

---

## 4 TRANSFORMADORES DE FORÇA

A vida útil de um transformador é a vida do isolamento sólido, normalmente papel kraft, de natureza celulósica. Os três grandes inimigos do sistema de isolamento de um transformador são a temperatura, a água e o oxigênio.

O tanque de um transformador imerso em óleo mineral isolante é um lugar onde reações químicas são iniciadas tão logo o transformador é cheio com óleo.

O processo de oxidação do óleo tem início quando o oxigênio entra em combinação com os hidrocarbonetos instáveis, na presença dos catalizadores existentes no transformador (cobre, ferro, água, etc). O oxigênio existe livre no ar presente no interior do transformador e dissolvido no óleo isolante.

A degradação da celulose é fonte de oxigênio e as reações no interior do transformador tem como subproduto a água.

O óleo possui inibidores naturais, compostos orgânicos de enxofre, termicamente estáveis. Além disto são acrescentados inibidores sintéticos, tais como o diterciário-butilparacresol (DBCT). O calor é o principal acelerador das reações de oxidação, sendo um fator determinante no tempo de vida útil e nos cuidados de manutenção que se fazem necessários.



Fig 37 Transformador de potência

---

#### 4.1 ANÁLISE FÍSICO-QUÍMICA DO ÓLEO ISOLANTE

O óleo isolante é o meio refrigerante com características isolantes do transformador e imerge todo o enrolamento sólido, núcleo magnético e outras partes internas do transformador.

Os produtos das reações químicas e da deterioração do óleo isolante e do isolamento sólido estão total ou parcialmente diluídos no fluido isolante.

A análise físico-química do óleo isolante é um conjunto de testes recomendados para o acompanhamento das condições dos materiais isolantes do transformador:

Os testes mais comumente utilizados para a avaliação do estado operacional de um transformador são os seguintes:

**Rigidez dielétrica** – ABNT/IBPM-530, ASTM(D877)80 e ASTM(D1816)79

**Umidade** – ASTM(D1535)79

**Fator de potência** – ASTM(D924)81

**Número de neutralização** – ABNT/IBP MB-101, ASTM(D974) e ASTM(D1534)78

**Tensão interfacial** – ABNT/IBP MB320 e ASTM(D-971)77

As análises físico-química, normalmente são realizadas com um intervalo variável de 1 a 2 anos.

A observação criteriosa dos valores dos testes físico-químicos indica a contaminação do óleo e do isolamento sólido com a umidade e a deterioração do óleo mineral isolante.

A água pode existir no óleo sob a forma dissolvida, não dissolvida (em suspensão) ou livre (depositada).

A quantidade de água em solução no óleo é função da temperatura e do grau de refinação do óleo.

Quando o conteúdo de umidade no interior do transformador é reduzido, as pequenas quantidades de umidade ficam impregnando o papel isolante e dissolvidas no óleo mineral isolante.

Quando o conteúdo de umidade aumenta, o excedente é absorvido pelo papel isolante e se dissolve no óleo isolante até atingir o limite de solubilidade no óleo (função de temperatura). A umidade excedente passará para a forma livre, sendo retido pelo papel isolante.

**Rigidez dielétrica** – A água livre em suspensão no óleo e as partículas sólidas em suspensão (fibras celulósicas, carvão, poeira, etc) diminuem acentuadamente sua rigidez dielétrica. A água dissolvida no óleo afeta muito pouco sua rigidez dielétrica. O método *D-877* da *ASTM*, eletrodos de disco de 1 polegada, afastadas de 0,1 polegada é menos sensível que o método *ASTM D-1816* que usa eletrodos esféricos.

A rigidez dielétrica determina a capacidade de uma amostra de óleo resistir à tensão elétrica sob condições especificadas expressa em kV.

**Conteúdo de umidade** – A quantidade de umidade contida no óleo isolante é um fator importante para se inferir a quantidade de água presente no interior do transformador.

A determinação do conteúdo de umidade no óleo isolante é realizada através da titulação de uma amostra do líquido com o reagente Karl Fisher.

O método *ASTM D-1533* é utilizado para a determinação do conteúdo de umidade, expresso em ppm (partes por milhão). A água contida no interior do transformador pode ser proveniente de:

- Resíduo da secagem do papel isolante e do óleo nos processos de fabricação e manutenção.
- Admissão de ar úmido através da sílica-gel do desidratador de ar.
- Perda de estanqueidade através das borrachas de vedação e micro-fissuras na carcaça.
- Subproduto da deterioração do isolamento sólido e das reações de oxidação do óleo isolante.

Portanto, parte da água existente no transformador é gerada no interior do próprio tanque.

Os valores limites sugeridos para resultados de testes de óleo envelhecido em serviço, por classe de tensão para os ensaios de rigidez dielétrica, conteúdo de umidade e perdas dielétricas são expressos na Tabela 8:

Tabela 8 Limites de rigidez dielétrica

<i>Classe de tensão</i>	<i>69kV e menor</i>	<i>Entre 69kV e 288kV</i>	<i>345 kV e acima</i>	<i>Método ASTM de testes</i>
<i>Rigidez dielétrica 60Hz kV mínimo</i>	26	26	26	D-877
<i>Rigidez dielétrica kV mínimo separação de eletrodos 10,16mm(0,40")</i>	23	26	26	D-1816
<i>Teor de água ppm máximo</i>	35	25	20	D-1533
<i>Perdas dielétricas 60Hz, 25°C máximo</i>	0,65	0,39	0,31	D-924

Transformadores cujos óleos apresentam valores fora dos limites recomendados devem ser tratados através da desidratação do óleo isolante e, caso necessário, da secagem da parte ativa.

A desidratação do óleo isolante é processada através de unidade termovácuo. Quando o papel isolante contiver umidade em quantidade apreciável, deverá ser procedida a secagem da parte ativa.

A decisão da secagem da parte ativa pode ser realizada através da determinação da umidade relativa sobre o isolamento (*URSI*).

Outros parâmetros indicativos da necessidade de secagem da parte ativa:

- Teor de umidade de 50 ppm no óleo recolhido no topo do transformador.
- Rigidez dielétrica (*ASTM D-877*) de 22kV ou menor.

Após o tratamento de secagem do óleo isolante e/ou isolamento sólido e após uma semana, para a uniformização das condições, deve ser recolhida amostra de óleo para análise e os valores devem atender a Tabela 9:

Tabela 9 Condições limites para óleo isolante tratado

<i>Ensaio</i>	<i>Norma</i>	<i>Valores limites</i>
<i>Teor de umidade</i>	ASTM D-1533	Menor que 10 ppm
<i>Rigidez dielétrica</i>	ASTM D-877	Maior que 45kV
<i>Perdas dielétricas</i>	ASTM D-924	Menor que 0,1%

**Perdas dielétricas** – Um óleo novo, em boas condições, deve ter um fator de potência igual a 0,05% ou menor a 20°C.

Em operação o fator de potência aumenta, podendo chegar a 0,5% à temperatura de 20°C, sem ser uma indicação de que uma investigação ou tratamento seja necessário.

O fator de potência é expresso em “%” e o teste *ASTM D-924* é adequado para testes de rotina.

O óleo mineral isolante é constituído de uma mistura de hidrocarbonetos em sua maioria, e de não hidrocarbonetos em pequenas proporções.

O processo de oxidação do óleo tem início quando o oxigênio entra em combinação com os hidrocarbonetos instáveis, na presença dos catalizadores existentes no transformador (cobre, ferro, etc).

A oxidação do óleo tem como principal catalizador a água e é acelerado pelo calor.

O processo de oxidação do óleo se desenvolve em dois ciclos:

- Formação de produtos solúveis da deterioração do óleo, principalmente ácidos;
- Transformação dos produtos solúveis em produtos insolúveis, que compõem o sedimento.

O sedimento se deposita sobre a isolação sólida, núcleo e paredes do tanque e obstrui as passagens de óleo.

A dissipação de calor é prejudicada, aumentando a temperatura de operação do transformador, acelerando as reações de oxidação.

**Tensão interfacial** – A tensão interfacial mede a força necessária para que um anel plano, de fio de platina, possa vencer a tensão existente entre a superfície da amostra de óleo e água. Uma diminuição da tensão superficial é o primeiro indicador do início da deterioração do óleo.

O método de ensaio para a determinação da tensão interfacial é o *ASTM/D-971* e a unidade utilizada é *dina/cm*

**Número de neutralização** – ou acidez de um óleo, mede a quantidade de produto básico, hidróxido de potássio (KOH), necessário para neutralizar uma amostra de óleo, expresso em *mgKOH/g*.

Tabela 10 Valores limites para os resultados dos testes de acidez e tensão interfacial

<i>Classe de tensão</i>	<i>69kV e menor</i>	<i>Entre 69kV e 288kV</i>	<i>Acima de 345kV</i>	<i>Método ASTM de testes</i>
<i>Tensão interfacial mínimo(dina/cm)</i>	24	26	30	D-971
<i>Acidez máximo(mgKOH/g)</i>	0,20	0,20	0,10	D-974

Tabela 11 Classificação do óleo isolante

<i>Classificação do óleo</i>	<i>Acidez (mgKOH/g)</i>	<i>Tensão interfacial (dina/cm)</i>	<i>Tensão interfacial / Acidez</i>	<i>Cor</i>
<i>Bom</i>	0,03 – 0,10	30 – 45	300 – 1500	Amarelo pálido

<b>Regular</b>	0,05 – 0,10	27 – 30	270 – 600	Amarelo
<b>Duvidoso</b>	0,11 – 0,15	24 – 27	160 – 245	Amarelo brilhante
<b>Ruim</b>	0,16 – 0,40	18 – 24	45 – 150	Âmbar
<b>Muito ruim</b>	0,41 – 0,65	14 – 18	22 – 44	Marrom
<b>Desastroso</b>	0,65 – 1,5	9 – 13,9	6 - 21	Marrom escuro

Tabela 12 Dados históricos obtidos pela ASTM durante onze anos de testes em 500 transformadores e que estabelecem a correlação entre o número de neutralização, a tensão interfacial e a formação de sedimento em transformadores com óleo mineral isolante.

<b>Número de neutralização e formação de sedimento</b>		
<b>Número de neutralização (mgKOH/g)</b>	<b>Porcentagem de 500</b>	<b>Número de unidades nas quais houve formação de sedimentos</b>
<b>De 0,00 a 0,10</b>	0	0
<b>De 0,11 a 0,20</b>	38	190
<b>De 0,21 a 0,60</b>	72	360
<b>De 0,60 para cima</b>	100	500
<b>Tensão interfacial e formação de sedimento</b>		
<b>Abaixo de 14</b>	100	500
<b>De 14 a 16</b>	85	425
<b>De 16 a 18</b>	69	345
<b>De 18 a 20</b>	35	175
<b>De 20 a 22</b>	33	165
<b>De 22 a 24</b>	30	150
<b>Acima de 24</b>	0	0

O óleo deteriorado deve ser regenerado ou trocado por óleo novo. Na regeneração, o óleo é tratado quimicamente, passando depois em unidade termovácuo.

Nesses casos o núcleo e o tanque do transformador devem ser lavados para remoção dos produtos ácidos.

O óleo regenerado deve apresentar pelo menos, as seguintes características, após repouso e estabilização.

Tabela 13 Limites para óleo regenerado

---

<i>Ensaio</i>	<i>Norma</i>	<i>Valores limites</i>
<i>Teor de umidade</i>	ASTM D-1533	Menor que 10 ppm
<i>Rigidez dielétrica</i>	ASTM D-877	Maior que 45 kV
<i>Acidez</i>	ASTM D-974	Menor que 0,05mgKOH/g
<i>Tensão interfacial</i>	ASTM D-971	Maior que 40 dina/cm
<i>Perdas dielétricas</i>	ASTM D-924	Menor que 0,05%

#### 4.2 CROMATOGRAFIA DOS GASES DISSOLVIDOS NO ÓLEO ISOLANTE

O óleo contém gases dissolvidos, entre eles, monóxido de carbono (CO), hidrogênio (H<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) e acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>), que são combustíveis. Os não combustíveis são o oxigênio (O<sub>2</sub>), nitrogênio (N<sub>2</sub>) e dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

Os gases oxigênio e nitrogênio provêm do ar em contato com o óleo. A deterioração normal da isolação sólida forma principalmente o dióxido e o monóxido de carbono.

O sobreaquecimento do óleo isolante origina os gases metano, etano, etileno e CO<sub>2</sub>. À temperaturas mais elevadas, forma principalmente hidrogênio e acetileno.

A cromatografia dos gases dissolvidos no óleo é a técnica destinada a detectar falhas incipientes no transformador, através da determinação da concentração dos gases na amostra.

As normas *NBR 7070 – Guia para amostragem de gases e óleo em transformadores e análise dos gases livres e dissolvidos* e *NBR 7274 – Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço*, são referência sobre o assunto.

A análise das concentrações de gases são referenciadas aos valores limites de cada gás, relações características das concentrações e à taxa de geração do gás.

A avaliação da taxa de formação dos gases no transformador é um valioso meio para acompanhar a evolução de uma falha.

A taxa de geração de um gás é a quantidade de gás em volume gerado ao longo do dia.

Nos transformadores selados, sem colchão de gás, os gases gerados ficam dissolvidos no óleo.

---

Nos transformadores selados com colchão de gás, parte dos gases gerados fica dissolvido no óleo e a outra parte irá para o colchão de gás.

Nos transformadores com conservador de óleo, parte dos gases gerados se perde para a atmosfera. A maior dificuldade para a determinação da taxa de geração é a avaliação da taxa de perdas.



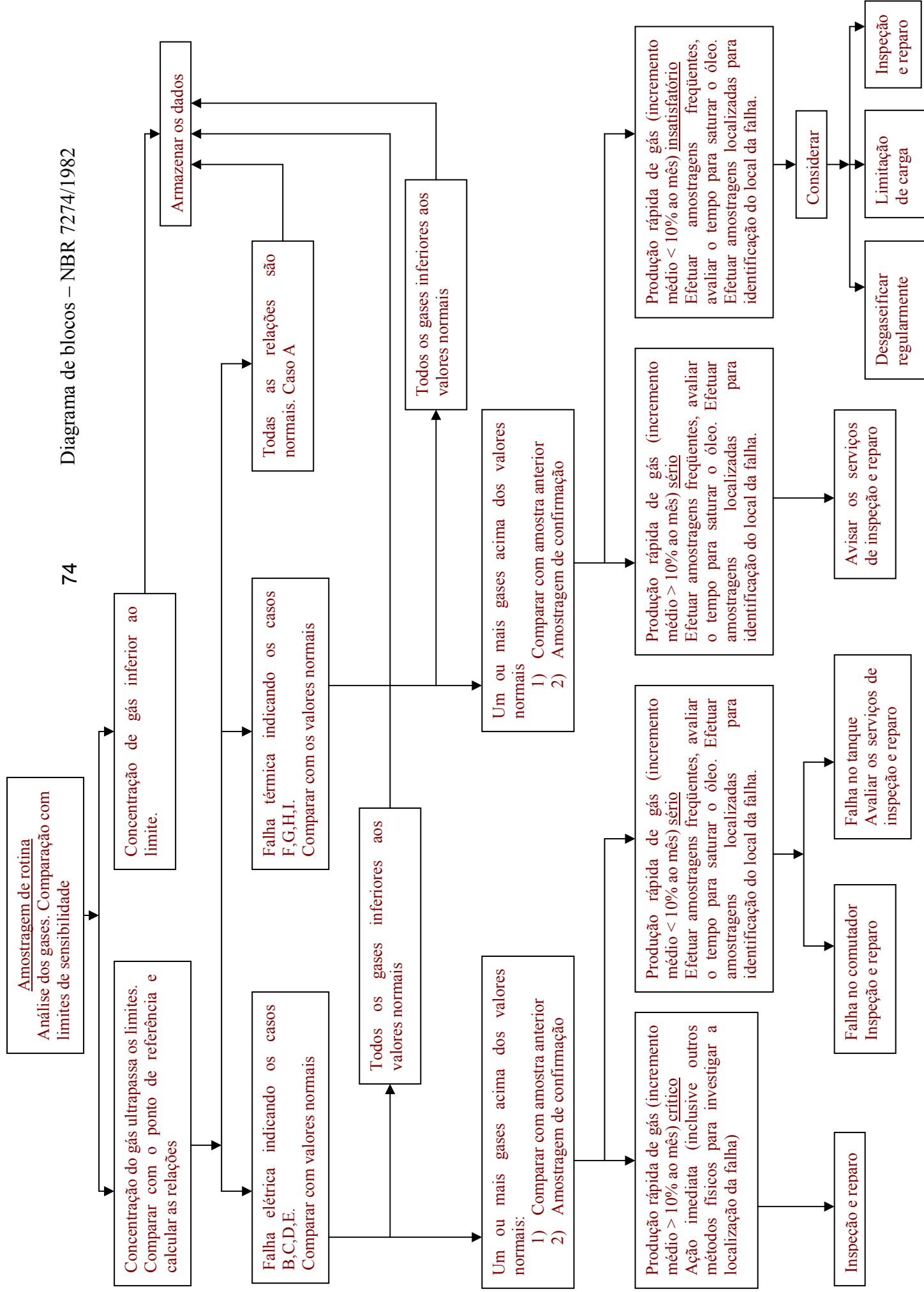


Tabela 14 Falhas características - NBR-7274/82

Caso Nº	Falha característica	Relações			Exemplos típicos
		$\frac{C_2 H_2}{C_2 H_4}$	$\frac{C H_4}{H_2}$	$\frac{C_2 H_4}{C_2 H_6}$	
A	Sem falha	0	0	0	Envelhecimento normal
B	Descargas parciais de pequena densidade de energia	0	1	0	Descargas nas bolhas de gás resultantes de impregnação incompleta, de supersaturação ou de alta umidade
C	Descargas parciais de alta densidade de energia	1	1	0	Como acima, porém provocando arvorejamento ou perfuração da isolação sólida
D	Descargas de energia reduzida	1-2	0	1-2	Centelhamento contínuo no óleo devido a más conexões de diferentes potenciais ou potenciais flutuantes. Ruptura dielétrica do óleo entre materiais sólidos
E	Descargas de alta energia	1	0	2	Descargas de potência. Arco. Ruptura dielétrica do óleo entre espiras ou entre espiras e massa. Corrente de interrupção no seletor
F	Falha térmica de baixa temperatura < 150 °C	0	0	1	Aquecimento generalizado de condutor isolado
G	Falha térmica de baixa temperatura 150 °C – 300 °C	0	2	0	Sobreaquecimento local do núcleo devido à concentrações de fluxo. Pontos quentes de temperatura crescente, desde pequenos pontos no núcleo, sobreaquecimento no cobre devido a correntes de Foucault, maus contatos (formação de carbono por pirólise) até pontos quentes devido a correntes de circulação entre núcleo e carcaça.
H	Falha térmica de média temperatura 300 °C – 700°C	0	2	1	
I	Falha térmica de alta temperatura > 700°C	0	2	2	

Tabela 15 Relações entre os gases (NBR-7274/82)

Relação entre os gases característicos (R)	Código		
	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
$0,1 > R$	0	1	0
$0,1 < R < 1$	1	0	0
$1 < R < 3$	1	2	1
$3 < R$	2	2	2

Para efeito de codificação, as relações com denominador igual a zero são consideradas iguais a zero.

Tabela 16 Valores normais e anormais de gases dissolvidos no óleo – California State University - Sacramento

Gás	Gases dissolvidos ppm (vol/vol)		Interpretação
	Normal	Anormal	
H <sub>2</sub>	<150	>1.000	Arco,corona
CH <sub>4</sub>	<25	>80	Centelhamento
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	<10	>35	Sobreaquecimento local
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	<20	>100	Sobreaquecimento severo
CO	<500	>100	Sobrecarga severa
CO <sub>2</sub>	<10.000	>15.000	Sobrecarga severa

### 4.3 RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO

O teste de relação de transformação é um recurso valioso para verificação de espiras em curto-circuito, de falhas em comutadores de derivações, em carga e em vazio. A variação dos valores medidos em relação aos da placa de identificação do transformador não deve ser maior que  $\pm 0,5\%$ . Para a medição da relação, utiliza-se equipamento TTR (Transformer Turn-Ratio).

A figura abaixo identifica as ligações do TTR para medição da relação de transformação para as várias ligações do transformador.

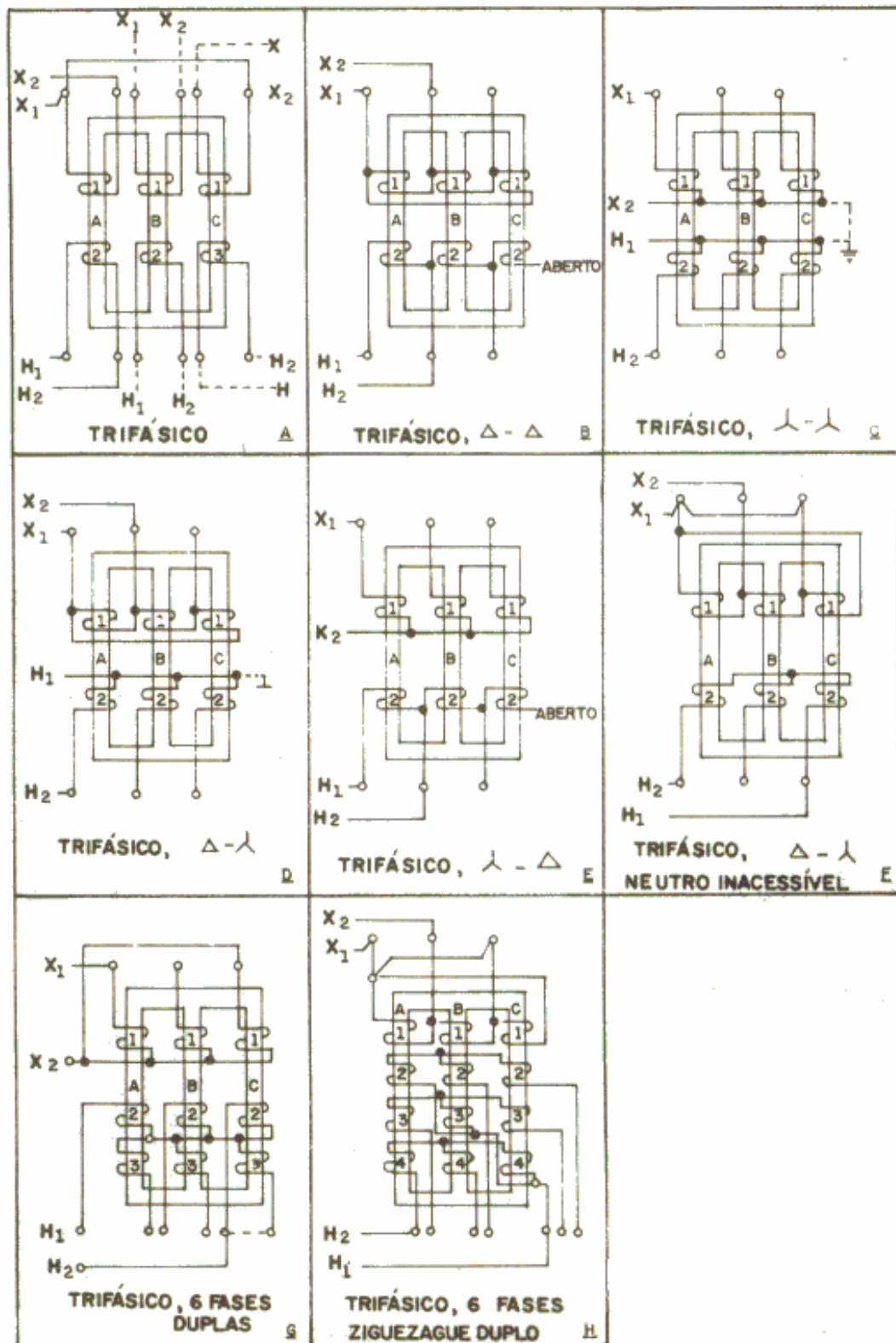


Fig 38 Esquemas de ligações para teste de relação de transformação



Fig 39 TTR (Transformer Turn Ratio)

#### 4.4 FATOR DE POTÊNCIA DO ISOLAMENTO

Um dielétrico pode ser representado simplificada por um circuito formado por um capacitor e um resistor em paralelo ou em série.

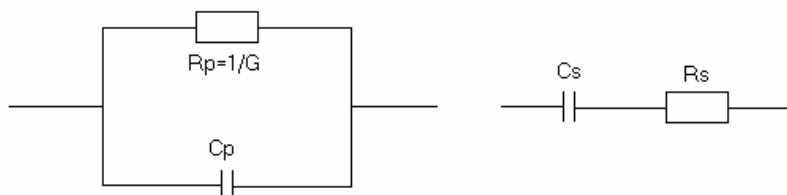


Fig 40 Modelo esquemático de um dielétrico ou isolante

O fator de potência da isolação é igual à relação entre a potência em Watt (W) dissipada no material e o produto da tensão eficaz (V) e da corrente (I) em volt-ampère (VA).

---

As perdas dielétricas se dissipam sob a forma de calor que, em conjunto com outros fatores, tais como umidade, produtos de deterioração do óleo, causam a deterioração da isolamento sólida.

Os valores do ensaio de fator de potência são muito sensíveis à presença de umidade na isolamento devido ao alto fator de potência da água, comparado com o de outros materiais. **O fator de potência máximo admissível para um transformador novo com óleo e adequadamente seco é 0,5%. Para um transformador com óleo e em operação, um fator de potência maior que 2,0% é considerado excessivo. Um transformador novo, com óleo, com fator de potência maior que 1,0% não deve ser colocado em operação.**

Todos os valores acima estão referenciados a 20°C.

O aparelho comumente utilizado para o teste do fator de potência é o medidor de fator de potência, fabricado nas tensões de 2.500 e 10.000 Volts.

As perdas da isolamento sólida variam aproximadamente com o quadrado da tensão aplicada. Porém se existir ionização na isolamento, as perdas variarão com a tensão aplicada elevada a uma potência maior que 2.

O teste do fator de potência com várias tensões permite concluir a existência ou não de ionização. Devido a variação do fator de potência com a temperatura, os valores medidos devem ser convertidos a 20°C.

#### 4.5 RESISTÊNCIA ÔHMICA DOS ENROLAMENTOS

A resistência ôhmica dos enrolamentos no campo é realizada, normalmente, com um micro-ohmímetro ou ponte de Kelvin.

Como o valor da resistência varia com a temperatura, os valores medidos devem ser corrigidos à temperatura de 20°C, através da seguinte fórmula:

$$R_{20} = \frac{R_m + 254,5}{T_m + 234,5}$$

onde:

$R_{20}$  = Valor da resistência ôhmica à temperatura de 20°C

$R_m$  = Valor medido da resistência ôhmica à temperatura  $T_m$

$T_m$  = Temperatura do enrolamento sob teste

Os valores medidos devem ser comparados com os valores de fábrica.

O desequilíbrio entre os três valores medidos deve ser calculado:

---

$$\text{Resistência média} = \frac{R_1 + R_2 + R_3}{3}$$

$$\text{Desequilíbrio 1} = \frac{R_1 - R_m}{R_m} \times 100\%$$

$$\text{Desequilíbrio 2} = \frac{R_2 - R_m}{R_m} \times 100\%$$

$$\text{Desequilíbrio 3} = \frac{R_3 - R_m}{R_m} \times 100\%$$

O desequilíbrio não deve exceder 1%



Fig 41 Microhmímetro tipo ODI 100 – Nansen (medidor de resistência ôhmica dos enrolamentos)

#### 4.6 ACESSÓRIOS PARA INDICAÇÃO E PROTEÇÃO

Para operar com confiabilidade são instalados nos transformadores de médio e grande porte acessórios para proteção e indicação, alguns deles tratados a seguir:

##### 4.6.1 Relé Buchholz (Trafoscópio)



---

#### 4.6.1.1 Características Gerais

Defeitos no interior do tanque geram gases. Quando a formação de gases é importante, o volume de gases se desloca até o relé buchholz provocando o alarme ou desligamento do trafo.

Toda sinalização ou alarme através do relé buchholz deve ser motivo de cuidadosa investigação pois pode significar sérios problemas no transformador.

Existem dois modelos:

- O constituído de uma caixa metálica que tem em seu interior dois flutuadores dispostos verticalmente. Cada flutuador tem preso um interruptor do tipo ampola de vidro com mercúrio;
- Com um flutuador e uma placa que é deslocada pelo fluxo do óleo.



Fig 42 Relé Buchholz

O relé Buchholz deve ser adequado à potência do transformador para manter a sensibilidade adequada. Ele é montado entre a tampa do tanque do transformador e o conservador ou tanque de expansão.

Ao ser instalado a seta que existe na caixa, Fig 42, deve apontar para a direção do fluxo de óleo do tanque do transformador para o conservador. A tubulação de admissão para o



---

relé deve estar localizada na parte mais alta da tampa, que deve ser constatado com a ajuda de um nível.

#### 4.6.1.2 Teste de Funcionabilidade do Relé Buchholz

É aconselhável testar o protetor Buchholz pelo menos uma vez por ano.

Para o teste pode ser utilizada uma bomba tipo de bicicleta ligada a uma mangueira. A extremidade da mangueira ligada à bomba deve ter uma válvula de retenção e a extremidade ligada ao trafoscópio deve ter uma torneira, Fig 43.

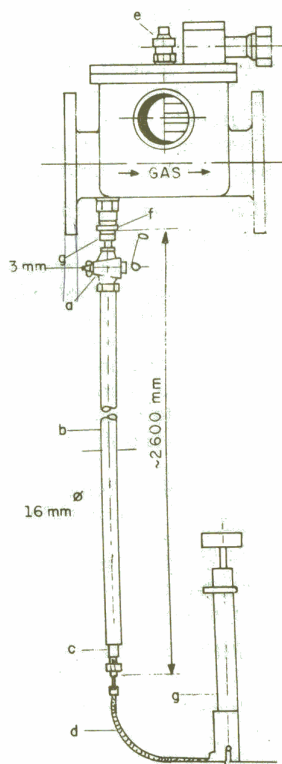


Fig 43 Dispositivo para teste do Relé Buchholz

*Procedimento:*

1 - Teste do sistema de sinalização e alarme

Com a torneira da mangueira fechada, afrouxar a porca (f) de uma volta. Abrir a torneira (a) e fazer entrar, lentamente, ar no trafoscópio. Se o circuito de sinalização e alarme

---

estiver em boas condições, sua operação se verificará quando o volume de ar que entrar no relé tiver abaixado o nível do óleo o suficiente para liberar a bóia superior.

#### 2 - Teste de desligamento dos disjuntores.

Manter a torneira (a) fechada. Afrouxar a porca (f) de uma volta. Comprimir ar na mangueira até uma pressão aproximada de 2 daN/cm<sup>2</sup>. Abrir rapidamente a torneira (a). o fluxo brusco de ar para o Buchholz deve atuar o circuito de desligamento dos disjuntores.

(Fonte: Milan Milasch – Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante)

#### 4.6.1.3 Teste de Inflamabilidade

É a verificação se os gases contidos no relé são combustíveis, e deve ser feito antes do envio da amostra para o laboratório.

O método é o seguinte:

- retirar com uma seringa uma pequena quantidade dos gases acumulados no trafoscópio, pelo bujão de purga;
- adaptar à seringa uma agulha do tipo injeção, que será aproximada de uma chama;
- pressionar o êmbolo da seringa;
- se os gases forem combustíveis, surgirá uma chama no orifício de saída que só apagará quando a seringa estiver completamente vazia;
- coletar a amostra conforme instruções anteriores e enviar ao laboratório.

#### 4.6.1.4 Teste de Acetileno

É feita esta verificação passando-se uma corrente dos gases através de uma solução de nitrato de prata, que no caso dos gases conterem *acetileno*, fará com que surja uma precipitação branca.

#### 4.6.1.5 Verificações na Operação do Relé Buchholz

Após a operação do relé Buchholz, devem ser feitas as seguintes verificações:

- existência de gases e se os mesmos são inflamáveis;

- 
- se não forem inflamáveis, é possível que seja ar atmosférico retido no transformador ou penetrado por alguma abertura, ou ainda, ter penetrado pelo tanque de expansão, quando o nível do óleo estiver abaixo do nível do trafoscópio
  - se não existir gases, verificar os circuitos elétricos de sinalização e alarme, e se houve penetração de óleo nos flutuadores; para isso, desenergizar o transformador, retirar os flutuadores e verificar se há existência de óleo em seus interiores;
  - a operação do trafoscópio pode, também ter ocorrido em decorrência de um aumento brusco de temperatura do óleo, causado por uma corrente de curto-circuito, que provoca um fluxo brusco de óleo pelo trafoscópio.

#### **4.6.2 Relé de Fluxo de Óleo e Gás**

Este relé fica situado entre o reservatório da chave comutadora sob carga e o respectivo tanque de expansão. As falhas da chave comutadora levam à formação, em quantidade bastante considerável, de gases com superaquecimento do óleo, provocada pelo arco produzido nestas condições.

Como a tendência dos gases e do óleo é de ir para a parte superior do tanque do comutador, passam pelo relé acionando a proteção.

Este relé é similar ao tipo Buchholz, exceto que o mesmo não tem flutuadores; ao invés disto, existe uma placa móvel articulada e situada em posição vertical frontal à passagem do fluxo dos gases e do óleo.

Na parte superior do mesmo existem dois botões, sendo um deles para rearmar o relé e o outro para testá-lo .

#### **4.6.3 Relé de Pressão Súbita**

É um equipamento de proteção para transformador tipo selado. Normalmente é instalado acima do nível máximo do líquido isolante.



Fig 44 Relé de pressão súbita

Existem dois tipos de reles de pressão, o de gás e o de óleo.

#### 4.6.3.1 Relé de Pressão de Gás

Quando ocorrem variações pequenas de pressão causadas por variações de temperatura do transformador, a diferença de pressão entre o gás do tanque e da caixa do relé é imediatamente anulada através da passagem do gás pelo orifício de equalização.

Na formação de um arco elétrico no interior do transformador, haverá uma elevação repentina da pressão do gás do colchão, devido a abundante formação de gases; com isto o fole do relé se expande, atuando uma micro-chave.

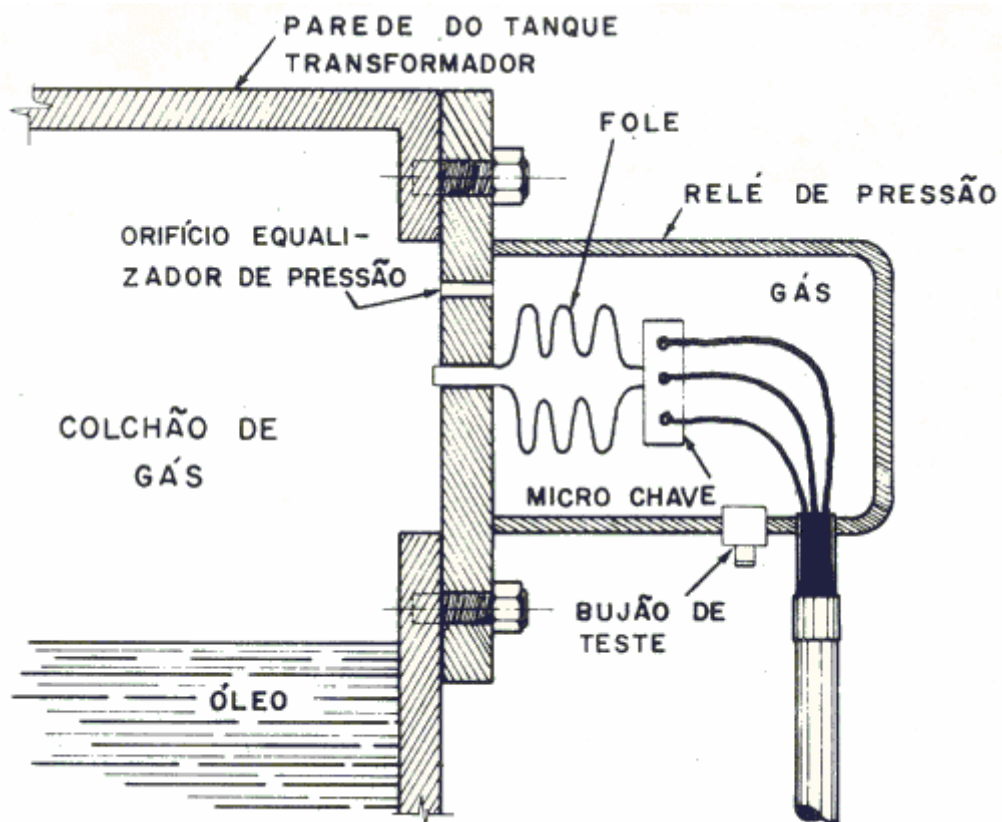


Fig 45 Esquemático do relé de pressão de gás

Para remover o relé em caso de manutenção ou substituição, deve-se reduzir a pressão do gás do colchão para a pressão atmosférica

#### 4.6.3.2 Relé de Pressão de Óleo

É instalado em transformadores selados, abaixo do nível do óleo conforme indicado na Fig 46:

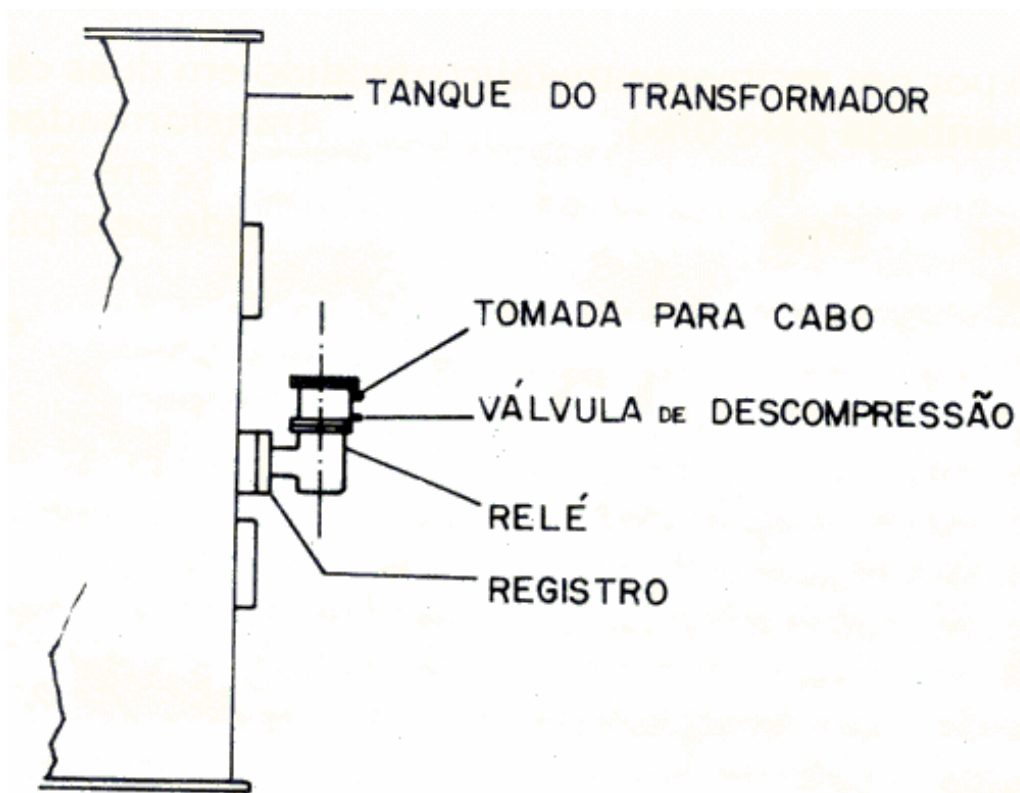


Fig 46 Esquemático do relé de pressão de óleo montado no transformador

O relé é formado por recipiente metálico dividido em duas câmaras. A câmara inferior é banhada pelo óleo do tanque do transformador, além de ter um fole metálico cheio de silicone líquido, que está diretamente em contato com um pistão.

A câmara superior tem um microswitch que é acionado pelo pistão.

Na ocorrência de um surto de pressão do óleo, o fole se contrai, o pistão se desloca e o microswitch é acionado.

#### 4.6.4 Dispositivo de Alívio de Pressão

Este dispositivo é utilizado para aliviar a pressão interna do tanque do transformador quando a formação de gases em seu interior é intensa, podendo a pressão atingir valores perigosos para a segurança do tanque. Os tipos mais comuns são os seguintes:

---

#### 4.6.4.1 Tubo com Diafragma

Um diafragma calibrado para rompimento a uma pressão inferior à suportável pelo tanque. No caso de uma elevação da pressão interna a um nível perigoso o diafragma se rompe, aliviando a sobre-pressão interna.

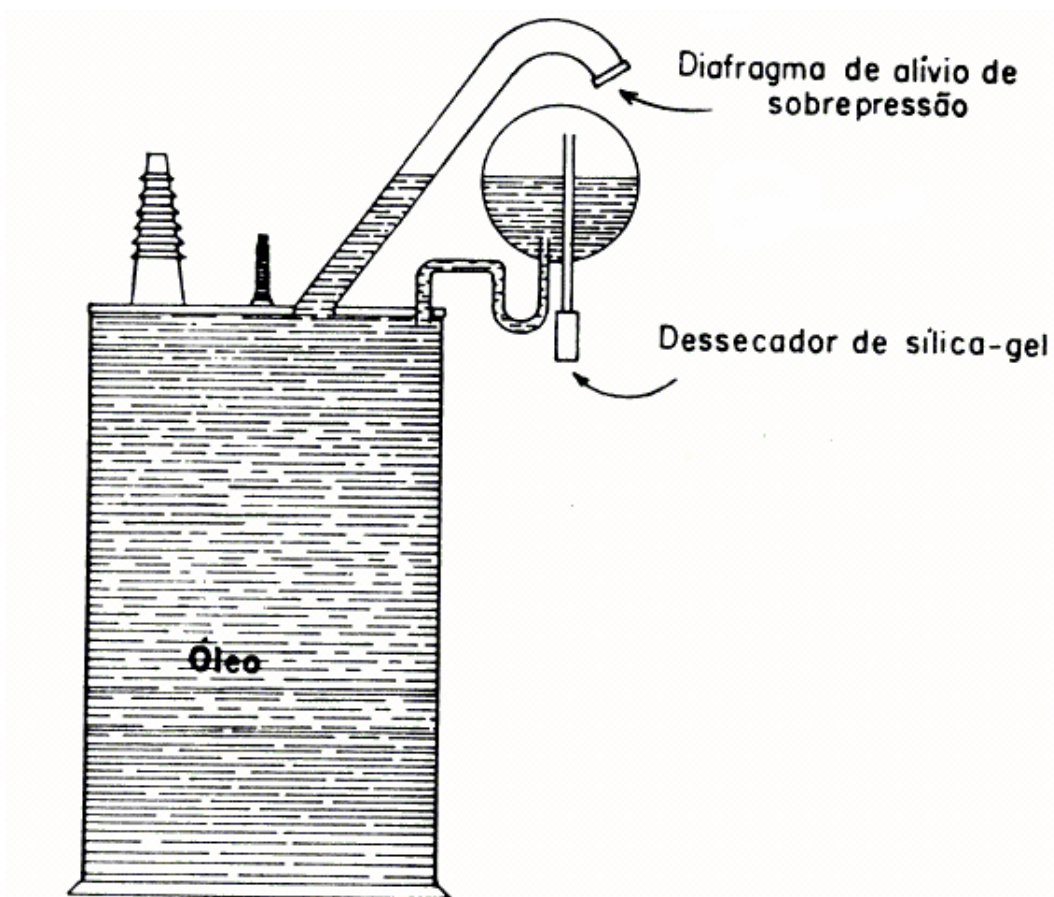


Fig 47 Sistema de alívio de pressão com tubo de explosão (a membrana do diafragma é, em geral, de vidro)

#### 4.6.4.2 Tubo com Mola Espiral

A mola espiral pressiona um diafragma metálico, que fecha a abertura de saída dos gases. O dispositivo abre quando a força da pressão dos gases é maior que a exercida pela mola, fechando em seguida, quando a pressão estiver aliviada.

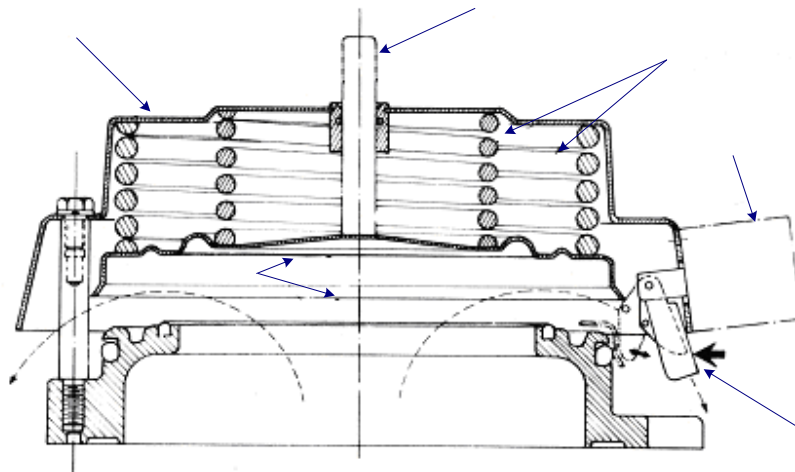


Fig 48 Dispositivo de alívio da pressão do tanque do transformador (Westinghouse Electric Corp.)

#### 4.6.4.3 Alavanca Articulada

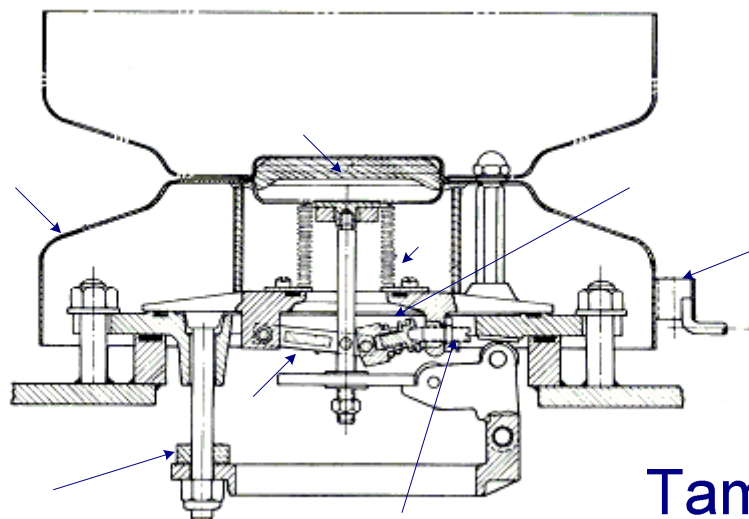


Fig 49 Dispositivo de alívio da pressão do tanque na posição fechada (Westinghouse Electric Corp)



---

Uma alavanca, ligada a uma haste vertical, pressionada por uma mola, mantém o dispositivo na posição aberta ou fechada. Este dispositivo deverá ser colocado na posição fechada depois de abrir, do contrário, permanece naquela posição. A manutenção destes dispositivos se resume em eventual troca de gaxeta.

#### 4.6.5 Termômetros Tipo Mostrador

A temperatura do ponto mais quente do enrolamento de um transformador é considerado igual à sua temperatura média, medida pelo método da resistência, acrescida de 10° C. Em geral, os grandes transformadores são equipados com termômetros que medem a temperatura do óleo e do enrolamento, acionam alarme e desligam o equipamento.

##### 4.6.5.1 Termômetro para Líquido Isolante

É constituído de uma ampola ou bulbo, ligado por um tubo capilar ao instrumento indicador. Enche-se o conjunto com um líquido e as variações de seu volume com a temperatura são transmitidas ao ponteiro indicador, numa escala graduada em graus Celsius.

O bulbo é colocado numa câmara estanque com óleo isolante, soldada à tampa do tanque do transformador. A indicação é local.

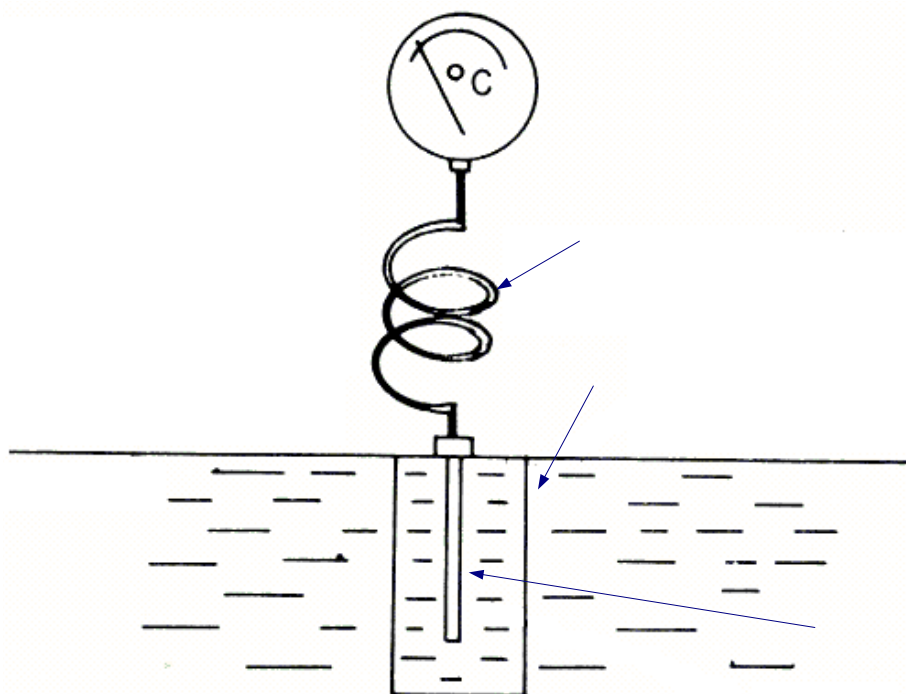


Fig 50 Medidor de temperatura de bulbo

---

#### 4.6.5.2 Termômetro para Enrolamento (Imagem Térmica)

A temperatura do enrolamento varia mais rapidamente que a temperatura do óleo. Na prática verifica-se que a diferença entre estas duas temperaturas cresce aproximadamente com o quadrado da carga do transformador. Como não é possível medir diretamente a temperatura do enrolamento, o dispositivo de imagem térmica é o meio indireto mais adequado para realizar esta medição.

O primário de um TC é ligado ao enrolamento cuja temperatura se deseja medir. A corrente secundária deste TC alimenta uma resistência de aquecimento enrolada em um tubo isolante perfurado no interior do qual é instalado um dispositivo sensor de temperatura, que pode ser o bulbo de um termômetro. Este conjunto é montado em um recipiente estanque cheio de óleo, montado na parte superior do transformador.

Com o dimensionamento adequado de todo o conjunto (TC, resistência de aquecimento, volume de óleo, etc), o termômetro indicará a temperatura do enrolamento para as diferentes condições de carga no transformador. Os dados para o dimensionamento do conjunto são obtidos normalmente no ensaio de aquecimento realizado na fábrica.

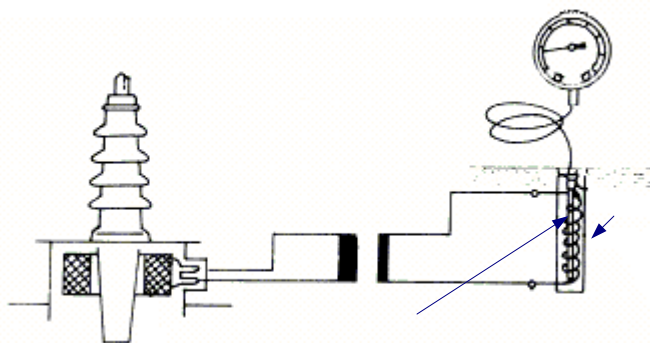
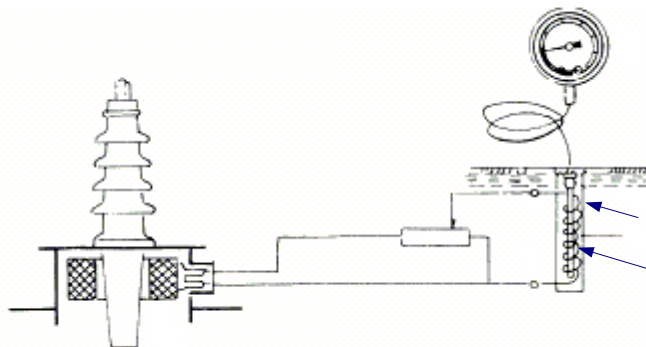


Fig 51 Dispositivo de imagem térmica com bulbo metálico e transformador de corrente (TC) de ajuste



---

Fig 52 Dispositivo de imagem térmica com bulbo metálico e resistor de ajuste



Fig 53 Indicador de temperatura com imagem térmica.

#### 4.7 PLANO DE INSPEÇÃO DE TRANSFORMADORES DE FORÇA

Os itens do plano de inspeção são relativos à diversidade dos acessórios, proporcional à dimensão do equipamento. A frequência das inspeções pode ser relacionada à temperatura do óleo isolante, proporcional à percentagem da carga nominal com que o transformador opera.

- Registrar os valores de tensão, corrente, temperatura do óleo e do enrolamento, temperatura da água de admissão e saída do sistema de refrigeração forçado.
- Registrar a pressão do gás do colchão de gás.
- Verificar a existência de ruídos anormais.
- Verificar se os aquecedores dos painéis e outros estão operacionais.
- Verificar vazamento de óleo.
- Observar nível de óleo no conservador, tanque e buchas.

- 
- Inspecionar trocadores de calor do óleo.
  - Estado da sílica-gel.
  - Testar relé buchholz , termostatos de óleo e imagem térmica, dispositivo de nível de óleo e outras proteções. Testar alarme e desligamento.
  - Retirar amostra de óleo para análise físico-química e cromatografia dos gases dissolvidos no óleo.
  - Efetuar testes de resistência de isolamento, resistência ôhmica dos enrolamentos, relação de transformação e fator de potência da isolação.
  - Verificar aterramento de carcaça e da estrela.
  - Verificar operação da ventilação forçada.
  - Inspecionar integridade da pintura e pontos de oxidação.

## 4.8 COLETA DO ÓLEO PARA ANÁLISE

### 4.8.1 Coleta para Ensaio Físico-Químico

A coleta deve ser realizada entre 9:00 e 15:00h em dia seco, com umidade relativa do ar inferior a 75%. O frasco de coleta deverá conter um volume aproximado de *1000ml* e deve estar perfeitamente limpo e seco.

O processo consiste na limpeza com solvente, detergente, água e posterior desidratação em estufa.

A coleta do óleo deve ser processada através de um tubo de plástico resistente ao óleo, com uma válvula conectada ao adaptador através de uma válvula de duas vias e do outro lado um adaptador à boca do frasco, de forma que não haja contato do óleo com o ar atmosférico. Deixar escoar de *500* a *1000ml* de óleo para um vasilhame de descarte.

Permitir uma pequena quantidade de óleo para o frasco, interromper o fluxo, tampar e girar o frasco até que o óleo molhe toda a parede do frasco, inclusive a tampa. Descartar o óleo de lavagem. Coletar cerca de *1000ml* de óleo, identificar o frasco, enviado-o para análise o mais rápido possível.

#### **Dados mínimos para identificação da amostra.**

*Empresa:*

*Subestação / Sala Elétrica:*

*Tipo de Equipamento:*

*Ano de Fabricação:*

*Tempo de Operação:*

*Nº de Série:*

*Fabricante:*

---

*Tensão:*

*Potência:*

*Transformador Selado ou com Conservador – Cobertura de N<sub>2</sub> ou Ar?*

*Temperatura Ambiente:*

*Temperatura do Óleo:*

*Umidade Relativa do Ar:*

*Ponto de Amostragem:*

*Data da Amostragem:*

*Amostrador:*

#### **4.8.2 Coleta para Cromatografia de Gases Dissolvidos**

O óleo deve ser coletado em uma seringa apropriada, a prova de gás, com volume da ordem de 50 cm<sup>3</sup>, equipada com torneira, de forma que possa ser fechada hermeticamente. Previamente limpa.

Um tubo impermeável, resistente ao óleo, com uma torneira de três vias deve ser conectada à válvula de amostragem do trafo e à seringa. A amostra deve ser retirada com o equipamento na condição normal de funcionamento, através da válvula inferior de amostragem do trafo.

Eliminar 1000 a 2000ml de óleo antes da coleta. Deixar penetrar óleo na seringa até que toda a superfície interna seja coberta pelo óleo. Descartar este óleo.

Repetir a operação, fechar a torneira da seringa, embalando-a para envio ao laboratório, após etiquetagem.

Informar se o óleo já foi desgaseificado ou reconicionado e quando ocorreu.