo 2 se asigna a los aceites cuando la tensión de ruptura es baja o el contenido en agua es alto, siendo normal el índice de neutralización.

El paso al Grupo 3 se producirá cuando, con independencia de los valores de tensión de ruptura y contenido en agua, el índice de neutralización y el factor de pérdidas dieléctricas sean altos.

3.1.6 Acciones recomendadas en función del estado del aceite.

En función de los valores de las características de un aceite determinados durante un análisis periódico de rutina, puede ser recomendable tomar una serie de acciones, que van desde la realización de otros análisis complementarios hasta la sustitución total del aceite por otro nuevo. Se pueden presentar entre otros, los siguientes casos:

a) Tensión de ruptura dieléctrica baja.

Generalmente esto se debe a la presencia de agua no disuelta y partículas en suspensión. Si no se acompaña de síntomas de envejecimiento del aceite, (color oscuro e índice de neutralización alto) bastará con hacer un reacondicionamiento del aceite hasta recuperar un valor normal de esta característica (aceite del Grupo 2).

Si hay síntomas de envejecimiento, será necesario, según sea el caso, hacer una regeneración (aceite del Grupo 3).

b) Contenido en agua alto.

Si la tensión de ruptura dieléctrica es baja deberá hacerse un reacondicionamiento, acción que también se recomienda cuando el alto contenido en agua produzca pérdidas dieléctricas excesivas (aceite del Grupo 2).

En cualquier caso, deberá investigarse el origen del agua.

c) Índice de neutralización alto.

Si es mayor de 0.5 se deberá sustituir el aceite por otro nuevo o regenerarlo.

Si es mayor de 0.2 se debe investigar la existencia de lodos precipitables. Si existen, deberá sustituirse el aceite o regenerarlo.

d) Factor de pérdidas dieléctricas alto.

Si el índice de neutralización es alto, esto indica la presencia de productos de oxidación y se debe hacer una regeneración o sustitución del aceite.

Si el índice de neutralización es normal, el aceite puede contener agua en exceso o productos procedentes de la disolución de otros materiales aislantes del transformador. En el primer caso, el análisis de contenido en agua dará un valor alto y bastará con hacer un reacondicionamiento del aceite.

Si el contenido en agua es normal, quedará sólo la hipótesis de los productos de disolución, que deberán eliminarse por regeneración.

3.1.7 Métodos de reacondicionamiento y regeneración de aceites.

3.1.7.1 Reacondicionamiento.

El reacondicionamiento de un aceite es un proceso que elimina, exclusivamente por medios físicos, las partículas sólidas dispersas en el aceite y reduce el contenido en agua a un nivel aceptable.

Los procedimientos mediante los cuales este reacondicionamiento se realiza incluyen varios usos de filtrado, centrifugado y deshidratación bajo vacío.

Filtrado.

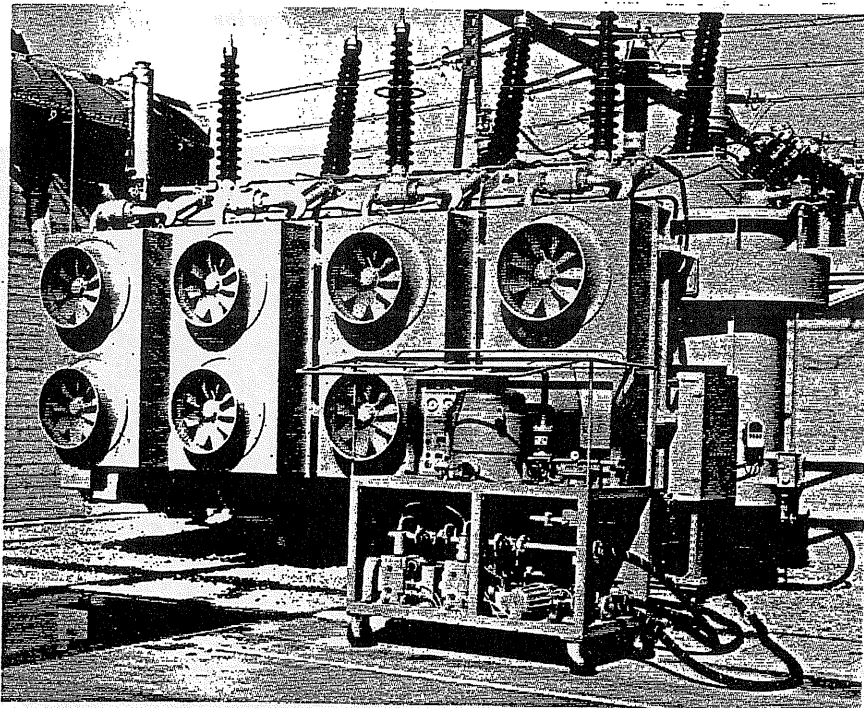
Consiste en hacer pasar el aceite a presión a través de un material poroso que retenga las partículas sólidas. La capacidad del filtro para retener el agua depende de su estado de deshidratación.

Centrifugación.

Por este procedimiento se pueden tratar cantidades importantes de aceite con mayor facilidad que mediante el filtrado, pero no permite, en general, una eliminación de partículas tan perfecta como con éste.

Deshidratación bajo vacío.

Este proceso elimina eficazmente el agua y los gases disueltos en el aceite. El equipo consta de una cámara de vacío en la que se rocía el aceite a temperatura alta o se hace fluir en forma de película delgada. En la práctica, el reacondicionamiento puede incluir, además de un tratamiento por vacío una centrifugación o un filtrado.

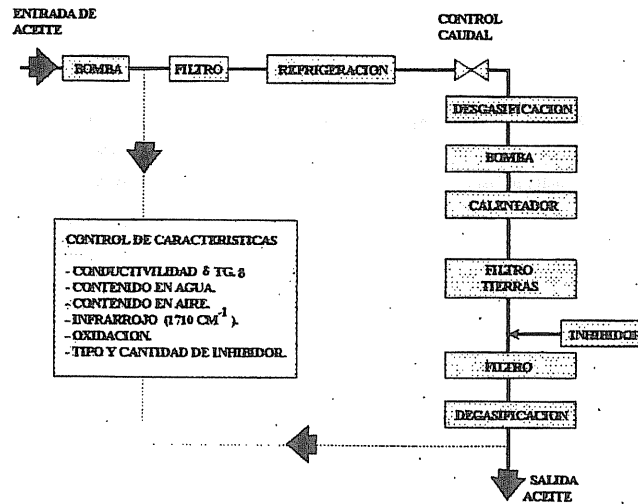


**Tratamiento de aceite de un transformador de 140 MVA
por medio de una instalación móvil**

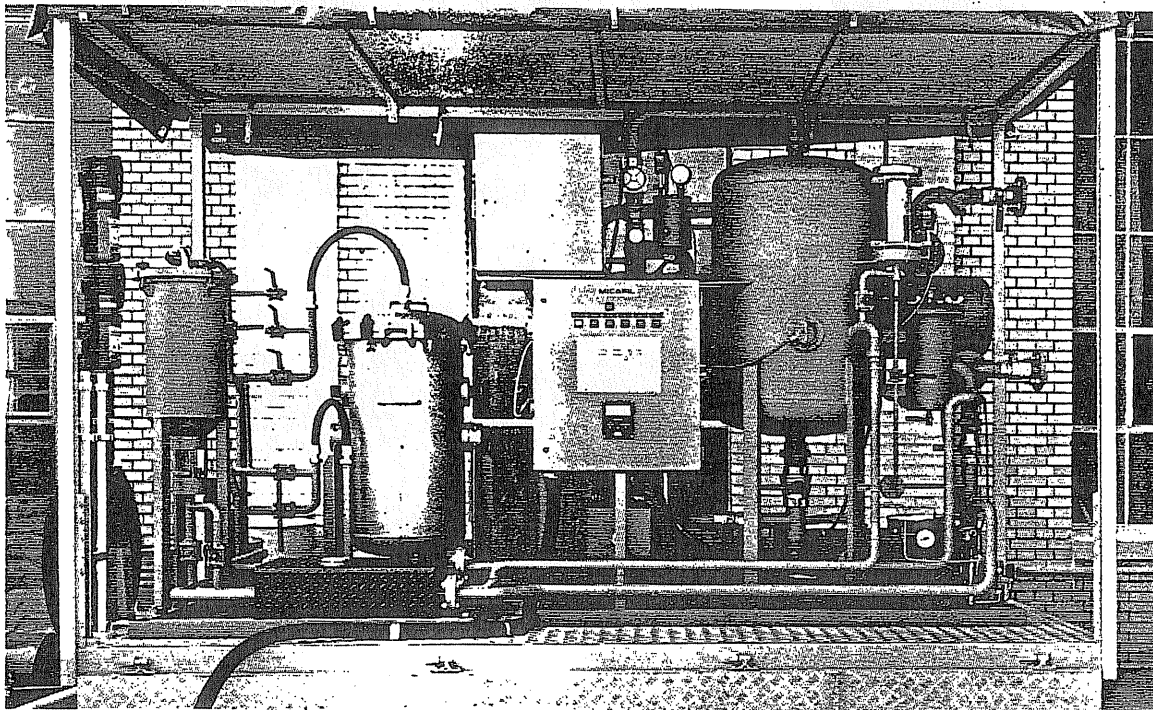
3.1.7.2 Regeneración.

La regeneración de un aceite mineral en servicio tiene por objeto la eliminación de los productos de degradación del aceite que afectan a sus prestaciones eléctricas y refrigerantes.

Los métodos de regeneración pueden ser químicos o físicos. Los procedimientos físicos aun siendo menos completos, presentan las ventajas de un bajo coste, más fácil control de calidad y menores pérdidas de aceite en el tratamiento, aunque el producto final necesita la adición de un inhibidor de oxidación.



Esquema basico del proceso de regeneración



Instalación de tratamiento y regeneración de aceite

Los métodos físicos están basados en fenómenos de absorción, pudiendo utilizarse como adsorbentes, entre otros, los siguientes productos: bauxita, magnesol, florisil, carbón, gel de sílice, alúmina, etc. No obstante, los más empleados son tierras del tipo de las montmorillonitas y sepiolitas.

Se utilizan, en general, dos métodos: por contacto y por percolación [filtración].

El método de contacto consiste en agitar, durante una media hora, una mezcla de aceite y el medio adsorbente, manteniéndolo a 60° C. Durante este tiempo, entre el medio adsorbente y el aceite se llega a un equilibrio. La mezcla es posteriormente filtrada bajo vacío, obteniéndose un aceite con menor acidez, $\text{tg. } \delta$ y color. Este método se utiliza para calcular previamente el consumo de tierras y evaluar el estado en que quedará el aceite una vez regenerado.

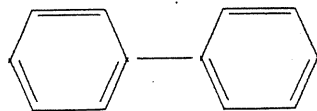
Sometiendo el aceite regenerado a un ensayo de oxidación se puede determinar el consumo de inhibidor y, por tanto, la cantidad y el tipo de inhibidor que será preciso adicionar.

El método de filtración permite el tratamiento con recirculación del aceite por el transformador y consiste en hacer pasar el aceite, precalentado, a través de una columna rellena con un medio absorbente.

3.1.8 Askareles.

Los policlorodifenilos son productos obtenidos por cloración del difénilo, pudiéndose obtener diversos isómeros con diferente grado de cloración. Según la tasa de cloración deseada se obtienen difenilos con un átomo de cloro por molécula, siendo el máximo 10.

Los PCB, son pues, una serie de compuestos del bifénilo, diferentes entre ellos por el número y la posición de los cloros, siendo teóricamente unos 200 y en la práctica unos 100.



Formula desarrollada

A estas sustancias puede añadirse las derivadas de la cloración de terfenilos y como impurezas productos de oxidación como los policlorobenzofuranos y los policlorobenzodioxanos.

Las condiciones de fabricación son el origen de la presencia de estas impurezas y no el envejecimiento, por lo que en la industria se tendían a producir PCBs que estuvieran exentos de los mismos.

Fabricación del PCB.

El difénilo $\text{C}_{12}\text{H}_{10}$ es un sólido cristalino blanco o ligeramente pardo que es soluble en ciertos disolventes orgánicos, como alcohol, éter, y que es insoluble en agua.

Bajo la acción del cloro, el difénilo da lugar a la formación de isómeros diversamente clorados.

Los productos formados pueden ser utilizados en el estado que son obtenidos o bien son destilados.

Los policlorobifenilos así fabricados se presentan bajo forma de:

- Líquidos o productos pastosos cuando contienen menos de 60% de Cl.
- Productos resinosos de bajo punto de fusión entre 60 y 65% de Cl.
- Productos prácticamente cristalinos o cristalizados, por encima de 65% de Cl.

3.1.8.1 Características de los askareles.

Entre las principales características que han contribuido al amplio desarrollo de los askareles como fluidos dieléctricos en los últimos cuarenta años, podemos mencionar:

3.1.8.2 Características físicas.

- Los askareles se presentan bajo la forma de líquidos incoloros y limpios.
- Su densidad, algo más elevada que la de los aceites minerales, está comprendida entre 1,27 y 1,55 g/cm³ a 100° C.
- Su viscosidad oscila entre 1 y 48 cSt a 100° C.
- Su punto de congelación está comprendido entre - 51° C. y + 30° C.
- Su calor específico les caracteriza como unos buenos fluidos refrigerantes.
- Su tensión de vapor permanece siempre débil incluso a temperaturas mayores de 120° C.
- Son ininflamables.

3.1.8.3 Características químicas.

- Los askareles son neutros, puesto que su acidez es inferior a 0.01 mg. de KO H/gr.
- Son estables, ya que no presentan ninguna tendencia a formar depósitos.
- Son poco higroscópicos, pudiendo disolver como máximo 100 p.p.m. de agua a 20° C.
- No presentan acción alguna sobre los metales corrientes tales como: cobre, aluminio, hierro, bronce, estaño, etc.

3.1.8.4 Características eléctricas.

Las características eléctricas de los askareles están condicionadas por el hecho de ser productos viscosos, que pueden alcanzar estructura vítrea. Entre las características más significativas podemos mencionar:

- Una permitividad elevada, aproximadamente 5, frente a 2.5 para el aceite mineral.
- Pérdidas dieléctricas débiles, aunque ligeramente más elevadas que las de los aceites minerales, a causa de su polaridad.
- La rigidez dieléctrica es elevada, puesto que alcanza corrientemente valores de 200 KV/cm.
- La resistividad en corriente continua a 100° C. bajo 500 V. es aproximadamente de $10^{12} \Omega/\text{cm}^3/\text{cm}$.
- La permitividad relativa de los askareles varía en función del porcentaje de cloro en la molécula (Fig. 2) pudiendo alcanzar valores de 6 frente a un valor máximo de 2,5 alcanzado por los aceites minerales. Esta es la razón por la cual los fabricantes de condensadores han podido reducir el tamaño de las unidades en un 50 a 60 por ciento en relación con las mismas unidades aisladas con aceites minerales.

Siendo los askareles unos productos viscosos cuya viscosidad varía en función de la temperatura y del porcentaje de cloro en la molécula, es lógico pensar que sus propiedades eléctricas se vean afectadas por estas dos circunstancias.

La figura 3 y 4 muestran la variación de permitividad en función de la temperatura para askareles con distintos niveles de cloración.

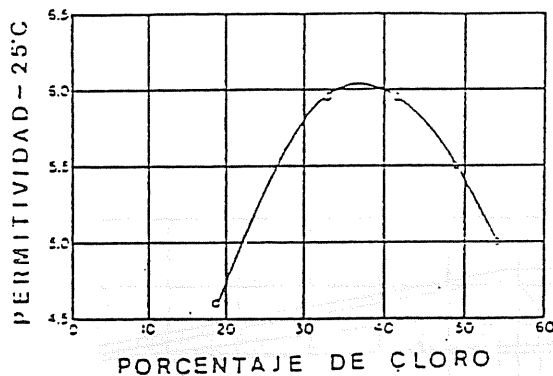


Figura 2
Variación de la permitividad en función del nivel de cloración.

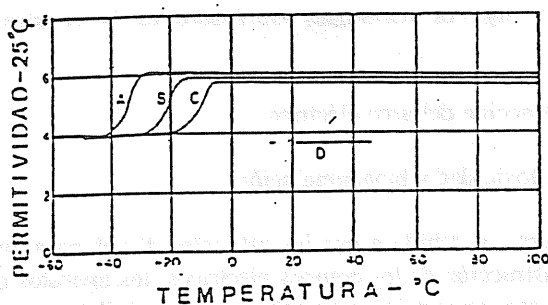


Figura 3
Efecto de la temperatura sobre la permitividad para papeles impregnados con : A - tricloro difenilo. B - tetracloro difenilo. C - pentaclorodifenilo. D - Mezclas de clorodifenilos con clorobenceno

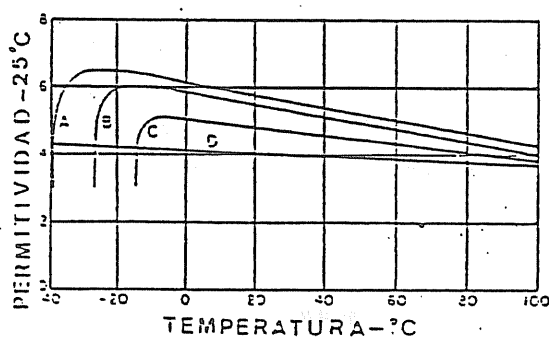


Figura 4

Efecto de la temperatura sobre la permitividad para: A - triclorodifenilo. B - tetraclorodifenilo. C - pentaclorodifenilo. D - mezclas de clorodifenilos con clorobenceno.

3.1.8.5 Problemática de la utilización de los askareles.

Reconociendo que los PCBs responden ampliamente a las características exigibles a cualquier fluido dieléctrico, estos productos, presentan también algunos inconvenientes, entre los que vamos a considerar como más importantes:

- Son incompatibles con algunos materiales empleados en la construcción de los equipos eléctricos.
- Se descomponen bajo la acción del arco eléctrico.
- Presentan problemas de toxicidad y bioacumulación.

En cuanto al primer aspecto, y debido a que los askareles disuelven algunos de los materiales comúnmente empleados en la construcción de los equipos eléctricos, los aparatos que van a ser llenados con askareles deben construirse con materiales especialmente compatibles con ellos. Con el fin de conocer la compatibilidad de los askareles con los materiales empleados en la aparamenta eléctrica, la CEI en su Publicación 588, partes 5 y 6 establece una serie de ensayos para determinar la compatibilidad de estos productos. Como guía podemos resumir las características siguientes:

Metales : Son todos compatibles.

Presspan : Se utilizan las calidades DIN 3050 y DIN 3052.

Papel : Es compatible.

Madera : No tiene que ser resinosa. Es preferible utilizar haya blanca o roja.

Juntas : El perbunan es por lo general incompatible, aunque existen calidades que pueden serlo; no obstante, es preferible utilizar juntas de silicona.

El corcho aglomerado es compatible si su aglomerante lo es. El teflón es resistente.

Pegamentos : La Araldita bien secada y endurecida es compatible.

La electropasta (glicero - ftalato) no es resistente, pero puede emplearse en superficies con poco contacto con el askarel.

Los pegamentos tipo vinilicos no son recomendables.

Lacas : La goma laca no es compatible con el askarel, aunque en pequeñas cantidades se puede admitir.

Los vinilacetatos no son, por lo general, resistentes.

Los gliceroftalatos bien polimerizados son resistentes, pero si no están bien polimerizados no son aconsejables.

Todos los productos fenólicos bien polimerizados son compatibles.

Pinturas : Las pinturas normales no deben entrar en contacto con el askarel.

La segunda limitación importante de los askareles para ser empleados como fluidos dieléctricos es consecuencia de sufrir una destrucción parcial cuando un arco eléctrico salta en el seno de un askarel, formándose partículas de carbón finamente divididas y fundamentalmente, cloruro de hidrógeno.

El carácter corrosivo del CIH formado obliga a emplear fijadores, pues el CIH ataca a los contenedores, produciéndoles serios daños. El nivel de protección útil contra la acción del arco eléctrico puede conocerse mediante el procedimiento descrito en la Publicación CEI-58B-2.

Por último, el tercer aspecto a tener presente a la hora de emplear askareles es su toxicidad y su estabilidad química. Los askareles son unos productos que, al igual que otros compuestos clorados, son moderadamente tóxicos. Ello obliga a utilizarlos con precaución, debiendo estar las personas que los manejan debidamente protegidas puesto que los niveles y alcances de toxicidad en el hombre no son aún bien conocidos.

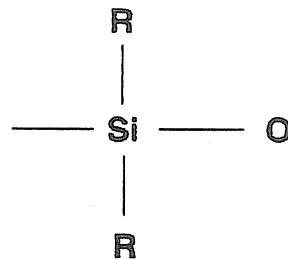
La estabilidad química de los askareles, característica por otra parte muy apreciada como fluido dieléctrico, plantea también graves problemas ya que pueden contaminar fuertemente el medio ambiente.

3.1.9 Aceites de silicona.

Las siliconas están siendo utilizadas actualmente en aquellos casos en los cuales se exige un producto no propagador del fuego y que, a la vez, no presente ningún tipo de problema ecológico por posible contaminación ambiental en caso de accidente, y no dudamos que su uso va a ir extendiéndose en el futuro cada vez más, en sustitución de otros productos a medida que su precio vaya siendo más competitivo.

Las siliconas fueron desarrolladas a mediados del presente siglo, al encontrarse en ellas unas excepcionales características físicas, químicas y eléctricas.

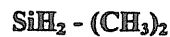
El nombre fue acuñado por F. S. Kipping y es ahora utilizado para designar los compuestos de silicio polimerizados, cuya estructura es



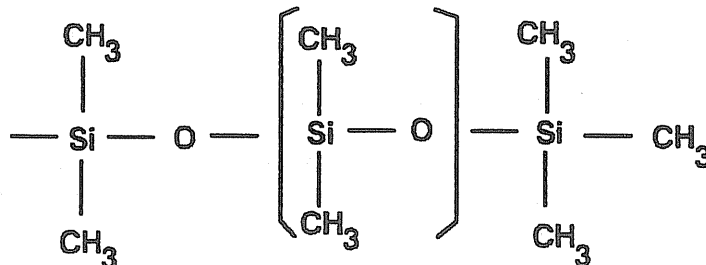
donde R y R' son siempre radicales orgánicos monovalentes.

El compuesto más sencillo es el (SiH₄), llamado "silano", por analogía con el metano (CH₄).

Análogamente a los hidrocarburos, los átomos de silicio forman cadenas y los átomos de hidrógeno pueden estar sustituidos por radicales orgánicos por ejemplo: el dimetilsiloxano



Las siliconas susceptibles de emplearse como fluidos dieléctricos reciben el nombre de dimetilpolisiloxanos, cuya fórmula general es:



La viscosidad de la silicona depende de n. Para el valor n = 1000 la silicona tiene una consistencia pastosa. Para los fluidos aislantes n debe ser aproximadamente 35.

En los transformadores se utilizan principalmente aceites minerales, askareles o siliconas, para asegurar su aislamiento, así como su refrigeración. Ninguno de los tres fluidos reúne todas las condiciones ideales, teniendo que efectuarse la elección en cada caso como resultado de la evaluación de varios factores técnicos y económicos. Entre los factores técnicos se puede citar su comportamiento como dieléctricos y como refrigerantes, su combustibilidad y el posible impacto ecológico.

Por el contrario, los askareles no son inflamables pero tienen el inconveniente de ser altamente tóxicos y debido a su gran estabilidad química, pueden contaminar el medio ambiente, presentando graves problemas ecológicos. Por último, las siliconas tienen la ventaja de ser unos excelentes dieléctricos, comparables a los askareles, y superiores a los aceites minerales, pero presentan el inconveniente de ser combustibles, aunque esto sea a temperaturas elevadas, si bien no son propagadores de fuego. Otro inconveniente de las siliconas como fluidos dieléctricos es su elevado precio, en comparación con sus dos competidores.

Comparando los valores de las características de los aceites minerales con las siliconas, se observa que las características eléctricas de las siliconas son mejores. La viscosidad cinemática es más favorable para el aceite mineral, por lo que cabe esperar una peor evacuación de calor con las siliconas.

El punto de inflamación es al menos 100° C. mayor para las siliconas que para los aceites minerales.

3.1.9.1 Características eléctricas.

Las siliconas del tipo dimetilpolisiloxano presentan unas buenas propiedades eléctricas, no variando prácticamente con la temperatura, por lo que han encontrado aplicación como aislantes eléctricos, sobre todo cuando las temperaturas de trabajo son altas, con ventajas sobre otros materiales dieléctricos.

Cuatro son las características que deben compararse:

- Permittividad eléctrica.
- Tangente del ángulo de pérdidas.
- Resistividad.
- Rigidez dieléctrica.

La permitividad eléctrica y la tangente del ángulo de pérdidas dan idea de la energía disipada en el dieléctrico en forma de calor.

Observando la Tabla I comprobamos cómo la permitividad alcanza los valores máximos en los askareles, ocupando las siliconas un valor intermedio entre los aceites minerales y los askareles. En cuanto a la tangente del ángulo de pérdidas, el valor más bajo corresponde a la silicona, ocupando el aceite mineral el segundo lugar.

El contenido en agua tiene gran influencia sobre los valores de la rigidez dieléctrica, factor de pérdidas y resistividad. Cuanto mayor sea la solubilidad más difícil será extraer el agua y se necesitarán condiciones de tratamiento más severas.

TABLA - 1

Características eléctricas de las siliconas, aceites minerales y askareles.

Características	Silicona	Aceite mineral	Askarel
Permittividad diel. 50/60 Hz. - a 25°C. - a 75°C. - a 100°C. (CEI - 247)	2,7 2,6 2,5	2,2	4,6
Factor de pérdidas dieléctricas Tag. δ a 50/60 Hz. - a 23 °C. - a 75 °C. - a 100 °C.	$3 \cdot 10^{-5}$ $5 \cdot 10^{-5}$ $3 \cdot 10^{-5}$	$1 \cdot 10^{-4}$ $14 \cdot 10^{-4}$	$3,5 \cdot 10^{-3}$ $3 \cdot 10^{-2}$
Resistividad ($\Omega \cdot \text{cm.}$) - a 23 °C. - a 75 °C. - a 100 °C. (CEI - 247)	$1 \cdot 10^{15}$ $8 \cdot 10^{14}$ $1 \cdot 10^{14}$	$2,5 \cdot 10^{13}$	$1 \cdot 10^{12}$
Rigidez dieléctrica (KV) a 23 °C. (CEI - 156)	56	50 a 70	50

TABLA - 2
Solubilidad del agua

Temperatura	Contenido en agua en mg/Kg. (p.p.m.)		
	Silicona	Aceite mineral	Askarel
0	—	20	41
25	200	70	110
55	600	330	550

La tabla 2 muestra cómo la solubilidad aumenta con la temperatura, siendo los fluidos de silicona los más absorbentes.

La Figura 1 representa el valor de la rigidez dieléctrica en función del contenido en agua, en los tres fluidos dieléctricos.

Como puede verse, los fluidos siliconados admiten intrínsecamente un contenido en agua ligeramente superior a los aceites minerales, puesto que la disminución de la rigidez dieléctrica es ligeramente inferior para el mismo contenido en agua. No obstante, la presencia de materiales higroscópicos en el transformador no permite aprovechar esta propiedad.

La gran influencia del contenido de agua sobre las propiedades eléctricas de los fluidos dieléctricos, aconseja someterlos a procesos de desecación, consistentes en un calentamiento bajo vacío, seguido de una filtración, cuando el contenido en agua es elevado. La buena estabilidad térmica de las siliconas, así como su baja tensión de vapor, hace que estos productos puedan reacondicionarse, sometiéndolos a temperaturas elevadas, para reducir el contenido en agua a valores adecuados, sin riesgo de degradarlas.

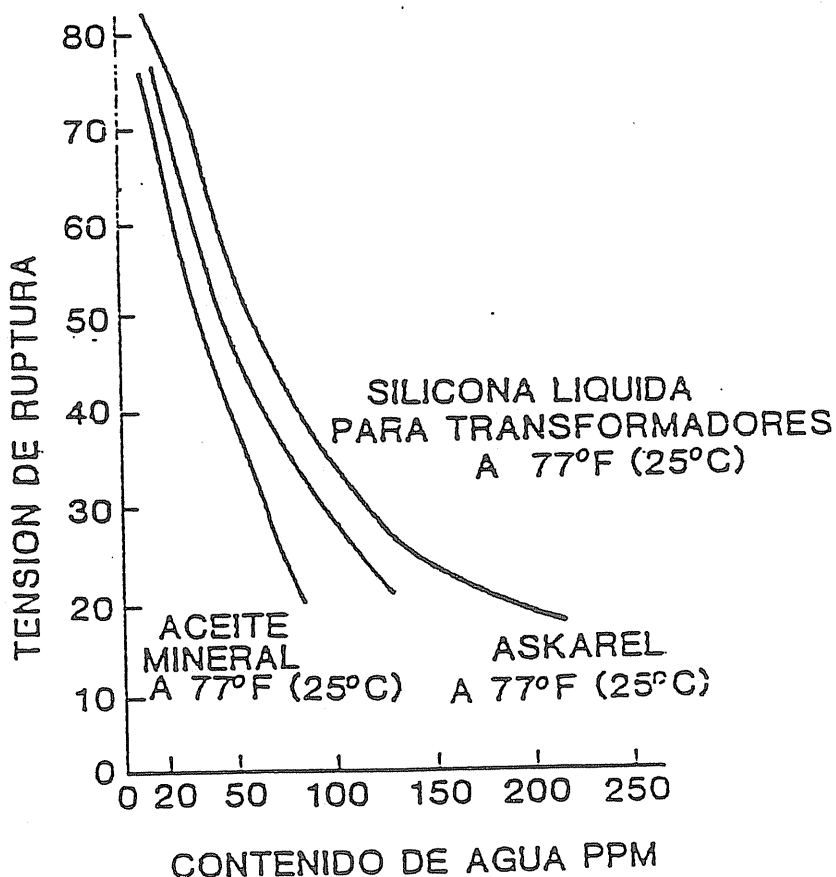


Figura 1

Efecto del contenido en agua en la tensión de ruptura de los líquidos dieléctricos.

La gran viscosidad de las siliconas, en comparación con los aceites minerales y los askareles, sobre todo a temperaturas elevadas, hace que la silicona circule sólo a una quinta parte de la velocidad a la que lo hace el aceite mineral y el askarel por convección natural. (Fig. 2).

3.1.9.2 Comportamiento de las siliconas bajo la acción del arco.

Los riesgos de incendio y explosión de un transformador pueden tener su origen en arcos eléctricos. Un arco eléctrico producido en el seno de un líquido causa su descomposición en una serie de gases que pueden ser o no combustibles, produciendo al mismo tiempo una onda de presión que se propaga a través del líquido. Cuando la potencia del arco es elevada, la onda que se forma puede romper el contenedor del transformador, dando lugar a pérdidas del dieléctrico, pudiendo producir al mismo tiempo nuevos arcos al quedarse sin aislamiento zonas en tensión, en el caso en que no existiesen otras protecciones.

3.1.9.3 Gases producidos.

En la figura 3 se refleja la producción de gases (ml/kw) en función de la tensión aplicada. El aceite mineral produce, en volumen, aproximadamente cuatro veces más gases que la silicona. Debido a la formación de residuos sólidos entre los electrodos, cuando se ensaya silicona con bajos niveles de tensión un electrodo se hace girar. En estas condiciones de ensayo, el volumen de gas generado por las siliconas aumenta.

Como se indica en la Tabla III, en todos los casos ensayados el hidrógeno es el gas que se produce en mayores cantidades. En el caso de las siliconas, además del hidrógeno, la producción de monóxido de carbono es abundante, mientras que con los aceites minerales se produce acetileno en cantidades superiores que con las siliconas.

3.1.9.4 Combustión de las siliconas bajo arco eléctrico.

El estudio de la resistencia al fuego de las siliconas se puede efectuar también utilizando tanques abiertos e introduciendo unos electrodos en el líquido. El tiempo necesario para alcanzar el punto de inflamación, tanto a altos como a bajos niveles de corriente quedan reflejados en la Tabla. Como puede observarse, el tiempo necesario para provocar la inflamación de la silicona es tres veces superior al tiempo necesario para provocarla en el aceite mineral en cualquiera de las condiciones estudiadas. Tabla IV.

TABLA 3
Composición de los gases producidos bajo la acción del arco.

Líquido	Silicona líquida			Aceite mineral		
	810 mA.	715 mA.	26,2 A.	345 mA.	1,050 mA.	15,9 A.
Corriente	810 mA.	715 mA.	26,2 A.	345 mA.	1,050 mA.	15,9 A.
Electrodo	Rotación 24 r.p.m.	Rotación 120 r.p.m.	Fijos	Rotación 24 r.p.m.	Rotación 120 r.p.m.	Fijos
Tipo de gas	COMPOSICIÓN					
H ₂	74,6	75,6	77,1	65	68,28	73,44
CO	19	17,2	14	—	—	—
CH ₄	1,7	1,2	4,02	1,02	2,02	3,45
C ₂ H ₂	4,3	5,7	3,76	32,8	26,59	22,74
C ₂ H ₄	0,4	0,2	1,13	0,8	1,4	2,13
C ₂ H ₆	trazas	trazas	—	trazas	trazas	0,03
C ₃ H ₆	trazas	—	—	0,2	0,17	0,21
C ₃ H ₈	—	—	—	trazas	trazas	trazas
Gas formado medio ml/kw.	22	35	43	45	45	46

TABLA 4
RESULTADOS DE LOS ENSAYOS DE COMBUSTION

Nº	Líquido	Corriente A.	Distancia del arco a la superficie (min.)	Duración de la corriente (min.)	Temperatura del líquido °C.	Resultados
1	Aceite mineral	6,1	10	4	140	Inflamación
2	Aceite mineral	6,1	20	7	150	Inflamación
3	Aceite mineral	6,1	30	12	120	El arco no alcanza la superficie No hay inflamación
4	Silicona	6,1	10	25	260	Inflamación
5	Silicona	6,1	20	27	212	Electrodos en corto. No hay inflamación
6	Aceite mineral	13	10	—	—	Arco continua en aire
7	Aceite mineral	13	20	3	140	Inflamación
	Aceite mineral	13	30	2,75	140	Inflamación
9	Silicona	13	20	18	220	Inflamación
10	Silicona	13	10	3,5	243	Inflamación

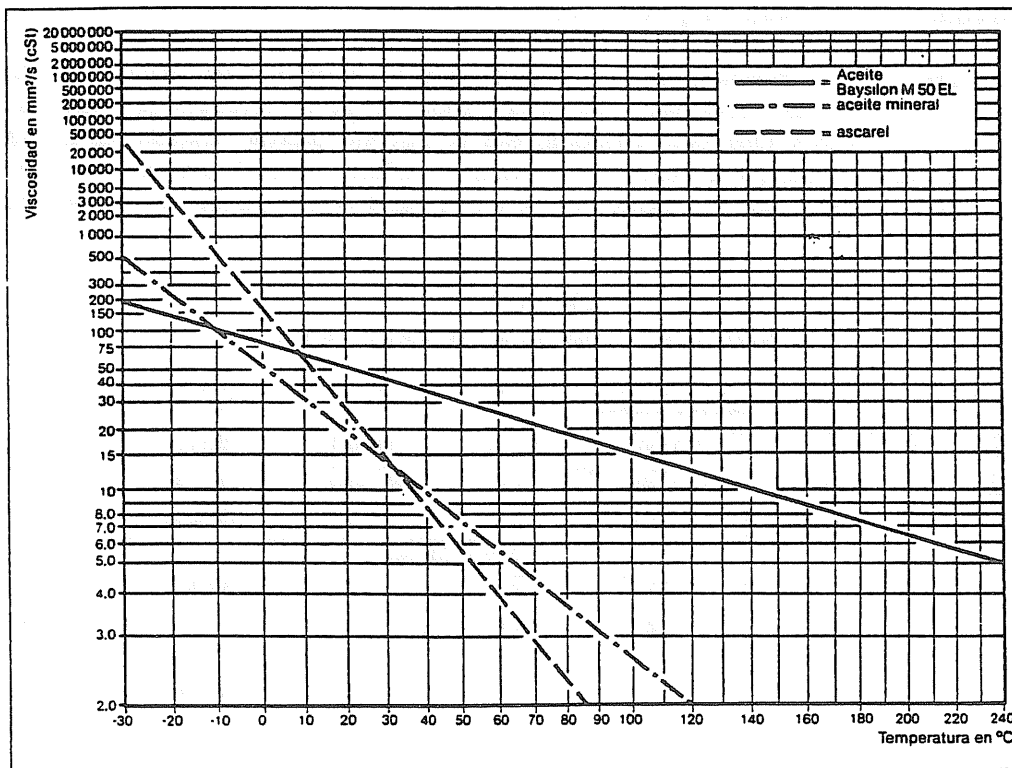


Figura 2
 Variación de la viscosidad en función de la temperatura para la Silicona, Aceite mineral y Askarel

3.1.9.5 Mantenimiento de los transformadores con aceite de silicona.

Las siliconas no son corrosivas ni se oxidan a las temperaturas habituales de funcionamiento de los transformadores y en consecuencia, no atacan al resto de los materiales aislantes; por esta razón puede funcionar durante largos periodos de tiempo sin problemas. No obstante, deben efectuarse controles periódicos, sobre todo de aquellos parámetros que pueden resultar trascendentes para el buen funcionamiento de los equipos, tales como el contenido en agua, la rigidez dieléctrica y el factor de pérdidas dieléctricas.

Si después de un largo periodo de funcionamiento las condiciones del fluido siliconado aconsejan su regeneración ésta deberá hacerse mediante carbón activo, seguido de una filtración a través de sílice lavada y calcinada. En ningún caso deberán utilizarse, en un proceso de regeneración de fluidos siliconados, tierras activadas, ácidas o básicas, tal y como se emplean en la regeneración de aceites minerales pues, bajo el efecto del calor, y a pesar de la estabilidad de las siliconas, su estructura puede verse modificada y, en consecuencia, su viscosidad.

El tratamiento de reacondicionamiento puede realizarse calentando el fluido siliconado bajo vacío, con lo que se consigue su total deshidratación.

CAPITULO IV

PUESTA EN MARCHA DE TRANSFORMADORES

Una vez que el transformador ha salido de fabrica cumpliendo con sus características para ser instalado y sometido a funcionamiento conectándosele los receptores y maquinas a los que va a alimentar. Como sabemos, las cargas que va a soportar son distintas en cada momento como cargas resistivas, inductivas, capacitivas, etc.

Todas ellas van a contribuir a que el transformador baje su rendimiento, ya que van a influir para ello varios condicionantes, como el grado de carga, el coseno de φ , la temperatura del local donde este instalado, su ambiente mas o menos agresivo en cuanto a contaminación se refiere, etc.

Todo ello se ha de tener en cuenta para tratar de mejorar las condiciones de trabajo del transformador, ya que todos los condicionantes adversos contribuyen a su envejecimiento prematuro y lo que hay que tener en el momento presente, la parte económica, es decir lo que cuesta por ser mas bajo el rendimiento, un capitulo muy importante, al que no se le suele dar la importancia que tiene.

En este texto se tratara de ver estos conceptos y como mejorarlos para conseguir un buen rendimiento del transformador en condiciones de carga.

También se definirán algunos conceptos del transformador, según la normativa UNE así como las particularidades mas importantes de su mantenimiento.

4.1 DEFINICIONES.-

Las definiciones siguientes son aplicables a los términos que se atribuyen a los transformadores según la norma UNE. La relación de definiciones que se expone, aun no siendo exhaustiva, nos ayudaran a entender el contenido del presente escrito.

4.1.1 Transformador sumergido:

Transformador en el que el circuito magnético y sus devanados están sumergidos en un fluido dielectrico y/o refrigerante.

4.1.2 Transformador seco:

Transformador en el que el circuito magnético y sus devanados no están sumergidos en un dielectrico y/o refrigerante liquido.

4.1.3 Transformador hermético:

Transformador sin respiración, es decir, cerrado de forma que no se pueden producir intercambios notables entre sus componentes internos y la atmósfera externa.

4.2 BORNES Y PUNTO NEUTRO:**4.2.1 Borne.-**

Pieza conductora destinada a conectar un arrollamiento a los componentes exteriores.

4.2.2 Borne de línea.-

Borne destinado a ser conectado a un conductor de línea de una red.

4.2.3 Borne neutro.-

a) Borne conectado a un punto neutro del arrollamiento conectado en estrella o en zig - zag (Transformadores trifásicos o bancos polifásicos construidos con transformadores monofásicos).

b) Borne destinado a ser conectado a un punto neutro de la red (Transformadores monofásicos).

4.3 RÉGIMEN ASIGNADO:

Es al conjunto de valores numéricos asignados que definen el funcionamiento del transformador.

4.3.1 Magnitudes asignadas.-

Magnitudes (tensión, intensidad, etc.) cuyos valores numéricos definen el régimen asignado.

Salvo especificación de lo contrario, las magnitudes asignadas se refieren a las tomas principales.

Las tensiones e intensidades se expresan siempre por sus valores eficaces, salvo especificación en contra.

4.3.2 Tensión asignada de un arrollamiento.-

Tensión específica para ser aplicada u obtenida en funcionamiento en vacío entre los bornes de línea de un transformador polifásico o entre los bornes de un arrollamiento de un transformador monofásico.

Las tensiones asignadas de todos los arrollamientos aparecen simultáneamente en funcionamiento en vacío cuando la tensión aplicada en uno de ellos tiene su valor asignado.

En el caso de transformadores monofásicos destinados a formar un banco trifásico, la tensión asignada de un arrollamiento destinado a ser conectado en estrella se indica por una fracción cuyo numerador es la tensión entre fases y cuyo denominador es $\sqrt{3}$, por ejemplo:

$$\frac{400}{\sqrt{3}} V.$$

4.3.3 Relación de transformación asignada.-

Relación entre la tensión asignada de un arrollamiento y la de otro arrollamiento caracterizada por una tensión asignada inferior o igual:

$$\text{Relación} = \frac{V. \text{primario}}{V. \text{secundario}}$$

4.3.4 Frecuencia asignada.-

Frecuencia para la cual el transformador está diseñado para funcionar.

4.3.5 Potencia asignada.-

Valor convencional de potencia aparente (en KVA o MVA) que sirven de base para la construcción del transformador.

Si la potencia de un transformador varía, según los diferentes métodos de refrigeración, la potencia asignada es la potencia más elevada.

En un transformador de dos arrollamientos ambos tienen la misma potencia asignada, la cual es por definición la potencia asignada del transformador.

En el caso de transformadores de más de dos arrollamientos, la potencia asignada a cada uno de ellos debe ser mencionada.

4.3.6 Intensidad asignada.-

Intensidad que llega a un borne de línea de un arrollamiento obtenida de dividir la potencia asignada del arrollamiento por la tensión asignada de ese arrollamiento y por un factor de fase apropiado.

(Número de fase 1 - Factor 1; Número de fase 3 - Factor $\sqrt{3}$).

Si la conexión en triángulo o en polígono se hace conectando exteriormente dos a dos los bornes de los arrollamientos de fase, esta intensidad corresponde al valor obtenido para el conjunto de dos bornes así conectados.

En caso de los transformadores monofásicos destinados a construir un banco trifásico, la intensidad asignada de un arrollamiento destinado a ser conectado en triángulo, se indica por una fracción cuyo numerador es la intensidad de línea del banco trifásico y el denominador es $\sqrt{3}$, ejemplo:

$$\text{Intensidad asignada a un arrollamiento} = \frac{500}{\sqrt{3}} \text{ A.}$$

4.4 PERDIDAS:

4.4.1 Perdidas en vacío.-

Potencia activa absorbida cuando la tensión asignada a la frecuencia asignada se aplica a los bornes de cada uno de los arrollamientos, estando en circuito abierto el otro o los otros arrollamientos.

4.4.2 Corriente de vacío.-

Corriente en un borne de línea de un arrollamiento cuando la tensión asignada a la frecuencia nominal se aplica a los arrollamientos, estando en circuito abierto el otro o los otros arrollamientos.

La corriente de vacío de un arrollamiento se expresa frecuentemente en tanto por ciento de la intensidad asignada de ese arrollamiento. Para transformadores de más de dos arrollamientos, este porcentaje se refiere al arrollamiento que tenga más potencia.

4.4.3 Perdidas debidas a la carga. Transformador de dos arrollamientos.-

Potencia activa absorbida a la frecuencia asignada cuando la intensidad asignada atraviesa los bornes de línea de uno de los arrollamientos, estando puestos en cortocircuito los bornes del otro arrollamiento. El valor se refiere a la temperatura de referencia (según tablas 75 °C) para los aislamientos de clases A, B y E.

4.4.4 Perdidas totales.-

Es la suma de las pérdidas en vacío y de las pérdidas debidas a la carga.

4.5 TENSIÓN DE CORTOCIRCUITO:

4.5.1 De un transformador de dos arrollamientos.-

Tensión a la frecuencia asignada que es necesario aplicar entre los bornes de línea de un arrollamiento polifásico, o los bornes de un arrollamiento monofásico, para hacer circular la intensidad asignada cuando están puestos en cortocircuito los bornes del otro o los otros arrollamientos. El valor se refiere a la temperatura de referencia (Según tablas 75 °C para los aislamientos A, B, y E).

Normalmente viene en la placa de características como el tanto por ciento de la tensión asignada:

$$\text{Tensión de c.c. a } 75\text{ }^{\circ}\text{C} = \% \text{ de } V_n.$$

4.6 VENTILACIÓN DE LOS LOCALES DE UBICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES.-

Los locales destinados a alojar en su interior los elementos de la instalación, como transformadores, etc. para tener una buena ventilación en las celdas y así evitar excesivos calentamientos, se dispondrán entradas de aire adecuadas por la parte inferior y salidas en la parte superior, en el caso de que se emplee ventilación natural.

También la ventilación podría ser forzada en cuyo caso la disposición de los diseños de la instalación eléctrica dispondrán de cierres automáticos para su actuación en caso de incendio.

Estos huecos destinados a la ventilación deben estar protegidos, de forma que impidan el paso de elementos extraños y estarán dispuestos o protegidos de forma que impidan el paso del agua y elementos metálicos que puedan dar lugar a contactos inadvertidos.

Es frecuente no hacer demasiado caso a los aspectos de refrigeración, lo que explica la aparición de temperaturas anormales en el transformador, por eso conviene recordar la regla según la cual cada 8 °C de sobrecalentamiento de larga duración reduce la vida normal de un transformador (v. Curvas de Montsinger).

Por lo indicado anteriormente, se pone de manifiesto el gran interés por mantener una buena refrigeración por circulación de aire. Por ello en centros subterráneos para mantener el nivel de caudal de aire de refrigeración, puede resultar indispensable la instalación de extractores.

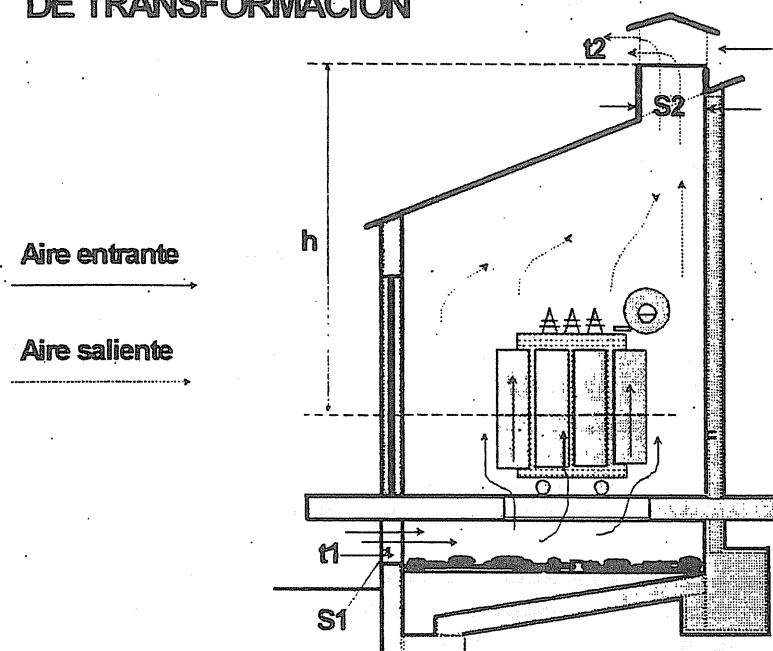
Se recuerda que en transformadores refrigerados por aire la temperatura de este, no sobrepasará en ningún caso los 40 °C y no será inferior a - 25 °C.

Las temperaturas medias diarias no excederán de 30 °C y la temperatura media anual de 20 °C.

4.6.1 Detalle de ventilación de una caseta para centro de transformación:

Se ha comprobado que la diferencia entre la temperatura del aire frío de entrada al centro y el de salida caliente asciende a $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ denominados por $(t_2 - t_1)$. t_2 = temperatura de salida del aire y t_1 = temperatura del aire de entrada de refrigeración, ambas medidas en grados centígrados ($^{\circ}\text{C}$), S_1 = orificio de entrada para ventilación. S_2 = sección de la chimenea. h = diferencia de altura entre la mitad superior del transformador y la abertura de salida del aire caliente.

DETALLE DE VENTILACION DE UNA CASETA PARA CENTRO DE TRANSFORMACION



Datos para el Nomograma.

P = Perdidas en el transformador en Kw. a disipar.

V = Caudal de aire en m^3/min .

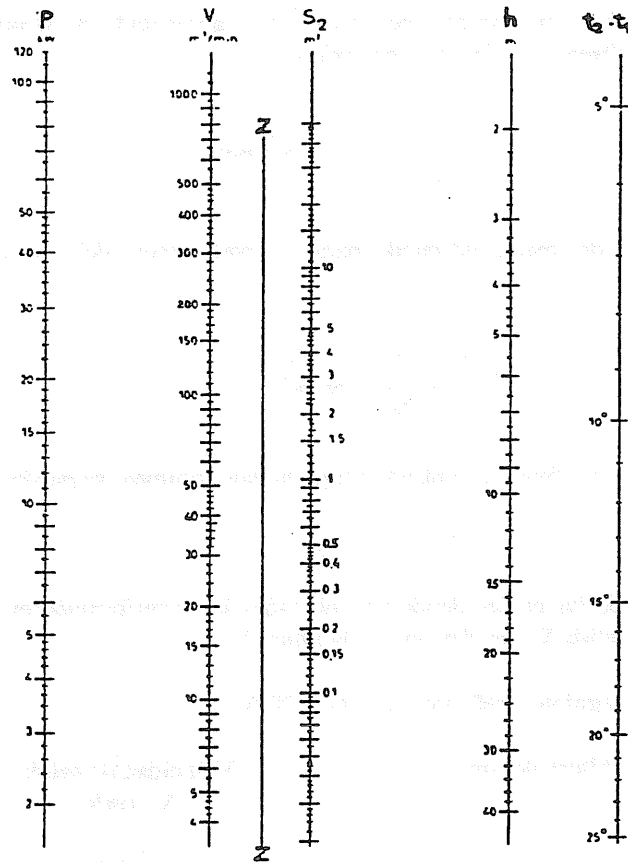
S_2 = Sección en m^2 de la chimenea.

h = Diferencia de altura, entre transformador y abertura de salida del aire.

$t_2 - t_1$ = Diferencia de temperatura entre aire frío y aire caliente.

Z = Línea de referencia.

NOMOGRAMA PARA EL PROYECTO DE VENTILACIÓN



4.6.2 Datos para cálculos de ventilación:

Cuando los transformadores vayan a trabajar en lugares con una temperatura ambiente ≤ 5 °C. superior a la normal, los calentamientos admisibles deben reducirse en 5 °C. y en 10 °C. cuando se sitúe entre 5 y 10 °C. de temperatura superior a la normal.

En temperaturas mas altas se deben reducir tantos grados como sobrepasen a la temperatura normal del ambiente.

Del mismo modo que para temperaturas ambientes mas bajas puede aumentarse la carga del transformador. para una temperatura ambiente superior, se deberá reducir la potencia en 1.5 % por cada grado que exceda de la temperatura normal ambiente.

Por ello en celdas y casetas de transformación es muy importante que la ventilación sea suficiente.

Para hacer el cálculo de la ventilación, hay que tener en cuenta lo siguiente:

a) Determinación del caudal de aire necesario = V.

La potencia máxima a disipar en un transformador son las pérdidas totales, suma de las pérdidas en el cobre más las pérdidas en vacío, que las denominaremos P.

Energía que absorbe 1 m³ de aire por cada grado aumentado de temperatura será de 1.16 (KJ/m³/°C) 35°C. y 760 milímetros de presión atmosférica.

$$V = \frac{P \times 60}{1.16 (t_2 - t_1)} \quad (\text{m}^3/\text{min.})$$

b) Establecimiento del medio adecuado para el aportamiento del caudal que plantea el tiro natural.

$$S_2 = \frac{V}{V_2} \quad \text{en m}^2$$

En virtud de que el aire fresco de entrada ocupa menor volumen, se puede decir:

$$S_1 = 0.92 S_2$$

Dada la similitud de las celdas donde van ubicados los transformadores, se puede proceder a determinar la velocidad de salida V₂, en función de la altura h.

Utilizando la tabla siguiente, referida a t₂ - t₁ = 20 °C.

Altura de tiro	Velocidad de salida V ₂ (m/s)
3	0.81
4	0.94
5	1.07
6	1.18
7	1.28
8	1.35
9	1.44
10	1.51

Las secciones de entrada y salida de aire se entienden superficies libres, si se disponen persianas o rejas, hay que añadir los suplementos correspondientes a esas superficies.

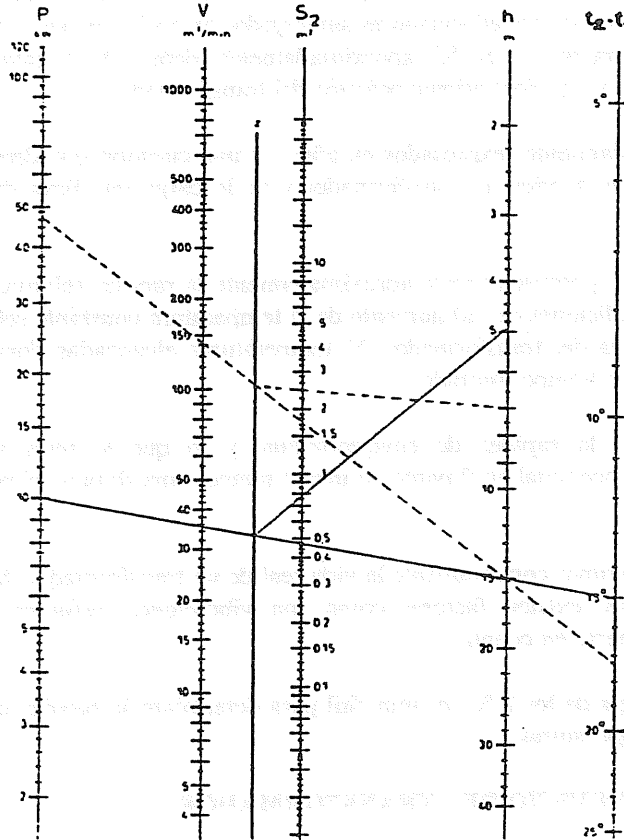
La abertura ubicada debajo del transformador no será mayor que la proyección del aire, el cual ha de circular a través de las aletas de refrigeración.

Si fuese preciso contar con el funcionamiento del transformador a plena carga es oportuno prever un 20% más en el caudal que ha sido calculado.

4.6.3 Ejemplos para determinar t₂ - t₁ sobre nomograma:

Tenemos un transformador en la actualidad que se nos ha quedado con una potencia inferior a la que necesitamos, por una ampliación de fábrica.

Este transformador es de 4.000 KVA. y necesitamos otro cuya potencia sea de 6.000 KVA., observamos que las dimensiones del nuevo transformador nos permite introducirlo en la celda que estaba ubicado el anterior.



Entonces, pasamos a determinar la temperatura $t_1 - t_2$ diferencia entre la de entrada (aire frío) y la de salida (aire caliente). Datos que tenemos:

Pérdidas en el cobre a 75°C. 37 KW.

Pérdidas en vacío a 75°C 10 KW.

Pérdidas totales a 75°C 47 KW.

$h = 7$ metros de altura.

$S_2 = 2.4 \text{ m}^2$.

Según los datos pasados al nomograma, la temperatura $t_1 - t_2$ es de 17.5°C.

4.6.4 Influencia de la temperatura sobre el envejecimiento de los aislantes:

Tanto el tiempo como la temperatura influyen sobre los aislamientos fibrosos, disminuyendo su consistencia mecánica y eventualmente, haciéndoles quebradizos y desintegrándolos. El aislamiento de la clase "A" no falla eléctricamente al llegar a una temperatura crítica, sino por deterioro mecánico gradual.

Es por tanto importante, conocer la rapidez de deterioro físico que se produce bajo la influencia de la temperatura y del tiempo. Se ha demostrado que la resistencia mecánica del aislamiento clase "A", tal como viene empleándose en los transformadores sumergidos en aceite, queda reducida a la mitad por cada elevación de temperatura de 7 a 10 °C. aproximadamente, dentro de la gama de variaciones de temperatura correspondiente al funcionamiento práctico del transformador.

La duración del aislamiento expresados en años, es una cuestión que depende principalmente del tiempo que permanece en servicio el transformador y de la carga que lleva durante el periodo de trabajo.

La regla de los 8 °C. permite estimar aproximadamente la rapidez relativa con que se destruye el aislamiento, ya sea en condiciones de: a) aumento de la temperatura constante sobre el valor que debe dar una duración satisfactoria del transformador; b) temperaturas alcanzadas durante cortos periodos, resultantes de sobrecargas por tiempo limitado.

Para poder estimar la rapidez de envejecimiento y lo que le resta aún de duración al transformador, se deberá conocer cual es el punto de mayor temperatura durante el periodo que ha estado en servicio.

Es muy discutible estimar correctamente la vida real de un transformador, basándose en pruebas de envejecimiento, dado que existen factores como son vibraciones, esfuerzos de cortocircuito y sobretensiones que deben tenerse en cuenta.

Sin embargo, la regla de los 8 °C. es muy útil para determinar la rapidez de envejecimiento de los aislantes a diferentes temperaturas.

4.7 CONDICIONES DE SERVICIO DEL TRANSFORMADOR.-

4.7.1 Régimen nominal:

Se entiende como régimen nominal de un transformador la carga del mismo con su intensidad nominal en el lado secundario cuando en el lado primario se aplica la tensión asignada y la frecuencia asignada.

La tensión del lado secundario varía con respecto a la nominal de marcha en vacío, ya que se produce una caída de tensión provocada por la corriente de carga que depende del factor de potencia y de la carga entre otras.

4.7.2 Capacidad de carga fundándose en la temperatura ambiente:

Por cada grado centígrado que la temperatura media del elemento refrigerante esté por encima o por debajo de 30 °C. en el caso de refrigeración por aire, y de 25 °C. si la refrigeración es por agua, el transformador podrá ser sobrecargado por cualquier periodo de tiempo por encima de su capacidad normal, de acuerdo con la siguiente tabla.

La temperatura media deberá ser tomada sobre la base de periodos de 24 horas, siendo la máxima no mayor de 10 °C. por encima de la media en el caso del aire y de 5 °C. en el caso del agua. Siguiendo estos datos, la duración probable de un transformador será aproximadamente la misma que si hubiera trabajado con su régimen nominal y temperaturas ambientes normales durante los mismos periodos de tiempo

Sistema de refrigeración	KVA, en % del valor nominal	
	Disminución de la carga cuando la temperatura es mas elevada	Aumento de la carga cuando la temperatura es menos elevada.
Autorrefrigerado	1.5	1.00
Refrigerado por agua	1.5	1.00
Refrigerado por aire forzado	1.0	0.75
Refrigerado por aceite forzado	1.0	0.75

4.7.3 Capacidad de carga de un transformador basándose en el factor de utilización:

Cuando el factor de carga en un periodo de tiempo no mayor de 24 horas es menor de 100 %, la carga máxima de un transformador durante ese periodo podrá elevarse sobre la capacidad normal en KVA., en los tantos por ciento establecidos en la siguiente tabla, por cada 1 % en que el factor de carga sea menor del 100 %.

Siguiendo estas normas, la duración probable será aproximadamente la misma que si el transformador hubiese funcionado con su carga nominal ese periodo.

Sistema de refrigeracion	Aumento en % sobre los KVa. nominales	Limite maximo del aumento en % (1)
Autorrefrigerado	0.5	25
Refrigerado por agua	0.5	25
Refrigerado por aire forzado	0.4	20
Refrigerado por aceite forzado	0.4	20

(1) Corresponde a un factor de carga de 50 %.

4.7.4 Sobrecargas diarias admisibles para mantener la duración normal probable:

Cuando no se producen sobrecargas de corta duración mas de una vez cada 24 horas, la carga máxima de un transformador podrá ser aumentada ligeramente por encima de la capacidad nominal, tal como se puede ver en la siguiente tabla.

Siguiendo estas normas, la probabilidad de duración será la misma que si el transformador hubiera trabajado con su capacidad normal durante el mismo periodo.

horas	Transformadores Autorrefrigerados			Refrigerados por aire forzado y de capacidad 133% o menor que la capacidad en caso de funcionar autorrefrigerado			Refrigerados por aire forzado y de capacidad mayor del 133% de la capacidad con autorrefrigerador y en todos los de aceite forzado.		
	% de carga inicial (1)								
H.	90%	70%	50%	90%	70%	50%	90%	70%	50%
1/2	1.59	1.77	1.89	1.45	1.50	1.68	1.36	1.47	1.50
1	1.40	1.54	1.60	1.31	1.38	1.50	1.24	1.31	1.34
2	1.24	1.33	1.37	1.19	1.23	1.26	1.14	1.18	1.21
4	1.12	1.17	1.19	1.11	1.13	1.15	1.09	1.10	1.10
8	1.06	1.08	1.08	1.06	1.07	1.07	1.05	1.06	1.06

(1) Los tantos por cientos indican la carga que se acepta como existente antes de aplicar la sobrecarga de corta duración.

Se deberá tomar, ya sea la carga media de las dos horas anteriores a la sobrecarga o la carga media de 24 horas (sin contar el periodo de sobrecarga) según cual de los dos sea mayor.

NOTA 1.- La temperatura ambiente considerada para esta tabla es de 30 °C. en el caso de refrigeración por aire y de 25 °C. en el caso de refrigeración por agua.

NOTA 2.- Como las cargas antes indicadas, podrán ser aplicadas una vez cada 24 horas, y como existe evidencia de que la rapidez de deterioro del aislamiento alrededor de los 190 °C. se duplica al elevarse la temperatura del aislamiento en menos de 8 °C., los valores de esta tabla se han basado en 4 °C. en lugar de los 8 °C.

4.7.5 Sobrecargas de corta duración con sacrificio de la duración probable:

Valores de sobrecarga para los diferentes tipos de transformadores con distintos términos de duración probable, según los valores de la siguiente tabla.

Tiempo en horas	Temperatura en grados centígrados que disminuirán en no mas de las siguientes cantidades la duración probable.				
	H	0.1%	0.25%	0.50%	1.0%
1/2		132	142	150	
1		124	134	142	150
2		117	126	134	142
4		111	119	126	134
8		105	112	119	126
24		99	104	109	115

Relación entre la temperatura del punto más caliente del cobre y la disminución de la duración probable.

4.7.6 Limitaciones:

Se han establecido las siguientes limitaciones para la sobrecarga de transformadores:

Máxima temperatura del aceite (sin protección) (1)	90 °C. (2)
Máxima temperatura del aceite (protegido) (1)	100 °C. (2)
Máxima temperatura del punto mas caliente del cobre	150 °C.
Máxima sobrecarga de corta duración (1/2 hora o mas)	200 °C. (3)

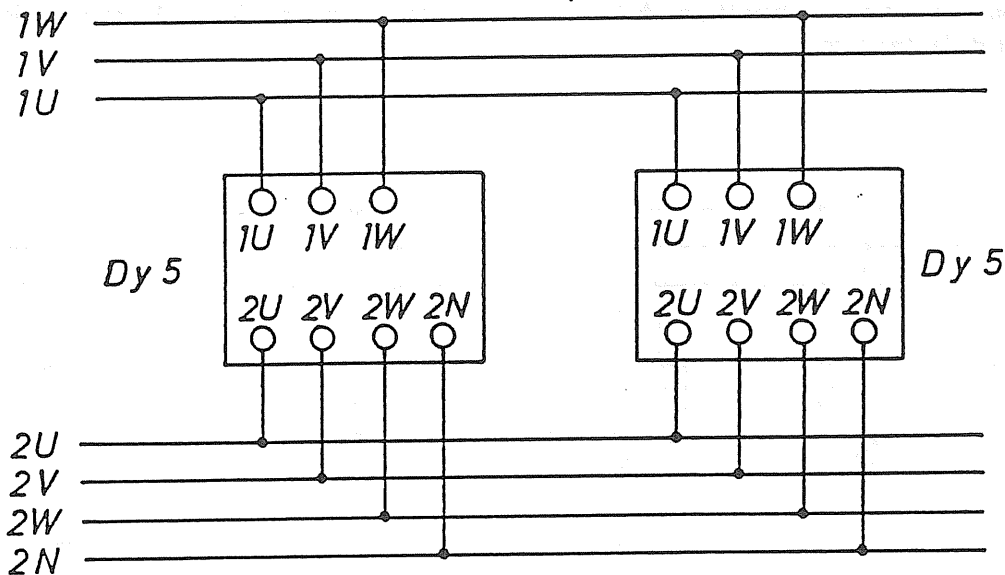
(1) El aceite se considera protegido o no, según que el transformador este equipado o no con conservador o con gas inerte sobre el aceite.

(2) A altas temperaturas del aceite podrán hacerse necesarias ciertas medidas de precaución, tales como desagüe del aceite, para evitar que este rebose o que la presión suba excesivamente.

(3) Los accesorios conductores de la corriente, ademas de los devanados, podrán imponer limites menores.

4.8 ACOPLAMIENTO DE TRANSFORMADORES.-

A veces, debido al aumento de las cargas producidas por el aumento del consumo en fábrica se nos queda pequeña la potencia instalada, y por ese motivo es necesario efectuar ampliaciones en las instalaciones, y con ello la potencia de los transformadores.



Como consecuencia de esta ampliación, tenemos dos opciones, o retirar el transformador existente y en su lugar instalar otro de mas potencia, o instalar un nuevo transformador junto al ya existente (o existentes) y acoplarlos en paralelo.

Sin embargo a la hora de elegir este nuevo transformador, hay que tener en cuenta que para acoplarlo con el ya existente, debe de reunir una serie de requisitos que son necesarios para este menester y que son los siguientes:

- Tener la misma frecuencia.
- Tener el mismo grado de conexión.
- Tener la misma relación de transformación.
- Tener la misma tensión de cortocircuito, dentro de los limites tolerados.
- Tener las mismas tensiones en primario y secundario.
- Tener una relación de potencias nominales no mayor de 3:1.

Con esas condiciones los transformadores pueden acoplarse, siempre con unas condiciones determinadas.

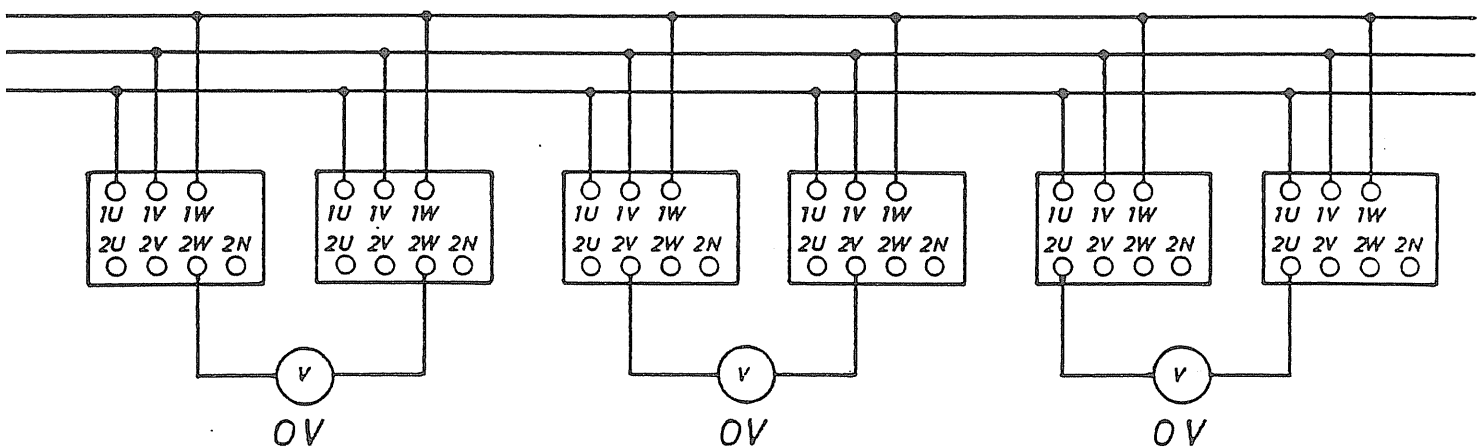
4.8.1 Pasos para efectuar el acoplamiento de transformadores:

Una vez comprobado que reunen todas las condiciones anteriormente indicadas, con el transformador listo para su puesta en servicio, hay que efectuar lo siguiente:

1º) : Comprobar que el conmutador de tomas de ambos transformadores están en las mismas posiciones y que sus tomas corresponden a la misma tensión asignada.

Que las bornas del lado primario han de estar conectadas a las mismas fases de las tensiones de linea.

Una vez efectuadas estas comprobaciones, podemos poner en servicio los transformadores, ambos en vacio, y a continuación procedemos a efectuar las lecturas de las tensiones en baja tensión entre fases y fases con neutro en ambos transformadores si estas son correctas, efectuamos una nueva medición, ésta entre fases homólogas de los transformadores, la cual nos ha de dar cero voltios entre cada una de las tres fases.



Si las mediciones efectuadas entre fases homólogas ha sido en todos ellos de cero voltios, a continuación podemos cerrar los interruptores de baja tensión y acoplar definitivamente los transformadores por ambos lados de los mismos, primarios y secundarios.

4.9 CARGAS EN LOS TRANSFORMADORES

Una vez que los transformadores se han puesto en servicio llevan aparejadas unas pérdidas de energía y como consecuencia su rendimiento es menor que la unidad.

Estas pérdidas están motivadas por el régimen de carga y del coseno φ que se tengan en cada momento, las cuales representan un gasto anual, por eso interesa en todo momento conocer el grado de estas cargas, con el fin de mejorar sus porcentajes y en consecuencia el coste que representan.

4.91 Rendimiento:

El rendimiento y la caída de tensión de un transformador son variables en función de la carga y su coseno φ y para facilitar el cálculo, a continuación desarrollamos un ejemplo práctico de aplicación:

$$\eta = 100 - \frac{100 \left(\frac{W_0}{I} + W_{cu} \right)}{100 \cos \varphi + \frac{W_0}{I} + W_{cu}}$$

W_0 = Pérdidas en vacío en % de la potencia nominal.

W_{cu} = Pérdidas en el cobre de la potencia nominal.

I = Factor de carga.

$\cos \varphi$ = Factor de potencia.

Calculo del rendimiento de un transformador de 630 KVA, de $13.200 \pm 5\% / 400 V$. para un $\cos \varphi = 1$ y un $\cos \varphi = 0.8$ y factores de carga 1/4, 2/4 y 4/4.

Potencia nominal 630 KVA.

Pérdidas en vacío $\rightarrow 1,26 \text{ KW} = 0.2\%$ de la potencia nominal.

Pérdidas en carga $\rightarrow 6,4 \text{ KW} = 0.97\%$ de la potencia nominal.

Si el transformador trabaja con $\cos \varphi = 1$, el rendimiento es 0.3% mas elevado que si trabajara con un $\cos \varphi = 0.8$ lo que supone que si las pérdidas obtenidas en los ensayos para $\cos \varphi = 1$ eran de:

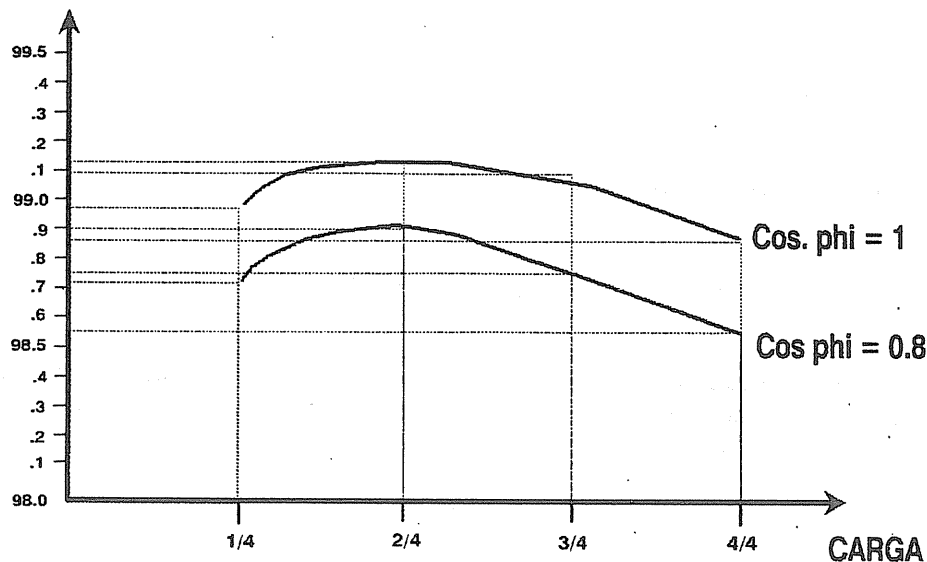
Pérdidas en el hierro = 1,26 KW para $\cos \varphi = 1$

Pérdidas en el cobre = 6,4 KW para $\cos \varphi = 1$

Pérdidas en el hierro = 1,264 KW para $\cos \varphi = 0.8$

Pérdidas en el cobre = 6,420 KW para $\cos \varphi = 0.8$

Carga	1/4		2/4		3/4		4/4	
	0,8	1	0,8	1	0,8	1	0,8	1
η en %	98,71	98,96	98,9	99,12	98,77	99,01	98,55	98,84



4.9.2 Caída de tensión:

Como decíamos en el apartado anterior al ser sometido el transformador a unas cargas variables para alimentar los servicios de fabrica se producen unas caídas de tensión las cuales varían dependiendo de la carga y del factor de potencia, para ello pondremos un ejemplo:

Calculo de la caída de tensión a plena carga con Cos. ϕ variable en un transformador de 1000 KVA, relación 20.000/398/230 V.

U_r = Caída de tensión óhmica en %.

U_s = Caída de tensión de dispersión en %.

U_k = tensión de cortocircuito en % = 5%.

W = Potencia nominal = 1.000 KVA.

W_{cu} = Perdidas en el cobre = 12.1 %

$$U_r = \frac{W_{cu} \cdot 1}{W} \times 100 = \frac{12.1 \times 100}{1000} = 1.21\%$$

$$U_s = \sqrt{U_k^2 - U_r^2} = \sqrt{5^2 - 1.21^2} = 4.85\%$$

$$U\phi = U\phi_1 + 0.005U\phi_2^2$$

$$U\phi_1 = U_r \cos. \phi + U_s \text{ sen. } \phi$$

$$U\phi_2 = U_r \text{ sen. } \phi - U_s \text{ sen. } \phi$$

Para $\text{Cos } \phi_1$ - tenemos $U\phi_2 = 1.21 \cdot \text{Sen } \phi - 4.85 \cdot \text{Cos } \phi = -4.85$

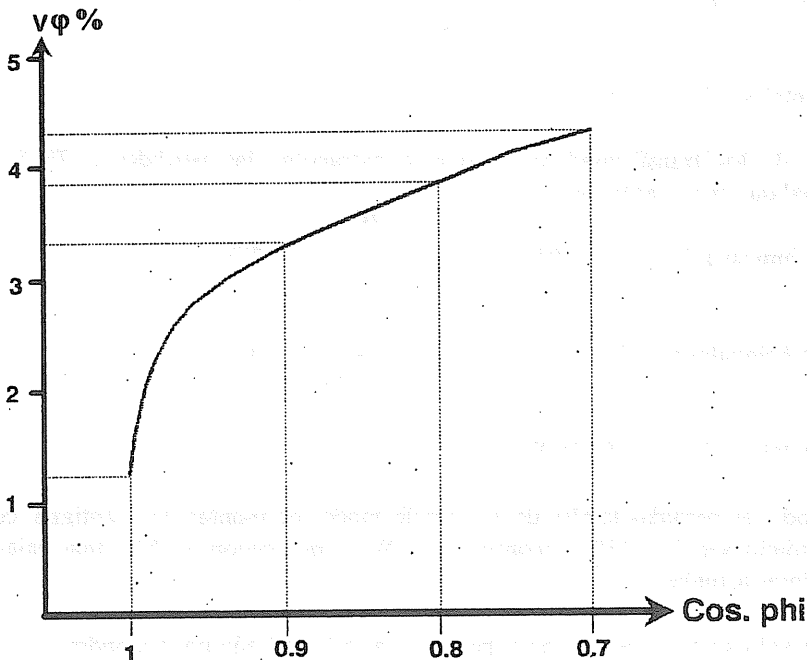
$$U\phi_2 = -4.85$$

Para $\text{Cos } \phi_1$ - tenemos $U\phi_1 = 1.21 \cdot \text{Cos } \phi + 4.85 \cdot \text{Sen } \phi = 1.21$

$$U_{\phi 1} = 1,21$$

$$\text{Para } \cos \phi_1 - \text{tenemos } U_{\phi} = U_{\phi 1} + 0.0005 U_{\phi 2}^2 = 1,21 + 0.005 \cdot 4,85^2 = 1,3276$$

Cos. ϕ	$U_{\phi 1}$	$U_{\phi 2}$	U_{ϕ}
1	1,21	-4,85	1,327
0,9	3,202	-3,838	3,262
0,8	3,878	-3,154	3,917
0,7	4,309	-2,532	4,332



Representación Grafica

4.10 COMPARACIÓN DE PERDIDAS ENTRE DOS TRANSFORMADORES Y VALORACIÓN DE LAS MISMAS.-

En los ensayos a que son sometidos los transformadores, se determinan las pérdidas en vatios.

Como consecuencia de estas pérdidas, se pueden valorar en pesetas de acuerdo con el precio del Kwh. que en la actualidad rige para las tarifas eléctricas.

Pérdidas en el cobre de un transformador fabricado en fecha reciente es la suma de las pérdidas óhmicas mas las pérdidas adicionales, y son:

Pérdidas en Cu a 18 °C. = 4,814 W

Pérdidas adicionales = 286 W.

Pérdidas en vacío = 1000 W.

Pérdidas en el cobre de un transformador de fabricación en fecha mas antigua, se compone como antes de la suma de las pérdidas óhmicas mas las pérdidas adicionales.

Perdidas en el Cu a 25 °C. = 7.018 W
 Perdidas adicionales a 25 °C = 582 W.
 Perdidas en vacío = 1.600 W.

Estos transformadores son de la misma potencia y características eléctricas y los datos que se dan en las pérdidas son los obtenidos en los ensayos efectuados en su fabricación.

El primer paso que vamos a dar es el extrapolar las pérdidas a la referencia de 75 °C, que es la norma según UNE.

$$\text{Perdidas óhmicas a 75 °C} = 4.184 \cdot \frac{235 + 75}{235 + 75} = 5.897 \text{ W.}$$

$$\text{Perdidas adicionales a 75 °C} = 286 \cdot \frac{235 + 18}{235 + 75} = 234 \text{ W.}$$

Perdidas totales a 75 °C = 6.132 W.

Para uno de los transformadores, vamos a extrapolar las pérdidas a 75 °C, en el otro transformador, igual que con el anterior:

$$\text{Perdidas óhmicas a 75 °C} = 7.018 \cdot \frac{235 + 75}{235 + 13} = 8.773$$

$$\text{Perdidas adicionales a 75 °C} = 582 \cdot \frac{235 + 13}{235 + 75} = 466$$

Perdidas totales a 75 °C = 9.239 W.

Comparando las pérdidas totales de un transformador de montaje más antiguo, con el montaje más actual, las pérdidas son de 9.239 W. contra 6.132 W. lo que supone el 50% más bajas las pérdidas en los transformadores actuales.

Si además valoramos en pesetas estas pérdidas, al cabo del año nos supondrá:

Transformador antiguo:

Perdidas en vacío (Fe) = 1.600 W.
 Perdidas totales (Cu) = 9.239 W.

Supongamos que el transformador trabaja en carga 16 horas diarias durante 22 días al mes y durante 11 meses al año, y que está conectado las 24 horas del día durante los 365 días del año.

Horas año en vacío = 365 · 24 = 8.760 horas.

Horas año en carga = 16 · 22 · 11 = 3.872 horas.

$$\text{Perdidas en vacío año} = \frac{8.760 \cdot 1.600}{1.000} = 14.016 \text{ Kw hora}$$

$$\text{Perdidas en carga año} = \frac{3.872 \cdot 9.239}{1.000} = 35.773 \text{ Kw hora}$$

Luego los Kw totales en pérdidas año = 49.789 Kwh.

Si el precio del Kwh. es a 10.48 pesetas, el total que nos suponen las perdidas en este transformador es de 572.578 Pts. aproximadamente.

Si valoramos con el mismo criterio el transformador de construcción mas reciente, obtenemos los siguientes valores:

Perdidas en vacío (Fe) = 1.00 W.

Perdidas totales (Cu) = 6.132 W.

$$\text{Perdidas en vacío año} = \frac{8.760 \cdot 1.000}{1.000} = 8.760 \text{ KW. hora}$$

$$\text{Perdidas en carga año} = \frac{3.872 \cdot 6.132}{1.000} = 23.743 \text{ Kw. hora}$$

Luego las perdidas totales año = 32.503 Kw hora.

Lo que supone un ahorro de un 40% aproximadamente de tener un transformador de fabricación actual, sobre uno de fabricación antigua.

Y además a la hora de efectuar estas diferencias, contamos con que los ensayos de ambos transformadores han sido efectuados en el momento de su fabricación, pero el transformador ya instalado en la actualidad, sufre una serie de perdidas adicionales motivadas por su envejecimiento que no las podemos evaluar puesto que depende de las condiciones de trabajo que haya tenido durante todo este tiempo en que ha estado funcionando.

Si el precio de compra de un transformador de estas características oscila entre 1.5 millones, quedaría amortizado entre 6 y 7 años.

CAPITULO V

MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES

Los transformadores durante su periodo de funcionamiento como toda maquina, requieren unos programas de mantenimiento y vigilancia, a fin de evitar en lo posible una serie de averías.

Habrà que tener especial interés en comprobar frecuentemente el nivel del aceite, la temperatura, la corriente de carga y el estado de las protecciones propias del transformador.

A intervalos de tiempo regulares que pueden ser de unos 6 meses, se inspeccionara el estado de los limitadores de sobretensiones, tomas de tierra y funcionamiento de los relés de protección.

Al mismo tiempo se procederà a extraer una toma de muestras de aceite, para el ensayo de la rigidez dielectrica.

Cuando este programada la parada de fabrica, pero a poder ser, no con intervalos superiores a un año, se verificara el estado de las medidas de resistencias de aislamiento, empleando el megómetro. Resaltaremos que una medida aislada, no nos da ninguna indicación del estado del transformador, sino que tendremos necesidad de analizar la marcha de las medidas durante todo el curso de su explotación.

Cada dos años aproximadamente se procederà a la extracción de muestras del fluido refrigerante, para proceder a su análisis fisico-quimico, y dependiendo de los resultados de este análisis como de las pruebas de la rigidez dielectrica, si no llegan los valores a los mínimos establecidos para fluidos en uso, se procederà a efectuar el tratamiento que se requiera, como puede ser la regeneración, filtrado y desgasificación del mismo.

También se recomienda en transformadores de grandes potencias, a partir de 5 MVA., el efectuar análisis de contenido de gases (cromatografia), esta técnica permite detectar con antelación la aparición de averías en su fase inicial.

5.1 PRESCRIPCIONES PARA EL MANTENIMIENTO Y VIGILANCIA DEL TRANSFORMADOR Y SUS ACCESORIOS:

Periódicamente se deberán realizar unas operaciones de conservación y limpieza, para mantener el transformador en las mejores condiciones de estado y funcionamiento.

5.1.1 Previsiones diarias con el transformador en servicio:

- Inspección visual de niveles de aceite.
- Inspección visual de temperatura del transformador.
- Inspección visual de fugas de aceite.
- Inspección visual del estado del silicagel.
- Inspección visual de pasatapas.
- Inspección visual del estado de limpieza.
- Comprobación de extractores. (Centros de interior).
- Iluminación interior y de emergencia.
- Verificación del estado de la fuente de alimentación auxiliar c.c.

5.1.2 Revisión cada seis meses:

Las revisiones anteriormente indicadas mas, revisión auditiva de ruidos y vibraciones en el transformador, comprobación de la actuación y registro del numero de actuaciones en contadores de descargas de autovalvulas.

Rigidez dielectrica del liquido aislante.

5.1.2.1 Armario de control de la regulación en carga:

- Comprobar el estado del motor de arrastre.
- Comprobar estado de relés de mando y protección.
- Comprobar funcionamiento eléctrico y mecánico del motor y cambiador, haciendo maniobras de subida y bajada en el regulador.
- Comprobar el funcionamiento de las resistencias de caldeo y estanqueidad del armario.
- Revisión de regletas de bornas y cableado.
- Anotación del numero de maniobras del regulador.

5.1.2.2 Armario de control de electroventiladores:

- Comprobar el estado y funcionamiento de los electroventiladores.
- Comprobar el estado y funcionamiento de los relés de mando.
- Comprobar el estado de calefacción, alumbrado y estanqueidad del armario.

5.1.3 Cada doce meses con el transformador fuera de servicio:

- Revisión y limpieza general, incluyendo aisladores.
- Revisión del estado de la pintura, efectuando retoques si fuera necesario.
- Comprobar niveles y fugas del liquido aislante por juntas de estanqueidad.
- Efectuar apriete de conexiones de bornas.
- Verificar niveles en el conservador.
- Verificar si existen fugas en bornas, tapas, cambiador de tomas, válvulas de radiadores, efectuando apriete de tornilleria, si fuera preciso.
- Comprobar el estado del diafragma de expansión.
- Verificar el estado del silicagel y nivel de aceite de sellado, sustituyéndolo si fuera preciso.
- Comprobar fidelidad de termómetros y termostatos.
- Efectuar pruebas de funcionamiento de termostatos, observando que funcionan correctamente los ventiladores cuando reciben orden para su puesta en marcha.
- Comprobar el funcionamiento de los relés Bucholz, Jansen y válvula de sobrepresion, y que a su vez dan ordenes de alarma y disparo.

5.1.3.1 Armarios de mando regulador:

- Comprobar el estado y funcionamiento de los relés de maniobra y contactores.
- Comprobar el estado de bornas y reapriete de las mismas.
- Revisión y engrase de articulaciones y funcionamiento del motorreductor de arrastre del regulador en carga.
- Comprobar que al efectuar una maniobra completa, tanto hacia regulación máxima como hacia mínima, la actuación queda bloqueada al finalizar la maniobra en cada posición.
- Comprobar el estado de los fusibles de control.
- Comprobar las resistencias de caldeo.
- Comprobar estanqueidad de los armarios de control.
- Efectuar medidas de las resistencias de aislamiento de los devanados del transformador.
- Efectuar la comprobación de la rigidez dielectrica del liquido aislante.

5.1.3.2 Cambiador de tomas:

Se han de efectuar las revisiones, de acuerdo con las indicaciones de la tabla siguiente:

El registro de maniobras se anotara al menos una vez al mes.

5.1.4 Revisiones cada dos años:

Ademas de todas las operaciones indicadas en las revisiones anuales, se deben extraer muestras del liquido aislante, tanto de la cuba del transformador, como del regulador de tensión en carga, para su posterior análisis fisico-quimico en laboratorio.

5.1.5 Toma de muestras de aceite para análisis:

La realización de una correcta toma de muestras, es un elemento importantísimo para el control del estado de un aceite en servicio, a fin de evitar que los resultados de un análisis efectuado vengan afectados por la contaminación del aceite por falta del cuidado en el manejo de los dispositivos para la toma de muestras o por falta de limpieza de estos o del envase utilizado.

El aceite debe ser extraído preferentemente con el equipo en servicio, si es posible, o poco tiempo después de desconectarlo.

Para la realización de un control periódico de rutina suelen necesitarse de uno a dos litros de aceite, que deberán tomarse, en el caso de los transformadores de potencia, de la válvula del fondo de la cuba.

Deben tenerse en cuenta las siguientes reglas para una correcta toma de muestras:

- 1) La toma de muestras debe realizarla una persona instruida convenientemente para este trabajo.
- 2) No realizarla en el exterior cuando el tiempo es lluvioso o con niebla.
- 3) Los recipientes a utilizar estarán preparados para este fin.
- 4) Verter una cantidad suficiente de aceite para eliminar materias contaminantes que puedan haberse acumulado en la boca de la válvula.
- 5) Enjuagar el envase de toma de muestras con el propio aceite que va a controlarse.
- 6) Llenar los envases hasta, al menos, el 95 % de su capacidad, pero dejando, en el caso de envases rígidos, una pequeña cámara de aire para permitir posibles dilataciones del aceite cuando este se ha tomado a temperatura inferior a la que pueda estar sometido después durante el transporte.
- 7) Anotar en la etiqueta de cada envase las características del transformador, fecha y temperatura del aceite en el momento de tomar la muestra.
- 8) Evitar la acción de la luz sobre los envases si estos son poco opacos.
- 9) Todos los transformadores tendrán su correspondiente ficha de análisis donde vendrá consignados los resultados de los análisis efectuados, fechas de los mismos, tipo de aceite y otras características del transformador (potencia, tipo, etc.).

En la ficha de análisis vendrán indicadas las incidencias ocurridas y fecha de las mismas, así como los tratamientos de reacondicionamiento.

5.2 PRUEBA DE LA RIGIDEZ DIELECTRICA:

La rigidez dielectrica del fluido refrigerante y con ella el grado de aislamiento de un transformador, varia fuertemente en función del contenido en agua. A titulo orientativo se puede decir que un fluido conteniendo 60 p.p.m. (0.6 ml./l) de agua alcanza una rigidez de 50 KV/cm. y esta aumenta a 230 KV/cm. si el contenido de agua se reduce a 10 p.p.m. (0.1 ml./l).

Debido a esta dependencia entre el estado dielectrico del fluido refrigerante y el contenido en agua, podemos determinar por medio de pruebas hechas periódicamente, cuando es necesario filtrar el fluido.

5.2.1 Extracción de la muestra para el ensayo de rigidez:

La primera precaución a tomar es, asegurarse que el recipiente esta limpio y seco.

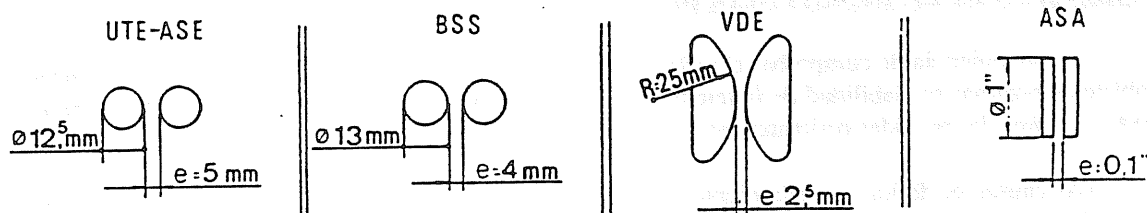
La muestra del fluido se deberá tomar de la parte inferior del transformador (aceite), donde se supone que se encuentra en las peores condiciones.

Se limpiara y secara la boca de la válvula por donde ha de fluir el liquido aislante, dejando correr una cantidad que puede ser de tres a cuatro litros antes de tomar el fluido refrigerante en la probeta de prueba, la cual se enjuagara y se tirara el fluido, posteriormente se vuelve a llenar hasta que queden cubiertos los electrodos (unos 5 milímetros) y se traslada al ensayador donde quedara en reposo un tiempo suficiente hasta que desaparezcan las burbujas del fluido contenido en la probeta y este se vea totalmente limpio dentro de la misma; a continuación se ira elevando la tensión de forma que el incremento de esta no sea superior a 3 Kv/segundo, hasta que se produzca la ruptura de tensión cuando salta el arco entre los electrodos.

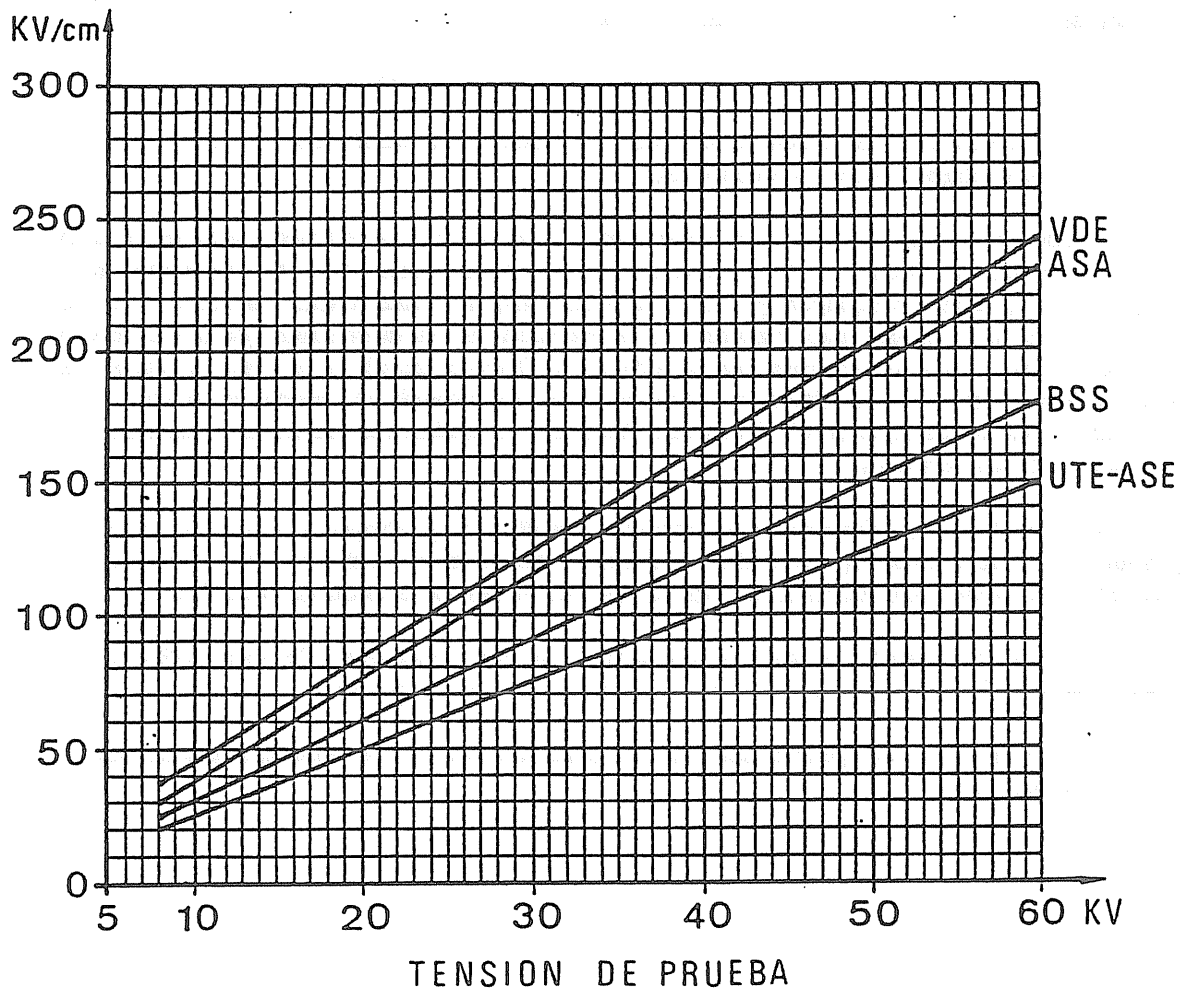
Se anota el valor que tiene en ese momento el Kilovoltmetro y se vuelve a la posición de cero el regulador de tensión, dejando reposar el fluido durante un tiempo de uno a dos minutos, volviéndose a repetir la prueba durante cinco disparos por probeta, haciéndose al final la media de todos ellos.

Los tipos de electrodos usados y la separación entre ellos, equivalen a la norma ASA, y son discos de una pulgada (25.4 mm.) de diámetro, separados 0.1 pulgada (2.54 mm.) .

A continuación, en la siguiente tabla, se establecen diversos tipos de electrodos mas comunes y equivalencias entre ellos.



Electrodos y separaciones normalizadas



Equivalencias entre KV/cm. y tensión de prueba según el tipo de electrodo empleado.

5.3 MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS:

La conveniencia de comprobar el aislamiento eléctrico en los transformadores de potencia, tiene por objeto determinar su fiabilidad de funcionamiento. Si los valores obtenidos son inadecuados se ha de proceder a tomar las medidas oportunas para tratar de subsanar este problema.

Las causas de fallos en aislamientos no son todavía conocidas del todo, pero los tres factores generalmente aceptados son los siguientes: Fallo intrínseco, efectos térmicos e ionización.

Por fallo intrínseco se entiende la destrucción de la estructura del material aislante, a causa de las fuerzas originadas en él bajo la influencia del campo eléctrico en el aislamiento.

Efecto térmico se llama al calentamiento localizado del aislamiento, por mala distribución de intensidad del mismo. Las zonas del aislamiento con resistencia mas baja llevan mas intensidad y por tanto se calientan mas que las que tienen una resistencia superior del aislamiento.

La ionización es la formación de iones libres por acción química en los materiales, los cuales pueden actuar como electrolitos, particularmente a causa de la humedad y por la colisión de electrones e iones con moléculas del material aislante bajo la influencia del campo eléctrico.

Hay varios métodos para comprobar el aislamiento, pero en este caso nos vamos a ocupar del procedimiento de medida con corriente continua.

La mayoría de las grandes máquinas, tienen además de una resistencia de aislamiento, una capacitancia interna que puede ser menos insignificante de lo que puede parecer. Cuando se aplica un voltaje de c.c. con un equipo de comprobación adecuado, el efecto es el de cargar un condensador con fugas a través de una resistencia en serie, la cual es la del mismo equipo. La corriente resultante tiene tres componentes:

1º) La corriente de carga tomada por la característica del aislamiento durante la comprobación.

2º) La corriente de absorción que toma la mayor parte de los dieléctricos penetra en el interior del dieléctrico disminuyendo lentamente con el tiempo.

3º) La corriente de conducción a través del aislamiento. Esto también puede tener dos componentes, siendo una la corriente que va por la superficie del aislamiento y otra la verdadera corriente de conducción por el cuerpo del aislamiento.

Se puede ver que dos de estos componentes varían con respecto al tiempo, por lo que la corriente total variara de la misma forma. Esto también significa que la resistencia del aislamiento variara de la misma manera.

Hay tres métodos de comprobación en c.c. que emplean este factor:

a) La prueba del minuto de la resistencia de aislamiento.

Consiste en aplicar un voltaje de prueba al aislamiento y se mantiene constante durante un minuto. Se toma la resistencia de aislamiento al final de este periodo. Si la resistencia disminuye durante este periodo denota posible humedad o contaminación superficial. Si por el contrario la resistencia de aislamiento aumenta constantemente durante este periodo, denota que el aislamiento está seco y sus superficies no están contaminadas.

b) Comprobación Tiempo/resistencia.

Cuando se aplica un voltaje de prueba a un aislamiento y la intensidad disminuye durante la comprobación, aumenta la resistencia aparente del aislamiento, este incremento puede ser bastante rápido al principio, pero pueden pasar varios minutos antes de que llegue a un valor constante, particularmente si el aislamiento está seco.

Por otra parte, si el devanado está húmedo o sucio, la corriente de conducción será alta y la corriente de absorción será comparativamente baja.

Es evidente que la curva resistencia/tiempo puede servir como indicación del estado de aislamiento. No es necesario trazar toda la curva, sino anotar la lectura un minuto después de la aplicación del voltaje de la prueba y diez minutos después.

La relación: resistencia aparente del aislamiento después de diez minutos y la resistencia aparente después de un minuto, se conoce como " índice de polarización " y expresa en una sola figura el aspecto de la curva. Es evidente que una curva ascendente corresponderá a un índice más alto y una curva plana a un índice bajo.

c) Prueba a distintos voltajes:

Se aplica un voltaje de prueba durante un tiempo conocido, por ejemplo un minuto, midiéndose la resistencia aparente del aislamiento una vez finalizado este tiempo. Se eleva entonces el voltaje hasta un punto determinado, midiéndose la resistencia del aislamiento hasta el final del mismo. Se repite este proceso con varios aumentos de voltaje.

Resumiendo, mientras la prueba de un minuto puede suministrar una verificación rápida de las condiciones de aislamiento si se llevan a cabo regularmente, los otros dos métodos mencionados ofrecen la siguiente posibilidad:

- A) Detectar un fallo inminente.
- B) Averiguar si se requiere una reparación.
- C) Descubrir cualquier tendencia que a largo plazo produciría un deterioro progresivo.

Tensiones a aplicar:

Tensiones de los devanados.	Tensión Megger.
≤ 1.000 V.	500 V.
1 KV ÷ 10 KV	2.500 V.
≥ 10 KV.	5.000 V.
≥ 138 KV.	30.000 V.

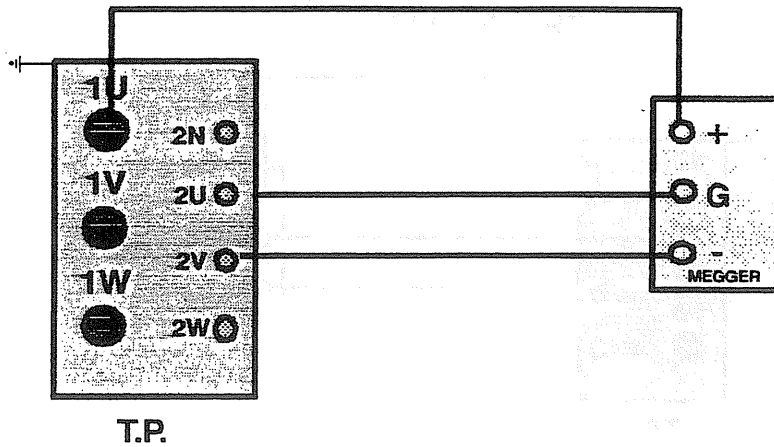
Los valores obtenidos serán referenciados a 20 °C., utilizando un valor K como factor de corrección

$$R_{20^{\circ}C.} = R_{medida} \cdot K$$

Temperatura °C.	Factor K
0	0.25
5	0.36
10	0.50
15.6	0.74
20	1
25	1.40
30	1.98
35	2.80
40	3.95
45	5.6
50	7.85
55	11.20
60	15.85
65	22.40
70	31.75
75	44.70

Para detectar humedades, se recomienda emplear el método de las dos tensiones, así como el índice de polarización.

Medicion de aislamientos A.T./B.T. protegido con masa a tierra



Nivel de aislamiento:

Valor alcanzado en 1 minuto y referenciado a 20 °C. comparados con los valores obtenidos en otras revisiones y cuyo valor deberá sobrepasar a la tensión nominal mas la unidad en MΩ.

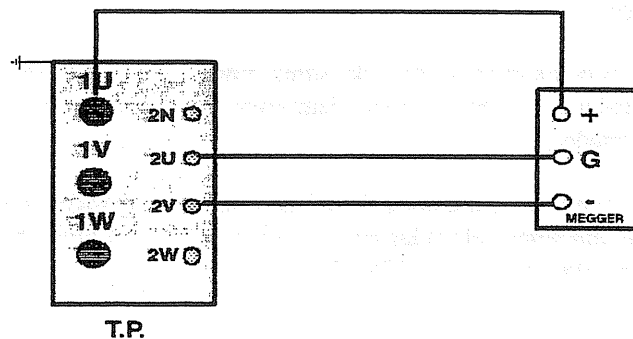
Índice de polarización:

Superado el nivel de aislamiento requerido, se confrontan los índices de polarización como relaciones de 10 minutos y 1 minuto entre ambas revisiones.

En especial se consideraran los aislamientos:

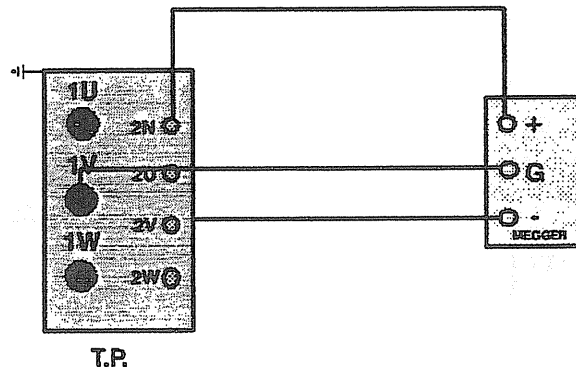
60/30 seg.	10/1 min.	Condición
< 1.1	< 1	Peligroso
1.1 a 1.25	< 1.5	Pobre
1.25 a 1.4	1.5 a 2	Dudoso
1.4 a 1.6	2 a 3	Aceptable
> a 1.6	3 a 4	Bueno
	> a 4	Excelente

Medicion de aislamientos A.T./ Tierra y protegido con B.T.



Para efectuar estas mediciones, es importante comprobar la temperatura del transformador, a fin de aplicar el factor de corrección K, según la tabla anteriormente indicada.

Medición de aislamientos de B.T./Tierra protegiendo contra A.T.



5.4 CONTROL DE CARGA, TENSIÓN Y TEMPERATURA:

Periódicamente deben registrarse la intensidad de carga y tensión de servicio, temperatura de funcionamiento y temperatura ambiente para evitar que surjan condiciones que acortarian la vida del transformador.

5.4.1 Registros de carga:

Diariamente debe registrarse la carga del transformador. Con mayor necesidad en estado de sobrecarga y a temperatura ambiente elevadas para comprobar que el transformador esta funcionando dentro de los limites de calentamiento de los devanados y sobrecargas descritos en la norma UNE 20 - 110.

5.4.2 Registros de tensión:

Diariamente debe registrarse la tensión del transformador, pues, cuando los transformadores disponen de regulación en carga pueden aparecer discordancias con la toma, produciéndose en el núcleo sobreexcitaciones y por tanto, pérdidas excesivas, calentamiento y ruidos anormales nocivos para su buen funcionamiento. Cuando estos síntomas sean detectados, deberá hacerse una comprobación de " discordancia " con el transformador en vacío, corrigiendo el error que aparezca.

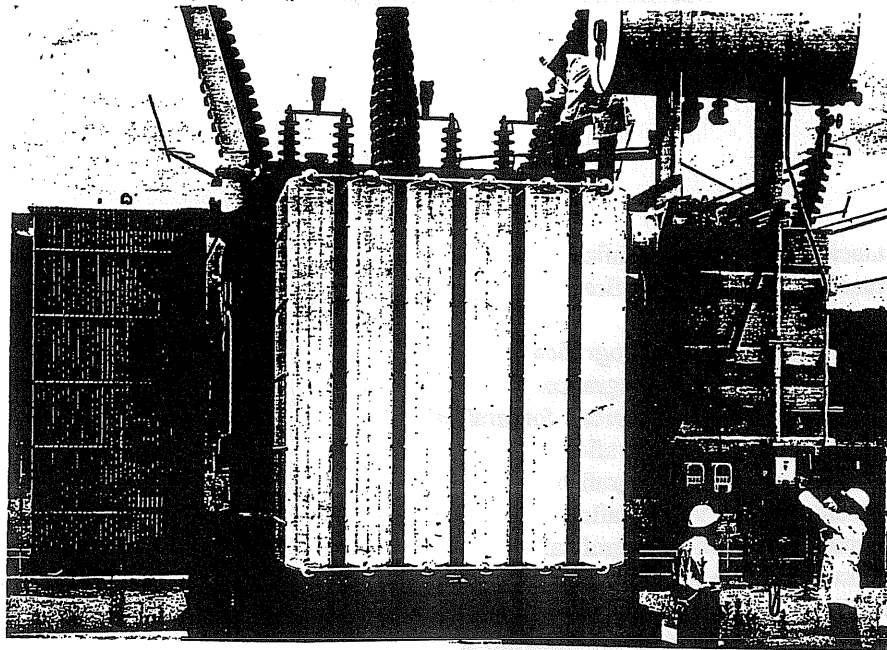
5.4.3 Registros de temperatura:

Las temperaturas de funcionamiento son de suma importancia para detectar condiciones anómalas dentro del transformador con la consiguiente degradación del aceite aislante y deterioro de los bobinados y núcleo del transformador.

Diariamente debe registrarse la temperatura del transformador. Con mayor necesidad en estados de sobrecarga y a temperaturas ambientes elevadas para no sobrepasar los limites de calentamiento de los devanados y sobrecargas descritos en la norma UNE 20 - 110

5.4.4 Estudio comparativo:

Las temperaturas ambiente y de funcionamiento, intensidades de carga y tensiones de servicio, registradas diariamente y desde los 4 puntos de vista descritos, serán examinados mensualmente y se realizará un análisis comparativo con los datos registrados y conclusiones obtenidas anteriormente, siguiendo las recomendaciones de la norma UNE 20 - 110.



BIBLIOGRAFIA

Documentación técnica y fotografica

- ABB. .- Documentación técnica y fotografica.
- AEG. .- Documentación técnica y fotografica.
- AKM. .- Documentación fotografica.
- Alsthom. .- Documentación técnica y fotografica.
- ASINEL. .- Documentación técnica y fotografica.
- Automation 2000. .- Documentación técnica y fotografica.
- Bayer. .- Documentación técnica y fotografica.
- Celesat. .- Documentación técnica y fotografica.
- Ciesa. .- Documentación técnica y fotografica.
- Diestre. .- Documentación técnica y fotografica.
- Dow Corning. .- Documentación técnica y fotografica.
- Electroquimica de Flix. .- Documentación técnica y fotografica.
- France Transfo. .- Documentación técnica y fotografica.
- G.E.E. .- Documentación técnica y fotografica.
- GEC. .- Documentación técnica y fotografica.
- Incoesa. .- Documentación técnica y fotografica.
- M. J. Dormont .-Cálculo y construcción de máquinas eléctricas estaticas.
- M.R. Reinhausen. .- Documentación técnica y fotografica.
- Merlin Gerin Cevelsa. .- Documentación Técnica y fotografica.
- Micafil. .- Documentación técnica y fotografica.
- Normativa UNE 20-101 partes 1,2,3,4 y UNE 20-138 (82).
- Oasa. .- Documentación técnica y fotografica.
- Pauwels. .- Documentación técnica y fotografica.
- Repsol. .- Documentación técnica y fotografica.
- Semat. .- Documentación técnica y fotografica.
- Siemens. .- Documentación técnica y fotografica.
- Trafounion. .- Documentación técnica y fotografica.
- Wec. .- Documentación fotografica.
- Westighousse. .- Documentación técnica y fotografica.

