



**ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA DE DISTRIBUIÇÃO
ETD 57005-001**

**TRANSFORMADORES PARA REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO
15 E 36,2 kV**

DIRETORIA DE ENGENHARIA CORPORATIVA

INDICE

1 OBJETIVO

2 REFERÊNCIAS

3 DEFINIÇÕES

4 CONDIÇÕES GERAIS

- 4.1 Geral
- 4.2 Garantia
- 4.3 Acondicionamento
- 4.4 Numero de Série de Fabricação
- 4.5 Numero de Patrimônio
- 4.6 Meio Ambiente

5 CARACTERISTICAS ESPECIFICAS

- 5.1 Geral
- 5.2 Potências Nominais
- 5.3 Relação de Tensões e Derivações
- 5.4 Operação de Tensão diferente da Nominal
- 5.5 Níveis de Isolamento
- 5.6 Valores Garantidos
- 5.7 Capacidade de Resistência a Curto-Circuito
- 5.8 Elevação de Temperatura
- 5.9 Nível de Tensão a Radiointerferência
- 5.10 Nível de Ruído
- 5.11 Tanque e Tampa
- 5.12 Suportes para Fixação em Poste
- 5.13 Orelhas de Suspensão
- 5.14 Estrutura de apoio
- 5.15 Sistema de Resfriamento
- 5.16 Pintura
- 5.17 Ferragens
- 5.18 Juntas e Vedação
- 5.19 Parte Ativa
- 5.20 Sistema de Comutação de Tensão
- 5.21 Buchas e Terminais de Alta Tensão
- 5.22 Buchas e Terminais de Baixa Tensão
- 5.23 Numerações Terminais e Derivações
- 5.24 Dispositivo de Aterramento
- 5.25 Dispositivo para Fixação de Pára-raios
- 5.26 Indicação Interna do Nível do Óleo Mineral Isolante
- 5.27 Óleo Mineral Isolante
- 5.28 Placa de Identificação

6 INSPEÇÃO

- 6.1 Geral
- 6.2 Ensaios de Rotina
- 6.3 Ensaios de Tipo
- 6.4 Ensaios Especiais
- 6.5 Critérios de Aceitação e Rejeição
- 6.6 Relatórios de Ensaios

7 APRESENTAÇÃO DE PROPOSTAS E APROVAÇÃO DE DOCUMENTOS

- 7.1 Dados Técnicos dos Transformadores
- 7.2 Relatórios de Ensaios
- 7.3 Desenhos

8 CRITÉRIOS PARA JULGAMENTO DA PROPOSTA

TABELAS

- 1 - Planos de Amostragem para os Ensaios de Rotina Elétricos e Não-Elétricos no Transformador;
- 2 - Óleo de Base Naftênica, Inibido ou Não, após Contato com o Equipamento;
- 3 - Óleo de Base Parafínica, Isento de Aditivos, após Contato com o Equipamento.

DESENHOS

- 01- DIMENSÕES GERAIS DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS FASE-NEUTRO
- 02- DIMENSÕES GERAIS DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS FASE-FASE
- 03- DIMENSÕES GERAIS DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS
- 04- ESTRUTURA DE REFORÇO PARA TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS
- 05- DISPOSITIVOS PARA FIXAÇÃO DE PÁRA-RAIOS
- 06- SUPORTE PARA FIXAÇÃO DO TRANSFORMADOR NO POSTE
- 07- DISPOSITIVOS DE ATERRAMENTO
- 08- PLACA DE IDENTIFICAÇÃO DE TRANSFORMADOR MONOFÁSICO
- 09- PLACA DE IDENTIFICAÇÃO DE TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
- 10- DIAGRAMA ESQUEMÁTICO E MARCAÇÃO DOS TERMINAIS
- 11- NUMERAÇÃO PATRIMONIAL
- 12- DETALHE PARA PINTURA DA INSCRIÇÃO AMORFO

ANEXOS

- A - DADOS TÉCNICOS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO
- B - ENSAIO DE ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA
- C - INSPEÇÃO GERAL DOS TRANSFORMADORES
- D - ENSAIO DE VERIFICAÇÃO DA RESISTÊNCIA MECÂNICA DOS SUPORTES DE FIXAÇÃO DOS TRANSFORMADORES
- E - AVALIAÇÃO DAS PERDAS

1 OBJETIVO

- 1.1 Esta Especificação estabelece critérios e exigências técnicas mínimas aplicáveis à fabricação e ao recebimento de transformadores para redes aéreas de distribuição.
- 1.2 Esta Especificação se aplica a transformadores monofásicos e trifásicos de tensão máxima 15 kV e 36,2 kV, imersos em líquidos isolantes, sem conservador de óleo, com resfriamento natural.

2 REFERÊNCIAS

- EB-91 (NBR 5356) – Transformador de potência - Especificação
- EB-344 (NBR 6323) – Buchas para equipamento elétrico de tensão superior a 1kV- Especificação
- EB-344 (NBR 6323) – Produtos de aço ou ferro fundido - Revestimento de zinco por imersão a quente – Especificação
- EB-362 – Sistema de classificação de materiais elastoméricos vulcanizados para aplicações gerais – Especificação
- EB-378 (NBR 5370) – Conectores de cobre para condutores elétricos para sistemas de potência Especificação
- MB-25-III(NBR 7399) – Produto de aço ou ferro fundido - Revestimento de zinco por imersão a quente - Verificação da espessura do revestimento por processo destrutivo - Método de ensaio
- MB-25-IV (NBR 7400) – Produto de aço ou ferro fundido - Revestimento de zinco por imersão a quente - Verificação da uniformidade do revestimento – Método de ensaio
- MB-50 – Produto de petróleo - Determinação dos pontos de fulgor e de combustão (vaso aberto Cleveland) - Método de ensaio
- MB-101 – Produtos de petróleo - Determinação do índice de neutralização - Método de ensaio
- MB-104 – Petróleo e derivados - Determinação da densidade - Método do densímetro - Método de ensaio
- MB-128 (NBR 5380) – Transformador de potência - Método de ensaio
- MB-293 – Produtos líquidos de petróleo - Determinação da viscosidade cinemática e dinâmica - Método de ensaio
- MB-299 – Produtos de petróleo e hidrocarbonetos solventes - Determinação do ponto de anilina e do ponto de anilina misto - Método de ensaio
- MB-320 (NBR 6234) – Óleo-água – Determinação de tensão interfacial - Método de ensaio
- MB-330(NBR 6869) – Líquidos isolantes elétricos - Determinação de rigidez dielétrica - Método dos eletrodos de disco - Método de ensaio
- MB-351 – Produtos de petróleo - Determinação da cor - Método do colorímetro ASTM
- MB-408 – Borracha de ensaio de resistência aos líquidos orgânicos
- MB-497(NBR 7318) – Elastômero vulcanizado para uso em veículos automotores – Determinação da dureza - Método de ensaio
- MB-530 (NBR 5405) – Materiais isolantes sólidos - Determinação da rigidez dielétrica sob frequência industrial - Método ensaio
- MB-820(NBR 5405) – Produto de petróleo - Determinação do ponto de fluidez - Método de ensaio
- MB-899 – Óleo isolante - Determinação de enxofre corrosivo - Método de ensaio
- MB-936 – Líquidos isolantes - Determinação de água - Método de Karl Fisher - Método de ensaio

| | |
|--|---|
| MB-901 (NBR 5779) | – Óleos minerais isolantes - Determinação qualitativa de cloretos e sulfatos inorgânicos - Método de ensaio |
| MB-981 (NBR 5778) | – Refração – Determinação do índice – Método e ensaio |
| MB-985 | – Tintas e revestimentos similares - Ensaio de aderência |
| MB-1300 (NBR 6529) | – Vernizes utilizados para isolamento elétrico - Ensaio - Método de ensaio |
| MB-129 (NBR 5417) | – Tolerância para peças de cerâmica para eletrotécnica - Procedimento |
| MB-1771(NBR 7876) | – Linhas e equipamentos de alta tensão - Medição de radiointerferência na faixa de 0.15 a 30 Mhz |
| MB-1830(NBR 8096) | – Material metálico revestido e não revestido - Corrosão por exposição ao dióxido de enxofre - Método de ensaio |
| MB-309-01(NBR 5426) | – Planos de amostragem e procedimentos na inspeção por atributos - Procedimento |
| PB-47(NBR 5435) | – Bucha para transformadores sem conservador de óleo - Tensão nominal 15 kV e 25,8 kV - 160 A - Dimensões - Padronização |
| PB-49(NBR 5437) | – Bucha para transformadores sem conservador de óleo - Tensão nominal 1,3 kV - 160 A, 400 A e 800 A - Dimensões - Padronização |
| PB-99 (NBR 5440) | – Transformadores para redes aéreas de distribuição - Características elétricas e mecânicas - Padronização |
| PB-989 (NBR 7875) | – Instrumentos de medição de radiointerferência na faixa de 0,15 a 30 Mhz (Padrão CISPR) |
| TB-19-14 | – Transformadores de potência - Terminologia |
| ANSI C57.12.00 | – General requirements for liquid immersed distribution, power and regulating transformers |
| ANSI C57.12.20 | – Requirements for overhead -Type distribution transformers 67000 volts and below, 500 kVA and smaller |
| ANSI/IEEE 21 | – General requirements and test procedure for outdoor apparatus bushings |
| ANSI C57.12.70 | – Terminal markings and connections for distribution and power transformers |
| ANSI C57.12.80 | – Transformer terminology |
| ANSI C57.12.90 | – Test code for liquid-immersed distribution, power regulating transformers |
| ANSI C57.91 | – Guide for loading mineral oil-immersed overhead and pad mounted distribution transformers rated 500 kVA and less with 55°C or 65°C average winding rise |
| ANSI/IEEE 386 | – Separable insulated connectors for power distribution systems above 600 V |
| ANSI C57.100 | – Test procedure for thermal evaluation of oil-immersed distribution transformers |
| ASTM A90; ASTM A 92; ASTM D 97; ASTM D 115; ASTM B 117; ASTM A 123; ASTM E 376; ASTM D 445; ASTM 471; ASTM D 523; ASTM D 870; ASTM D 878; ASTM D 924; ASTM D 971; ASTM D 974; ASTM D 1014; ASTM D 1218; ASTM D 1275; ASTM D 2140; ASTM D 2240; ASTM D 2668; ASTM D 3455; ASTM D 3487 | |
| ISO 2409 | – Paints and varnishes - Cross-cut test |
| ISO 3231 | – Paints and varnishes - Determination of resistance to humid atmospheres containing sulphur dioxide |
| SIS 055900 | – Pictorial surface preparation standard for painting steel surfaces |
| IEC 74 | – Method for assessing the oxidation stability of insulating oils |
| IEC 776 | – Power transformers |
| IEC 156 | – Method for determination of the electric strength of insulating oils |
| IEC 247 | – Measurement of relative permittivity, dielectric dissipation factor and d.c. resistivity of insulating liquids |
| CISPR 16 | – Specification for radio interference measuring apparatus and measurement methods |

3. DEFINIÇÕES

Para efeito desta Especificação são adotadas as definições da NBR 5458 e da ANSI 57.12.80.

4 CONDIÇÕES GERAIS

4.1 Geral

4.1.1 Os transformadores devem atender as exigências constantes das últimas revisões da NBR 5356 e NBR 5440, salvo quando explicitamente citado em contrário.

4.1.2 Os transformadores devem:

a) ser fornecidos completos, com todos os componentes necessários ao seu perfeito funcionamento;

b) ter todas as peças correspondentes intercambiáveis, quando de mesmas características nominais e fornecidas pelo mesmo fabricante;

c) ter o mesmo projeto e serem essencialmente idênticos quando fizerem parte de um mesmo item do Pedido de Compra.

4.1.3 Os transformadores devem ser projetados de modo que as manutenções possam ser efetuadas pelas empresas da REDE ENERGIA ou em oficinas por ela qualificadas, sem o emprego de máquinas ou ferramentas especiais.

4.2 Garantia

4.2.1 O fabricante deve dar garantia de 24 meses a partir da data de entrega no local indicado pela AFM, ou 18 meses após a entrada em operação, prevalecendo o que ocorrer primeiro, contra qualquer defeito de projeto, material ou fabricação dos equipamentos ofertados.

4.2.2 Qualquer componente ou acessório substituído ou reparado dentro do prazo de garantia deve ter sua garantia renovada por um prazo mínimo de 12 meses após a nova entrada em operação. A placa de identificação do transformador deve ser substituída de forma a indicar a data de realização do reparo.

4.2.3 No caso de indisponibilidade por defeito, dentro do período de garantia, após a entrada em operação do equipamento, essa garantia deve ser estendida, aos componentes ou a todo o equipamento, por um período igual ao da indisponibilidade verificada.

4.2.4 As extensões de garantia previstas em 4.2.2 e 4.2.3 não devem implicar em ônus para as empresas da REDE ENERGIA.

4.3 Acondicionamento

4.3.1 Os transformadores devem ser acondicionados individualmente, em embalagens de madeira adequada ao transporte ferroviário e/ou rodoviário.

4.3.2

4.3.2 Os transformadores de 5 kVA e 10kVA poderão ser embalados em conjuntos constituídos por 2 ou 4 peças para transporte e acondicionamento. Os transformadores devem ser embalados na seguinte proporção:

a) 50% dos transformadores embalados individualmente

b) 25% dos transformadores embalados em conjunto de 2 peças

c) 25% dos transformadores embalados em conjunto de 4 peças

4.3.2 As embalagens devem ser construídas de modo a possibilitar:

a) uso de empilhadeiras e carro hidráulico;

- b) carga e descarga, através da alça de suspensão do transformador, com o uso de pontos rolantes;
- c) transporte e ou armazenamento superposto de dois transformadores.

Além do exposto em 4.3.2, as embalagens devem ter:

- a) travas diagonais para evitar os movimentos laterais dos transformadores no transporte;
- b) topo nivelado de modo a permitir o perfeito empilhamento de outra embalagem sobreposta;
- c) suas laterais superiores dimensionadas para suportar, sem deformação, o peso de outra embalagem sobreposta.

4.3.3 A madeira empregada deve ter qualidade no mínimo igual à de pinho de segunda, com espessura mínima de 22 mm.

4.3.4 Os materiais empregados na confecção de quaisquer embalagens devem ser biodegradáveis, reutilizáveis ou recicláveis.

4.4 Numeração de série de fabricação

O número de série de fabricação deve ser puncionado nos seguintes pontos:

- a) na placa de identificação;
- b) em uma das orelhas de suspensão, preferencialmente a que fica à direita de um observador voltado para o lado de baixa tensão;
- c) na tampa do tanque;
- d) em uma das barras superiores de aperto do núcleo.

4.5 Numeração de patrimônio

4.5.1 Os transformadores devem conter a numeração seqüencial de patrimônio fornecida juntamente com a AFM, posicionada da maneira indicada no Desenho 11, com altura dos caracteres não inferior a 30 mm.

4.5.2 A inscrição deve ser indelével, feita com tinta preta, notação MUNSSELL N1, e resistir às condições de ambiente agressivo, durante a vida útil do equipamento.

4.5.2 O fabricante deve fornecer à empresa da REDE ENERGIA, após a liberação dos equipamentos, uma relação individualizando o número de série de fabricação de cada transformador com o número de patrimônio correspondente.

4.6 Meio ambiente

4.6.1 No caso de fornecimento nacional, os fabricantes e fornecedores devem cumprir rigorosamente, em todas as etapas da fabricação, do transporte e do recebimento dos transformadores, inclusive nos processos utilizados no revestimento anticorrosivo e de acabamento de superfícies, a legislação ambiental - especialmente os instrumentos legais listados no Capítulo 2 - e as demais legislações federais, estaduais e municipais aplicáveis.

4.6.2 No caso de fornecimento internacional, os fabricantes e fornecedores estrangeiros devem cumprir a legislação ambiental vigente nos seus países de origem e as normas internacionais relacionadas à produção, ao manuseio e ao transporte dos transformadores, até a entrega no local indicado pela empresa da REDE ENERGIA. Ocorrendo transporte em território brasileiro, os fabricantes e fornecedores estrangeiros devem cumprir a legislação ambiental brasileira, especialmente os instrumentos legais listados no Capítulo 2, e as demais legislações estaduais e municipais aplicáveis.

4.6.3 O fornecedor é responsável pelo pagamento de multas e pelas ações decorrentes de práticas lesivas ao meio ambiente, que possam incidir sobre a empresa da REDE ENERGIA, quando derivadas de condutas praticadas por ele ou por seus sub-fornecedores.

- 4.6.4 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.
- 4.6.5 A empresa da REDE ENERGIA poderá verificar nos órgãos oficiais de controle ambiental, a validade das licenças de operação da unidade industrial e de transporte dos fornecedores e sub-fornecedores.
- 4.6.6 Visando orientar as ações da empresa da REDE ENERGIA quanto à disposição final dos transformadores retirados do sistema, o fornecedor deve apresentar, quando exigidas pela empresa da REDE ENERGIA, as seguintes informações:
- a) materiais usados 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 transformadores, em particular do óleo isolante contido nos equipamentos e dos componentes em contato com o óleo;
 - e) 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.

5. CONDIÇÕES ESPECÍFICAS

5.1 Geral

5.1.1 Os transformadores devem ser projetados para operar nas seguintes condições:

- a) sistema de distribuição com neutro comum aterrado;
- b) instalação aérea;
- c) resfriamento natural;
- d) frequência nominal 60 Hz;
- e) polaridade subtrativa;
- f) deslocamento angular 30° (Dyn 1).

5.1.2 A massa total máxima de cada transformador não deve ser superior a 1500 daN.

5.2 Potências nominais

Os valores padronizados das potências nominais dos transformadores são os seguintes:

- transformadores monofásicos: 5, 10; 15 e 25 kVA;
- transformadores trifásicos: 15, 30, 45; 75; 112,5; 150; 225 e 300 kVA.

5.3 Relação de tensões e derivações

As tensões padronizadas são as seguintes:

a) Transformadores monofásicos:

| TENSÃO MÁXIMA DO EQUIPAMENTO (kV EFICAZ) | DERIVAÇÃO | PRIMÁRIO | | SECUNDÁRIO | | EMPRESA |
|---|-----------|----------|-------------|------------|------------------------|-------------------|
| | | TENSÃO | LIGAÇÃO | TENSÃO | LIGAÇÃO | |
| | | (V) | | (V) | | |
| 15 | 1* | 13.800 | fase-fase | 254/127 | série a três terminais | CFLO, EBB e CNEE |
| | 2 | 13.200** | | | | |
| | 3 | 12.600 | | | | |
| | 1* | 13.800 | | 254/127 | | |
| | 2 | 13.200** | | | | |
| | 3 | 12.600 | | | | |
| | 4 | 12.000 | fase-neutro | 254/127 | | CAIUÁ, EDEVP |
| | 5 | 11.400 | | | | |
| | 6 | 10.800 | | | | |
| | 7 | 10.200 | 254/127 | 440/220 | | CELPA, CEMAT, EBB |
| | 1* | 7.967** | | | | |
| | 2 | 7.621 | | | | |
| | 3 | 7.275 | | | CELTINS | |
| 36,2 | 1 | 20.900 | fase-neutro | 440/220 | série a três terminais | CELTINS |
| | 2 | 20.409 | | | | |
| | 3* | 19.919** | | | | |
| | 4 | 19.053 | | | | |
| | 5 | 18.187 | | | | |
| | 1 | 20.900 | 254/127 | CELTINS | | |
| | 2 | 20.409 | | | | |
| | 3* | 19.919** | | | | |
| | 4 | 19.053 | | | | |
| | 5 | 18.187 | | | | |
| | | | | | CELPA, CEMAT, CFLO | |

* Derivação principal

** Tensão de expedição

b) Transformadores trifásicos:

| TENSÃO MÁXIMA DO EQUIPAMENTO (kV EFICAZ) | DERIVAÇÃO | PRIMÁRIO | | SECUNDÁRIO | | EMPRESAS |
|--|-----------|------------------------------|---------------|-----------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| | | TENSÃO | LIGAÇÃO | TENSÃO | LIGAÇÃO | |
| | | (V) | | (V) | | |
| 15 | 1* | 13800** | triângulo | 380/220 | estrela com neutro acessível | CELTINS e CEMAT |
| | 2 | 13.200 | | | | |
| | 3 | 12.600 | | | | |
| | 1* | 13800** | | | | |
| | 2 | 13.200 | | | | |
| | 3 | 12.600 | | | | |
| | 1* | 13800** | | 220/127 | | CELPA, CEMAT, CFLO, CNEE, EBB |
| | 2 | 13.200 | | | | |
| | 3 | 12.600 | | | | |
| | 1* | 13800** | | | | |
| | 2 | 13.200 | | | | |
| | 3 | 12.600 | | | | |
| | 4 | 12.000 | | | | |
| | 5 | 11.400 | | | | |
| 6 | 10.800 | | | | | |
| 7 | 10.200 | estrela com neutro acessível | CAIÚA e EDEVP | | | |
| 1 | 36.200 | | | | | |
| 2 | 35.350 | | | | | |
| 3* | 34.500** | | | | | |
| 4 | 33.000 | | | | | |
| 5 | 31.500 | | | | | |
| 1 | 36.200 | | | triângulo | 380/220 | CELTINS |
| 2 | 35.350 | | | | | |
| 3* | 34.500** | | | | | |
| 4 | 33.000 | | | | | |
| 5 | 31.500 | | | | | |
| 1 | 36.200 | | | estrela com neutro aterrado | 220/127 | CELPA, CEMAT |
| 2 | 35.350 | | | | | |
| 3* | 34.500** | | | | | |
| 4 | 33.000 | | | | | |
| 5 | 31.500 | | | | | |
| 1 | 36.200 | estrela com neutro aterrado | 220/127 | CFLO | | |
| 2 | 35.350 | | | | | |
| 3* | 34.500** | | | | | |
| 4 | 33.000 | | | | | |
| 5 | 31.500 | | | | | |

* Derivação principal

** Tensão de expedição

5.4 Operações em tensões diferentes da nominal

Os transformadores devem ser capazes e funcionar, com tensões diferentes da nominal, nas condições especificadas pela NBR 5356.

5.5 Níveis de isolamento

Os níveis de isolamento são os seguintes:

| TENSÃO MÁXIMA DO EQUIPAMENTO (kV) | TENSÃO SUPORTÁVEL NOMINAL FREQUÊNCIA INDUSTRIAL DURANTE 1 MINUTO (kV EFICAZ) | TENSÃO SUPORTÁVEL NOMINAL DE IMPULSO ATMOSFÉRICO (kV) |
|--------------------------------------|--|--|
| 15 | 34 | 95 |
| 36,2 | 50 | 150 |

5.6 Valores garantidos

O fornecedor deve garantir os valores a seguir, de acordo com a atual edição da ABNT-NBR 5440:

a) transformadores monofásicos

| TENSÃO MÁXIMA DO EQUIPAMENTO (kV Eficaz) | POTÊNCIA (kVA) | CORRENTE EXCITAÇÃO MÁXIMA Ic (%) | PERDAS MÁXIMAS (W) | | PERDAS TOTAIS MÁXIMAS Pt (W) | IMPEDÂNCIA DE CURTO-CIRCUITO 75°C Z% |
|---|-------------------|-------------------------------------|--------------------|----------|---------------------------------|---|
| | | | NO COBRE | NO FERRO | | |
| 15 | 5 | 4,0 | 110 | 50 | 160 | 2,5 |
| | 10 | 3,3 | 200 | 60 | 260 | |
| | 15 | 3,0 | 270 | 85 | 355 | |
| | 25 | 2,7 | 400 | 120 | 520 | |
| 36,2 | 5 | 4,8 | 120 | 50 | 170 | 3,0 |
| | 10 | 4,0 | 215 | 70 | 285 | |
| | 15 | 3,6 | 305 | 90 | 395 | |
| | 25 | 3,1 | 450 | 130 | 580 | |

Nota:

- 1) Para os transformadores com potência de 5,10 e 15 kVA ligação fase-neutro, na classe de tensão de 15 kV, com pedido de fornecimento especial por empresa da REDE ENERGIA, a corrente de excitação deverá ter um valor máximo conforme tabela abaixo, garantido para 105% da tensão da derivação principal:

| Tensão Máxima do Equipamento (kV) | Potência do Transformador (kVA) | Corrente de Excitação Máxima (%) |
|-----------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|
| 15 | 5 | 0,8 |
| | 10 | 0,7 |
| | 15 | 0,6 |

OBS:

No tanque destes transformadores deve ser pintado um círculo de 10 (dez) cm de diâmetro, na cor amarela, para fazer distinção dos transformadores de distribuição padronizados nesta ETD.

- 2) Para transformadores com núcleo em liga de material amorfo com potência de 5 kVA deve constar em seu tanque a inscrição "AMORFO", conforme desenho 12.

b) Transformadores trifásicos:

| TENSÃO MÁXIMA DO EQUIPAMENTO (kV Eficaz) | POTÊNCIA (kVA) | CORRENTE EXCITAÇÃO MÁXIMA I_{exc} (%) | PERDAS MÁXIMAS (W) | | PERDAS TOTAIS MÁXIMAS Pt (W) | IMPEDÂNCIA DE CURTO-CIRCUITO 75°C Z% |
|--|----------------|---|--------------------|----------|------------------------------|--------------------------------------|
| | | | NO COBRE | NO FERRO | | |
| 15 | 15 | 4,8 | 340 | 100 | 440 | 3,5 |
| | 30 | 4,1 | 570 | 170 | 740 | |
| | 45 | 3,7 | 780 | 220 | 1000 | |
| | 75 | 3,1 | 1140 | 330 | 1470 | |
| | 112,5 | 2,8 | 1550 | 440 | 1990 | |
| | 150 | 2,6 | 1910 | 540 | 2450 | |
| | 225 | 2,3 | 2700 | 765 | 3465 | |
| 300 | 2,2 | 3360 | 950 | 4310 | 4,5 | |
| 36,2 | 15 | 5,7 | 390 | 110 | 500 | 4,0 |
| | 30 | 4,8 | 645 | 180 | 825 | |
| | 45 | 4,3 | 870 | 250 | 1120 | |
| | 75 | 3,6 | 1275 | 360 | 1635 | |
| | 112,5 | 3,2 | 1725 | 490 | 2215 | |
| | 150 | 3,0 | 2145 | 610 | 2755 | |
| | 225 | 2,7 | 2910 | 820 | 3730 | |
| | 300 | 2,5 | 3600 | 1020 | 4620 | 5,0 |

NOTA: Em caso de revisão da ABNT-NBR 5440 os valores anteriores serão automaticamente substituídos pelos novos valores padronizados, a partir da publicação da referida revisão.

5.7 Capacidade de resistência a curto-circuito

5.7.1 Capacidade térmica

Os transformadores devem ser capazes de suportar, sem se danificarem, os efeitos térmicos causados por curto-circuito nos seus terminais secundários, com tensão nominal nos terminais primários, sob as seguintes condições:

- Valor eficaz da corrente simétrica de curto-circuito igual a 25 vezes a corrente nominal do transformador.
- duração igual a 2 segundos.

5.7.2 Capacidade dinâmica

Os transformadores devem ser capazes de suportar, sem se danificarem, os efeitos dinâmicos causados, em seus terminais secundários, pelas correntes de curto-circuito simétricas dadas abaixo, nas condições estabelecidas na seção 6.2.3:

| Nº DE FASES | TENSÃO MÁXIMA DE OPERAÇÃO (kV) | POTÊNCIA (kVA) | CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO (A) |
|-------------|--------------------------------|----------------|--------------------------------|
| 1 | 15 | até 37,5 | 25 In |
| 1 | 36,2 | até 37,5 | 25 In |
| 3 | 15 | até 150 | 25 In |
| 3 | 15 | 225 e 300 | 22,5 In |
| 3 | 36,2 | até 150 | 25 In |
| 3 | 36,2 | 225 e 300 | 20 In |

In – corrente nominal do transformador na derivação ensaiada

5.8 Elevação de temperatura

Os limites de elevação de temperatura acima da ambiente nas condições estabelecidas na seção 6.3.2, devem ser:

- a) enrolamento pelo método da variação da resistência: 55°C;
- b) ponto mais quente dos enrolamentos: 65°C;
- c) óleo isolante (medida próxima a superfície); 50°C

5.9 Nível de tensão de radiointerferência

Os níveis de tensão de radiointerferência produzidos pelos transformadores não devem ultrapassar os limites estabelecidos na tabela a seguir.

| TENSÃO MÁXIMA DO EQUIPAMENTO (kV eficaz) | TENSÃO APLICADA NO PRIMÁRIO PARA VERIFICAÇÃO DA TRI (V) | | TRI MÁXIMA μ V |
|--|---|------------|--------------------|
| | TRIFÁSICO | MONOFÁSICO | |
| 15 | 13800 | 7967 | 250 |
| 36,2 | 34500 | 19919 | 650 |

5.10 Nível de ruído

O nível de ruído produzido pelos transformadores não deve exceder:

| NÍVEL MÉDIO DE RUÍDO (dB) | POTÊNCIA DO TRANSFORMADOR EQUIVALENTE COM DOIS ENROLAMENTOS kVA |
|---------------------------|---|
| 48 | 0 - 50 |
| 51 | 51 - 100 |
| 55 | 101 - 300 |

5.11 Tanque e tampa

5.11.1 O transformador deve ser projetado e construído para operar hermeticamente selado, devendo suportar variações de pressão interna, bem como o seu próprio peso, quando levantado. A tampa deve ser fixada ao tanque por meio de dispositivos adequados e imperdíveis quando da sua retirada do transformador.

5.11.2 A Tampa, o corpo e o fundo do tanque devem ser construídos em chapa de aço, com as seguintes espessuras mínimas:

| POTÊNCIA (P) (KVA) | ESPESSURA (mm) | | |
|----------------------|----------------|-------|-------|
| | TANQUE | TAMPA | FUNDO |
| $P \leq 10$ | 1,90 | 1,90 | 1,90 |
| $10 \leq P \leq 225$ | 2,65 | 2,65 | 3,15 |
| $P=300$ | 3,15 | 3,15 | 3,15 |

5.11.3 Todas as aberturas existentes na tampa devem ser providas de ressaltos construídos de maneira a evitar acumulação e/ou penetração de água.

5.11.4 Deve ser assegurada a continuidade elétrica entre a tampa e o tanque.

5.12 Suportes para fixação em poste

- 5.12.1 Em número de dois, devem ser soldados no tanque, conforme Desenho 06, e espessura tal que suportem perfeitamente o peso do transformador quando instalado.

As abas laterais, ou eventuais reforços, dos suportes não devem ser coincidentes com o eixo vertical das buchas X1 e X3 nos transformadores monofásicos e X0 e X3 nos trifásicos. Para isso, devem ser atendidas as cotas F ou H dos Desenhos 01 e 02 e a cota F do Desenho 03.

- 5.12.2 Os transformadores de 225 e 300 kVA devem possuir estrutura mínima requerida para reforço, conforme Desenho 04.

- 5.12.3 Para os transformadores de potência maior ou igual a 75 kVA, observar cota F. do Desenho 03.

- 5.12.4 Os suportes de fixação devem suportar os seguintes esforços, quando ensaiados de acordo com 6.2.8:

- carga nominal 1500 daN;
- carga mínima de ruptura 3000 daN.

- 5.13 Orelhas de suspensão

Em número de duas, devem ser soldadas no tanque conforme Desenhos 01 a 03, de maneira que o cabo de aço utilizado na suspensão não atinja as bordas da tampa e ter resistência, dimensões e formato que permitam o içamento e a locomoção do transformador sem lhe causar outros danos, inclusive na pintura e nas buchas. As orelhas devem ser isentas de rebarbas.

- 5.14 Estrutura de apoio

- 5.14.1 A parte inferior do tanque deve ter uma estrutura que assegure uma distância mínima de 10 mm entre a chapa do fundo e o plano de apoio do transformador.

- 5.14.2 A estrutura deve consistir de barras de ferro chatas ou quadradas, soldadas à chapa do fundo ou do prolongamento de toda a superfície lateral do tanque desde que não sejam criadas quinas vivas ou cutelos que acarretem o afundamento do transformador quando transportado, sem a embalagem, sobre pisos de madeira.

- 5.15 Sistema de resfriamento

- 5.15.1 Para os dispositivos de resfriamento, devem ser observadas as seguintes espessuras mínimas:

a) para dispositivos com óleo em seu interior:

- radiadores: 1,2 mm
- tubos: 1,6 mm

b) para dispositivos sem óleo em seu interior (por exemplo, aletas): 1,2 mm

- 5.15.2 Não é permitida a instalação de conservador de líquido isolante no transformador

- 5.16 Pintura

- 5.16.1 Preparação das superfícies interna e externa

Logo após a fabricação do tanque, as impurezas devem ser removidas através do processo químico adequado ou jateamento abrasivo ao metal quase branco, padrão visual Sa 2,5 da norma SIS 05 59 00.

- 5.16.2 Pintura da superfície interna

Deve ser aplicada base antiferruginosa com espessura mínima seca total de 30 micrômetros, na cor branca.

5.16.3 Pintura da superfície externa

Deve ser aplicada base antiferruginosa com espessura mínima seca total de 40 µm e tinta de acabamento compatível com a base utilizada, na cor cinza-claro, notação Munsell N 6.5, perfazendo uma espessura mínima seca total de 80 µm.

5.16.4 A pintura deve suportar os ensaios prescritos em 6.2.3 e 6.3.3.

5.17 Ferragens

5.17.1 Os parafusos, arruelas e porcas externas devem ser zincadas por imersão a quente de acordo com a NBR 6323 e/ou ASTM A 123 e ASTM A 153.

5.17.2 Alternativamente, as ferragens podem ser fornecidas em aço inoxidável. Nesse caso, o revestimento de zinco das peças está dispensado.

5.18 Juntas de Vedação

5.18.1 Devem ser de elastômero a prova de óleo mineral isolante, possuir temperatura compatível com a classe do material isolante do transformador e resistente à ação dos raios solares. Devem atender aos requisitos da referência 4BK608E34Z1Z2 conforme EB 362 e/ou ASTM D 2000. O significado dos sufixos Z1 e Z2 é o seguinte:

Z1 = cor preta;

Z2 = após permanência de 24 horas em estufa a 100°C, o material não deve apresentar afloramento.

5.18.2 Para as juntas de vedação das buchas, admite-se uma dureza de (65 ± 5) Shore A, conforme as NBR's 5435 e 5437.

5.19 Parte Ativa

5.19.1 Núcleo

Deve ser projetado e construído de modo a permitir o seu reaproveitamento em casos de manutenções, sem necessidade de emprego de máquinas ou ferramentas especiais.

O núcleo e suas ferragens de fixação devem ser conectados ao tanque do transformador para fins de aterramento.

5.19.2 Enrolamentos

Devem ser construídos em cobre, atendendo as exigências citadas em 5.7.

5.19.3 Fixação e suspensão

5.19.3.1 A parte ativa deve ser fixada nas paredes internas através de dispositivos laterais que não dificultem a sua retirada e sua recolocação no tanque. Devem também permitir a retirada da tampa sem necessidade de remoção da parte ativa.

5.19.3.2 A fixação deve ser obtida por meio de parafusos ou tirantes rosqueados, equipados com porca e contraporca ou porca, arruela de pressão e arruela lisa. As arruelas podem ser substituídas por travamento químico.

5.19.3.3 Os parafusos ou tirantes não devem ser puncionados na rosca.

5.19.3.4 Os olhais para suspensão da parte ativa devem ser em número de dois ou mais e estar localizados na parte superior do núcleo, de modo a manter o conjunto na vertical e a não danificar as chapas de aço silício durante a suspensão. É permitido que o olhal de suspensão seja o mesmo para fixação da parte ativa ao tanque desde que não haja interferência entre as funções.

5.20 Sistema de comutação de tensões

5.20.1 O comutador de derivações deve ser do tipo de comando rotativo, com mudanças simultâneas nas fases, para operação sem tensão, com comando externo, com três a sete derivações (tapes), e deve permitir acomodação e contato eficientes em todas as posições.

Nota: A quantidade de derivações (tapes) do comutador será especificada no pedido de compra.

5.20.2 As posições do sistema de comutação devem ser marcadas indelevelmente em baixo relevo e pintadas com tinta contrastante com a cor do comutador.

5.20.3 A rigidez dielétrica mínima do material do sistema de comutação deve ser de 10 kV/mm, de acordo com a NBR 5405.

5.21 Buchas e terminais de alta tensão

5.21.1 As buchas de alta tensão devem ser de porcelana e estar localizadas conforme indicado nos Desenhos 01 a 03.

5.21.2 As buchas e terminais do enrolamento de alta tensão devem estar de acordo com as NBR's 5034 e 5435 e Desenhos 01 a 03 desta especificação.

5.21.3 Os transformadores monofásicos fase-neutro devem ter o terminal de neutro H2T do enrolamento primário ligado internamente ao tanque através do dispositivo desconectável.

5.21.4 Todos os terminais devem ser estanhados.

5.22 Buchas e terminais de baixa tensão

5.22.1 Buchas e terminais de baixa tensão devem estar de acordo com as NBR's 5034 e 5437. As buchas devem ser fixadas na parede lateral do tanque, conforme Desenhos 1 e 2.

5.22.2 Os transformadores devem ser equipados com as seguintes buchas e terminais de baixa tensão:

- a) transformadores monofásicos: 1,3 kV/160 A;
- b) transformadores trifásicos até 45 kVA; 1,3 kV/160 A;
- c) transformadores trifásicos de 75 e 112,5 kVA; 1,3 kV/400 A;
- d) transformadores trifásicos de 150,225 e 300 kVA; 1,3 kV/800 A.

5.22.3 Todos os terminais devem ser estanhados.

5.23 Numeração dos terminais e derivações

5.23.1 Os terminais externos devem ser marcados; indelevelmente com tinta preta notação MUNSELL.N1, com altura dos caracteres não inferior a 30 mm conforme Desenhos 01 a 03.

5.23.2 A numeração das derivações em cada enrolamento deve ser feita conforme indicado no Desenho 10.

5.24 Dispositivos de aterramento

5.24.1 O transformador deve ser equipado com um conector para ligação de condutores de cobre ou alumínio de diâmetro 3,2mm a 10,5 mm, conforme Desenho 07.

5.24.2 Nos transformadores monofásicos deve ser localizado no suporte superior, na parte lateral mais próxima de X1, conforme Desenhos 01 e 02, e nos transformadores trifásicos, na parte lateral mais próxima de X0, conforme Desenho 03.

5.25 Dispositivo para fixação de pára-raios.

- 5.25.1 Os transformadores devem possuir um suporte para fixação de pára-raios por fase, soldado preferencialmente na tampa, conforme Desenho 05.

NOTA: O suporte deve ser posicionado na área indicada não devendo interferir no processo de içamento do transformador.

- 5.25.2 Nos transformadores trifásicos, os suportes devem ser instalados na maior dimensão do tanque e estarem alinhados com as buchas de alta tensão, respeitadas as distâncias mínimas mostradas no desenho 05.

- 5.26 Indicação interna do nível do óleo mineral isolante

Os transformadores devem ter uma linha indelével indicativa do nível mínimo de óleo mineral isolante a 25°C, pintada em cor contrastante com a pintura interna, localizada acima dos terminais de baixa tensão na parte interna do tanque, de maneira que seja bem visível, retirando-se a tampa do tanque.

- 5.27 Óleo mineral isolante

Os transformadores devem ser fornecidos com óleo mineral isolante, parafínico ou naftênico, de acordo com os requisitos das Tabelas 2 e 3.

- 5.28 Placa de identificação

- 5.28.1 Deve estar de acordo com os Desenhos 08 e 09 desta Especificação.

- 5.28.2 Deve ser de alumínio anodizado com espessura de 0,8 mm ou aço inoxidável com espessura de 0,5 mm, devendo ser localizada conforme Desenhos 01 a 03, de modo a permitir a leitura dos dados com o transformador instalado.

- 5.28.3 Deve ser fixada, através de rebites de material resistente à corrosão, a um suporte com base que impeça a deformação da mesma, soldado ao tanque ou nos radiadores, exceto quando os radiadores forem em chapa.

- 5.28.4 Deve ser também observado um afastamento de no mínimo 20 mm entre o corpo do transformador e qualquer parte da chapa.

- 6 Inspeção

- 6.1 Geral

- 6.1.1 A inspeção compreende a execução de verificações e ensaios durante a fabricação e, por ocasião do recebimento, inclui a realização dos ensaios de rotina, de tipo e especiais. Os ensaios de tipo e especiais serão executados quando exigidos pela empresa da REDE ENERGIA no Pedido de Compra.

- 6.1.2 O lote para inspeção compreende todas as unidades de mesma potência fornecidas de uma só vez.

- 6.1.3 A inspeção durante a fabricação e os respectivos ensaios, a cargo do fornecedor, devem ser efetuados de acordo com as normas da ABNT ou com normas internacionais para as matérias-primas básicas e componentes, podendo o inspetor da empresa da REDE ENERGIA exigir certificados de procedência das matérias-primas e componentes, além de fichas e relatórios internos de controle.

- 6.1.4 Se exigidos, os ensaios de tipo e especiais devem atender aos seguintes requisitos:

a) ser realizados em laboratório de instituição oficial ou no laboratório do fornecedor desde que, nesse último caso, tenha sido previamente homologado pela empresa da REDE ENERGIA;

b) ser aplicados, em qualquer hipótese, em amostras escolhidas aleatoriamente e retiradas da linha normal de produção pelo inspetor da empresa da REDE ENERGIA ou por seu representante legal;

- c) ser acompanhados, em qualquer hipótese, pelo inspetor da empresa da REDE ENERGIA ou por seu representante legal.
- 6.1.5 De comum acordo com a empresa da REDE ENERGIA, o fornecedor poderá substituir a execução de qualquer ensaio de tipo e/ou especial pelo fornecimento do relatório do mesmo ensaio, executado em material idêntico ao ofertado e que tenha sido acompanhado por inspetor da empresa da REDE ENERGIA.
- 6.1.6 A empresa da REDE ENERGIA se reserva o direito de efetuar os ensaios de tipo e especiais para verificar a conformidade do material com os relatórios de ensaio exigidos com a proposta.
- 6.1.7 O fornecedor deve dispor de pessoal e aparelhagem, próprios ou contratados, necessários à execução dos ensaios (em caso de contratação, deve haver aprovação prévia da empresa da REDE ENERGIA).
- 6.1.8 A empresa da REDE ENERGIA se reserva o direito de enviar inspetor devidamente credenciado, com o objetivo de acompanhar qualquer etapa de fabricação e, em especial, presenciar os ensaios, devendo o fornecedor garantir ao inspetor da empresa da REDE ENERGIA livre acesso a laboratórios e a locais de fabricação e de acondicionamento.
- 6.1.9 O fornecedor deve assegurar ao inspetor da empresa da REDE ENERGIA o direito de se familiarizar, em detalhe, com as instalações e os equipamentos a serem utilizados, estudar as instruções e desenhos, verificar calibrações, presenciar os ensaios, conferir resultados e, em caso de dúvida, efetuar nova inspeção e exigir a repetição de qualquer ensaio.
- 6.1.10 O fornecedor deve informar à empresa da REDE ENERGIA, com antecedência mínima de 10 dias úteis para fornecimento nacional e de 30 dias para fornecimento internacional, a data em que o material estará pronto para inspeção.
- 6.1.11 O fornecedor deve apresentar, ao inspetor da empresa da REDE ENERGIA, certificados de calibração dos instrumentos de seu laboratório ou do contratado a serem utilizados na inspeção, medições e ensaios do material ofertado, emitidos por órgão credenciado pelo INMETRO ou por organização oficial similar em outros países. A periodicidade máxima dessa calibração deve ser de um ano, podendo acarretar a desqualificação do laboratório o não-cumprimento dessa exigência. Períodos diferentes do especificado poderão ser aceitos, mediante acordo prévio entre a empresa da REDE ENERGIA e o fornecedor.
- NOTA: Os certificados de calibração devem conter, preferencialmente, as seguintes informações:
- a) descrição do instrumento calibrado;
 - b) procedimento adotado para calibração;
 - c) padrões rastreáveis;
 - d) resultados da calibração e a incerteza de medição;
 - e) data da realização da calibração e data prevista para a próxima calibração;
 - f) identificação do laboratório responsável pela calibração;
 - g) nomes legíveis e assinaturas do executante da calibração e do responsável pelo laboratório de calibração.
- 6.1.12 Todas as normas técnicas, especificações e desenhos citados como referência devem estar à disposição do inspetor da empresa da REDE ENERGIA, no local da inspeção.
- 6.1.13 Os sub-fornecedores devem ser cadastrados pelo fornecedor sendo este o único responsável pelo controle daqueles, devendo ser assegurado à empresa da REDE ENERGIA o acesso à documentação de avaliação técnica referente a esse cadastro.

- 6.1.14 A aceitação do lote e/ou a dispensa de execução de qualquer ensaio:
- a) não eximem o fornecedor da responsabilidade de fornecer o material de acordo com os requisitos desta Especificação e/ou com o Pedido de Compra;
 - b) não invalidam qualquer reclamação posterior da empresa da REDE ENERGIA a respeito da qualidade do material e/ou da fabricação.
Em tais casos, mesmo após haver saído da fábrica, o lote pode ser inspecionado e submetido a ensaios, com prévia notificação ao fornecedor e, eventualmente, em sua presença. Em caso de qualquer discrepância em relação às exigências desta Especificação, o lote pode ser rejeitado e sua reposição será por conta do fornecedor.
- 6.1.15 A rejeição do lote, em virtude de falhas constatadas nos ensaios, não dispensa o fornecedor de cumprir as datas de entrega prometidas. Se, na opinião da empresa da REDE ENERGIA, a rejeição tornar impraticável a entrega do material nas datas previstas, ou se tornar evidente que o fornecedor não será capaz de satisfazer as exigências estabelecidas nesta Especificação, a empresa da REDE ENERGIA se reserva o direito de rescindir todas as suas obrigações e de obter o material de outro fornecedor. Em tais casos, o fornecedor será considerado infrator do contrato e estará sujeito às penalidades aplicáveis.
- 6.1.16 As unidades dos produtos rejeitados, pertencente a um lote aceito, devem ser substituídas por unidades novas e perfeitas, por conta do fornecedor, sem ônus para a empresa da REDE ENERGIA. Tais unidades correspondem aos valores apresentados na coluna "Ac" da Tabela 1.
- 6.1.17 O custo dos ensaios de rotina deve ser por conta do fornecedor.
- 6.1.18 A empresa da REDE ENERGIA se reserva o direito de exigir a repetição de ensaios em lotes já aprovados.
- Nesse caso, as despesas serão de responsabilidade:
- a) da empresa da REDE ENERGIA, se as unidades ensaiadas forem aprovadas na segunda inspeção;
 - b) do fornecedor, em caso contrário.
- 6.1.19 Caso seja constatada a alteração do projeto do transformador sem prévio aviso e concordância da empresa da REDE ENERGIA, será exigida a repetição dos ensaios de tipo e especiais, sem ônus para a empresa REDE, na presença do inspetor desta empresa.
- 6.1.20 Os custos da visita do inspetor da empresa da REDE ENERGIA (locomoção, hospedagem, alimentação, homem-hora e administrativo) correrão por conta do fornecedor nos seguintes casos:
- a) se o material estiver incompleto na data indicada na solicitação de inspeção;
 - b) se o laboratório de ensaio não atender às exigências de 6.1.7, 6.1.11 e 6.1.12;
 - c) se o material fornecido necessitar de acompanhamento de fabricação ou inspeção final em subfornecedor, contratado pelo fornecedor, em localidade diferente da sede do fornecedor;
 - d) devido a reinspeção do material por motivo de recusa nos ensaios.
- 6.2 Ensaio de rotina
- 6.2.1 Inspeção geral
- A inspeção geral deve ser executada no número de unidades indicado na Tabela 1 e consiste em:
- a) verificação das características dimensionais e verificação dos componentes;
 - b) inspeção visual, com abertura dos transformadores e içamento da parte ativa;

NOTA: Caso haja acompanhamento de fabricação por parte da empresa da REDE ENERGIA, a inspeção visual da parte ativa dos transformadores pode ser realizada durante a fabricação, a critério do inspetor;

c) verificação da massa dos transformadores para verificação da conformidade com a indicação constante da placa de identificação;

NOTA: É aceitável uma variação máxima de 3% entre a massa encontrada e a indicada na placa de identificação.

d) verificação das condições da embalagem que deve estar de acordo com 4.3.

e) verificação do tipo de papel utilizado em transformadores com elevação de temperatura de 65°C.

6.2.2 Ensaios elétricos

6.2.2.1 O fornecedor deve executar os ensaios abaixo relacionados em todas as unidades do lote, conforme a ABNT-NBR 5380 ou a IEC 60076, e apresentar os resultados ao inspetor da empresa da REDE ENERGIA antes da inspeção:

- a) perdas em vazio e corrente de excitação;
- b) perdas em carga e impedância de curto-circuito;
- c) relação de tensões com verificação de polaridade (transformadores monofásicos);
- d) relação de tensões com verificação de deslocamento angular e seqüência de fases (transformadores trifásicos);
- e) resistência de isolamento;
- f) resistência elétrica dos enrolamentos.

NOTA: O ensaio de resistência elétrica dos enrolamentos pode ser realizado em um número de peças que comprove a uniformidade do processo.

6.2.2.2 Os ensaios dielétricos abaixo relacionados devem ser executados conforme a ABNTNBR 5380 ou a IEC 60076 em todas as unidades do lote, na presença do inspetor da empresa da REDE ENERGIA:

- a) tensão suportável nominal em freqüência industrial (tensão aplicada);
- b) tensão induzida.

6.2.2.3 Os ensaios de 6.2.2.1 devem ser repetidos na presença do inspetor em um número de amostras de acordo com a Tabela 1 e os resultados confrontados com aqueles previamente obtidos pelo fornecedor.

6.2.2.4 As tolerâncias nos resultados dos ensaios de 6.2.2.1, alíneas a, b, c e d, são as seguintes:

| Ensaio elétrico | Tolerâncias nos resultados | |
|--------------------------|----------------------------|--|
| | Individual | Lote |
| Perdas em vazio | 10% do valor garantido | A média dos valores verificados não deve ser superior ao valor garantido |
| Perdas totais | 6% do valor garantido | |
| Corrente de excitação | 20% do valor garantido | |
| Tensão de curto-circuito | 7,5% do valor garantido | |
| Relação de tensões | 0,5% do valor nominal | |

6.2.2.5 Para os transformadores monofásicos, os ensaios de tensão suportável e tensão induzida devem ser realizados preferencialmente conforme apresentado a seguir:

- a) tensão suportável nominal em freqüência industrial, na baixa tensão para alta tensão aterrada, de acordo com a ABNT-NBR 5380 ou IEC 60076;

b) tensão induzida com frequência superior a 196 Hz e duração de 7.200 ciclos, conforme ANSI C57.12.20. O transformador deve ser excitado através da baixa tensão de maneira a se obter $3,46 V_n + 1000 V$ no enrolamento de alta tensão, onde V_n é a tensão nominal desse enrolamento. O transformador deve estar aterrado durante a realização do ensaio.

6.2.3 Ensaios da pintura

6.2.3.1 Ensaio de aderência

Deve ser efetuado de acordo com a ABNT-NBR 11003 e/ou ISO 2409 diretamente no transformador, devendo ser alcançado, no mínimo, o grau de aderência Gr1. O número de transformadores a serem ensaiados, escolhidos aleatoriamente pelo inspetor da empresa da REDE ENERGIA, deve estar de acordo com a Tabela 1.

6.2.3.2 Espessura da película

Deve ser efetuado de acordo com a ASTM E376. O número de transformadores a serem ensaiados, escolhidos aleatoriamente pelo inspetor da empresa da REDE ENERGIA, deve estar de acordo com a Tabela 1.

6.2.4 Zincagem por imersão a quente

Deve ser efetuado nas ferragens utilizadas nos transformadores, em um número de amostras conforme indicado na Tabela 1, para verificação das seguintes características:

- a) aderência, conforme ABNT-NBR 7398 ou ASTM B571;
- b) espessura, conforme ABNT-NBR 7399 ou ASTM E376;
- c) uniformidade, conforme ABNT-NBR 7400 ou ASTM A239.

NOTA: Caso as condições estabelecidas na Tabela 1 não possam ser atendidas, em função da quantidade de peças disponíveis, a amostra será definida pelo inspetor.

6.2.5 Ensaios do óleo isolante

6.2.5.1 Antes da inspeção de cada lote, o fornecedor deve entregar ao inspetor da empresa da REDE ENERGIA um relatório técnico contendo a classificação do petróleo que lhe deu origem (parafínico ou naftênico), procedência e processo de refino;

6.2.6 Ensaio de dureza nas juntas de vedação

Deve ser realizado conforme a ABNT-NBR 7318 ou a ASTM D2240, em um número de corpos de prova conforme a Tabela 1. Os valores obtidos devem atender ao especificado em 5.18.

6.2.7 Ensaio de estanqueidade

Deve ser efetuados em todas as unidades do lote, após os ensaios elétricos, na presença do inspetor da empresa da REDE ENERGIA, com os transformadores completamente montados, contendo óleo isolante em seu nível normal e todos os acessórios. O transformador deve suportar uma pressão manométrica de 0,07 MPa (0,71 kgf/cm²), durante uma hora, sem apresentar vazamento.

NOTAS:

1) Caso o fornecedor realize esse ensaio em todas as unidades antes dos ensaios elétricos, ele pode, a critério do inspetor, ser realizado novamente após os ensaios elétricos, em um número de unidades conforme a Tabela.

2) Caso o fornecedor adote outra metodologia de ensaio, o método deve ser submetido à empresa da REDE ENERGIA para aprovação.

6.2.8 Verificação da resistência dos suportes para fixação em poste

Caso seja solicitado pela empresa da REDE ENERGIA, os suportes para fixação em poste devem ser ensaiados conforme apresentado no Anexo D, sendo o ensaio aplicado em uma unidade do primeiro lote do Pedido de Compra, escolhida aleatoriamente pelo inspetor.

6.3 Ensaios de tipo

6.3.1 Tensão suportável nominal de impulso atmosférico

Para este ensaio, executado conforme a ABNT-NBR 5356, ABNT-NBR 5380 e/ou IEC 60076, o inspetor deve escolher aleatoriamente uma unidade de transformador de cada potência do primeiro lote do Pedido de Compra.

6.3.2 Elevação de temperatura

6.3.2.1 Deve ser executado para determinação da elevação de temperatura dos enrolamentos pelo método da variação da resistência e da elevação da temperatura do topo do óleo, em relação à temperatura ambiente, em uma unidade de cada potência do primeiro lote do Pedido de Compra, escolhida aleatoriamente pelo inspetor.

6.3.2.2 Deve ser realizado de acordo com a ABNT-NBR 5356, ABNT-NBR 5380 e/ou IEC 60076, alimentando-se o transformador que apresentar as maiores perdas totais do lote, de forma a se obter as seguintes perdas totais (WTE):

$$WTE = W_{cc} + W_{o1},$$

onde: WTE : perdas totais a serem aplicadas durante o ensaio de elevação de temperatura;

Wcc: perdas em curto-circuito com 100% da tensão nominal (Un);

Wo1: perda em vazio com 105% de Un.

6.3.2.3 A determinação da resistência ôhmica no instante do desligamento deve ser feita, preferencialmente, conforme o Anexo B.

NOTA: Se em lotes subsequentes do mesmo Pedido de Compra forem encontrados transformadores de mesmas características com perdas totais superiores às do transformador submetido anteriormente ao ensaio de elevação de temperatura, esse ensaio deve ser repetido, sem ônus para a empresa da REDE ENERGIA, no transformador que apresentar as maiores perdas totais.

6.3.3 Ensaios da pintura

Para os ensaios desta seção devem ser preparados, a critério do inspetor da empresa da REDE ENERGIA, tantos corpos-de-prova quantos forem necessários, com dimensões aproximadas de (150 x 100 x 1,2) mm com o mesmo tratamento de chapa, esquema e espessura da pintura externa (seções 6.3.3.1a 6.3.3.4) e interna (seções 6.3.3.5 e 6.3.3.6) dos transformadores.

6.3.3.1 Exposição ao dióxido de enxofre SO₂

Devem ser executados 6 ciclos com atmosfera 2,0S de acordo com a ABNT-NBR 8096, porém, sem o corte na pintura, ou conforme a ISO 3231.

O corpo-de-prova, após o ensaio, não deve apresentar perda de aderência, bolhas, ferrugem, mudança de cor ou defeitos similares.

6.3.3.2 Umidade a 40°C

O corpo-de-prova deve ser colocado verticalmente numa câmara com umidade relativa de 100% e temperatura ambiente de $(40 \pm 1)^\circ\text{C}$. Após 240 horas de exposição contínua não deve ocorrer empolamentos ou defeitos similares.

6.3.3.3 Impermeabilidade

O corpo-de-prova deve ter 1/3 de sua área imersa em água destilada a $(37,8 \pm 1)^\circ\text{C}$. Após 72 horas de exposição contínua não deve haver empolamentos ou defeitos similares.

6.3.3.4 Névoa salina

Com uma lâmina cortante, romper o filme até a base, de tal forma que fique traçado um "X" sobre o painel.

O corpo-de-prova deve ser submetido a 120 horas de exposição contínua à névoa salina (solução a 5% de NaCl em água), devendo ser mantido em posição vertical com a face rompida voltada para o atomizador. Após o ensaio, não deve haver empolamentos ou defeito similar, e a penetração máxima sob os cortes traçados não deve exceder 4 mm.

6.3.3.5 Resistência da pintura interna ao óleo isolante

Deve ser realizado conforme a ABNT-NBR 6529. O corpo-de-prova deve ser imerso em óleo isolante a uma temperatura de $(110 \pm 2)^\circ\text{C}$, durante 48 horas, e não deve apresentar alterações.

6.3.3.6 Compatibilidade da pintura interna com o óleo isolante

Deve ser realizado conforme a ASTM D3455. A área pintada do corpo-de-prova a ser colocado em 1 litro de óleo é dada por:

$$A_{cp} = 4x (A_t / V_t)$$

onde: A_{cp} : área do corpo-de-prova a ser colocado em 1 litro de óleo, em m^2 ;

A_t : superfície interna do transformador em contato com o óleo isolante, em m^2 ;

V_t : volume de óleo do transformador, em litros.

A área do corpo-de-prova para verificação do esquema de pintura interna do radiador é calculada pela expressão acima, substituindo-se o termo transformador por radiador na definição de A_t .

Após o ensaio, as propriedades do óleo no qual foram colocados os corpos-de-prova devem ser as seguintes:

- a) tensão interfacial a 25°C (mínimo): 0,034 N/m;
- b) índice de neutralização (máxima variação): 0,03 mg KOH/g;
- c) rigidez dielétrica (mínimo): 25,8 kV/2,54 mm;
- d) fator de potência a 100°C (máximo): 1,6%;
- e) cor (máxima variação): 0,5.

6.3.4 Ensaio do revestimento de zinco por imersão a quente

O inspetor da empresa da REDE ENERGIA deve receber amostras, em quantidade que ficará a seu critério, das ferragens que serão utilizadas nos transformadores e que devem ser submetidas aos seguintes ensaios:

a) exposição ao dióxido de enxofre, conforme 6.3.3.1;

b) névoa salina, conforme 6.3.3.4.

6.3.5 Resistência das juntas de vedação ao óleo isolante

6.3.5.1 Devem ser preparados, a critério do inspetor da empresa da REDE ENERGIA, tantos corpos-de-prova quantos forem necessários, para execução deste ensaio.

6.3.5.2 Os corpos-de-prova devem ser imersos em óleo isolante a 100°C durante 70 horas, conforme a ABNT-NBR 11407 e/ou ASTM D471. Após o ensaio, são admitidas as seguintes variações em relação ao valor obtido antes do ensaio:

a) variação da dureza: (-10 a + 5) Shore A;

b) variação de volume: (0 a + 5%).

6.3.5.3 Para os materiais cujos formatos e dimensões não permitam a retirada de corpos de prova conforme as normas citadas, o ensaio deve ser realizado com corpos-de-prova de qualquer formato, sendo a variação de volume determinada pelo processo hidrostático.

6.3.6 Compatibilidade das juntas de vedação com o óleo isolante

6.3.6.1 Os corpos-de-prova devem ser imersos em óleo isolante a 100°C por 164 horas, conforme ABNT-NBR 14274 ou ASTM D3455.

6.3.6.2 Após o ensaio, as propriedades do óleo no qual foram colocados os corpos-de-prova devem ser as seguintes:

a) tensão interfacial a 25°C (mínimo): 0,030 N/m;

b) índice de neutralização (máxima variação): 0,03;

c) rigidez dielétrica (mínimo): 25,8 kV / 2,54 mm;

d) fator de potência a 100°C (máximo): 1,6%;

e) cor (máxima variação): 0,5.

6.3.7 Medição do nível de tensão de radiointerferência

Este ensaio deve ser realizado de acordo com a ABNT-NBR 7875 e a ABNT-NBR 7876.

6.3.8 Medição do nível de ruído audível

Este ensaio deve ser realizado conforme previsto na ABNT-NBR 5380.

6.3.9 Determinação do teor de PCB no óleo isolante

Em uma unidade de transformador de qualquer potência do primeiro lote do Pedido de Compra, escolhida aleatoriamente pelo inspetor, deve ser executado o ensaio de teor de PCB, segundo qualquer método da ABNT-NBR 13882. O valor deve estar abaixo de 3 mg/kg de óleo.

6.4 Ensaio especiais

6.4.1 Ensaio de curto-circuito

Para os ensaios abaixo, executados de acordo com a ABNT-NBR 5380 ou a IEC 60076, o inspetor escolherá aleatoriamente uma unidade de cada potência do primeiro lote do Pedido de Compra.

6.4.1.1 Capacidade dinâmica de suportar curto-circuito

a) Condições de ensaio

O ensaio de curto-circuito deve ser executado alimentando-se o transformador pelo enrolamento de alta tensão e efetuando-se o curto-circuito no enrolamento de baixa tensão, 0,5 s após a energização do transformador.

Antes da aplicação do curto-circuito, a tensão nos terminais de alta tensão deve estar compreendida entre 100% e 115% da tensão nominal.

NOTA: Alternativamente, o ensaio pode ser executado alimentando-se o transformador pelo enrolamento de baixa tensão.

b) Corrente de ensaio

A corrente de ensaio deve ser ajustada por meio de resistência e reatância inseridas no secundário do transformador, de maneira que a relação X/R do circuito seja igual à do transformador. O valor simétrico dessa corrente é dado em 5.7.2.

O ângulo de fechamento deve ser ajustado de maneira que a corrente de crista esteja dentro da tolerância prevista na ABNT-NBR 5380;

c) Número de aplicações

Devem ser feitas tantas aplicações consecutivas quantas forem necessárias, de modo que cada fase seja submetida a 3 aplicações com o valor de corrente conforme 6.4.1.1.b;

d) Duração de cada aplicação

A duração de cada conjunto de 3 aplicações por fase é:

- duas aplicações com duração de 0,25 s ou o tempo necessário para o desaparecimento da componente contínua da corrente de ensaio, prevalecendo o que for maior;

- uma aplicação de longa duração com tempo t mínimo dado por:

$$t = 1250 / I_m^2, \text{ para } I_m = 25 \times I_n;$$

$$t = 1013 / I_m^2, \text{ para } I_m = 22,5 \times I_n;$$

$$t = 800 / I_m^2, \text{ para } I_m = 20 \times I_n;$$

onde: t : duração em segundos;

I_m : corrente simétrica de curto-circuito em múltiplos da corrente nominal;

I_n : corrente nominal.

e) Critério para avaliação do ensaio.

Os resultados devem ser avaliados de acordo com a ABNT-NBR 5356 ou a IEC 60076.

6.4.1.2 Capacidade térmica de suportar curto-circuito

O fornecedor deve enviar, para cada ensaio de curto-circuito, a memória de cálculo referente à máxima temperatura média atingida pelo enrolamento após um curto-circuito de 2 segundos, com o valor de corrente indicado em 5.7.1.

6.5 Critérios de aceitação e rejeição

6.5.1 Inspeção geral

O critério para aceitação e rejeição do ensaio de inspeção geral é o estabelecido na Tabela 1.

Para o quesito verificação da massa, caso a amostra não seja aprovada, todas as unidades do lote devem ter suas placas de identificação coerentemente corrigidas, inclusive a ponto de cada peça ter sua massa real medida e gravada.

6.5.2 Tensão suportável nominal em frequência industrial, tensão induzida e estanqueidade.

Os transformadores que não suportarem os ensaios de tensão suportável nominal em frequência industrial, tensão induzida ou estanqueidade devem ser rejeitados.

6.5.3 Ensaio com valores garantidos

6.5.3.1 Os transformadores cujos valores de perdas em vazio, perdas totais, corrente de excitação e tensão de curto-circuito forem superiores aos valores garantidos, declarados pelo fornecedor na sua proposta e constantes do Pedido de Compra, considerando-se as tolerâncias definidas em 6.2.2.4, devem ser rejeitados.

6.5.3.2 O lote deve ser rejeitado se as médias dos valores de perdas em vazio, perdas totais, corrente de excitação e tensão de curto-circuito forem superiores aos valores garantidos, declarados pelo fornecedor na sua proposta e constantes do Pedido de Compra.

6.5.4 Ensaio elétrico de rotina

O critério de aceitação dos ensaios elétricos citados em 6.2.2.1 é o estabelecido na Tabela 1.

Devem ser rejeitadas as unidades que apresentarem valores fora das tolerâncias estabelecidas em 6.2.2.4, alíneas d e e.

6.5.5 Ensaio da pintura

6.5.5.1 O tratamento da chapa e o esquema da pintura devem ser recusados se qualquer um dos corpos-de-prova não suportar qualquer um dos ensaios constantes de 6.3.3.1 a 6.3.3.6. Caso os transformadores já estejam pintados, todo o lote será recusado.

6.5.5.2 Se o lote for recusado, novos corpos-de-prova devem ser apresentados ao inspetor da EMPRESAS DA REDE ENERGIA, com novo tratamento de chapa e esquema de pintura a serem utilizados nos transformadores, para serem submetidos aos mesmos ensaios.

6.5.5.3 Ocorrendo nova falha, novos corpos-de-prova devem ser providenciados até que se alcancem o tratamento e o esquema de pintura satisfatórios.

6.5.6 Ensaio de aderência e espessura da pintura

O critério para aceitação e rejeição dos ensaios de aderência e espessura é o estabelecido pela Tabela. Devem ser rejeitados, também, transformadores que apresentarem pintura com empolamento, escorrimento e cor diferente da especificada.

NOTA: Caso o lote seja aprovado, todas as unidades rejeitadas devem ser pintadas e submetidas novamente aos ensaios de pintura. O fornecedor deve restaurar a pintura de todas as unidades ensaiadas.

6.5.7 Ensaio do revestimento de zinco

O critério para aceitação e rejeição do ensaio do revestimento de zinco é o definido na Tabela 1.

6.5.8 Ensaio do óleo isolante

O critério para aceitação e rejeição do óleo isolante é o estabelecido na Tabela 1.

6.5.9 Ensaios das juntas de vedação

O critério para aceitação e rejeição do ensaio de dureza das juntas de vedação é o estabelecido na Tabela 1.

6.5.10 Tensão suportável nominal de impulso atmosférico

Caso o transformador submetido ao ensaio de tensão suportável nominal de impulso atmosférico apresente evidência de falha ou descarga disruptiva, duas outras unidades devem ser submetidas a novos ensaios, sem ônus para a empresa da REDE ENERGIA. Ocorrendo nova falha em qualquer uma das unidades, todo o lote deve ser rejeitado.

6.5.11 Ensaio de elevação de temperatura

Se os resultados do ensaio de elevação de temperatura forem superiores aos estabelecidos em 5.8, o ensaio deve ser repetido na mesma unidade. Persistindo valores superiores aos permitidos, todo o lote deve ser rejeitado.

6.5.12 Ensaio de resistência a curto-circuito

Caso o transformador não suporte as solicitações elétricas, térmicas e dinâmicas do ensaio de curto-circuito, segundo os critérios estabelecidos em 6.4.1, todo o lote deve ser rejeitado.

6.5.13 Ensaio de radiointerferência

Caso o transformador não atenda aos requisitos do ensaio de tensão de radiointerferência, conforme 6.3.7, todo o lote deve ser rejeitado.

6.5.14 Ensaio de nível de ruído

Caso o transformador não atenda aos requisitos do ensaio de nível de ruído, conforme 6.3.8, todo o lote deve ser rejeitado.

6.5.15 Ensaio de resistência das juntas de vedação ao óleo isolante

As juntas de vedação que apresentarem variação superior ao estabelecido em 6.3.5 devem ser rejeitadas.

6.5.16.2 A repetição do ensaio e outras medidas poderão ser estudados, a critério da empresa da REDE ENERGIA, caso a caso, correndo todas as despesas adicionais por conta do fornecedor.

6.5.17 Ensaio de verificação de resistência dos suportes para fixação em poste

Caso o transformador não suporte este ensaio, duas outras unidades devem ser submetidas a novos ensaios, sem ônus para a empresa GRUPO REDE. Ocorrendo nova falha em qualquer das unidades, todo o lote referente à potência ensaiada será rejeitado.

6.6 Relatórios dos ensaios

6.6.1 O relatório dos ensaios de rotina deve ser providenciado pelo fornecedor e conter as seguintes informações mínimas:

- a) número do Pedido de Compra e quantidade dos transformadores do lote;
- b) identificação (dados de placa) e valores garantidos pelo fornecedor;

- c) resultados dos ensaios que têm valores garantidos e os respectivos valores máximos, médios e mínimos verificados no lote;
- d) resultados dos ensaios da pintura;
- e) resultados dos ensaios das peças zincadas;
- f) resultados dos ensaios dielétricos, de relação de tensão, de resistência de isolamento e de resistência elétrica dos enrolamentos;
- g) resultados dos ensaios do óleo mineral isolante;
- h) resultados dos ensaios das juntas de vedação;
- i) datas de início e término dos ensaios e de emissão do relatório;
- j) nome do laboratório onde os ensaios foram executados;
- k) nomes legíveis e assinaturas do representante do fabricante e do inspetor da empresa da REDE ENERGIA.

6.6.2 O lote, devidamente embalado e marcado, somente será liberado pelo inspetor da empresa da REDE ENERGIA após o recebimento de uma via do relatório de ensaio.

6.6.3 O relatório do ensaio de impulso deve conter os dados do ensaio com os respectivos oscilogramas.

6.6.4 O relatório do ensaio de elevação de temperatura deve conter, no mínimo, as seguintes informações:

- a) identificação do transformador ensaiado;
- b) perdas em vazio com 100% e 105% da tensão nominal;
- c) perdas em carga em todas as derivações;
- d) perdas aplicadas ao transformador para determinação da elevação de temperatura do topo do óleo;
- e) resistência ôhmica dos enrolamentos e a respectiva temperatura, antes do ensaio;
- f) leituras de resistência ôhmica e do tempo após o desligamento além da temperatura ambiente, para cada desligamento do transformador;
- g) metodologia de cálculo adotada para determinação da resistência no instante do desligamento (gráfica, conforme a ABNT-NBR 5380, ou estatística, conforme Anexo B);
- h) elevação de temperatura do topo do óleo e dos enrolamentos;
- i) outros dados que o inspetor da empresa da REDE ENERGIA julgar necessário.

6.6.5 O relatório do ensaio de curto-circuito deve conter a descrição do circuito de teste, duração das aplicações e valor das correntes, cálculos efetuados e respectivos oscilogramas.

7. Apresentação de propostas e aprovação de documentos

7.1 Dados técnicos dos transformadores

O proponente deve apresentar obrigatoriamente, juntamente com a sua proposta, os seguintes dados e informações:

- a) Anexo A totalmente preenchido, individualmente para cada item cotado.

b) os valores das perdas, corrente de excitação e impedância de curto-circuito de cada item cotado. O não-atendimento a essa exigência implicará na desclassificação da respectiva proposta.

7.2 Relatórios de ensaios

O proponente também deve apresentar relatórios dos seguintes ensaios, realizados em transformadores de características idênticas aos ofertados.

- a) tensão suportável nominal de impulso atmosférico, conforme 6.3.1 e 6.6.3;
- b) elevação de temperatura, realizado pelos métodos do topo do óleo e da variação da resistência, conforme 6.3.2 e 6.6.4;
- c) verificação da capacidade dinâmica de resistência a curto-circuito, com oscilogramas, conforme 6.4.1.1.

NOTA: Os ensaios citados devem ter sido realizados por laboratórios que se enquadrem em pelo menos uma das seguintes condições:

- a) laboratórios governamentais;
- b) laboratórios credenciados pelo governo do país de origem;
- c) laboratórios de entidades reconhecidas internacionalmente;
- d) laboratório do fornecedor na presença do inspetor da empresa da REDE ENERGIA.

7.3 Desenhos

7.3.1 O proponente deve apresentar os desenhos a seguir, referentes a transformadores de características idênticas aos ofertados.

- a) de dimensões, com vistas principais do equipamento, mostrando a localização das peças e acessórios;
- b) da parte ativa, indicando material utilizado nos enrolamentos e processo de montagem de núcleo;
- c) da placa de identificação;
- d) descritivo das buchas de alta e de baixa tensão, com dimensões, detalhes e montagem e características físicas e dielétricas;
- e) descritivo dos conectores terminais de alta e baixa tensão, com dimensões, detalhes de montagem e material utilizado;
- f) das alças para fixação em poste e para suspensão do transformador;
- g) da fixação e da vedação da tampa com dimensões, número e tipo de parafusos para fixação e material utilizado;
- h) dos dispositivos de aterramento, com dimensões e material utilizado;
- i) do dispositivo para fixação de pára-raios;
- j) do dispositivo para fixação e desconexão do terminal de neutro H2T, indicando construção e localização interna.

7.3.2 Quando explicitamente solicitado pela empresa da REDE ENERGIA, e após a emissão do Pedido de Compra, o fornecedor deve apresentar, dentro de no máximo 20 dias, os desenhos definitivos para aprovação, que devem ser os mesmos constantes de 7.3.1, acrescidos das correções necessárias.

7.3.3 O prazo para análise pela empresa da REDE ENERGIA dos desenhos corrigidos, citados em 7.3.2, é de 15 dias.

NOTA: Essa, ou qualquer outra forma de aprovação empregada pela empresa da REDE ENERGIA, não exime o fornecedor da responsabilidade de fornecer o equipamento de acordo com esta Especificação Técnica, e nem quanto ao fiel cumprimento das cláusulas contratuais.

8. Critérios para julgamento das propostas

Para julgamento das propostas, a avaliação do custo final das perdas no transformador deve ser feita conforme apresentado no Anexo E.

Clécio Jose Ramalho
Diretor de Engenharia Corporativa

TABELA 1
Tabela - Planos de amostragem para os ensaios de rotina elétricos e não-elétricos no transformador

| Tamanho do lote | Ensaio elétrico | | | | Ensaio não-elétrico | | | | | | |
|-----------------|--|------|----|----|---|---|----|----|--|----|----|
| | - Perdas - Relação de tensões - Resistência de isolamento - Resistência elétrica dos enrolamentos | | | | - Inspeção geral - Ensaio do óleo isolante - Estanqueidade - Ensaio da pintura - Ensaio das juntas de vedação - Zincagem | | | | - Ensaio da válvula de alívio de pressão | | |
| | - Amostragem dupla - NQA 6,5% - Nível de inspeção S1 | | | | - Amostragem dupla - NQA 6,5% - Nível de inspeção S3 | | | | - Amostragem simples - NQA 1% - Nível de inspeção S3 | | |
| | Amostra | | Ac | Re | Amostra | | Ac | Re | Amostr a | Ac | Re |
| Seq. | Tam. | Seq. | | | Tam. | | | | | | |
| 2 a 50 | - | 3 | 0 | 1 | - | 2 | 0 | 1 | 13 | 0 | 1 |
| 51 a 90 | - | 3 | 0 | 1 | - | 2 | 0 | 1 | | | |
| 91 a 280 | 1ª | 8 | 0 | 2 | 1ª | 5 | 0 | 2 | | | |
| | 2ª | 8 | 1 | 2 | | | | | | | |
| 281 a 500 | 1ª | 13 | 0 | 3 | 2ª | 5 | 1 | 2 | | | |
| | 2ª | 13 | 3 | 4 | | | | | | | |
| 501 a 1200 | 1ª | 20 | 1 | 4 | 1ª | 8 | 0 | 3 | | | |
| | 2ª | 20 | 4 | 5 | | | | | 2ª | 8 | 3 |

NOTAS:

- 1) Especificação dos planos de amostragem: conforme a ABNT-NBR 5426 ou a ISO 2859-1, para o regime de inspeção normal.
- 2) Seq.: Seqüência
 Tam.: Tamanho
 Ac - número de aceitação: número máximo de unidades defeituosas que permite a Aceitação do lote.
 Re - número de rejeição: número total de unidades defeituosas que implica a rejeição do lote.
- 3) Amostragem dupla: deve-se ensaiar um número inicial de unidades igual ao da primeira amostra da Tabela. Se o número de unidades defeituosas encontrado estiver compreendido entre Ac e Re (excluindo esses valores), deve ser ensaiada a segunda amostra. O total de unidades defeituosas encontrado, depois de ensaiadas as duas amostras, deve ser igual ou inferior ao maior Ac especificado para permitir a aceitação do lote.

TABELA 2
ÓLEO DE BASE NAFTÊNICA, INIBIDO OU NÃO, APÓS CONTATO COM O EQUIPAMENTO.

| CARACTERÍSTICAS | | MÉTODO DE ENSAIO | UNIDADE | VALORES GARANTIDOS | |
|---------------------------------------|---------|-----------------------|--------------------|--------------------|--------|
| | | | | MÍNIMO | MÁXIMO |
| densidade 20/4°C | (2) | MB-104 ou ASTM D 1298 | - | 0,861 | 0,900 |
| viscosidade cinemática | (3) | MB 293 ou ASTM D 445 | mm ² /s | | 25 |
| | | | | a 20°C | 11 |
| | | | | a 40°C | 3 |
| | a 100°C | | | | |
| ponto de fulgor | (2) | MB-50 ou ASTM D 92 | °C | 140 | |
| ponto de fluidez | | MB 820 ou ASTM D 97 | °C | - | -39 |
| índice de neutralização | (2) | MB-101 ou ASTM D 974 | mgkOH/g | - | 0.03 |
| tensão interfacial a 25°C | (2) | MB-320 ou ASTM D 971 | mN/m | 40 | - |
| cor ASTM | | MB-351 ou ASTM D 1500 | - | - | 1 |
| teor de água | (2) | MB-936 ou ASTM D 1533 | equip.Un<230 kV | ppm | 25 |
| | | | equip.Un>230 kV | ppm | 15 |
| cloretos e sulfatos | | MB-901 ou ASTM D 878 | - | ausentes | |
| enxofre corrosivo | | MB-899 ou ASTM D 1275 | - | ausentes | |
| ponto de anilina | | MB-299 | °C | 63 | 84 |
| índice de refração a 20°C | | MB-981 ou ASTM D 1218 | - | 1,485 | 1,500 |
| rigidez dielétrica | (2) | MB-330 IEC 156 | kV/2,54mm | 40 | - |
| | | | kV/2,54mm | 60 | - |
| fator de potência a 100°C | (2) | ASTM D 924 | % | - | 0,9 |
| fator de dissipação a 90°C | | IEC 247 | % | - | 0,7 |
| teor de inibidor de oxidação DBPC/DBP | | ASTM D 2668 | % | - | 0,3 |
| porcentagem de carbono | | ASTM D 2140 | % | anotar | |

- NOTAS: 1) O fabricante do equipamento deve apresentar ao inspetor certificado de origem do óleo, comprovando todas as características da Tabela 2. Quando o óleo for inibido, deve ser apresentado relatório de ensaio de estabilidade à oxidação, conforme ASTM D 2112 (ao invés de ASTM D 2440), com o valor limite de 195 minutos, conforme D 3487;
- 2) Estes ensaios devem ser efetuados pelo fabricante, na presença do inspetor da EMPRESAS DA REDE ENERGIA, em amostra retirada do equipamento (bem como os demais, se julgado necessário);
- 3) O ensaio de viscosidade cinemática deve ser realizado em duas temperaturas dentre as citadas.

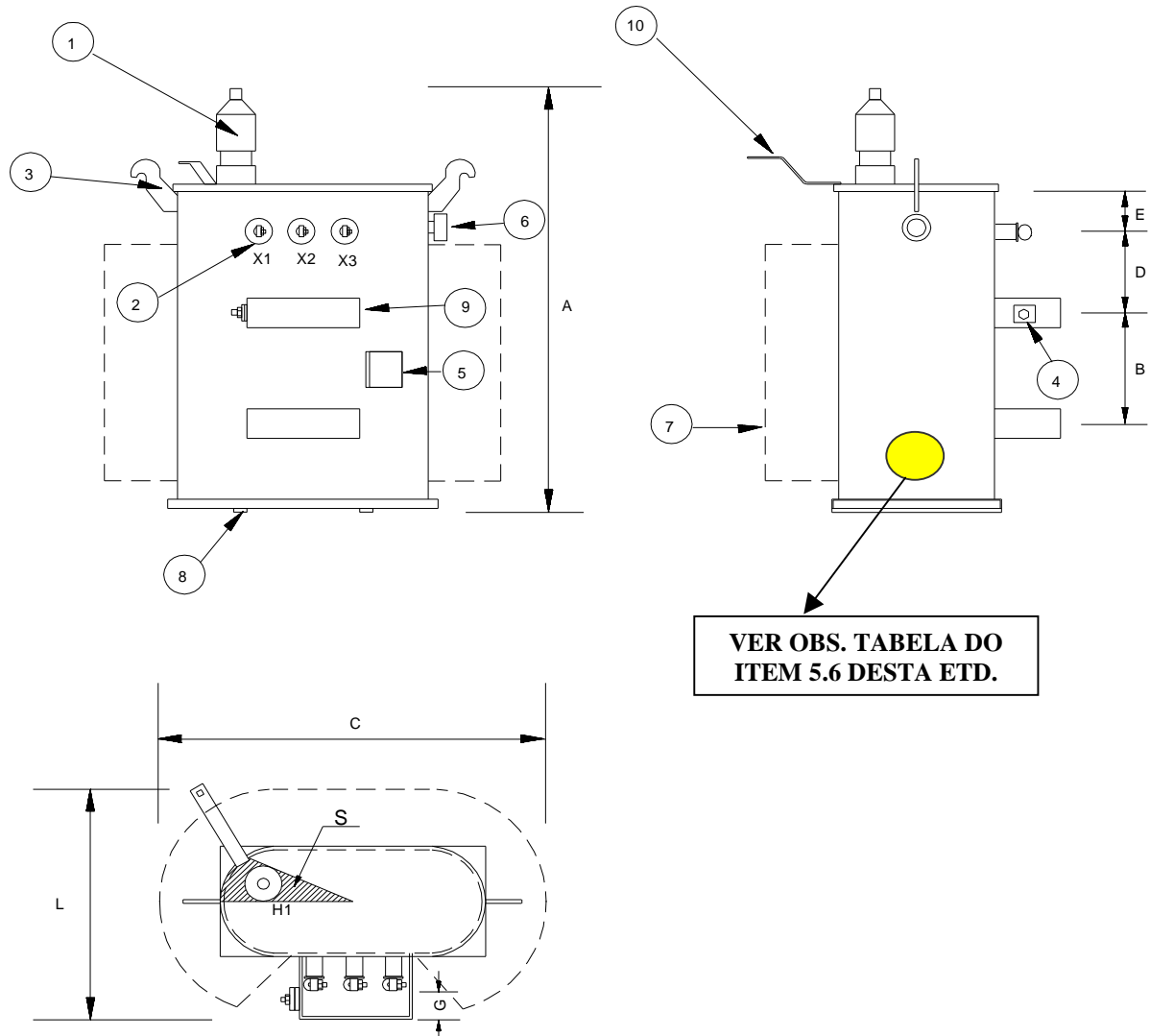
TABELA 3
ÓLEO DE BASE PARAFÍNICA, ISENTO DE ADITIVOS, APÓS CONTATO COM O EQUIPAMENTO
 (Utilização em equipamentos de Un<34,5 kV)

| CARACTERÍSTICAS | MÉTODO DE ENSAIO | UNIDADE | VALORES GARANTIDOS | |
|---------------------------------------|-----------------------|--------------------|--------------------|----------|
| | | | MÍNIMO | MÁXIMO |
| densidade 20/4°C (2) | MB-104 ou ASTM D 1298 | - | - | 0,860 |
| viscosidade cinemática (3) | a 20°C | mm ² /s | - | 25 |
| | a 40°C | | | 11 |
| | a 100°C | | | 3 |
| ponto de fulgor (2) | MB-50 ou ASTM D 92 | °C | 140 | |
| ponto de fluidez | MB 820 ou ASTM D 97 | °C | - | -9 |
| índice de neutralização (2) | MB-101 ou ASTM D 974 | mgkOH/g | - | 0.04 |
| tensão interfacial a 25°C (2) | MB-320 ou ASTM D 971 | mN/m | 40 | - |
| cor ASTM | MB-351 ou ASTM D 1500 | - | - | 1 |
| teor de água (2) | MB-936 ou ASTM D 1533 | ppm | - | 25 25 |
| cloretos e sulfatos | MB-901 ou ASTM D 878 | - | ausentes | |
| enxofre corrosivo | MB-899 ou ASTM D 1275 | - | ausentes | |
| ponto de anilina | MB-299 | °C | 83 | 94 |
| índice de refração a 20°C | MB-981 ou ASTM D 1218 | - | anotar | |
| rigidez dielétrica (2) | MB-330 | kV/2,54mm | 40 | - |
| | IEC 156 | kV/2,54mm | 60 | |
| fator de potência a 100°C (2) | ASTM D 924 | % | - | 0,9 |
| fator de dissipação a 90°C | IEC 247 | % | - | 0,7 |
| teor de inibidor de oxidação DBPC/DBP | ASTM D 2668 | % | - | 0,8 |
| porcentagem de carbono | ASTM D 2140 | % | anotar | |

- NOTAS:
- 1) O fabricante do equipamento deve apresentar ao inspetor da EMPRESAS DA REDE ENERGIA certificado de origem do óleo, comprovando todas as características da Tabela 3.
 - 2) Estes ensaios devem ser efetuados pelo fabricante ou pelo fornecedor, na presença do inspetor da EMPRESAS DA REDE ENERGIA, em amostra retirada do equipamento (bem como os demais, se julgado necessário);
 - 3) O ensaio de viscosidade cinemática deve ser realizado em duas temperaturas dentre as citadas.

DESENHO 01

DIMENSÕES GERAIS DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS FASE-NEUTRO



VER OBS. TABELA DO ITEM 5.6 DESTA ETD.

S= Área para localização da bucha de AT

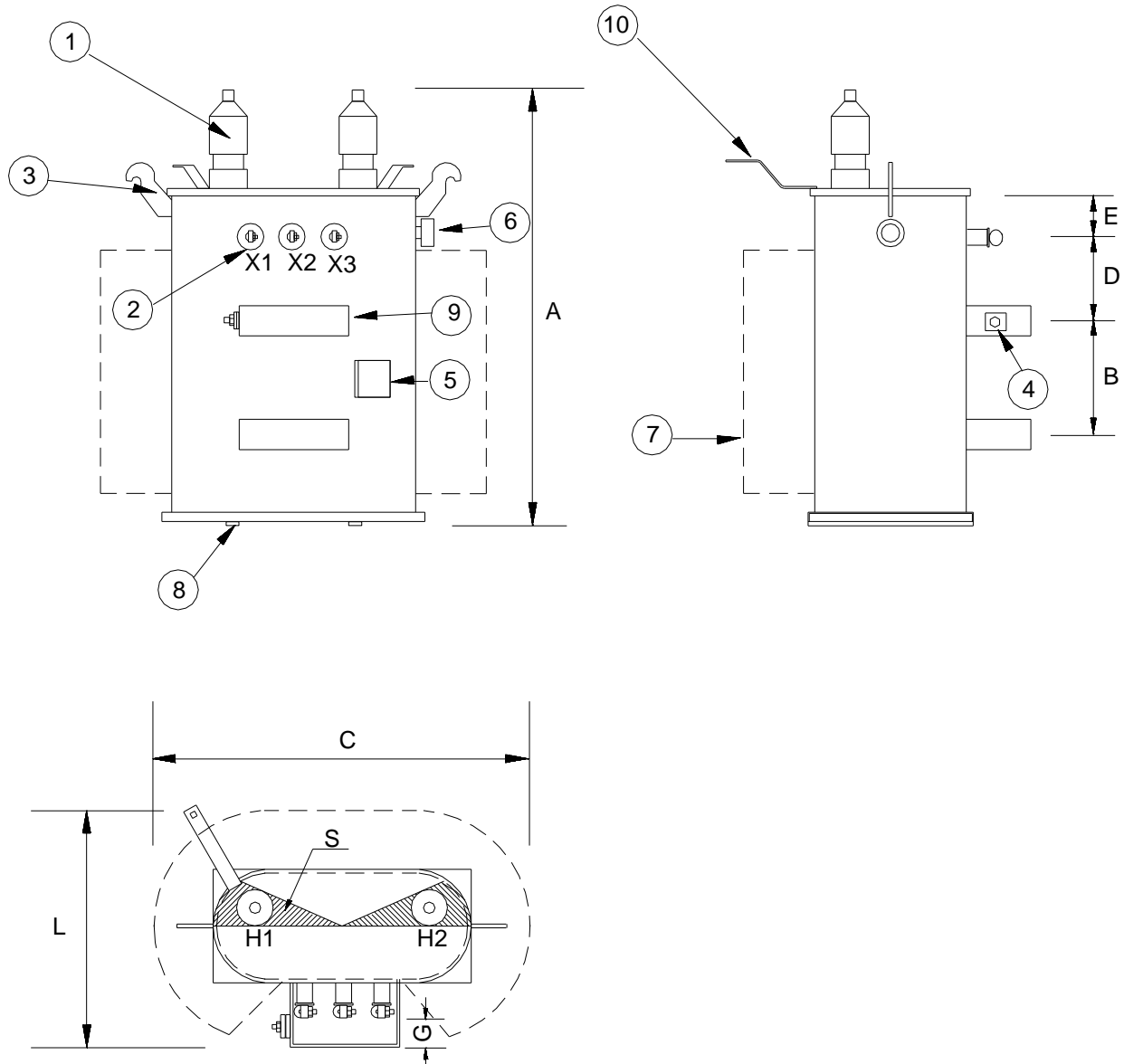
| TENSÃO MÁXIMA (kV) | COTAS POTÊNCIA (kV) | A | C | L | G | E | D | B |
|--------------------|---------------------|---------|-----|---------|----|------|-----|-----|
| 15 | P ≤ 10 | 1200 | 800 | 900 | 50 | 100 | 120 | 200 |
| | 10 < P ≤ 37,5 | 1200 | 800 | 900 | 50 | 100 | 120 | 200 |
| | P > 37,5 | 1400 | 900 | 1000 | 50 | 100 | 150 | 400 |
| 36,2 | P ≤ 10 | 1300 | 800 | 900 | 50 | 100 | 120 | 200 |
| | 10 < P ≤ 37,5 | 1300 | 800 | 900 | 50 | 100 | 120 | 200 |
| | P > 37,5 | 1700 | 900 | 1000 | 50 | 100 | 150 | 400 |
| TOLERÂNCIAS | | MÁXIMAS | | MÍNIMAS | | ± 2% | | |

REFERÊNCIAS

- 1- Bucha do Enrolamento de Tensão Superior
- 2- Bucha do Enrolamento de Tensão Inferior
- 3- Orelha de Suspensão
- 4- Dispositivo de aterramento
- 5- Placa de Identificação
- 6- Comutador de Derivação
- 7- Radiadores
- 8- Estrutura de Apoio
- 9- Suporte para Fixação ao Poste
- 10- Suporte para Fixação de Pára-raio

DESENHO 02

DIMENSÕES GERAIS DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS FASE-FASE



S= Área para localização da bucha de AT

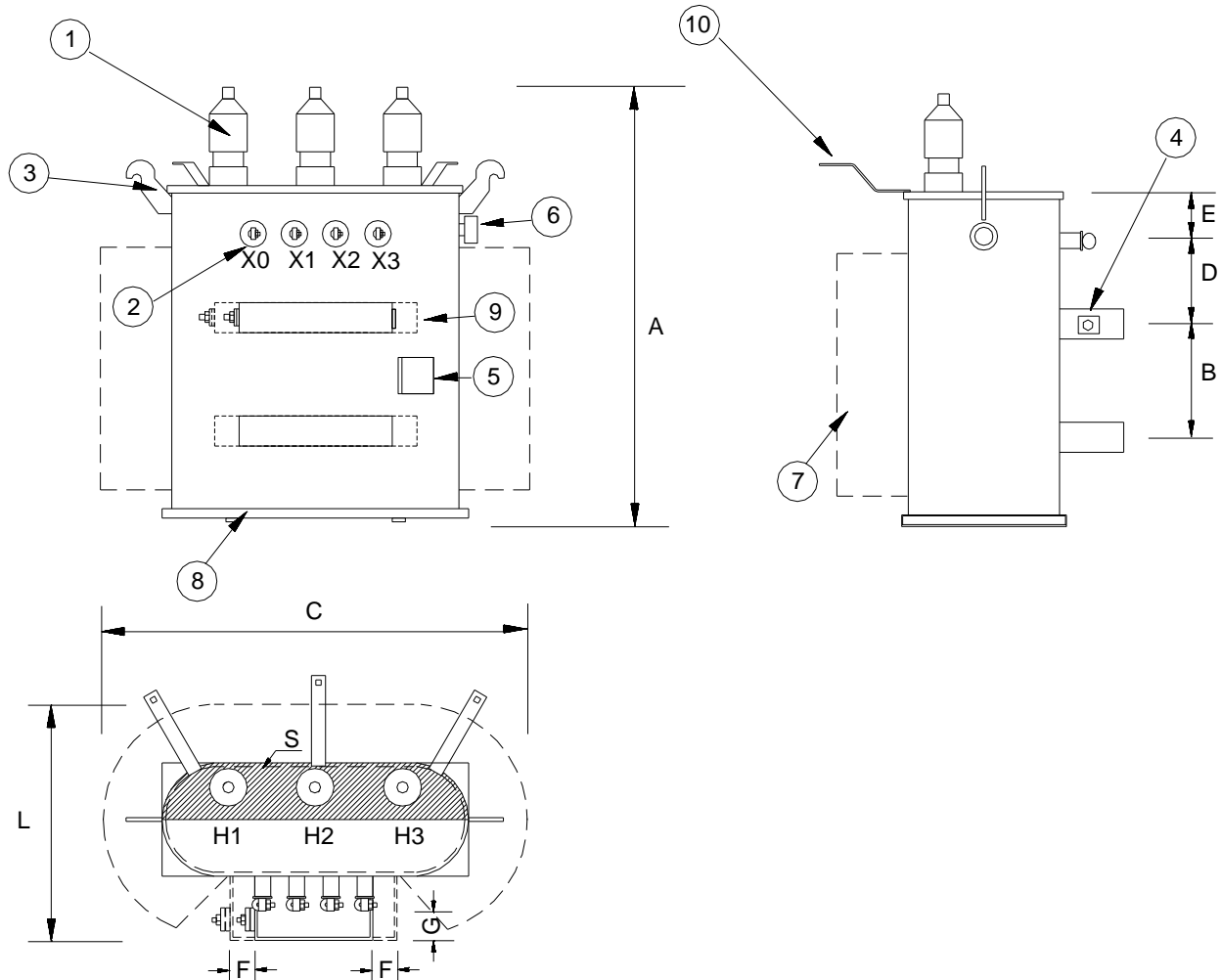
| TENSÃO MÁXIMA (kV) | COTAS POTÊNCIA (kV) | A | C | L | G | E | D | B |
|--------------------|---------------------|---------|-----|------|---------|-----|------|-----|
| 15 | P ≤ 10 | 1200 | 800 | 900 | 50 | 100 | 120 | 200 |
| | 10 < P ≤ 37,5 | 1200 | 800 | 900 | 50 | 100 | 120 | 200 |
| | P > 37,5 | 1400 | 900 | 1000 | 50 | 100 | 150 | 400 |
| 36,2 | P ≤ 10 | 1300 | 800 | 900 | 50 | 100 | 120 | 200 |
| | 10 < P ≤ 37,5 | 1300 | 800 | 900 | 50 | 100 | 120 | 200 |
| | P > 37,5 | 1700 | 900 | 1000 | 50 | 100 | 150 | 400 |
| TOLERÂNCIAS | | MÁXIMAS | | | MÍNIMAS | | ± 2% | |

REFERÊNCIAS

- 1- Bucha do Enrolamento de Tensão Superior
- 2- Bucha do Enrolamento de Tensão Inferior
- 3- Orelha de Suspensão
- 4- Dispositivo de aterramento
- 5- Placa de Identificação
- 6- Comutador de Derivação
- 7- Radiadores
- 8- Estrutura de Apoio
- 9- Suporte para Fixação ao Poste
- 10-Suporte para Fixação de Pára-raio

DESENHO 03

DIMENSÕES GERAIS DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS



S = ÁREA PARA LOCALIZAÇÃO DAS BUCHAS DE AT.

F = PROLONGAMENTO DA DIMENSÃO FRONTAL DO SUPORTE, EM 65mm MÍN, EM RELAÇÃO AS BUCHAS X₀ E X₃, PARA TRANSFORMADORES ≥ 75 kVA.

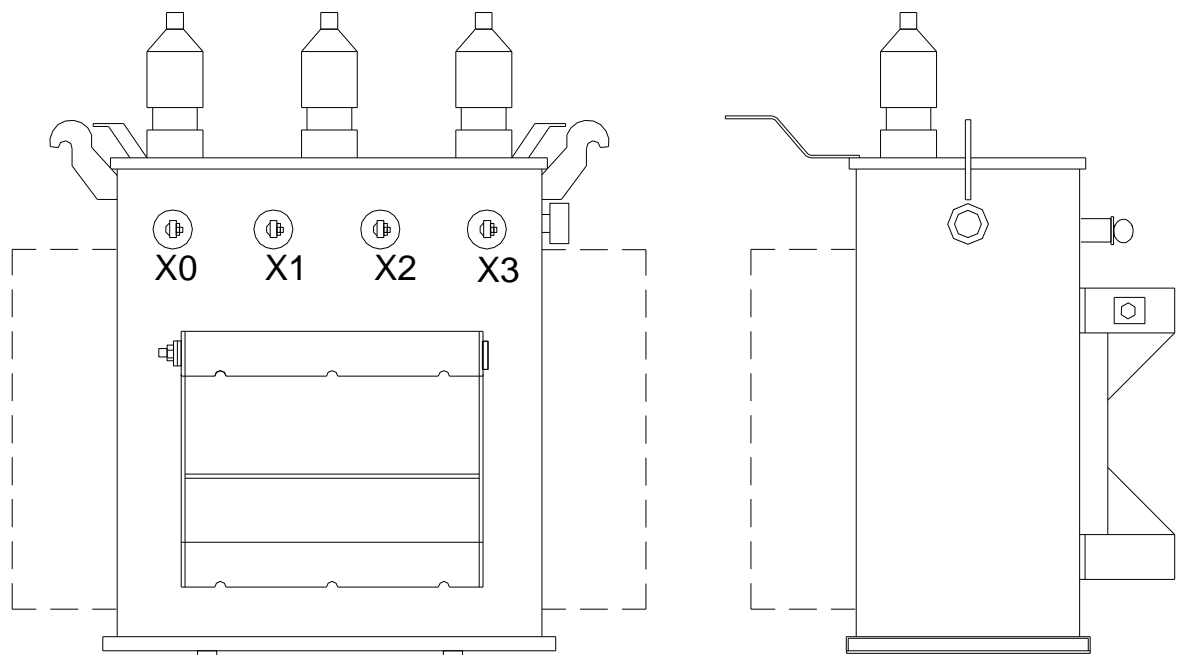
| SÃO MÁXIMA (kV) | COTAS POTÊNCIA (kV) | A | C | L | G | E | D | B |
|-----------------|---------------------|---------|------|------|---------|-----|-----|------|
| | P ≤ 45 | 1300 | 1300 | 750 | 50 | 100 | 120 | 200 |
| | 45 < P ≤ 150 | 1300 | 1300 | 750 | 50 | 100 | 150 | 400 |
| | P > 150 | 1800 | 1600 | 1000 | 50 | 100 | 150 | 400 |
| 36,2 | P ≤ 45 | 1600 | 1400 | 900 | 50 | 100 | 120 | 200 |
| | 45 < P ≤ 150 | 1600 | 1400 | 900 | 50 | 100 | 120 | 400 |
| | P > 150 | 2000 | 1600 | 1000 | 50 | 100 | 150 | 400 |
| TOLERÂNCIAS | | MÁXIMAS | | | MÍNIMAS | | | ± 2% |

REFERÊNCIAS

- 1- Bucha do Enrolamento de Tensão superior
- 2- Bucha do Enrolamento de Tensão Inferior
- 3- Orelha de Suspensão
- 4- Dispositivo de aterramento
- 5- Placa de Identificação
- 6- Comutador de Derivação
- 7- Radiadores
- 8- Estrutura de Apoio
- 9- Suporte para Fixação ao Poste
- 10-Suporte para Fixação de Pára-raio

DESENHO 04

ESTRUTURA DE REFORÇO PARA TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS



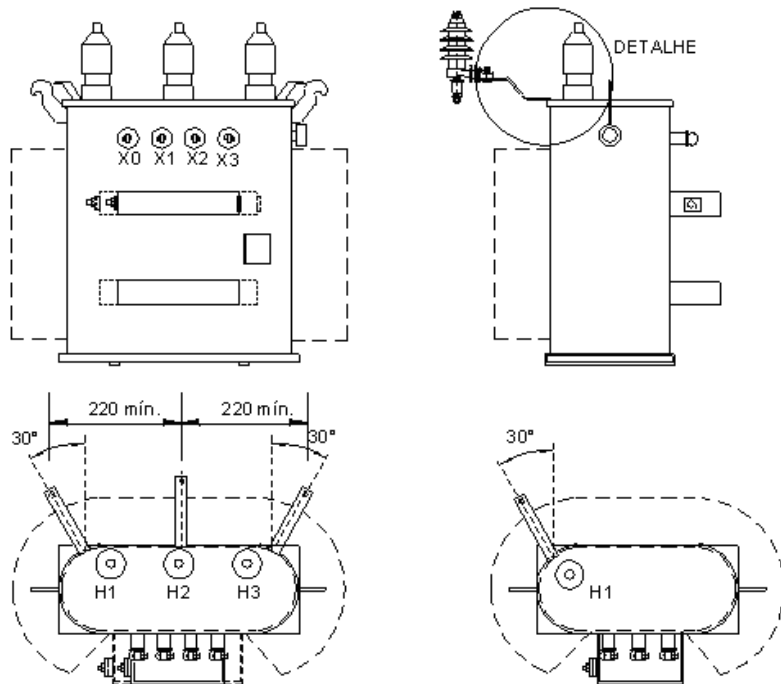
NOTA : Estrutura mínima requerida para reforço dos suportes de fixação em poste

TRANSFORMADOR DE 225 KVA E 300 KVA

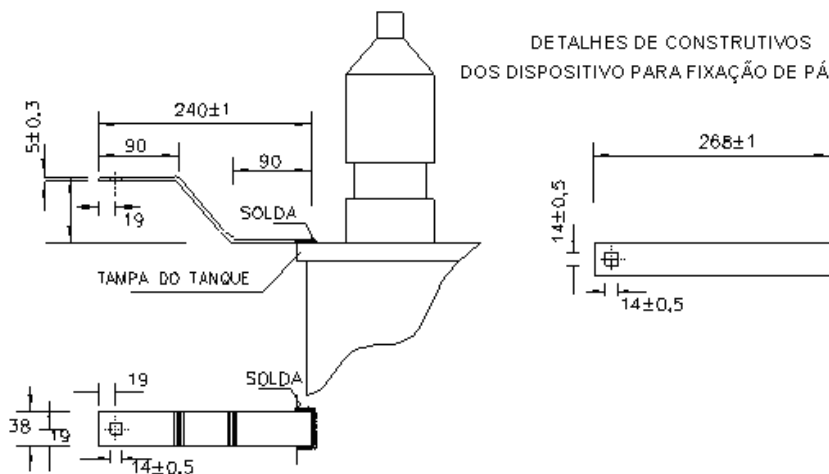
ESTRUTURA DE REFORÇO

DESENHO 05

DISPOSITIVOS PARA FIXAÇÃO DE PÁRA-RAIOS



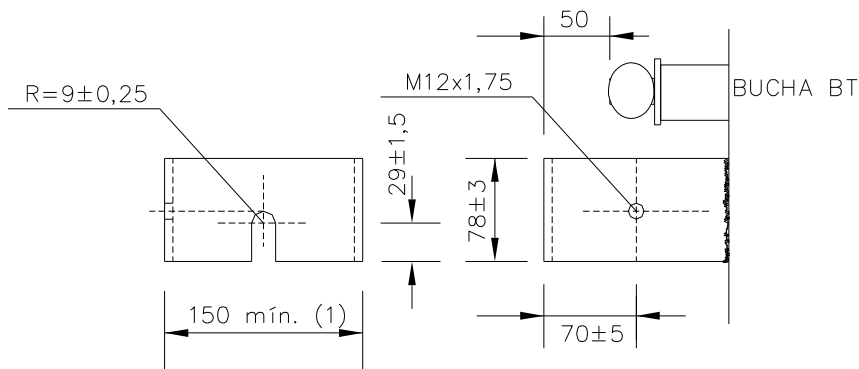
DETALHES DE CONSTRUTIVOS
DOS DISPOSITIVO PARA FIXAÇÃO DE PÁRA-RAIO



DESENHO 06

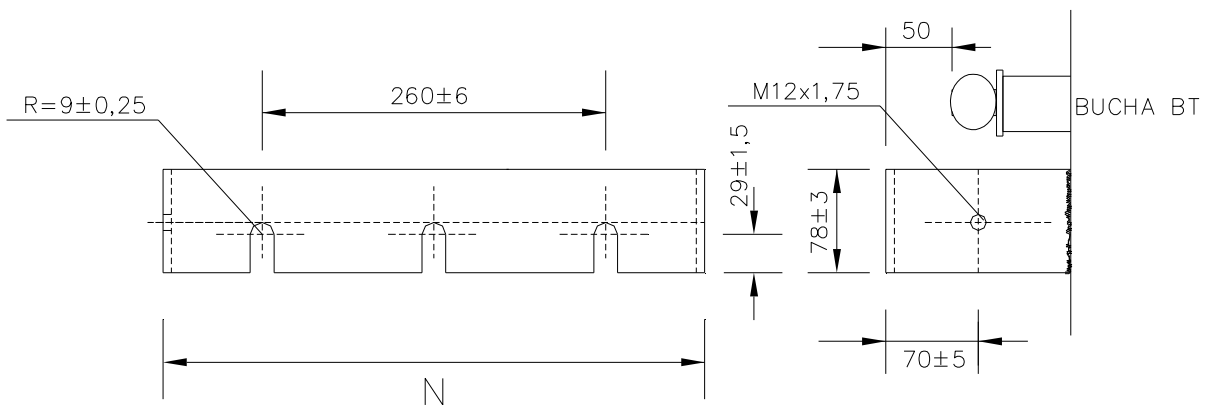
SUPOORTE PARA FIXAÇÃO DO TRANSFORMADOR NO POSTE

TIPO 1 - TRANSFORMADOR MONOFÁSICO



(1) Observar cota F ou H da Figura 1 e 2

TIPO 2 - TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

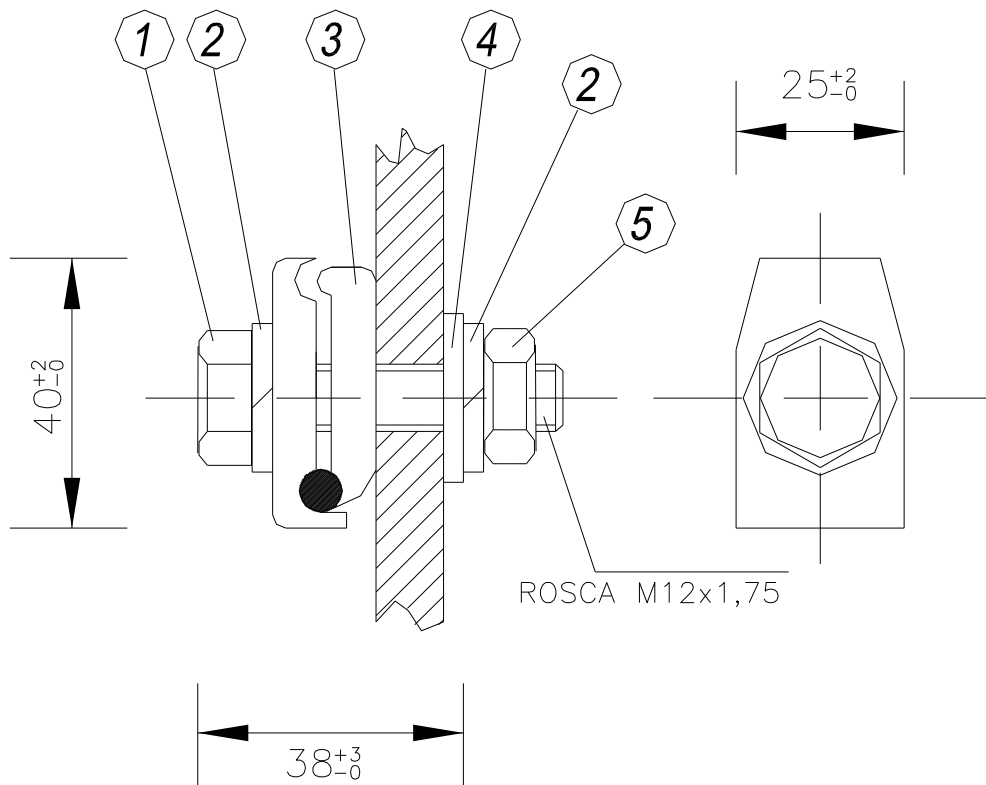


$N = 350 \text{ mm (mínimo)} + 2 F \text{ (ver desenho 3)}$

DESENHO 07

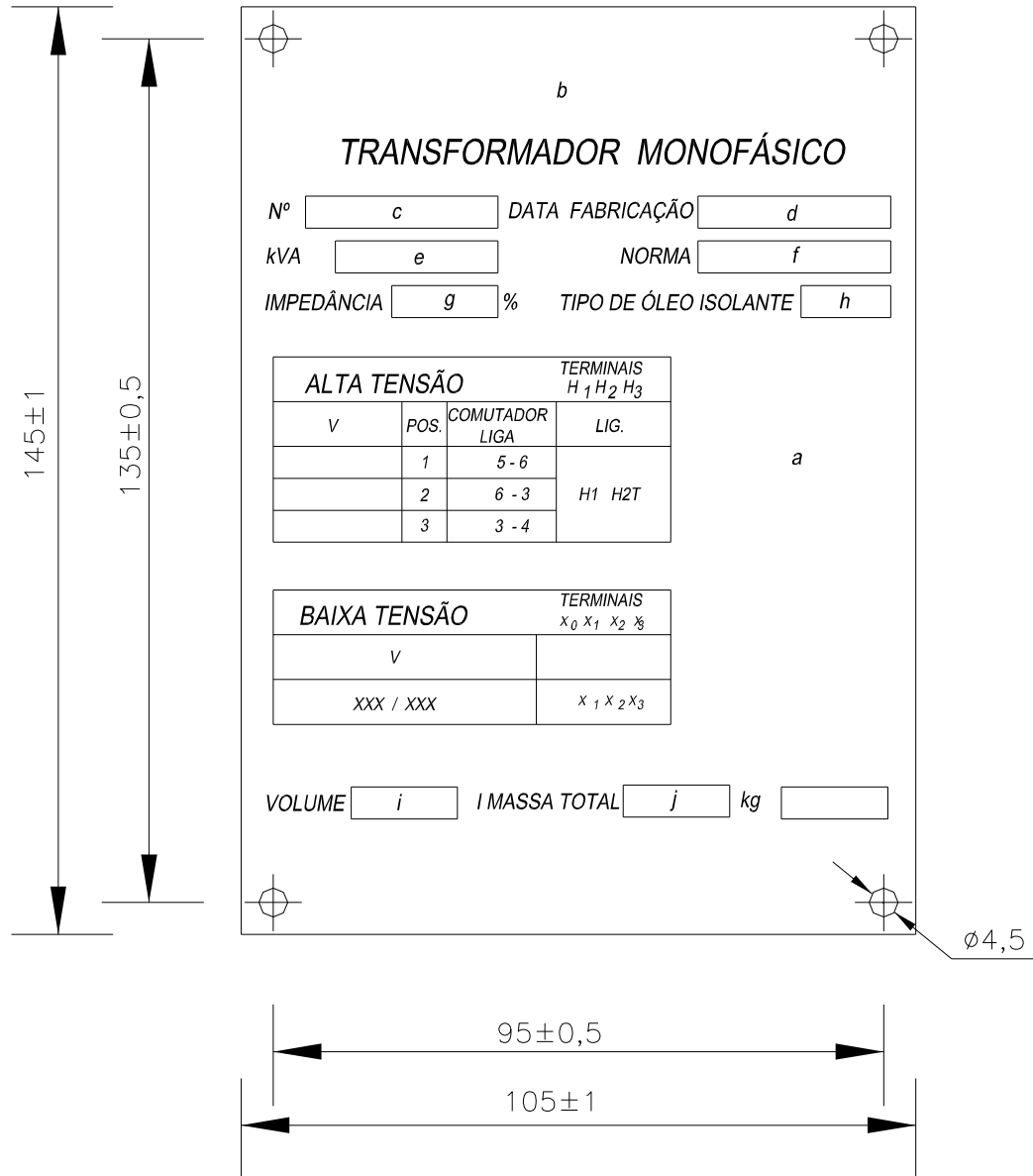
DISPOSITIVOS DE ATERRAMENTO

- Obs.:** 1- As características mecânicas devem estar de acordo com a ABNT-NBR 5370
 2- O conector deve permitir a colocação ou retirada do condutor de maior seção sem a necessidade de desmontá-lo



Peças / Material:

- 1- Parafuso de cabeça sextavada -aço carbono galvanizado, aço inoxidável ou liga de cobre.
- 2- Arruelas de pressão-aço carbono galvanizado, aço inoxidável ou bronze fósforo.
- 3- Conector - liga de cobre, com teor de cobre superior a 85 % teor de zinco inferior a 6%, Condutividade Elétrica mínima 25 % IACS 20°C, esta nhado com espessura mínima da camada de estanho de 8,0 mm
- 4- Arruela lisa – aço carbono galvanizado, aço inoxidável ou liga de cobre
- 5- Porca sextavada – aço carbono galvanizado, aço inoxidável ou liga de cobre

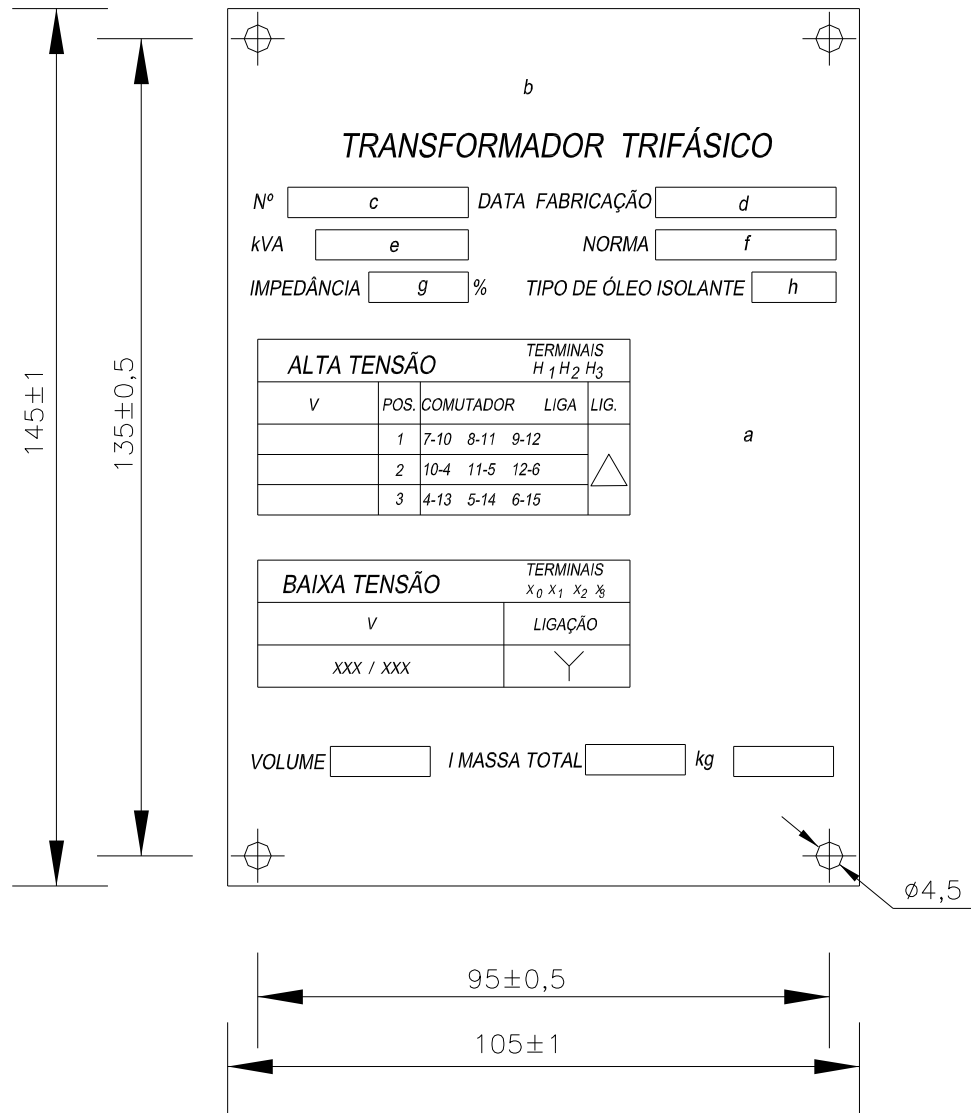
DESENHO 08
PLACA DE IDENTIFICAÇÃO DE TRANSFORMADOR MONOFÁSICO

REFERÊNCIAS:

- a – Diagrama esquemático, conforme Desenho 10
- b – Dados do fabricante e local de fabricação
- c – Número de série de fabricação
- d – Mês (três primeiras letras) e ano de fabricação com 4 dígitos
- e – Potência nominal
- f – Norma aplicável
- g – Impedância de curto circuito, em percentual
- h – Tipo de óleo isolante (letra A - Naftênico, B – Parafínico)
- i – Volume total do líquido isolante, em litros

j – Massa total do transformador, em kg.

DESENHO 09

PLACA DE IDENTIFICAÇÃO DE TRANSFORMADOR TRIFÁSICO



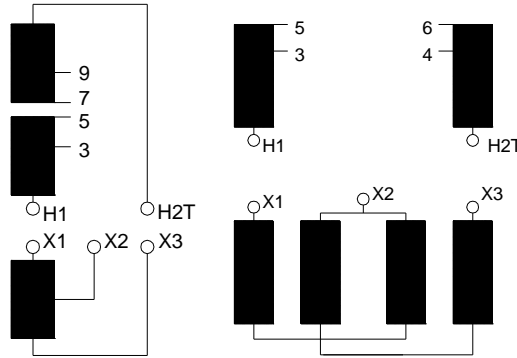
REFERÊNCIAS:

- a – Diagrama esquemático, conforme Desenho 10
- b – Dados do fabricante e local de fabricação
- c – Número de série de fabricação
- d – Mês (três primeiras letras) e ano de fabricação com 4 dígitos
- e – Potência nominal
- f – Norma aplicável
- g – Impedância de curto circuito, em percentual
- h – Tipo de óleo isolante (letra A - Naftênico, B – Parafínico)
- i – Volume total do líquido isolante, em litros
- j – Massa total do transformador, em kg.

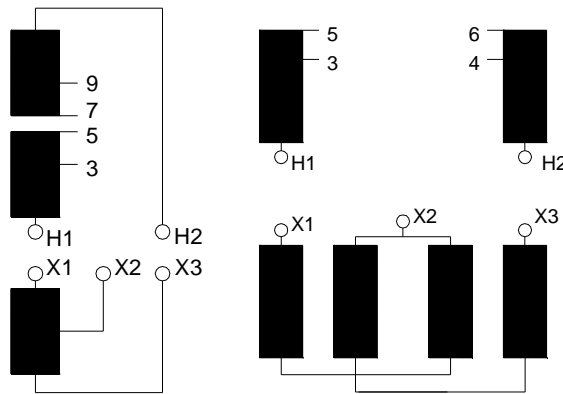
DESENHO 10

DIAGRAMA ESQUEMÁTICO E MARCAÇÃO DOS TERMINAIS

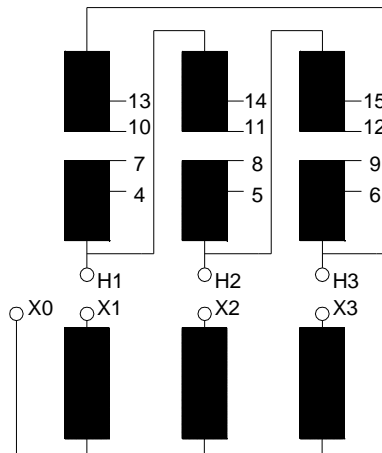
TRANSFORMADOR MONOFÁSICO FASE- NEUTRO POLARIDADE SUBTRATIVA



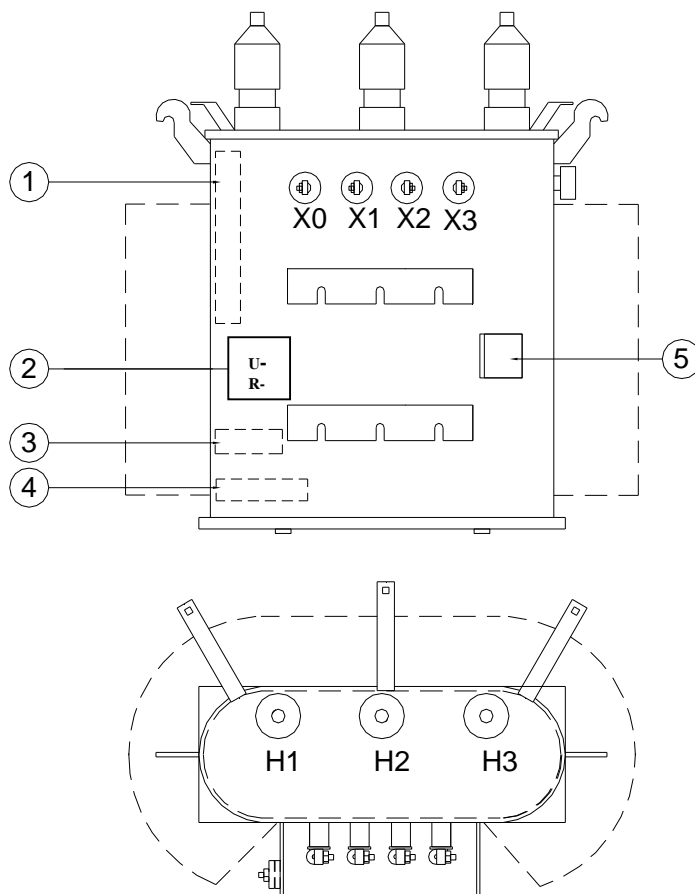
TRANSFORMADOR MONOFÁSICO FASE-FASE POLARIDADE SUBTRATIVA



**TRANSFORMADOR TRIFÁSICO ΔY COM DERIVAÇÕES
DESLOCAMENTO ANGULAR 30° - Dyn 1**



DESENHO 11
NUMERAÇÃO PATRIMONIAL



LEGENDA:

- 1 - Numeração patrimonial (a ser fornecida pela empresa da REDE ENERGIA)
- 2 - Elo fusível, **U** – Transformador na área **U**rbana, **R** – Transformador na área **R**ural
- 3 - Potência nominal sem a inscrição da unidade Kva
- 4 - Nome da Empresa
- 5 - Placa de Identificação


Notas:

- Pintar com tinta indelével na cor preta notação Munsell N1
- O tamanho da letra deve ser no mínimo 50mm
- O número de patrimônio deve ser pintado do lado esquerdo do suporte de poste
- O nome da empresa deve ser pintado abaixo do número da Potência
- Se a aplicação do elo fusível for a mesma tanto para a área Urbana e como Rural, registrar seu valor apenas na letra **U**


**DESENHO 12
DETALHE PARA PINTURA DA INSCRIÇÃO AMORFO**

TODAS AS DIMENSÕES SÃO EM mm & PESOS SÃO EM kg, SALVO ESPECIFICADO DE OUTRA FORMA.

TODAS AS INFORMAÇÕES CONTIDAS NESTE DOCUMENTO SÃO CONFIDENCIAIS E OS DIREITOS DE PROPRIEDADE E REPRODUÇÃO DEVEM SER FEITAS COM PERMISSÃO ESPECÍFICA DA ORGANIZAÇÃO.



Fonte: Arial
Tamanho: 30
Cor: Preta

| REV | ZONA | DATA | DENOMINAÇÃO | MODIF. | VERIF. | APROV. |
|--|------|------|-------------|---|--------|----------|
| REDE ENERGIA | | | | | NOME | DATA |
| | | | | CARGO | | 12/01/09 |
| | | | | DESENHO | | 12/01/09 |
| | | | | VERIF. | | 12/01/09 |
| ESCALA:  | | | | VISTO | | |
| | | | | O.P. Nº: | | |
| | | | | PROJETO Nº.: | | |
| | | | | DETALHES PARA PINTURA INSCRIÇÃO "AMORFO" | | |

ANEXO A
DADOS TÉCNICOS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Nome do fabricante:

Número da AFM:.....

Número de Unidades:..... Data:../.../.....

A.1. CARACTERÍSTICAS

A.1.1. Tipo (do fabricante):

A.1.2. Potência nominal (kVA):

A.1.3. Tensões nominais (kV):

a) enrolamento de alta tensão:

b) enrolamento de baixa tensão:

A.1.4 Nível de isolamento (kV)

| | Alta Tensão | Baixa Tensão |
|--|-------------|--------------|
| a) tensão suportável nominal de impulso atmosférico - onda plena (valor de crista): | | |
| b) tensão suportável nominal de impulso atmosférico - onda plena reduzida (valor de crista): | | |
| c) tensão suportável nominal de impulso atmosférico - onda cortada (valor de crista): | | |
| d) tensão suportável nominal à frequência industrial durante 1 minuto (valor eficaz): | | |

 Transformadores com Elevação de Temperatura de: 55°C 65°C

A.1.5. Tensão de curto circuito a 75 °C na base de kVA, na relação .../..... kV: (%)

A.1.6. Corrente de excitação, na derivação principal (%):

A.1.7. Perdas em vazio, na derivação principal (W)

A.1.8. Perdas totais, na derivação principal a 75°C (W):

A.1.9. Regulação (%)

a) fator de potência da carga igual a 0,8 a 75°C

b) fator de potência da carga igual a 1,0 a 75°C

c) fator de potência da carga igual a 0,8 a 85°C

d) fator de potência da carga igual a 1,0 a 85°C

A.1.10. Rendimento (%)

| FATOR DE POTÊNCIA DA CARGA | 0,8 | | | | 1,0 | | | |
|-------------------------------|-----|----|----|-----|-----|----|----|-----|
| | 25 | 50 | 75 | 100 | 25 | 50 | 75 | 100 |
| % da potência nominal | | | | | | | | |
| Rendimento (%) | | | | | | | | |

A.1.11. Elevação de temperatura (°C), na derivação deV

a) dos enrolamentos (método da variação da resistência):

b) do ponto mais quente dos enrolamentos

c) do óleo isolante (medida próximo à superfície do líquido):

.....

A.1.12. Massas (kg)

a) parte ativa:

b) tanque e tampa:

c) óleo isolante:

d) total:

.....

A.1.13 Espessura das chapas (mm)

a) tampa

b) corpo:

c) fundo:

d) tubos, radiadores , ou aletas:

A.1.14 Material dos enrolamentos

a) enrolamento de alta tensão

b) enrolamento de baixa tensão:

A.1.15 Juntas de vedação

Material

Norma aplicável

Código

A.2. INFORMAÇÕES A SEREM FORNECIDAS

A.2.1. Método de preparo da chapa, tratamento anticorrosivo e pintura interna e externa a serem utilizados

A.2.2. Óleo mineral isolante (designação, tipo e características)

| Designação | Tipo | Características | Volume (L) |
|------------|------|-----------------|------------|
| | | | |

A.2.3. Desvios e exceções à Especificação

| Seção da Especificação | Desvios e Exceções |
|------------------------|--------------------|
| | |
| | |
| | |
| | |

ANEXO B

**ENSAIO DE ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA
DETERMINAÇÃO ESTATÍSTICA DA RESISTÊNCIA ÔHMICA DO
ENROLAMENTO NO INSTANTE DO DESLIGAMENTO**

O método para determinação da resistência ôhmica do enrolamento no instante do desligamento consiste na regressão linear de uma variável "X" pelo Método dos Mínimos Quadrados, como abaixo:

$$y = ax + b$$

$$a = \frac{n \sum (x \cdot y) - \sum x \cdot y}{n \sum (x^2) - \sum x^2}$$

$$b = \frac{\sum y - a \cdot \sum x}{n}$$

$$r = a \cdot \sqrt{\frac{n \cdot \sum (x^2) - (\sum x)^2}{n \cdot \sum (y^2) - (\sum y)^2}}$$

onde: n = número de pares de leituras de resistência ôhmica e tempo;

r = coeficiente de correlação entre as variáveis x e y. Quanto mais próximo de 1 for o valor de r, mais perfeito será o ajustamento dos pontos x e y à reta y=ax+b.

Os valores de y e x acima são relacionados com a resistência ôhmica R e o tempo T, respectivamente, como a seguir:

| VALORES | REGRESSÃO | |
|---------|-----------|-----------------|
| | LINEAR | EXPONENCIAL |
| y | R | log R |
| x | T | T |
| Ro | b | 10 ^b |

R_o representa a resistência ôhmica no instante do desligamento. Deve ser adota a regressão que apresentar maior valor de r. Esse método só é aceito para valores de r maiores ou iguais a 0,95.

ANEXO C

INSPEÇÃO GERAL DOS TRANSFORMADORES

Na inspeção geral dos transformadores deve ser observado, no mínimo, o seguinte:

C.1. TANQUE

C.1.1. Parte Interna

- ausência de escorrimento, empolamento e enrugamento da pintura;
- marcação do nível do óleo isolante;
- ausência de sujeiras no fundo do tanque, tais como borra, celulose, limalha, areia, etc ;
- ausência de ferrugem no tanque e nos radiadores;
- ausência de respingos na pintura externa;
- inspeção visual da pintura (inclusive radiadores ou tubos).

C.1.2. Parte externa

- ausência de escorrimento, empolamento e enrugamento da pintura;
- marcação dos terminais de alta e baixa tensão, conforme 5.26 e Figuras 1 e 2 para transformadores monofásicos e trifásicos, respectivamente;
- numeração de patrimônio conforme 4.5 e Figura 17;
- marcação do número de série na orelha de suspensão e na tampa.

C.2. PARTE ATIVA

C.2.1. Núcleo

- ausência de oxidação e borras;
- aterramento;
- "gaps" e empacotamento;

C.2.2. Comutador

- mudança simultânea nas fases;
- marcações das posições.

C.2.3. Bobinas

- ausência de deformação por aperto excessivo dos tirantes, calços, etc;
- rigidez mecânica das bobinas e dos calços;
- canais para circulação de óleo desobstruídos;
- flexibilidade dos cabos de interligação ao comutador ou buchas de AT;
- qualidade do enrolamento: uniformidade, ausência de remonte de espiras, impregnação;
- orientação e fixação dos cabos de subida ao comutador.

C.2.4. Tirantes, barras de aperto e olhais para suspensão

- inspeção visual da pintura;
- ausência de oxidação nas partes não pintadas;
- rigidez mecânica dos tirantes e barras de aperto;
- qualidade e localização dos olhais para suspensão da parte ativa;
- ausência de isolamento nas áreas de contato de fixação da parte ativa ao tanque;
- marcação do número de série.

ANEXO D

ENSAIO DE VERIFICAÇÃO DA RESISTÊNCIA MECÂNICA DOS SUPORTES DE FIXAÇÃO DOS TRANSFORMADORES

Deve ser realizado em uma unidade de cada potência.

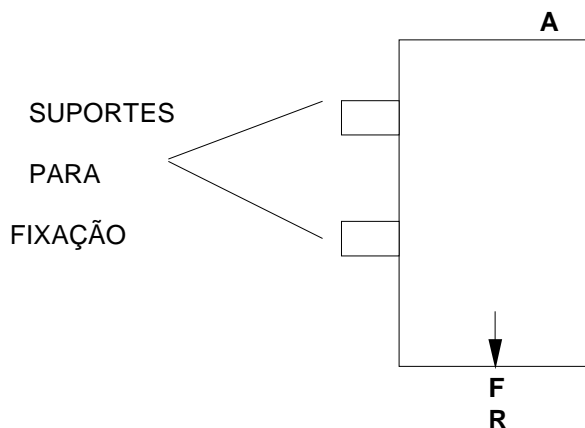
O tanque do transformador vazio, sem parte ativa e óleo isolante, porém com tampa e buchas de passagem de alta e baixa tensão, deve ser fixado em uma estrutura rígida que simule a instalação em um poste.

NOTA: Os transformadores trifásicos devem ser ensaiados em sua condição real de instalação, ou seja, fixados pelos rasgos laterais dos suportes de fixação.

Após a montagem, o tanque do transformador deve ser submetido a uma carga igual ao peso do transformador completo, incluindo a parte ativa e o óleo isolante, para acomodação do conjunto. Após a retirada dessa carga, deve ser marcado o ponto A na tampa do transformador, conforme figura abaixo. Em seguida deve ser aplicada uma carga de, pelo menos, 1,5 vezes o peso do transformador completo. Essa carga não deve ser inferior ao peso do transformador mais 80 kg.

Após a retirada da carga, o ponto A não deve ter um deslocamento residual maior que 2 mm no sentido de aplicação da carga e não devem ocorrer trincas ou ruptura nos suportes de fixação do transformador.

Para o primeiro fornecimento ou em casos de alteração de projeto, deve ser verificada a carga de ruptura do suporte. Essa carga não deve ser inferior a duas vezes o peso do transformador completo, incluindo a parte ativa e o óleo isolante.



F = Carga para verificação da resistência mecânica
 $F = 1,5 \times \text{Peso ou } \text{Peso} + 80 \text{ kg (o que for maior)}$

R = Carga de ruptura
 $R = 2,0 \times \text{Peso ou } 2,0 \times [(\text{Peso} + 80 \text{ kg}) \div 1,5] \text{ (o que for maior)}$

ANEXO E**AVALIAÇÃO DAS PERDAS**

Para determinação do custo final do transformador serão levados em consideração, os valores das perdas em vazio e perdas totais, de acordo com as seguintes fórmulas genéricas:

EM REVISÃO