

# **“GUIA PARA EL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA”**

Juan Núñez Forestieri<sup>1</sup>, Gustavo Bermúdez F<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Ingeniero Eléctrico en Potencia 2004

<sup>2</sup>Director de Tesis, Ingeniero Eléctrico de Potencia, Escuela Superior Politécnica del Litoral. 1971.

M.C. Ingeniería Eléctrica, Univ. Técnica Federico Santa María, Chile, 1974; Profesor de la ESPOL desde 1974.

## **1. RESUMEN**

El presente trabajo pretende ser una guía para el desarrollo y aplicación de un programa de mantenimiento preventivo periódico para transformadores de potencia en aceite. Conjuntamente con las actividades pertenecientes al mantenimiento preventivo, se analizan diferentes procedimientos y procesos útiles a la hora de realizar un mantenimiento correctivo del transformador.

Dos de los temas que son necesariamente estudiados previo al análisis del mantenimiento preventivo un transformador de potencia en aceite son los elementos constitutivos de esta clase de transformador, junto con los factores que producen un deterioro de su sistema de aislamiento (aceite y papel), ya que, un buen conocimiento de ambos temas, facilita tanto el desarrollo como la aplicación del programa de mantenimiento del equipo.

## **2. INTRODUCCION**

Por años, el mantenimiento preventivo de los transformadores ha estado basado en la determinación de la resistencia de su aislamiento junto con la medición de la rigidez dieléctrica de su aceite. Sin embargo, se sabe ahora que pruebas como el factor de potencia del aislamiento, contenido de humedad, tensión interfacial, acidez, entre otras, son muy importantes para obtener un diagnóstico más acertado del estado del transformador.

Recientemente, el análisis de gases generados en el interior del transformador mediante cromatografía de gases se ha constituido en una herramienta poderosa a la hora de monitorear el estado en que se encuentra el transformador, sin necesidad de sacarlo de operación.

Un transformador con su sistema de aislamiento adecuadamente mantenido, será capaz de soportar de una mejor manera problemas como: sobrevoltajes debido a maniobras o a descargas atmosféricas, cortocircuitos internos, entre otros. Por lo anterior, se considerara al mantenimiento del transformador en términos de:

- Los factores que influyen en el deterioro del sistema de aislamiento del transformador.
- Cuales son las pruebas y actividades de rutina que permiten emitir un criterio del estado del transformador.
- Que significado tienen los resultados obtenidos en las pruebas de diagnostico.
- Cuando deben realizarse las pruebas de diagnostico.
- Que medidas correctivas deberán tomarse en el caso de que detecte alguna anomalía en el mantenimiento preventivo periódico.

### **3. CONTENIDO**

#### **3.1 Factores que afectan al deterioro del sistema de aislamiento de un transformador aislado en aceite.**

Como se sabe, un transformador es una maquina eléctrica que se encuentra constituida por varias partes (núcleo, devanados, pasatapas, válvulas, radiadores, etc.). Dentro de estos elementos constitutivos, el sistema de aislamiento (aceite y papel) es el componente más importante y es al que se le debe cuidar en mayor grado.

Existen cuatro factores que afectan al sistema de aislamiento de un transformador en aceite: *la humedad, el oxígeno, el calor y la contaminación externa.*

La humedad puede presentarse en el interior del transformador de las siguientes maneras:

- De forma disuelta
- En forma de una emulsión agua/aceite
- En estado libre en el fondo del tanque
- En forma de hielo en el fondo del tanque ( si la gravedad específica del aceite es mayor a 0.9, el hielo puede flotar)

El efecto de la humedad en las propiedades aislantes del aceite depende de la forma en que esta exista. Una pequeña cantidad de agua en forma de emulsión agua/aceite tiene una marcada influencia al reducir la rigidez dieléctrica del aceite . En cambio, hasta cierto punto, el agua disuelta en el aceite tiene poco o ningún efecto sobre la rigidez dieléctrica del mismo.

El oxígeno es otro de los potenciales enemigos del aislamiento de un transformador, ya que, este reacciona con el aceite para formar ácidos orgánicos, agua y lodo. El oxígeno proviene de la atmósfera o es liberado por la celulosa como resultado de aplicarle calor, además no es posible eliminar

todo el oxígeno existente en un transformador inclusive si el llenado del mismo se lo realiza con vacío

Se sabe que el 90% del deterioro de la celulosa es de origen térmico. La degradación térmica del aislamiento es función del tiempo, de la temperatura y de cuán seco está el aislamiento. Las elevadas temperaturas causan un envejecimiento acelerado de la celulosa empleada como aislamiento, reduciéndose la rigidez mecánica y eléctrica de la misma, produciéndose la de-polimerización o destrucción del papel; otros efectos debidos a las elevadas temperaturas son la generación de agua, materiales ácidos y gases (CO<sub>2</sub>, CO).

Los contaminantes externos pueden presentarse en forma de "caspa", provenientes del proceso de manufactura del transformador y que no han sido propiamente eliminados en el proceso de llenado del transformador con aceite. Partículas diminutas pueden desprenderse de la celulosa cuando el transformador está en servicio. Otro contaminante es el policlorhidrato de bifenilo, el cual reduce la capacidad del aceite de soportar sobre voltajes.

### **3.2 Diagnostico del estado del transformador mediante las pruebas de diagnostico tradicionales junto con el análisis de gases generados internamente**

El conjunto de pruebas eléctricas, físicas y químicas que se realizan tradicionalmente tanto al aceite como al aislamiento sólido son:

- ***Pruebas realizadas al aceite dieléctrico***
  - Rigidez dieléctrica (D877-D1816)
  - Número de neutralización (D974)
  - Tensión interfacial (D971-D2285)
  - Color (D1500)
  - Contenido de agua (D1533)
  - Densidad relativa (D1298)
  - Factor de potencia (D924)
  - Inspección visual (D1524)
  
- ***Pruebas realizadas al aislamiento sólido***
  - Prueba de resistencia de aislamiento
  - Prueba de factor de potencia del aislamiento
  
- ***Pruebas adicionales***
  - Prueba de resistencia DC de devanados
  - Prueba de relación de transformación
  - Prueba de corriente de excitación
  - Prueba de núcleo a tierra
  - Prueba de termografía infrarroja

En años recientes, el análisis de gases generados en el interior de un transformador en aceite, mediante cromatografía de gases, se ha constituido en una herramienta poderosa a la hora de diagnosticar el estado del transformador.

Se sabe que, al producirse una falla de tipo eléctrico o térmico en el interior de un transformador se generaran gases combustibles y no combustibles, dentro de los cuales tenemos:

- Hidrogeno ( $H_2$ )
- Metano ( $CH_4$ )
- Etano ( $C_2H_6$ )
- Etileno ( $C_2H_4$ )
- Acetileno ( $C_2H_2$ )
- Monóxido de carbono (CO)
- Dióxido de Carbono ( $CO_2$ )

Los métodos más empleados para evaluar el tipo posible de falla existente, tomando en cuenta los gases antes datos, son:

- Método del gas característico
- Método de las Relaciones de Doernenburg
- Método de las Relaciones de Rogers

En el método del Gas Característico analiza el tipo de falla de acuerdo al gas generado y a su cantidad. De la figura 1 a la figura 4 se pueden ver perfiles cromatográficos indicando el tipo de falla mediante el método del gas característico.

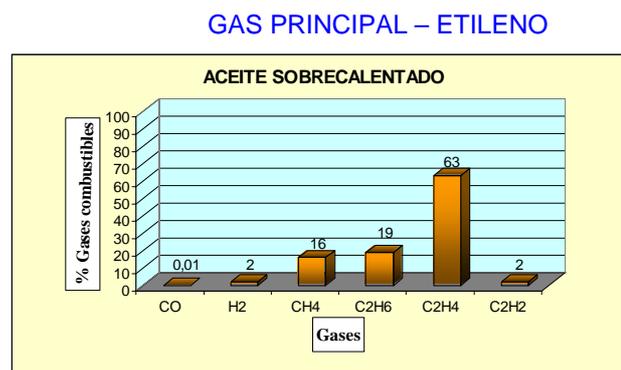


FIGURA 1 PERFIL CROMATOGRAFICO: ACEITE SOBRECALNETADO

### GAS PRINCIPAL – MONOXIDO DE CARBONO

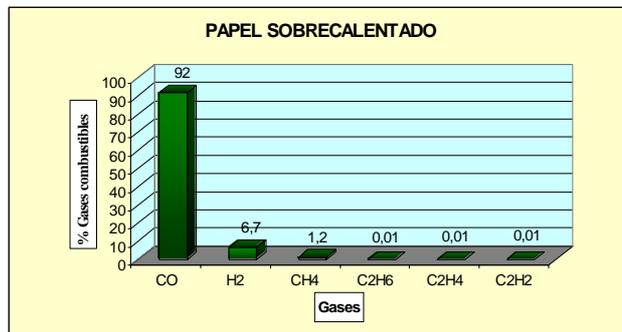


FIGURA 2 PERFIL CROMATOGRAFICO: PAPEL SOBRECALENTADO

### GAS PRINCIPAL – HIDROGENO

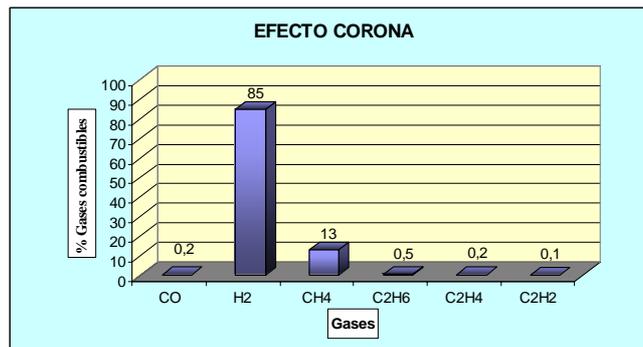


FIGURA 3 PERFIL CROMATOGRAFICO: EFECTO CORONA

### GAS PRINCIPAL – ACETILENO

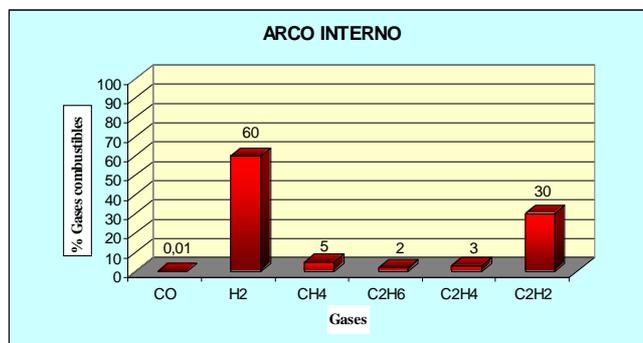


FIGURA 4 PERFIL CROMATOGRAFICO: ARCO INTERNO

El Método de las Relaciones de Doernenburg sugiere la existencia de 3 tipos generales de falla como se vio en la sección 2. Este método utiliza las concentraciones de los gases  $\text{CH}_4$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{C}_2\text{H}_2$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$  y  $\text{C}_2\text{H}_6$  para el cálculo de las siguientes relaciones:

$$R_1 = \text{CH}_4 / \text{H}_2$$

$$R_2 = \text{C}_2\text{H}_2 / \text{C}_2\text{H}_4$$

$$R_3 = \text{C}_2\text{H}_2 / \text{CH}_4$$

$$R_4 = \text{C}_2\text{H}_6 / \text{C}_2\text{H}_2$$

Si las relaciones anteriores alcanzan ciertos valores se puede decir que el transformador posee alguna falla o algunas fallas.

El Método de las Relaciones de Rogers sigue el mismo procedimiento general dado para el Método de las Relaciones de Doernenburg, excepto que en vez de utilizar cuatro relaciones solo se utilizan tres  $R_1$ ,  $R_2$  y la relación  $\text{C}_2\text{H}_4 / \text{C}_2\text{H}_6$  a la que llamaremos  $R_5$ .

Hay que anotar que tanto el Método de las Relaciones de Doernenburg como el Método de las Relaciones de Rogers no son herramientas para detectar fallas en transformadores, pero si son herramientas para analizar que tipo de falla esta presente en un transformador.

La IEEE hace dos recomendaciones sobre el uso de ambos métodos. La primera recomendación sugiere que para que el diagnostico en base al Método de las Relaciones de Doernenburg sea valido los niveles de las concentraciones de los gases deben ser significantes.

La segunda recomendación sugiere que se use el Método de las Relaciones de Rogers siempre y cuando las concentraciones de los gases excedan los niveles normales.

### **3.3 Mantenimiento del transformador**

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

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

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

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

**Tabla I COMPONENTES CLAVES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN ACEITE DENTRO DE SU MANTENIMIENTO PREVENTIVO**

COMPONENTE	INSPECCION Y/O PRUEBAS
Devanados	Resistencia DC Relación de transformación Corriente de excitación en todos los taps Resistencia de aislamiento Factor de potencia del aislamiento
Pasatapas	Factor de potencia del aislamiento Temperatura (termografía infrarroja) Nivel de aceite Inspección visual (rajaduras-limpieza)
Aceite dieléctrico	Cromatografía de gases Rigidez dieléctrica Tensión interfacial Número de neutralización Inspección visual Color Contenido de agua Factor de potencia Gravedad específica Sedimentos
Cambiador de taps bajo carga	Temperatura (termografía infrarroja) Relación de transformación en todos los taps Corriente del motor de accionamiento Inspección a contactos -continuidad Rigidez dieléctrica del aceite
Cambiador de taps - desenergizado	Inspección a contactos -continuidad Relación de transformación en todos los taps Temperatura (termografía infrarroja)
Núcleo	Resistencia de aislamiento del núcleo al tanque Núcleo a tierra
Tanque y equipos asociados	Medidores de presión/temperatura/vacío - calibración Temperatura (termografía infrarroja) Inspección visual (fugas y corrosión)
Tanque conservador	Inspección visual (fugas y corrosión)
Respirador deshidratante	Color característico Válvulas en la posición correcta
Válvula de sobrepresión	Inspección visual
Rele Buchholz	Correcto desempeño
Radiadores	Temperatura (termografía infrarroja) Inspección visual (fugas, limpieza, libre paso de aire y corrosión)
Ventiladores	Controles Inspección visual - ruido inusual
Bombas de circulación	Rotación Medidor de flujo Corriente de carga del motor

**ACTIVIDADES A REALIZAR DENTRO DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN ACEITE \*1**

INTERVALO	ACTIVIDADES A REALIZAR
<b>Diariamente</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Tome lecturas de las corrientes y de los voltajes de carga</li> <li>2. Tome lecturas de la temperatura del aceite y de la temperatura de devanados (si el transformador tuviere medidor de temperatura de devanados)</li> <li>3. Tome lecturas de las temperaturas del aceite entrante y saliente (ventilación por aceite forzado). Tome lecturas de las temperaturas del agua entrante y saliente (refrigeración por agua)</li> <li>4. Tome lecturas de la presión del colchón de nitrógeno (variara bajo las condiciones de carga y temperatura del ambiente)</li> <li>5. Sonidos inusuales</li> <li>6. Observe las bombas de circulación y los ventiladores (deberían estar operando a esas temperaturas?)</li> </ol>
<b>Semanalmente</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Fugas (especialmente en aceites con PCB)</li> <li>2. Nivel de aceite en el tanque y en los pasatapas (si estos fueren en aceite)</li> <li>3. Revise los tubos de ventilación; note cambios de temperatura</li> </ol>
<b>Mensualmente</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Inspeccione todos los medidores que posea el transformador junto con los pasatapas tanto de alta como de baja tensión. Revise la existencia de fugas de aceite del tanque, uniones y tuberías.</li> <li>2. Realice una inspección general del transformador. Tome nota del numero de operaciones del cambiador de tap bajo carga (si el transformador estuviere equipado con uno)</li> <li>3. Revise las alarmas de protección. Revise el medidor de presión/vacío. Compare las lecturas con las del fabricante</li> <li>4. Revise el estado del respirador deshidratante (esta saturado de humedad?)</li> </ol>
<b>3 meses</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Realice las nueve pruebas al aceite dielectrico.Tome lecturas de la temperatura promedio del aceite (&gt;90°C &lt;100°C)*2</li> <li>2. Revise si la válvula de sobrepresion ha operado (indicador de color amarillo o azul)</li> <li>3. Realice una cromatografía de gases del aceite*2</li> <li>4. Revise la existencia de fugas de aceite o agua</li> </ol>
<b>Semestralmente</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Realice las nueve pruebas al aceite dieléctrico. Tome lecturas de la temperatura promedio del aceite; rango 80° *2</li> <li>2. Realice una inspección visual de los pasatapas/aisladores y pararrayos en busca de rajaduras, grado de limpieza, contaminación o existencia de fogoneo.</li> <li>3. Revise el sistema de puesta a tierra en busca de malos contactos, conexiones rotas o corroídas</li> <li>4. Realice una cromatografía de gases del aceite* 2</li> </ol>

La deshidratación de un transformador puede ser realizada en un taller de reparación o en el sitio donde se encuentra instalado; el transformador podrá estar energizado o desenergizado. Como medio de eliminación de humedad se puede emplear calor, vacío o la combinación de ambos.

La deshidratación del aceite empleando vacío, en contraste con el uso de solo calor para eliminar la humedad del transformador, tiene la ventaja de la desgasificación del aceite. Esta ventaja no se la adquiere con los demás métodos de deshidratación. Un alto grado de desgasificación del aceite brinda

algunos beneficios, tales como: remoción del oxígeno y remoción de gases combustibles.

TABLA II (FINAL)

<b>Anualmente</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Realice las nueve pruebas al aceite dieléctrico. Tome lecturas de la temperatura promedio del aceite &lt; 80° *2</li> <li>2. Limpieza de los pasatapas/aisladores.</li> <li>3. Realice una prueba de termografía infrarroja en busca de "puntos calientes", conexiones malas, porcelana rota, etc.</li> <li>4. Inspeccione los puentes del transformador a las barras o equipos en busca de deformación y/o envejecimiento</li> <li>5. Revise los circuitos de control</li> <li>6. Realice la medición de la resistencia de puesta a tierra del sistema (&lt; 5 ohms) *3</li> <li>7. Revise la calibración de los reles *3</li> <li>8. Realice una cromatografía de gases del aceite* 2</li> </ol>
<b>Anualmente (Opcional)</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Inspeccione los equipos de desconexión del transformador. Lubrique los mecanismos</li> <li>2. Inspeccione la tapa principal del transformador en busca de humedad, polvo, óxido, fugas de aceite y depósitos de lodo</li> <li>3. Realice una inspección visual de los pararrayos; realice una limpieza de los mismos</li> <li>4. Inspeccione los equipos del sistema de refrigeración (ventiladores, bombas, etc.)</li> <li>5. Realice pruebas de factor de potencia de aislamiento al aceite y a los pasatapas</li> <li>6. Inspeccione el cambiador de taps bajo carga en busca de fugas de aceite, desgaste, corrosión o malos contactos</li> <li>7. Realice reparaciones menores (cambio de pernos en mal estado, cambio de empaquetaduras en mal estado, ajuste de conexiones y pernos, etc.)</li> <li>8. Efectúe las pruebas eléctricas básicas al transformador (incluyendo factor de potencia y resistencia de aislamiento)</li> </ol>
<b>24 meses</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Limpieza de los pasatapas/aisladores.</li> <li>2. Realice la prueba de factor de potencia del aislamiento a todos los pasatapas</li> </ol>
<b>3 años</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Realice una serie completa de pruebas eléctricas al transformador</li> <li>2. Realice pruebas eléctricas al cambiador de taps bajo carga (factor de potencia del aislamiento y resistencia DC) para cada tap</li> <li>3. Efectúe una limpieza completa de los equipos de desconexión del transformador junto con la lubricación de los mismos. Realice prueba de resistencia de aislamiento a ellos</li> <li>4. Realice una inspección de la válvula de sobrepresión (incluyendo su diafragma)</li> </ol>
<b>6 años</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Efectúe prueba de resistencia de aislamiento a los cables aislados</li> <li>2. Efectúe una inspección interna al transformador. Revise las partes mecánicas y eléctricas internas, especialmente los contactos del cambiador de taps</li> </ol>

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

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

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

\*2 Todas las recomendaciones asumen el uso de refrigeración auxiliar; de otra manera las pruebas se deberán realizar más seguido.

\*3 Solo personal calificado

La mejor manera de remover el lodo de un transformador es mediante un filtrado de la parte activa y del interior del tanque empleando aceite dieléctrico caliente (60° y 80°C). Para ejecutar este "lavado" del interior del transformador

existen maquinas especiales que emplean calentadores, bombas de vacío, cámara con tierra de Fuller, filtros, etc.

## 4 Conclusiones

1. Una vez analizadas y estudiadas las diferentes pruebas eléctricas, físicas y químicas realizadas al sistema de aislamiento de un transformador en aceite se puede concluir que, como un hemograma completo de la sangre de una persona, el análisis cromatografico del aceite de un transformador constituye una herramienta poderosa a la hora de emitir un diagnostico del estado del transformador, pasando a ser esta prueba, la más importante dentro del mantenimiento preventivo periódico de un transformador en aceite.
2. El mantenimiento preventivo del transformador es esencial para un alargamiento de su vida útil. Se puede concluir que, de acuerdo a los resultados obtenidos en las pruebas de diagnostico realizadas a los transformadores en aceite, la mayoría de las fallas producidas en estos equipos pueden ser atribuidas al deterioro de su sistema de aislamiento. Sin embargo, este “talón de Aquiles” puede ser fortalecido si se mantiene un programa completo de mantenimiento preventivo periódico orientado a combatir a los factores (humedad, oxigeno, calor y contaminación) que inciden en el deterioro del sistema de aislamiento del transformador.
3. Habiéndose hecho un estudio de los diferentes procesos que ayudan a eliminar la humedad del sistema de aislamiento de un transformador, se puede concluir que el más efectivo es aquel que aplica calor y vacío a dicho sistema. Adicionalmente a la eliminación de la humedad, este proceso elimina el oxigeno existente en el interior del transformador, reduciendo así la posibilidad de que ocurra la oxidación del aceite de manera más acelerada.

## 5 Bibliografía

- 1 Biddle Instruments, Manual on Electrical Insulation testing for the practical man, PA. 19422
- 2 Westinghouse Electric Co, Electrical Maintenance Hints, 1976
- 3 IEEE, Guide for the acceptance and maintenance of insulating oil in equipment, C57.106.1991
- 4 IEEE, Guide for the interpretation of gases generated in oil immersed transformers, C57.104.1991
- 5 [www.fist.org](http://www.fist.org), Transformer maintenance, Bureau of reclamation, United States Department of interior, Denver Colorado, October 2000
- 6 S.D Myers, J.J Kelly, R.H Parrish, A guide to transformer maintenance, Transformer maintenance institute, 1981