

Por Fábio Henrique Dér Carrião*



Capítulo I

Transformadores

1 - INTRODUÇÃO

Os transformadores, por serem equipamentos estáticos, não estão expostos aos desgastes mecânicos que ocorrem a motores e geradores, por exemplo, e portanto, requerem um nível de atenção um pouco menor que esses. Porém, devido às grandes correntes de curto circuito que podem ocorrer em um sistema a que estão expostos, podem ocorrer nos bobinados do equipamento grandes esforços que podem causar deslocamentos nos mesmos. As vibrações eletromagnéticas promovem desgastes na isolação e folga dos bobinados. Outro agente de desgaste da isolação dos transformadores é a umidade absorvida do exterior. Isso pode provocar o envelhecimento prematuro da isolação e descargas internas.

O comutador de tapes também é uma das principais fontes de falhas em transformadores.

A manutenção preventiva e preditiva do transformador deverá ser capaz de detectar alterações nas características originais do equipamento. A seguir, serão demonstrados os ensaios que devem ser realizados em transformadores para que possíveis problemas possam ser detectados antes que ocorra um problema mais grave que pode levar a perda do equipamento.

2 - MANUTENÇÃO PREVENTIVA: INSPEÇÕES E ENSAIOS

2.1 - Inspeções periódicas

Periodicamente, devem ser realizadas algumas inspeções no transformador:

- deve ser verificado periodicamente a existência de vazamento de óleo, limpeza das buchas, estado dos conectores e funcionamento da ventilação forçada;
- devem ser realizados registros da carga e da temperatura do óleo

e dos enrolamentos;

- deve ser verificado o nível de óleo do transformador;
- deve ser verificada a coloração da sílica gel do desumidificador do transformador.

A periodicidade dessas inspeções pode variar de acordo com diversos fatores, tais como: criticidade do equipamento, potência do transformador, custo do equipamento etc. Para equipamentos críticos, as inspeções devem ser realizadas no mínimo a cada semana.

2.2 - Ensaios

Além das inspeções, também devem entrar no programa de manutenção do transformador os testes dielétricos, sendo que os seguintes testes são os mais recomendados:

- medição da relação de transformação;
- medição da resistência ôhmica dos enrolamentos;
- medição da resistência ôhmica de isolamento dos enrolamentos;
- medição do fator de potência do isolamento.

A seguir, são descritos os procedimentos adotados em cada ensaio.

a) Medição da Resistência Ôhmica dos Enrolamentos

Para se medir a resistência dos enrolamentos do transformador em ohms deve se utilizar uma Ponte Kelvin, Ponte de Wheatstone ou ainda um Microhmímetro (Ducter) com escala adequada.

Essa medição permite conhecer o valor da resistência do cobre acrescentado da resistência do contato do comutador de tapes do transformador, e assim pode-se avaliar se ocorreram alterações nesses valores que podem indicar defeitos internos nos enrolamentos

e contatos do comutador. Na figura 1 é mostrada a conexão padrão do equipamento de testes, nesse caso, o Microhmímetro ou Ducter, para o enrolamento de alta tensão do transformador. Obviamente, essa medição deve ser repetida para as demais fases do lado da alta e ser realizada também nas três fases do lado da baixa tensão do equipamento. É recomendável medir em todas as posições de tapes.

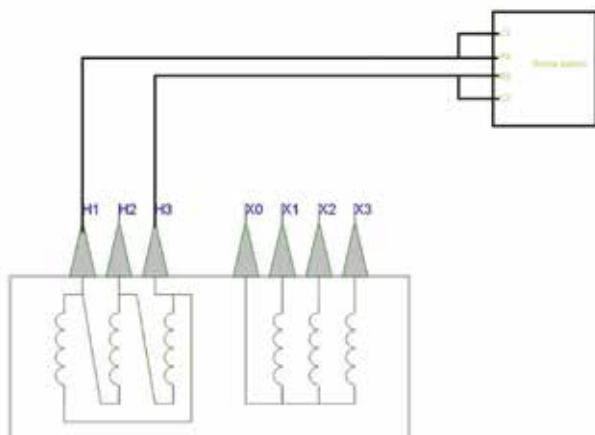


Figura 1: Conexão padrão do equipamento de testes para enrolamento de alta tensão do transformador.

Para se avaliar os resultados deve ser feita a correção dos valores em ohms obtidos para a temperatura de referência de 75°C utilizada para enrolamentos de cobre pela fórmula:

$$R_t = R_m (T + T_r / T + T_m)$$

Onde:

R_t = resistência a temperatura de referência;

R_m = resistência medida;

$T = 235^\circ\text{C}$ para enrolamento de cobre, conforme ABNT;

T_t = temperatura de referência;

T_m = temperatura do teste.

Os valores devem ser comparados com os testes de fábrica do transformador ou em caso da ausência dos mesmos, com histórico de medições anteriores do transformador.

Podemos dar como exemplo os resultados de um transformador de 138/13.8 kV em que foram realizados os ensaios em todas as fases e todas as suas posições de tape dados pela tabela 1.

TABELA 1: RESULTADOS DE UM TRANSFORMADOR DE 138/13.8 kV

Tap's	Tensão do Tap (KV)	FASE 1		FASE 2		FASE 3	
		H1-H3		H2-H1		H3-H2	
		25°C	75°C	25°C	75°C	25°C	75°C
1	151,800	3,45811	4,12442	3,43908	4,10172	3,45778	4,12402
2	150,075	3,41688	4,07524	3,39795	4,05266	3,41616	4,07438
3	148,350	3,37600	4,02648	3,35680	4,00358	3,37480	4,02505
4	146,625	3,33433	3,97678	3,31570	3,95456	3,33360	3,97592
5	144,900	3,29282	3,92727	3,27452	3,90545	3,28884	3,92252
6	143,175	3,25134	3,87780	3,23351	3,85654	3,24737	3,87306
7	141,450	3,21052	3,82912	3,19270	3,80787	3,21823	3,83831
8	139,725	3,16843	3,77892	3,15133	3,75852	3,17929	3,79186
9	138,000	3,12874	3,73158	3,10928	3,70837	3,13338	3,73711
10	136,275	3,16794	3,77834	3,15141	3,75862	3,17540	3,78722
11	134,550	3,20897	3,82727	3,19328	3,80855	3,21634	3,83606
12	132,825	3,25068	3,87701	3,23471	3,85796	3,25800	3,88574
13	131,100	3,28871	3,92237	3,27610	3,90734	3,29929	3,93499
14	129,375	3,32552	3,96628	3,31744	3,95663	3,33973	3,98322
15	127,650	3,37362	4,02365	3,35886	4,00604	3,38125	4,03275
16	125,925	3,41610	4,07431	3,40016	4,05529	3,42258	4,08204
17	124,200	3,45128	4,11626	3,44158	4,10470	3,45841	4,12477
		X0-X1		X0-X2		X0-X3	
1	13,800	0,012000	0,014312	0,012139	0,014478	0,012086	0,014415
		X1-X3					
1	13,800	0,023897	0,028501				

b) Medição da Relação de Transformação

A medida da relação de transformação pode ser considerada complementar à medida da resistência dos enrolamentos, já que também avalia o estado dos enrolamentos do transformador, bem como dos contatos do comutador de tapes.

Podem ser utilizados vários métodos para a medição da relação de transformação, sendo que o mais comum, devido a sua praticidade, é o método do potenciômetro, ou o método em que se utiliza o TTR para realizar a medição (Transformer Turn Ratio Test).

Na figura 2 é mostrada a conexão padrão de um equipamento de testes tipo TTR trifásico. Este ensaio também pode ser realizado com equipamentos monofásicos e, assim, basta repetir a medição para todas as fases. Aqui, também é recomendável medir em todos as posições de tapes.

Para se avaliar os resultados deve ser feito o cálculo do erro de relação de transformação conforme fórmula abaixo:

$$E (\%) = R_m - R_p / R_p \times 100\%$$

Onde:

E (%) = erro porcentual;

R_m = relação medida;

R_p = relação placa.

O máximo valor de erro permitido é de 0.50%, conforme ABNT NBR 5356-:2017.

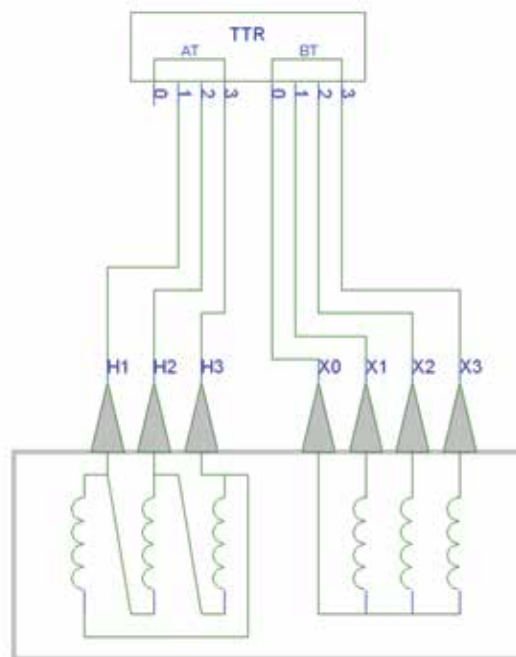


Figura 2: Conexão padrão de um equipamento de testes tipo TTR trifásico

c) Medição do Fator de Potência do Isolamento

A medição do Fator de Potência do Isolamento dos transformadores é realizada por equipamento específico para este fim (Medidor de Fator de Potência) e visa avaliar o estado do isolamento do transformador.

No mercado, existem dois padrões de tensão nominal para os



A plataforma **EAD** da revista **O Setor Elétrico**.

AUMENTE SEUS CONHECIMENTOS, AMPLIE SUAS OPORTUNIDADES.

A revista **O Setor Elétrico** tem o orgulho de apresentar sua principal novidade para 2019:

Uma plataforma de **Ensino à Distância**, onde os profissionais do setor terão à sua disposição cursos complementares, de atualização e profissionalizantes, inseridos em um ambiente de alta tecnologia, conectividade e interação.

Conheça as vantagens de estudar na plataforma **O Setor Elétrico EAD**:

FLEXIBILIDADE

Defina o melhor dia, local e horário para assistir sobre um tema!

DISPONIBILIDADE

Todas as aulas e materiais disponíveis 24 horas por dia.

COMODIDADE

Use e abuse do conteúdo no dispositivo e lugar que achar melhor.

ECONOMIA

50% mais barato que um curso presencial. Economize no deslocamento e ganhe tempo!

CERTIFICADO

Tenha seu empenho reconhecido na conclusão do curso. Receba um documento assinado por nós, pela ABED e pelo corpo docente!

TECNOLOGIA

Os mais modernos recursos do mercado de ensino: suporte online, interatividade, equipe multidisciplinar...

Saiba mais: www.OSETORELETRICO.com.br/EAD

 (11) 3872-4404

 (11) 98433-2788

equipamentos de teste: 2.500 Vca e 10.000 Vca. Para transformadores com enrolamentos de tensão nominal até 69 kV podem ser utilizados ambos os valores de teste. Para transformadores de tensão nominal superior a 69 kV e equipamentos próximos a linhas energizadas deve ser utilizado o equipamento de 10 kV.

Na figura 3 é mostrada a conexão padrão de um equipamento de testes.

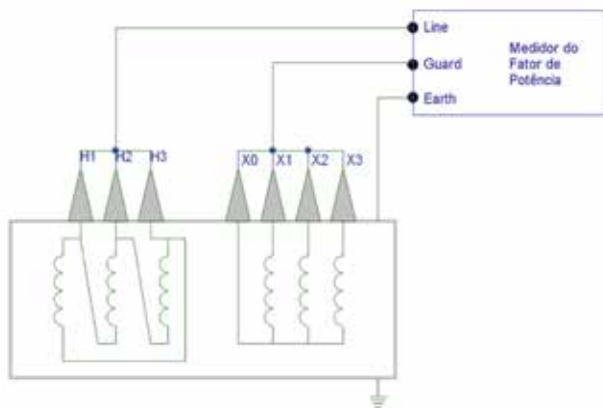


Figura 3: Conexão padrão de um equipamento de testes.

Na medição devem ser curto circuitados os três terminais das fases do lado primário e do lado secundário. As medições devem medir o fator de potência e a capacitância dos isolamentos da Alta para a Baixa, da Alta para a Terra e da Baixa para a Terra. O equipamento possui três formas de medição (conexões internas): Ground, Guard e UST e, em cada uma dessas posições, é medida uma ou duas grandezas de isolamento do transformador.

Para se avaliar os resultados deve ser feita a correção dos valores obtidos para a temperatura de referência de 20 °C pela fórmula:

$$FP_c = FP_m \times F$$

Onde:

FP_c = fator de potência corrigido;

FP_m = fator de potência medido;

F = fator de correção, de acordo com a temperatura ambiente no local do teste.

A tabela de correção de acordo com a temperatura é mostrada a seguir:

°C	FATOR
5	1.41
10	1.25
15	1.11
20	1.00
25	0.90
30	0.80
35	0.71
40	0.65

Norma IEC 60060 2013

Os valores devem ser comparados com os testes de fábrica do transformador ou, em caso da ausência dos mesmos, com histórico de medições anteriores realizadas no transformador. Como critério geral, considera-se o valor de fator de potência de até 0,5% como satisfatório. O valor do fator de potência é bastante influenciado pela umidade contida nos materiais sólidos presentes no transformador. Se os valores medidos estiverem acima do esperado deve ser verificado também o resultado da análise físico química do óleo do transformador (teor de água, rigidez dielétrica e fator de potência). Em caso de detecção de umidade elevado deverá ser realizado o tratamento do óleo.

Também devem ser medidas de forma separada o fator de potência e a capacitância das buchas condensivas de alta tensão, normalmente aplicável para transformadores com tensão nominal a partir de 138 kV. Nesse caso, a medição é realizada na conexão tipo UST do equipamento de medição utilizando-se o tape capacitivo da bucha como ponto de conexão para a medição. No método de avaliação do resultado compara-se o valor de capacitância medido com o valor de placa da bucha em análise.

d) Medição da Resistência Ôhmica do Isolamento

A medição da Resistência Ôhmica do Isolamento dos transformadores é realizada através do uso de um Megôhmetro e também tem como finalidade avaliar o estado do isolamento do transformador.

O valor da tensão de teste a ser aplicada no transformador depende da tensão nominal do enrolamento em que se está realizando o ensaio. Como pode ser verificado na tabela a seguir.

TENSÃO DO TRANSFORMADOR	TENSÃO DE TESTE (VCC)
ATÉ 220 V	500
220 A 4160 V	1000
4,16 A 69 kV	2500
ACIMA DE 69 kV	5000

ABNT NBR 5356-2017

Após a conexão do equipamento ao transformador (figura 4) são realizados três registros de isolamento: um após 30 segundos do início da medição, outro após um minuto e por último um após dez minutos do início do teste. Em termos de valor medido de isolamento considera-se o valor medido após um minuto, os outros valores são utilizados para o cálculo dos índices de polarização e absorção.

Na medição devem ser curto circuitados os três terminais das fases do lado primário e do lado secundário. As medições devem medir o isolamento da Alta para a Baixa, da Alta para a Terra e da Baixa para a Terra do transformador. Na figura 4 é mostrada a conexão do transformador para medição do isolamento entre o enrolamento de alta tensão e o terra.

Para se avaliar os resultados deve ser feita a correção dos valores obtidos para a temperatura de referência de 75°C pela fórmula:

$$R_{75} = R_{med} / 2^a$$

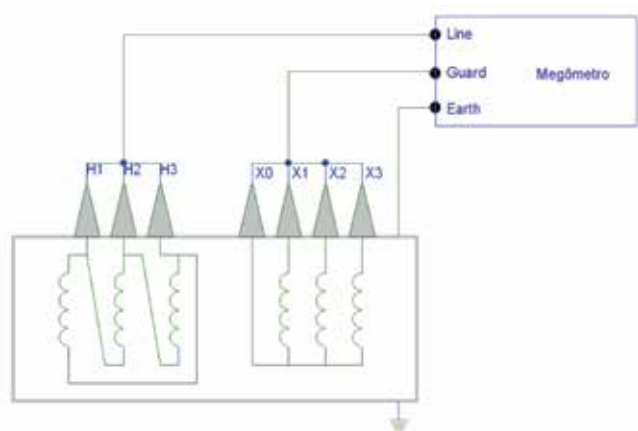


Figura 4: Conexão do equipamento ao transformador.

Onde:

R_{75} = resistência ôhmica de isolamento corrigida para 75°C;

R_{med} = resistência ôhmica de isolamento medida no ensaio;

$a = 75 - t/10$;

t = temperatura ambiente no momento do ensaio.

Para transformadores a seco, pode-se considerar a seguinte fórmula para o cálculo do valor mínimo aceitável em M Ω :

$$R_{min} = kV + 1$$

Como exemplo podemos tomar um transformador com tensão nominal de

13.8 kV em seu enrolamento primário, o que deverá resultar em uma isolamento mínima de $13.8 + 1 = 14.8$ M Ω a 75°C.

Para transformadores a óleo pode ser considerado o cálculo abaixo para transformadores trifásicos.

$$R_{min} = 2.65 \times V / (P/f) / 1.732$$

Onde:

R_{min} = resistência ôhmica de isolamento mínima a 75°C em M Ω ;

V = tensão nominal do enrolamento em Volts;

P = potência nominal do transformador em KVA;

f = frequência nominal do transformador.

Também pode-se calcular os índices de polarização e absorção conforme:

$$I_a = R_{60} / R_{30}$$

E

$$I_p = R_{10} / R_1$$

Onde:

I_a = índice de Absorção;

I_p = índice de Polarização;

R_{30} = resistência ôhmica de isolamento após 30 segundos de teste;

R_{60} = resistência ôhmica de isolamento após 60 segundos de teste;

R_1 = resistência ôhmica de isolamento após um minuto de teste;

R_{10} = resistência ôhmica de isolamento após dez minutos de teste.

Fonte: *Manutenção Industrial 2ª Edição* – Angel Vázquez Moran

Os índices de polarização e absorção apresentam grande variação de acordo com a presença de umidade no transformador e devem ser avaliados juntamente a outros indicadores da qualidade do óleo (análise do óleo). Em alguns casos, pode ser necessária a secagem do transformador. Variações grandes (maiores que 50%) entre medições realizadas no mesmo transformador em anos ou manutenções diferentes são indicativos de alguma deficiência no isolamento do transformador.

De forma geral pode-se considerar a faixa de 1.25 a 1.80 como satisfatória para o índice de absorção e de 3 a 5 para o índice de polarização.

e) Outros Testes de Verificações

No plano de manutenção do transformador também podem constar outros testes e verificações:

- teste do relé medidor de temperatura do enrolamento, imagem térmica;
- teste do relé medidor de temperatura do óleo;
- teste do relé de gás;
- teste do Dispositivo de Alívio de Pressão (DAP) e do Relé de Pressão Súbita (RPS);
- teste do indicador de nível de óleo;
- teste do comutador de tapes;
- teste do sistema de ventilação forçada; verificação das válvulas;
- análise Físico Química e Cromatográfica do óleo isolante.

Existem mais testes específicos que podem ser aplicados de acordo com a necessidade de cada instalação. Estes testes serão aqui abordados em oportunidade futura.

Fontes:

Manutenção Industrial 2ª Edição – Angel Vázquez Moran.

Electrical Power Equipment Maintenance and Testing Second Edition – Paul Gill.

Curso de Transformadores Weg DT-11.

*Fábio Henrique Dér Carrião é engenheiro de Energia e Automação Elétrica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Profissional com 13 anos de experiência no setor, sendo responsável pela gestão de equipes de engenharia, comissionamento e montagem em projetos de subestações de alta, média e baixa tensão. Atuando em indústrias de diversos segmentos, usinas de geração e concessionárias de energia.

CONTÍNUA NA PRÓXIMA EDIÇÃO

Acompanhe todos os artigos deste fascículo em www.osetoreletrico.com.br

Dúvidas, sugestões e outros comentários podem ser encaminhados para

redacao@atitudeeditorial.com.br