www.sigmatransformadores.com.br
SIGMA EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS LTDA
AV. DAS INDÚSTRIAS, 45 ÁREA INDUSTRIAL II
LAGOA VERMELHA – RS
CNPJ: 93734911/0001-23
INSCR. EST.: 071/0036353 CEP 95.300-000
FONE / FAX: (54) 3358-2085 / 3358-2454 / 3358-2583

Sigma transformadores
Solução com Energia.

MANUAL DE INSTRUÇÕES

TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE FORÇA 1000 kVA

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO
2 INSTRUÇÕES BÁSICAS
2.1 SOBRE O TRANSFORMADOR
2.2 INSTRUÇÕES GERAIS
2.3 RECEBIMENTO
2.4 INSPEÇÃO DE CHEGADA
2.5 DESCARREGAMENTO E MANUSEIO
2.6 ARMAZENAGEM
3 INSTALAÇÃO
3.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS
3.2 INSTALAÇÃO DAS RODAS
3.3 LIGAÇÕES
3.4 ATERRAMENTO DO TANQUE
3.5 PROTEÇÃO E EQUIPAMENTOS DE MANOBRA
4ACESSÓRIOS E INDICADORES
4.1 VÁLVULA DE ALÍVIO DE PRESSÃO (OPCIONAL)
4.2 INDICADOR DE TEMPERATURA DO ÓLEO (ITO) (OPCIONAL)
4.3 TERMÔMETRO DE IMAGEM TÉRMICA (ITE) (OPCIONAL)
4.4 DISPOSITIVO DE ALÍVIO DE PRESSÃO (OPCIONAL)
4.5 CONSERVADOR COM BOLSA DE BORRACHA (OPCIONAL)
4.6 DESUMIDIFICADOR DE AR DE SÍLICA GEL (OPCIONAL)
4.7 RELÉ DE GÁS TIPO BUCHHOLZ (OPCIONAL)
4.8 RELÉ DE PRESSÃO SÚBITA (OPCIONAL)
4.9 COMUTADOR
4.10 BUCHAS
4.11 REGISTROS DE ÓLEO
4.12 CAIXA DE TERMINAIS (OPCIONAL)
4.13 INDICADOR EXTERNO DE NÍVEL DO ÓLEO (OPCIONAL)
5 ENERGIZAÇÃO
6 MANUTENÇÃO
6.1 PERIÓDICA
6.2 ÓLEO ISOLANTE
6.3 INSPEÇÕES VISUAIS
6.4 UTILIZAÇÃO DAS INFORMAÇÕES
6.5 ENSAIOS E VERIFICAÇÕES
7 DESENHO TÉCNICO

1) INTRODUÇÃO

Este manual visa fornecer informações necessárias para o recebimento, instalação e manutenção do transformador trifásico de força de 1000 kVA.

Os transformadores SIGMA são projetados e construídos rigorosamente seguindo as normas ABNT em suas últimas edições.

Recomendamos a leitura das seguintes normas:

NBR 7036

Recebimento, instalação e manutenção de transformadores de distribuição imersos em líquido isolante. Procedimento.

NBR 7037

Recebimento, instalação e manutenção de transformadores de potência em óleo isolante mineral. Procedimento.

NBR 5416

Aplicação de cargas em transformadores de potência. Procedimento.

NBR 5440

Transformadores para redes aéreas de distribuição . Requisitos.

FIGURA 1: Transformador trifásico de força 1000 kVA

É essencial ter em mãos as publicações sobre instalação de transformadores emitida pelas concessionárias de energia da região, visto que muitas delas têm caráter normativo.

2) INSTRUÇÕES BÁSICAS

2.1 SOBRE O TRANSFORMADOR

Nossos transformadores são construídos com núcleos de aço silício GO (Grão Orientado) de alta permeabilidade magnética, o que confere baixas perdas de energia para ativação do transformador.

Neste núcleo, é montado o enrolamento de cobre eletrolítico por onde circulam as correntes de carga do transformador.

Normalmente o enrolamento de baixa tensão é montado mais próximo ao núcleo, o que facilita a isolação entre o cobre e o núcleo de aço silício, que é aterrado. Após a instalação do enrolamento de BT (Baixa Tensão), é colocado o enrolamento de AT (Alta Tensão), sendo que este fica em contato direto com a rede de alta tensão da concessionária e alimenta o transformador. Este fato requer maiores cuidados com a isolação, em virtude da existência do maior risco de falhas, as quais podem implicar na queima do equipamento.

Depois de concluída a montagem dos enrolamentos, pode ser feita a ligação dos enrolamentos do comutador, o qual é usado para ajustar a tensão de entrada no transformador com a tensão da rede da concessionária no ponto de ligação, ou seja, o comutador tem por finalidade ajustar e compatibilizar as duas tensões. Os comutadores, possuem normalmente 3 TAPs (Escolhas), para transformadores de classe 24,2 kV (transformadores que estão instalados em redes que possuem 23.100 V na Alta Tensão), sendo os TAPs são divididos em 23.100 V, 22.000 V e 20.900 V. Para transformadores instalados na classe 15 kV (redes de alta tensão que possuem 13.800 V) os TAPs são divididos em 13.800 V, 13.200 V e 12.600 V.

2.2 INSTRUÇÕES GERAIS

Todos que trabalham em instalações elétricas, seja na montagem, operação ou manutenção, deverão ser constantemente informados e atualizados sobre as normas e prescrições de segurança que regem o serviço, e deverão sempre ser aconselhados a segui-las.

O responsável deverá certificar-se que, antes do início do trabalho, todos os procedimentos foram devidamente observados e preparados, alertando sempre todo o seu pessoal para os perigos inerentes a realização da tarefa. Recomenda-se que estes serviços sejam efetuados por pessoal devidamente qualificado.

Equipamentos para combate a incêndios e avisos sobre primeiros socorros não devem faltar no local de trabalho, estando sempre em lugares bem visíveis e acessíveis, garantindo dessa forma a segurança na realização do trabalho.

2.3 RECEBIMENTO

Os transformadores SIGMA sofrem uma série de ensaios antes de serem enviados para o cliente, são os chamados testes de rotina, os quais visam garantir o perfeito funcionamento do transformador para o fim que foi projetado. Para um bom funcionamento do seu transformador, você também pode seguir algumas dicas:

Procure manter o transformador em local limpo, seco e abrigado antes da instalação do mesmo,
Não armazene o equipamento em contato direto com o solo.

CUIDADO
Não deixe nenhum objeto sobre o transformador ou em situações que possam danificar o equipamento.

2.4 INSPEÇÃO DE CHEGADA

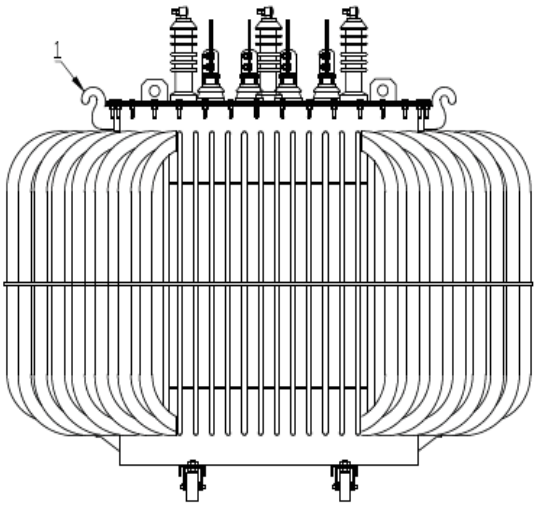
A inspeção preliminar de chegada deverá ser feita no transformador, por pessoal especializado, antes do descarregamento, visando identificar eventuais danos provocados durante o processo de transporte, no qual devem ser verificadas as suas condições externas, acessórios e componentes quanto a deformações, estado de pintura, vazamentos de óleo e seu nível. Caso constate alguma ocorrência favor entrar imediatamente em contato conosco para tomarmos as providências necessárias.

2.5 DESCARREGAMENTO E MANUSEIO

Todos os serviços de descarregamento e locomoção do transformador devem ser executados e supervisionados por pessoal especializado, obedecendo-se as normas de segurança e utilizando-se os pontos de apoios apropriados.

A descarga e manuseio do transformador devem ser feitos com equipamento adequado, como por exemplo: guindaste ou empilhadeira, que tenham capacidade compatível com a massa do transformador.

A movimentação deve ser feita exclusivamente pelas alças de içamento.



1 - Alças de içamento

FIGURA 2: Identificação das alças de içamento

2.6 ARMAZENAGEM

Caso o transformador não seja instalado imediatamente, ele deverá ser armazenado, preferencialmente em lugar abrigado, seco, isento de poeiras e gases corrosivos, colocando-o sempre em posição normal e afastado de área com grande circulação de pessoas.

Não deverá ser colocado nenhum tipo de objeto sobre ou próximo ao equipamento, evitando gerar danos ao equipamento.

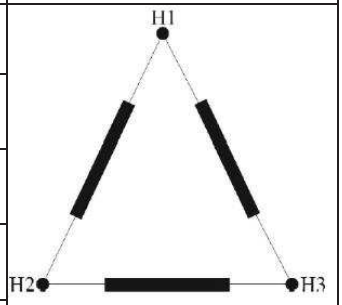
ALTA TENSÃO		
Tensão (V)	Posição do Comutador	Terminais H1 H2 H3
23.100	1	
22.000	2	
20.900	3	
19.800	4	
18.700	5	

TABELA 1: Tabela exemplo de ligações de alta tensão

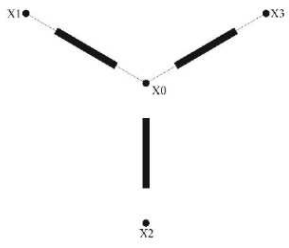
BAIXA TENSÃO		
Tensão (V)	Terminais	Ligação
380	X1-X2 X1-X3 X2-X3	
220	X0-X1 X0-X2 X0-X3	

TABELA 2: Tabela exemplo de ligações de baixa tensão

3) INSTALAÇÃO

3.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Antes da instalação do transformador, deve ser verificada a disponibilidade das ferramentas e equipamentos adequados, assim como de pessoal qualificado para o procedimento.

Deve-se observar as seguintes instruções:

•Evitar a instalação em dias chuvosos;

•Verificar o nivelamento da base e a resistência das fundações sobre as quais será instalado o transformador;

•Verificar a existência de espaçamento mínimo de 0,7 m entre o transformador e muros ou paredes, facilitando assim o acesso para inspeções e ventilação.

•Caso seja necessário utilizar instalações abrigadas, o local deve ser bem ventilado, de maneira que o ar aquecido possa sair livremente, sendo possível assim a troca do ar quente pelo ar fresco. É essencial que se tenha o cuidado para não obstrução do fluxo de ar dentro da cabine.

•As aberturas para a entrada de ar devem estar o mais próximo possível ao piso e distribuídas de maneira eficiente, preferencialmente abaixo do transformador e possuírem as dimensões máximas do transformador.

•As aberturas para a saídas de ar devem estar instaladas o mais alto que a construção permita, sendo que o número e o tamanho das saídas dependem de suas distâncias acima do transformador, do rendimento e do ciclo de carga. De forma geral, recomenda-se o uso de aberturas de saídas de 1 m²/ 200 kVA de capacidade instalada.

•Realizar a inspeção visual do conjunto, principalmente das buchas, conectores e acessórios, para constatação de eventuais danos ou vazamentos decorrentes do manuseio e transporte do transformador.

- Verificar se os dados constantes na placa de identificação estão coerentes com o sistema em que o transformador será instalado e a correta posição do comutador em relação ao diagrama de ligações.

- Verificar as conexões de aterramento do transformador.

- Atentar para as ligações do primário e do secundário.

- Para içamento do transformador, os cabos utilizados devem ser fixados nas alças da içamento.

3.2 INSTALAÇÃO DAS RODAS

Para a instalação das rodas, é necessário o uso de equipamento para içamento devidamente dimensionado para a operação. As rodas devem ser instaladas na base do transformador. Para fins de transporte, as rodas vão fixadas em cima da base do transformador, para a instalação, as mesmas deverão ser posicionadas no mesmo ponto de fixação, porém na parte inferior da base. Deve-se observar os seguintes cuidados:

- Caso for previsto trilhos para instalação, verificar o alinhamento das rodas antes de apoiá-las nos trilhos.
- Depois de feita a instalação das rodas, certifique-se que o transformador descerá evitando inclinações do equipamento.

Para detalhes das rodas, ver desenho no item 7.

3.3 LIGAÇÕES

No primário as ligações são feitas em triângulo, entre os pontos H1, H2 e H3, conforme a imagem abaixo:

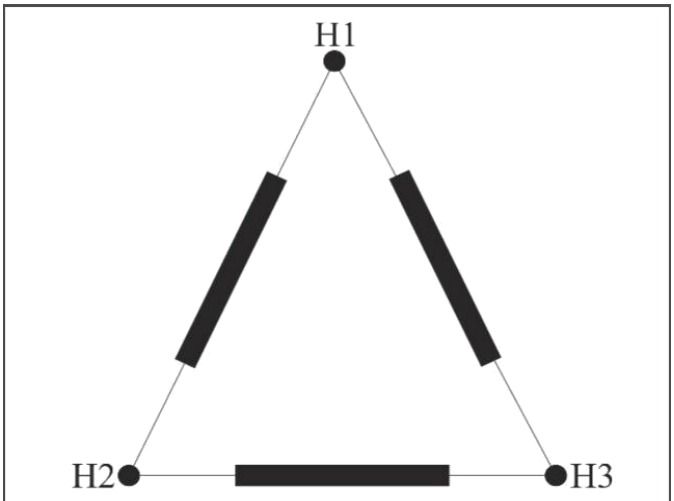


FIGURA 3: Diagrama de ligações do primário

No secundário as ligações são feitas em estrela, entre os pontos X0, X1, X2 e X3, conforme a imagem abaixo.

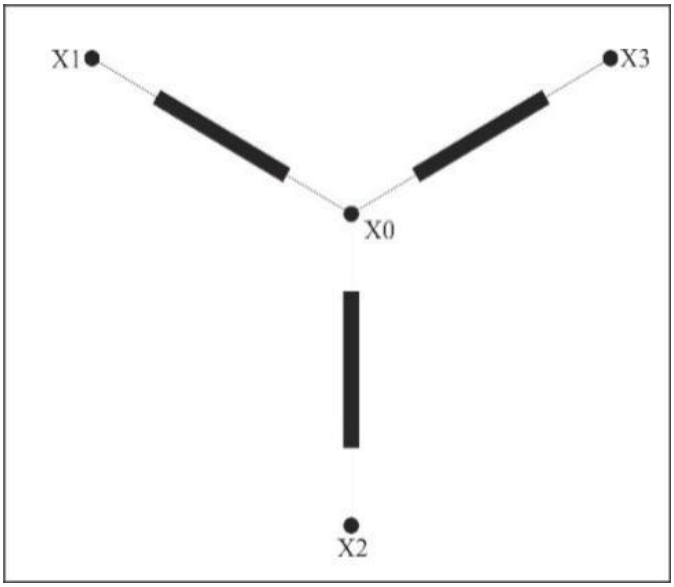


FIGURA 4: Diagrama de ligações do secundário

Visto a Figura 4 identificamos o ponto X0 como o neutro do secundário, com isso podemos obter tensões de linha e de fase, as tensões de fase são dadas pela ligação da carga entre o ponto X0 em relação a X1 ou X2 ou X3, já as tensões de linha são obtidas pelas ligações da carga entre os pontos X1, X2 e X3. Podemos seguir como exemplo a Tabela 1 e Tabela 2, que fazem referência a um transformador classe 24,2 kV com tensões de BT 380/220 V.

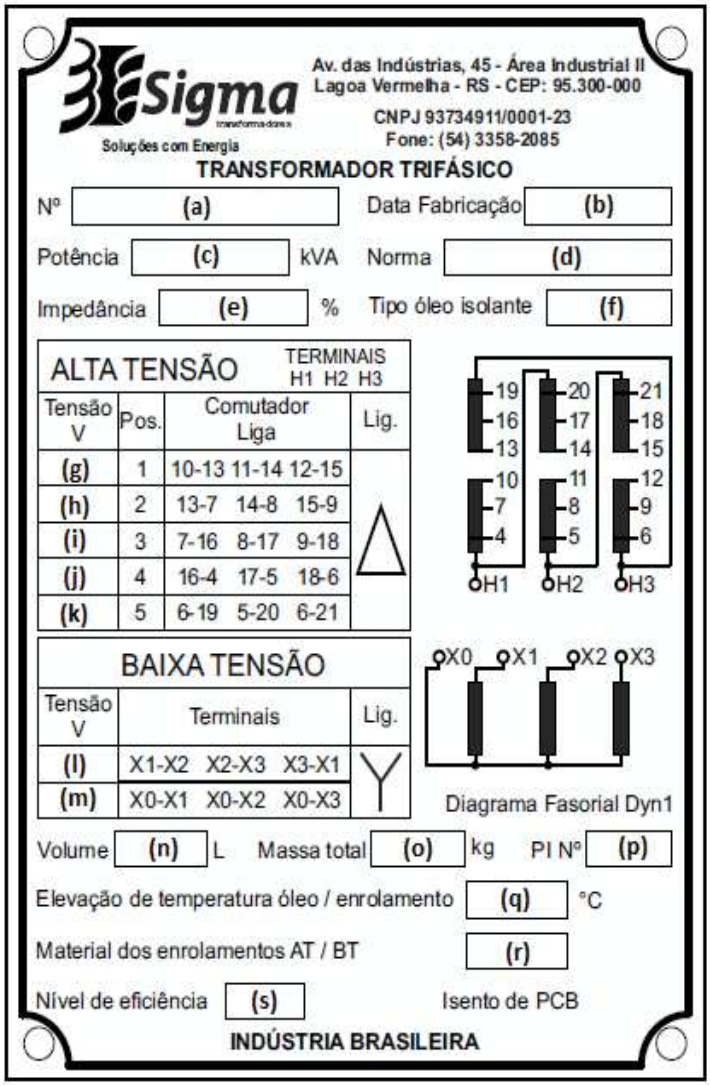


FIGURA 5: Placa de identificação exemplo

Legenda:

a)Número de série;
b)Data de fabricação (mês/ano);
c) Potência do equipamento (kVA);
d) Norma;
e) Impedância (%);
f) Tipo óleo isolante (A, B, Vegetal);
g)Tensão para posição 1 do comutador (V);
h) Tensão para posição 2 do comutador (V);
i) Tensão para posição 3 do comutador (V);
j) Tensão para posição 4 do comutador (V);
k) Tensão para posição 5 do comutador (V);
l,m) Tensões de saída (linha/fase);
n) Volume de óleo que contém o equipamento (L);
o) Massa total do equipamento (kg);
p) Número da placa de identificação;
q) Elevação de temperatura do óleo/ enrolamento (°C);
r) Material dos enrolamentos de AT/BT;
s) Nível de eficiência energética;

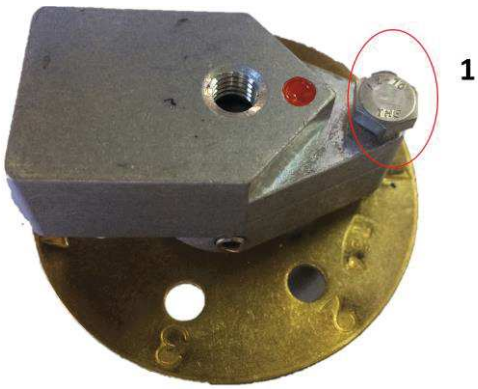
Lembramos que a Figura 5 é apenas um modelo de placa de identificação que pode ser utilizada. As placas podem ter alterações conforme as especificações dos clientes. Consulte a placa de identificação presente no equipamento para correta verificação das ligações.

Para realizar as ligações do transformador é de extrema importância a verificação das mesmas conforme placa de identificação presente no equipamento.

É importante que se verifique se os dados da placa de identificação estão coerentes com o sistema ao qual o transformador vai ser instalado, observando também se o transformador se encontra com o TAP de ligação Alta Tensão equivalente com a tensão de chegada à subestação ou poste.

Os transformadores, por padrão, são despachados de fábrica com o comutador de derivações na posição 1. Os comutadores somente podem ser operados com o equipamento desenergizado.

Para a realização das mudanças de posições, é necessário retirar a tampa de plástico, girando-a no sentido anti-horário, e afrouxar o parafuso de fixação de posição. Para realização deste procedimento é necessário ter em mãos uma chave combinada 10mm. Após afrouxar o parafuso até um ponto que permita o deslocamento do cursor, desloque o mesmo até a indicação desejada e realize o aperto do parafuso de fixação da posição.



1 - Parafuso de fixação de posição

FIGURA 6: Indicação do parafuso de fixação de posição

O transformador possui uma corrente transitória de magnetização (corrente de inrush). A mesma é causada pelo fluxo magnético transitório que ocorre no núcleo do transformador, sendo que essa corrente têm como característica um alto valor de pico inicial que pode chegar a vinte vezes o valor da corrente nominal do transformador.

A corrente de inrush normalmente é percebida no momento da ligação do transformador. É necessário prever o sistema de proteção para que não haja problemas na ligação e na operação. As buchas do transformador são dotadas de terminais fabricados com uma liga metálica apropriada para oferecer boa condutividade elétrica, porém, não se deve apertar demais os parafusos conectores e nem permitir que os mesmos fiquem submetidos a esforços mecânicos, pois isto poderá danificar as buchas ou até mesmo provocar vazamentos de óleo. Os cabos da rede secundária podem ser bastante pesados, sendo que neste caso deve-se providenciar um apoio para os mesmos no ponto de conexão com o objetivo de evitar que seu peso seja suportado pelas buchas.

As buchas de porcelana têm por finalidade apenas a isolação. São materiais que não suportam esforço elevado, por isso, deve-se ter cuidado na hora da fixação dos terminais para que não ocasione impactos e danos nas buchas.

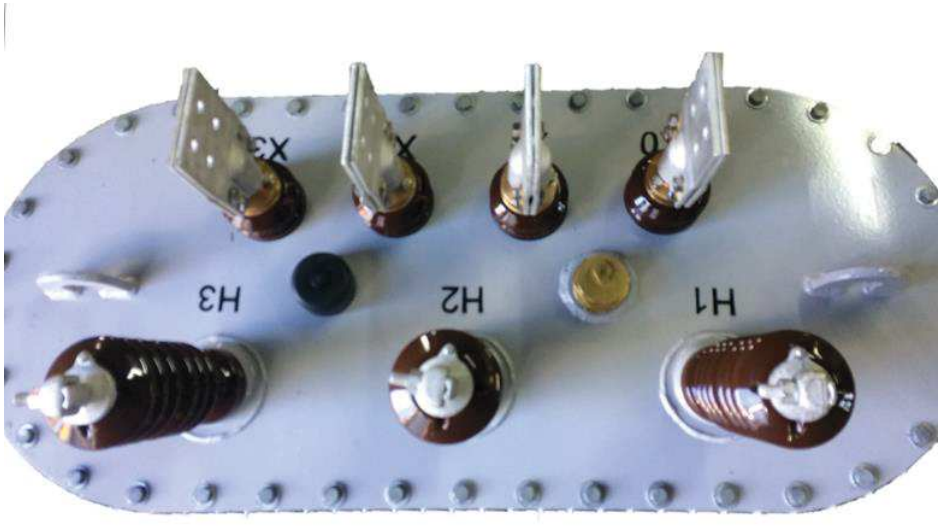


FIGURA 7 – Buchas de AT (H1, H2, H3) e BT (X0,X1, X2, X3).

3.4 ATERRAMENTO DO TANQUE

O tanque conta com pontos específicos para aterramento do mesmo. É necessário que se providencie um bom sistema de aterramento para garantir a descarga de correntes de fuga e a segurança das instalações. Dessa maneira, uma eventual falha de isolação será imediatamente percebida. A seção do condutor de aterramento deverá ser compatível com as possíveis correntes de fuga. O sistema de aterramento pode ser feito na forma de uma malha, formado por cabos de cobre nu conectados a hastes de ferro cobreadas ou galvanizadas. Os pontos de aterramento do tanque do transformador estão nas duas laterais do tanque.

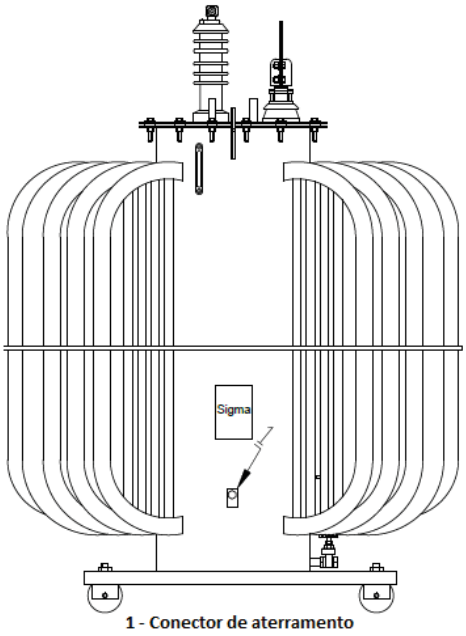


FIGURA 8: Indicação do ponto de aterramento

3.5 PROTEÇÃO E EQUIPAMENTOS DE MANOBRA

Os transformadores devem ser protegidos contra sobrecargas, curto-circuito e surtos de tensão, através de chaves fusíveis, disjuntores, seccionadores, para-raios, etc., Estes, deverão ser adequadamente dimensionados para serem coordenados com o transformador e testados antes de fazer as conexões.

4 ACESSÓRIOS E INDICADORES

Os acessórios e indicadores tem por finalidade permitir a operação e manutenção do equipamento, sendo que alguns desses itens são de caráter opcional.

4.1 VÁLVULA DE ALÍVIO DE PRESSÃO

OPCIONAL

A válvula é um dispositivo mecânico de proteção contra excesso de pressão que proporciona o alívio de pressão no transformador durante condições de excesso de pressão, com recomposição automática da vedação quando a pressão cai.

FIGURA 9: Válvula de alívio de pressão

4.2 INDICADOR DE TEMPERATURA DO ÓLEO (ITO)

OPCIONAL

O termômetro possui dois ponteiros de ligação, um de indicação de temperatura máxima atingida em um período e o outro ponteiro de indicação de temperatura.

Os ponteiros de ligação e o de indicação de temperatura máxima são controláveis externamente, sendo que os dois primeiros se movimentam apenas por ação externa, enquanto que o último é impulsionado pela agulha de temperatura (ponteiro de arraste) apenas quando em ascensão desta, pois

na redução ela fica imóvel, sujeito apenas à ação externa, possibilitando-se a verificação da temperatura máxima atingida em um determinado período.

FIGURA 10: Termômetro indicador de temperatura do óleo

PONTEIRO	COR
Indicador da temperatura	Branco
Indicador da temperatura máxima em um período	Vermelho
Ponteiro de ligação 1 (alarme ou acionamento da ventilação)	Verde
Ponteiro de ligação 2 (desligamento)	Amarelo

TABELA 3: Referência dos ponteiros do termômetro

Pelo controle externo, os ponteiros limites poderão ser movimentados à vontade. Temperatura recomendada para ponteiros: alarme ou acionamento da ventilação = 65ºC, desligamento = 95ºC.

FIGURA 11: Ponteiros de indicação

Para ajuste do ponteiro indicador de temperatura máxima, após a inspeção periódica do termômetro:

Volte o ponteiro indicador (vermelho) até o mesmo encostar no ponteiro indicador de temperatura (branco) através do controle externo. O controle externo é dado pela movimentação da regulagem na tampa de vidro do termômetro onde há um fixador com uma haste na cor preta. A haste preta é movimentada externamente, sendo necessário o uso de uma chave de fenda pequena para deslocar o ponteiro vermelho até encostar-se ao ponteiro indicador de temperatura (branco). Posterior a esse procedimento, coloque a haste do controle externo (preta) em uma posição que não atrapalhe o deslocamento dos cursores, para ter acesso ao parafuso que faz o deslocamento da haste preta é necessário a retirada da tampa prata externa mostrado na Figura 12.

Para ter acesso aos dois ponteiros de ligação é necessário retirar a tampa superior do termômetro que é composta pelo vidro e seu suporte. O ajuste dos ponteiros é feito de forma manual, o contato 13-14 é referente ao ponteiro verde e o contato 23-24 é referente ao ponteiro amarelo.

FIGURA 12: Indicação do ponto de regulagem externa

1 - Tampa para acesso da regulagem externa

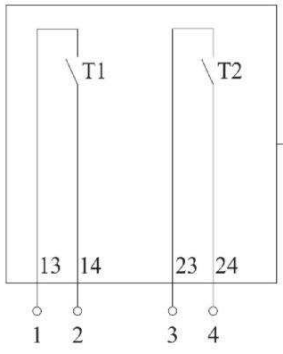


FIGURA 13: Esquema de ligações do indicador de temperatura do óleo

4.3 TERMÔMETRO DE IMAGEM TÉRMICA (ITE)

OPCIONAL

A imagem térmica é a técnica comumente utilizada para medir a temperatura no enrolamento do transformador. Ela é denominada imagem térmica por reproduzir indiretamente a temperatura do enrolamento.

A temperatura do enrolamento, que é a parte mais quente do transformador, nada mais é do que a temperatura do óleo acrescida da sobre-elevação da temperatura do enrolamento em relação ao óleo.

O sistema é composto de uma resistência de aquecimento em um sensor de temperatura simples ou duplo, ambos encapsulados e montados em um poço protetor imerso em uma câmara de óleo.

O conjunto é instalado na tampa do transformador, equalizando-se com a temperatura do topo do óleo, indicando assim a temperatura do ponto mais quente do enrolamento. A resistência de aquecimento é alimentada por um transformador de corrente associado ao enrolamento secundário do transformador principal.

FIGURA 14: Termômetro de imagem térmica

4.4 DISPOSITIVO DE ALÍVIO DE PRESSÃO

OPCIONAL

O dispositivo de alívio de pressão é instalado em transformadores imersos em líquido isolante com a finalidade de protegê-los contra possível deformação ou ruptura do tanque, em casos de defeito interno com aparecimento de pressão elevada.

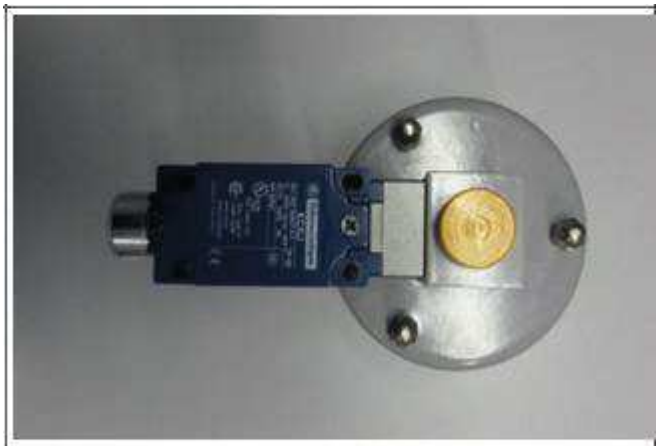


FIGURA 15: Vista superior do DAP (Dispositivo de Alívio de Pressão)

A válvula é extremamente sensível e rápida, fecha-se automaticamente após a operação, impedindo assim a entrada de qualquer agente externo no interior do transformador.

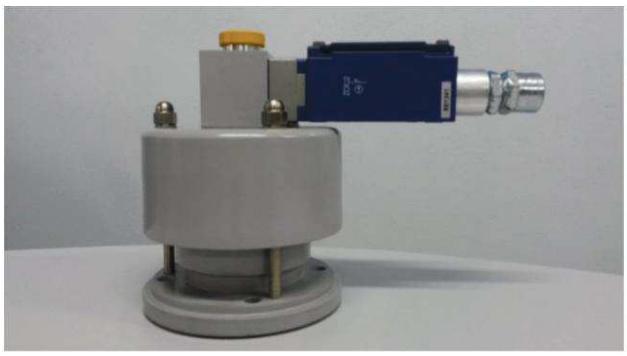


FIGURA 16: Vista lateral do DAP (Dispositivo de Alívio de Pressão)

A Figura 17 exemplifica o esquema elétrico dos contatos de sinalização de atuação da válvula, além da sinalização elétrica o sistema possui um pino colorido na tampa o qual indica a atuação da válvula. Este é mantido em posição de válvula aberta mesmo após o fechamento da mesma, sendo necessário o rearmamento manual do pino.

Os contatos elétricos têm capacidade de:

- 4 A – 240 Vac.
- 0,5 A – 125 Vcc.

A pressão de operação do dispositivo é de:
0,3 a 1,0 kgf\cm²
Calibração de fábrica: 0,7 kgf/cm² ± 10%.

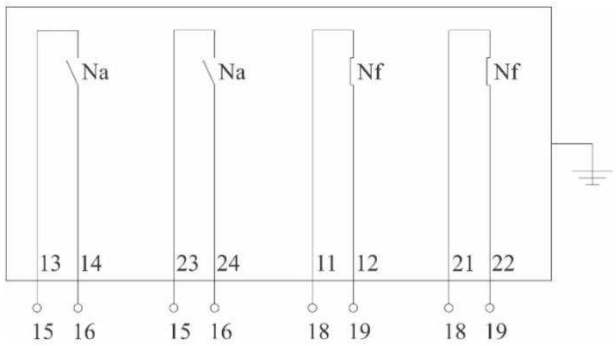


FIGURA 17: Esquema elétrico dos contatos do DAP

4.5 CONSERVADOR COM BOLSA DE BORRACHA

OPCIONAL

O conservador de óleo é um acessório que tem por finalidade compensar as variações de volume de óleo decorrentes das oscilações de temperatura e da pressão.

O mesmo tem a forma cilíndrica, com o seu eixo disposto na horizontal e é instalado a uma altura suficiente que possa assegurar o nível mínimo de óleo necessário para as partes que devem ficar imersas.

Sua construção é em chapa de aço e possui resistência mecânica para vácuo pleno.

É fixado através de suporte em perfis de aço estrutural. Possui tubos curvados para as conexões das tubulações do secador de ar e do relé de gás, para as conexões do indicador de nível de óleo e válvulas para enchimento e drenagem de óleo.

A bolsa de borracha utilizada nos conservadores de óleo tem a finalidade de evitar o contato do líquido isolante com a atmosfera, mantendo assim a umidade e oxidação. Junto com conservador, é utilizado o desumidificador de ar com sílica gel.

O agente secador mantém o ar seco no interior na bolsa, permitindo que a mesma se encha e esvazie com as variações de volume do líquido isolante.

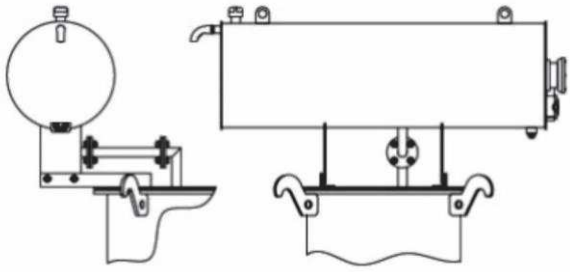


FIGURA 18: Desenho do conservador com bolsa de borracha

4.6 DESUMIDIFICADOR DE AR DE SÍLICA GEL

OPCIONAL

Com o objetivo de que sejam mantidos elevados índices dielétricos do óleo dos transformadores, estes são equipados com secadores de ar que, devidos à capacidade de absorção de umidade, secam o ar aspirado que flui ao transformador.

O secador de ar é composto de um recipiente metálico, no qual está contido o agente secador (sílica-gel), e uma câmara para óleo, colocada

FIGURA 19: Desumidificador de ar

diante do recipiente (que contém o agente) isolando-o da atmosfera, de forma que o ar externo só entrará em contato com a sílica-gel no instante que o mesmo é inspirado pelo transformador.

Durante o funcionamento normal do transformador, o óleo aquece e dilata, expulsando o ar do tanque através do secador.

Havendo a diminuição da carga do transformador ou da temperatura ambiente, também haverá abaixamento da temperatura do óleo, acompanhada da respectiva redução do volume. Forma-se, então, uma depressão de ar no conservador e o ar ambiente é aspirado através da câmara e do agente secador, o qual absorve a umidade contida no ar, que entrará em contato com o óleo.

O agente secador, denominado sílica-gel, é vítreo e duro, quimicamente quase neutro e altamente higroscópico. É um silícico, impregnado com cloreto de cobalto, tendo, quando em estado ativo, a cor azul escuro, de aspecto cristalino. É capaz de absorver água até 40% de seu próprio peso. Devido à absorção de água, torna-se rosa claro (totalmente saturada), devendo, então, ser substituído. Podemos seguir a seguinte tabela:

COR	**ESTADO**
Azul escuro	Seca
Azul claro	Parcialmente saturada
Rosa claro	Totalmente saturada

TABELA 4: Cor e estado da sílica-gel

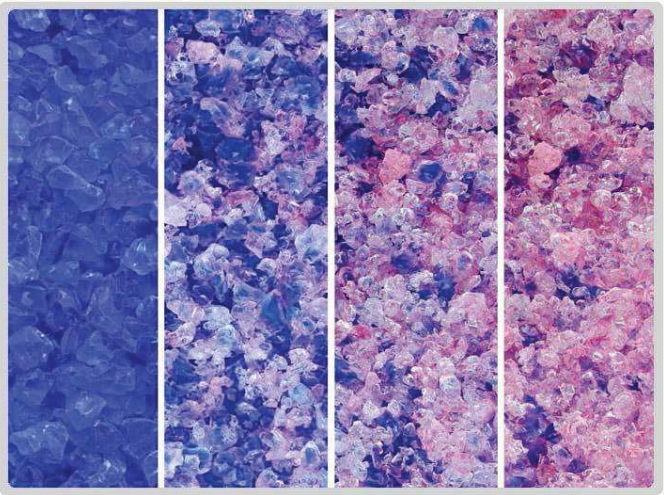


FIGURA 20: Variação da cor da sílica-gel conforme umidade absorvida

Tem a vida muito prolongada através de um processo de secagem que pode ser aplicado, podendo ser regenerada e reutilizada.

O processo de secagem pode ser visto no item 6.3, na indicação desumidificador de ar. Por vezes, é recomendável a substituição por uma sílica-gel nova, visto que o processo de secagem possa não regenerar o produto adequadamente.

Caso o transformador não possua tanque de expansão, após a instalação do transformador, deverá ser aberto o registro na cor vermelha (Figura 22) presente na tubulação que conecta o desumidificador de ar com o transformador, o mesmo é colocado para que no momento do transporte não haja penetração de óleo no sistema e não venha ocasionar a danificação do agente secador (sílica-gel).

FIGURA 21: Registro do desumidificador de ar

4.7 RELÉ DE GÁS TIPO BUCHHOLZ

OPCIONAL

O relé de Buchholz é um acessório instalado em transformadores de potência que possuem óleo como meio dielétrico e de arrefecimento, equipados com uma reserva superior chamada de "conservador".

O Relé Buchholz é um dispositivo de proteção própria contra falta de óleo, acumulação de gases e falhas dielétricas catastróficas dentro do equipamento. O relé tem duas formas de detecção. No caso de uma pequena sobrecarga, o gás produzido pela decomposição do óleo acumula no topo do relé e força o nível superior a cair. Um interruptor de boia no relé é utilizado para ativar um alarme. Essa opção também funciona mesmo quando o nível de óleo estiver baixo, como no caso de uma pequena fuga de óleo. No caso de um arco elétrico, a acumulação de gás é súbita e o óleo flui rapidamente para o conservador.

Este fluxo de óleo opera no interruptor conectado a uma segunda boia localizada no caminho do óleo em movimento. Essa opção é utilizada para ativar um disparo ao disjuntor de proteção da unidade antes que a falha provoque mais danos.

FIGURA 22: Vista frontal relé de gás

FIGURA 23: Vista lateral relé de gás

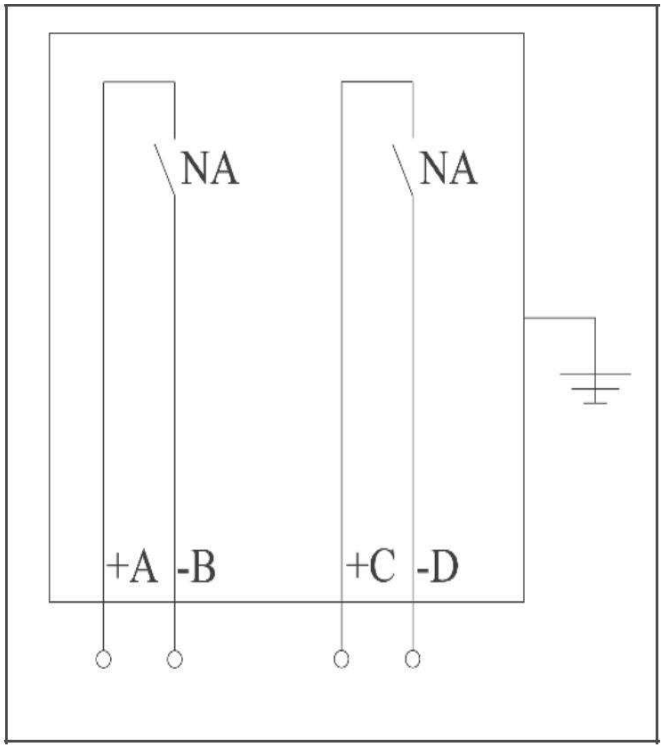


FIGURA 24: Diagrama dos contatos do relé de gás

Características técnicas:

• +A-B – Desligamento;
• +C-D – Alarme;
• Corpo: Alumínio fundido;
• Visores: Dois visores com escala de volume de gás de 100 a 200 cm³;
• Boia: Nitrophenolic;
• Pintura: Cinza claro Munsell N6.5;
• Contatos: Tipo reed magnético;
• Resistente à abalos sísmicos;
• Capacidade dos contatos:
• Condução: 6 A;
• Interrupção: 3 A;
• Potência: 100W-Máx;
• Contatos:
    01 NA – Alarme;
    01 NA – Desligamento;
• Atuação dos contatos:
• Alarme: 120 cm³ ± 30;
• Desligamento: 1,0 m/s ± 0,15;
• Vedações: Borracha nitrílica;
• Isolação: Tensão aplicada contra o terra de 2,0 kV, 60 Hz, durante 1 min;
• Grau de proteção IP 65;
• Estanque a uma pressão de 0,2 MPa de líquido isolante a 85°C por 3 horas;
• Massa: ± 3,2 kg;

Caso ocorra danos ou a necessidade de realizar algum tipo de manutenção no equipamento, deverá ser fechado o registro tipo gaveta. O registro está localizado ao lado do próprio relé. Esse procedimento é importante para que o transformador continue vedado durante a operação da manutenção ou troca do equipamento.

Deve-se verificar se os registros de manutenção do relé de gás estão liberados durante o uso normal do transformador, para que o mesmo funcione corretamente.

4.8 RELÉ DE PRESSÃO SÚBITA

OPCIONAL

O relé de pressão súbita tem por finalidade proteger os transformadores quanto a mudanças rápidas da pressão interna, que são normalmente causadas por defeitos no transformador. Para gradientes de pressão superiores a 0,2 atm/s a válvula opera instantaneamente. Por outro lado, o relé não opera devido a mudanças lentas de pressão provenientes da operação normal do transformador ou perturbações do sistema (curto-circuito, sobretensão ou raios) a menos que tais perturbações produzam danos no transformador.

O relé é construindo com um elemento sensível à pressão, com microruptor, desse modo, quando a pressão no interior do transformador muda lentamente durante o funcionamento normal, o orifício equalizador é suficiente para igualar a pressão do interior da caixa do relé com a pressão do interior do transformador. Desta maneira o fole não se deforma e o relé não aciona, permitindo a operação normal do transformador.

Entretanto, se houver aumentos rápidos de pressão no interior do transformador, o orifício equalizador faz com que persista por um certo período de tempo, na caixa do relé, uma pressão mais baixa do que a do transformador. Isto ocasiona no alongamento de fole e consequentemente o acionamento do microruptor.

É importante verificar que não penetre líquido isolante no orifício equalizador de pressão ou no interior do relé.

FIGURA 25:
Relé de pressão súbita

4.9 COMUTADOR

É um dispositivo mecânico que permite variar o número de espiras dos enrolamentos de alta tensão. Sua finalidade e corrigir o desnível de tensão existente nas redes de distribuição, devido à queda de tensão ocorrida ao longo das mesmas.

Os transformadores, por padrão, são despachados de fábrica com o comutador de derivações na posição 1.

Os comutadores só podem ser operados com o equipamento desenergizado.

FIGURA 26: Comutador

Para ser possível realizar as mudanças de posições, é necessário retirar a tampa plástica, girando-a no sentido anti-horário e afrouxar o parafuso de fixação de posição, para isso é necessário ter em mãos uma chave combinada 10mm, após afrouxar o parafuso até um ponto que permita o deslocamento do cursor, deslocar o mesmo até a indicação desejada e realizar o aperto do parafuso de fixação da posição.

4.10 BUCHAS

As buchas têm por finalidade a isolação elétrica dos terminais com o corpo do transformador. São utilizadas buchas do tipo não-capacitivo, sendo que a sua isolação é constituída de porcelana.

Junto as buchas de BT e AT são colocados terminais com capacidade de corrente compatível ao sistema.

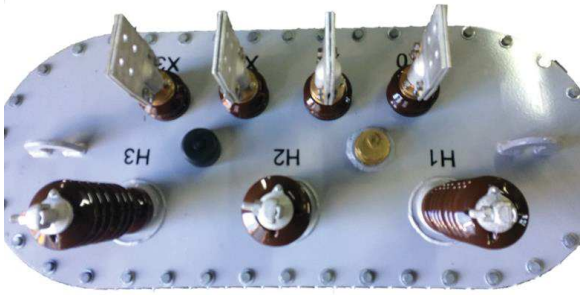


FIGURA 27: Buchas de AT e BT

4.11 REGISTROS DE ÓLEO

Os registros de óleo estão localizados na parte superior e na parte inferior da lateral do transformador, sendo que têm por função permitir a colocação e retirada de óleo no transformador logo após o mesmo estar vedado. É importante manter os mesmos fechados para que não haja vazamento do óleo e possíveis danos ao transformador.

FIGURA 28:
Registro inferior do óleo

FIGURA 29:
Registro superior do óleo

4.12 CAIXA DE TERMINAIS

OPCIONAL

O quadro de ligações é composto por conectores para as ligações dos contatos dos dispositivos de proteção, as identificações das conexões são dadas pela placa de identificação própria da caixa de terminais, onde consta o nome dos dispositivos, seus tipos de contato e a numeração dos mesmos.

A caixa de terminais varia suas dimensões e pontos de ligações conforme os acessórios inclusos no transformador, como pode ser observado na imagem abaixo, onde demonstra uma caixa de terminais para conectar ITO (Indicador de temperatura do óleo) e o DAP (dispositivo de alívio de pressão).

FIGURA 30: Exemplo de uma caixa de terminais

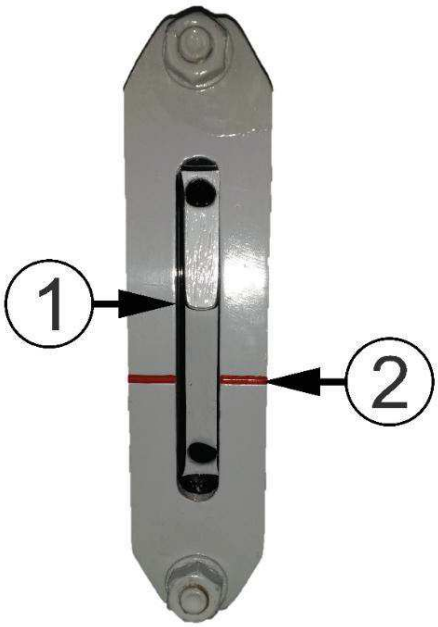
4.13 INDICADOR EXTERNO DE NÍVEL DO ÓLEO

OPCIONAL

O indicador externo de nível do óleo tem por finalidade a verificação do nível de óleo existente no transformador.

Podem ser utilizados dois tipos de indicadores, o indicador de visor e o indicador de boia.

No indicador de visor externo é possível identificar a altura do nível em relação à marcação em vermelho do nível mínimo.



Indicador 1 – Nível do óleo atual;
Indicador 2 – Marcador do nível mínimo do óleo

FIGURA 31:
Indicador externo de nível de óleo

No indicador de nível por boia, o mesmo consiste em um visor com ponteiro indicador do nível, determinando o nível mínimo e máximo em suas extremidades, podemos identificar o nível pela localização do ponteiro no visor. O mesmo ainda possui contatos para indicação de nível máximo e nível mínimo. Os contatos são identificados conforme a Figura 34.

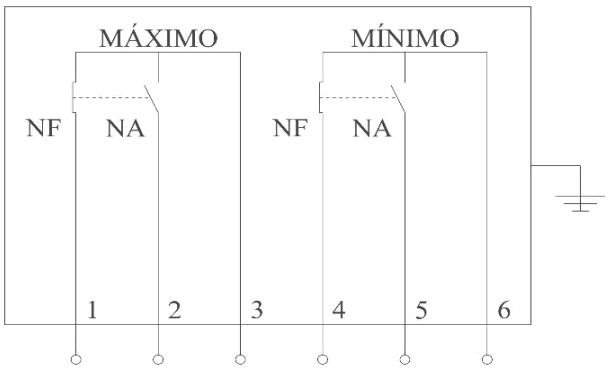


FIGURA 32:
Diagrama elétrico indicador de nível do óleo com bóia

FIGURA 33: Indicador de óleo com bóia

FIGURA 34: Contatos do indicador de óleo com bóia

5 ENERGIZAÇÃO

A energização é o passo final para a colocação do transformador em funcionamento.
Antes de sua energização, são recomendados os seguintes passos:
•Inspecionar todos os dispositivos de proteção e sinalização do transformador.
•Ajustar e travar a posição do comutador manual conforme recomendado pela operação do sistema.
•Todo período de instalação, ensaios e energização, deve ser acompanhado por pessoal especializado.

6 MANUTENÇÃO

6.1 PERIÓDICA

Os registros operacionais devem ser obtidos através das leituras dos instrumentos indicadores, das ocorrências extraordinárias relacionadas com o transformador, bem como todo evento relacionado, ou não, com a operação do sistema elétrico, que possa afetar o desempenho e/ou características intrínsecas do equipamento.

É recomendável a leitura diária dos indicadores de temperatura (anotar temperatura ambiente) do indicador de nível de óleo, carga e tensão do transformador.

Verificar que a corrente, nas horas de carga máxima, não exceda seu valor nominal, para evitar que o transformador ultrapasse a elevação da temperatura especificada pelas normas.

6.2 ÓLEO ISOLANTE

Verificação do nível do líquido isolante e análise do mesmo.

A retirada de amostra deverá ser executada somente em dias de pouco vento e baixa umidade.

Na parte inferior do tanque existe uma válvula amostra, deve ser colhida em uma válvula (registro) específica para a retirada do óleo isolante, a mesma para colher a amostra, em transformadores sem esta válvula a amostra poderá ser retirada pela tampa de inspeção.

Características do óleo isolante:

Para início de controle (óleos novos em equipamentos novos):
•Rigidez Dielétrica (NBR-6869): ≥ 30 kV;
•Aparência: claro e isento de materiais em suspensão;
•Teor de água (NBR 5755): ≤ 25 ppm.

Em uso (para continuar em operação):

•Rigidez Dielétrica (NBR-6869): ≥ 25 kV;
•Aparência: claro, isento de materiais em suspensão;
•Teor de água (NBR 5755): ≤ 40 ppm.

6.3 INSPEÇÕES VISUAIS

Devem ser feitas inspeções visuais periódicas, seguindo um roteiro previamente estabelecido, que deve abranger todos os pontos a serem observados. Lembrando que alguns itens são de caráter opcional, é necessário realizar apenas as inspeções nos itens presentes no equipamento adquirido.

Devem ser feitas as seguintes verificações:

Buchas:
•Vazamentos;
•Nível do óleo isolante;
•Trincas ou partes quebradas, inclusive no visor do óleo;
•Fixação;
•Conectores, cabos e barramentos;
•Limpeza das porcelanas;

Tanque e radiadores:
•Vibração do tanque e das aletas dos radiadores;
•Estado da pintura: anotar os eventuais pontos de oxidação;
•Todas as conexões de aterramento (tanque, neutro, etc.);
•Bases (nivelamento, trincas, etc.);

Conservador:
•Vazamentos;
•Registro entre o conservador e o tanque, se estão totalmente abertos;
•Fixação do conservador;
•Nível do óleo isolante;

Termômetros de óleo e/ou enrolamento:
•Funcionamento dos indicadores de temperatura;
•Valores de temperatura encontrados (anotar); •Estado dos tubos capilares dos termômetros; •Pintura e oxidação;
•Calibração e avaliação;

Sistema de ventilação:
•Ventiladores, quanto a aquecimento, vibração, ruído, vedação a intempéries, fixação, pintura e oxidação;
•Acionamento manual;
•Circuitos de alimentação;
•Pás e grades de proteção;

Desumidificador de ar:
•Estado de conservação;
•Estado das juntas e vedação;
•Condições da sílica-gel;

A sílica-gel saturada (coloração rosa) pode ser recuperada aquecendo-a em estufa de 80ºC a 100ºC, utilizando-se recipiente aberto até que sua coloração volte a azul escuro. Logo após a regeneração, a sílica-gel deve ser imediatamente conservada num recipiente seco, hermeticamente fechado. Sílica-gel contaminada com óleo deve ser substituída.

Dispositivo de alívio de pressão:
•Estado de conservação;
•Vazamento de óleo;
•Estado das juntas de vedação;

Relé de Gás:
•Presença de gás no visor;
•Limpeza do visor;
•Vazamento de óleo;
•Juntas;
•Fiação;
•Atuação (alarme e desligamento);

Relé de pressão súbita:
•Vazamento;
•Juntas;
•Fiação;
•Contatores tipo plugue;

Comutadores de derivações:
•Estado geral e condições de funcionamento;

Caixa de terminais da fiação de controle e proteção:

•Limpeza, estado da fiação, blocos terminais;
•Juntas de vedação, trincos e maçanetas;
•Fixação, corrosão e orifícios para aeração;
•Contatores, fusíveis, relés e chaves;
•Isolação da fiação;
•Aterramento do secundário dos TC, régua de bornes, identificação da fiação e componentes;

Ligações externas:
•Aterramento;
•Circuitos de alimentação externos;

6.4 UTILIZAÇÃO DAS INFORMAÇÕES

Ocorrências que exigem desligamento imediato (pois colocam o equipamento e as instalações em risco iminente):
•Ruído interno anormal;
•Vazamento significativo do óleo;
•Aquecimento excessivo dos conectores, observando os critérios estabelecidos para termovisão;
•Sobreaquecimento do óleo ou dos enrolamentos detectados através do termômetro ou de imagens térmicas;

Ocorrências que exigem desligamento programado (que não ofereçam risco imediato):
•Vazamento de óleo que não oferece risco imediato de abaixamento perigoso do nível;
•Desnivelamento da base;
•Anormalidades constatadas nos ensaios de óleo, obedecendo aos limites fixados na NBR-10756;
•Defeitos nos acessórios de proteção e sinalização;

Estes desligamentos devem ser feitos de maneira mais breve possível, dentro das condições de operação do sistema.

6.5 ENSAIOS E VERIFICAÇÕES

Semestralmente:

Devem ser feitas no mínimo as inspeções e verificações mencionadas no 6.3, desde que não exija o desligamento do transformador.

Anualmente:

Deve ser feita uma análise do óleo isolante, através de retirada de amostras, efetuando-se os ensaios físico-químicos.

É recomendável ainda que a cada ano seja feita, pelo menos, uma análise de gases dissolvidos no óleo isolante (cromatografia), conforme NBR-7274.

Pode ser conveniente alterar o período desta inspeção, em função do local de instalação do transformador.

A cada três anos:

Devem ser realizados os seguintes ensaios e inspeções, conforme o item 6.3, com desligamento do transformador.

•Fator de potência do transformador;
•Isolamento com corrente contínua do transformador;
•Relação de transformação;

Após a mudança de uma derivação do comutador sem tensão.
Em função do desempenho do equipamento, a periodicidade para inspeção e ensaios pode ser alterada.
Devem ser feitos tratamento e pintura nos pontos necessários do transformador.

Sigma
transformadores
Solução com Energia.

www.sigmatransformadores.com.br
SIGMA EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS LTDA
AV. DAS INDÚSTRIAS, 45 ÁREA INDUSTRIAL II
LAGOA VERMELHA – RS
CNPJ: 93734911/0001-23 INSCR. EST.: 071/0036353
CEP 95.300-000 FONE / FAX: (54) 3358-2085 / 3358-2454 / 3358-2583