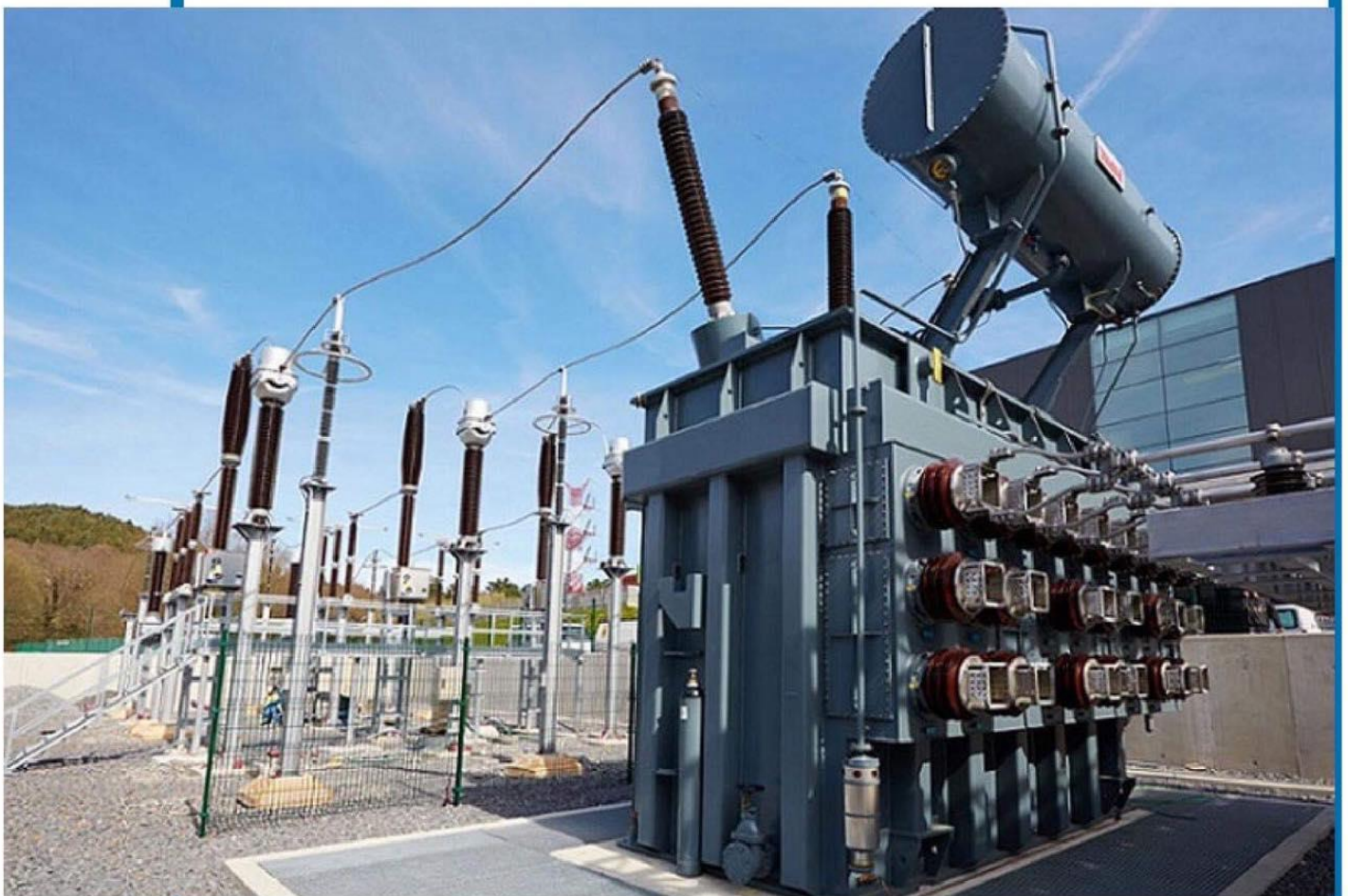


MANUTENÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA



VOLUME I

MANUTENÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Descrição :

Transformadores de potência são equipamentos essenciais no sistema elétrico de potência, alterando os níveis de tensão para interligar os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Neste livro foi abordado de maneira clara e, objectiva sem apelar para demonstrações matemáticas complexas, considerando os princípios de operação e manutenção de transformadores de potência, mas abordando assuntos avançados de trabalho directo com os transformadores, é uma obra de referência para estudantes, autodidatas e profissionais da área desenvolverem seus conhecimentos e práticas de trabalho.

Para quem é este livro:

Engenheiros e estudantes de Engenharia elétrica

Engenheiros eletrotécnicos e eletromecânicos

Engenheiros projetistas e autodidatas

AGRADECIMENTOS

Queremos agradecer primeiramente ao nosso Deus todo poderoso, nosso grande meio de força e inspiração. Queremos agradecer também a todas as pessoas que compraram este ebook para o fortalecimento dos seus conhecimentos. Agradecer a todos os nossos amigos e familiares pelo carinho e pela grande contribuição no apoio moral para uma melhor dedicação na concepção deste Ebook.

**Benedito Figueira - Engenheiro e tecnólogo de equipamentos
para manutenção e produção na indústria elétrica e outras
indústrias**

E-mail: energie.innovacion@gmail.com

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ONAN - óleo natural, ar natural

ONAF - óleo natural, ar forçado

OFAF - óleo forçado, ar forçado

ODAF - óleo dirigido, ar forçado

OFWF - óleo forçado, água forçada ppm – partículas por milhão

V- volt

kV - kilo volt

MVA - mega volt ampere T - tesla

GP - grau de polimerização

p.u. - por unidade

VFT - very fast transient

GIS - gas insulated substation

ASTM – American Society for Testing and Materials

IEEE – Institute of Electrical and Electronic Engineers

CIGRÉ - Conseil International des Grands Réseaux Electriques

DGA- Análises de Gases Dissolvidos

AC- Aceitáveis

IN- Valores Inaceitáveis

QU- Valores Questionáveis

CSA- Canadian Standards Association

IEC -Comissão Eletrotécnica Internacional

NETA-International Electrotechnical Testing Association

CONTEÚDO

1. Introdução	9
1.1. Guia para manutenção de transformadores	9
1.2. Ciclo de operação e manutenção de transformadores	9
1.3. Operação de transformadores	10
1.4. Estratégia de manutenção	10
1.5. Manutenção centrada na confiabilidade do equipamento	10
1.6. Avaliação da condição do equipamento	10
1.7. Interpretação -testes especiais e monitoramento intensivo	11
1.8. Manutenção corretiva	11
1.9. Avaliação técnica e econômica	11
2. Transformadores de potência	12
2.1. Transformadores elevadores	16
2.2. Transformadores transmissão	17
2.3. Transformadores de subtransmissão	18
2.4. Transformadores de distribuição	18
2.5. Buchas	19
2.6. Comutadores	21
3. Aquisição do equipamento	22
3.1. Grau de umidade no equipamento	22
3.2. Condutores de cobre ou alumínio	23
3.3. Enrolamentos de disco ou camada	23
3.4. Tipos populares de enrolamentos de núcleo	24
3.5. Perda de carga	27
3.6. Controle de perda de carga	28
3.7. Conclusão de perda de carga	28

3.8	Sistemas de isolamento	28
3.9	Teoria dielétrica	29
3.10	Isolamento menor	29
3. 11	Isolamento Maior	29
3.12	Restrições de força mecânica	30
3.13	Características térmicas	31
3.14	Convecção, Fluxo do termossifão, Radiação	31
3.15	Tipos típicos de resfriadores de transformadores	32
3.16	Dimensionamento	32
3.17	Protecção do óleo contra o envelhecimento	33
3.18	Isolamento atualizado	34
3.19	Antecedentes históricos do papel isolante termicamente Atualizado	35
3.20	Separação de óleo para transformadores	36
3.21	Normas	36
3.22	Testes elétricos de fábrica	37
3.23	Instalação no local	38
3.24	Inspeção Interna	39
3.25	Teste de vazamento do tanque do transformador	39
3.26	Enchimento a vácuo do transformador	40
4.	Teste do óleo isolante	41
4.1	Material isolante	41
4.2	Fluido isolante	41
4.3	Óleo isolante mineral	41
4.4	Porquê os transformadores usam óleo	41
4.5	Funções do óleo isolante	41
4.6	Óleo como um dielétrico	42

4.7 Óleo como meio de transferência de calor	43
4.8 Óleo como proteção do papel	43
4.9 Óleo como ferramenta de diagnóstico	43
4.10 O que causa o envelhecimento do óleo	44
4.11 Teor de oxigênio	44
4.12 Altas temperaturas	45
4.13 Celulose	45
4.14 Produtos de oxidação	46
4.15 Desenvolvendo um programa de teste	46
4.16 Classifique seu programa de teste e manutenção	46
4.17 Quando testar	47
4.18 O que você testa	47
4.19 Que testes você faz	47
4.20 Testando o óleo do transformador durante a sua operação, de Potência Líquida	Fator 48
4.21 Umidade no óleo	50
4.22 Porcentagem de saturação da água	52
4.23 Porcentagem de umidade em peso seco	53
4.24 Inibidor de oxidação	54
4.25 Conjunto de testes para testar o óleo isolante	55
4.26 Número de ácido	56
4.27 Tensão interfacia	58
4.28 Densidade relativa	59
4.29 Cor	60
4.30 Inspeção visual do óleo isolante	60
4.31 Tensão de ruptura dielétrica	61

4.32 Método padrão mais usado para medir a tensão de ruptura	62
4.33 Análise de gases dissolvido	64
4.34 Análise de metais dissolvidos	64
4.35 Análise de compostos de furano	65
4.36 Grau de polimerização	68
4.37 Composição e quantidade de partículas	68
4.38 Análise de gás dissolvido em óleo (DGA) por cromatografia de gás	69
4.39 Relé Buchholz	70
4.40 Cromatografia gasosa	71
4.41 Coleção de amostras	72
4.42 Métodos cromatográficos para análise de gases	73
4.43 Física do gás no óleo	74
4.44 Comparando a cromatografia gasosa com outros métodos	75
4.45 Relé de gás sistema Buchholz	75
4.46 Detecção de gases perigosos	75
4.47 Análise de gases dissolvido	76
4.48 Interpretação de dados dos testes ou análises	76
4.49 Método das relações de Rogers	78
4.50 Triângulo de Duval	78
4.51 Temperatura do óleo e enrolamentos	79
4.52 Técnicas avançadas de monitoração	80
4.53 Teste para uma boa qualificação do óleo isolante	81
4.54 Umidade no óleo Karl Fischer-ASTM D 1533-96	81
4.55 Análise de gases no óleo ASTM D 3612-96	81
4.56 Método de controle termográfico –infravermelho	81
4.57 Referências bibliográficas	84

INTRODUÇÃO

Guia para manutenção de transformadores :

A manutenção, a disponibilidade e a confiabilidade estão completamente relacionadas, e os usuários dos transformadores devem especificar e planejar um nível de manutenção que garante a confiabilidade no processo de trabalho dos transformadores. Este livro foi preparado para ajudar os usuários dos transformadores a definir e aplicar as melhores práticas para manutenção dos transformadores. Embora este livro tenha sido preparado com máxima atenção aos transformadores imersos em óleo isolante, seus princípios podem ser aplicados a uma ampla gama de transformadores, e nestes princípios estão incluídos as boas práticas de verificação e teste para avaliar a condição do transformador.

Ciclo de operação e manutenção do transformador :

Um transformador geralmente é um aparelho robusto, com uma confiabilidade muito boa. Durante a vida útil de um transformador, o usuário deve estabelecer uma estratégia de manutenção que garante o nível adequado de confiabilidade no processo de trabalho e vida operacional do equipamento.

A vida operacional de um transformador começa com o comissionamento após a instalação em uma subestação. Uma vez em operação, uma estratégia de manutenção começa a ser aplicada. Uma estratégia de manutenção otimizada fornecerá a disponibilidade e a confiabilidade necessárias do transformador ao longo de sua vida útil, a um custo mínimo. O objetivo da boa manutenção é detectar quaisquer anormalidades antes que causem danos graves e desnecessários.

Depois que uma anormalidade é detectada, algumas ou todas as técnicas de diagnóstico disponíveis definidas neste guia podem ser aplicadas para avaliar a gravidade do problema, localizá-lo e determinar se o transformador pode retornar ao serviço com ou sem restrição de operação. Se necessário, a ação corretiva apropriada pode ser executada ou dependendo da condição do transformador, pode ser apropriado usar uma intervenção mais intensa no transformador. Por fim, pode ser decidido que é hora de concertar o transformador ou mesmo substituí-lo, dependendo dos resultados de uma avaliação que inclua a consideração da segurança (tanto para a equipe de serviço quanto para o público em geral).

Operação do transformador: O transformador é conectado ao sistema elétrico e uma carga fixa ou variável é aplicada. O transformador é exposto a várias tensões do sistema e de serviço, como variações de temperatura ambiente, variações de carga, desvios de frequência e tensão, impulsos elétricos, sobretensões de comutação e curto-circuito.

Estratégia de Manutenção : A estratégia de manutenção é a combinação das diferentes filosofias de manutenção usadas para alcançar a confiabilidade dos sistemas . A estratégia pode incluir diferentes filosofias de manutenção para diferentes componentes do transformador. Por exemplo, comutadores e buchas.

As inspeções ou verificações com base no tempo são usadas para avaliação geral das condições (por exemplo, vazamentos de óleo) ou medições usuais de diagnóstico (por exemplo, DGA), enquanto outros métodos são usados para peças desgastadas .

Manutenção centrada na confiabilidade: Uma estratégia otimizada que leva em consideração não apenas o tempo de operação ou a condição técnica do equipamento, mas também sua posição na rede, sua importância operacional, qualquer risco potencial de segurança ou ambiental decorrente de sua falha e qualquer consequência provável de sua possível interrupção.

Para aplicar essa estratégia de manutenção, cada transformador tem seus fatores de criticidade de segurança, ambiental e operacional avaliados e combinados, e o ativo pode receber um valor (índice de criticidade) indicando a confiabilidade necessária.

Avaliação de condição: Esse é o processo pelo qual a condição de um transformador é avaliada levando em consideração todos os aspectos que podem afetar o desempenho futuro. As entradas para este processo serão os resultados dos testes e medições, observações, histórico operacional, conhecimento dos mecanismos e processos de falha, experiência anterior com equipamentos similares ou comparáveis e qualquer outro conhecimento e informação relevante. A saída normal pode variar de uma simples avaliação normal ou anormal a um sofisticado "índice de integridade de ativos", que é um sistema de classificação ou pontuação em uma ou várias escalas para permitir decisões sobre manutenção ou substituição futura priorizadas em uma frota de unidades.

Interpretação - Testes Especiais e / ou Monitoramento Intensivo:

Quando um problema do transformador é suspeito ou indicado (por exemplo, pelo monitoramento de rotina da condição), todas as informações disponíveis são coletadas e avaliadas para decidir o curso de ação correto. Para facilitar isso, uma ampla gama de testes de diagnóstico off-line especiais está disponível e pode ser usada para avaliar as condições de diferentes partes do transformador (por exemplo, núcleo, enrolamentos, buchas, e acessórios). Em alguns casos, a aplicação de monitoramento intensivo, por exemplo, monitoramento contínuo on-line, pode ser necessária para reunir dados adicionais ou operar o transformador com segurança. O objetivo desses testes é avaliar se o transformador pode ser colocado novamente em serviço com ou sem ações corretivas. O monitoramento contínuo on-line geralmente é útil para obter uma compreensão mais profunda da condição de falha e suas dependências das condições operacionais, como carga, posição de comutação e temperatura.

Manutenção corretiva - trabalho menores: Manutenção corretiva é uma operação executada para restaurar qualquer parte do transformador que tenha falhado ou degradado a ponto de precisar de ação corretiva para evitar perda de desempenho ou uma falha grave. A necessidade de manutenção corretiva segue a identificação de uma condição anormal e exclui a manutenção de rotina. Os exemplos podem incluir processamento de óleo, substituição de ventiladores, reparos de vazamentos.

Manutenção corretiva - trabalho maiores: Trabalhos principais variam desde a substituição ou reforma de componentes principais, como buchas, comutadores ou o sistema de resfriamento completo, até o retorno do transformador, até obras de substituição dos enrolamentos. Qualquer trabalho que envolva a remoção de óleo do transformador pode ser considerado importante.

Avaliação técnica e econômica: Quando um transformador sofre danos graves ou quando a confiabilidade do transformador não é satisfatório, uma avaliação técnica e econômica deve ser feita para decidir a melhor opção entre substituição, reparo ou recondicionamento e se o trabalho deve ser realizado no local ou em uma oficina. Ao avaliar as melhores opções, considerações como tempo de interrupção, disponibilidade de reposição, custo de interrupção, transporte e condições gerais do equipamento serão levadas em consideração.

CAPÍTULO 1- TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Transformadores de potência são equipamentos cujo princípio básico de funcionamento se dá a partir da conversão de diferentes níveis de tensão entre a fonte, ligada ao primário, e a carga alimentada, ligada ao secundário.

Podem ser trifásicos ou monofásicos, dependendo das necessidades específicas de cada instalação, conforme ilustrado na figura 1.



Figura 1: Ilustração de transformador monofásico (à esquerda) e trifásico (à direita)

No sistema elétrico há diferentes tipos de transformadores, conforme ilustrado na figura 2 a seguir, que possuem características específicas quanto à classe de tensão e potência.



Figura 2: Ilustração do esquema básico do sistema elétrico

Vistos externamente, conforme figura 3, os transformadores são formados por buchas de alta e baixa tensão, radiadores ou trocadores de calor, tanque principal, tanque de expansão, painéis de controle e outros dispositivos.

Essencialmente são equipamentos mais complexos, conforme ilustrado na figura 3 e descrito a seguir, dependendo da interação de diversos componentes para o seu perfeito funcionamento.

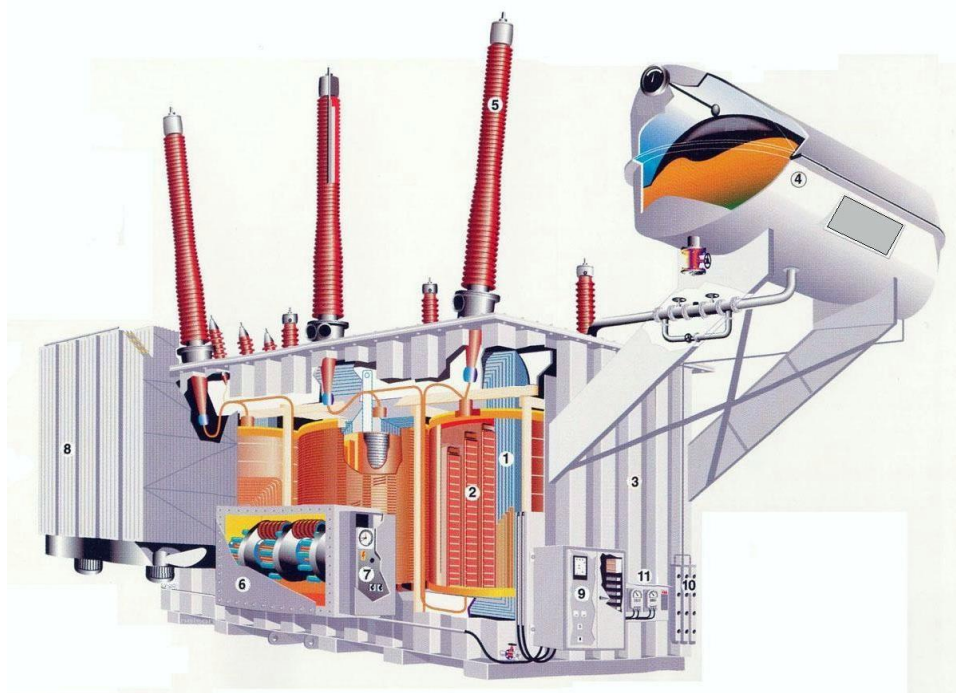


Figura 3: Ilustração dos componentes constituintes de um transformador de potência

1) Núcleo: é constituído em lâminas para minimizar o efeito denominado por Foucault, no qual a indução de campo magnético alternado sobre o núcleo magnético tende a dar origem a correntes elétricas parasitas que ficam circulando e assim gerando perdas e aquecimento localizado. Corrente de Foucault, ou corrente parasita, é o nome dado à corrente induzida em um condutor quando há variação do fluxo magnético que o percorre. Em alguns casos a corrente de Foucault pode produzir resultados indesejáveis, como perdas em decorrência de dissipação de energia por efeito Joule, fazendo com que a temperatura do material aumente.

Para evitar a dissipação por efeito Joule, os materiais sujeitos a campos magnéticos variáveis são frequentemente laminados ou construídos com placas muito finas isoladas umas das outras. Esse arranjo aumenta a resistência no trajeto da corrente que atravessa o material, resultado em menor geração de calor e conseqüentemente menores perdas. O núcleo ferromagnético é configurado em colunas verticais, sendo que as principais abrigam blocos de bobinas e as colunas periféricas, denominadas de retorno, são para fechamento

do circuito magnético. As figuras 4 a 6 a seguir mostram os tipos de núcleo utilizados em transformadores de potência:

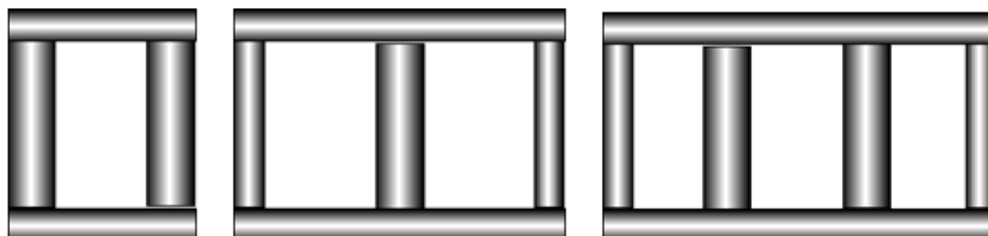


Figura 4: Ilustração de transformadores monofásicos com duas colunas principais, uma ou duas colunas principais e duas de retorno

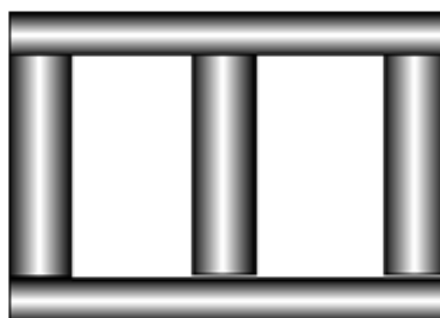


Figura 5: Ilustração de transformador trifásico com três colunas principais

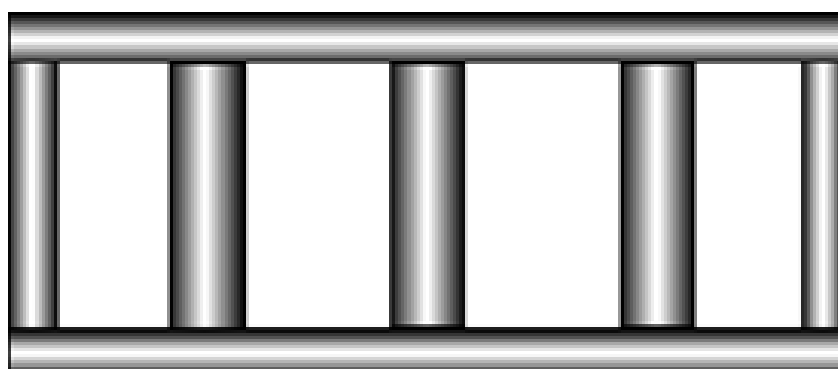


Figura 6: Ilustração transformador trifásico com três colunas principais e duas de retorno

2) Enrolamentos: são bobinas cilíndricas formadas por condutores de cobre retangular convencionais ou transpostos, podendo ser isolados com papel ou envernizados. As bobinas apresentam um arranjo físico que pode ser do tipo helicoidal, em camadas, discos contínuos ou discos entrelaçados. A relação entre o número de espiras dos diversos enrolamentos do transformador define seus níveis de tensão de operação, havendo a possibilidade de se fazer bobinas com terminais intermediários, denominados por taps, que podem ser

comutados, com a limitação de que o transformador esteja sem tensão ou até mesmo com o transformador operando sob carga mediante a utilização de chaves comutadoras de características especiais (comutador sob carga).

3)Tanque principal: trata-se do tanque de aço preenchido com óleo isolante, onde a parte ativa, conjunto formado pelas bobinas e o núcleo, é imerso. O tanque pode ser dotado de blindagens nas paredes internas, no sentido de minimizar o aumento da temperatura do aço por conta da circulação de correntes parasitas, resultantes do fluxo de dispersão gerado na parte ativa.

Já o óleo isolante tem a função:

- ser absorvido (impregnado) pelo papel isolante de forma a conferir características dielétricas especiais ao sistema isolante do transformador;

- circular através dos enrolamentos e núcleo, superficialmente e através de reentrâncias, canais feitos especialmente com essa finalidade, de forma a permitir a remoção do calor gerado no funcionamento normal, dissipando assim as perdas nos enrolamentos e no núcleo.

4)Tanque de expansão de óleo: permite a expansão do volume de óleo do transformador por conta das variações de temperatura a que o equipamento é submetido. Normalmente o tanque é provido de uma bolsa de borracha que auxilia no sistema de selagem do transformador.

5)Buchas: são dispositivos de porcelana que têm a finalidade de isolar os terminais das bobinas do tanque do transformador. Normalmente as buchas com classe de tensão superior a 13,8kV são do tipo condensivas, onde, no interior do corpo de porcelana, há uma envoltória de papel e filme metálico imersos em óleo isolante, formando um capacitor.

6)Comutador sob carga: dispositivo eletromecânico que propicia a variação dos níveis de tensão através da mudança dos terminais dos enrolamentos de regulação, sem que o transformador seja desligado.

7)Acionamento do comutador sob carga: conjunto de mecanismos eletromecânicos que fazem a mudança da posição do comutador de acordo com os níveis de tensão desejados;

8)Radiadores/Trocadores de calor: instalados na parte externa do tanque, fazem a circulação do óleo isolante através de aletas que, em contato com o ar ambiente, diminuem a temperatura do óleo. A circulação pode ser do tipo

natural (ONAN – óleo natural, ar natural), com ar forçado através de motoventiladores nos radiadores (ONAF – óleo natural, ar forçado), com motobombas para aumentar o fluxo de óleo (OFAF – óleo forçado, ar forçado), com sistema de óleo dirigido nas bobinas (ODAF – óleo dirigido, ar forçado) ou mesmo com trocadores de calor que utilizam água como meio refrigerante ao invés do ar ambiente (OFWF – óleo forçado, água forçada).

9)Painel de controle: é o local onde estão instalados os dispositivos de interface que permitem o controle e a monitoração do funcionamento do transformador ao centro de operação da subestação, como temperatura, corrente, monitoração de gases, descargas parciais, etc.

10)Secador de ar: faz a retirada de umidade do interior do transformador utilizando sílica-gel.

11)Termômetros: medem a temperatura dos enrolamentos e do óleo do transformador. Apesar do fato de que os componentes aqui descritos se aplicam a qualquer tipo de transformador, cada equipamento, dependendo da aplicação a que se destina e de padrões definidos pelo comprador, possui características construtivas específicas, não havendo, a menos daqueles fabricados na mesma série, transformadores idênticos. Além disso, há diferentes tipos de construção no que diz respeito à quantidade de enrolamentos, sistema de comutação, refrigeração, dimensões, etc.

A seguir são apresentados os tipos de transformadores comumente encontrados nos sistemas de geração, transmissão, subtransmissão e distribuição de energia elétrica.

Transformadores elevadores :

São transformadores utilizados no sistema de geração para elevar o nível de tensão produzida pelos geradores, normalmente dotados de dois enrolamentos, conforme mostra a figura 7 .

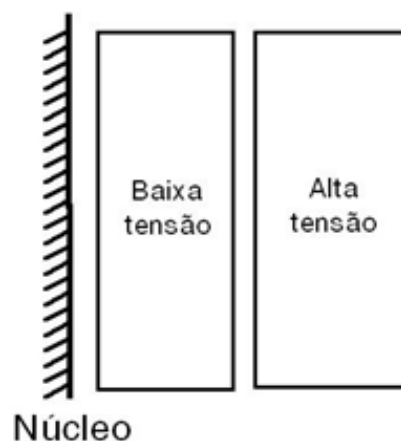


Figura 7: Ilustração do esquema de enrolamentos de transformador elevador

A bobina que recebe tensão do gerador, referenciada como baixa tensão, é montada na parte mais interna do bloco, sendo que bobina que é ligada à carga alimentada pelo transformador, referenciada como alta tensão, fica na parte mais externa.

Esse tipo de transformador opera com sistema de mudança de tap sem tensão, podendo ser dotado de enrolamento específico para o sistema de regulação ou através de derivações no enrolamento de alta tensão. Geralmente são encontrados no sistema elétrico com níveis de tensão primária de até 20kV e nível secundário até 550kV.

Transformadores transmissão:

São transformadores utilizados em subestações para interligar linhas e sistemas em diferentes níveis de tensão. Diferentemente de transformadores elevadores, têm características construtivas mais complexas no que diz respeito ao sistema de regulação de tensão e quantidade de enrolamentos, sendo dotados de comutadores sob carga, geralmente na alta tensão, onde a mudança de tap é feita durante o funcionamento normal do equipamento sem a necessidade de que se faça o seu desligamento.

Também podem ser utilizados em conjunto com os enrolamentos principais, enrolamentos menores, montados em outra parte ativa, imersa no mesmo tanque, que são denominados por transformadores série.

Nesse tipo de transformador, além do sistema de regulação sob carga, há a possibilidade de utilização de um sistema de regulação a vazio, além de enrolamento terciário acessível ou não, conforme mostra a figura 8.

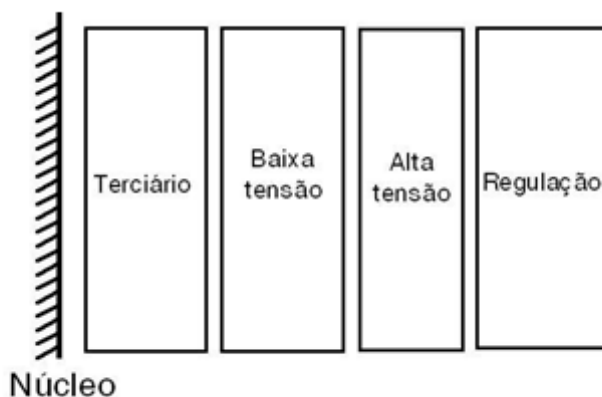


Figura 8: Ilustração Ilustração de esquema de enrolamentos de transformador de transmissão

Para esse tipo de aplicação também podem ser utilizados autotransformadores, cujas características construtivas se diferenciam de transformadores a partir do arranjo das bobinas.

Esses transformadores geralmente são encontrados no sistema elétrico com níveis de tensão primária de até 765kV, nível secundário até 550kV e terciário de 13,8 ou 69kV.

Transformadores de subtransmissão:

São transformadores utilizados para rebaixar os níveis de tensão recebidos das linhas transmissão para alimentação do sistema de distribuição. Podem ser dotados de apenas dois enrolamentos (um de alta e um de baixa tensão) com sistema de comutação a vazio ou, de forma muito similar àquela dos transformadores de transmissão, com a utilização de comutadores sob carga e até mesmo enrolamento terciário.

Esses transformadores geralmente são encontrados no sistema elétrico com níveis de tensão primária de até 138kV, nível secundário até 34,5kV e terciário de 13,8 ou 6,9kV.

Transformadores de distribuição:

São transformadores de pequeno porte utilizados para rebaixar os níveis de tensão recebidos das linhas de distribuição para alimentação dos consumidores finais.

São dotados de apenas dois enrolamentos (um de alta e um de baixa tensão) com sistema de comutação a vazio no lado de alta tensão. Esses transformadores geralmente são encontrados no sistema elétrico com níveis de tensão primária de até 34,5kV e nível secundário até 440V. Dentre os

componentes associados ao funcionamento de transformadores de potência, aqueles que merecem maior destaque em relação à ocorrência de falhas são as buchas e os comutadores.

Buchas:

Buchas são dispositivos estanques, dotados de pequenos tanques de expansão para permitir dilatações do volume interno de óleo, sem que haja entrada de umidade ou gases presentes no ambiente. São componentes com distâncias dielétricas críticas e volume de óleo relativamente pequeno. Diferentemente de transformadores, a execução de análises do óleo isolante para verificação de suas condições de conservação é uma tarefa praticamente impossível.

Existem tipos distintos de buchas, como as de corpo não condensivo, que são mais simples construtivamente, formadas por um condutor envolto por uma capa de porcelana. São buchas geralmente utilizadas em terminais com classe de tensão não superior a 15kV. As buchas que merecem maior atenção quanto à ocorrência de falhas, dado que são as mais utilizadas em transformadores de potência de grande porte, são as do tipo a óleo com corpo condensivo.

O corpo condensivo é um capacitor formado por diversas camadas de filme metálico, envolto por papel isolante impregnado e imerso em óleo isolante, localizado entre o elemento condutor que fica na parte central da bucha e a parede interna do corpo de porcelana. Tem por objetivo a equalização do campo elétrico distribuído ao longo da bucha.

A figura 9 a seguir representa uma bucha condensiva a óleo e seus principais componentes.

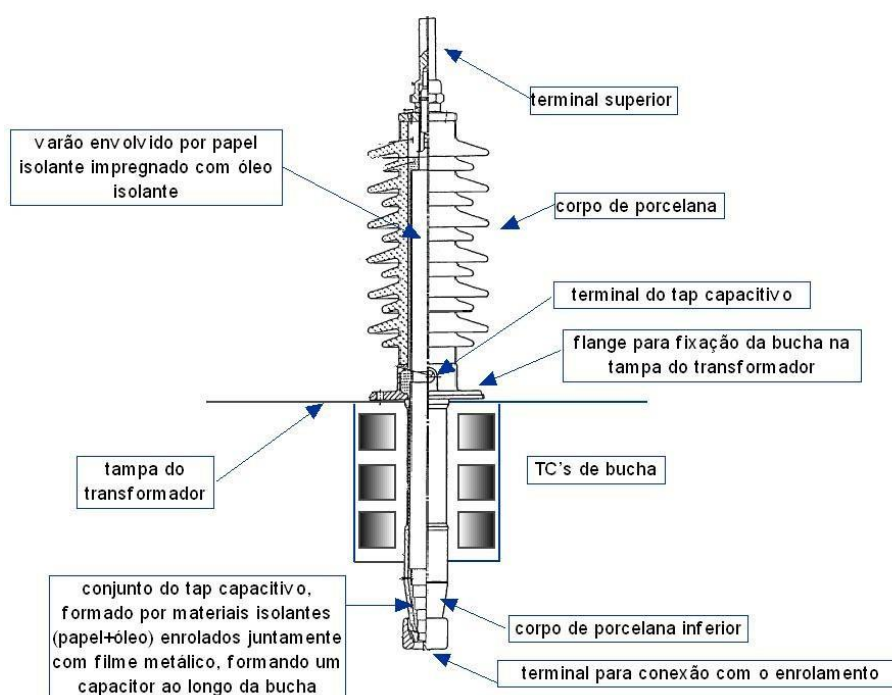


Figura 9: Ilustração dos principais componentes de uma bucha e o contexto em que a mesma se insere em um transformador

Comutadores :

Comutadores são dispositivos eletromecânicos utilizados para alterar os níveis de tensão e fluxo de potência em transformadores, através da adição ou subtração de espiras que compõem o enrolamento de regulação.

Há dois tipos de comutadores, conforme descrito a seguir.

a) Comutadores de derivação sem carga.

São os comutadores de características construtivas simples quando comparados aos comutadores sob carga, amplamente utilizados em aplicações onde há pouca necessidade de mudança dos níveis de tensão, como no caso de transformadores elevadores. São comutadores cuja operação somente pode ser feita com o transformador desenergizado.

b) Comutadores de derivação sob carga.

Comutadores de derivação sob carga, conforme mostrado na figura 10 a seguir, são comutadores de características construtivas complexas, cujas manobras são realizadas automaticamente, com o transformador energizado e a plena carga.

O funcionamento desses comutadores depende da interação de componentes elétricos e mecânicos, que basicamente abrange os seguintes componentes:

- sistema de acionamento motorizado: montado externamente ao transformador, responsável pelas operações de troca de posição do comutador;

- chave de carga: dotada de resistores e conjuntos de contatos fixos e móveis, opera imersa em um cilindro estanque, com volume de óleo próprio, separado do transformador. Trata-se da parte do comutador mais solicitada durante seu funcionamento, sendo responsável pela mudança de posição de contatos, com formação de arco-elétrico limitado no chaveamento;

- chave seletora: é composta de contatos fixos e móveis, normalmente compartilhando o mesmo óleo isolante onde é imersa a parte ativa. A mudança de posição dos contatos, dado o funcionamento da chave de carga, não gera arco-elétrico que resulte na formação de gases combustíveis no óleo do transformador.



Figura 10: Ilustração de comutador sob carga

CAPÍTULO 2- AQUISIÇÃO DO EQUIPEMNTO

A garantia da vida útil máxima e confiável dos transformadores começa com as especificações para o pedido de um novo transformador. Os engenheiros elétricos que projetam o sistema apresentam uma série de requisitos para estes equipamentos, estes requisitos são para que eles atendam e funcionem adequadamente dentro dos sistemas elétricos. Além disso, se você prestar atenção às considerações a seguir deste manual, poderá estabelecer uma base sólida desde o planejamento da aquisição de um transformador novo, assim como para uma operação mais longa e confiável de seus transformadores .

Grau de umidade no equipamento : O teor de umidade do isolamento sólido do transformador desempenha um papel importante na vida útil do transformador. Cada vez que o teor de umidade no isolamento sólido aumenta, a vida útil do transformador é reduzida pela metade. A umidade se acumula no isolamento sólido durante toda a vida útil do transformador. Cada transformador começa seu trabalho com uma certa quantidade de umidade no isolamento sólido devido ao processo de fabricação - tanto o próprio isolamento quanto o transformador. Em uma fábrica absorvem umidade, o isolamento sólido exposto à atmosfera pode absorver até 8% ou 9% de umidade em peso seco (% M / DW). Como o isolamento sólido pode absorver mais umidade da atmosfera do que o necessário em um transformador existente, as oficinas de fabricação e reparo secam o conjunto do núcleo e da bobina usando calor e / ou vácuo, antes de plantar e encher o transformador acabado.

A especificação para novos equipamentos recomenda 0,5% da umidade máxima com base no peso seco. Os fabricantes podem atingir esse nível e geralmente secam para níveis mais baixos do que o limite de especificação. Às vezes, isso requer tempo de secagem adicional no forno, possivelmente interferindo no cronograma de produção do fabricante, mas como comprador, você tem todo o direito de indicar o nível de secura necessário para o seu novo transformador. Lembre-se de que apenas meio por cento, um total de 1,0% M / DW, reduzirá a vida útil esperada do seu transformador pela metade. Um pouco de tempo extra no forno vale definitivamente o esforço extra!

Obviamente, depois que o transformador lhe foi entregue, a responsabilidade pelo isolamento seco do transformador se torna sua. Se você não controlar isso, o trabalho adicional solicitado pelo fabricante será desperdiçado.

Condutores de cobre ou alumínio?

Um transformador faz parte da linha de equipamentos para produção. Portanto, as decisões de compra, manutenção e reparo devem levar em consideração os custos mais baixos, mantendo o máximo retorno sobre este equipamento. No entanto, quase todo mundo sabe que a opção mais barata geralmente se torna uma opção mais cara ao longo do tempo. É o caso de enrolamentos de alumínio.

O alumínio tem uma vantagem sobre o cobre por ser menos caro. E esta é a única vantagem do alumínio em relação ao cobre .

O cobre é um condutor muito melhor que o alumínio; portanto, para garantir uma quantidade igual de corrente, o condutor de alumínio deve ter uma seção transversal maior. Isso significa uma bobina maior e geralmente um transformador maior. (qual bobina pesa mais? qual tem mais resistência?).

O alumínio também possui um ponto de fusão mais baixo (660 ° C) e menor resistência mecânica que o cobre. Isso significa que um transformador com um enrolamento de cobre pode suportar tensões muito mais altas até uma possível falha do que um transformador com um enrolamento de alumínio.

Enrolamentos de disco ou camada?

Ao considerar os projetos principais, os transformadores em camadas são outra maneira de economizar dinheiro na fabricação. Mas o dinheiro economizado nas camadas adquiridas, em vez de enrolamentos de disco, provavelmente será perdido devido a uma redução na vida útil do transformador.

Isso ocorre devido à bobina do enrolamento, cada rotação da chapa de enrolamento é tão larga quanto o comprimento do condutor, que é enrolado continuamente ao longo do comprimento da bobina. O enrolamento de disco consiste em discos separados e fornece muito maior resistência mecânica do que bobinas com camadas de enrolamento.

Projeto de enrolamento do núcleo.



Figura 11 - Enrolamento de disco

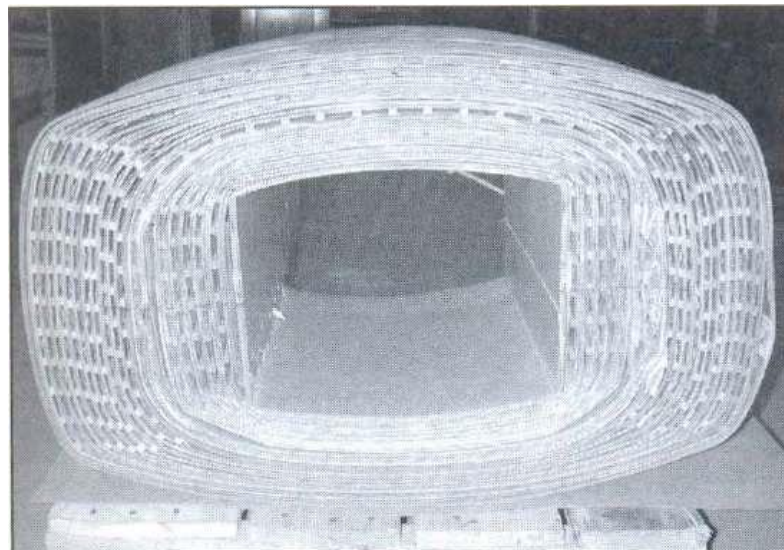


Figura 12 - Enrolamento em camadas (seção transversal)

O enrolamento do núcleo é um formato de bobina cilíndrica que consiste em espiras condutoras isoladas e vários outros materiais de isolamento colocados entre as espiras e o solo. Os enrolamentos são montados em uma haste.

O objetivo é fornecer força dielétrica eficaz adequada para suportar tensão operacional, sobretensões, sobretensões de comutação, curtos-circuitos e tensões de teste. Também é necessária uma ventilação adequada da bobina para remover o calor e a força mecânica suficiente.

Tipos populares de enrolamentos de núcleo.

Enrolamento de camada (enrolamento comum) - uma estrutura cilíndrica que contém uma ou mais camadas de bobinas isolantes com isolamento de papelão elétrico e canais de refrigeração verticais.

Aplicação de um enrolamento de baixa tensão - usado para tensões de até 15 kV e não possui sérias restrições de corrente. Eles podem ser enrolados com um número par ou ímpar de camadas para conectar o sistema elétrico de conexões e terminais do começo e do fim do enrolamento. Esses enrolamentos geralmente são enrolados com fita de poliéster termoativa, que endurece durante o processo de cozimento para unir mecanicamente os enrolamentos.

Uso de enrolamentos de regulação de tensão - os transformadores equipados com comutadores de derivação em carga (LTC) normalmente usam um enrolamento de regulação separado para fornecer tensão de entrada. Esse enrolamento em camadas é projetado de forma que os comutadores de derivação em carga sejam distribuídos por todo o comprimento do enrolamento. Este método "equilibra eletricamente o enrolamento" para suportar melhor as forças de curto-circuito.

Aplicação de um enrolamento de alta tensão - a General Electric criou enrolamentos para uso em poderosos geradores de alta tensão e autotransformadores. Eles foram utilizados até o nível principal de força de isolamento (765 kV) de até 1200 MVA e 2050 kV de camada única e três camadas. A ABB também usou enrolamentos de alta tensão. Graças à geometria de rotação, esses enrolamentos têm uma excelente distribuição de tensão transitória (pulso) com sua alta capacitância inerente. Eles também têm menor resistência, o que minimiza os efeitos associados à queda de tensão no transformador. Isso garante a máxima transferência de energia sem afetar a estabilidade do sistema de energia.

A maioria dos transformadores de núcleo grande usa fio transposto contínuo (CTC) para enrolamentos. Este fio possui uma pequena seção transversal para limitar correntes parasitas e perdas aleatórias. Cada fio é isolado com filme de esmalte e adesivo epóxi. A posição do fio é alterada continuamente em comprimento para controlar as correntes circulantes causadas por um campo elétrico disperso. O fio é envolto em isolamento de papel Dennison de alta resistência, que forma isolamento de enrolamento.

Os cilindros para enrolamentos de alta tensão consistem em várias camadas de papel kraft ligadas por resina. Esses cilindros estão localizados entre o enrolamento

interno e o núcleo, bem como entre os enrolamentos para suporte mecânico e isolamento. Anéis isolantes de apoio são usados nas extremidades de cada camada. Anéis em forma de cunha são cortados dos cilindros e uma extremidade se estreita de acordo com o tom do enrolamento.

A parte restante do isolamento entre as camadas do enrolamento de alta tensão é formada por ripas rígidas de papelão elétrico presas a uma folha de papel kraft. A folha de proteção e as ripas do cartão elétrico são embrulhadas.

Enrolamento de disco - uma bobina cilíndrica projetada como uma série de panquecas com espaçadores radiais isolantes que separam estas panquecas

Enrolamento em espiral - usado para tensões de até 15 kV e cerca de 3000 amperes. O enrolamento em espiral é um enrolamento de uma volta de um disco. O enrolamento em espiral tem uma etapa em que não há enrolamento contínuo do disco. A distribuição de sobretensões não é um problema sério para esse tipo de enrolamento, pois esse tipo de enrolamento é usado em baixa tensão.

O enrolamento geralmente consiste em duas bobinas conectadas em paralelo. O núcleo magnético é enrolado em juntas axiais que fornecem um canal entre a bobina e o cilindro.

Entre os discos, são usadas juntas radiais, fixadas no lugar usando juntas verticais. Cada volta se move à medida que o enrolamento passa, de modo que cada volta se move para uma posição pelo menos uma vez desde o início até o final da bobina

Enrolamento contínuo- Esse tipo de bobina de disco é normalmente usado para tensões mais altas de até 450 kV e cerca de 300 amperes. Esses enrolamentos são bastante simples, compactos, uniformes e requerem folgas elétricas mínimas. Eles têm uma distribuição de picos desigual, mas previsível. As curvas do enrolamento geralmente consistem em uma a quatro fitas de cobre em paralelo.

O conceito de enrolamento contínuo é enrolar completamente a bobina do início ao fim sem uma conexão de solda. Uma volta inicial é enrolada em torno de um cilindro isolante e, em seguida, sete voltas são enroladas na volta inicial, uma após a outra. Em seguida, a pilha de turnos é movida e o turno 1 se torna o início (saída de linha) para que o turno 8 fique dentro do primeiro disco. Então a bobina 8 se dobra e forma uma conexão cruciforme interna e se torna uma bobina 9 no início do segundo disco. Este disco é enrolado até a

volta 16. Vire 16, depois dobre e forme como uma conexão cruzada externa e gire 17 na parte externa do terceiro disco.

O terceiro disco, consistindo de 8 voltas, é enrolado em uma rampa de descida e essas voltas são movidas para que a volta 24 fique dentro. Este procedimento de enrolamento é repetido até que a bobina esteja totalmente enrolada. A partir da unidade 1, cada unidade de número ímpar requer um rearranjo de voltas. Cada disco uniforme é enrolado para cima. O último disco de enrolamento terá a última volta (saída de linha) fora. Juntas radiais de alta densidade conectadas a juntas axiais fornecem canais que separam os discos para resfriamento e isolamento.

O uso de enrolamento de disco de alta tensão - para tensões acima de 450 kV "não uniforme" sobretensão leva a problemas de projeção para engenheiros

Por definição, a capacidade elétrica é uma propriedade de condutores e dielétricos, o que permite armazenar eletricidade quando houver diferenças potenciais entre condutores e o solo. Podemos calcular duas placas, a distância entre elas e a distância para o interior da caixa, enrolamentos de disco, o isolamento entre os discos e o isolamento dos discos em relação ao solo. C_s é chamado de compensação capacitiva seqüencial (capacitância entre enrolamentos e discos) e C_g é chamado de capacitância de porta (capacitância no solo dos discos).

Se tivéssemos um enrolamento de disco ideal, a distribuição da sobretensão sobre o enrolamento seria uma linha reta conectando 100% da tensão aplicada a 0% das voltas do enrolamento (final da linha) a 0% da tensão aplicada a 100% das voltas do enrolamento. Isso é chamado de distribuição linear e não ocorre nos enrolamentos de disco porque a distribuição de tensão real sobrecarrega o final da linha de enrolamento, como mostra a Figura 40. Essa condição existe devido ao efeito capacitivo C_g / C_s e é chamada de enrolamentos alfa (A).

Perda de carga (cobre).

Durante a operação do transformador, a corrente flui nos enrolamentos de alta e baixa tensão. Durante esse processo, surge um campo eletromagnético que cria uma corrente de carga. Esse fenômeno causa perda de carga (cobre).

A perda de carga do transformador pode ser causada por três fatores:

- Perdas de I^2R devido à corrente que flui através da resistência nos enrolamentos.

- Perdas de correntes parasitas e correntes circulantes são causadas por correntes induzidas nos condutores de enrolamento resultantes do campo eletromagnético e pelo comprimento desigual de rotação do enrolamento.
- Perdas de espalhamento, que são o resultado de alterações na corrente de carga, nas estruturas de fixação, nas paredes do tanque, núcleo, blindagem, etc., Tentando concluir o caminho.

Controle de perda de carga

Adicionar uma área de seção transversal maior às voltas do condutor diminuirá a resistência e, portanto, o I^2R .

A separação das voltas dos condutores e sua mudança levará a uma diminuição nas correntes de Foucault e circulantes. As correntes são diretamente proporcionais ao quadrado da largura do condutor e o deslocamento dos condutores as move em um campo eletromagnético.

As perdas de dissipação serão reduzidas movendo as partes estruturais dos enrolamentos, fornecendo proteção magnética adequada e o uso de peças metálicas não magnéticas, reduzirá a probabilidade de perdas por espalhamento.

conclusão de perda de carga.

A perda no núcleo existe imediatamente e é um valor constante quando o transformador é energizado.

A perda de carga (como o nome indica) começa quando o transformador é carregado e aumenta com o quadrado da carga que o transformador vê. Assim, a perda de carga a 25 MVA de um transformador com classificação de 50 MVA é $(25/50)^2$ ou apenas 1/4 da perda de carga de 50 MVA.

Assim como ocorre com a perda no núcleo, a perda de carga é uma despesa para a empresa de energia. Como a perda de carga varia muito com a carga do transformador, uma avaliação média para essa despesa é de US \$ 1200 a US \$ 1500 por quilowatt de perda.

Sistemas de isolamento.

O isolamento sólido e o óleo mineral são talvez as partes mais importantes de um transformador. Eles são os principais responsáveis por impedir a destruição do transformador e outros equipamentos relacionados.

Teoria dielétrica.

Os sistemas de isolamento de transformadores consistem em várias formas de materiais de prensagem em combinação com óleo mineral. Tanto o material do cartão quanto o óleo têm limites em suas capacidades de resistência dielétrica. O óleo é o mais fraco dos dois materiais e geralmente limita o design do isolamento.

Um sistema de isolamento ideal consiste em pequenas barreiras do painel de pressão com dutos de óleo maiores para limitar as tensões dentro do sistema de isolamento a níveis seguros. O objetivo de um projetista é projetar um sistema de isolamento econômico e eficiente que limite ou evite descargas parciais. Descarga parcial é uma descarga elétrica indesejada dentro de um sistema de enrolamento ou isolamento do transformador que ocorre quando a intensidade do campo elétrico exceder a resistência dielétrica da estrutura de isolamento.

Isolamento menor (dentro dos enrolamentos)

O isolamento do condutor geralmente é um ou uma combinação de fita crepe Dennison, papéis Kraft e Nomex. Eles são usados entre voltas de enrolamento, como camadas e enchimento de giro de disco, como espaçadores radiais e axiais e envoltórios de prensas. A espessura e o posicionamento aumentam com o nível de tensão.

Isolamento Maior (externo a enrolamentos)

O isolamento principal é considerado o isolamento entre enrolamentos, barreiras de prensagem, dutos de óleo, ângulos de prensagem formados e tampas de enrolamento.

O isolamento principal também ocorre entre enrolamentos e aterramento, os anéis terminais do painel de prensagem, cilindros de enrolamento, anéis de pressão, isolamento fase a fase e peças formadas do painel de prensagem.

Análise da construção do isolamento (isolamento pequeno e grande)

Um programa de computador para tensão transitória (pulso) calcula a distribuição da tensão de pulso nos enrolamentos. Isso permite que o projetista use o isolamento do enrolamento (pequeno) da maneira mais eficiente possível, o que reduz o número de bobinas e reduz a massa de cobre. O projetista pode adicionar cobre para reduzir perdas ou aumentar o nível principal de tensão de isolamento durante o processamento de equipamentos na fábrica.

O gráfico do campo elétrico é um programa de computador projetado para determinar os gradientes do campo elétrico em vários pontos do sistema de isolamento.

O engenheiro de design pode comparar o gradiente do campo elétrico com os limites calculados de isolamento e modificar o design de isolamento,

para evitar a concentração de tensão. Isso contribui para o uso mais eficiente e econômico do sistema de isolamento.

Restrições de força mecânica.

Os elementos estruturais internos do transformador devem ser projetados para controlar o estresse de cargas mecânicas. Esses elementos estruturais incluem:

- Estrutura de pressão superior e inferior e estruturas laterais ao redor do núcleo
- Quadros finais segurando os quadros superior, inferior e lateral em uma peça
- Parafusos de acoplamento e elementos de suporte
- Suportes superior e inferior
- Conexões / patilhas de fixação e parafuso de aperto
- Bloqueio da bobina superior e inferior
- Fixação interna das paredes do tanque

Forças mecânicas:

Cargas estáticas - relacionadas ao peso e imobilidade

- Fixação ou enchimento do núcleo para que não se desintegre
- Suporte de peso da bobina
- Montagem do painel do terminal (complemento)

Cargas dinâmicas - crie forças físicas em movimento

- Forças decorrentes da sobrecarga do transformador
- Forças significativas em caso de mau funcionamento do transformador externo

- Forças que ocorrem durante o transporte e eventos sísmicos

Muitos transformadores de potência construídos ou remodelados atualmente usam dois tipos de circuitos de retenção mecânicos:

A restrição estática usa um anel de fixação de 360 graus (placa de pressão) com parafusos e discos. Essas forças verticais são transmitidas uniformemente para o bloqueio da bobina sob as bobinas e por baixo das bobinas e também para o anel de aperto de 360 graus na parte superior das bobinas.

A restrição dinâmica usa grampos de mola chamados "DYNA-COMP". Este dispositivo consiste em uma grande mola em um cilindro cheio de óleo com um pistão que exerce pressão na placa de suporte da bobina superior. Isso garante que a pressão seja aplicada para cargas estáticas e um efeito de traço de mola para cargas dinâmicas, como forças axiais de curto-circuito ou choques de transporte.

O dispositivo DYNACOMP foi projetado para não perder a retenção da bobina durante a vida útil do transformador, mesmo que os elementos de isolamento da bobina encolhem devido ao envelhecimento ou à remoção adicional de umidade. O sistema Dynacomp é mais caro que o anel de fixação estatístico. É usado apenas em transformadores de potência de grandes formatos, geralmente autotransformadores

Características térmicas

Perdas de energia em um transformador aparecem como calor. Esse calor deve ser dissipado sem permitir que os enrolamentos atinjam uma temperatura que causará deterioração excessiva do isolamento. O resfriamento do transformador é um meio de transferir calor do óleo para a atmosfera circundante. O resfriamento é projetado para que o óleo e a temperatura média do enrolamento não excedam um aumento de 65 ° C e a temperatura do ponto quente do enrolamento não exceda um aumento de 80 ° C.

Convecção, Fluxo do termossifão, Radiação

O óleo aquecido fica mais claro e sobe, criando uma coluna de óleo quente. O óleo mais frio e pesado próximo à parede e ao fundo do tanque substitui a coluna aquecida crescente de óleo quente durante o processo de convecção. Uma circulação de óleo de cima para baixo começa e é chamada de fluxo de óleo do termossifão. A dissipação do calor pela radiação ocorre

porque o tanque e os radiadores são elevados a uma temperatura acima do ambiente circundante.

Tipos típicos de resfriamento de transformadores

Os esquemas de refrigeração variam de acordo com os requisitos. Alguns modelos de refrigeração usam bombas de óleo, ventiladores e barreiras para direcionar o fluxo de óleo.

Método de resfriamento OA (ONAN) (óleo natural \ resfriamento por ar natural) = auto-resfriado imerso em óleo

Radiadores são adicionados ao tanque para aumentar a área do tanque, dissipando assim o calor pela radiação. A diferença de temperatura entre a parte superior do tanque e os radiadores (quente) e a parte inferior (fria) promove a convecção e o fluxo de óleo do termossifão.

OA / FA / FA (ONAN / ONAF / ONAF) óleo natural / arrefecimento a ar forçado = imersão em óleo forçado

Arrefecimento a ar , é o mesmo que o resfriamento OA, exceto que os ventiladores são adicionados aos radiadores. Valores adicionais de kVA de 133% e 167% da classificação OA podem ser obtidos conectando metade ou todos os ventiladores. O aumento médio da temperatura do óleo com valores adicionais de kVA é reduzido, o que permite aumentar a temperatura média do enrolamento abaixo de 65 ° C

OA / FOA / FOA (ONAN / ODAF / ODAF) com circulação de óleo direcional e resfriamento a ar forçado = imerso em óleo

O mesmo que o resfriamento OA / FA / FA, além disso, as bombas de óleo são usadas para forçar o óleo através de um transformador e radiadores, momento em que o óleo é resfriado pelos ventiladores.

Barreiras dentro e ao redor das bobinas podem ser usadas para direcionar o fluxo de óleo para os enrolamentos.

A adição de bombas de óleo e barreiras (fluxo de óleo direcionado) pode atingir as mesmas classificações suplementares de kVA de OA / FA / FA com menos radiadores e ventiladores de refrigeração.

Dimensionamento.

Ao especificar um transformador para compra, o proprietário deve estar atento à carga que o transformador pode ser chamado a transportar

- não apenas na instalação, mas também durante a vida útil. Se em alguns anos a unidade for submetida a transportar uma carga 25% ou 50% maior que a carga na instalação, certifique-se de dimensioná-la para a carga futura maior. Por que isso é uma preocupação?

A carga que um transformador carrega se traduz diretamente em sua temperatura de operação. Sua temperatura operacional, por sua vez, se traduz diretamente em sua vida útil confiável. O calor, entre muitos outros fatores, determina diretamente a vida útil do isolamento sólido de um transformador. Para cada 8 ° C em que a temperatura do ponto quente operacional do enrolamento aumenta, sua vida útil confiável é reduzida pela metade. Para cada redução de 8 ° C, a vida útil do isolamento é dobrada. Portanto, garantir que os novos transformadores sejam dimensionados para suportar aumentos de carga em potencial aumentará significativamente sua vida útil confiável! Não negligencie essa consideração ao especificar um novo transformador.

Proteção do óleo contra o envelhecimento.

O óleo do transformador tem quatro funções em um transformador operacional. A mais importante das quatro funções é proteger o isolamento sólido. Se o óleo fornecer um canal pronto para oxigênio e umidade na atmosfera, fornecendo acesso imediato ao isolamento sólido, ele falhará nessa função muito importante. Além disso, o acesso imediato ao oxigênio e à umidade permite que o próprio óleo se deteriore a uma taxa inaceitável. A deterioração do óleo também envelhece prematuramente o isolamento sólido.

Um sistema ativo de nitrogênio é de longe o sistema de preservação de óleo mais eficaz atualmente disponível. Esse sistema inclui uma garrafa de nitrogênio, um regulador alinhado entre a garrafa e o transformador e uma válvula de alívio de pressão no transformador. Se o transformador for adequadamente preenchido a vácuo na instalação, um sistema ativo de nitrogênio praticamente elimina os efeitos do oxigênio no isolamento sólido e líquido. Se o tamanho do seu transformador, o preço do sistema e o seu orçamento permitirem, este é o melhor caminho a percorrer.

Um sistema de conservação de óleo selado é outro sistema muito eficaz (e ainda caro). Esse sistema inclui um tanque conservador com uma bexiga flexível que permite que o óleo se expanda e contraia com as mudanças nas temperaturas operacionais, enquanto isola fisicamente o óleo da atmosfera.

Como no sistema anterior de nitrogênio, o custo desse sistema o torna uma opção viável principalmente para transformadores maiores.

Os transformadores de subestações geralmente são vedados fisicamente contra a atmosfera com uma manta de gás (geralmente nitrogênio seco) acima do nível de óleo superior. A manta de gás permite a expansão e contração do óleo na faixa de temperaturas operacionais. Quando instalado corretamente, um sistema de manta de gás pode permanecer intacto e eficaz por vários anos. A integridade desse sistema pode ser violada pelo menor vazamento de orifício. O óleo nesses sistemas deve vir com inibidor de oxidação de 0,3% para se proteger contra essas falhas.

Alguns transformadores de subestações são projetados para respirar livremente, ou seja, são abertos à atmosfera para acomodar a expansão e contração do óleo durante a operação. Um transformador dessa configuração deve sempre incluir um respirador dessecante para minimizar a quantidade de umidade que entra no transformador.

Como os transformadores de respiração livre não impedem o oxigênio da atmosfera de entrar no transformador, uma estratégia diferente deve ser empregada para combater os efeitos nocivos do oxigênio. Essas unidades requerem um inibidor de oxidação de 0,4% no óleo. O inibidor de oxidação nessas unidades menores e menos caras fornece alguma proteção contra a oxidação que os sistemas de preservação de óleo mais caros fazem para transformadores muito maiores.

Isolamento atualizado

Nos anos 60, o papel isolante Kraft atualizado pela dicandiamida começou a aparecer no mercado da América do Norte. A atualização com dicandiamida permitiu que os transformadores fossem operados com um aumento de calor de 65 ° C em comparação com o aumento de calor anterior de 55 ° C possível com isolamento não atualizado.

A dicandiamida não apenas permite a operação mais quente de um transformador, como também torna o isolamento sólido muito mais resistente a danos causados por subprodutos da oxidação pelo calor, oxigênio, água e óleo. Isso não significa que os proprietários de transformadores com isolamento aprimorado possam negligenciá-los, permitindo que os subprodutos de calor, oxigênio, água e oxidação se acumulem em seus transformadores. Pelo contrário, significa que as práticas de manutenção adequadas fornecem

benefícios ainda maiores em termos de anos adicionais à vida útil confiável de um transformador.

Antecedentes históricos do papel isolante termicamente Atualizado

Os primeiros transformadores a ter isolamento estabilizado fizeram uso de um composto de amina. Este método empregava um reservatório ou, em alguns casos, um saco contendo um composto de amina ligeiramente solúvel em óleo. Teoricamente, esse composto de amina (dicandiamida) migrou para o papel e estabilizou os radicais hidroxila, impedindo-os de se associarem com íons hidrogênio para formar água e iniciar uma quebra da cadeia de celulose por hidrólise¹. Na prática real, este método não teve um desempenho satisfatório, provavelmente devido à incapacidade de obter uma saturação completa do papel isolante. De fato, concluiu-se rapidamente que pouca ou nenhuma melhoria do papel foi alcançada por esse método.

Posteriormente, as formas aprimoradas de preparação do papel durante sua fabricação tiveram muito mais sucesso. Um tipo de papel atualizado termicamente é produzido tratando-se papel isolante regular com uma combinação de dicandiamida, melamina e poliacrilamida.

Este é o método da Westinghouse (e posteriormente da ABB) conhecido como Insuldur. A General Electric (GE) e a McGraw aparentemente tinham seus próprios métodos. O método GE, chamado Permalex, usava acrilonitrila cianoetilado, e o método McGraw-Edison foi chamado Thermecel usando proteína, p-aminofenol e morfolina. É difícil encontrar alguém que use apenas cianoguanadina

Esses métodos foram baseados na medição do nitrogênio no produto acabado para determinar o grau de modernização. Agora isso é um pouco complicado. O método mencionado acima - ASTM D 982 foi aprovado pela última vez em 1971 e foi preterido em 1980 e não foi substituído. No entanto, ainda é utilizado na TAPPI, a Associação Técnica da Indústria de Celulose-Papel, como T418 (1997).

Aparentemente, os fabricantes de papel ainda estão usando um desses métodos. Por exemplo, o método de química úmida chamado método de Kjeldahl é usado. O papel é dissolvido em ácido sulfúrico concentrado, são adicionados sulfato de sódio e óxido de mercúrio e, em seguida, o nitrogênio é medido como sulfato de amônio em excesso de ácido.

De acordo com o padrão, o teor de nitrogênio deve estar entre 1,3 e 2,6% de nitrogênio (de acordo com o método Westinghouse / ABB). O teor de tratamento térmico também é indicado 1,5 vezes em comparação com o teor de nitrogênio orgânico.

A GE, aparentemente, estabeleceu aproximadamente os mesmos níveis. O papel Permalex II - cianado com maior resistência ao calor tem um teor de nitrogênio ainda maior

Em 1958, a GE propôs medir o conteúdo de nitrogênio usando espectroscopia no infravermelho, mas isso era problemático devido a instrumentos imperfeitos da época. Provavelmente, você pode desenvolver um bom método usando espectroscopia de infravermelho baseada na transformada de Fourier (FTIR). Em 1997, um artigo de Cartidge, Dominelli e Ashby da Powertech Labs e Polovick da BC Hydro foi publicado na Doble, que sugeria o uso de Westinghouse Insuldur: Sistema de Isolamento Comprovado, Divisão de Transformadores de Potência, Westinghouse, Sharon, Pennsylvania, Publicação SA 9025 B, 11-1967.

Separação de óleo para transformadores (comutador sob carga)

A Análise de gás dissolvido (DGA) do óleo em um transformador em funcionamento é talvez a análise mais útil disponível para os proprietários de transformadores no entanto, se você compra um transformador com um regulador de tensão sob carga (comutador sob carga), que possui o óleo em comum com o tanque de transformador ou que é separado por uma barreira do tanque do transformador, que é permeável aos gases dissolvidos no óleo, perde o benefício dessa análise mais importante. Por exemplo, a aparência do acetileno em um transformador é extremamente preocupante. O transformador produtor de acetileno pode estar em mau estado e requer exame imediato. Por outro lado, o comutador em carga produz acetileno durante a operação normal. Se o acetileno do comutador em carga mascarar o acetileno produzido pelo transformador, você poderá perder a chance de impedir que o transformador falhe prematuramente. Portanto, tente sempre solicitar transformadores cujo óleo (e, principalmente, os gases dissolvidos no óleo) esteja desconectado entre os dois compartimentos.

Normas

Ao comprar um novo transformador, quais critérios você segue? Quais informações estão disponíveis para você tomar uma decisão durante o processo de compra? Quais testes elétricos devem ser realizados para detectar a construção correta do transformador? Essas são perguntas difíceis.

Felizmente, existem organizações como o Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos (IEEE), a Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC), as Normas Britânicas (BS), a British Standards Association, a Canadian Standards Association (CSA), a Australian Standards Association (AS) e a International Electrotechnical Testing Association (NETA) e Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT NBR). Esses são os padrões que a maioria dos países cumprem ao comprar, testar, instalar, carregar e operar equipamentos elétricos.

Testes elétricos de fábrica

Testes elétricos de fábrica são realizados para verificar se os transformadores atendem às especificações de projeto e aquisição, bem como linhas de base que serão usadas para comparar com futuros testes elétricos no local.

Requisitos gerais padrão IEEE para transformadores de distribuição, energia e regulação imersos em líquido C57.12.00-2000 define os testes de fábrica em três categorias: rotina, design e outros. Os testes são descritos da seguinte forma:

Rotina

Testes feitos para controle de qualidade pelo fabricante em todos os dispositivos ou amostras representativas, ou em peças ou materiais, conforme necessário, para verificar durante a produção que o produto atende às especificações do projeto.

Design

Os testes feitos para determinar a adequação do design de um tipo, estilo ou modelo específico de equipamento ou de suas peças componentes atendem às classificações atribuídas e a operação satisfatória.

Outros

Testes identificados nos padrões individuais do produto, que podem ser especificados pelo comprador, além de testes de rotina e de design.

A seguinte lista de testes que normalmente podem ser incluídas nos testes de fábrica:

- Medições de resistência: às vezes são chamadas de testes de resistência do enrolamento porque a integridade do enrolamento está sendo verificada.

Resultados ruins podem indicar problemas com o enrolamento ou as conexões em teste.

- Teste de relação (relação de espiras): este teste indicaria se o transformador foi construído com a proporção adequada de espiras nos enrolamentos primário e secundário e se o transformador possui o diferencial percentual adequado entre derivações.

O teste deve ser realizado em todas as conexões de tensão nominal em todas as posições de derivação. +/- 0,5% do valor calculado da placa de identificação seria o desvio padrão aceitável.

- A relação polaridade / fase é realizada para provar que os enrolamentos estão conectados pela placa de identificação.

- Teste de aumento de temperatura: por padrão, este teste pode ser omitido se houver dados disponíveis em uma unidade duplicada para determinadas classes de tensão / kVA. Os testes de aumento de temperatura de fábrica são para determinar o tempo em que o aumento de temperatura dos enrolamentos, óleo e outros componentes atendem aos valores projetados.

- A análise de gás dissolvido durante o teste de aumento de temperatura de fábrica é descrita no IEEE guia de uso experimental para o uso de análise de gás dissolvido durante o teste de aumento de temperatura de fábrica, C57.130. A norma possui critérios para o problema aceitável e possível e certos níveis de problemas do componente hidrogênio, componente hidrocarboneto e níveis dos gases dos óxidos de carbono.

Instalação no local

Quando o transformador aparecer no local, o que você fará? Começa com o planejamento adequado. As instruções de instalação são essenciais! você precisa criá-los ou revisar as instruções de instalação da empresa contratada para executar o trabalho. Isso inclui, entre outros, procedimentos para teste, movimentação, enchimento a vácuo, processamento de óleo e comissionamento da unidade. Muitas vezes recebemos convites para licitar trabalhos desse tipo e a especificação apenas exige "instalar a unidade" .

Especificações-revise as especificações com o seu empreiteiro de instalação proposto para que todos saibam o que é necessário. Você pode ter suas próprias especificações e o contratado também pode ter as deles. O compromisso pode estar em ordem e uma porção ou as melhores partes de cada uma podem ser usadas. O Guia IEEE para instalação de transformadores de

potência imersos em óleo C57.93-1995 fornece um padrão de consenso do setor e está disponível para consulta. Em qualquer caso, as especificações do fabricante provavelmente substituirão outras especificações por causa da garantia.

Antes da chegada da unidade nova , o seguinte deve ser considerado:

- Qual é o peso do transformador?
- A quantidade de óleo novo existente é adequada ?

Inspeção Interna

Durante a inspeção interna, recomenda-se que o transformador seja purgado continuamente com ar seco.

- Gire o comutador desenergizado e inspecione o alinhamento dos contatos.

- Inspeccionar enrolamentos:

- Existe algum movimento de enrolamentos ou membros de apoio?

- As colunas espaçadoras estão retas?

- O bloqueio está apertado?

- Os cabos do transformador de corrente estão presos aos condutores de fase?

- Verifique os cantos do núcleo quanto a desalinhamento ou qualquer outro sinal de movimento e nas laminações.

Teste de vazamento do tanque do transformador

Não importa quão bem o transformador tenha sido executado durante o teste de vazamento sob pressão positiva, outro teste de vazamento deve ser realizado sob vácuo para garantir que a unidade esteja pronta para o tratamento a vácuo. Não adianta iniciar um tratamento a vácuo se o transformador tiver um vazamento e você estiver puxando o ar externo para dentro do tanque.

Encha o transformador com vácuo e realize um teste de vazamento enquanto mantém um vácuo de 2000 microns (2,0 torr) por 30 minutos no tanque do transformador. Registre o sensor de vácuo do transformador e feche a válvula de vácuo na parte superior do transformador. Registre as leituras de

vácuo por 30 minutos. Compare com um diagrama de taxa de vazamento válido.

Perda excessiva de pressão de vácuo no nível de vácuo (2000 microns) significa vazamentos que devem ser eliminados antes que o transformador seja preenchido com vácuo. Vazamentos podem ser detectados usando sensores acústicos, e pequenos vazamentos são preenchidos com selante e grandes vazamentos são reparados pela soldagem. Às vezes, sob condições de vácuo, a detecção de vazamentos pode ser muito difícil. Pode ser necessário realizar outro teste de pressão positiva para encontrar uma fonte de vazamentos.

Enchimento a vácuo do transformador

Siga as instruções do fabricante para monitorar os níveis de vácuo e umidade e as taxas de preenchimento de óleo para atender às condições de serviço da garantia. O monitoramento dessas atividades é mais importante durante a instalação. O desempenho inadequado dessas operações pode levar ao envelhecimento acelerado do sistema de isolamento e a uma perda significativa de vida útil e, portanto, exigirá tratamento repetido a vácuo ou, possivelmente, a reinicialização do equipamento. Se um processamento incorreto não for detectado, isso causará uma falha precoce do transformador.

- Qual foi o ponto de orvalho inicial e qual ponto de orvalho você precisa alcançar?
- O objetivo final é atingir o ponto de orvalho em relação a um teor de umidade não superior a 0,5%.
- Se um bom ponto de orvalho foi alcançado inicialmente e a duração das condições externas no transformador foi limitada, o único requisito antes de encher o transformador seria o tratamento a vácuo. Como mostra a prática, seis horas de tratamento a vácuo a 500 microns para cada hora de exposição.
- Se não for atingido um bom ponto de orvalho ou se a duração da exposição ambiental for maior que o desejado, será necessária a circulação de óleo quente e tratamento a vácuo. Esse processo também é recomendado para qualquer transformador de 230 kV ou superior.

CAPÍTULO 3-TESTE DE ÓLEO

Material isolante : Materiais de baixa condutividade elétrica e com alta resistência dielétrica, comumente usados para apoiar ou fornecer separações elétricas entre os condutores.

Fluido isolante : Um fluido (líquido ou gasoso) que não conduz eletricidade. Os fluidos isolantes elétricos normalmente fornecem isolamento elétrico e transferência de calor em equipamentos elétricos.

Óleo isolante mineral: Óleo de origem mineral, são refinados a partir do petróleo bruto, com propriedades isolantes elétricas. Então, quando falamos de óleo de transformador mineral , estamos falando de óleo isolante mineral, amplamente utilizado em transformadores com isolamento sólido de papel Kraft.

Porquê os transformadores usam óleo ?

Não havia óleo nos primeiros transformadores. O único meio isolante ou dielétrico era o ar . Havia um problema grave com isso por causa dos materiais de construção com os quais eles tinham que trabalhar. Os projetos iniciais tinham perdas de energia relativamente grandes, o que criava muito calor no núcleo e nos enrolamentos. O ar não era completamente eficaz para transportar esse calor para longe do centro do transformador. O tamanho da estrutura era limitado por uma potência muito baixa - todos os dispositivos maiores literalmente queimavam.

Essa situação limitou a utilidade do transformador e quase imediatamente ficou óbvio que eram necessárias inovações para resolver esse problema. Eliu Thomson patenteou o uso de óleo mineral em transformadores em 1887 e, após cerca de cinco anos, o uso de óleo como dielétrico foi colocado em prática.

“Funções do óleo isolante “

Os projetos iniciais dependiam do óleo isolante mineral para fornecer transferência de calor e manter as partes energizadas isoladas umas das outras. Agora, à medida que o uso de óleo mineral em particular e os líquidos isolantes em geral crescem, e com a expansão da tecnologia e do entendimento, ficou claro que o óleo mineral em um transformador a óleo tem quatro funções que contribuem para a operação do transformador.

Quatro funções do óleo do transformador:

1. O óleo fornece resistência dielétrica - atua como um material dielétrico e isolante.
2. O óleo fornece transferência de calor - atua como um meio de resfriamento.
3. O óleo protege o isolamento sólido - atua como uma barreira entre o papel e os efeitos prejudiciais do oxigênio e da umidade.
4. O óleo pode ser testado para fornecer uma indicação das condições no interior do equipamento - atua como uma ferramenta de diagnóstico para avaliar o isolamento sólido.

À medida que o óleo envelhece, sua capacidade de executar algumas dessas funções diminui. Os produtos químicos resultantes do envelhecimento se acumulam no óleo e até precipitam-se dentro do óleo como lodo. Se o envelhecimento for permitido por tempo suficiente, isso poderá afetar a capacidade dielétrica do óleo e sua eficiência na transferência de calor. Além disso, no que diz respeito à quarta função, o óleo em quase todas as condições pode ser testado e os resultados fornecem algumas informações úteis. Independentemente de quanto o óleo envelheceu, essa função é comprometida apenas em um grau menor, se houver.

A função mais importante do óleo, do ponto de vista do óleo e da manutenção de equipamentos - proteção do papel - Os produtos de decomposição que se acumulam ao longo do tempo e que devem aumentar significativamente em quantidade para afetar a resistência dielétrica ou a transferência de calor, começam a afetar as propriedades protetoras do óleo quase imediatamente após o início da formação. Uma quantidade muito pequena desses produtos de decomposição é formada nos estágios iniciais do processo de envelhecimento. Eles têm estrutura semelhante ao papel que compõe o isolamento sólido e quebram a estrutura molecular do papel, mesmo quando estão presentes em concentrações muito baixas. Isso significa que a função mais importante do óleo deve ser afetada negativamente pelo processo de envelhecimento do primeiro.

Óleo como um dielétrico: Os dois materiais mais usados como isolamento em transformadores são papel kraft (como isolamento sólido) e óleo mineral (como líquido isolante). O meio isolante mais importante - ou dielétrico - do equipamento não é, na verdade, nem líquido nem sólido. Pelo contrário, é uma combinação dos dois materiais. Há um efeito combinado de dois materiais para obter resistência dielétrica. O papel impregnado de óleo é

um dielétrico mais durável do que a soma da força dielétrica do óleo e da força dielétrica do papel. Uma combinação muito boa, que tem uma força dielétrica de cerca de 20 a 25% a mais do que você esperaria simplesmente somando a força de ruptura dielétrica dos dois materiais.

Óleo como meio de transferência de calor: As propriedades físicas do óleo são determinadas pela composição do óleo. A distribuição, tipo e peso molecular dos hidrocarbonetos presentes determinam as principais propriedades físicas do óleo, como viscosidade, calor específico, densidade relativa e coeficiente de expansão. Essas propriedades físicas determinam o quão bem o óleo se moverá até o ponto em que o calor pode ser "coletado" do núcleo e dos enrolamentos, absorver o excesso de calor e transferir o excesso de calor para a carcaça do transformador e, finalmente, dissipar o excesso de calor na atmosfera.

Óleo como proteção do papel : O transformador é literalmente ligado por papel, que forma um isolamento contínuo. A exposição ao calor, oxigênio e umidade contribui para desgaste ou mesmo até rasgar o papel, reduzindo sua resistência mecânica. 85% de todas as falhas do transformador se devem ao fato de o papel enfraquecer a tal ponto que não pode mais ser restaurado. O óleo protege o papel dos efeitos do calor, oxigênio e umidade. O óleo remove o calor do papel na bobina e no núcleo à medida que se forma.

À medida que o óleo envelhece, produtos de reação se formam no óleo e no papel. Esses produtos de reação são muito agressivos em relação ao papel e o quebram, molécula por molécula. Isso reduz drasticamente a força mecânica do isolamento sólido. Essa redução na força começa assim que os subprodutos do envelhecimento do óleo são formados. A manutenção do óleo restaura a capacidade do óleo de proteger o papel à medida que os produtos de decomposição perigosos são removidos.

Óleo como ferramenta de diagnóstico: Ao longo de várias décadas de testes de óleo e comparação cuidadosa dos resultados dos testes com as condições dentro de equipamentos elétricos, aprendemos a interpretar os resultados dos testes de óleo. Embora o óleo envelhecido afete os resultados dos testes, o envelhecimento não limita nossa capacidade de testar ou interpretar os resultados. Sempre podemos obter o resultado de um teste de óleo para avaliar a condição do equipamento. Além disso, sempre podemos interpretar resultados relacionados a condições dentro do equipamento.

O que causa o envelhecimento do óleo?

Os hidrocarbonetos no óleo interagem com o oxigênio dissolvido e formam subprodutos da oxidação no óleo. Nos referimos a esses subprodutos da oxidação quando usamos termos como produtos de decomposição, produtos da oxidação, compostos oxidantes ou subprodutos do envelhecimento em óleo. O óleo envelhece e oxida em taxas diferentes, dependendo de vários fatores. Uma taxa de envelhecimento mais rápida significa que o óleo requer manutenção mais frequente e que, sem a manutenção do isolamento rígido, mais danos serão causados,

A reação do óleo do transformador com o oxigênio leva à oxidação de produtos pertencentes a compostos químicos.

Teor de oxigênio: Os hidrocarbonetos no óleo interagem com o oxigênio dissolvido e formam subprodutos da oxidação no óleo. Nos referimos a esses subprodutos da oxidação quando usamos termos como produtos de decomposição, produtos da oxidação, compostos oxidantes ou subprodutos do envelhecimento em óleo. O óleo envelhece e oxida em taxas diferentes, dependendo de vários fatores. Uma taxa de envelhecimento mais rápida significa que o óleo requer manutenção mais frequente e que, sem a manutenção do isolamento rígido, mais danos serão causados. A reação do óleo do transformador com o oxigênio leva à oxidação de produtos pertencentes a compostos químicos.

A maior parte do ar presente no óleo do transformador é de origem atmosférica. O ar contém cerca de 20% de oxigênio e o oxigênio se dissolve no óleo quando exposto ao ar. O oxigênio é removido por desgaseificação a vácuo. Um transformador completamente aberto para a atmosfera (um transformador "respiratório") conterá cerca de 30.000 ppm de oxigênio dissolvido no óleo. Um tanque pressurizado, no qual o óleo foi desgaseificado sob vácuo e no qual cerca de 90% do oxigênio foi removido, conterá cerca de 3000 ppm. Um transformador preenchido a vácuo e com um bom sistema de proteção de óleo, como uma membrana plana ou diafragma que permita a expansão ou contração do óleo sem contato direto com o ar externo ou a proteção de nitrogênio da pressão atmosférica, removerá 99% de oxigênio, até aproximadamente 300 milhões -1.

A oxidação não é um problema sério se o óleo contiver menos que 1000-2000 ppm de oxigênio dissolvido. Em óleos com níveis mais altos de oxigênio, a oxidação pode ser ainda mais reduzida com um antioxidante. O conteúdo de oxigênio no óleo aumentará à medida que o equipamento for operado devido a

vazamentos e oxigênio liberados pelas ligações químicas no óleo e no papel. Normalmente, o oxigênio é removido do óleo durante a instalação. O oxigênio também pode ser removido de um transformador que estava sendo usado por desgaseificação a vácuo.

Altas temperaturas : Muitas reações químicas ocorrem mais rapidamente em temperaturas mais altas. Um deles é a reação de oxidação do óleo. O estudo da taxa de reações químicas envolvidas na "cinética" química. Muitas reações mostram uma relação entre temperatura e taxa de reação, o que levou ao uso generalizado da equação que descreve essa conexão. Essa equação é chamada de Teoria da taxa de reação de Arrhenius e é escrita como:

$$K = Ae^{-B / T}$$

Onde k é a taxa de reação constante, e é a energia de ativação, a unidade matemática (aproximadamente 2,718), que é a base para os logaritmos naturais, A e B são as constantes (A é o fator pré-exponencial) determinado pelo tipo de reação e T é a temperatura absoluta em Kelvin.

Para uma reação de oxidação do óleo, a equação da reação é tal que a taxa de reação muda duas vezes cada vez que a temperatura muda em 10 Kelvin (um Kelvin representa a mesma mudança de temperatura que 1 ° C). A situação pode ser resumida da seguinte forma, onde o tempo de oxidação do óleo para neutralizar 0,25 mg KOH / g é comparado a três temperaturas - 70 ° C, 60 ° C e (60 - X) ° C (343 Kelvin, 333 Kelvin e 333 - Kelvin).

O tempo necessário para atingir um índice de acidez de 0,25 é duas vezes maior a 60 ° C do que a 70 ° C. Além disso, a 60 - X ° C, o tempo de reação é duas vezes maior que a 60 ° C. Vamos usar isso, a razão é geralmente de 10 ° C - quando a temperatura é reduzida em dez graus, a taxa de reação é reduzida pela metade, com um aumento de dez graus a taxa de reação dobra. Na integral X, este é 10 e a temperatura da curva é de 50 ° C.

Celulose: As moléculas de celulose, que compõem o papel com isolamento sólido, contribuem para o envelhecimento do óleo.

- O papel atua como um catalisador. A reação de oxidação do óleo ocorre mais rapidamente quando o papel está presente do que quando está ausente.

- O próprio papel forma ácidos orgânicos quando quebra. Como os ácidos formados durante a oxidação dos óleos, esses ácidos do papel agem agressivamente para quebrar ainda mais as moléculas de celulose.

- O papel é um material absorvente. Água e produtos de oxidação polar são "absorvidos" no papel. Estes compostos são atraídos principalmente devido às propriedades químicas das moléculas celulósicas na estrutura do papel.

- O papel é um material absorvente. Durante a penetração no papel, os produtos de umidade e oxidação cobrem principalmente as superfícies externas do papel, formando ligações de hidrogênio com a celulose. Eles são mais fracos que as ligações químicas "normais", mas são bastante substanciais e resistentes à remoção de água e produtos de oxidação da superfície do papel.

Produtos de oxidação: Assim que a oxidação do óleo começa, os próprios produtos de oxidação atuam como catalisadores para acelerar a reação de oxidação do óleo. Podemos ver isso claramente com alguns exemplos.

Quase todos os experimentos sobre a oxidação do óleo passam por uma amostra. A oxidação do óleo ocorre gradualmente, a uma taxa relativamente constante, até que o número de ácido do óleo atinja 0,25 mg KOH / g. Até este ponto, que chamamos de número de ácido crítico, a taxa de reação aumenta acentuadamente e continua a acelerar, de modo que quando números de ácido mais altos, a taxa de reação se torna muito maior.

Além disso, se os produtos de oxidação não forem completamente removidos durante a manutenção, a degradação e o envelhecimento do óleo após a manutenção ocorrerão muito mais rapidamente do que era originalmente quando o sistema de óleo e isolamento era novo. Pelo contrário, se os produtos de oxidação forem removidos adequadamente e completamente pela manutenção.

A estrutura do papel é tal que acumula produtos de oxidação. Por esse motivo, a estrutura do próprio papel é o local onde se formam produtos de oxidação agressiva, se não for feita uma manutenção adequada para manter o controle do envelhecimento.

Desenvolvendo um programa de teste :

Quando você testa? O que você está testando? Que testes você faz?

Classifique seu programa de teste e manutenção : Os testes de óleo devem ser realizados como parte de um programa de manutenção bem projetado e implementado. Os dados dos testes de óleo que foram obtidos, mas não avaliados ou não foram incluídos no programa de manutenção, representam perda de dinheiro e perda de oportunidade. Os dados de teste

incluídos no programa de manutenção melhoram o desempenho e levam a uma manutenção mais eficiente que atende às necessidades de um transformador.

As três perguntas feitas no início desta seção são respondidas como resultado do programa de teste e manutenção. Os resultados do teste afetam quando a manutenção é executada, e determina qual manutenção deve ser executada? Caso contrário, o teste não teria nenhuma função útil, os testes são feitos de maneira a controlar o processo de manutenção do equipamento antes que ocorra uma falha.

Quando testar ?

Defina um intervalo padrão para testar cada peça de equipamento. Para a maioria dos equipamentos elétricos, esse intervalo padrão não deve ser superior a um ano. Para alguns tipos de equipamentos, com alterações rápidas nos dados de teste ou onde o custo da falha é particularmente alto, recomenda-se um intervalo padrão mais curto para alguns ou todos os testes .

O que você testa ?

A verdadeira resposta para isso é que você precisa testar o equipamento que vai determinar a condição do equipamento a partir dos resultados obtidos. Se você apoiar ativamente o equipamento, o teste de óleo determinará o tempo de manutenção. Os testes são realizados regularmente para determinar quando o equipamento deve ser retirado de serviço antes que ocorra uma falha.

Que testes você faz ?

A seguir, são apresentados os pacotes de testes recomendados para várias classes de equipamentos de distribuição de energia, o pacote inclui os seguintes testes : o número de neutralização, tensão interfacial, tensão de ruptura dielétrica, densidade relativa, cor e exame visual para aparência e sedimentos.

Transformadores a óleo - pacote de transformadores críticos (CriticalPac):

Incluem transformadores com uma classe de tensão de 230 kV e superior, com um volume de fluido dielétrico de 22000 litros , além de geradores, retificadores e transformadores de fornos, etc. O conjunto de testes anual inclui testes de óleo, análise de gás dissolvidos, teor de umidade, fator de potência a 25 ° C e 100 ° C, metais dissolvidos e compostos de furano. Uma análise trimestral do gás dissolvido também pode ser apropriada. Para equipamentos com uma classe de tensão mais alta e equipamentos maiores.

Pacote para transformadores de potência de subestações (Power pac 1):

Isso inclui transformadores de potência de subestações e a maioria dos transformadores com uma classe de tensão inferior a 69 kV .

O PowerPac 1 - para teste inicial em serviço ou teste básico - inclui teste de óleo, análise de gás dissolvido, teor de umidade, fator de potência do fluido a 25 ° C e 100 ° C, teor de inibidor e compostos de furano. O Powerpac 2 - para verificações de acompanhamento de rotina - inclui teste de óleo, análise de gás dissolvido, conteúdo de umidade, fator de potência do fluido a 25 ° C e 100 ° C e conteúdo de inibidor. O teste de metal dissolvido também deve ser executado regularmente se o transformador estiver equipado com bombas de óleo.

Para para transformadores de potência de distribuição (Distribution pac 1):

Esse conjunto de testes aplica-se a equipamentos da classe de distribuição de qualquer voltagem, bem como na maioria dos dispositivos com uma classe de tensão inferior a 69 kV. O pacote anual de testes inclui testes de óleo, análise de gases dissolvidos e teor de umidade. Outros testes são realizados quando o monitoramento de rotina indica a necessidade de diagnóstico adicional de possíveis problemas.

Testando o óleo do transformador durante a sua operação, Fator de Potência Líquida (Fator de Dissipação): Método Padrão ASTM D 924

O fator de potência é um excelente teste para monitorar o óleo do transformador durante a sua operação. Este teste é útil para avaliar o novo óleo do fabricante e avaliar o novo óleo que está a ser usado equipamento. Durante operação, há várias condições que levam a uma deterioração na qualidade do óleo e se manifestam através de mudanças no fator de potência.

Quando um fluido dielétrico, como o óleo do transformador, é exposto a corrente alternada, ocorrem perdas dielétricas que causam duas características: fator de potência e coeficiente de dissipação. (O fator de potência do fluido é calculado como o seno do ângulo de perda - a magnitude do desvio de corrente devido a perdas dielétricas - enquanto o coeficiente de dissipação é a tangente do mesmo ângulo de perda).

Um óleo novo, limpo e seco do transformador possui um fator de potência muito baixo. A contaminação do óleo com umidade ou com muitos outros poluentes aumentará o fator de potência. O envelhecimento e a oxidação do óleo também aumentam os valores do fator de potência. Portanto, a

realização desse teste é extremamente útil, porque quase tudo de ruim que pode acontecer com o óleo isolante aumenta o fator de potência.

O fator de potência é determinado no óleo do transformador, a duas temperaturas: 25 ° C e 100 ° C. Isso ocorre porque duas leituras e suas alterações diagnosticam qual condição (umidade, oxidação ou poluição do óleo) causa um alto fator de potência. Além disso, o valor a 100 ° C é muitas vezes mais sensível a pequenas mudanças nas características do óleo.

Valores do fator de potência

	AC	QU	IN
aos 25 ° C	< 0.1%	>0.1%	<> 0.3%
		0.3%	
aos 100 ° C	< 3.0%	> 3.0%	<> 4.0%
		4.0%	

O coeficiente de dissipação não é exatamente o mesmo que o fator de potência, mas essas duas características são próximas o suficiente em todas as faixas de valores que vemos nos transformadores para usá-los de forma intercambiável. Por exemplo, se o fator de potência do fluido for 4,0%, o coeficiente de dissipação será 4,003%.

À medida que os valores aumentam, a diferença também aumenta. Mesmo com um valor enorme de fator de potência de fluido de 10,0%, o coeficiente de dissipação é de 10,05% (no entanto, a diferença ainda é muito pequena).

Um valor a 100 ° C é sempre considerado com mais cuidado do que um valor a 25 ° C para determinar se existe um problema. Os valores de QU(questionável) ou IN(inaceitável) para o fator de potência devem ser investigados e a causa deve ser diagnosticada. Regenerar o óleo ou limpar o transformador com óleo quente reduzirá o fator de potência do fluido. A secagem do óleo também melhorará o fator de potência do fluido, especialmente a 25 ° C.



Figura 13 - Um conjunto de equipamentos para medir o fator de potência de um líquido.

Uma “leitura ruim” do primeiro teste pode não indicar um problema. É necessário ter cuidado antes de executar a manutenção com base em leituras de alto fator de potência. Às vezes, alterações químicas no óleo podem causar valores elevados do fator de potência. Essas leituras altas são geralmente temporárias e não causam preocupação. Se os valores elevados continuarem a aparecer no próximo teste, a causa deverá ser identificada e corrigida, se necessário. Um aumento extremo no fator de potência a $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ no óleo do transformador geralmente indica contaminação. Deve-se tomar cuidado ao manusear líquidos que não sejam o óleo do transformador, pois alguns deles possuem valores de fator de potência naturalmente altos.

O método de teste é que o óleo é colocado em uma célula de teste. A célula de teste consiste em um invólucro interno e externo com um pequeno espaço preenchido com óleo. Quando duas células são alimentadas com corrente alternada, uma parte fina do óleo é exposta a corrente alternada, o que leva a perdas dielétricas, medidas pelo dispositivo e exibidas como fator de potência ou coeficiente de dissipação.

Umidade no óleo

Este método de teste determina o teor de umidade de um óleo isolante usando um titulador coulométrico automático Karl Fischer. Uma amostra de óleo é introduzida no titulador e o dispositivo adiciona reagentes automaticamente até o ponto de equivalência ser atingido. O ponto de equivalência é determinado pelos eletrodos através dos quais a corrente flui no balão de reação. Quando o ponto de equivalência é atingido, a tensão cai e o dispositivo interrompe a titulação e calcula o teor de umidade no óleo a partir

do volume de óleo e da quantidade de reagente consumida. O teor de umidade do óleo é indicado em partes por milhão (miligramas de umidade por quilograma de líquido isolante).

Especialmente para transformadores com óleo mineral, o teor de umidade em ppm por si só não é suficiente para estimar o teor de umidade do óleo em operação. O valor em ppm é útil para avaliar um novo óleo de um fornecedor ou para instalar novo óleo processado em equipamentos. O teor de umidade em partes por milhão também é de suma importância para fluidos que não são derivados de petróleo e pode ser usado como um dos critérios para equipamentos de óleo mineral que não sejam transformadores. No entanto, na maioria das vezes para equipamentos a óleo e especialmente transformadores a óleo, a umidade em partes por milhão é apenas uma pequena parte das informações que precisam ser consideradas.

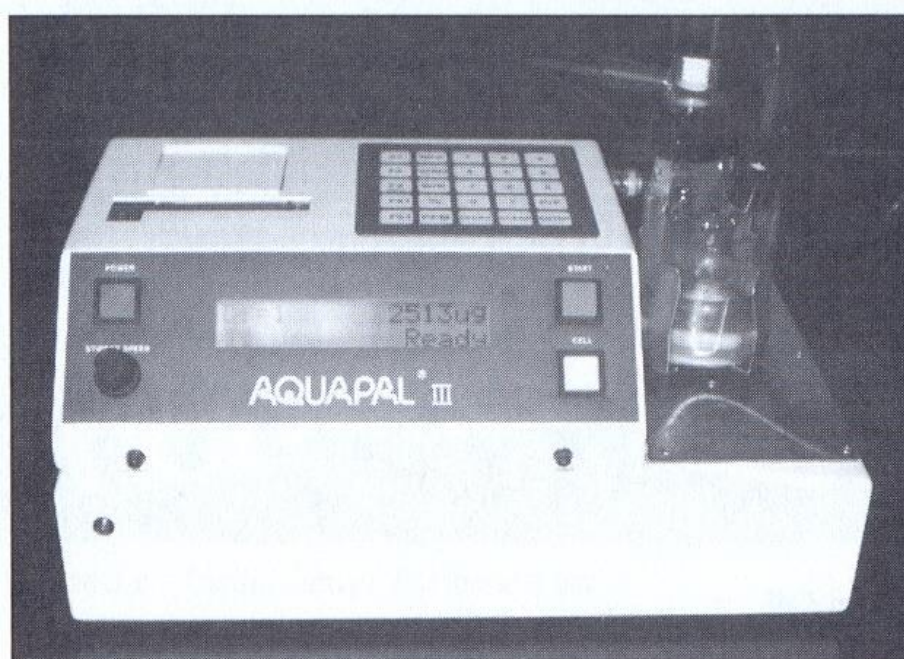


Figura 14- Conjunto de testes Karl Fischer.

A umidade no equipamento elétrico causa duas condições adversas. Primeiro, a umidade aumenta o risco de danos dielétricos no equipamento. A condição mais desfavorável pode ocorrer se uma quantidade suficiente de água livre entrar em contato com condutores excitados, isso pode levar a uma falha imediata e catastrófica. Em segundo lugar, a umidade contribui para o envelhecimento acelerado do líquido isolante e do isolamento sólido. A degradação do isolamento sólido leva a danos permanentes e perda prematura da vida útil do equipamento.

A solução para esses dois problemas depende de como usamos os valores de teste de umidade em transformadores a óleo. O risco de destruição dielétrica está diretamente relacionado à porcentagem de óleo e água. O envelhecimento prematuro do isolamento sólido está diretamente relacionado à porcentagem de umidade no isolamento sólido. O teor de umidade obtido pela titulação de Karl Fischer é usado para calcular a porcentagem de saturação de umidade no óleo e a porcentagem de umidade no peso seco do isolamento sólido.

Porcentagem de saturação da água: A umidade não se dissolve bem no óleo novo do transformador. A solubilidade da água no óleo melhora com temperaturas mais altas. A razão entre a quantidade de umidade dissolvida no óleo e a quantidade de umidade que o óleo pode conter é chamada de saturação relativa da água no óleo. Por exemplo, um óleo com uma temperatura de 40 ° C conterá um pouco mais de 120 ppm de umidade. Se o teor de umidade real for 12 ppm, a saturação relativa da água é de 10%. A porcentagem de saturação da água do óleo é calculada a partir do teor de umidade em ppm e da temperatura do óleo.

Se a umidade do óleo for maior que a saturação relativa necessária da água e o transformador for resfriado significativamente, parte da água dissolvida poderá ser liberada na forma de gotas de água livre. Essas gotículas podem causar uma falha dielétrica imediata se entrarem em contato com um condutor ativo dentro do equipamento. A norma IEEE C57.106-2002 contém limites máximos de saturação de água para equipamentos preenchidos de óleo, e esses limites são baseados na tensão. Para equipamentos com uma classe de tensão de até 69 kV, inclusive, o limite IEEE é de no máximo 15% para uso contínuo. Para uma classe de tensão entre 69 kV e 230 kV, o limite é de 8% de saturação de água. Para uma classe de tensão de 230 kV ou superior, o limite máximo é de 5% de saturação de água.

De acordo com os padrões IEEE, se de saturação de água do óleo estiver fora dos valores especificados, esse óleo representará um risco inaceitável de destruição dielétrica.

Se a umidade do óleo não for tratada adequadamente, os valores poderão aumentar além dos limites aceitáveis e se tornar inaceitáveis. A manutenção imediata é necessária nesses níveis, pois o risco de dano dielétrico é alto e potencialmente catastrófico.

As faixas usadas para a porcentagem de saturação por classe de tensão primária são as seguintes:

Classe-de tensão	AC	QUIN	
< 69 kV	< 15%	> 15% < 20%	> 20%
> 69 kV < 230kV	< 8%	> 8% < 12%	> 12%
> 230 kV	< 5%	> 5% < 7%	> 7%

Porcentagem de umidade em peso seco : O teor de umidade do papel que compõe um isolamento sólido é principalmente uma preocupação, pois leva ao envelhecimento prematuro do isolamento e diminui a vida útil do equipamento. Umidade muito acima dos níveis pode causar avarias elétricas em temperaturas comuns nos transformadores em funcionamento. O teor de umidade do peso seco também é calculado em partes por milhão de óleo e temperatura do óleo. Em vez de apenas definir os limites permitidos e inaceitáveis, existe um sistema de classificação mais útil de "A" a "F" para porcentagem de umidade por peso seco.

O limite superior ou o limite “mais úmido” da faixa “A” representa a porcentagem máxima de umidade no peso seco do papel isolante, onde o envelhecimento acelerado ainda não começou. Em todos os níveis acima dessa faixa, a umidade deve ser removida por secagem. Essa tarefa está se tornando cada vez mais complexa e cara à medida que os níveis de umidade aumentam. A faixa “D” representa o limite de remoção de umidade de maneira econômica - se a umidade entrar na região “F”, a única resposta prática é substituir o equipamento.

Como no caso da porcentagem de saturação da água, ao avaliar a umidade por peso seco, a classe de tensão do equipamento deve ser levada em consideração. A norma IEEE C57.106-2002 possui limites com base na porcentagem de umidade por peso seco. Para equipamentos com tensões de até 69 kV inclusive, o limite IEEE para uso contínuo é de no máximo 3% de umidade por peso seco. Para classes de tensão acima de 69 kV e 230 kV, o limite é de 2% de umidade por peso seco. Para uma classe de tensão de 230 kV ou superior, o limite máximo é de 1,25% de umidade por peso seco. Como pode ser visto na tabela abaixo, esses limites dentro da faixa de classificação

“D” representam o limite superior quando a umidade pode ser quase completamente removida. Esses números mostram níveis de danos ao isolamento sólido devido ao envelhecimento prematuro.

O sistema de classificação para a porcentagem de umidade por peso seco no isolamento sólido é o seguinte:

Classe-de tensão	AB	C	D	E	
< 69 kV	0-1.25%	1.26% 2.00%	2.01% 2.50%	2.51% 4.00%	4.01% para cima
> 69 kV < 230kV	0-0.85%	0.86% 1.35%	1.36% 1.70%	1.71% 2.65%	2.66% para cima
≥ 230 kV	0-0.55%	0.56% 0.85%	0.86 -1.05%	1.06% 1.70%	1.71% para cima

Os valores de umidade, especialmente os valores calculados de porcentagem de saturação e porcentagem de umidade em peso seco, estão sujeitos a flutuações com base nas condições de amostragem, condições de temperatura ambiente e flutuações na carga do transformador e na temperatura de operação. Uma determinação pela primeira vez de que um transformador está úmido pode ser devido a uma dessas condições. Se os resultados de umidade indicarem repentinamente um transformador úmido (por exemplo, um primeiro teste ou um que seja inconsistente com o histórico anterior), é frequentemente mais responsável testar novamente o transformador em um intervalo reduzido de no máximo três meses antes de concluir que é necessário um procedimento de secagem.

Inibidor de oxidação: Método Padrão ASTM D 2668 ou D 4768

Os inibidores de oxidação utilizados no óleo do transformador são 2,6-di-terc-butil paracresol (DBPC) e 2,6-di-terc-butilfenol (DBP). Um inibidor de oxidação de óleo é usado em equipamentos que não possuem sistemas de proteção de óleo apropriados nos quais o conteúdo de oxigênio dissolvido excede 1000 ppm. Testar o conteúdo do inibidor de oxidação do óleo em serviço é muito importante. Um inibidor frequentemente esgotado é a primeira indicação de que é necessária a manutenção do óleo. Na maioria dos casos, o óleo não envelhecerá devido à oxidação se houver inibidor de oxidação suficiente no óleo.



Figura 15- Equipamento usado para medir o conteúdo do inibidor.

Existem dois métodos de teste padrão para um inibidor de oxidação. Ambos os métodos detectam dois compostos, 2,6-di-terc-butil paracresol (DBPC) e 2,6-di-terc-butilfenol (DBP) e relatam seu conteúdo total como um inibidor de oxidação. O método D 2668 usa um espectrofotômetro infravermelho para determinar o conteúdo do inibidor, enquanto o método D 4768 usa cromatografia gasosa. Ambos os métodos fornecem resultados equivalentes. A escolha do método utilizado depende da disponibilidade do instrumento no laboratório. O conteúdo do inibidor de oxidação é indicado como uma porcentagem da quantidade total de inibidor no óleo.

A classificação dos resultados para o conteúdo do inibidor de oxidação (% em peso) é a seguinte:

AC	QUIN
> 0.2%	>0.1% <0.1 % 0.2%

O nível ideal de inibidor de oxidação é de 0,3% no óleo.

Conjunto de testes para testar o óleo isolante : Em 1957, um conjunto de sete testes foi apresentado no Simpósio ASTM para o óleo isolante elétrico, Uma bateria de sete testes foram apresentadas para o óleo em serviço nos equipamentos elétricos. O complexo recomendado incluiu um fator de potência (apenas a 25 ° C) e seis testes, que formam o conhecido "Conjunto de teste de óleo ". Como pode ser visto nesta seção do manual , desde 1957 aprendemos muito mais sobre o teste de óleo de transformador. Embora os seis

testes de teste de óleo continuem a fornecer informações valiosas, eles não são considerados totalmente adequados para monitorar o óleo de produção.

Os testes que incluem este conjunto são:

- Número de ácido
- Tensão interfacial
- Densidade relativa
- Cor
- Aparência (sedimento)
- D 877 Tensão de ruptura dielétrica

Número de ácido: À medida que o óleo oxida e envelhece em serviço, alguns dos produtos de oxidação que se formam são de natureza ácida, o que significa que reagem e são neutralizados pelo material base (alcalino). O teste do número de ácido foi usado para avaliar o óleo do transformador e outros produtos derivados do petróleo e está em uso desde pelo menos o início do século XX. (Os testes de número de ácido padrão também incluem a determinação do número de base para produtos petrolíferos, mas isso não é usado para o óleo de transformador) Os métodos padrão de teste de número de ácido usam hidróxido de potássio (KOH) para reagir com compostos ácidos no óleo. A quantidade de KOH necessária para reagir com todos os compostos ácidos é indicada por uma mudança de cor ou uma mudança elétrica medida pelos eletrodos. O número de ácido é indicado em miligramas de KOH por um grama da amostra.

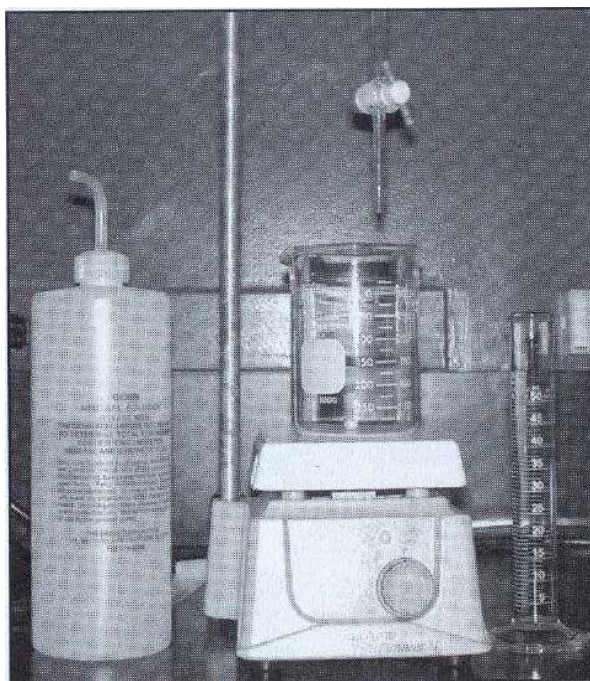


Figura 16- Equipamento de laboratório (cilindro de medição de 50 ml, bureta e copo) e soluções de titulação realizam teste de número de ácido de acordo com ASTM D 974.

A classificação do número de neutralização(ácido) é a seguinte:

	AC	QUIN
mg KOH/g amostra	<0.05	> 0.05 > 0.10 <0.10

Resultados questionáveis ou inaceitáveis indicam que o óleo está oxidando. Obtendo resultados a partir do primeiro teste na faixa QU ou IN, , deve ser confirmado por um segundo teste. Caso contrário, se o número de ácido for o resultado de uma tendência recente, ou se o estado QU ou IN for confirmado pelo novo teste, o óleo e o equipamento devem ser limpos com óleo quente.

O método padrão D 974 é o teste de laboratório mais usado, especialmente a titulação manual. O ponto final da titulação é determinado pela mudança de cor do indicador de ácido incluído no vaso de reação. O indicador de ácido comumente usado permanece incolor quando não há excesso de ácido no vaso de reação e fica rosado na presença de excesso de hidróxido de potássio. O processo de titulação continua a adicionar pequenas quantidades de KOH até que a mistura de óleo / indicador fique rosa. O número de ácido é

então obtido por um cálculo simples a partir da quantidade de reagente de hidróxido de potássio utilizada e do peso da amostra. Muitos laboratórios preferem a titulação manual com o D 974, porque é relativamente simples e fornece resultados precisos. O equipamento de laboratório e os reagentes necessários também são relativamente baratos.

Tensão interfacial: Método Padrão ASTM D 971 ou D 2285

Os materiais que não se misturam formam uma superfície ou interface quando entram em contato. Isso acontece com tanta frequência que geralmente não pensamos nisso. Óleo e água também não se misturam. Se você colocar óleo e água do transformador em contato, eles se separam e formam uma interface entre dois fluidos diferentes. Como a superfície da água em contato com o ar, a fronteira entre o óleo e a água é uma barreira real. É preciso algum esforço para mover um objeto de uma fase para outra através da interface. A tensão interfacial é um dos testes utilizados para controlar o envelhecimento do óleo. Como os produtos de oxidação têm uma afinidade pelas moléculas de água, esse teste é lógico.

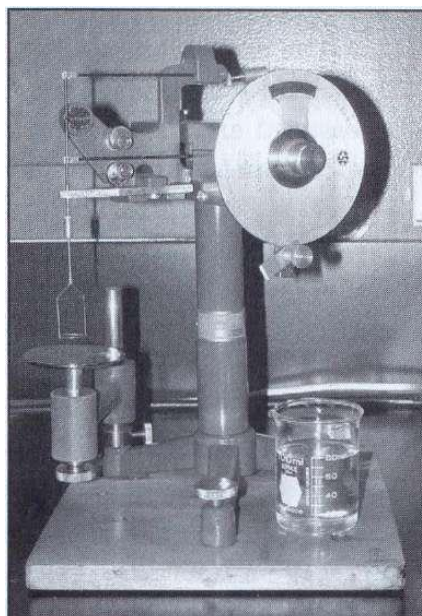


Figura 17- Teste de laboratório ASTM D 971 usando um tensiômetro Du Nouy, anel de platina, recipiente de vidro e água destilada.

Os materiais que não se misturam formam uma superfície ou interface quando entram em contato. Isso acontece com tanta frequência que geralmente não pensamos nisso. Óleo e água também não se misturam. Se você colocar óleo e água do transformador em contato, eles se separam e formam uma interface entre dois fluidos diferentes. Como a superfície da água em contato com o ar, a fronteira entre o óleo e a água é uma barreira real. É preciso algum

esforço para mover um objeto de uma fase para outra através da interface. A tensão interfacial é um dos testes utilizados para controlar o envelhecimento do óleo. Como os produtos de oxidação têm uma afinidade pelas moléculas de água, esse teste é lógico.

A classificação dos resultados da tensão interfacial é a seguinte:

	AC	QU	IN
mN/m (dynes/cm)	> 32	< 32 > 28	< 28

Como o número de ácido, os valores do teste de tensão interfacial são usados para determinar as necessidades de tratamento do óleo. Se um valor baixo de tensão interfacial for confirmado, deve-se fazer uma limpeza do equipamento com óleo quente.

Densidade relativa: Método Padrão ASTM D 1298

O hidrômetro é pesado de forma que afunda parcialmente no óleo que está sendo testado. A superfície do óleo cruza o hidrômetro em uma das divisões marcadas na escala do hidrômetro (na verdade, o ponto de definição é o fundo de uma parte curva da superfície, denominada menisco). Essa divisão marcada indica diretamente a densidade relativa.

O óleo de transformador naftênico tem uma gravidade relativa de 0,84 a 0,91. A maioria dos óleos em serviço cai dentro de uma faixa mais estreita de 0,86 a 0,89. Valores abaixo de 0,84 geralmente indicam que o óleo é um óleo parafínico, e alguns óleos sintéticos, especialmente óleos isoparafínicos sintéticos, também se enquadram nessa faixa. Valores acima de 0,91 indicam contaminação por materiais, geralmente PCBs.

A classificação para densidade relativa é a seguinte:

AC	QU	IN
0.84 - 0.91	< 0.84	> 0.91

A densidade relativa é uma razão calculada e não possui valores fixos específicos.

A densidade relativa geralmente não muda enquanto o óleo está em serviço porque não é afetado pelo envelhecimento e oxidação do óleo. Se os valores estiverem fora da norma, as razões para as alterações devem ser consideradas e identificadas. Pode-se observar contaminação de diferentes densidades relativas, mas elas não são completamente óbvias se a densidade relativa do material poluidor estiver próxima da densidade do óleo do transformador. Se houver suspeita de contaminação, outros testes são realizados, como determinação do ponto de fulgor, medidas de viscosidade, espectrofotometria de infravermelho ou outra análise de óleo.

Cor: ASTM D 1500 ou D 1524

ASTM D1500 é a determinação laboratorial da cor dos produtos petrolíferos. O ASTM D 1524 é um método de inspeção visual para óleos isolantes elétricos que inclui uma avaliação de cores ASTM. Ambos os métodos comparam amostras de óleo com um vidro onde encontram-se os valores estipulados e a correspondência de cores ASTM mais próxima em uma escala de 0,5 a 8,0. As unidades de medida ASTM são relativas. Os resultados dos dois métodos são muito semelhantes, mas não idênticos. Normalmente, os resultados são razoavelmente próximos do equivalente pelo que a diferença não afeta as decisões do operador em relação ao óleo e ao equipamento.

A cor do novo óleo do transformador é muito baixa na escala de cores, visualmente limpo, o novo óleo é quase completamente transparente. (A cor do óleo novo é relatada como "menor que 0,5"). À medida que o óleo envelhece e oxida, escurece.

Classificação da cor do óleo isolante de acordo com as normas da ASTM:

AC	QU	IN
< 3.5		> 3.5

Inspeção visual do óleo isolante : Método Padrão ASTM D 1524

A amostra de óleo é inspecionada visualmente em busca de falta de transparência, turbidez, partículas em suspensão, sedimentos ou lodo visível, carbono, água livre ou qualquer coisa que faça com que o óleo do transformador não seja limpo ou uniforme. Um óleo aceitável é claro e leve,

sem qualquer contaminação visível ou sem a presença de qualquer uma das condições de anomalia listadas.

Qualquer óleo que não seja "claro e transparente" é inaceitável e deve ser examinado para determinar a causa. Turbidez indica a presença de gotículas suspensas de água, carbono ou lodo. O carbono visível indica a probabilidade de uma avaria no equipamento. Essa condição deve ser investigada com testes como análise de gás dissolvido ou análise espectrométrica para metais dissolvidos. Sedimentos ou quaisquer partículas visíveis podem ser analisados microscopicamente para determinar sua fonte.

Tensão de ruptura dielétrica: Método Padrão ASTM D 877

Existem dois padrões ASTM para a tensão de ruptura (resistência dielétrica) do óleo isolante, D 877 e D 1816. O método D 877 mede a tensão de ruptura usando uma célula de teste que possui dois eletrodos de disco plano espaçados 0,10 polegadas. O teste de tensão de ruptura é realizado aumentando o potencial elétrico dos eletrodos até que ocorra uma descarga através do líquido sob teste, de um eletrodo para o outro.

Para o teste D 877, a tensão nos eletrodos aumenta em 3000 por segundo até que ocorra uma quebra dielétrica. As leituras típicas do D 877 para óleo isolante em serviço estão entre 30 e 60 quilovolts.

A tensão de ruptura (força dielétrica) do dielétrico determina a capacidade do óleo de suportar tensões elétricas. A contaminação do óleo por substâncias como fibras de isolamento sólido, partículas condutoras, partículas sólidas, sujeira e água pode afetar a tensão de ruptura dielétrica. A utilidade do Teste D 877 é limitada porque o teste é insensível à umidade se o conteúdo de umidade for inferior a 60%, além disso, o teste D 877 não é sensível aos produtos de oxidação no óleo isolante envelhecido.

O método de ruptura dielétrica (resistência dielétrica) D 877 foi amplamente utilizado no passado e era difícil reconhecer suas limitações. Nos últimos anos, muitos métodos começaram a ser reconhecidos como inúteis. Quando o I57E C57.106-2002 foi publicado, todas as referências ao D 877 para teste de óleo operacional em transformadores foram descartadas em favor do teste D1816. Muitos laboratórios e proprietários descartaram completamente o uso do teste D 877.

No entanto, os valores de D 877 podem ser aceitáveis se as limitações e a insensibilidade relativa do teste forem reconhecidas. O método D 877 continuará indicando a presença de contaminantes em transformadores

preenchidos com óleo mineral. Além disso, para equipamentos não transformadores, que normalmente têm um teor de umidade mais alto ou onde podem estar presentes partículas de metal, e para equipamentos cheios de fluidos que não sejam óleo mineral, o Teste D 877 ainda fornece informações úteis.

Os testes de tensão de ruptura dielétrica (resistência dielétrica) D 877 ainda são comumente incluídos nos testes de óleo.

A classificação dos resultados de ruptura dielétrica (resistência dielétrica) de acordo com o método D 877 é a seguinte:

	AC	QU	IN
kilovolts (KV)	> 30 kV	< 30 kV >25 kV	< 25 kV

Método padrão mais usado para medir a tensão de ruptura: Método Padrão ASTM D 1816

Este método padrão para medir a tensão de ruptura (resistência dielétrica) de um dielétrico usa eletrodos esféricos VDE (Verband Deutscher Elektrotechniker).

O método é realizado com uma das duas configurações de folga do eletrodo: 1 milímetro (0,04 ") ou 2 milímetros (0,08"). O método D1816 para determinar a tensão de ruptura (resistência dielétrica) de um dielétrico é mais sensível à umidade e também é sensível a compostos polares, como produtos oxidantes de óleo. Este método é mais sensível a certas partículas, especialmente fibras isolantes.

Devido à maior sensibilidade, a tensão aumenta em 500 volts por segundo. Além disso, a célula de teste D1816 está equipada com um agitador automático. Este agitador trabalha durante o teste para que o óleo flua entre os eletrodos, transferindo partículas suspensas para o espaço entre as esferas VDE, onde afetam a tensão de ruptura.

Este método foi originalmente projetado exclusivamente para equipamentos com uma classe de tensão de 230 kV e acima, onde o óleo foi tratado a vácuo e filtrado antes do enchimento. Ao longo dos anos, vários laboratórios começaram a usar esse método para avaliar o óleo operacional de equipamentos de baixa tensão. Em 2002, uma revisão da IEEE C57.106

introduziu restrições no D 1816 para o óleo novo e o óleo em operação no equipamento.

A classificação dos resultados da falha elétrica D 1816 depende da classe de tensão do equipamento e é a seguinte: para duas lacunas (a tensão elétrica de ruptura é medida em quilovolts):

D 1816 Tensão de ruptura dielétrica com folga de 1 mm :

Classe de tensão do equipamento	AC	QU	IN
<69 kV	> 23 kV	< 23 kV > 18 kV	< 18 kV
>69 kV < 230kV	>28 kV	<28 kV >23kV	< 23 kV
> 230 kV	> 30 kV	< 30 kV >25 kV	<25 kV

D 1816 Tensão de ruptura dielétrica com folga de 2 mm :

Classe de tensão do equipamento	AC	QU	IN
< 69 kV	>40 kV	< 40 kV > 35 kV	< 35 kV
> 69 kV < 230kV	>47 kV	<47 kV >42 kV	<42 kV
> 230 kV	> 50 kV	< 50 kV >45 kV	<45 kV

Além da sensibilidade à umidade, partículas e contaminação, o método de ruptura dielétrica D1816 também é sensível à presença de gases dissolvidos. Isso também limita a utilidade desse método, embora seja mais amplamente aplicável que o método D 877. Um resultado "bom" para o D 1816 indica que não há grandes problemas com a força dielétrica do óleo.

Análise de gases dissolvido: Método Padrão ASTM D 3612

A análise de gás dissolvido é um teste importante para controlar o desempenho mecânico e elétrico de equipamentos elétricos. Isso é especialmente útil para diagnosticar falhas e problemas operacionais com transformadores e comutadores.

A análise de gás dissolvido do óleo isolante e a interpretação dos resultados dessa análise são informações essenciais para a manutenção dos transformadores; portanto, uma seção especial é dedicada a esse tópico neste manual.

Análise de metais dissolvidos: O método padrão ASTM D 3635 destina-se à análise de cobre dissolvido em óleo isolante elétrico usando espectrofotometria de absorção atômica. A maioria dos laboratórios (e proprietários de equipamentos) estão interessados não apenas na detecção de cobre dissolvido no óleo isolante, mas também na detecção e quantificação de outros metais enquanto utiliza a espectrofotometria de plasma indutivamente acoplado (ICP). O ICP tem sido usado com sucesso por muitos anos para determinar o teor de metal dos óleos lubrificantes. O novo padrão ASTM para análise ICP do óleo do transformador está sendo feito.

A análise da ICP pode ser realizada em uma ampla variedade de metais, mas é mais usada para ferro dissolvido, cobre e alumínio. Uma amostra do óleo para o teste é colocada em uma chama excitada por uma bobina de indução a 10.000 ° C.

Os compostos orgânicos do óleo são completamente destruídos, deixando para trás todos os átomos de metal presentes. A essas temperaturas terrivelmente altas, os átomos de metal são excitados o suficiente para emitir comprimentos de onda específicos da luz. Por exemplo, átomos de cobre emitem luz no comprimento de onda de 3247,5 angstroms. O detector registra a intensidade de cada comprimento de onda da luz emitida pelos metais, o que indica a quantidade de metais presentes. Metais dissolvidos em óleo podem ser detectados pelo ICP em uma fração PPM. Em nosso laboratório, os limites de detecção para cobre, ferro e alumínio variam de cerca de 0,025 ppm (25 ppb) a cerca de 0,100 ppm (100 ppb).

A estrutura dos metais não é classificada como aceitável, questionável ou inaceitável. Cada metal é interpretado separadamente e dependendo da influência. Na maioria das vezes, a análise de metais no óleo ajuda a identificar a localização de uma falha no transformador, que foi previamente

diagnosticada pela análise do gás dissolvido. Arcos, faíscas e superaquecimento de pontos quentes podem dissolver metais. Essas condições também precisam ser identificadas e corrigidas para reduzir o risco de deterioração adicional, o que pode levar a falhas não planejadas do equipamento. A análise de metais dissolvidos pode ser útil na identificação dessas deficiências. Um aumento de cerca de 0,25 ppm (250 ppb) em relação ao teste anterior é geralmente considerado significativo.

Análise de compostos de furano: Método Padrão ASTM D 5837

O isolamento sólido no transformador é feito de papel. O papel é composto de fibras de celulose. A celulose é um polímero formado a partir de moléculas de glicose. O diagrama a seguir ilustra a estrutura de um polímero celulósico (cada anel representa uma molécula de glicose):

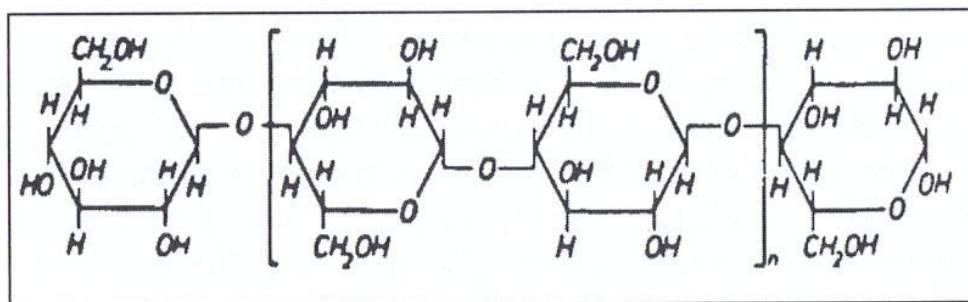


Figura 18- Estrutura de um polímero celulósico

Quando o papel é novo, antes de ser instalado no transformador, o equipamento passa por um processo de secagem na fábrica, a cadeia polimérica celulósica média tem de 1.000 a 1.200 moléculas de glicose. A instalação e a secagem decompõem um pouco a celulose, de modo que o novo papel no novo transformador possui cadeias poliméricas ligeiramente mais curtas - cerca de 800-1000 moléculas de glicose.

Nós nos referimos ao comprimento médio da cadeia de celulose como o "grau de polimerização" (DP) do papel. À medida que o papel envelhece, ocorre uma quebra natural e gradual das cadeias poliméricas. À medida que as correntes ficam mais curtas, a resistência mecânica do papel também diminui.

Muito trabalho foi realizado no papel e na resistência mecânica (resistência à tração) do papel. O IEEE até definiu o fim da vida útil do transformador associado ao DP do papel, que constitui o isolamento sólido. Quando DP é menor que 200, o papel é tão fraco que qualquer voltagem destrói o papel e causa mau funcionamento. Esta é uma definição prática do

fim da vida útil do isolamento sólido e, portanto, do fim da vida útil do equipamento.

Quando a cadeia de celulose quebra e duas cadeias mais curtas são formadas, o processo de quebra "empurra" uma ou mais moléculas de glicose e também cria água, monóxido de carbono e dióxido de carbono. A molécula de glicose muda quimicamente durante esse processo e forma um composto contendo um anel furano.

Os compostos contendo um anel furano são parcialmente solúveis em óleo. Eles se formam em papel, mas migram parcialmente para o óleo, onde podemos detectá-los por análise química. A temperatura de ruptura e a presença de níveis normalmente altos de oxigênio e umidade determinam quais compostos são formados. De um número de compostos furanos, alguns são muito mais abundantes que outros.

- 2-furfural também é chamado de furfural em algumas fontes. Este é o composto furano mais comum. É causada por superaquecimento geral da celulose ou pode estar presente por um mau funcionamento anterior. É o mais estável dos compostos furanos dentro do transformador. Outros compostos são destruídos, formando 2-furfural adicional.

- O álcool 2-furílico também é chamado de álcool furfurílico ou furfural em algumas fontes. Este composto furano se forma na presença de umidade excessiva e indica quebra ativa do papel devido ao alto nível de umidade no isolamento sólido.

- 2-acetilfurano é o composto de furano mais raro encontrado nos transformadores em operação. É mais comumente encontrado em um transformador com falha que foi atingido por um raio, resultando na formação de 2-acetilfurano como resultado de alta tensão elétrica.

- O 5-metil-2-furaldeído é formado como resultado do superaquecimento local e intenso da celulose e é um sinal de um estado ativo associado a altas temperaturas.

- O 5-hidroximetil-2-furaldeído é formado como resultado da quebra do papel na presença de excesso de oxigênio e é um sinal de um estado ativo associado à oxidação do isolamento sólido.

Structures of Furanic Compounds

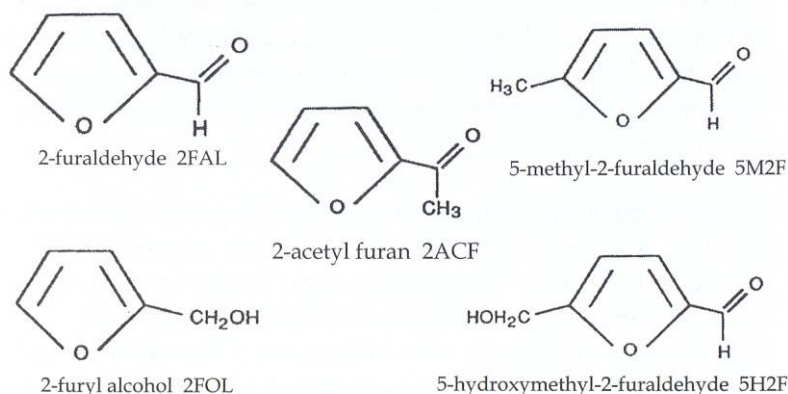


Figura 19- Estruturas compostos de furanos

Mudança no conteúdo de furano - A quantidade de compostos de furano formados entre os testes é o parâmetro mais importante para determinar se há uma falha ativa no equipamento que precisa ser corrigida. Para uma primeira análise, onde não houve análises anteriores ou foram realizadas há muito tempo e perderam o significado, usamos os seguintes padrões para interpretar os resultados:

- O conteúdo de furano de 0 a 20 ppb é essencialmente um novo transformador.
- O conteúdo de furano de 21 a 100 ppb - quantidade aceitável, significa envelhecimento normal.
- O conteúdo de furano de 101 a 250 ppb - duvidoso, representa um provável envelhecimento acelerado.
- O conteúdo de furano de 251 ppb superior - quantidade inaceitável, representa envelhecimento acelerado significativo.

Além de nossas faixas de AC aceitável, QU questionável e IN inaceitável, acreditamos que níveis muito altos precisam uma ação imediata. Níveis acima de 1000 ppb indicam danos irreversíveis graves ao isolamento sólido. Achamos que este é o começo de uma "zona de perigo" porque estamos começando a ver falhas de transformadores na faixa de 1000 a 1500 ppb de conteúdo de furano. Geralmente não recomendamos a regeneração ou outra manutenção de óleo para transformadores onde o conteúdo total de furano excede 1000 ppb. O fim da vida útil de um transformador que está envelhecendo gradualmente, sem pontos de acesso, é de cerca de 2.800 ppb de

conteúdo de furano. Geralmente, recomendamos substituir os transformadores que excedem o conteúdo de furano de 2500 ppb.

Grau de polimerização : Método Padrão ASTM D 4243

Se uma pequena amostra de papel isolante puder ser obtida do transformador, o grau de polimerização pode ser determinado diretamente testando a amostra de papel. A amostra é dissolvida em uma solução especial e a viscosidade é medida passando o papel dissolvido por um pequeno orifício. A viscosidade, medida desta forma, indica o grau de polimerização do papel.

Este é um método mais prático de medir a vida útil restante do papel em comparação com o teste de resistência à tração, devido ao maior volume de papel necessário para esticar. No entanto, ainda existem algumas dificuldades. O processo requer ajustes no equipamento e abertura do tanque do transformador e possivelmente a drenagem do óleo para se obter uma amostra. De que outra forma posso obter uma amostra? Não existe uma prática padrão sobre como e onde essa amostra pode ser obtida. O grau de polimerização é determinado para avaliar a falha e desligamento dos transformadores ou para determinar as necessidades de manutenção e recuperação.

Calculando o grau de polimerização e a vida restante do transformador a partir da análise de compostos de furano :

O grau de polimerização pode ser calculado a partir da análise dos compostos de furano. Como é mais fácil obter uma amostra do óleo e como o teor de compostos de furano dá um valor médio para o cálculo do grau de polimerização, os resultados são geralmente mais úteis e podem ser usados na prática.

Existem dois grupos diferentes de transformadores. Transformadores que não possuem papel termicamente de alta qualidade e formam uma alta concentração de compostos de furano em comparação com transformadores que possuem papel termicamente de alta qualidade. Os compostos de furano também são mais suscetíveis à degradação na presença de aditivos usados para renovar termicamente o papel.

Composição e quantidade de partículas:

Método Padrão ASTM D 6786

O contador de partículas - contagem total e dimensionamento - é usado com muito mais frequência para óleos isolantes. Um novo padrão ASTM usando contadores ópticos automáticos foi aprovado em 2003 e publicado em

2004 no Livro Anual de Padrões da ASTM, Volume 10.03. Os medidores automáticos verificam visualmente a amostra do líquido isolante. Eles contam e dimensionam grupos de partículas, depois calculam a quantidade total de cada tamanho de partícula em um determinado volume de óleo e relatam os resultados como uma distribuição entre diferentes tamanhos. Os laboratórios relatam a distribuição do tamanho das partículas em mililitros (geralmente 10 ml ou 100 ml, sem muita diferença). Embora algumas pessoas prefiram calcular o tamanho das partículas em 100 ml, pois indicam concentrações mais baixas de partículas maiores com mais precisão.

Análise de gás dissolvido em óleo (DGA) por cromatografia de gás (GC) :

Gases combustíveis se formam ao longo do tempo quando o transformador passa por tensões térmicas e elétricas. Tanto o isolamento de óleo quanto de celulose(papel isolante) quebram como resultado dessas tensões.

A presença e a quantidade de gases, extraídos do óleo e analisados, indicam as condições em que esses gases se formam.

A taxa e a quantidade de gases produzida são muito importantes. O óleo envelhecido produz gases, mas muito lentamente. As falhas resultantes levam a uma quantidade visivelmente maior de gás dissolvido no transformador. Mais importante, a grande maioria dessas falhas indica o início de um problema que pode ter sido detectado anteriormente pela análise do óleo do transformador.

A cromatografia gasosa (GC) é o método mais prático para identificar gases combustíveis e condições de trabalho dos transformadores. O GC inclui análises quantitativas de gases dissolvidos no óleo do transformador.

Gases relacionados com as falhas do transformador

Nome	Símbolo
Hidrogênio	H ₂
Oxigênio	O ₂
Azoto	N ₂
Metano	CH ₄
Monóxido de carbono	CO
Etano	C ₂ H ₆
Dióxido de carbono	CO ₂
Etileno	C ₂ H ₄
Acetileno	C ₂ H ₂

O problema real dos gases em transformadores foi descoberto e documentado na edição de fevereiro de 1919 do The Electric Journal.

Outra característica dos hidrocarbonetos, conhecida mas pouco utilizada, é a formação de gases durante a passagem de uma descarga destrutiva na superfície do óleo ou abaixo dela, que é radicalmente diferente do vapor de óleo. No entanto, os gases resultantes da quebra das moléculas de óleo permanecem constantes nas temperaturas normais de operação e estão presentes nas seguintes porcentagens aproximadas:

Dióxido de carbono	1,17
Hidrocarbonetos pesados	4,86
Oxigênio	1,36
Monóxido de carbono	19,21
Hidrogênio	59,10
Azoto	10,10
<u>Metano</u>	<u>4,20</u>
Total	100,00

Relé Buchholz (1919) :

Em resposta ao problema de gases nos transformadores, os engenheiros elétricos desenvolveram métodos de coleta de gases gerados nos transformadores e simultaneamente diagnosticar a origem do problema. Um exemplo clássico de tal dispositivo foi o Relé Buchholz, lançado em 1919. Este relé detectou a passagem de bolhas de gases geradas no transformador à medida que passavam pelos tubos até o expensor que conecta o transformador ao invólucro do relé.

Em 1927, esse dispositivo atraiu interesse internacional quando um técnico de manutenção elétrica, usando um fósforo, acendeu o gás que saía de um tubo de ventilação do transformador. Esse interesse acabou levando a pesquisas laboratoriais e avaliação dos gases em um transformador.

Como advertência: esta história ilustra que todos os transformadores têm gases inflamáveis no seu interior que devem ser removidos como parte da manutenção do equipamento.

Outros dispositivos foram desenvolvidos que podem coletar ou detectar gases. Após esses dispositivos apresentarem presença de gás, os gases foram coletados e posteriormente transportados para o laboratório para serem analisados.

A falta de equipamentos para analisar gases nos transformadores no trabalho em campo e apenas de realizar análises em laboratório levou ao fato de que em 1959 H. H. Wagner desenvolveu um detector de gases combustíveis dentro do transformador no trabalho em campo. (Observação: não deve ser confundido com o método de teste C ASTM D 3612)Este detector de gases mede a quantidade de gás combustível total, como uma porcentagem total, sem identificar gases individuais.

Cromatografia gasosa :

Mikhail Tsvet, um botânico russo, teve dificuldade em analisar uma mistura de pigmentos vegetais. Em química analítica, a etapa mais difícil é a separação da mistura antes da identificação. O Dr. Mikhail explorou essa arte de separação pela primeira vez em 1903.

O cientista russo encheu uma coluna de vidro completamente com uma mistura em pó de carbonato de cálcio (giz). Então ele derramou um líquido desconhecido na coluna, onde se separou em faixas de cores diferentes. A coluna foi quebrada e cada faixa individual foi analisada e revelou-se uma ligação completamente limpa.

Croma é a palavra grega para "cor" e daí o nome "cromatografia" (1906). Seguindo a pesquisa de A.D. P. Martin e R.L.M. Cante, pelo qual eles posteriormente receberam o Prêmio Nobel, A.T. James e Martin introduziram a cromatografia de gás-líquido em 1952. Desde então, a cromatografia se desenvolveu e tornou-se possível separar uma mistura de gases. Portanto, hoje usamos cromatografia líquida e cromatografia gasosa como ferramentas úteis. No início dos anos 1960, a cromatografia gasosa (GC) foi aplicada pela primeira vez para identificar gases perigosos dissolvidos no óleo do transformador. Outros métodos de cromatografia gasosa usam detectores de captura de elétrons para determinar o conteúdo de PCB em líquidos isolantes. A cromatografia líquida de alta pressão é usada para identificar compostos de furano.

O uso de cromatografia gasosa para identificar gases combustíveis trouxe a solução de volta ao laboratório - onde não apenas um problema pode ser quantificado, mas uma fonte específica pode frequentemente ser identificada.

Coleção de amostras :

A primeira etapa importante na análise de gás dissolvido é obter uma amostra de óleo. Um técnico de manutenção do transformador ou eletricitista geralmente pode coletar uma amostra em menos de cinco minutos . Deve-se ter cuidado ao coletar amostra para evitar contaminação. Extremo cuidado deve ser tomado com transformadores em trabalho. Os procedimentos de coleta devem ser revisados e aprovados pelo instrutor de segurança de sua organização.

Precauções necessárias na hora de coletar uma amostra:

Retire uma amostra apenas com pressão positiva. Não tente retirar uma amostra do dispositivo sob pressão negativa.

Coloque uma amostra em um recipiente e certifique-se de que a amostra não está contaminada. Proteja a amostra da luz solar. Envie ao laboratório o mais rápido possível (evite a perda de gases dissolvidos).

O Método ASTM D 3612 para Análise de Gás Dissolvido em Óleo descreve três métodos para extrair o óleo para análise.

O método A usa um procedimento de extração a vácuo de laboratório esta abordagem usa um aparelho selado de vidro com um pistão de mercúrio para concentrar os gases recuperados no topo de uma coluna de vidro com um tubo graduado. Então, a pressão do gás é igualada à atmosférica.

Um outro método B conhecido como extração na coluna cromatográfica, é um método de injeção direta. Uma amostra de óleo é injetada no circuito do cromatógrafo. O óleo do circuito passa por uma série de válvulas para a esfera metálica do evaporador.



Figura 20- Injeção da amostra de óleo no aparelho de extração com uma seringa.

O método C, conhecido como método do espaço livre, foi aprovado em 2000. Neste método, a amostra é colocada em um frasco onde os gases dissolvidos são liberados no espaço de gás acima da amostra.

Métodos cromatográficos para análise de gases :

Um cromatógrafo de gás é um dispositivo para separar os componentes de uma mistura de gases e detectá-los separadamente.

Uma configuração típica do cromatógrafo de gás consiste em uma fonte de gás portador, regulador de fluxo de gás portador, regulador de pressão, entrada de amostra (entrada de amostra), coluna de adsorção, gás detector (com os componentes eletrônicos necessários), termostatos (controlador de temperatura), gravador de voz e microprocessador para impressão de dados.

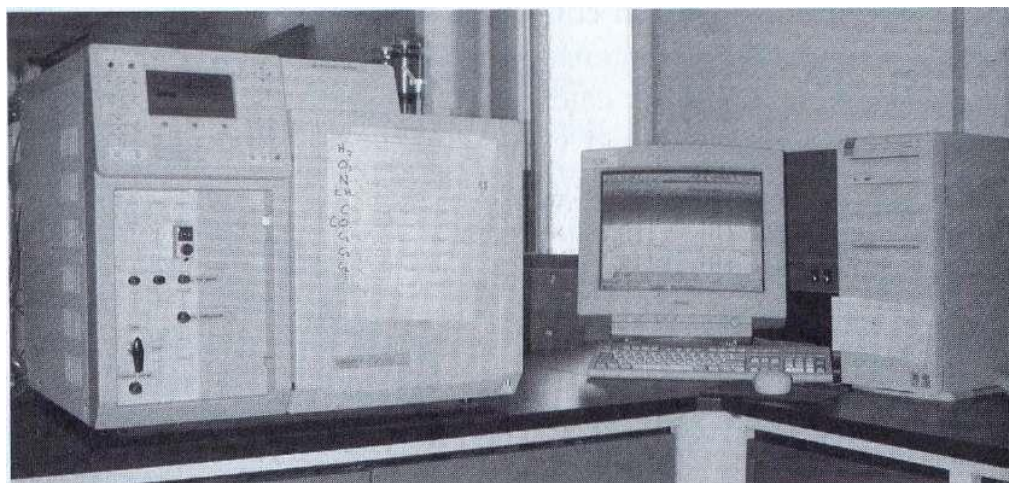


Figura 21- Ilustração de um cromatógrafo de gases

O tempo de análise é de 8 a 30 minutos. A precisão de um cromatógrafo de gás depende da extração cuidadosa da amostra de gás, da seleção do detector e da calibração do medidor para garantir resultados confiáveis.

Física do gás no óleo :

Se analisássemos o conteúdo de gases num barril com óleo novo, uma análise padrão mostraria aproximadamente um volume de 69,8 % de nitrogênio e um volume de 30,2 % de oxigênio.

Outros gases atmosféricos (principalmente CO₂) estarão presentes em pequenas quantidades. Gases hidrocarbonetos leves geralmente não estão presentes em condições normais.

Para uma comparação, a atmosfera contém 79% de nitrogênio e 20% de oxigênio. A diferença entre o conteúdo de nitrogênio e oxigênio no óleo e na atmosfera é devido à diferente solubilidade dos gases no óleo. O nitrogênio é solúvel em óleo em 8,6% e o oxigênio é solúvel em óleo em 16% . Lembrando que a oxidação (possível pela presença de oxigênio) degrada as propriedades isolantes do óleo e do papel isolante nos transformadores.

Comparando a cromatografia gasosa com outros métodos :

Os primeiros métodos para detectar gases combustíveis referem-se a testes diretos de combustibilidade ou análises químicas de gases sobre o óleo. No entanto, esses métodos não eram sensíveis o suficiente para os padrões de hoje ou, mais importante, não eram efetivos o suficiente para serem úteis.

Relé de gás (sistema Buchholz) :

Este método tem o seu uso limitado nos Estados Unidos, mas é amplamente utilizado na Europa. Lembre-se de que os gases combustíveis formados no transformador são solúveis no óleo. Em um transformador totalmente preenchido com óleo, uma pequena quantidade de gases combustíveis provenientes de uma falha no transformador pode ser quase completamente absorvida no óleo antes que qualquer gás livre possa se acumular ou ser detectado pelo relé.

E quando é coletado no relé, você obtém informações que já estão praticamente desatualizadas. O relé Buchholz pode reagir a descargas parciais de baixa energia ou superaquecimento. No entanto, como o relé geralmente fica distante do centro dos enrolamentos e de outras áreas importantes, o relé Buchholz não pode responder aos estágios iniciais de problemas no coração do transformador. Na verdade, como pronunciou Dornenburg, se o transformador estiver cheio de óleo, o óleo estará próximo aos locais de dano. Assim, a análise de gases inflamáveis ou combustíveis dissolvido no óleo será mais eficiente, por causa da sua solubilidade, do que encontrá-los no espaço livre do transformador ou em um relé.

Solubilidade de gases no óleo do transformador :

Hidrogênio (H ₂)	7,0% vol
Nitrogênio (N ₂)	8,6% vol
Monóxido de carbono(CO)	9,0% vol
Oxigênio(O ₂)	16,0% vol
Metano(CH ₄)	30,0% vol
Dióxido de carbono(CO ₂)	120,0% vol
Etano(C ₂ H ₆)	280,0% vol
Etileno(C ₂ H ₄)	280,0% vol
Acetileno (C ₂ H ₂)	400,0% vol

Detecção de gases perigosos :

A detecção de gases perigosos, provavelmente o método mais usado nos Estados Unidos, mede o total de gases combustíveis. Suas principais vantagens incluem: velocidade e adaptabilidade ao uso em campo. Na verdade, ele pode

ser usado para monitorar continuamente um transformador. No entanto, ele detecta apenas gases combustíveis . A principal desvantagem do método de detecção de gases perigosos, é que ele fornece apenas um valor para a porcentagem de gases combustíveis e, portanto não determina quais gases estão presentes ou sua quantidade. Os resultados estão sujeitos a fatores como temperatura e pressão, bem como à solubilidade dos vários gases de interesse.

Análise de gases dissolvido (DGA/AGD) :

O método mais usado para detectar deficiências no transformador é a análise de gases dissolvidos (DGA). Neste método de laboratório, uma amostra de óleo é retirada de um transformador; Os gases dissolvidos são então detectados, separados, identificados e quantificados.

Várias técnicas de laboratório têm sido usadas, incluindo absorção de infravermelho e espectroscopia de massa, mas a cromatografia gasosa se tornou a técnica mais popular. Os critérios de seleção incluem: sensibilidade necessária, custo de capital, objeto de trabalho, etc.

O monitoramento do gases dissolvidos no óleo garante a detecção o mais precoce possível de um mau funcionamento do transformador. A única desvantagem do DGA é que ele não pode ser facilmente implementado em campo. Por outro lado, esse método não se aplica apenas aos transformadores mais a todos os tipos de equipamentos preenchidos com óleo isolante, mas também fornece as informações necessárias para avaliar adequadamente a capacidade e o grau de funcionamento de um transformador.

Interpretação de dados dos testes ou análises :

As principais causas do surgimento de gases perigosos dentro do transformador são tensões térmicas, elétricas e, em menor grau, mecânicas, que levam às seguintes condições:

1. Descarga parcial (corona)-faíscas e arcos.
2. Descarga parcial (corona) - causas de tensão elétrica provocam ionização que começam a ocorrer a partir de 10.000 volts nas bordas dos condutores .
3. Faíscas de pequena intensidade é uma única descarga elétrica curta que acontece dentro de microssegundo ou menos.
4. Arco é uma descarga elétrica com maior energia e contínua que cria um arco brilhante e com maior intensidade.

5. Aquecimento térmico (pontos quentes e aquecimento geral)

6. Pontos quentes - superaquecimento local. As perturbações incipientes podem chegar a 500 ° C ou mais.

7. Superaquecimento geral - sem pontos quentes.

Esses sintomas variam significativamente na intensidade da energia liberada devido a falhas ocorrendo no transformador.

Os gases que são mais estudados hoje e relacionados com problemas de falhas nos transformadores são os seguintes :

Hidrogênio (H₂)

Monóxido de carbono(CO)

Metano(CH₄)

Dióxido de carbono(CO₂)

Etano(C₂H₆)

Etileno(C₂H₄)

Acetileno (C₂H₂)

Os métodos de interpretação de gases dissolvidos no óleo mineral isolante permitem detectar falhas incipientes ou em evolução no interior dos transformadores de potência. Com uma pequena amostra de aproximadamente 50 ml de óleo isolante que é, em laboratório, submetida a vácuo para extrair os gases dissolvidos, realiza-se a análise de tais gases quantificando-os em ppm (partes por milhão) e os resultados obtidos são posteriormente avaliados de acordo com critérios tradicionais de diagnóstico.

Dentre os diversos critérios de diagnóstico que utilizam os dados da DGA no óleo mineral isolante, dois deles foram escolhidos aqui neste livro por fazerem parte dos mais usados para a avaliação dos transformadores que servirão como base no estudo da metodologia proposta, sendo eles:

- RELAÇÕES DE ROGERS

- TRIÂNGULO DE DUVAL

Método das relações de Rogers:

Utiliza a filosofia de diagnóstico baseado em relações entre concentrações de gases e limites de variação para estas relações. Obtendo quatro relações gasosas utilizando cinco gases, o método infere sobre as condições do equipamento.

A análise do método é dividida em quadros, onde mostra os valores das faixas de variação das relações e também estabelece o diagnóstico a partir da combinação dos códigos gerados pelas referidas relações.

Interpretação dos resultados de Rogers :

Caso	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	Falhas sugeridas
0	< 0.1	0.1 to 1.0	< 1.0	Condições normais de trabalho
1	< 0.1	< 0.1	< 1.0	Descarga de baixa energia
2	0.1 to 3.0	0.1 to 1.0	> 3.0	Descarga de alta energia
3	< 0.1	0.1 to 1.0	1.0 to 3.0	Temperatura baixa
4	< 0.1	> 1.0	1.0 to 3.0	Temperatura < 700 ° C
5	< 0.1	> 1.0	> 3.0	Temperatura > 700 ° C

Figura 22- Ilustração da interpretação dos resultados do método de Rogers

Triângulo de Duval :

Duval afirma que a técnica de análise que considera a concentração de três gases específicos, metano, etileno e acetileno, dissolvidos no óleo de transformadores, possibilita apontar as possíveis causas de falha incipiente, tais como arco elétrico, pontos quentes dentre outros defeitos no interior dos transformadores.

Utilizando um triângulo de análise onde seus lados correspondem ao percentual de acetileno (C₂H₂), metano (CH₄) e etileno (C₂H₄) em relação a soma destes mesmos três gases, para uma dada amostra de óleo, dependendo dos valores percentuais apresentados em cada gás, uma dada região no Triângulo de Duval será definida e irá corresponder a um determinado diagnóstico conforme apresenta a Figura 23 a seguir :

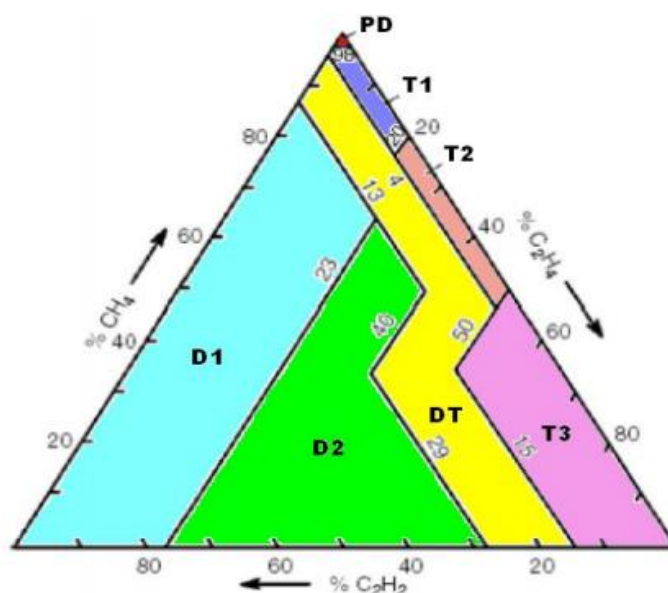


Figura 23- Ilustração do triângulo de Duval

Onde:

PD = Descargas Parciais (corona)

T1 = Falhas Térmicas abaixo de 300 °C

T2 = Falhas Térmicas entre 300 ° e 700 °C

T3 = Falhas Térmicas Maiores que 700 °C

D1 = Descarga de Baixa Energia

D2 = Descarga de Alta Energia

DT = Ocorrência Simultânea de Falta Térmica e Arco

Temperatura do óleo e enrolamentos :

Todos os transformadores são dotados de termômetros analógicos ou digitais para medição da temperatura do óleo e enrolamentos, de forma a permitir que se faça o acompanhamento da temperatura de operação do equipamento. Para o óleo o sistema é dotado de sensores imersos no líquido isolante, não apresentando limitações para a correta leitura da temperatura. No caso dos enrolamentos a medição é feita através de transformadores de corrente de imagem térmica que, através de dados de projeto, estimam a temperatura das bobinas. Atualmente existem sistemas mais modernos que utilizam fibras ópticas para essa mesma finalidade, com a vantagem de apresentar dados reais da temperatura do enrolamento.

Técnicas avançadas de monitoração :

As facilidades promovidas pelo avanço das tecnologias de comunicação de dados e desenvolvimento de sensores, permitiram a implementação de sistemas de monitoração das condições operacionais de transformadores de potência e seus acessórios, como buchas, comutadores sob carga, motoventiladores, dentre outros.

A utilização desses sistemas tem o objetivo de minimizar a ocorrência de falhas, dado que a coleta de dados e apresentação de resultados é feita em tempo real, possibilitando a detecção e avaliação imediata de eventuais problemas, sem que os mesmos evoluam a uma condição de falha para que sejam identificados.

Trata-se de sistemas de custo razoavelmente elevados, que utilizam sensores especiais para monitorar continuamente diversos parâmetros de operação de transformadores, como por exemplo a presença de gases e umidade no óleo isolante, o estágio de desgaste de contatos do comutador, fator de potência e descargas parciais em buchas.

Os transformadores de potência geralmente são equipamentos muito confiáveis. No entanto, à medida que um transformador envelhece e se aproxima do fim esperado de sua vida útil, seus componentes se deterioram e a probabilidade de falha aumenta. Os principais problemas são o desgaste do papel e o movimento do núcleo e do enrolamento. Outros problemas, como comutadores gastos e conexões soltas, problemas de buchas e alto teor de umidade também podem ser uma fonte de falha.

Testes elétricos periódicos no local de transformadores monitoram as condições de isolamento e avaliam a vida útil do equipamento em teste. Se a vida útil mostrada durante o teste irá garantir falhas futuras ou não, depende do julgamento da engenharia. É por isso que um engenheiro de manutenção, elétrico e técnico de teste de uma empresa valendo-se de sua experiência coletiva e trabalhando com as especificações técnicas do equipamento, deve sempre em última instância determinar a condição do transformador.

Portanto, se você já testou o óleo no equipamento enquanto ele estava energizado e os resultados mostraram o óleo limpo, seus transformadores podem ainda não estar em condições ideais. A breve visão geral dos testes de óleo a seguir mostrará suas desvantagens.

Teste para uma boa qualificação do óleo isolante :

Bons resultados do teste de óleo como (acidez, tensão interfacial, densidade relativa, cor, inspeção visual e sedimentos) não significam necessariamente enrolamentos bons e secos em seu transformador. Você também precisa descobrir se a celulose contém umidade. O isolamento incolheu ? tornou-se frágil? Existem buracos nele? O teste de óleo não pode mostrar totalmente a condição do isolamento celulósico(papel isolante).

Umidade no óleo (Karl Fischer) (ASTM D 1533-96) :

Este teste pode mostrar que o óleo do transformador está seco, mas e quanto ao isolamento sólido? A maioria das pessoas não se preocupa com 25 ppm de umidade. No entanto, a saturação do óleo depende da temperatura. Isso significa que a 60 °C (quando o óleo pode conter muita água), 25 ppm não será um problema. A porcentagem de umidade em peso seco (% M / DW) é de apenas 0,62. Mas se o teor de umidade do óleo é de 25 ppm a 20 ° C (quando o óleo não pode conter muita água) torna-se um problema.

Análise de gases no óleo (ASTM D 3612-96) :

Embora a análise de gás dissolvido (DGA) seja um método confiável para detectar falhas incipientes, gases (graduais e cumulativos) podem não ser detectados mesmo com monitoramento contínuo. Quando os níveis de desgaste do óleo e do papel isolante não estão produzindo calor e gases suficientes para serem detectados, testes elétricos podem revelar o problema.

Método de controle termográfico (infravermelho) :

O teste infravermelho de equipamentos em serviço provou ser uma ferramenta valiosa no programa de manutenção das subestações. No entanto, uma pesquisa de infravermelho do transformador e acessórios relacionados pode não revelar todos os problemas. O teste de infravermelho é simplesmente uma inspeção externa do transformador; O que se passa lá dentro pode ser escondido.

Outras razões para a realização de testes elétricos no local são:

- Teste de aceitação
- Antes e depois do movimento físico
- Monitoramento periódico de mudanças no isolamento
- O transformador desliga por qualquer motivo

- Antes e depois do armazenamento de longo prazo do equipamento
- Cheiro / som de arco
- Evidência de umidade excessiva (água livre, óleo turvo)
- Antes e depois de superaquecimento / sobrecarga prolongada ou excessiva
- Quaisquer dados de teste de óleo insatisfatórios (DGA, mudança de cor)

Um teste físico completo :

Quando você deseja obter um atestado médico de saúde, é submetido a um exame físico completo; Semelhante ao seu transformador. Visto que nenhum procedimento de teste fornece todas as informações necessárias para avaliar corretamente um transformador, um conjunto básico de testes deve ser executado.

A frequência desses testes será determinada por muitos fatores, como tipo e classe de equipamento, sua importância, idade, carga e histórico de uso. Interrupções programadas devem ser usadas para testes elétricos. Se ocorrer um erro, testes elétricos mais frequentes podem ser programados para monitorar essa condição.

AGRADECIMENTOS E BREVES CONSIDERAÇÕES

Queremos agradecer novamente a todas as pessoas que compraram este Ebook para o fortalecimento dos seus conhecimentos. No volume II deste Ebook daremos continuidade aos problemas e funcionalidades relacionadas aos transformadores aprofundando acerca de temas sobre falhas elétricas assim como as devidas análises usadas no trabalho directo com os transformadores de potência na indústria elétrica .

Benedito Figueira - Engenheiro e tecnólogo de equipamentos para manutenção e produção na industria elétrica e outras industrias

E-mail: energie.innovacion@gmail.com

LISTA

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Volkova K.V. Química de óleo e combustível de motor. Prática laboratorial. manual para universidades. M: Chemistry, 1999.
2. Química do petróleo: um guia para estudos de laboratório. L: Chemistry, 1990.
3. GOST 2177-99. Produtos petrolíferos. Métodos para determinar a composição fracionária. M.: "Editora das normas", 2001.
4. Ricardo Bechara " [Dissertação]. Análise de transformadores de potência .
5. GOST 11011-85. Petróleo e produtos petrolíferos. O método para determinar a composição fracionária no dispositivo ARN-2. M.: "Editora das normas", 1985.
6. Verzhichinskaya S. V., Digurov N. G., Sinitsyn S. A. Química e tecnologia de petróleo e gás. M.: FORUM-INFRA-M, 2007.
1. Volkova K.V. Química de óleo e combustível de motor. Prática laboratorial. manual para universidades. M: Chemistry, 1999.
2. Química do petróleo: um guia para estudos de laboratório. L: Chemistry, 1990.
3. GOST 2177-99. Produtos petrolíferos. Métodos para determinar a composição fracionária. M.: "Editora das normas", 2001.
4. SD Myers " [Livro]. Manutenção dos transformadores.
5. GOST 11011-85. Petróleo e produtos petrolíferos. O método para determinar a composição fracionária no dispositivo ARN-2. M.: "Editora das normas", 1985.
6. Verzhichinskaya S. V., Digurov N. G., Sinitsyn S. A. Química e tecnologia de petróleo e gás. M.: FORUM-INFRA-M, 2007.
7. Erich V.N., Rasina MG, Rudin MG Química e tecnologia de petróleo e gás: um livro didático para escolas técnicas. L: Chemistry, 1985.
8. GOST 3900-85. Petróleo e produtos petrolíferos. Métodos de determinação da densidade. M.: "Editora das normas", 2000.
9. GOST 33-2000. Produtos petrolíferos. Determinação da viscosidade cinemática e cálculo da viscosidade dinâmica. M.: "Editora das normas", 2005.
10. Sardanashvili A. G., Lvov A. I. Exemplos e tarefas na tecnologia de processamento de petróleo e gás. 2nd ed., Revised. e adicione M: Chemistry, 1980.

11. Rudin M. G., Drabkin A. E. Uma referência rápida ao refinador de petróleo. L: Chemistry, 1980.
12. GOST R 51858-2002. Óleo. Especificações gerais. M.: "Editora das normas", 2006; M.: "Editora das normas", 2002; IPK "Editora de normas", 2002; IPK "Editora de normas", 2002.
13. Prikhodko A. V. Métodos para determinar a água, o teor de água no óleo e produtos derivados de petróleo em condições de laboratório: método. instruções para a realização de trabalhos de laboratório. Khabarovsk: Editora FENU, 2015.
14. GOST 2477-65 Petróleo e produtos petrolíferos. Método para determinação do teor de água. M.: "Editora das normas", 2002.
15. CJSC Himstalcon-Engineering [Recurso eletrônico]. URL: <http://www.himstalcon.ru/articles/spetsificheskie-svoystva-nefteproduktov> (acessado em 05/06/2015).
16. Software "Neftepribor" (NPP "Engineering") [Recurso eletrônico].
URL: <http://www.neftepribor.ru> (acessado em 05/12/2015).
17. GOST 6356-75. Produtos petrolíferos. Método para determinar o ponto de inflamação em um cadinho fechado. M.: "Editora das normas", 2006.
18. GOST 4333-87. Produtos petrolíferos. Métodos para determinação da temperatura do flash e da ignição em um cadinho aberto. M.: "Editora das normas", 1989.
19. Software "Saratov Pribor" [recurso eletrônico]. URL: <http://saratov-pribor.ru/> (data de acesso: 05/12/2015).
20. GOST 2070-82. Os produtos petrolíferos são leves. Métodos para determinação do número de iodo e do teor de hidrocarbonetos insaturados. M.: "Editora das normas", 1994.