 CEEE-D	ESPECIFICAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO	Código ETD-00.020	Folha 1
	Título TRANSFORMADOR ESPECIAL DE DISTRIBUIÇÃO TIPO ABAIXADOR E ELEVADOR DE TENSÃO	Data da emissão 27.09.1989	
		Data da última revisão 28.09.2012	

SUMÁRIO

- 1 Objetivo
- 2 Normas Complementares
- 3 Definições
- 4 Condições Gerais
- 5 Condições Específicas
- 6 Inspeção e Ensaio
- 7 Aceitação e Rejeição
- 8 Vigência

Anexo - Formulário das características elétricas propostas pelo fornecedor.

1 OBJETIVO

Esta Norma fixa as condições mínimas exigíveis para o fornecimento de transformadores que atuem como elevadores ou abaixadores de tensão, com potência de 300 kVA ou superior em 15 kV ou 24,2 kV, com enrolamentos em cobre, imersos em óleo isolante e resfriamento natural, para uso em redes aéreas de distribuição da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D.

2 NORMAS COMPLEMENTARES

As normas que complementam diretamente este texto são:

- CEEE-D - ETD-001 Transformador de Distribuição;
- NBR 5034 Buchas para tensões alternadas superiores a 1 kV;
- NBR 5356 Transformador de potência - Parte 1: Generalidades;
- NBR 5356 Transformador de potência - Parte 2: Aquecimento;
- NBR 5356 Transformador de potência - Parte 3: Níveis de isolamento, ensaios dielétricos e espaçamentos externos em ar;
- NBR 5356 Transformador de potência - Parte 4: Guia para ensaio de impulso atmosférico e de manobra para transformadores e reatores;
- NBR 5356 Transformador de potência - Parte 5: Capacidade de resistir a curtos-circuitos;
- NBR 5370 Conectores de cobre para condutores elétricos em sistemas de potência - Especificação;
- NBR 5380 Transformador de potência - Método de Ensaio;
- NBR 5389 (MB-433) Técnica de ensaios elétricos de alta tensão - Método de Ensaio;
- NBR 5390 (MB-451-1) Generalidades sobre os ensaios climáticos e mecânicos;
- NBR 5416 Aplicação de carga em transformadores de potência - Procedimento;
- NBR 5405 Determinação da rigidez dielétrica dos materiais isolantes sólidos sob frequência industrial - Método de Ensaio;
- NBR 5425 (MB-309) Guia para inspeção por amostragem no controle e certificação da qualidade - Procedimento;
- NBR 5426 (NB-309-01) Planos de amostragem e procedimentos na inspeção por atributos - Procedimento;
- NBR 5419 Proteção de Estruturas Contra Descargas Atmosféricas;
- NBR 5435 Buchas para transformadores sem conservação de óleo, Tensão nominal 15 kV e 25,8 kV-160 A - Dimensões;
- NBR 5437 Buchas para transformadores sem conservação de óleo, Tensão nominal 1,3 kV - 160 A, 400 A, 800 A - Dimensões;
- NBR 5440 Transformadores para redes aéreas de distribuição - Requisitos;
- NBR 5458 Transformador de potência - Terminologia;
- NBR 5590 Tubos de aço-carbono com ou sem solda longitudinal, pretos ou galvanizados - Especificação;
- NBR 5755 Determinação de água em líquidos isolantes - Método de ensaio;
- NBR 5778 Determinação do índice de refração - Método de ensaio;
- NBR 5779 Óleos minerais isolantes - Determinação qualitativa de cloretos e sulfatos inorgânicos - Método de ensaio;
- NBR 5906 Chapas finas a quente de aço-carbono para estampagem - Especificação;
- NBR 5915 Bobinas e chapas finas a frio de aço-carbono para estampagem - Especificação;
- NBR 6146 Invólucros de equipamentos elétricos - Proteção - Especificação;
- NBR 6159 Rosca métrica ISO - Dimensões básicas, diâmetros nominais e passos - Procedimento;

- NBR 6160 Rosca métrica ISO - Dimensões limites - Procedimento;
- NBR 6161 Rosca métrica ISO - Dimensões limites - Procedimento;
- NBR 6234 Método de ensaios para a determinação de tensão interfacial de óleo-água;
- NBR 6323 Galvanização de produtos de aço ou ferro fundido - Especificação;
- NBR 6529 Vernizes utilizados para isolação elétrica - Ensaio - Método de ensaio;
- NBR 6648 Chapas grossas a quente de aço-carbono para estampagem - Especificação;
- NBR 6649 Chapas finas a frio de aço-carbono para uso estrutural - Especificação;
- NBR 6650 Chapas finas a quente de aço-carbono para uso estrutural - Especificação;
- NBR 6663 Chapas finas de aço-carbono espessuras e tolerâncias - Especificação;
- NBR 6664 Requisitos gerais para chapas grossas de aço-carbono e aço de baixa liga e alta resistência - Especificação;
- NBR 6869 Líquidos isolantes elétricos - Determinação da rigidez dielétrica (eletrodos de disco) - Método de ensaio
- NBR 7034 Materiais isolantes elétricos - Classificação térmica;
- NBR 7148 Petróleo e produtos de petróleo - Determinação da massa específica, densidade relativa e °API - Método do decímetro - Método de ensaio;
- NBR Transformadores e reatores - Determinação do nível de ruído;
- NBR 7398 (MB-25-II) Produto de aço ou ferro fundido - Revestido de zinco por imersão a quente - Verificação da aderência do revestimento - Método de ensaio;
- NBR 7399 (MB-25-III) Produto de aço ou ferro fundido - Revestido de zinco por imersão a quente - Verificação da espessura do revestimento por processo não destrutivo - Método de ensaio;
- NBR 7400 (MB-25-IV) Produto de aço ou ferro fundido - Revestimento de zinco por imersão a quente - Verificação da uniformidade do revestimento - Método de ensaio;
- NBR 8094 Material metálico revestido e não revestido - Corrosão por exposição à névoa salina;
- NBR 8096 Material metálico revestido e não revestido - Corrosão por exposição ao dióxido de enxofre - Método de ensaio;
- NBR 9119 Produtos laminados planos de aço para fins elétricos de grão orientado;
- NBR 10025 Elastômero vulcanizado - Ensaio de deformação permanente à compressão;
- NBR 10441 Produtos de petróleo - Líquidos transparentes e opacos - Determinação da viscosidade cinemática e cálculo da viscosidade dinâmica - Método de ensaio;
- NBR 10443 Tintas e vernizes - Determinação da espessura da película seca sobre superfícies rugosas - Método de ensaio;
- NBR 10505 Óleo mineral isolante - Determinação de enxofre corrosivo - Método de ensaio;
- NBR 10710 Líquidos isolantes elétricos - Determinação do teor de água;
- NBR 11003 Tintas - Determinação da aderência - Método de ensaio;
- NBR 11341 Produtos de petróleo - Determinação dos pontos de fulgor e de combustão em vaso aberto Cleveland - Método de ensaio;
- NBR 11343 Produtos de petróleo - Determinação do ponto de anilina e do ponto de anilina misto - Método de ensaio;
- NBR 11349 Produto de petróleo - Determinação do ponto de fluidez - Método de ensaio;
- NBR 11407 Elastômero vulcanizado - Determinação das alterações das propriedades físicas por efeito de imersão em líquidos - Método de ensaio;
- NBR 11888 Bobinas e chapas finas a frio e a quente de aço-carbono e aço de baixa liga e alta resistência - Requisitos gerais;
- NBR 12133 Líquidos isolantes elétricos - Determinação do fator de perdas dielétricas e da permissividade relativa (constante dielétrica) - Método de ensaio;
- NBR 13882 Líquidos isolantes elétricos - Determinação do teor de bifenilas policloradas (PCB);
- NBR 14248 Produtos de petróleo - Determinação do número de acidez e basicidade - Método do indicador;
- NBR 14274 Equipamento elétrico - Determinação da compatibilidade de materiais empregados com óleo mineral isolante;
- NBR 14483 Produtos de petróleo - Determinação da cor - Método do calorímetro ASTM;
- NBR 15121 Isolador para alta-tensão - Ensaio de medição da radiointerferência;
- NBR 15422 Óleo vegetal isolante para equipamento elétricos;
- NBR IEC 60156 Líquidos isolantes - Determinação da rigidez dielétrica à frequência industrial - Método de ensaio;
- ABNT MB 101 Determinação do índice de neutralização de produtos de petróleo (por Fenolftaleína);
- ABNT MB 272 Medição de tensão de ruído em transformadores de força e de distribuição;
- ABNT MB 985 Ensaio de aderência em tintas e revestimentos similares;
- ASTM A-153 Standard specification for zinc coating (hot-dip) on iron and steel hardware;
- ASTM A-239 Standard Practice for Locating the Thinnest Spot in a Zinc (Galvanized) Coating on Iron or Steel Articles;
- ASTM B-117-6 Salt spray (fog) testing;
- ASTM B-571 Standard Practice for Qualitative Adhesion Testing of Metallic Coatings ;
- ASTM D-970 Pars red and toluidine red pigments;
- ASTM D-971 Standard test method for interfacial tension of oil against water by the ring method;
- ASTM D-974 Standard test method for acid and base number by color-indicator titration;
- ASTM D-1218 Standard test method for refractive index and refractive dispersion of hydrocarbon liquids;
- ASTM D-1275 Standard test method for corrosive sulfur in electrical insulation oils;

- ASTM D-1298 Standard test method for density, relative density (specific gravity) or API gravity of crude petroleum and liquid petroleum products by hydrometer method;
- ASTM D-1500 Standard test method for ASTM color of petroleum products (ASTM color scale);
- ASTM D-1533 Standard test methods for water in insulating liquids by Coulometric Karl Fischer Titration;
- ASTM D-1535 Color by the Munsell System;
- ASTM D-1735 Water fog testing of organic coatings;
- ASTM D-2112 Standard test method for oxidation stability of inhibited mineral insulating oil by pressure vessel;
- ASTM D-2140 Standard test method for carbon-type composition of insulating oils of petroleum origin;
- ASTM D-2240 Standard test method for rubber property - Durometer hardness;
- ASTM D-2668 Standard test method for 2,6-di-tert-butyl-p-cresol and 2,6-di-tert-butyl phenol in electrical insulating oil by infrared absorption;
- ASTM D-3359 Measuring adhesion by tape test;
- ASTM D-3455 Standard test methods for compatibility of construction material with electrical insulating oil of petroleum origin;
- ASTM D-3487 Standard specification for mineral insulating oil used in electrical apparatus;
- ASTM 523 Test for specular gloss;
- ASTM 1014 Conducting exterior exposure test of points on steel;
- SIS-05.5900 Pictorial Surface Preparation Standard for Painting Steel Surfaces.

Em caso de dúvida ou omissão deve prevalecer primeiro esta Norma, após então as normas complementares citadas.

3 DEFINIÇÕES

Os termos técnicos utilizados nesta Especificação estão definidos na norma NBR-5458 e complementado pelas seguintes definições:

3.1 Comutador de derivação sem tensão

Dispositivo para mudança das ligações de derivações de um enrolamento de um transformador adequado para operações com o equipamento desenergizado.

3.2 Conservador

Reservatório auxiliar parcialmente cheio de líquido isolante, ligado ao tanque de um transformador de modo a mantê-lo completamente cheio, permitir a livre expansão e contração do líquido isolante, bem como minimizar a sua contaminação.

3.3 Relé Buchholz

Dispositivo de proteção para transformadores em líquido isolante que detecta tanto presença de gases livres quanto o fluxo anormal de líquido isolante, entre o tanque e o conservador.

3.4 Dispositivo de alívio de pressão

Dispositivo de proteção para transformadores em líquido isolante que alivia a sobrepressão interna anormal.

3.5 Respirador com secador de ar

Dispositivo ligado ao ambiente não imerso em líquido isolante de conservadores de transformadores, de modo a somente permitir a passagem do ar externo através de elementos de filtragem e secagem, minimizando a contaminação do líquido isolante.

3.6 Transformador selado

Transformador cuja construção assegura a separação total entre os ambientes interno e externo, em condições especiais.

4 CONDIÇÕES GERAIS

4.1 Unidades de Medida

Devem ser usadas as unidades do Sistema Internacional de Unidades, conforme Decreto-Lei nº 81.621, de 03.05.78, da

Previdência da República Federativa do Brasil.

4.2 Garantia

4.2.1 O fornecedor deve dar garantia de 24 meses a partir da data de entrega no local indicado no Pedido de Compra e de 18 meses após a entrada em operação, prevalecendo o que ocorrer primeiro, contra qualquer defeito de material ou fabricação dos transformadores ofertados.

NOTA: A diferença entre as datas de fabricação e de entrega não deve ser superior a três meses.

4.2.2 Em caso de devolução dos transformadores para reparo ou substituição, dentro do período de garantia, todos os custos de material e transporte, bem como para a retirada de peças com deficiência, para a inspeção, para a entrega e para a instalação dos transformadores, novos ou reparados, serão de responsabilidade exclusiva do fornecedor. Se o motivo da devolução for mau funcionamento devido à deficiência de projeto, os custos serão de responsabilidade do fornecedor independentemente do prazo de garantia estar ou não vencido.

4.2.3 Em caso de substituição ou reparado em qualquer componente ou acessório do transformador, dentro do prazo de garantia, a extensão da garantia do equipamento deverá ser considerada de no mínimo por mais 12 meses contados a partir da nova entrada em operação e a garantia do equipamento deverá ser estendida por um período igual ao da indisponibilidade verificada.

4.3 Proposta de Fornecimento

Quando da apresentação da proposta, para cada item que a compõe, o fabricante deve fornecer as seguintes informações, bem como outras que julgue de seu interesse:

- a) proposta técnica conforme Anexo A;
- b) nome do fabricante das buchas.

Nota: Todos os requisitos técnicos não incluídos na relação das exceções devem ser considerados como estando de acordo com esta Norma.

4.4 Condições Normais de Serviço

Os transformadores devem ser projetados para operar nas seguintes condições normais de serviço:

- a) temperatura ambiente não superior a 40°C e temperatura ambiente média, em qualquer período de 24 horas, não superior a 30°C;
- b) temperatura ambiente mínima não inferior a -25°C;
- c) altitude não superior a 1000 m;
- d) pressão do vento não superior a 700 Pa (70 daN/m²), valor correspondente a uma velocidade do vento de 122,4 km/h, e exposição direta aos raios solares e à chuva;
- e) instalação em ambientes externos, expostos diretamente aos raios de sol e fortes chuvas;
- f) tensão de alimentação deve ser praticamente senoidal.

4.5 Acondicionamento

4.5.1 Os equipamentos devem receber ordem de embarque somente depois de vistoriados, com o nível correto do óleo isolante, com ligação na derivação de maior tensão e prontos para operação.

4.5.2 O acondicionamento de todo o equipamento deve ser efetuado de modo a garantir um transporte seguro, desde a saída da fábrica até a sua chegada no local de entrega e que o protejam também contra impactos acidentais durante as operações de carga e descarga.

4.5.3 As embalagens devem ser construídas de modo a possibilitar:

- a) uso de empilhadeiras;
- b) uso de pontes rolantes sendo que, nesse caso, a embalagem deve permitir a carga e a descarga através de alças de suspensão localizadas no tanque dos transformadores, evitando possíveis esforços e danos às buchas e aos terminais.

4.5.4 Caso seja utilizada embalagem de madeira, esta deve ter qualidade no mínimo igual à do pinho de segunda, com espessura mínima de 25 mm

4.5.5 Com o fim de facilitar a carga e descarga, bem como a conferência dos equipamentos, cada volume deve ser marcado com tinta indelével, no mínimo, com os seguintes dados:

- a) sigla CEEE-D;
- b) número do Documento de Compra e item do mesmo;
- c) nome ou marca do fabricante;
- d) massa bruta (kg).

4.6 Meio ambiente

4.6.1 Em todas as etapas da fabricação, do transporte e do recebimento dos transformadores devem ser rigorosamente cumpridas a legislação ambiental brasileira e as demais legislações estaduais e municipais aplicáveis.

4.6.2 O fornecedor é responsável pelo pagamento de multas e pelas ações decorrentes de práticas lesivas ao meio ambiente, que possam incidir sobre a CEEE-D, quando derivadas de condutas praticadas por ele ou por seus subfornecedores.

4.6.3 No transporte dos transformadores devem ser atendidas as exigências do Ministério dos Transportes e dos órgãos ambientais competentes, especialmente as relativas à sinalização da carga.

4.6.4 O fornecedor deve apresentar, quando solicitado pela CEEE-D, visando orientar as ações quanto ao destino final dos equipamentos quando retirados do sistema, as seguintes informações:

- a) materiais utilizados na fabricação dos componentes dos transformadores, e respectivas composições físico-químicas de cada um deles;
- b) efeitos desses componentes no ambiente quando de sua disposição final (descarte);
- c) orientações, em conformidade com as legislações ambientais aplicáveis, quanto à forma mais adequada de disposição final dos reguladores, em particular do óleo isolante contido nos equipamentos e dos componentes em contato com o óleo;
- d) disponibilidade do proponente e as condições, para receber de volta os transformadores de sua fabricação, ou por ele fornecidos que estejam fora de condições de uso.

4.7 Tanque

O tanque (sem respirador) do transformador e a respectiva tampa devem ser de chapa de aço, conforme NBR 6650 e NBR 11888, ou NBR 6648 e NBR 11889, o que for aplicável, de modo a suportarem no mínimo vácuo plena e pressão especificadas nas Tabelas 4 e 6 da NBR 5356.

O tanque do transformador deve possuir uma válvula tipo borboleta com vedação metálica e com indicador de posição e travamento nas posições, “fechada” e “aberta”, em todas as ligações dos radiadores ao tanque do transformador.

4.8 Meios de locomoção

Os transformadores devem dispor de meios para locomoção, com base própria para arrastamento ou rodas orientáveis, bem como possuir meios de fixação de cabos e correntes, que permitam movimentações sobre um plano, segundo suas direções ortogonais.

4.9 Conservador de óleo (em transformadores não selados)

4.9.1 O conservador de óleo do transformador deve ser provido de respirador com secador de ar e de um dispositivo para drenagem do óleo.

4.9.2 Os transformadores de potência maior do que 1000 kVA devem possuir conservador de óleo.

4.9.3 O conservador de óleo deve ser construído em chapa de liga de aço capaz de suportar as mesmas solicitações mecânicas que possa estar submetido o tanque do transformador. Deverá possuir olhais com capacidade para içamento, considerando o conservador totalmente cheio de óleo. As interligações, flanges e demais conexões, deverão ser galvanizados e pintados.

4.10 Meios para suspensão do transformador completamente montado da parte ativa, das tampas, do conservador de óleo e dos radiadores

Os transformadores devem dispor de meios (alças, olhais, ganchos, etc.) para seu levantamento completamente montado,

inclusive com óleo; devem, também, dispor de meios para o levantamento de sua parte ativa, do conservador de óleo e dos radiadores. Toda tampa cuja massa seja superior a 15 kg deve dispor de meios para seu levantamento.

4.11 Abertura para Inspeção

Deve haver abertura para inspeção, no formato circular com diâmetro de 120 mm \pm 2% para transformadores com potência inferior a 1000 kVA, e com diâmetro mínimo de 200 mm \pm 2% para as demais potências, localizada na tampa do transformador, quando o mesmo não possuir conservador, de modo que permita o desligamento dos terminais internos das buchas e inspeção.

4.12 Radiadores

4.12.1 A espessura mínima da chapa empregado na fabricação dos radiadores deve ser conforme NBR 5915, com no mínimo 1,2 mm de espessura (chapa nº 18, bitola USG), ou tubos conforme NBR 5590, com no mínimo 1,5 mm de espessura (chapa nº 16, bitola USG), de modo a suportarem no mínimo vácuo pleno e pressão especificadas nas Tabelas 4 e 6 da NBR 5356.

4.12.2 Os radiadores devem ser soldados externamente para evitar o acúmulo de água.

4.12.3 Os transformadores com potência superior a 1000 kVA devem possuir os radiadores galvanizados a quente e pintados conforme descrição referente à pintura, devendo ser numerados seqüencialmente, removíveis e projetados de forma a facilitar, limpeza e manutenção, e possuir olhais para içamento mesmo que completamente cheios de óleo.

4.12.4 Os radiadores devem possuir um bujão inferior para drenagem de óleo e um superior para retirada de ar.

4.12.5 Deverão possuir flanges cegos, estanques ao óleo, para uso sempre que os radiadores estiverem destacados.

4.13 Meios de aterramento do tanque

Os transformadores de potência nominal igual ou inferior a 1 000 kVA devem ter, na parte exterior do tanque, sempre que possível perto do fundo, um dispositivo de material não-ferroso ou inoxidável que permita fácil ligação à terra. Os transformadores de potência superior a 1 000 kVA devem ter dois dispositivos de aterramento, localizados diagonalmente opostos e destinados a aterramento, sendo que apenas um deles deve ser utilizado.

4.14 Buchas

As buchas devem ser de porcelana vitrificada, de acordo com as normas complementares do item 2, originárias de fabricantes pré-qualificados pela CEEE-D.

4.15 Montagem das buchas

As buchas terminais de tensão devem ser montadas sobre a tampa, provida de ressalto para evitar a acumulação de água.

4.16 Marcação

Os terminais devem receber uma marcação externa indelével, junto às respectivas buchas. A marcação deve ser pintada com tinta vermelha ou preta à base de resina sintética.

4.17 Conectores Terminais

Os conectores terminais de média tensão, adaptáveis às buchas devem ser estanhados, de modo a permitir o uso de condutores de cobre ou alumínio na bitola de 1/0 AWG.

4.18 Ligações

4.18.1 As ligações dos enrolamentos às buchas de média tensão e das derivações ao comutador devem ser feitas com condutores de cobre flexível, isolados com material que não contamine o óleo isolante nem seja por este afetado.

4.18.2 As ligações do transformador devem ser do tipo estrela-estrela.

4.18.3 As buchas de neutro devem ser independentes para os circuitos de tensão superior e inferior, acessíveis externamente através de buchas iguais às das fases.

4.19 Núcleo

4.19.1 O núcleo deve ser do tipo envolvido (empilhado), de formato retangular, montagem plana, com chapas siliciosas isoladas entre si, prensado por estrutura capaz de oferecer o máximo de solidez mecânica.

4.19.2 Deve haver ligação elétrica efetiva entre núcleo e tanque do transformador.

4.20 Enrolamentos

4.20.1 Devem ser de cobre eletrolítico.

4.20.2 Os enrolamentos de média tensão dos transformadores podem ser constituídos de bobinas contínuas ou dispostos em forma de panqueca, em número de três a cinco bobinas, para a classe de 15 KV; seis a dez, bobinas, para a classe de 24,2 KV.

4.20.3 Todos os terminais dos enrolamentos que vão para o comutador e para as buchas deverão ser rigidamente suportados para evitar danos por vibrações. Deverão ser soldados, prensados ou então prateados aparafusados. Conexões aparafusadas ou do tipo olhal podem ser usadas nas buchas e comutadores de derivação, desde que sejam utilizados dispositivos ou tratamento apropriado para prevenir afrouxamento das conexões.

4.20.4 O enrolamento não deverá apresentar qualquer tipo de invólucro ou barreira que prejudique ou obstrua a circulação de óleo entre suas espiras.

4.21 Sistema de Comutação de Tensão

4.21.1 O ajuste da tensão primária deve ser obtido por meio de comutador de derivações, rotativo ou deslizante, com comando de acionamento externo, com indicador de posição e dispor de bloqueio mecânico que impeça sua operação sob tensão.

4.21.2 O comando do comutador externo deve ser colocado na lateral do transformador, possuir dispositivo de segurança que impeça a sua operação indevidamente e junto ao comando do comutador externo, de forma legível e indelével, deve constar a seguinte advertência: “NÃO PODE SER OPERADO COM O TRANSFORMADOR ENERGIZADO”; com as letras pintadas na cor vermelha.

4.21.3 Cada posição do comutador deve ter seu número gravado em baixo relevo e pintado com tinta indelével, na cor vermelha.

4.22 Indicador de Nível de Líquido Isolante

Nos transformadores para instalação em poste até 300 kVA inclusive, a indicação do nível do líquido isolante deve ser pintada com tinta sintética branca, indelével, localizada na parede interna do tanque, de maneira tal que seja bem visível através da abertura para inspeção, indicando corretamente o nível do óleo isolante à temperatura de 25°C.

4.23 Dispositivo de Aterramento

Os transformadores de potência nominal inferior e igual a 1000 kVA devem ter, na parte exterior do tanque, sempre que possível perto do fundo, um dispositivo de material não ferroso (parafuso de cabeça sextavada, a porca sextavada e a arruela lisa, devem ser confeccionados em liga de cobre, e as arruelas de pressão, em bronze fosforoso) ou inoxidável que permita fácil ligação à terra.

Os transformadores de potência nominal superior a 1000 kVA devem ter dois dispositivos de aterramento localizados diagonalmente opostos no tanque, sendo que apenas um deles deve ser utilizado.

4.24 Orelhas de Suspensão

Devem ser em número de duas, possuindo resistência, dimensões e formato adequados para içamento e locomoção segura do transformador, sem que ocorram danos em qualquer de seus componentes. As orelhas de suspensão devem ser isentas de rebarbas.

4.25 Juntas de Vedação

4.25.1 Devem ser de elastômeros (borracha nitrílica sintética) à prova de líquidos isolante à temperatura de 105°C, resistentes à ação de umidade e raios solares.

4.25.2 Devem ser, preferencialmente, sem emendas, admitindo-se porém, no máximo, uma emenda por processo adequado.

4.26 Ferragens

Os flanges e parafusos devem ser zincadas por imersão a quente, conforme a norma NBR-6323.

4.27 Pintura

5.27.1 Pintura Interna

Logo após a fabricação do tanque, as impurezas devem ser removidas e a superfície preparada por processo adequado, após de ser aplicado tinta de fundo antiferruginoso que não afete e nem seja afetado pelo óleo mineral isolante (primer bicomponente epóxi poliamina), com espessura mínima (seca) de 30µm.

5.27.2 Pintura Externa

Inicialmente, a superfície externa, deve ser jateado ao metal quase branco, padrão visual Sa 2 ½ da forma SIS 05.5900. Após, deve ser aplicado antiferruginoso com espessura mínima seca de 60 µm (primer bicomponente epóxi poliamina) e como acabamento deve ser aplicada tinta compatível com o primer utilizado (poliuretano alifático), na cor cinza-claro, notação Munsell N 6,5, com espessura mínima seca de 60 µm.

4.28 Placa de Identificação

Todos os transformadores abrangidos por esta norma devem possuir placa de identificação com as informações conforme NBR-5356, sendo que no topo da placa devem constar as palavras “Transformador Elevador/Abaixador” e na parte inferior da placa deve constar as palavras “Especificação ETD-00.020”.

4.29 Termômetro

4.29.1 Os transformadores de potência igual ou maior do que 1000 kVA devem possuir um termômetro, montado a altura que permita ao observador visualizá-lo sem o auxílio de escada ou outro dispositivo.

4.29.2 A escala deve ser graduada em graus centígrados, com variação de 0 a 120, com um indicador de máxima temperatura retornável.

4.30 Indicador de Nível de Óleo

O indicador do nível do óleo deve ser do tipo visor externo, instalado no tanque do transformador com potência superior a 300 kVA e/ou no conservador de óleo (potência maior do que 1000 kVA). Deve ter referência para os níveis de óleo mínimo, máximo e a 25°C.

4.31 Válvula

4.31.1 Deve ser previsto duas válvulas; uma superior, de filtragem de óleo, com 40 mm de diâmetro, provida de bujão para fechamento, e outra inferior, de drenagem e filtragem de óleo do transformador, com 40 mm de diâmetro, provida de bujão para fechamento e proteção metálica contra choques.

4.31.2 A válvula inferior deve ser colocada, no máximo a 150 mm acima do fundo e a superior, a 250 mm, no máximo, abaixo da tampa do tanque do transformador.

4.32 Dispositivo para alívio de pressão

Deve operar de maneira que o valor da sobrepressão não ultrapasse o valor máximo admissível, com eventual descarga do óleo, e ser provido de dispositivo direcionador do óleo para fora do tanque do transformador e no sentido contrário à disposição de acessórios que possam exigir ação do operador. Quando utilizado tubo de explosão com diafragma fixo na base, deve haver indicador externo do óleo para mostrar quando há ruptura do diafragma.

Este dispositivo será exigido em todos os transformadores com potência maior ou igual a 1000 kVA.

4.33 Relé detector de gás tipo Buchholz

Os transformadores não selados, com potências entre 1 000 e 5 000 kVA inclusive, devem dispor de:

- a) contato que atue por volume de gás acumulado (cm³);
- b) janela graduada para indicação do volume de gás acumulado;
- c) contato que atua por velocidade mínima de óleo (m/s);
- d) dispositivos adequados, na parte superior, para retirada de amostra de gases, aplicação de analisador e ensaio de relé;
- e) bujão de drenagem na parte inferior;
- f) válvulas para reter o óleo antes e depois do relé Buchholz.

Notas: 1) O relé de gás deverá ser equipado com dois contatos do tipo "NA", para 2A em 125 Vcc, passíveis de teste de acionamento manual. Um contato deverá fechar pelo acúmulo de gás na câmara e o outro pelo aumento do acúmulo de gás e/ou pela velocidade do fluxo de óleo entre o tanque e o conservador.

2) Deverá possuir gravada uma seta indicativa do sentido do fluxo do óleo que produz o fechamento dos contatos.

5 CONDIÇÕES ESPECÍFICAS

5.1 Nível Básico de Isolamento

O nível básico de isolamento dos transformadores deve ser de 150 kV.

5.2 Potências Nominais

Os transformadores elevadores/abaixadores são padronizados nas seguintes potências: 300, 500, 1000, 2000, 3750 e 5000 kVA.

5.3 Tensões Nominais

Tensões	Volts
Superior	23.100 - 22.000 - 20.900
Inferior	13.200

5.4 Materiais Isolantes

5.4.1 Os materiais isolantes dos transformadores devem ser no mínimo de classe térmica 105, de acordo com a NBR 7034.

5.4.2 O óleo, isolante antes do contato com o equipamento, deve ser conforme uma das alternativas abaixo:

- a) óleo mineral do tipo A (base naftênica) ou tipo B (base parafínica), de acordo com as resoluções vigentes da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP);
- b) óleo vegetal de acordo com a NBR 15422.

Nota: Quando solicitado transformador com óleo vegetal o mesmo deverá ser selado e não possuir conservador.

5.4.3 A identificação do óleo deve ser feita na placa de identificação do transformador.

5.4.4 A Companhia reserva-se o direito de fornecer o óleo isolante quando julgar conveniente.

5.4.5 As características do óleo isolante, após o contato com o transformador, devem ser conforme Tabela 8 da NBR 5440.

5.5 Elevação de Temperatura

A elevação de temperatura, considerando a temperatura de referência de 40°C, não deve ser superior a 55°C para enrolamentos (método da variação da resistência), e 50°C para o óleo isolante (medida na superfície do óleo).

5.6 Estanqueidade e Resistência à Pressão

Os transformadores devem suportar uma pressão manométrica de 0,07 MPa, durante o tempo de uma hora.

5.7 Resistência de Isolamento

Os transformadores trifásicos devem ter resistência mínima de isolamento, com a temperatura do óleo isolante referida a 75°C, calculada de acordo com a seguinte equação:

$$R = \frac{2,65 \times E}{(P / f)^{1/2}}$$

Onde:

R = resistência mínima de isolamento em megaohm

P = potência em KVA

f = frequência em Hz

E = nível de isolamento

- a) 24,2 KV para o enrolamento de tensão superior;
- b) 15 KV para o enrolamento de tensão inferior.

5.8 Impedância de Curto-circuito

A impedância de curto-circuito, considerando o enrolamento de maior tensão, deve obedecer a seguinte tabela:

Potência nominal (kVA)	Impedância máxima (%)
Até 1.000	5,0
2.000	6,0
3.750 e 5.000	7,0

5.9 Fator de Potência do Isolamento

Os transformadores devem ter fator de potência do isolamento, referido à temperatura do óleo isolante a 20°C, no máximo, igual a 2%.

5.10 Deslocamento Angular

O deslocamento angular dos transformadores deve ser de 0°, com as fases de tensão inferior em relação às correspondentes de tensão superior.

5.11 Tensão de Radiointerferência (TRI)

O valor máximo de tensão de radiointerferência, quando o transformador é submetido a 1,1 vez o valor da tensão da maior derivação, não deve exceder a 650 µV.

5.12 Polaridade

Todos os transformadores monofásicos devem possuir polaridade subtrativa.

6 INSPEÇÃO E ENSAIOS

Inspeção e ensaios de rotina, de tipo e de recebimento dos transformadores, devem ser seguidos conforme o item 6 da norma ETD-00.001.

7 ACEITAÇÃO E REJEIÇÃO

A aceitação e rejeição dos transformadores devem ser de acordo com o item 7 da norma ETD-00.001.

8 VIGÊNCIA

A presente Norma passa a vigorar a partir da data de sua aprovação, e anula as disposições que com ela colidirem.

Elaborado pelo Departamento de Normalização da Distribuição/DPE.

Responsável pela Elaboração da Norma



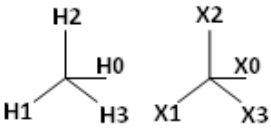
Raul Fernando Ribeiro da Silva
Engenheiro Eletricista
CREA RS Nº 032.661

Aprovada em 04 de Julho de 2006.



Luiz Antônio Leão,
Diretor.

ANEXO - FORMULÁRIO DAS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS PROPOSTAS PELO FORNECEDOR

Item	Características	Proposta	Unidade
1	Modelo		
2	Número de fases		
3	Número de enrolamentos		
4	Potência de referência		kVA
5	Limites de temperatura	Ambiente máximo	°C
		Elevação no topo do óleo	
		Elevação enrolamento médio	
		Elevação ponto mais quente	
6	Terminais primários	Tensão nominal	kV
		Tensão das derivações	
		Nível de isolamento	
		Nível básico de impulso	
		Tensão aplicada a seco, 60 Hz 1 min.	
		Tensão aplicada sob chuva, 60 Hz 10 s	
6	Terminais secundários	Tensão nominal	kV
		Tensão das derivações	
		Nível de isolamento	
		Nível básico de impulso	
		Tensão aplicada a seco, 60 Hz 1 min.	
		Tensão aplicada sob chuva, 60 Hz 10 s	
7	Impedância percentual a 75 °C máxima		%
8	Líquido Isolante	Naftênico	
		Parafínico	
		Vegetal	
9	Nível de tensão de radiointerferência		µV
10	Nível de ruído audível		dB
11	Perdas a vazio % Vn		kW
12	Perdas em carga a °C		kW
13	Perdas totais a °C		kW
14	Corrente de excitação a % Vn		%
15	Frequência nominal		Hz
16	Polaridade		
17	Comutador		
18	Ligações		
19	Diagrama vetorial 		
20	Dimensões aproximadas:	Altura	mm
		Comprimento	
		Largura	
21	Dimensões da maior peça transportada:	Altura	mm
		Comprimento	
		Largura	
22	Massas aproximadas:	Parte ativa	kg
		Tanque e acessórios	
		Líquido isolante	
		Massa total	
		Maior peça para transporte	