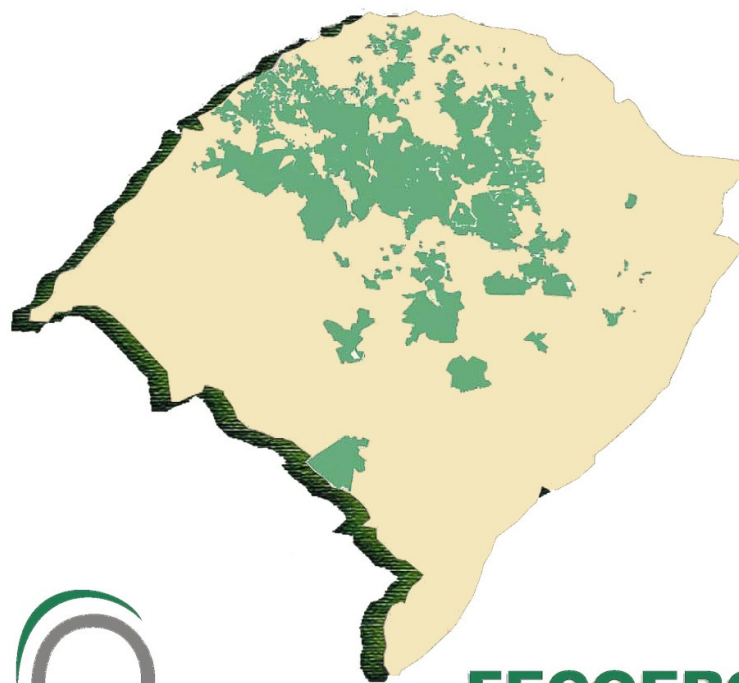


# ETD 007.01.22

## TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO



**FECOERGS**  
Padronização

Projeto: outubro de 2009

Palavras Chave: Transformador; Rede de Distribuição

**Cooperativas Filiadas a FECOERGS:**



CELETRO  
– Cachoeira do Sul –



CERFOX  
– Fontoura Xavier –



CERILUZ  
– Ijuí –



CERMISSÕES  
– Caibaté –



CERTAJA  
– Taquari –



CERTEL  
– Teutônia –



CERHIL  
– Três de Maio –



CERVALE  
– Santa Maria –



COOPERLUZ  
– Santa Rosa –



COOPERNORTE  
– Viamão –



COOPERSUL  
– Bagé –



COPREL  
– Ibirubá –



COSEL  
– Encruzilhada do Sul –



CRELUZ  
– Pinhal –



CRERAL  
– Erechim –

Esta Norma tem por objetivo estabelecer as condições mínimas exigíveis para o fornecimento do equipamento em referência a ser utilizado nas Redes Aéreas de Distribuição Urbanas e Rurais das regiões de atuação das Cooperativas filiadas ao Sistema FECOERGS.

Elaboração:

Vilson Luiz Coelho	Engenheiro, CREA-SC 010.932-1	Power Engenharia Ltda.
Mílvio Rodrigues de Lima	Engenheiro, CREA-SC 006.727	Power Engenharia Ltda.

Aprovação:

Herton Azzolin	Engenheiro, CREA-RS 124.865	COPREL
Marcos Luiz Eidt	Engenheiro, CREA-RS 050.703	COPREL
Francisco Carlos S. de Oliveira	Engenheiro, CREA-RS 048.270	CERTEL
Ederson P. Madruga	Engenheiro, CREA-RS 096.167	CERTAJA
Eleandro Luis M. da Silva	Técnico, CREA-RS 127.488	CERTAJA
Luis Osorio M. Dornelles	Engenheiro, CREA-RS 128.117	FECOERGS
Marcos Vizzotto	Engenheiro, CREA-RS 147.577	FECOERGS
Leandro André Hoerlle	Economista	FECOERGS
Sérgio Silvello	Engenheiro, CREA-RS 73.802	CERILUZ

## SUMÁRIO

<b>1. Objetivo .....</b>	<b>1</b>
<b>2. Âmbito de Aplicação.....</b>	<b>1</b>
<b>3. Documentos de Referência .....</b>	<b>1</b>
<b>4. Condições Gerais .....</b>	<b>3</b>
4.1. Definições.....	3
4.2. Inovação Tecnológica .....	3
4.3. Meio Ambiente .....	3
4.4. Condições de Operação.....	3
4.5. Identificação .....	3
4.6. Acabamento .....	4
4.6.1. Geral.....	4
4.6.2. Terminais .....	4
4.6.3. Ferragens .....	4
4.6.4. Pintura .....	4
4.7. Condições Gerais de Entrega .....	4
<b>5. Condições Específicas .....</b>	<b>5</b>
5.1. Características Elétricas.....	5
5.1.1. Potências Nominais.....	5
5.1.2. Níveis de Isolamento.....	5
5.1.3. Derivações e Relações de Tensões .....	5
5.1.4. Diagramas dos Transformadores.....	5
5.1.5. Valores Garantidos.....	6
5.1.6. Tensão de Radiointerferência .....	6
5.1.7. Capacidade de Resistência a Curto-Circuito .....	6
5.2. Características Construtivas .....	7
5.2.1. Dimensões .....	7
5.2.2. Massa Total.....	7
5.2.3. Componentes .....	7
5.2.4. Acessórios.....	10
5.2.5. Juntas de Vedação.....	12
5.2.6. Indicação do Nível do Óleo Mineral Isolante.....	12
5.2.7. Nível de ruído .....	12
5.2.8. Elevação de Temperatura .....	12
<b>6. Condições de Fornecimento .....</b>	<b>13</b>
6.1. Homologação .....	13
6.2. Acondicionamento .....	13
6.3. Garantia.....	14
<b>7. Inspeção e Ensaios .....</b>	<b>14</b>
7.1. Generalidades .....	14
7.2. Classificação dos ensaios .....	15
7.2.1. Ensaios de Tipo.....	15
7.2.2. Ensaios de Recebimento .....	15
7.2.3. Ensaios Complementares .....	15
7.3. Metodologia dos Ensaios .....	16
7.3.1. Inspeção Geral .....	16
7.3.2. Verificação Dimensional.....	17
7.3.3. Resistência Elétrica dos Enrolamentos.....	17
7.3.4. Resistência do Isolamento .....	17
7.3.5. Relação de tensões.....	17
7.3.6. Polaridade .....	17
7.3.7. Deslocamento Angular e Seqüência de Fases.....	18

7.3.8. Verificação dos Valores Garantidos.....	18
7.3.9. Tensão Suportável Nominal à Freqüência Industrial (Tensão Aplicada).....	18
7.3.10. Tensão Induzida.....	18
7.3.11. Tensão Suportável de Impulso Atmosférico .....	18
7.3.12. Estanqueidade .....	18
7.3.13. Nível de Tensão de Radiointerferência.....	18
7.3.14. Nível de ruído .....	19
7.3.15. Elevação de Temperatura.....	19
7.3.16. Verificação do Equilíbrio de Tensões.....	19
7.3.17. Capacidade de Suportar Curto-Circuito .....	19
7.3.18. Características Físico-Químicas do Óleo Isolante.....	20
7.3.19. Ensaio do Comutador.....	20
7.3.20. Ensaio da Válvula de Alívio de Pressão Interna .....	21
7.3.21. Zincagem.....	21
7.3.22. Estanhagem dos Terminais .....	21
7.3.23. Características da Pintura.....	21
7.3.24. Resistência das Juntas de Vedação ao Óleo Isolante.....	23
7.3.25. Compatibilidade das Juntas de Vedação com o Óleo Isolante.....	23
7.3.26. Verificação da Resistência Mecânica dos Suportes de Fixação .....	23
7.3.27. Verificação do Torque nos Terminais .....	23
7.4. Relatórios de Ensaio .....	24
7.5. Planos de Amostragem.....	25
7.5.1. Ensaio de Tipo e Complementares .....	25
7.5.2. Ensaio de Recebimento .....	25
7.6. Critérios de Aceitação e Rejeição.....	26
7.6.1. Critérios para Aceitação ou Rejeição nos Ensaio de Tipo e Complementares .....	26
7.6.2. Critérios para Aceitação ou Rejeição nos Ensaio de Recebimento.....	27
<b>8. Desenhos .....</b>	<b>28</b>
8.1. Padrão E-45/1: Transformador Monofásico – Tipo Fase-Neutro.....	28
8.2. Padrão E-45/2: Transformador Monofásico – Tipo Fase-Fase.....	30
8.3. Padrão E-45/3: Transformador Trifásico.....	32
8.4. Suportes para Fixação em Poste.....	34
8.5. Suporte para Fixação de Pára-Raios.....	35
8.6. Dispositivo de Aterramento .....	36
8.7. Válvula de Alívio de Pressão.....	37
8.8. Placa de Identificação de Transformador Monofásico Tipo Fase-Neutro.....	38
8.9. Placa de Identificação de Transformador Monofásico Tipo Fase-Fase .....	39
8.10. Placa de Identificação de Transformadores Trifásicos .....	40
8.11. Placa de Identificação Alternativa .....	41
8.12. Detalhe para Ensaio de Equilíbrio de Tensões.....	42
8.13. Detalhe para Ensaio de Resistência Mecânica dos Suportes .....	43

## 1. Objetivo

Esta especificação fixa as exigências mínimas para fabricação, aquisição e recebimento de transformadores para redes aéreas de distribuição de energia com tensão máxima de operação até 36,2 kV, inclusive.

## 2. Âmbito de Aplicação

Aplica-se às cooperativas de eletrificação pertencentes ao Sistema FECOERGS e respectivos fabricantes e fornecedores.

## 3. Documentos de Referência

Para fins de projeto, seleção de matéria-prima, fabricação, controle de qualidade, inspeção, acondicionamento e utilização dos transformadores de distribuição, esta especificação adota as normas abaixo relacionadas:

NBR 5034 – Buchas para tensões alternadas superiores a 1 kV – Especificação.

NBR 5356-1 – Transformadores de potência – Parte 1: Generalidades.

NBR 5356-2 – Transformadores de potência – Parte 2: Aquecimento.

NBR 5356-3 – Transformadores de potência – Parte 3: Níveis de isolamento, ensaios dielétricos e espaçamentos externos em ar.

NBR 5356-4 – Transformadores de potência – Parte 4: Guia para ensaio de impulso atmosférico e de manobra para transformadores e reatores.

NBR 5356-5 – Transformadores de potência – Parte 5: Capacidade de resistir a curtos-circuitos.

NBR 5370 – Conectores de cobre para condutores elétricos em sistemas de potência – Especificação.

NBR 5426 - Planos de amostragem e procedimento na inspeção por atributos - Procedimento.

NBR 5435 – Bucha para transformadores sem conservador de óleo – Tensão nominal 15kV e 25,8kV – 160A – Dimensões – Padronização.

NBR 5437 – Bucha para transformadores sem conservador de óleo – Tensão nominal 1,3kV – 160A, 400A e 800A – Dimensões – Padronização.

NBR 5440 – Transformadores para redes aéreas de distribuição – Padronização.

NBR 6323 – Galvanização de produtos de aço ou ferro fundido – Especificação.

NBR 6529 – Vernizes utilizados para isolamento elétrica – Ensaios – Método de ensaio

NBR 7277 – Transformadores e reatores – Determinação do nível de ruído – Método de ensaio.

NBR 7398 – Produto de aço ou ferro fundido revestido de zinco por imersão a quente – Verificação da aderência do revestimento – Método de ensaio

NBR 7399 – Produto de aço ou ferro fundido revestido de zinco por imersão a quente – Verificação da espessura do revestimento por processo não destrutivo – Método de ensaio

NBR 7400 – Produto de aço ou ferro fundido – Revestimento de zinco por imersão a quente – Verificação da uniformidade do revestimento – Método de ensaio

NBR 7875 – Instrumentos de medição de radiointerferência na faixa de 0,15 a 30MHz (padrão CISPR) – Padronização.

NBR 7876 – Linhas e equipamentos de alta tensão – Medição de radiointerferência na faixa de 0,15 a 30 MHz – Método de ensaio.

NBR 10443 – Tintas – Determinação da espessura de película seca – Método de ensaio.

NBR 11003 – Tintas – Determinação da aderência – Método de ensaio.

NBR 11407 – Elastômero vulcanizado – Determinação das alterações das propriedades físicas, por efeito de imersão em líquidos – Método de ensaio.

NBR 14274 – Equipamento elétrico – Determinação da compatibilidade de materiais empregados com óleo mineral isolante.

ANSI/IEEE C57.12.20 – Standard for overhead-type distribution transformers, 500kVA and smaller: High voltage, 34500V and below; Low voltage, 7970/13800Y V and below.

ASTM B117 – Standard Practice for Operating Salt Spray (Fog) Apparatus.

ASTM B545 – Standard Specification for Electrodeposited Coatings of Tin.

ASTM D870 – Standard Practice for Testing Water Resistance of Coatings Using Water Immersion.

ASTM D1735 – Practice for testing water resistance of coatings using water fog apparatus.

ASTM D2000 – Standard Classification System for Rubber Products in Automotive Applications

ASTM D3455 – Standard Test Methods for Compatibility of Construction Material with Electrical Insulating Oil of Petroleum Origin.

SIS 05 59 00 – Pictorial surface preparation standard for painting steel surfaces.

RESOLUÇÃO ANP Nº 36, de 5.12.2008 – Regulamento Técnico Nº 4/2008

PTD 035.01.02 – Padrão de Estruturas;

REGD 007.01.01 – Regulamento para Fornecimento de Ferragens.

As siglas acima referem-se a:

NBR: Norma Brasileira Registrada da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT);

IEC: International Electrotechnical Commission;

ASTM: American Society for Testing and Materials;

CISPR: International Special Committee on Radio Interference;

SIS: Standardisering I Sverige (Instituto Sueco de Normas);

ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis;

ETD: Especificação Técnica – Distribuição do Sistema FECOERGS;

PTD: Padrão Técnico – Distribuição do Sistema FECOERGS;

REGD: Regulamento – Distribuição do Sistema FECOERGS.

As normas aqui mencionadas não excluem outras reconhecidas, desde que assegurem qualidade igual ou superior. Em casos de dúvidas ou divergências prevalecerá o que está estabelecido nesta especificação e em seguida nas normas recomendadas. Nos casos em que estas normas forem omissas poderão ser aceitas outras apresentadas pelos fabricantes desde que aprovadas pela FECOERGS.



## 4. Condições Gerais

### 4.1. Definições

Os termos técnicos utilizados nesta especificação estão definidos nas normas mencionadas no item 3.

### 4.2. Inovação Tecnológica

As inovações tecnológicas resultantes de desenvolvimentos técnico-científicos devem ser incorporadas ao projeto, matéria prima e mão-de-obra de fabricação deste equipamento, sempre que assegurem qualidade igual ou superior às exigidas por esta especificação.

### 4.3. Meio Ambiente

Em todas as etapas de fabricação, transporte e recebimento dos equipamentos devem ser cumpridas as legislações ambientais federais, estaduais e municipais, quando aplicáveis. O fabricante deverá apresentar descrição de alternativas para descarte do equipamento e materiais que o constituem, após o final de sua vida útil.

### 4.4. Condições de Operação

Os transformadores abrangidos por esta especificação quando instalados conforme o Padrão de Estruturas PTD 035.01.02, devem operar adequadamente nas seguintes condições:

- a. altitude não superior a 1000m;
- b. temperatura máxima do ar ambiente de 40°C e o valor médio obtido num período de 24 horas, não superior a 35°C;
- c. temperatura mínima do ar ambiente não inferior a - 10°C;
- d. umidade do ar de até 100%;
- e. pressão do vento não superior a 700Pa (70daN/m<sup>2</sup>);
- f. frequência nominal do sistema elétrico igual a 60Hz.

### 4.5. Identificação

Todos os transformadores de distribuição devem possuir placa de identificação que atenda as seguintes exigências:

- a. as informações exigidas devem ser gravadas em português de forma legível e indelével;
- b. o arranjo das informações e as dimensões da placa devem estar de acordo com os desenhos 8.8 a 8.11
- c. a localização deve ser conforme indicação dos desenhos 8.1 a 8.3, de modo a permitir a leitura dos dados com o transformador instalado;
- d. qualquer parte da chapa deve ficar afastada do tanque no mínimo 20mm;
- e. a fixação deve ser através de rebites de material resistente à corrosão, sobre um suporte com base suficiente para impedir a sua deformação;
- f. desde que atendidas as exigências anteriores, o suporte pode ser o próprio suporte de fixação do transformador ao poste ou então ser soldado ao tanque ou radiadores, exceto quando os radiadores forem em chapas;
- g. a chapa usada na confecção da placa deve ser de alumínio anodizado com espessura de 0,8mm, ou aço inoxidável com espessura de 0,5mm.



## 4.6. Acabamento

### 4.6.1. Geral

Todas as superfícies externas dos componentes e acessórios do transformador devem ser lisas, sem saliências e/ou irregularidades.

Todas as soldas executadas na confecção do tanque devem ser feitas do lado externo e de modo contínuo.

### 4.6.2. Terminais

Todos os terminais devem ser estanhados com espessura de camada de estanho mínima de 8 $\mu$ m individualmente e 12 $\mu$ m na média das amostras, conforme NBR 5370.

### 4.6.3. Ferragens

Os parafusos, arruelas, porcas externas e demais componentes fabricados em aço carbono e não pintados, devem ser zincados por imersão a quente, de acordo com a NBR 6323 e REGD 007.01.01.

Alternativamente, as ferragens podem ser fornecidas em aço inoxidável ou latão e nesse caso, o revestimento de zinco das peças está dispensado.

### 4.6.4. Pintura

#### 4.6.4.1. Preparação da Superfície

Logo após a fabricação, as impurezas da superfície interna do tanque devem ser removidas através de processo adequado.

As impurezas da superfície externa devem ser removidas através de processo químico adequado ou jateamento abrasivo ao metal quase branco, padrão visual Sa 2½ da SIS 9 05 59 00.

#### 4.6.4.2. Pintura Interna

Deve ser aplicada base antiferruginosa, que não afete e não seja afetada pelo líquido isolante, com espessura mínima de 30 $\mu$ m.

#### 4.6.4.3. Pintura Externa

Deve ser aplicada base antiferruginosa e tinta de acabamento compatível com esta base, na cor cinza claro, padrão Munsell N 6.5.

A espessura mínima seca total deve ser de 120 $\mu$ m.

Nota:

Alternativamente, as cooperativas poderão solicitar a pintura externa do transformador em cor diferente da especificada. Neste caso será informado claramente no pedido de compra.

## 4.7. Condições Gerais de Entrega

Os transformadores deverão ser fornecidos completamente montados, com óleo isolante, peças e acessórios solicitados e ligação na derivação de maior tensão, prontos para a operação.

Unidades de transformadores de um mesmo item do pedido de compra devem ter o mesmo projeto e ser essencialmente idênticos.

## 5. Condições Específicas

### 5.1. Características Elétricas

#### 5.1.1. Potências Nominais

As potências nominais padronizadas para os transformadores de distribuição usados nas redes aéreas do Sistema FECOERGS são as apresentadas na Tabela 5.1.1.

**Tabela 5.1.1 – Potências Padronizadas para os Transformadores FECOERGS**

Tipo de Transformador	Potência (kVA)
Transformadores Monofásicos	10 – 15 – 25
Transformadores Trifásicos	30 – 45 – 75 – 112,5 – 150 – 225 – 300

#### 5.1.2. Níveis de Isolamento

Os níveis de isolamento admitidos para os transformadores, de acordo com os diversos níveis de tensão, são os apresentados na Tabela 5.1.2.

**Tabela 5.1.2 – Níveis de Isolamento dos Transformadores**

Tensão Máxima de Operação (kV <sub>eficaz</sub> )	Tensão Suportável em Frequência Industrial Durante 1 min (kV <sub>eficaz</sub> )	Tensão Suportável de Impulso Atmosférico (kV <sub>crista</sub> )	Espaçamento mínimo no ar (mm)	
			Fase-Terra	Fase-Fase
1	2	3	4	5
1,2	10	30	25	25
15	34	95	130	140
24,2	50	125	200	230
36,2	50	145	200	230

#### 5.1.3. Derivações e Relações de Tensões

Os transformadores deverão ter disponíveis três derivações com as relações de tensões apresentadas na Tabela 8.1.3, Tabela 8.2.3 e Tabela 8.3.3 dos padrões E-45.1, E-45.2 e E-45.3, respectivamente.

Eventualmente poderão ser solicitadas derivações adicionais, limitadas ao máximo de 5 derivações.


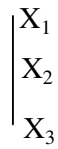

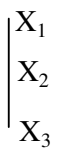
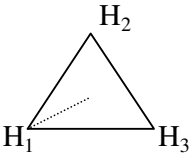
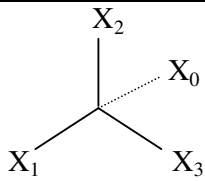
A derivação principal é aquela com a tensão mais elevada.

#### 5.1.4. Diagramas dos Transformadores

Os diagramas de ligações e a numeração dos terminais devem ser de acordo com o apresentado nos desenhos 8.8 a 8.10, das placas de identificação dos diversos padrões de transformadores.

Os diagramas fasoriais devem ser os apresentados na Tabela 5.1.3.

Tabela 5.1.3 – Diagramas Fasoriais

Tipo de Transformador	Primário	Secundário
<b>Monofásico</b> <b>Fase-Neutro</b> Polaridade Subtrativa		
<b>Monofásico</b> <b>Fase-Fase</b> Polaridade Subtrativa		
<b>Trifásico</b>		

### 5.1.5. Valores Garantidos

Os valores de perdas, correntes de excitação e impedância de curto-circuito dos transformadores sob ensaio devem ser garantidos pelo fabricante conforme a Tabela 8.1.2, Tabela 8.2.2 e Tabela 8.3.2.

### 5.1.6. Tensão de Radiointerferência

Os níveis de tensão de radiointerferência (TRI) produzidos pelos transformadores, quando submetidos às tensões correspondentes à derivação principal, não devem ultrapassar os limites indicados na Tabela 5.1.4.

Tabela 5.1.4 – Tensões Máximas de Radiointerferência

Tensão Máxima de Operação (kV)	Tensão Aplicada no Primário do Transformador (V)			TRI Máxima (µV)
	Monofásico		Trifásico	
	Fase-Neutro	Fase-Fase		
15	7.967	13.800	13.800	250
24,2	13.337	23.100	23.100	650
36,2	19.919	34.500	34.500	650

### 5.1.7. Capacidade de Resistência a Curto-Circuito

#### 5.1.7.1. Capacidade Térmica

Os transformadores devem ser capazes de resistir, sem se danificarem, aos efeitos térmicos causados por curto-circuito nos seus terminais secundários, com tensão nominal nos terminais primários e valor eficaz da corrente simétrica de curto-circuito de acordo com a Tabela 5.1.5 durante 2s.

**Tabela 5.1.5 – Valores de Corrente de Curto-Circuito para Ensaio**

Transformador	Tensão Máxima de Operação (kV)	Potência (kVA)	Corrente de Curto-Circuito (A)
Monofásico	15	até 25	$25 I_n$
	24,2		
	36,2		
Trifásico	15	até 150	$25 I_n$
		225 e 300	$22,5 I_n$
	24,2	até 150	$25 I_n$
		225 e 300	$20 I_n$
	36,2	até 150	$25 I_n$
		225 e 300	$20 I_n$

Obs.:  $I_n$ : corrente nominal do transformador na derivação ensaiada.

#### 5.1.7.2. Capacidade Dinâmica

Os transformadores devem ser capazes de resistir, sem se danificarem, aos efeitos dinâmicos causados, em seus terminais secundários, pelas correntes de curto-circuito simétricas apresentadas em 5.1.7.1 quando ensaiado conforme 7.3.17.

### 5.2. Características Construtivas

#### 5.2.1. Dimensões

As principais dimensões admitidas para os transformadores e respectivas tolerâncias estão apresentadas nos desenhos:

- 8.1 - Padrão E-45/1: Transformador Monofásico – Tipo Fase-Neutro;
- 8.2 - Padrão E-45/2: Transformador Monofásico – Tipo Fase-Fase;
- 8.3 - Padrão E-45/3: Transformador Trifásico.

#### 5.2.2. Massa Total

A massa total máxima do transformador não deve ultrapassar 1500kg.

#### 5.2.3. Componentes

##### 5.2.3.1. Óleo Isolante

Os transformadores devem ser fornecidos com óleo mineral isolante, naftênico ou parafínico, o qual deve atender às exigências da RESOLUÇÃO ANP Nº 36, de 5.12.2008.

##### 5.2.3.2. Tanque

O transformador deve ser projetado e construído para operar hermeticamente selado, devendo suportar variações de pressão interna e o seu próprio peso, quando levantado.

A fixação da tampa ao corpo do tanque deve ser feita por dispositivos adequados e impermeáveis, localizados de forma a garantir:

- a continuidade elétrica entre as peças;
- os espaçamentos mínimos no ar indicados na Tabela 5.1.2;
- as cotas indicadas nos desenhos 8.1 a 8.3.

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

Desde que resistam aos ensaios requeridos, as chapas de aço usadas na construção do tanque devem ter as espessuras mínimas indicadas na Tabela 5.2.1.

**Tabela 5.2.1 – Espessuras Mínimas das Chapas**

Potência do Transformador (kVA)	Espessuras mínimas (mm)				
	Tanque	Tampa	Fundo	Radiadores	
				Chapas	Tubos
10	1,90	1,90	1,90	1,20	1,50
25 a 150	2,65	2,65	3,00		
225 e 300	3,00	3,00	4,75		

Nota:

Os transformadores devem ser fornecidos sem abertura para inspeção.

#### 5.2.3.3. Orelhas de Suspensão

As orelhas de suspensão devem ser em número de duas, e possuir resistência, dimensões e formato suficientes e adequados para permitir o içamento e a locomoção do transformador sem lhe causar danos, inclusive na pintura e nas buchas.

Para isto, devem ser soldadas na parede externa do tanque conforme detalhes apresentados nos desenhos 8.1 a 8.3.

Nota:

O cabo de aço utilizado na suspensão do transformador não deve atingir as bordas da tampa ou as buchas do enrolamento primário.

#### 5.2.3.4. Suportes para Fixação em Poste

Os suportes para fixação dos transformadores devem ser soldados no tanque, conforme indicado nos desenhos 8.1 a 8.3, e ter formato e dimensões adequados para proporcionar uma perfeita instalação

O desenho 8.4, apresenta as dimensões básicas para os suportes tipo 1 e 2 utilizados nos transformadores monofásicos e trifásicos respectivamente. A espessura das peças deve ser dimensionada de acordo com o peso do equipamento. Para transformadores com potência superior a 150 kVA uma estrutura de reforço pode ser requerida.

Alternativamente, transformadores monofásicos com massa inferior a 250kg podem ser fornecidos com o suporte para fixação em poste do tipo 3.

As abas laterais e/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.

#### 5.2.3.5. Estrutura de Apoio

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.

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 ocorra o afundamento do transformador quando transportado sobre superfícies de madeira.

### 5.2.3.6. Buchas e Terminais

As buchas dos enrolamentos primário e secundário devem ser localizadas conforme os desenhos 8.1 a 8.3 e ter suas características de acordo com as tabelas 5.2.2 e 5.2.3 e normas NBR 5034, NBR 5435 e NBR 5437.

**Tabela 5.2.2 – Características das Buchas MT**

Tensão Máxima de Operação (kV)	Corrente nominal (A)	Distâncias Mínimas (mm)	
		Arco	Escoamento
15	160	155	280
25,8	160	305	450
36,2	160	346	680

**Tabela 5.2.3 – Características das Buchas BT**

Potência Nominal do Transformador (kVA)	Bucha	Terminal
até 45	1,3kV/ 160A	T1
75 e 112,5	1,3kV/ 400A	T1
150 a 300	1,3kV/ 800A	T3

Os terminais externos devem ser marcados indelevelmente com tinta preta, notação Munsell N1, com altura dos caracteres não inferior a 30mm.

A marcação dos terminais dos enrolamentos deve ser feita conforme indicado nos modelos de placas de identificação apresentados nos desenhos 8.8 a 8.10.

Os transformadores monofásicos para ligação primária tipo fase-neutro devem ter a derivação H2T ligada internamente ao tanque de forma a se ter uma conexão elétrica e mecânica de alta confiabilidade durante toda a vida útil do transformador.

Em transformadores monofásicos (alternativamente), a bucha X2 pode ser substituída por um terminal semelhante a X1 ou X3, conectado diretamente ao tanque.

Os terminais secundários devem ser colocados de tal forma que os condutores conectados assumam posição vertical.

### 5.2.3.7. Dispositivo de Aterramento

Os transformadores devem possuir conector próprio para ligação de condutores de cobre ou alumínio com diâmetro entre 3,2mm a 10,5mm, conforme desenho 8.6, preso por meio de um parafuso de rosca M12 x 1,75 no furo roscado do suporte para fixação no poste.

Nos transformadores trifásicos deve ser localizado, no suporte superior, na parte lateral mais próxima do X0 e nos transformadores monofásicos, na parte lateral mais próxima de X1 para transformadores conforme pode ser observado nos desenhos 8.1 a 8.3.

### 5.2.3.8. Parte Ativa

#### 5.2.3.8.1. Núcleo

O núcleo deve ser construído de chapas de aço silício de grão orientado, de forma a atender ao limite de perdas em vazio determinado. Metal amorfo ou outro material que comprovadamente possua qualidade igual ou superior ao aço silício poderá ser aceito.

O núcleo deve ser projetado e construído de modo a permitir o seu reaproveitamento em caso de manutenções, sem a necessidade de empregar máquinas ou ferramentas especiais.

O núcleo deve ser aterrado através de um único ponto à massa do transformador, utilizando-se para isto uma fita de cobre.

#### **5.2.3.8.2. Enrolamentos**

Os enrolamentos podem ser construídos em cobre ou alumínio de forma a atender as exigências desta especificação

#### **5.2.3.8.3. Fixação e Suspensão**

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

A fixação deve ser obtida por meio de parafusos ou tirantes rosqueados, equipados com porca e contra-porca ou porca, arruela de pressão e arruela lisa. As arruelas podem ser substituídas por travamento químico. Os parafusos ou tirantes não devem ser puncionados na rosca.

Os olhais para suspensão da parte ativa devem ser em número de dois ou mais, com diâmetro mínimo de 20mm 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.

#### **5.2.4. Acessórios**

##### **5.2.4.1. Sistema de Comutação de Tensões**

O transformador deve ser dotado de comutador de derivações, do tipo comando rotativo externo, com mudança simultânea nas fases, para operações sem tensão.

O comutador deve ser posicionado lateralmente ao transformador, ao lado das buchas de baixa tensão e acima da placa de identificação. Deve possuir um sistema de travamento em qualquer posição e tampa de proteção em alumínio com espessura mínima de 1,0mm e cordão (trava-quedas) em fibra de carbono com diâmetro mínimo de 1,5mm.

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

Junto ao acionamento do comutador, deve estar gravado de forma indelével um aviso de que o comutador deve ser operado somente sem tensão.

As características elétricas do comutador devem ser compatíveis com o transformador no qual está instalado e sua instalação não deverá afetar o desempenho do transformador ao longo da sua vida útil, quando submetido às condições normais de operação.

O comutador deve ser resistente ao óleo mineral isolante, à elevação da temperatura do óleo a 105°C, a umidade, à ação dos raios solares e às variações climáticas.

Características elétricas do comutador:

- Corrente nominal: 40 A;
- Corrente mínima de curto-circuito por 2 segundos:  $20I_n$  (vinte vezes a corrente nominal);
- Tensão de operação e nível de isolamento: idênticas ao do transformador no qual está instalado.

##### **5.2.4.2. Suporte de Fixação de Pára-Raios**

Todos os transformadores de distribuição devem possuir um suporte para fixação de pára-raios, conforme desenho 8.5, para cada bucha de média tensão.



Conforme sugerido nos desenhos 8.1 a 8.3, os suportes devem ser montados suficientemente próximos da respectiva bucha e suficientemente afastados das orelhas de suspensão, radiadores ou de outros acessórios, visando manter as distâncias elétricas necessárias.

O suporte poderá ser soldado ao tanque ou à tampa ou ainda, fixado à tampa por meio de parafusos, desde que observadas as distâncias de segurança e os níveis de isolamento.

Nota:

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

#### 5.2.4.3. Válvula de Alívio de Pressão Interna

O transformador deve ser equipado com uma válvula de alívio de pressão interna, desenho 8.7, com os seguintes requisitos mínimos, de acordo com a ANSI/IEEE C57.12.20:

- pressão de alívio de 69kPa (0,70kgf/cm<sup>2</sup>) ± 20%;
- pressão de selamento mínima de 41,4kPa (0,42kgf/cm<sup>2</sup>);
- taxa de vazão de 9,91 x 105cm<sup>3</sup>/min (35 pés cúbicos por minuto), a 103,5kPa, (1,06kgf/cm<sup>2</sup>) a 21,1°C;
- taxa de admissão de ar na faixa de 41,4kPa (0,42kgf/cm<sup>2</sup>) a 55,2kPa (0,56 kgf/cm<sup>2</sup>), igual a zero;
- temperatura de operação de -29°C a +105°C.

Adicionalmente, a válvula deve possuir as seguintes características:

- orifício de admissão de ¼ pol. (6,4mm) - 18NPT;
- corpo hexagonal de latão de 16mm, dimensionado para suportar uma força longitudinal de 45kgf;
- disco externo de vedação para impedir, de forma permanente, a entrada de poeira, umidade e insetos;
- deve ser de material não oxidável com resistência mecânica suficiente para não sofrer deformação por manuseio;
- anel externo de material não oxidável, com diâmetro interno mínimo de 21mm, para acionamento manual, dimensionado para suportar uma força mínima de puxamento de 11daN, sem deformação;
- anéis de vedação e gaxetas internas compatíveis com a classe de temperatura do material isolante do transformador;
- partes externas resistentes à umidade e à corrosão.

A válvula deve estar localizada na tampa do transformador, posicionada horizontalmente com adaptador em "L", observada a condição de carga máxima de emergência do transformador de 200%, não devendo, em nenhuma hipótese, dar vazão ao óleo expandido.

O posicionamento da válvula deve atender às seguintes condições:

- não interferir com o manuseio dos suportes de fixação em poste;
- não ficar exposta a danos nos processos de içamento, carga e descarga do transformador;
- não interferir no manuseio dos suportes para fixação de pára-raios;
- ser direcionada para o lado das buchas de baixa tensão.

### 5.2.5. Juntas de Vedação

As juntas de vedação devem ser de elastômero à prova de óleo mineral isolante, possuir classe de temperatura compatível com a classe do material isolante do transformador, resistente e compatível com o óleo mineral isolante. O elastômero utilizado deve atender aos requisitos da classificação 4BK608A14E34Z1Z2, conforme a ASTM D2000. Os sufixos Z1 e Z2 significam:

- Z1 = cor preta;
- Z2 = após permanência de 24 h em estufa a 100°C, o material não deve apresentar afloramento.

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

Juntas com formatos específicos devem ser a estampadas ou a moldadas. Os processos de fabricação contínuos, como a extrusão, somente podem ser empregados em peças maiores, como os cordões ou anéis de vedação das tampas.

### 5.2.6. Indicação do Nível do Óleo Mineral Isolante

Os transformadores devem ter um traço demarcatório indelével, indicando o nível do óleo mineral isolante a 25°C, localizado na parte interna do tanque, do mesmo lado do suporte para fixação no poste, pintado em cor contrastante com a pintura interna de maneira que seja bem visível quando aberta a tampa do tanque.

### 5.2.7. Nível de ruído

O nível de ruído produzido pelos transformadores não deve exceder os limites apresentados na Tabela 5.2.4.

**Tabela 5.2.4 – Limites para os Níveis de Ruído**

Potência Nominal do Transformador (kVA)	Nível médio de ruído (dB)
até 45	48
75	51
112,5 a 300	55

### 5.2.8. Elevação de Temperatura

Quando ensaiados conforme 7.3.15, os transformadores não devem apresentar valores de elevação de temperatura acima da ambiente, superiores aos limites indicados na Tabela 5.2.5.

**Tabela 5.2.5 – Limites de Elevação de Temperatura Acima da Ambiente**

Pontos de Medição	Limites (°C)	
	Alternativa 1	Alternativa 2
Enrolamentos (Método da variação da resistência)	55	65
Ponto mais quente dos enrolamentos	65	80
Óleo isolante (medida próxima à superfície)	50	65

Nota

A utilização da alternativa 2 fica condicionada à comprovação por parte do fabricante, do uso de papel termo-estabilizado na fabricação do transformador.

## 6. Condições de Fornecimento

### 6.1. Homologação

Para a homologação dos transformadores junto às cooperativas pertencentes ao Sistema FECOERGS devem ser apresentados todos os ensaios de tipo previstos nesta especificação. Os ensaios devem ter sido realizados a menos de 5 anos da data da entrega do pedido de homologação. Poderão ser aceitos ensaios realizados até 8 anos desde que acompanhados de uma declaração do responsável técnico de não alteração no produto (matéria-prima, processo de fabricação e projeto) desde a data do ensaio.

Os ensaios devem ser apresentados em português ou inglês. Quando apresentados em outro idioma deverão estar acompanhados de tradução para o português efetuada por tradutor juramentado.

Após a análise dos ensaios e verificação da conformidade do equipamento com esta especificação, a FECOERGS emitirá o certificado técnico dos ensaios.

Os certificados técnicos deverão ser revalidados sempre que:

- a. o equipamento for modificado pelo fabricante;
- b. o equipamento apresentar problemas durante ou após o fornecimento;
- c. a FECOERGS proceder revisão nesta especificação e o equipamento passe a não atender as novas exigências.

A homologação do equipamento pela FECOERGS não eximirá o contratado de sua responsabilidade em fornecer o equipamento em plena concordância com a ordem de compra ou contrato e esta especificação, assim como, não invalidará ou comprometerá qualquer reclamação que a FECOERGS venha a fazer, baseada na existência de equipamento inadequado ou defeituoso. A homologação também não libera o equipamento da necessidade de realização dos ensaios de recebimento.

Os ensaios de tipo devem ser realizados em laboratórios reconhecidos no setor elétrico, certificados pelo INMETRO ou com equipamentos devidamente calibrados por organismos competentes. A FECOERGS faculta o direito de não aceitar ensaios realizados nos laboratórios dos fabricantes.

### 6.2. Acondicionamento

O acondicionamento dos transformadores deve ser efetuado de modo a garantir um transporte seguro em quaisquer condições e limitações que possam ser encontradas.

Os transformadores devem ser acondicionados individualmente em embalagens de madeira, adequadas ao transporte e armazenamento.

As embalagens devem ser construídas de modo a possibilitar:

- a. o uso de empilhadeiras e carro hidráulico;
- b. suspensão por cabos de aço;
- c. transporte e/ou armazenamento superpostos de dois transformadores.

As embalagens devem possuir:

- a. travas diagonais para evitar movimentos laterais dos transformadores durante o 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.

A embalagem será considerada satisfatória se os transformadores chegarem ao destino em perfeito estado. A FECOERGS considera para efeito de garantia da embalagem, o mesmo período do material e quaisquer prejuízos, decorrentes do mau acondicionamento, serão ressarcidos através de desconto na fatura do mesmo.

A FECOERGS se reserva o direito de solicitar ao fornecedor, para sua prévia aprovação, que apresente anexo à sua proposta, desenho detalhado da embalagem com todas as suas dimensões e com a especificação dos materiais utilizados na sua confecção, os quais devem ser biodegradáveis, reutilizáveis ou recicláveis.

Cada volume deve trazer, marcadas de forma legível e indelével, as seguintes informações:

- a. nome e/ou marca comercial do fabricante;
- b. identificação completa do conteúdo;
- c. números da nota fiscal e do pedido de compra;
- d. destinatário (FECOERGS/Cooperativa solicitante);
- e. massa bruta do volume, em kg;
- f. outras informações (solicitadas no pedido).

### 6.3. Garantia

Os transformadores seus componentes e acessórios deverão ser garantidos pelo fornecedor contra falhas ou defeitos de projeto, fabricação e acabamento pelo prazo mínimo de 12 (doze) meses, a partir da data de operação do equipamento ou de 24 (vinte e quatro) meses da data de entrega do material no almoxarifado da cooperativa, prevalecendo o prazo que vencer primeiro.

Caso necessário, o fornecedor será obrigado a reparar defeitos ou substituir o equipamento defeituoso, às suas expensas, responsabilizando-se por todos os custos decorrentes, sejam de material, mão-de-obra ou transporte.

Se a falha constatada for oriunda de erro de projeto, produção ou matéria prima, tal que comprometa todas as unidades do lote, o fornecedor será obrigado a substituí-las, independente do defeito em cada uma delas.

No caso de substituição de peças ou equipamentos defeituosos, o prazo de garantia deverá ser estendido por mais 12 (doze) meses, abrangendo todas as unidades do lote.

A garantia contra defeitos provocados por deficiência(s) do projeto deve prevalecer por prazo indeterminado. Neste caso a placa de identificação do transformador deve ser substituída de forma a indicar a data de realização do reparo.

## 7. Inspeção e Ensaio

### 7.1. Generalidades

A FECOERGS reserva-se o direito de inspecionar e ensaiar os transformadores quer no período de fabricação, quer na época de embarque, ou a qualquer momento que julgar necessário. Independentemente da realização da inspeção o fornecedor é responsável pela qualidade e desempenho do material durante o período de garantia.

O fornecedor tomará às suas expensas todas as providências para que a inspeção se realize em condições adequadas, de acordo com as normas recomendadas e com esta especificação. Assim o fornecedor deverá propiciar todas as facilidades para o livre acesso aos laboratórios, às dependências de fabricação, ao local de embalagem, etc., bem como fornecer pessoal habilitado a prestar informações e executar os ensaios, além de todos os instrumentos (com selo de aferição emitido por órgão devidamente credenciado, com data não superior a 12 meses,) e dispositivos necessários para realizá-los.

As datas em que os equipamentos estarão prontos para inspeção devem ser avisadas à FECOERGS com antecedência mínima de 15 (quinze) dias para fornecedor nacional e de 30 (trinta) dias para fornecedor estrangeiro.

Os custos dos ensaios de recebimento devem ser por conta do fornecedor.

Os custos da visita do inspetor da FECOERGS (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 desta especificação;
- c. se o material fornecido necessitar de acompanhamento de fabricação ou inspeção final em sub-fornecedor, contratado pelo fornecedor, em localidade diferente da sede do fornecedor;
- d. devido à re-inspeção do material por motivo de recusa nos ensaios.

## **7.2. Classificação dos ensaios**

Os ensaios previstos nesta especificação são classificados em ensaios de tipo, ensaios de recebimento e ensaios complementares e estão relacionados na Tabela 7.2.1.

### **7.2.1. Ensaios de Tipo**

São todos os ensaios, os quais são realizados em amostras do produto com o objetivo de verificar a conformidade do projeto com os requisitos da norma correspondente.

### **7.2.2. Ensaios de Recebimento**

Referem-se a uma parcela dos ensaios de tipo, que são realizados em amostras do produto por ocasião do recebimento de cada lote, com o objetivo de verificar a conformidade com o projeto aprovado e homologado. Estes ensaios devem ser realizados nas instalações do fornecedor ou em laboratórios credenciados e reconhecidos pelo setor elétrico, na presença de inspetor da FECOERGS.

### **7.2.3. Ensaios Complementares**

Com o objetivo de melhor avaliar o produto ou dirimir dúvidas, a FECOERGS reserva-se o direito de solicitar, sempre que julgar necessário, a realização de qualquer ensaio de tipo por ocasião do recebimento de cada lote.

Tabela 7.2.1 – Relação dos Ensaios

Item	Descrição	Tipo	Recebimento	Complementar
7.3.1	Inspeção geral	X	X	-
7.3.2	Verificação dimensional	X	X	-
7.3.3	Resistência elétrica dos enrolamentos	X	X	-
7.3.4	Resistência do isolamento	X	X	-
7.3.5	Relação de tensões	X	X	-
7.3.6	Polaridade	X	X	-
7.3.7	Deslocamento angular e seqüência de fases	X	X	-
7.3.8	Verificação dos valores garantidos	X	X	-
7.3.9	Tensão aplicada	X	X	-
7.3.10	Tensão induzida	X	X	-
7.3.11	Tensão suportável de impulso atmosférico	X	X	-
7.3.12	Estanqueidade	X	X	-
7.3.13	Nível de tensão de radiointerferência	X	-	X
7.3.14	Nível de ruído	X	-	X
7.3.15	Elevação de temperatura	X	-	X
7.3.16	Verificação do equilíbrio de tensões	X	-	X
7.3.17	Capacidade de suportar curto-circuito	X	-	X
7.3.18	Características físico-químicas do óleo isolante	X	-	X
7.3.19	Ensaio do comutador	X	X	X
7.3.20	Ensaio da válvula de alívio de pressão interna	X	X	-
7.3.21	Zincagem	X	X	-
7.3.22	Estanhagem dos terminais	X	X	-
7.3.23	Características da pintura	X	X	X
7.3.24	Resistência das juntas de vedação ao óleo isolante	X	-	X
7.3.25	Compatibilidade das Juntas de vedação ao óleo isolante	X	-	X
7.3.26	Resistência mecânica dos suportes de fixação	X	X	-
7.3.27	Verificação do torque nos terminais	X	X	-

### 7.3. Metodologia dos Ensaiois

Os métodos de ensaio dos transformadores devem obedecer ao descrito a seguir e estar de acordo com as normas e/ou documentos complementares citados no item 3 desta especificação.

#### 7.3.1. Inspeção Geral

Antes dos ensaios, o inspetor deve fazer uma inspeção geral, comprovando se os transformadores estão em conformidade com as exigências desta especificação. Constitui falha a detecção de qualquer não conformidade, conforme orientações apresentadas a seguir.

#### **7.3.1.1. Características Construtivas**

Deve ser verificado se os transformadores possuem as características e todos os componentes e acessórios requeridos de acordo com o item 5.2. Quando se tratar de ensaio de recebimento, as características dos transformadores deverão também estar de acordo com o projeto aprovado.

Nota:

Em transformadores com elevação de temperatura de 65°C, deve-se proceder a verificação do tipo de papel utilizado.

#### **7.3.1.2. Verificação da Massa**

Deve ser verificada a 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.

#### **7.3.1.3. Acabamento**

Deve atender os requisitos mencionados no item 4.6.

#### **7.3.1.4. Identificação**

Deve atender os requisitos mencionados no item 4.5.

#### **7.3.1.5. Acondicionamento**

Deve atender os requisitos mencionados no item 6.2.

#### **7.3.2. Verificação Dimensional**

Devem ser verificadas todas as dimensões indicadas nos desenhos 8.1 a 8.3.

Constitui falha a não conformidade de qualquer uma das dimensões verificadas com as especificadas.

#### **7.3.3. Resistência Elétrica dos Enrolamentos**

Este ensaio é realizado para servir de referência para o ensaio de elevação de temperatura do transformador e deve ser executado conforme descrito na NBR 5356-1

#### **7.3.4. Resistência do Isolamento**

O ensaio deve ser executado conforme descrito na NBR 5356-1.

Este ensaio serve para avaliação preliminar na execução de ensaios dielétricos.

#### **7.3.5. Relação de tensões**

O ensaio deve ser executado conforme procedimentos indicados na NBR 5356-1.

Constitui falha a ocorrência de erros de tensão, em relação às tensões nominais, superiores a  $\pm 0,5\%$ .

#### **7.3.6. Polaridade**

Este ensaio é aplicável apenas aos transformadores monofásicos e deve ser executado conforme descrito na NBR 5356-1

Constitui falha a ocorrência de polaridade diferente da subtrativa.



### 7.3.7. Deslocamento Angular e Seqüência de Fases

Este ensaio é aplicável apenas aos transformadores trifásicos e deve ser executado conforme procedimentos da NBR 5356-1.

Constitui falha a não coincidência entre os diagramas fasoriais (primário e secundário) levantados neste ensaio e os diagramas fasoriais (primário e secundário) apresentados em 5.1.4.

### 7.3.8. Verificação dos Valores Garantidos

Os valores de perdas em vazio, perdas em carga, corrente de excitação e impedância de curto-circuito, conforme 5.1.5, devem ser verificados de acordo com os procedimentos descritos na NBR 5356-1.

Constitui falha a ocorrência de valores superiores aos limites indicados na Tabela 7.3.1.

**Tabela 7.3.1 – Limites de Tolerância para os Valores Garantidos**

Ensaio	Tolerâncias nos resultados	
	Amostra Individual	Média do Lote
Perdas em vazio	+ 10% do valor garantido	Inferior ao valor garantido
Perdas em carga	+ 6% do valor garantido	
Corrente de excitação	+ 20% do valor garantido	
Impedância de curto-circuito	± 7,5% do valor garantido	

### 7.3.9. Tensão Suportável Nominal à Freqüência Industrial (Tensão Aplicada)

O ensaio deve ser executado conforme procedimentos da NBR 5356-3.

Constitui falha a ocorrência de descarga disruptiva ou qualquer dano a algum componente do transformador, sob a tensão de ensaio especificada na Tabela 5.1.2.

### 7.3.10. Tensão Induzida

O ensaio deve ser executado conforme descrito na NBR 5356-3

Constitui falha a ocorrência de descarga disruptiva ou qualquer dano a algum componente do transformador.

### 7.3.11. Tensão Suportável de Impulso Atmosférico

Deve ser executado conforme a NBR 5356-3 e NBR 5356-4.

Constitui falha a ocorrência de descarga disruptiva ou qualquer dano a algum componente do transformador, sob a tensão de ensaio especificada Tabela 5.1.2.

### 7.3.12. Estanqueidade

O transformador completamente montado, contendo todos os acessórios e óleo isolante em seu nível normal é considerado aprovado neste ensaio se suportar uma pressão manométrica de 0,07MPa (0,71kgf/cm<sup>2</sup>), durante uma hora, sem apresentar vazamento.

Nota:

Este ensaio deverá ser realizado pelo fabricante em todas as peças do lote, devendo ser apresentado relatório ao inspetor antes da inspeção, quando novos ensaios serão realizados segundo amostragem da Tabela 7.5.1

### 7.3.13. Nível de Tensão de Radiointerferência

O ensaio deve ser executado conforme prescrições da NBR 7876, usando aparelhagem de ensaio conforme NBR 7875. A tensão de ensaio é a especificada na Tabela 5.1.4 e deve ser aplicada a cada terminal de MT, com os demais aterrados.

Constitui falha a o não atendimento aos limites indicados na Tabela 5.1.4.

#### 7.3.14. Nível de ruído

Este ensaio deve ser realizado de acordo com a NBR 7277.

Constitui falha a ocorrência de níveis de ruído superior ao especificado na Tabela 5.2.4.

#### 7.3.15. Elevação de Temperatura

Deve ser realizado de acordo com a NBR 5356-2

O transformador que apresentar as maiores perdas totais do lote deve ser alimentado de forma a se obter as seguintes perdas totais ( $WTE$ ):

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

onde:

$W_{cc}$ : perdas em curto-circuito com 100% da tensão nominal ( $U_n$ );

$W_{o1}$ : perda em vazio com 105% de  $U_n$ .

Constitui falha a ocorrência de elevações de temperatura dos enrolamentos e do óleo isolante superiores aos limites especificados no item 5.2.8.

Nota:

Se em lotes subseqüentes 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 no transformador que apresentar a maior perda total, sem ônus para a FECOERGS.

#### 7.3.16. Verificação do Equilíbrio de Tensões

Este ensaio aplica-se apenas a transformadores monofásicos. O ensaio consiste na medição das tensões U1 e U3, conforme desenho 8.12, com o transformador energizado com uma carga igual a metade da sua potência nominal e fator de potência superior a 0,92.

Constitui falha a ocorrência de diferença entre as tensões U1 e U3 superior a 3V.

#### 7.3.17. Capacidade de Suportar Curto-Circuito

Os ensaios cujos procedimentos estão apresentados em 0 e 7.3.17.2 devem ser executados em uma unidade de cada potência. Quando se tratar de ensaio complementar, as unidades devem ser escolhidas aleatoriamente dos lotes sob inspeção.

##### 7.3.17.1. Capacidade Dinâmica

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

O valor da corrente de crista do ensaio deve ser ajustado de acordo com o estabelecido na NBR 5356-5. O valor simétrico dessa corrente é dado na Tabela 5.1.5.

As tolerâncias dos valores de crista e simétrico da corrente de curto-circuito devem estar de acordo com a NBR 5356-5.

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

A duração de cada conjunto de 3 aplicações por fase é de 0,50s ou o tempo necessário para o desaparecimento da componente contínua da corrente de ensaio, prevalecendo o que for maior.

Os resultados devem ser avaliados de acordo com a NBR 5356-5.

### 7.3.17.2. Capacidade Térmica

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 2s, com o valor de corrente indicado na Tabela 5.1.5. Os resultados devem ser avaliados de acordo com a NBR 5356-5.

### 7.3.18. Características Físico-Químicas do Óleo Isolante

As características do óleo isolante e os métodos para a verificação destas estão indicados na RESOLUÇÃO ANP Nº 36 de 5/12/2008.

Constitui falha o não atendimento aos valores limites de qualquer das características físico-químicas indicadas.

### 7.3.19. Ensaio do Comutador

#### 7.3.19.1. Procedimento para Ensaio de Recebimento

O funcionamento do comutador deve ser verificado durante os ensaios de relação de tensões e resistência elétrica do enrolamento. Deve ser verificada a correspondência entre a indicação de cada posição do comutador e a relação de tensões medida.

#### 7.3.19.2. Procedimentos para Ensaio de Tipo ou Complementar

Devem ser verificadas as características dos comutadores, conforme exigências do item 5.2.4.1, e funcionamento conforme 7.3.19.1.

A durabilidade e a suportabilidade às condições de uso dos comutadores devem ser verificadas através das metodologias apresentadas a seguir:

##### a. Ensaio de Durabilidade Mecânica e dos Contatos

Com o comutador montado e uma Ponte de Kelvin, faz-se a medição da resistência de contato entre pinos e contato deslizante. Para cada posição do comutador e para cada fase, devem ser feitas cinco medições e através do valor médio, ficam definidos os valores da resistência de contato do estado inicial.

A seguir devem ser feitas 100 operações no comutador, passando em cada operação por todas as posições.

Concluídas as 100 operações, são feitas novas medições, da mesma forma como no início do ensaio e obtidos os valores médios da resistência de contato, para cada posição e para cada fase.

Constitui falha neste ensaio:

- constatação de variação entre valores medidos antes e após o ensaio, superior a +10%;
- a ocorrência de qualquer defeito no comutador durante ou após o ensaio.

##### b. Ensaio de Elevação de Temperatura dos Contatos

Com o comutador montado e imerso no óleo mineral isolante idêntico ao utilizado no transformador, e termopares instalados nos contatos de cada fase, no óleo isolante e no meio ambiente, aplica-se a corrente nominal do comutador, de modo que a mesma circule pelas fases do comutador. Se o comutador for trifásico, as fases devem ser ligadas em série. Mantém-se a circulação da corrente até que aconteça a estabilização térmica dos contatos em relação ao óleo mineral isolante.

Os valores de temperatura verificados devem ser registrados a cada 30 minutos até que ocorra a estabilização.

Constitui falha neste ensaio a ocorrência de temperatura do contato superior em 5°C em relação à temperatura do óleo.

c. Ensaio de Suportabilidade à Corrente de Curto-Circuito

Com o comutador montado da mesma maneira como no ensaio anterior e uma Ponte de Kelvin, faz-se a medição da resistência de contato entre pinos e contato deslizante. Para cada posição do comutador e para cada fase, são feitas cinco medições e através do valor médio, ficam definidos os valores da resistência de contato do estado inicial. Aplica-se então a corrente de ensaio, valor mínimo de 20 vezes a corrente nominal do comutador, durante dois segundos, por três vezes consecutivas, mantendo-se o comutador na posição 1.

Concluído o ensaio repete-se a medição das resistências de contato.

Constitui falha neste ensaio:

- constatação de variação entre valores medidos antes e após o ensaio, superior a +10%;
- a ocorrência de qualquer defeito no comutador após o ensaio.

### 7.3.20. Ensaio da Válvula de Alívio de Pressão Interna

Devem ser verificadas as seguintes características nominais, conforme 5.2.4.3, podendo a válvula ser ensaiada separadamente do transformador:

- a. pressão de alívio;
- b. pressão de vedação;
- c. taxas de vazão.

### 7.3.21. Zincagem

As ferragens utilizadas nos transformadores devem ser submetidas a este ensaio, para verificação das seguintes características:

- a. aderência, conforme NBR 7398;
- b. espessura da cama de zinco, conforme NBR 7399;
- c. uniformidade da cama de zinco, conforme NBR 7400.

Constitui falha o não atendimento ao item 4.6.3.

### 7.3.22. Estanhagem dos Terminais

O ensaio deve ser aplicado a todos os terminais bem como às partes estanhadas do dispositivo de aterramento, de acordo com os procedimentos da norma ASTM B-545.

Constitui falha a existência de revestimento de estanho em desacordo com o especificado no item 4.6.2.

### 7.3.23. Características da Pintura

#### 7.3.23.1. Procedimentos para Ensaio de Recebimento

- a. Aderência da Película:  
Deve ser efetuado de acordo com a NBR 11003 diretamente no transformador, devendo ser alcançado, no mínimo, o grau de aderência Gr1.
- b. Espessura da película  
Deve ser efetuado de acordo com NBR 10443.

### 7.3.23.2. Procedimentos para Ensaio de Tipo ou Complementar

Para estes ensaios devem ser preparados, a critério do inspetor tantos corpos-de-prova quantos forem necessários, com dimensões aproximadas de (150x100x1,2)mm com o mesmo tratamento de chapa, esquema e espessura das pinturas externa e interna dos transformadores (vide item 4.6.4).

- a. Resistência à atmosférica úmida saturada pela presença de SO<sub>2</sub>:

Deve ser realizado de acordo com a NBR 5440.

Com uma lâmina cortante, deve-se romper o filme até a base, de tal forma que fique traçado um "X" sobre o painel. Este deve resistir a uma ronda de ensaio sem apresentar bolhas, enchimentos, absorção de água, carregamento, e não deve apresentar manchas e corrosão de no máximo 3mm a partir do corte em "X" e nas extremidades.

Nota:

Uma ronda consiste em um período igual a 8 h a 40°C± 2°C na presença de SO<sub>2</sub>, após o qual desliga-se o aquecimento e abre-se a tampa do aparelho, deixando-se as peças expostas ao ar, dentro do aparelho durante 16h à temperatura ambiente.

- b. Umidade a 40°C:

Deve ser realizado de acordo com a ASTM D1735.

- c. Impermeabilidade:

Deve ser realizado de acordo com a norma ASTM D870.

Imergir 1/3 do painel em água destilada mantida a 37,8°C±1°C. Após 72h não devem ocorrer empolamentos ou defeitos similares.

- d. Névoa salina:

Deve ser realizado de acordo com a norma ASTM B117.

- e. Resistência da pintura interna ao óleo isolante:

Deve ser realizado conforme a NBR 6529. O corpo-de-prova deve ser imerso em óleo isolante a uma temperatura de (110±2)°C, durante 48h, e não deve apresentar alterações.

- f. Compatibilidade da pintura interna com o óleo isolante:

Deve ser realizado conforme a ASTM D 3455.

A área pintada do corpo-de-prova a ser colocado em 1 litro de óleo é dada por:

$$A_{cp} = 4 \frac{At}{V_t}$$

onde:

*A<sub>cp</sub>*: área do corpo-de-prova a ser colocado em 1 litro de óleo, em metros quadrados;

*At*: superfície interna do transformador em contato com o óleo isolante, em metros quadrados;

*V<sub>t</sub>*: 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 *At*.

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

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

#### 7.3.24. Resistência das Juntas de Vedação ao Óleo Isolante

Tantos corpos-de-prova quantos forem necessários devem ser imersos em óleo isolante a 100 °C durante 70 h, conforme procedimentos indicados na NBR 11407. Após o ensaio, são admitidas as seguintes variações em relação aos valores obtidos antes do ensaio:

- a. variação da dureza: (-10 a + 5) Shore A;
- b. variação de volume: (0 a + 5%).

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

#### 7.3.25. Compatibilidade das Juntas de Vedação com o Óleo Isolante

Os corpos-de-prova devem ser imersos em óleo isolante a 100 °C durante 164h, conforme NBR 14274.

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): 0,030N/m;
- b. índice de neutralização (máxima variação): 0,03;
- c. rigidez dielétrica (mínimo): 25,8kV/2,54mm;
- d. fator de potência a 100 °C (máximo): 1,6%;
- e. cor (máxima variação): 0,5.

#### 7.3.26. Verificação da Resistência Mecânica dos Suportes de Fixação

Uma unidade de cada potência dos transformadores sob ensaio, escolhida aleatoriamente deve ter os suportes para fixação em poste ensaiados conforme a NBR 5440.

O transformador completo (parte ativa, óleo isolante, buchas e tampa) deve ser instalado conforme desenho 8.13, visando simular uma instalação em poste.

O ensaio de resistência mecânica consiste em aplicar uma força "F", conforme a Tabela 8.13.1, durante 5 min. Após a retirada da carga, o ponto "A" (indicado no desenho) não deve ter um deslocamento residual maior que 2mm no sentido de aplicação da carga assim como não devem ocorrer trincas ou ruptura no(s) suporte(s).

Nota:

Este ensaio pode ser realizado apenas no tanque do transformador. Neste caso deve ser aplicada uma carga adicional para que o tanque esteja com o peso equivalente ao seu peso total.

#### 7.3.27. Verificação do Torque nos Terminais

Os parafusos de ligação dos terminais e o parafuso do dispositivo de aterramento devem ser submetidos ao ensaio de torque conforme especificado na Tabela 7.3.2

Constitui falha a ocorrência de qualquer dano ou deformação permanente nos parafusos, porcas ou componentes dos terminais ou dispositivo de aterramento.

**Tabela 7.3.2 - Valores para Ensaio de Torque nos Terminais**

Parafuso/Porca	Torque Suportável na Instalação daN.m	Torque de Ensaio daN.m
<b>M10</b>	3,0	3,6
<b>M12</b>	4,7	5,6
<b>M16</b>	7,6	9,1

#### 7.4. Relatórios de Ensaio

Os relatórios dos ensaios devem ser em formulários com as indicações necessárias à sua perfeita compreensão e interpretação conforme indicado a seguir:

- nome do ensaio;
- nome FECOERGS e nome da cooperativa do sistema;
- nome ou marca do fabricante;
- número e item da ordem de compra (se existente) da cooperativa e número da ordem de fabricação do fornecedor;
- identificação, modelo e quantidade dos equipamentos submetidos a ensaio;
- descrição sumária do processo de ensaio indicando as constantes, métodos e instrumentos empregados;
- valores obtidos no ensaio;
- resumo das características (garantidas x medidas);
- atestado com informação clara dos resultados do ensaio;
- nome do inspetor e do responsável pelos ensaios;
- data e local dos ensaios.

Os transformadores somente serão liberados pelo inspetor após a entrega de três vias dos relatórios dos ensaios e da verificação da embalagem e sua respectiva marcação.

Nota:

1. O relatório do ensaio de impulso deve conter os dados do ensaio com os respectivos oscilogramas.
2. 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;
  - h. elevação de temperatura do topo do óleo e dos enrolamentos.



- 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.

## 7.5. Planos de Amostragem

### 7.5.1. Ensaio de Tipo e Complementares

Exceto quando indicado na própria metodologia do ensaio, as amostras para os ensaios de tipo e complementares, devem ser formadas por 3 unidades, as quais devem ser selecionadas aleatoriamente do lote sob inspeção, quando se tratar de ensaio complementar.

Eventualmente o número de unidades das amostras para os ensaios de tipo ou complementares poderão ser definidas através de acordo entre fornecedor e FECOERGS.

### 7.5.2. Ensaio de Recebimento

As amostras para os ensaios de recebimento devem ser coletadas nos lotes prontos para entrega. Considera-se como um lote o conjunto de transformadores de mesmo tipo construtivo, mesma tensão e potência nominais.

As quantidades de unidades de transformadores para compor as amostras para os ensaios de recebimento devem estar de acordo com a Tabela 7.5.1.

**Tabela 7.5.1 – Planos de Amostragem para Ensaio de Recebimento**

Ensaio	7.3.3 - Resistência elétrica dos enrolamentos 7.3.4 - Resistência do isolamento 7.3.5 - Relação de tensões 7.3.6 - Polaridade 7.3.7 - Deslocamento angular 7.3.8 - Verificação dos valores garantidos 7.3.19 - Funcionamento do Comutador				7.3.1 - Inspeção geral 7.3.2 - Verificação dimensional 7.3.12 - Estanqueidade 7.3.20 - Ensaio da válvula de alívio de pressão 7.3.21 - Zincagem 7.3.22 - Estanhagem 7.3.23 - Aderência e espessura da pintura 7.3.26 - Resistência mecânica dos suportes 7.3.27 - Verificação do torque				7.3.9 - Tensão aplicada 7.3.10 - Tensão induzida 7.3.11 - Impulso atmosférico		
	Nível	S1				S3				S3	
Amostragem	Dupla				Dupla				Simplex		
NQA	6,50%				6,50%				1%		
Tamanho do Lote	Amostra		Ac	Re	Amostra		Ac	Re	Amostra	Ac	Re
	Seqüência	Tamanho			Seqüência	Tamanho					
Até 50	-	3	0	1	-	2	0	1	13	0	1
51 a 90	-	3	0	1	1ª	5	0	2			
					2ª	5	1	2			
91 a 280	1ª	8	0	2	1ª	5	0	2			
	2ª	8	1	2	2ª	5	1	2			
281 a 500	1ª	13	0	3	1ª	5	0	2			
	2ª	13	3	4	2ª	5	1	2			
501 a 1.200	1ª	20	1	4	1ª	8	0	3			
	2ª	20	4	5	2ª	8	3	4			

Notas:

- Especificação dos planos de amostragem conforme NBR 5426, para o regime de inspeção normal.
- Ac = número máximo de unidades defeituosas que ainda permite aceitar o lote.

Re = número mínimo de unidades defeituosas que implica rejeição do lote.

3. No ensaio de aderência e espessura da pintura, item 7.3.23.1, caso o lote seja rejeitado, todas as unidades devem ser pintadas e submetidas novamente a estes ensaios.
4. Procedimento para a amostragem dupla: Ensaiair a primeira amostra; se o número de unidades defeituosas estiver entre Ac e Re (excluindo esses dois valores), ensaiar a segunda amostra. O número total de unidades defeituosas, depois de ensaiadas as duas amostras, deve ser igual ou inferior ao maior Ac especificado, para permitir a aceitação do lote.

## 7.6. Critérios de Aceitação e Rejeição

A aceitação dos transformadores pela FECOERGS, seja pela comprovação dos valores, seja por eventual dispensa de inspeção, não eximirá o fornecedor de sua responsabilidade em entregar os equipamentos em plena concordância com a ordem de compra e com esta especificação, nem invalidará qualquer reclamação que a FECOERGS venha a fazer baseada na existência de transformadores inadequados ou defeituosos.

Por outro lado, a rejeição de transformadores em virtude de falhas constatadas pela inspeção, durante os ensaios ou em virtude de discordância com a ordem de compra ou com esta especificação, não eximirá o fornecedor de sua responsabilidade de entregar o pedido na data prometida. Se no entender da FECOERGS, a rejeição tornar impraticável a entrega na data previamente acertada, ou se tudo indicar que o fornecedor será incapaz de satisfazer os requisitos exigidos, a FECOERGS reserva-se o direito de rescindir todas as suas obrigações e adquirir os equipamentos em outra fonte, sendo o fornecedor considerado como infrator da ordem de compra, estando sujeito às penalidades aplicáveis ao caso.

As unidades defeituosas constantes de amostras aprovadas nos ensaios devem ser substituídas por novas, o mesmo ocorrendo com o total das amostras aprovadas em ensaios destrutivos.

### 7.6.1. Critérios para Aceitação ou Rejeição nos Ensaios de Tipo e Complementares

#### 7.6.1.1. Ensaio de Verificação da Capacidade de Suportar Curto-Circuitos

Para o ensaio descrito no item 7.3.17 a falha da unidade ensaiada, implicará na rejeição de todo o lote. No entanto, mediante a apresentação, por parte do fornecedor, de relatório apontando as causas da falha e as medidas tomadas para corrigi-las, a FECOERGS poderá aceitar a realização de novo ensaio, desta vez em duas unidades do lote, não sendo permitida neste caso nenhuma falha ou contraprova.

#### 7.6.1.2. Ensaio de Verificação das Características da Pintura

Quanto ao ensaio descrito no item 7.3.23, 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 relacionados neste item. No caso de ensaio complementar, se os transformadores já estiverem pintados, todo o lote será recusado.

Em casos de recusa do lote, novos corpos-de-prova devem ser submetidos aos mesmos ensaios, com novo tratamento de chapa e esquema de pintura a serem utilizados nos transformadores.

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

#### 7.6.1.3. Demais Ensaios de Tipo ou Complementares

O projeto deve ser aceito se todos os transformadores ensaiados apresentarem comportamento satisfatório. Se ocorrer alguma falha em qualquer ensaio, este pode ser

repetido em uma nova amostra com o dobro de unidades da primeira. Nesse caso, se houver um novo resultado insatisfatório, o projeto será rejeitado.

Se duas ou mais unidades falharem em qualquer dos ensaios, o projeto será rejeitado.

#### **7.6.2. Critérios para Aceitação ou Rejeição nos Ensaios de Recebimento**

As quantidades de transformadores de cada amostra, cujas falhas determinam a aceitação ou a rejeição do lote para cada ensaio, são as constantes da Tabela 7.5.1.

8. Desenhos

8.1. Padrão E-45/1: Transformador Monofásico – Tipo Fase-Neutro

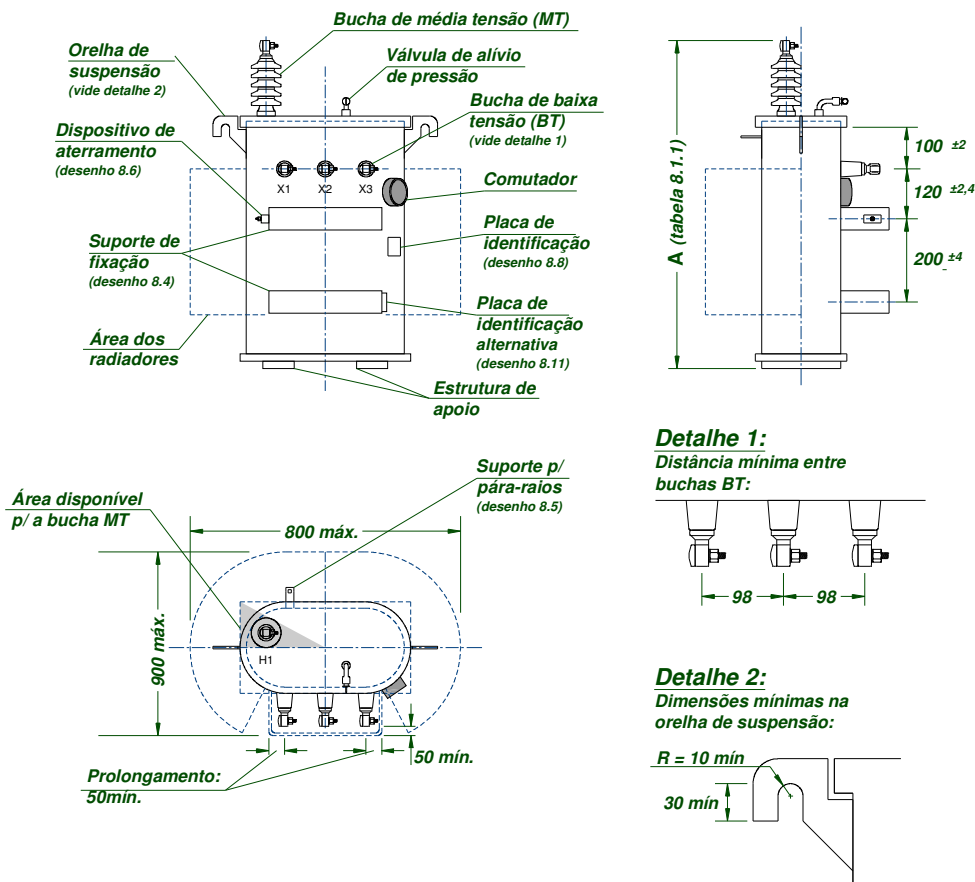


Figura 8.1.1 – Dimensões e Disposição dos Componentes

Tabela 8.1.1 – Altura Máxima do Transformador

Tensão Máxima de Operação (kV)	Cota "A" Máxima (mm)
15	1200
24,2	1300
36,2	1300

Tabela 8.1.2 – Características Elétricas – Valores Garantidos

Código FECOERGS	Tensão Máxima de Operação (kV)	Potência (kVA)	Corrente de Excitação Máxima (%)	Perdas Máximas (W)		Impedância de Curto-Circuito (%)
				em Vazio	Totais	
1	2	3	4	5	6	7
E-45.1/1	15	10	3,3	60	260	2,5
E-45.1/2		15	3,0	85	355	
E-45.1/3		25	2,7	120	520	
E-45.1/4	24,2	10	4,0	70	285	2,5
E-45.1/5		15	3,6	90	395	
E-45.1/6		25	3,1	130	580	
E-45.1/7	36,2	10	4,0	70	285	3
E-45.1/8		15	3,6	90	395	
E-45.1/9		25	3,1	130	580	

Tabela 8.1.3 – Relações de Tensões

Tensão Máxima de Operação (kV)	Relações de Tensões (V)		
	Derivação	Primário	Secundário
1	2	3	4
15	1	7.967	440/220
	2	7.621	
	3	7.275	
24,2	1	13.337	440/220
	2	12.702	
	3	12.067	
36,2	1	19.919	440/220
	2	19.053	
	3	18.187	

Notas:

- Os códigos apresentados na tabela 8.1.2 foram obtidos a partir das referências ABNT, particularizadas para o sistema FECOERGS.
- O terminal H2T deve ser ligado internamente no tanque.
- As partes não cotadas são de caráter orientativo, outras formas são aceitas.
- Dimensões em milímetros.

8.2. Padrão E-45/2: Transformador Monofásico – Tipo Fase-Fase

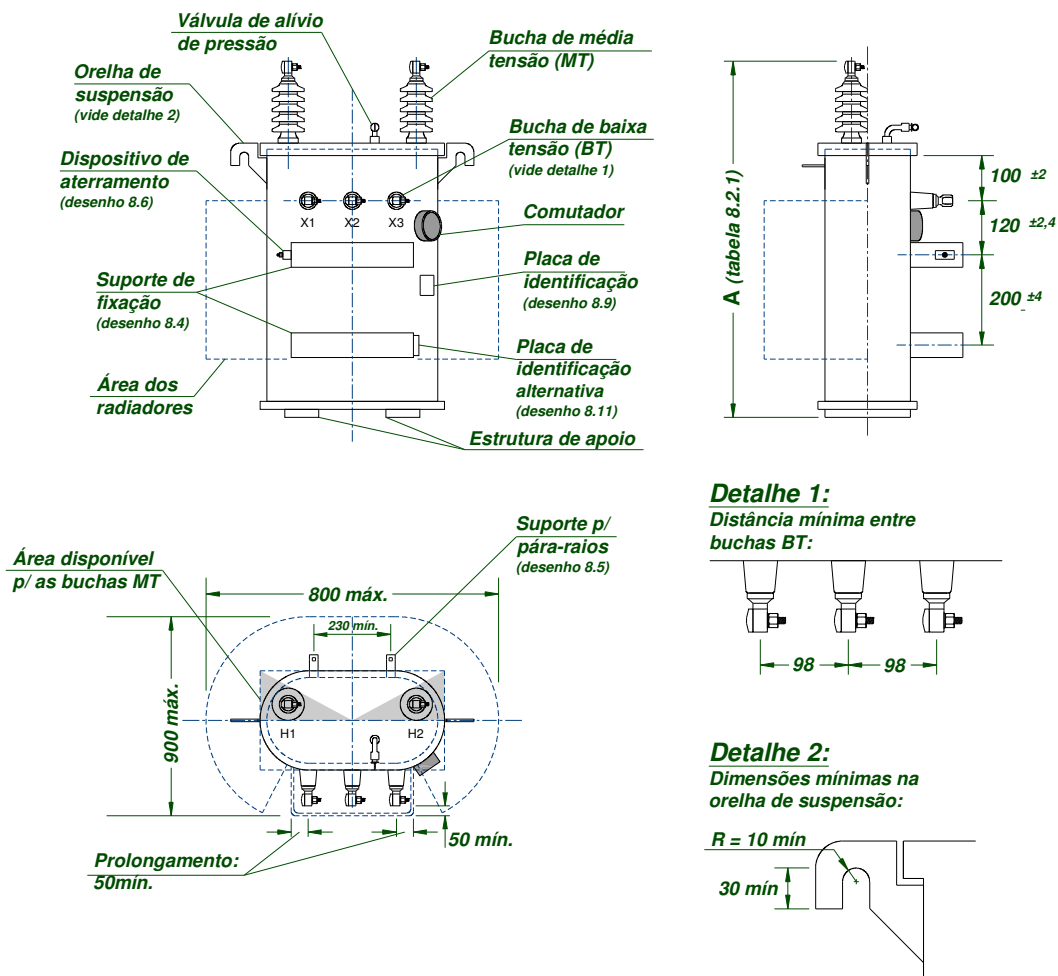


Figura 8.2.1 – Dimensões e Disposição dos Componentes

Tabela 8.2.1 – Altura Máxima do Transformador

Tensão Máxima de Operação (kV)	Cota "A" Máxima (mm)
15	1200
24,2	1300
36,2	1300

Tabela 8.2.2 – Características Elétricas – Valores Garantidos

Código FECOERGS	Tensão Máxima de Operação (kV)	Potência (kVA)	Corrente de Excitação Máxima (%)	Perdas Máximas (W)		Impedância de Curto-Circuito (%)
				em Vazio	Totais	
1	2	3	4	5	6	7
E-45.2/1	15	10	3,3	60	260	2,5
E-45.2/2		15	3	85	355	
E-45.2/3		25	2,7	120	520	
E-45.2/4	24,2	10	4	70	285	2,5
E-45.2/5		15	3,6	90	395	
E-45.2/6		25	3,1	130	580	
E-45.2/7	36,2	10	4	70	285	3
E-45.2/8		15	3,6	90	395	
E-45.2/9		25	3,1	130	580	

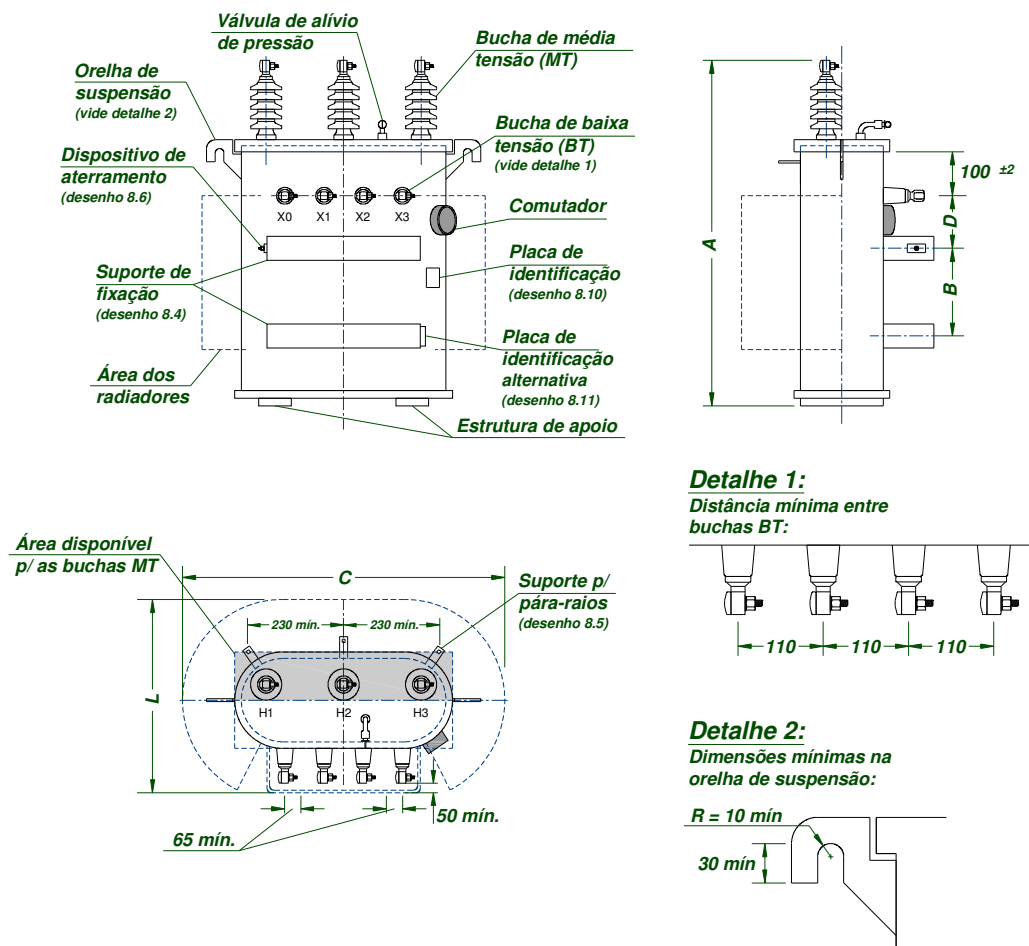
Tabela 8.2.3 – Relações de Tensões

Tensão Máxima de Operação (kV)	Relações de Tensões (V)		
	Derivação	Primário	Secundário
1	2	3	4
15	1	13.800	440/220
	2	13.200	
	3	12.600	
24,2	1	23.100	440/220
	2	22.000	
	3	20.900	
36,2	1	34.500	440/220
	2	33.000	
	3	31.500	

Notas:

- Os códigos apresentados na tabela 8.2.2 foram obtidos a partir das referências ABNT, particularizadas para o sistema FECOERGS.
- As partes não cotadas são de caráter orientativo, outras formas são aceitas.
- Dimensões em milímetros.



**8.3. Padrão E-45/3: Transformador Trifásico**

**Figura 8.3.1 – Disposição e Dimensões dos Componentes**
**Tabela 8.3.1 – Cotas Variáveis**

Tensão Máxima de Operação (kV)	Potência (kVA)	Cotas (mm)				
		Máximas			Tolerância ± 2%	
		A	C	L	D	B
15	30	1300	1300	750	120	200
	45	1300	1300	750	120	200
	75	1300	1300	750	150	400
	112,5	1300	1300	750	150	400
	150	1300	1300	900	150	400
	225	1800	1600	1000	150	400
	300	1800	1600	1000	150	400
24,2 ou 36,2	30	1300	1300	750	120	200
	45	1600	1400	900	120	200
	75	1600	1400	900	150	400
	112,5	1600	1400	900	150	400
	150	1600	1400	900	150	400
	225	2000	1600	1000	150	400
300	2000	1600	1000	150	400	

**Tabela 8.3.2 – Características Elétricas – Valores Garantidos**

Código FECOERGS	Tensão Máxima de Operação (kV)	Potência (kVA)	Corrente de Excitação Máxima (%)	Perdas Máximas (W)		Impedância de Curto-Circuito (%)
				em Vazio	Totais	
1	2	3	4	5	6	7
E-45.3/1	15	30	4,1	170	740	3,5
E-45.3/2		45	3,7	220	1000	
E-45.3/3		75	3,1	330	1470	
E-45.3/4		112,5	2,8	440	1990	4,5
E-45.3/5		150	2,6	540	2450	
E-45.3/6		225	2,3	765	3465	
E-45.3/7		300	2,2	950	4310	
E-45.3/8	24,2	30	4,8	180	825	4,0
E-45.3/9		45	4,3	250	1120	
E-45.3/10		75	3,6	360	1635	
E-45.3/11		112,5	3,2	490	2215	5,0
E-45.3/12		150	3	610	2755	
E-45.3/13		225	3,7	820	3730	
E-45.3/14		300	2,5	1020	4620	
E-45.3/15	36,2	30	4,8	180	825	4,0
E-45.3/16		45	4,3	250	1120	
E-45.3/17		75	3,6	360	1635	
E-45.3/18		112,5	3,2	490	2215	5,0
E-45.3/19		150	3	610	2755	
E-45.3/20		225	2,7	820	3730	
E-45.3/21		300	2,5	1020	4620	

**Tabela 8.3.3 – Relações de Tensões**

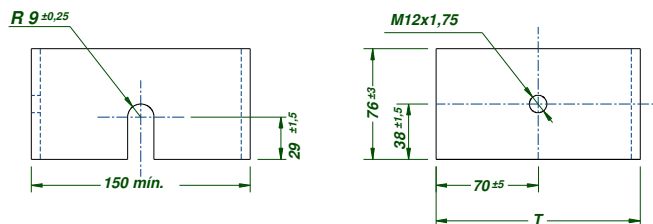
Tensão Máxima de Operação (kV)	Relações de Tensões (V)		
	Derivação	Primário	Secundário
1	2	3	4
15	1	13.800	380/220
	2	13.200	
	3	12.600	
24,2	1	23.100	380/220
	2	22.000	
	3	20.900	
36,2	1	34.500	380/220
	2	33.000	
	3	31.500	

Notas:

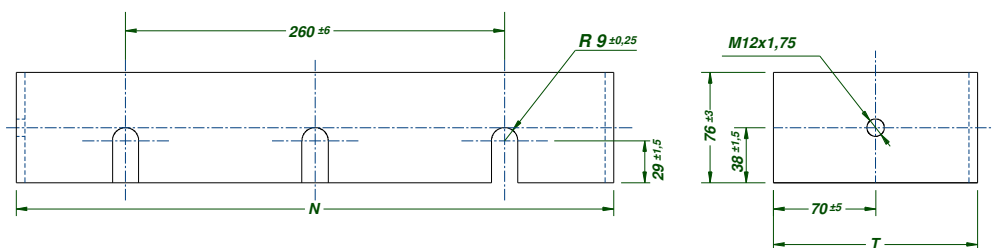
- Os códigos apresentados na tabela 8.3.2 foram obtidos a partir das referências ABNT, particularizadas para o sistema FECOERGS.
- As partes não cotadas são de caráter orientativo, outras formas são aceitas.
- Dimensões em milímetros.

## 8.4. Suportes para Fixação em Poste

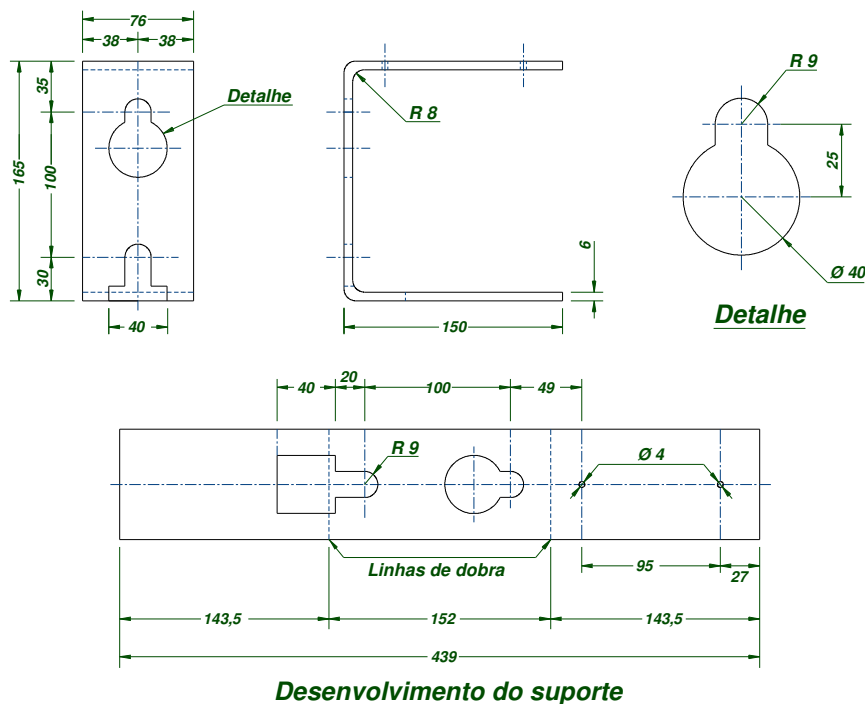
### Tipo 1 - Transformadores Monofásicos



### Tipo 2 - Transformadores Trifásicos



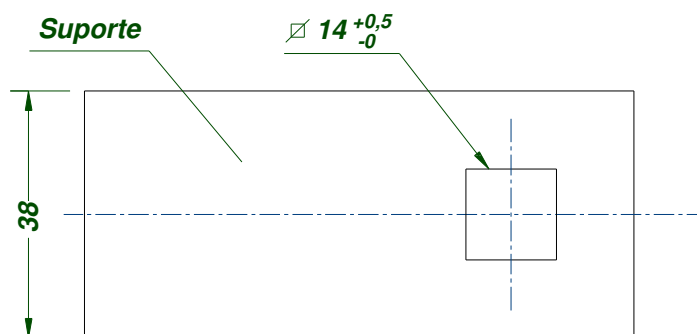
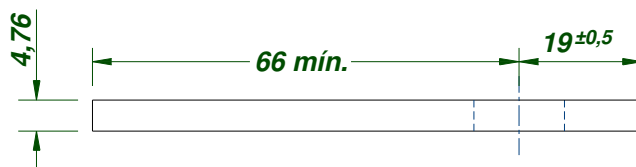
### Tipo 3 - Transformadores Monofásicos (Alternativa)



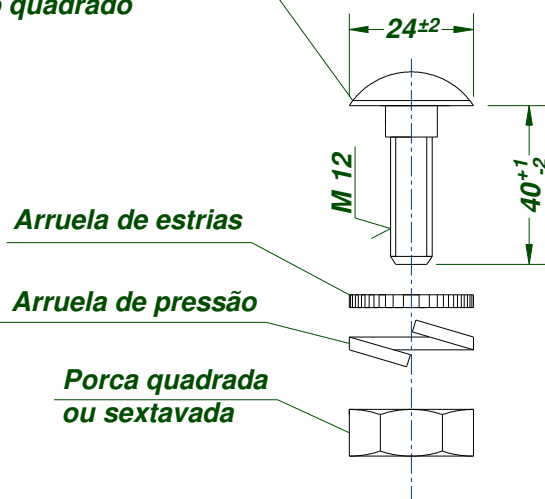
Notas:

1. As cotas "T" e "N" devem assumir valores de forma a atender as exigências dos desenhos 8.1 a 8.3.
2. Dimensões em milímetros.

### 8.5. Suporte para Fixação de Pára-Raios



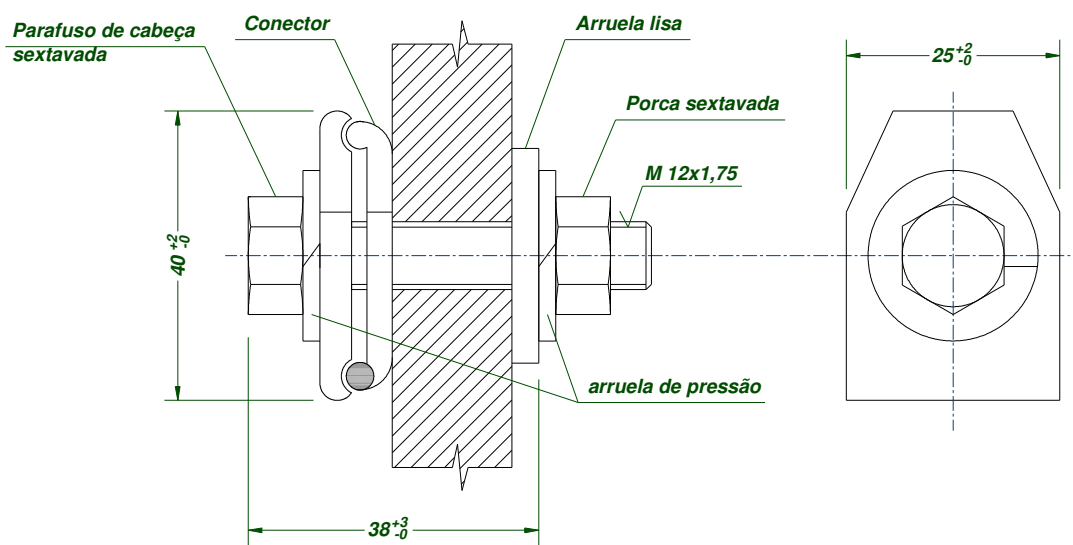
*parafuso de cabeça abaulada*  
*pescoço quadrado*



Nota:

Dimensões em milímetros

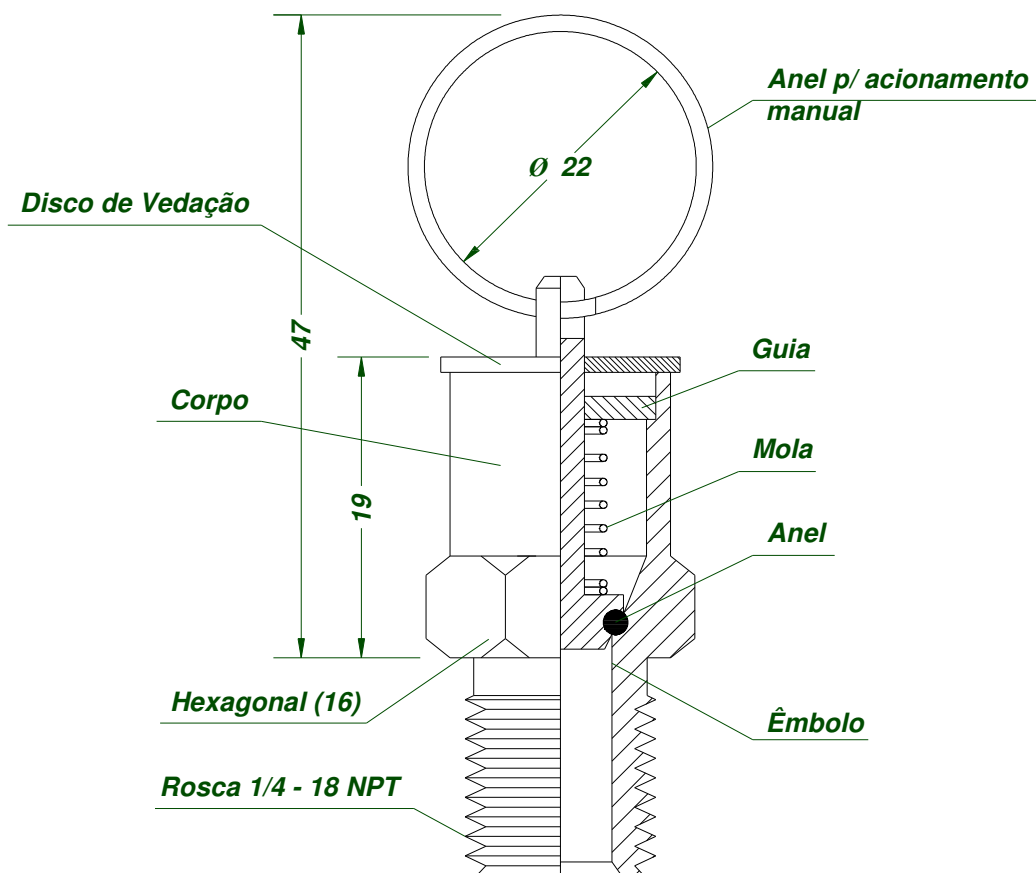
### 8.6. Dispositivo de Aterramento



Notas:

1. As características mecânicas devem estar de acordo com a NBR 5370.
2. O conector deve permitir a colocação ou retirada do condutor de maior seção sem a necessidade de desmontá-lo.
3. Dimensões em milímetros.

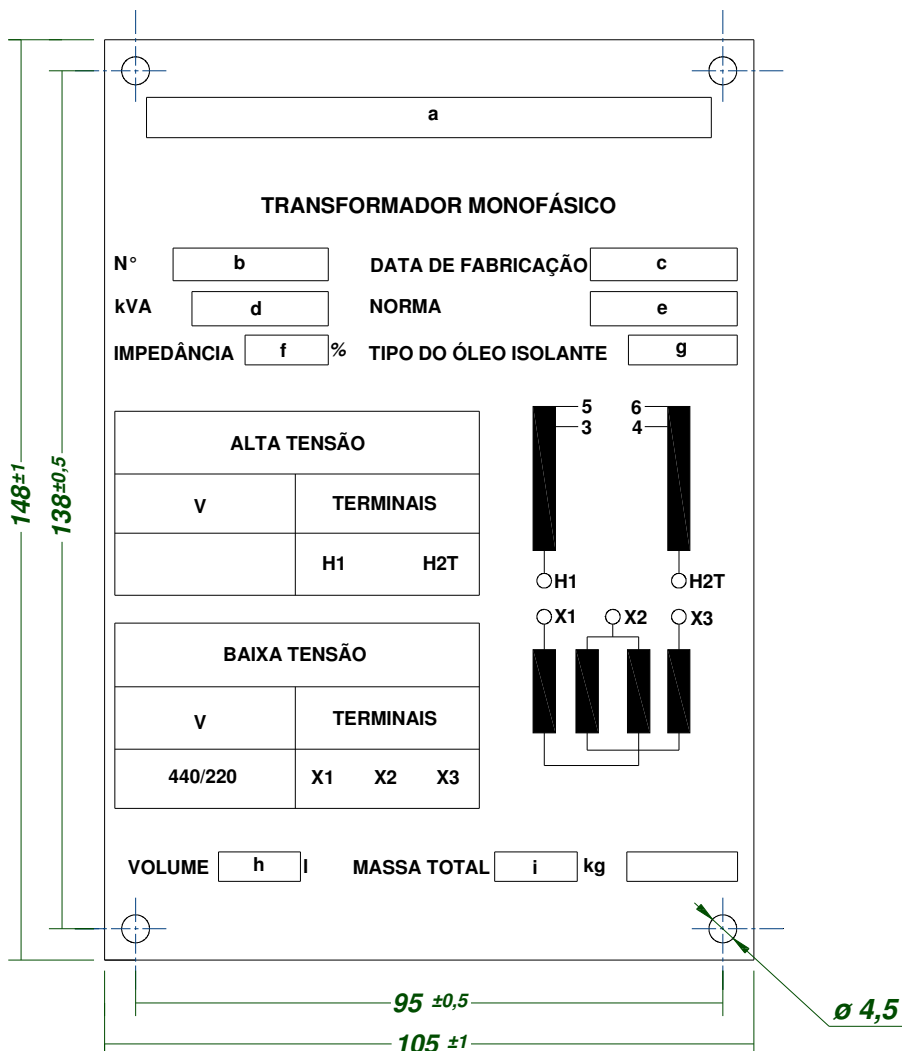
### 8.7. Válvula de Alívio de Pressão



#### Notas

1. O corpo e o êmbolo devem ser em latão, o disco de vedação e o anel de acionamento em materiais inoxidáveis, o anel interno de borracha nitrílica e a mola e a guia em aço inoxidável.
2. Dimensões em milímetros, exceto indicação da rosca.

8.8. Placa de Identificação de Transformador Monofásico Tipo Fase-Neutro



Legenda:

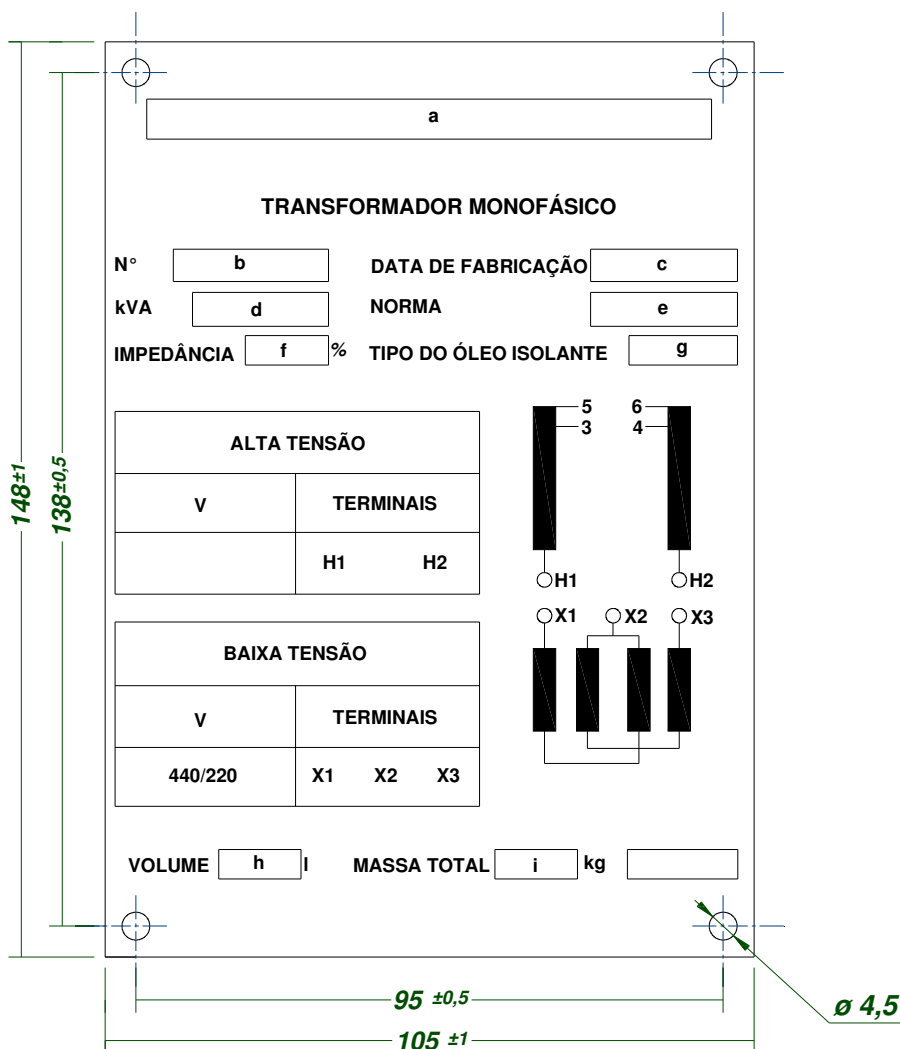
- a. Dados do fabricante e local de fabricação.
- b. Número de série de fabricação.
- c. Mês (três primeiras letras) e ano de fabricação.
- d. Potência nominal.
- e. Norma aplicável (NBR 5440).
- f. Impedância de curto circuito, em percentual.
- g. Tipo de óleo isolante (letra A: naftênico, B: parafínico).
- h. Volume total do líquido isolante, em litros.
- i. Massa total do transformador, em quilogramas.

Nota:

Dimensões em milímetros



### 8.9. Placa de Identificação de Transformador Monofásico Tipo Fase-Fase



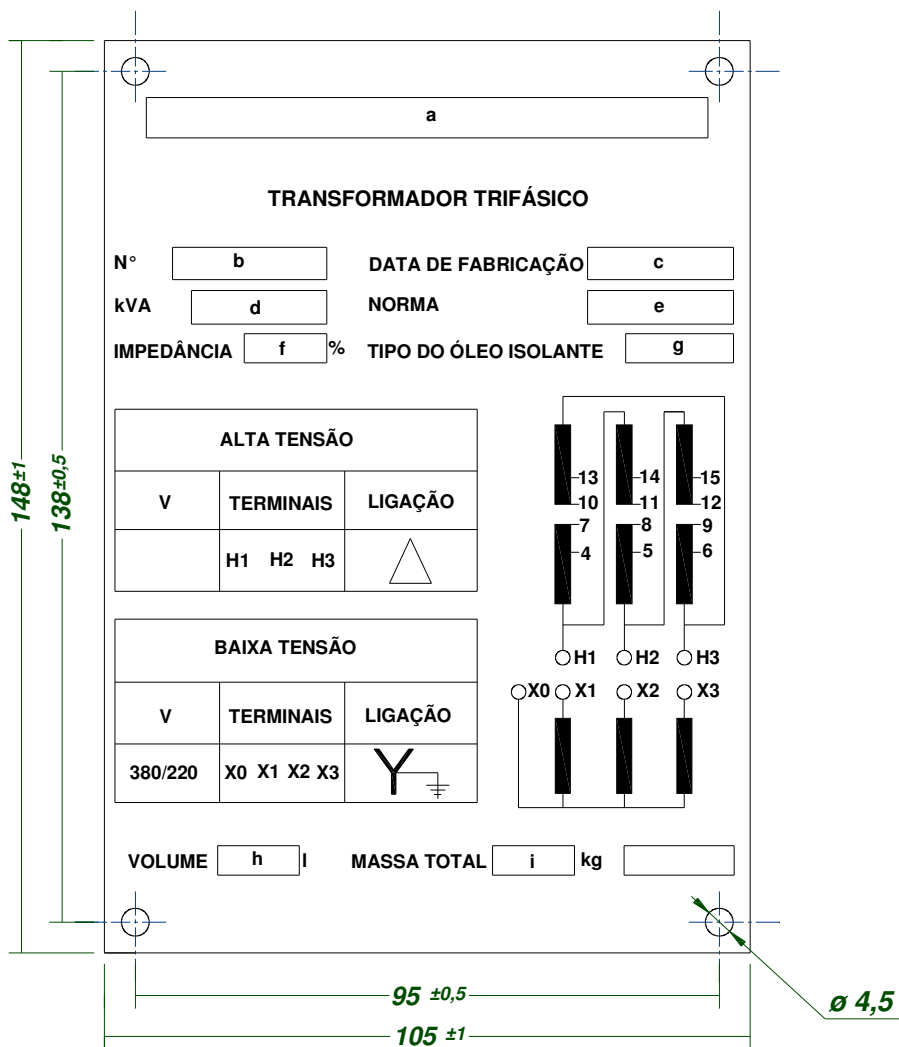
Legenda:

- a. Dados do fabricante e local de fabricação.
- b. Número de série de fabricação.
- c. Mês (três primeiras letras) e ano de fabricação.
- d. Potência nominal.
- e. Norma aplicável (NBR 5440).
- f. Impedância de curto circuito, em percentual.
- g. Tipo de óleo isolante (letra A: naftênico, B: parafínico).
- h. Volume total do líquido isolante, em litros.
- i. Massa total do transformador, em quilogramas.

Nota:

Dimensões em milímetros

8.10. Placa de Identificação de Transformadores Trifásicos



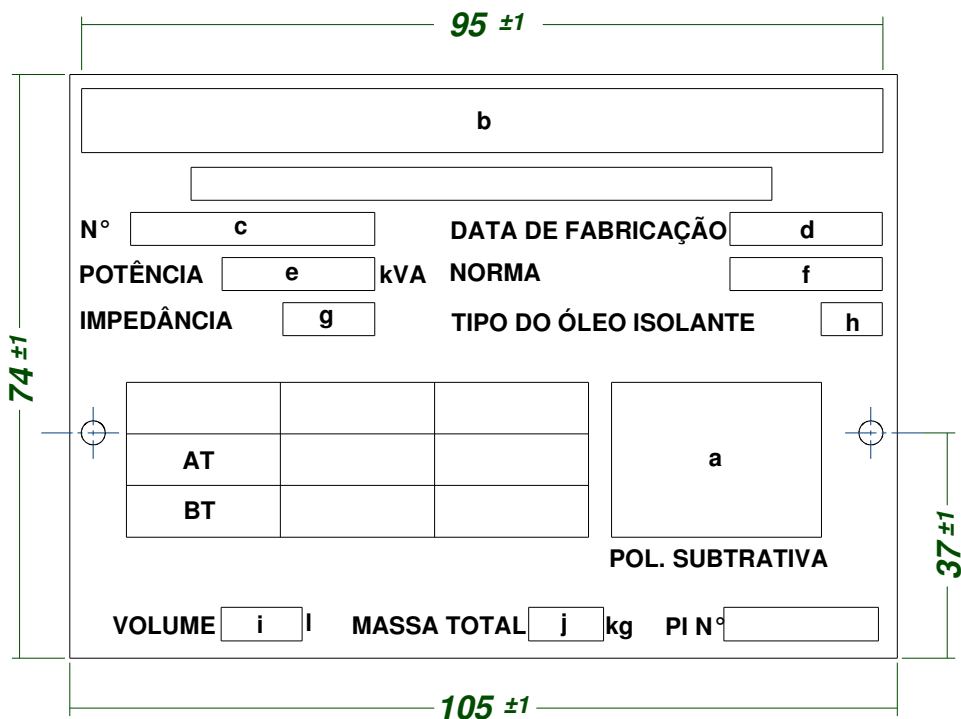
Legenda:

- a. Dados do fabricante e local de fabricação.
- b. Número de série de fabricação.
- c. Mês (três primeiras letras) e ano de fabricação.
- d. Potência nominal.
- e. Norma aplicável (NBR 5440).
- f. Impedância de curto circuito, em percentual.
- g. Tipo de óleo isolante (letra A: naftênico, B: parafínico).
- h. Volume total do líquido isolante, em litros.
- i. Massa total do transformador, em quilogramas.

Nota:

Dimensões em milímetros

**8.11. Placa de Identificação Alternativa**



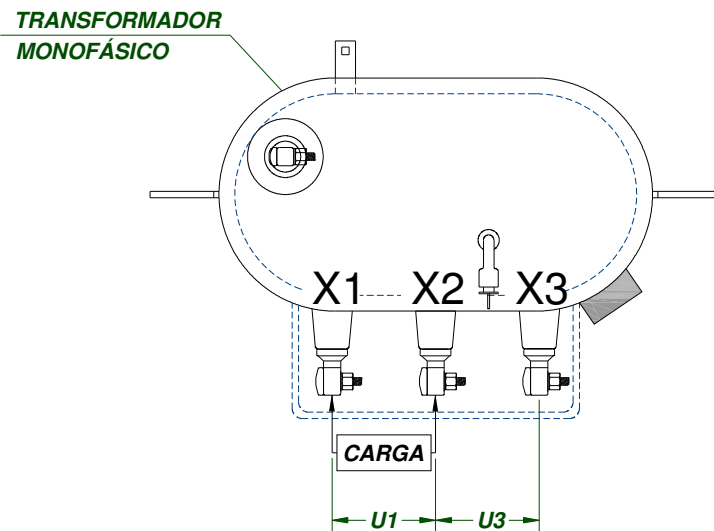
Legenda:

- a. Diagrama esquemático, (conforme desenhos 8.8 a 8.10).
- b. Dados do fabricante e local de fabricação.
- c. Número de série de fabricação.
- d. Mês (três primeiras letras) e ano de fabricação.
- 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 quilogramas.

Nota:

Dimensões em milímetros

### 8.12. Detalhe para Ensaio de Equilíbrio de Tensões



### 8.13. Detalhe para Ensaio de Resistência Mecânica dos Suportes

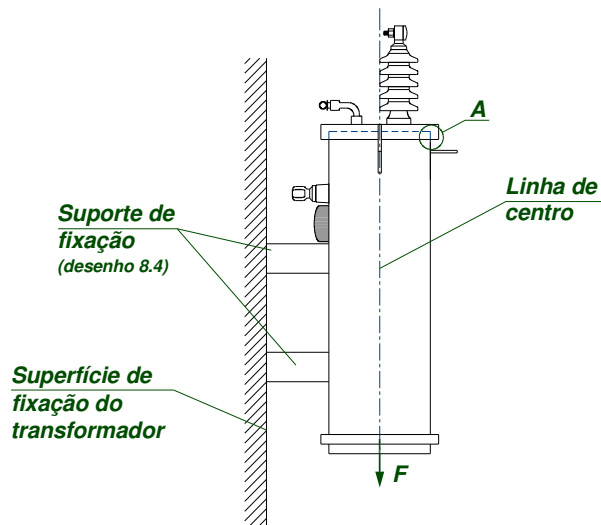


Tabela 8.13.1 - Carga de Ensaio (F)

Pêso (P) do Transformador (TD) daN	$\leq 160$	$>160$
Carga de Ensaio (F) para TD Completo daN	80	0,5 P
Carga de Ensaio (F) para TD Vazio daN	P+80	1,5 P