

*Transformador de distribuição
especial tipo aéreo*

ENERGISA/GTD-NRM/N.º005/2021

Especificação Técnica Unificada
ETU-- 109.6

Versão 0.0 - Abril / 2021



Apresentação

Esta Especificação Técnica apresenta as diretrizes necessárias para padronização das características técnicas e requisitos mínimos, elétricos e mecânicos, exigidos para fornecimento de transformadores de distribuição, tipo aéreo, monofásicos e trifásicos, imersos em óleo mineral isolante (OMI) com resfriamento natural, para redes distribuição aéreas, nas tensões primárias 15,0 kV e nas tensões secundárias usuais dos transformadores, na Energisa Sul-Sudeste (ESS).

Para tanto foram consideradas as especificações e os padrões do material em referência, definidos nas Normas Brasileiras (NBR) da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), ou outras normas internacionais reconhecidas, acrescidos das modificações baseadas nos resultados de desempenho destes materiais nas empresas do grupo Energisa.

As cópias e/ou impressões parciais ou em sua íntegra deste documento não são controladas.

A presente revisão desta Especificação Técnica é a Versão 0.0, datada de Abril de 2021.

Cataguases - MG, Abril de 2021.

GTD - Gerência Técnica de Distribuição

Esta Especificação Técnica, bem como as alterações, poderá ser acessada através do código abaixo:





Equipe técnica de elaboração da ETU-109.6

Acassio Maximiano Mendonca

Grupo Energisa

Gilberto Teixeira Carrera

Grupo Energisa

Augustin Gonzalo Abreu Lopez

Grupo Energisa

Hitalo Sarmiento de Sousa Lemos

Grupo Energisa

Danilo Maranhão de Farias Santana

Grupo Energisa

Ricardo Campos Rios

Grupo Energisa

Eduarly Freitas do Nascimento

Grupo Energisa

Ricardo Machado de Moraes

Grupo Energisa



Aprovação técnica

Ademálio de Assis Cordeiro

Grupo Energisa

Juliano Ferraz de Paula

Energisa Sergipe

Amaury Antônio Damiance

Energisa Mato Grosso

Marcelo Cordeiro Ferraz

Dir. Suprimentos Logística

Fabio Lancelotti

Energisa Minas Gerais / Energisa Nova Friburgo

Paulo Roberto dos Santos

Energisa Mato Grosso do Sul

Fabício Sampaio Medeiros

Energisa Rondônia

Ricardo Alexandre Xavier Gomes

Energisa Acre

Fernando Lima Costalonga

Energisa Tocantins

Rodrigo Brandão Fraiha

Energisa Sul-Sudeste

Jairo Kennedy Soares Perez

Energisa Borborema / Energisa Paraíba

Sumário


1	OBJETIVO	11
2	CAMPO DE APLICAÇÃO	11
3	OBRIGAÇÕES E COMPETÊNCIAS.....	11
4	REFERÊNCIAS NORMATIVAS	11
4.1	LEGISLAÇÃO E REGULAMENTAÇÃO FEDERAL	12
4.2	NORMAS TÉCNICAS BRASILEIRAS	13
4.3	NORMAS TÉCNICAS INTERNACIONAIS.....	17
5	TERMINOLOGIA E DEFINIÇÕES.....	20
5.1	TRANSFORMADOR	20
5.1.1	Transformador de distribuição.....	20
5.1.2	Transformador em líquido isolante.....	20
5.1.3	Transformador monofásico	20
5.1.4	Transformador trifásico	20
5.2	AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL).....	21
5.3	AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP).....	21
5.4	INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA (INMETRO)	21
5.5	COMUTADOR DE DERIVAÇÃO	21
5.6	DERIVAÇÃO.....	21
5.6.1	Derivação principal.....	21
5.6.2	Derivação superior	22
5.6.3	Derivação inferior.....	22
5.7	DEGRAU DE DERIVAÇÃO.....	22
5.8	DESLOCAMENTO ANGULAR.....	22
5.9	DISPOSITIVO DE ALÍVIO DE PRESSÃO	22
5.10	ENROLAMENTO.....	23
5.10.1	Enrolamento primário	23
5.10.2	Enrolamento secundário	23
5.10.3	Enrolamento série	23
5.11	LIGAÇÃO ESTRELA	23
5.12	NÍVEL DE ISOLAMENTO	23
5.13	NÚCLEO ENVOLVENTE	23
5.14	NÚCLEO ENVOLVIDO	23
5.15	PERDAS EM VAZIO	24
5.16	PERDAS TOTAIS.....	24
5.17	POLARIDADE SUBTRATIVA [ADITIVA].....	24
5.18	RADIADOR	24
5.19	TERMINAL.....	24

5.20	ENSAIOS DE RECEBIMENTO	24
5.21	ENSAIOS DE TIPO	25
5.22	ENSAIOS ESPECIAIS	25
6	CONDIÇÕES GERAIS.....	25
6.1	CONDIÇÕES DO SERVIÇO	25
6.2	LINGUAGENS E UNIDADES DE MEDIDA	26
6.3	ACONDICIONAMENTO	26
6.4	MEIO AMBIENTE	28
6.5	EXPECTATIVA DE VIDA ÚTIL	29
6.6	GARANTIA	30
6.7	ETIQUETA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA (ENCE)	30
6.8	NUMERAÇÃO DE PATRIMÔNIO	31
6.9	INCORPORAÇÃO AO PATRIMÔNIO DA ENERGISA	31
7	CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS.....	31
7.1	CONDIÇÕES DE SOBRECARGA	31
7.2	POTÊNCIAS NOMINAIS	32
7.3	TENSÃO NOMINAL	32
7.4	NÍVEIS DE ISOLAMENTO	33
7.5	DERIVAÇÕES (TAPS) E TENSÕES NOMINAIS	33
7.6	FREQUÊNCIA NOMINAL.....	33
7.7	ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA.....	33
7.8	PERDAS, CORRENTES DE EXCITAÇÃO E TENSÃO DE CURTO-CIRCUITO	33
7.9	DIAGRAMAS FASORIAIS E POLARIDADE DOS TRANSFORMADORES	34
7.10	DIAGRAMAS DE LIGAÇÕES DOS TRANSFORMADORES	34
7.11	TENSÃO DE RÁDIO INTERFERÊNCIA (TRI)	34
7.12	CAPACIDADE DE RESISTIR A CURTOS-CIRCUITOS	34
7.13	NÍVEL DE RUÍDO	34
8	CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS	35
8.1	MATERIAIS ISOLANTES.....	35
8.2	RESFRIAMENTO.....	35
8.3	TANQUE, TAMPA E RADIADORES.....	35
8.4	LOCALIZAÇÃO E DIMENSIONAMENTO DOS COMPONENTES.....	37
8.4.1	Buchas isolantes	37
8.4.2	Terminais de ligação.....	37
8.4.3	Alças de suspensão.....	38
8.4.4	Suporte para fixação no poste	38
8.5	JUNTAS DE VEDAÇÃO.....	39
8.6	DISPOSITIVO DE ATERRAMENTO.....	39
8.7	SISTEMA DE FIXAÇÃO DA TAMPA.....	39
8.8	FIXAÇÃO E SUSPENSÃO DA PARTE ATIVA	39

8.9	ESTRUTURA DE APOIO	40
8.10	RESISTÊNCIA AO MOMENTO DE TORÇÃO.....	40
8.11	SUORTE PARA FIXAÇÃO DE PARA-RAIOS	40
8.12	PLACA DE IDENTIFICAÇÃO.....	40
8.13	DISPOSITIVO DE ALÍVIO DE PRESSÃO	41
8.14	FIXAÇÕES EXTERNAS (FERRAGENS)	43
8.15	MASSA DO TRANSFORMADOR.....	43
9	PARTE ATIVA.....	43
9.1	NÚCLEO	43
9.2	ENROLAMENTO.....	44
9.3	SISTEMA DE COMUTAÇÃO SEM TENSÃO.....	44
10	PINTURA E MARCAÇÕES	45
10.1	CONDIÇÕES GERAIS.....	45
10.2	ACABAMENTO INTERNO.....	46
10.2.1	Indicação do nível de óleo isolante	46
10.3	ACABAMENTO EXTERNO	47
10.4	MARCAÇÕES	47
10.4.1	Tampa do tanque dos transformadores.....	47
10.4.2	Fundo do tanque dos transformadores	48
10.4.3	Parte frontal do tanque dos transformadores	48
10.4.4	Parte traseira e lateral do tanque dos transformadores	48
10.5	SIMBOLOGIA	50
11	INSPEÇÃO E ENSAIOS	50
11.1	GENERALIDADES	50
11.2	RELAÇÃO DE ENSAIOS.....	54
11.2.1	Ensaio de tipo (T)	54
11.2.2	Ensaio de recebimento (RE).....	56
11.2.3	Ensaio especiais (E).....	57
11.3	DESCRIÇÃO DOS ENSAIOS	58
11.3.1	Inspeção geral.....	58
11.3.2	Verificação dimensional	58
11.3.3	Resistência dos enrolamentos.....	58
11.3.4	Resistência de isolamento	59
11.3.5	Relação de transformação.....	59
11.3.6	Polaridade.....	59
11.3.7	Deslocamento angular e sequência de fases	59
11.3.8	Impedância de curto-circuito	59
11.3.9	Perdas em carga e perdas em vazio	60
11.3.10	Corrente de excitação	60
11.3.11	Tensão suportável à frequência industrial	60

11.3.12	Tensão induzida de curta duração	60
11.3.13	Tensão suportável de impulso atmosférico	60
11.3.14	Estanqueidade e resistência à pressão a frio	60
11.3.15	Tensão de rádio interferência	61
11.3.16	Nível de ruído	61
11.3.17	Elevação de temperatura	61
11.3.18	Verificação do equilíbrio de tensões	61
11.3.19	Ensaio da válvula de alívio de pressão interna.....	61
11.3.20	Resistência das juntas de vedação ao óleo isolante	62
11.3.21	Compatibilidade das juntas de vedação com o óleo isolante.....	62
11.3.22	Verificação do torque nos terminais	63
11.3.23	Ensaio para verificação da pintura do tanque	63
11.3.23.1	Aderência	63
11.3.23.2	Brilho	63
11.3.23.3	Espessura de camada de tinta.....	63
11.3.23.4	Impermeabilidade	63
11.3.23.5	Névoa salina	63
11.3.23.6	Resistência ao óleo isolante.....	64
11.3.23.7	Resistência atmosférica úmida saturada na presença de SO ₂	64
11.3.23.8	Umidade	64
11.3.24	Resistência mecânica do (s) suporte (s) para fixação do transformador.....	64
11.3.25	Ensaio físico-químico do óleo (inclusive PCB)	65
11.3.26	Zincagem.....	65
11.3.27	Estanhagem dos terminais	65
11.3.28	Ensaio do comutador	65
11.3.28.1	Ensaio de Recebimento.....	65
11.3.28.2	Ensaio de tipo ou especial.....	66
11.4	RELATÓRIOS DOS ENSAIOS.....	67
12	PLANOS DE AMOSTRAGEM	68
12.1	ENSAIOS DE TIPO	69
12.2	ENSAIOS DE RECEBIMENTO	69
12.3	ENSAIOS DE ESPECIAIS.....	69
13	ACEITAÇÃO E REJEIÇÕES	69
13.1	ENSAIOS DE TIPO	69
13.2	ENSAIOS DE RECEBIMENTO	69
13.2.1	Inspeção geral.....	69
13.2.2	Ensaio de pintura	70
13.2.3	Óleo isolante.....	70
14	NOTAS COMPLEMENTARES.....	70
15	HISTÓRICO DE VERSÕES DESTE DOCUMENTO.....	71

16	VIGÊNCIA.....	71
17	TABELAS.....	72
	TABELA 1 - Códigos padronizados	72
	TABELA 2 - Níveis de isolamento	74
	TABELA 3 - Derivações e relações de tensões	75
	TABELA 4 - Limites de elevação de temperatura	75
	TABELA 5 - Valores de perdas, correntes de excitação e tensões de curto-circuito para transformadores monofásicos	76
	TABELA 6 - Valores de perdas, correntes de excitação e tensões de curto-circuito para transformadores trifásicos	77
	TABELA 7 - Tolerâncias	79
	TABELA 8 - Diagrama de polaridade	79
	TABELA 9 - Diagrama fasorial	80
	TABELA 10 - Níveis máximos de ruído	80
	TABELA 11 - Características do óleo isolante após contato com equipamento - Óleo mineral	81
	TABELA 12 - Espessura mínima da chapa de aço	82
	TABELA 13 - Características elétricas das buchas isolantes	82
	TABELA 14 - Buchas e terminais de baixa tensão de transformador monofásico e transformador trifásico	83
	TABELA 15 - Momento de torção	84
	TABELA 16 - Características dos materiais de vedação	84
	TABELA 17 - Padronização dos elos-fusíveis	85
	TABELA 18 - Informações constantes no QR-CODE e RFID	86
	TABELA 19 - Plano de amostragem para ensaios de recebimento	87
	TABELA 20 - Relação de ensaios	89
18	DESENHOS.....	91
	DESENHO 1 - Transformador monofásico (F/N).....	91
	DESENHO 2 - Transformador trifásico	93
	DESENHO 3 - Suporte fixação do transformador - Tipo 1	95
	DESENHO 4 - Suporte fixação do transformador - Tipo 2	96
	DESENHO 5 - Placa de identificação - Transformador monofásico - 3 buchas	97
	DESENHO 6 - Placa de identificação - Transformador trifásico.....	99
	DESENHO 7 - Diagramas de ligação.....	101
	DESENHO 8 - Suporte para fixação de para-raios	102
	DESENHO 9 - Marcações do transformador - Tampa e fundo	103
	DESENHO 10 - Marcações do transformador - Frontal	104
	DESENHO 11 - Marcações do transformador - Traseira e lateral - Transformador sem radiador	105
	DESENHO 12 - Marcações do transformador - Traseira e lateral - Transformador com radiador	106



DESENHO 13 - Simbologia de identificação de enrolamentos em alumínio.....	107
DESENHO 14 - Simbologia de identificação de núcleo de metal amorfo.....	108
DESENHO 15 - Etiqueta nacional de conservação de energia (ENCE) - Tamanho normal.....	109
DESENHO 16 - Etiqueta nacional de conservação de energia (ENCE) - Tamanho reduzida ..	110

1 OBJETIVO

Esta Especificação Técnica estabelece os requisitos técnicos mínimos exigíveis, mecânicos e elétricos, para fabricação, ensaios e recebimento de Transformadores de Distribuição Especial, Tipo Aéreo, monofásicos e trifásicos, nas tensões primárias de 15,0 kV e nas tensões secundárias usuais, com enrolamento de cobre ou alumínio, imersos em óleo mineral isolante (OMI) com resfriamento natural, a serem usados no sistema de distribuição de energia da Energisa.

2 CAMPO DE APLICAÇÃO

Aplicam-se às montagens das estruturas para redes de distribuição, em média tensão, em áreas urbanas e rurais, previstas nas normas técnicas em vigência nas Empresas do Grupo Energisa.

NOTA:

1. Equipamento de uso exclusivo para Energisa Sul-Sudeste (ESS).

3 OBRIGAÇÕES E COMPETÊNCIAS

Compete a áreas de planejamento, engenharia, patrimônio, suprimentos, elaboração de projetos, construção, ligação, combate a perdas, manutenção, linha viva e operação do sistema elétrico cumprir e fazer cumprir este instrumento normativo.

4 REFERÊNCIAS NORMATIVAS

Esta Especificação Técnica foi baseada no seguinte documento:

- ABNT NBR 5440, Transformadores para redes aéreas de distribuição - Requisitos

Como forma de atender aos processos de fabricação, inspeção e ensaios, os transformadores de distribuição devem satisfazer às exigências desta Especificação Técnica, bem como de todas as normas técnicas mencionadas abaixo.

4.1 Legislação e regulamentação federal


- Constituição da República Federativa do Brasil - Título VIII: Da Ordem Social - Capítulo VI: Do Meio Ambiente
- Lei Federal N.º 7.347, de 24/07/1985, Disciplina a ação civil pública de responsabilidade por danos causados ao meio ambiente, ao consumidor, a bens e direitos de valor artístico, estético, histórico, turístico e paisagístico e dá outras providências
- Lei Federal N.º 9.605, de 12/02/1998, Dispõe sobre as sanções penais e administrativas derivadas de condutas e atividades lesivas ao meio ambiente, e dá outras providências
- Lei Federal N.º 10.295, de 17/10/2001, Dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia e dá outras providências
- Decreto Federal N.º 41.019, de 26/02/1957, Regulamenta os serviços de energia elétrica
- Decreto Federal N.º 73.080, de 05/11/73, Altera o artigo 47, do Decreto número 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, que regulamenta os serviços de energia elétrica
- Decreto Federal N.º 6.514, de 22/07/2008, Dispõe sobre as infrações e sanções administrativas ao meio ambiente, estabelece o processo administrativo federal para apuração destas infrações, e dá outras providências
- Portaria Interministerial N.º 3 de 31/07/2018 do Ministério de Minas e Energia
- Portaria Interministerial N.º 104 de 22/03/2013 do Ministério de Minas e Energia
- Portaria INMETRO N.º 378 de 28/09/2010, Estabelece regras equânimes e de conhecimento público para os segmentos de fabricação, importação e comercialização de transformadores de distribuição em líquido isolante

- Portaria INMETRO N.º 510, de 07/11/2016, Estabelece ajustes no Programa de Avaliação da Conformidade de transformadores de distribuição em líquido isolante, de fabricação nacional ou importado
- Resolução CONAMA N.º 1, de 23/01/1986, Dispõe sobre o estudo e o relatório de impacto ambiental - EIA e RIMA
- Resolução CONAMA N.º 23, de 12/12/1996, Controle de movimentos transfronteiriços de resíduos perigosos e seu depósito
- Resolução CONAMA N.º 237, de 19/12/1997, Dispõe sobre os procedimentos e critérios utilizados no licenciamento ambiental
- Resolução ANP N.º 36/2008 de 05/12/2008, Estabelece as especificações dos óleos minerais isolantes tipo A e tipo B, de origem nacional ou importado

4.2 Normas técnicas brasileiras

- ABNT NBR 5034, Buchas para tensões alternadas superiores a 1 kV
- ABNT NBR 5356-1, Transformadores de potência - Parte 1: Generalidades
- ABNT NBR 5356-2, Transformadores de potência - Parte 2: Aquecimento
- ABNT NBR 5356-3, Transformadores de potência - Parte 3: Níveis de isolamento, ensaios dielétricos e espaçamentos externos em ar
- ABNT NBR 5356-4, Transformadores de potência - Parte 4: Guia para ensaio de impulso atmosférico e de manobra para transformadores e reatores
- ABNT NBR 5356-5, Transformadores de potência - Parte 5: Capacidade de resistir a curtos-circuitos
- ABNT NBR 5435, Buchas para transformadores imersos em líquido isolante - tensão nominal 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV - Especificações

- ABNT NBR 5437, Bucha para transformadores sem conservador de óleo, tensão nominal 1,3 kV, 160 A, 400 A e 800 A - Dimensões
- ABNT NBR 5456, Eletricidade geral - Terminologia
- ABNT NBR 5458, Transformadores de potência - Terminologia
- ABNT NBR 5460, Sistemas elétricos de potência
- ABNT NBR 5590, Tubos de aço-carbono com ou sem solda longitudinal, pretos ou galvanizados - Especificação
- ABNT NBR 5915-1, Chapas e bobinas de aço laminadas a frio - Parte 1: Requisitos
- ABNT NBR 5915-2, Chapas e bobinas de aço laminadas a frio - Parte 2: Aços para estampagem
- ABNT NBR 5915-3, Chapas e bobinas de aço laminadas a frio - Parte 3: Aços isotrópicos e aços estruturais de extra baixo carbono
- ABNT NBR 5915-4, Chapas e bobinas de aço laminadas a frio - Parte 4: Aços endurecíveis em estufa
- ABNT NBR 5915-5, Chapas e bobinas de aço laminadas a frio - Parte 5: Aços refosforados
- ABNT NBR 5915-6, Chapas e bobinas de aço laminadas a frio - Parte 6: Aços microligados
- ABNT NBR 6234, Método de ensaio para determinação de tensão interfacial de óleo água
- ABNT NBR 6323, Galvanização de produtos de aço ou ferro fundido - Especificação
- ABNT NBR 6529, Vernizes utilizados para isolamento elétrica - Ensaio


- 
- ABNT NBR 6649, Chapas finas a frio de aço-carbono para uso estrutural
 - ABNT NBR 6650, Chapas finas a quente de aço-carbono para uso estrutural
 - ABNT NBR 6869, Líquidos isolantes elétricos - Determinação da rigidez dielétrica (eletrodos de disco)
 - ABNT NBR 7148, Petróleo e derivados de petróleo - Determinação da massa específica, densidade relativa e API - Método do densímetro
 - ABNT NBR 7277, Transformadores e reatores - Determinação do nível de ruído
 - ABNT NBR 7397, Produto de aço ou ferro fundido revestido de zinco por imersão a quente - Determinação da massa do revestimento por unidade de área - Método de ensaio
 - ABNT NBR 7398, Produto de aço ou ferro fundido galvanizado por imersão a quente - Verificação da aderência do revestimento - Método de ensaio
 - ABNT NBR 7399, Produto de aço ou ferro fundido galvanizado por imersão a quente - Verificação da espessura do revestimento por processo não destrutivo - Método de ensaio
 - ABNT NBR 7400, Galvanização de produtos de aço ou ferro fundido por imersão a quente - Verificação da uniformidade do revestimento - Método de ensaio
 - ABNT NBR 8094, Material metálico revestido e não revestido - Corrosão por exposição a nevoa salina
 - ABNT NBR 8840, Diretrizes para amostragem de líquidos isolantes
 - ABNT NBR 10441, Produtos de petróleo - Líquidos transparentes e opacos - Determinação da viscosidade cinemática e cálculo da viscosidade dinâmica
 - ABNT NBR 10443, Tintas e vernizes - Determinação da espessura de película seca sobre superfícies rugosas - método de ensaio

- ABNT NBR 10505, Óleo mineral isolante - Determinação de enxofre corrosivo
- ABNT NBR 10710, Líquido isolante elétrico - Determinação do teor de água
- ABNT NBR 11003, Tintas - Determinação da aderência
- ABNT NBR 11341, Derivados de petróleo - Determinação dos pontos de fulgor e de combustível em vaso aberto Cleveland
- ABNT NBR 11349, Produto de petróleo - Determinação do ponto de fluidez
- ABNT NBR 11407, Elastômero vulcanizado - determinação das alterações das propriedades físicas, por efeito de imersão em líquidos - Método de ensaio
- ABNT NBR 11888, Bobinas finas e chapas finas a frio e a quente de aço carbono e de aço de baixa liga e alta resistência - Requisitos gerais
- ABNT NBR 12133, Líquidos isolantes elétricos - Determinação do fator de perdas dielétricas e da permissividade relativa (constante dielétrica - método de ensaio)
- ABNT NBR 13882, Líquidos isolantes elétricos - Determinação do teor de bifenilas policloradas (PCB)
- ABNT NBR 14248, Produtos de petróleo - Determinação do número de acidez e de basicidade - Método do indicador
- ABNT NBR 14274, Equipamento elétrico - Determinação da compatibilidade de materiais empregados com óleo mineral isolante
- ABNT NBR 14643, Corrosão atmosférica - Classificação da corrosividade de atmosferas
- ABNT NBR 15121, Isolador para alta tensão - Ensaio de medição da radio-interferência

- ABNT NBR 16856, Buchas para transformadores imersos em líquido isolante - Tensão nominal de 1,2 kV e correntes de 160 A até 8 000 A - Especificação
- ABNT NBR IEC 60085, Isolação elétrica - Avaliação e designação térmicas
- ABNT NBR IEC 60156, Líquidos isolantes - Determinação da rigidez dielétrica à frequência industrial - Método de ensaio
- ABNT NBR IEC 60811-4-1, Métodos de ensaios comuns para materiais de isolação e de cobertura de cabos elétricos - Parte 4 - Capítulo 1
- ABNT NBR ISO 724, Rosca métrica ISO de uso geral - Dimensões básicas

4.3 Normas técnicas internacionais

- ASTM A900 / A900M, Standard test method for lamination factor of amorphous magnetic strip
- ASTM A901, Standard specification for amorphous magnetic core alloys, semi-processed types
- ASTM B545, Standard specification for electrodeposited coatings of tin
- ASTM D92, Standard test method for flash and fire points by cleveland open cup tester
- ASTM D297, Standard test methods for rubber products-chemical analysis
- ASTM D412, Standard test methods for vulcanized rubber and thermoplastic elastomers-tension
- ASTM D471, Standard test method for rubber property-effect of liquids
- ASTM D523, Standard test method for specular gloss
- ASTM D870, Standard practice for testing water resistance of coatings using water immersion

- 
- ASTM D877, Standard test method for dielectric breakdown voltage of insulating liquids using disk electrodes
 - ASTM D924, Standard test method for dissipation factor (or power factor) and relative permittivity (dielectric constant) of electrical insulating liquids
 - ASTM D971, Standard test method for interfacial tension of oil against water by the ring method
 - ASTM D974, Standard test method for acid and base number by color-indicator titration
 - ASTM D1014, Standard practice for conducting exterior exposure tests of paints and coatings on metal substrates
 - ASTM D1533, Standard test method for water in insulating liquids by coulometric karl fischer titration
 - ASTM D1619, Standard test methods for carbon black-sulfur content
 - ASTM D1735, Standard practice for testing water resistance of coatings using water fog apparatus
 - ASTM D2240, Standard test method for rubber property - Durometer hardness
 - ASTM D2247, Standard practice for testing water resistance of coatings in 100% relative humidity
 - ASTM D3349, Standard test method for absorption coefficient of ethylene polymer material pigmented with carbon black
 - DIN 50018, Testing in saturated atmosphere in the presence of sulfur dioxide
 - IEC 60214-1, Tap-chargers - Part 1 - Performance requirements and test methods

- IEC CISPR 18-2, Radio interference characteristics of overhead power lines and high-voltage equipment - Part 2: Methods of measurement and procedure for determining limits
- ISO 179-2, Plastics - Determination of Charpy impact properties - Part 2: Instrumented impact test
- ISO 4892-1, Plastics - Methods of exposure to laboratory light sources - Part 1: General guidance
- SIS-05-590, Pictorial surface preparation standard for painting steel surfaces

NOTAS:

- II. Todas as normas ABNT mencionadas acima devem estar à disposição do inspetor da Energisa no local da inspeção.
- III. Todos os materiais que não são especificamente mencionados nesta Especificação Técnica, mas que são usuais ou necessários para a operação eficiente do equipamento, considerar-se-ão como aqui incluídos e devem ser fornecidos pelo fabricante sem ônus adicional.
- IV. A utilização de normas de quaisquer outras organizações credenciadas será permitida, desde que elas assegurem uma qualidade igual, ou melhor, que as anteriormente mencionadas e não contradigam a presente Especificação Técnica.
- V. As siglas acima referem-se a:
 - ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas
 - NBR - Norma Brasileira
 - NM - Norma Mercosul
 - IBAMA - Instituto Brasileiro de Meio Ambiente

- ASTM - American Society for Testing and Materials
- CISPR -Comité International Spécial des Perturbations Radioélectriques
- DIN - German Institute for Standardisation (Deutsches Institut für Normung)
- IEC - International Electrotechnical Commission
- ISO - International Organization for Standardization
- SIS - Svensk Institute Standard

5 TERMINOLOGIA E DEFINIÇÕES

A terminologia adotada nesta Especificação Técnica corresponde a das normas ABNT NBR 5356-1, ABNT NBR 5440 e ABNT NBR 5458, complementadas pelos seguintes termos:

5.1 Transformador

Equipamento elétrico estático que, por indução eletromagnética, transforma tensão e corrente alternadas entre dois ou mais enrolamentos, sem mudança de frequência.

5.1.1 Transformador de distribuição

Transformador de potência utilizado em sistemas de distribuição de energia elétrica.

5.1.2 Transformador em líquido isolante

Transformador cuja parte ativa é imersa em líquido isolante.

5.1.3 Transformador monofásico

Transformador constituído de apenas um enrolamento de fase em cada tensão.

5.1.4 Transformador trifásico

Transformador cujos enrolamentos primário e secundário são polifásicos.

5.2 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

Autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME) criada pela Lei Federal N.º 9.427 de 26/12/1996, com a finalidade de regular e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica.

5.3 Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

Autarquia integrante da administração pública federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME).

5.4 Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO)

Uma autarquia federal, vinculada ao Ministério da Fazenda, que atua como Secretaria Executiva do Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (CONMETRO), colegiado interministerial, que é o órgão normativo do Sistema Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (SINMETRO).

5.5 Comutador de derivação

Dispositivo para mudança de ligação de derivação de um enrolamento de um transformador.

5.6 Derivação

Ligação feita em qualquer ponto do enrolamento, de modo a permitir a mudança da relação das tensões do transformador.

NOTA:

VI. Nas demais definições o termo derivação pode também ser entendido como uma combinação de derivações.

5.6.1 Derivação principal



Derivação à qual é referida a característica nominal de um enrolamento.

5.6.2 Derivação superior

Derivação cuja tensão de derivação é superior à tensão nominal do enrolamento.

5.6.3 Derivação inferior

Derivação cuja tensão de derivação é inferior à tensão nominal do enrolamento.

5.7 Degrau de derivação

Diferença entre as tensões de derivação de duas derivações adjacentes, expressas em porcentagem da tensão nominal do enrolamento.

5.8 Deslocamento angular

Diferença angular entre os fasores que representam as tensões entre o ponto neutro (real ou fictício) e os terminais correspondentes de dois enrolamentos, quando um sistema de tensões de sequência positiva é aplicado aos terminais do enrolamento de mais média tensão, em ordem de sequência alfabética, se eles forem identificados por letras ou em sequência numérica, se identificados por números. Convenciona-se que os fasores giram em sentido anti-horário.

NOTA:

VII. O fasor do enrolamento de mais média tensão é tomado como referência e a defasagem de todos os outros enrolamentos é expressa por uma indicação horária, isto é, a hora indicada pelo fasor do enrolamento, considerando-se que o fasor do enrolamento de mais média tensão está sobre a posição 12 horas quanto maior o número, maior a defasagem em atraso).

5.9 Dispositivo de alívio de pressão

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

5.10 Enrolamento

Conjunto das espiras que constituem um circuito elétrico, monofásico ou polifásico, de um transformador.

5.10.1 Enrolamento primário

Enrolamento que recebe energia.

5.10.2 Enrolamento secundário

Enrolamento que fornece energia.

5.10.3 Enrolamento série

Conjunto das espiras que pertencem a um dos enrolamentos apenas, primário ou secundário.

5.11 Ligação estrela

Ligação de um enrolamento polifásico em que uma das extremidades de mesma polaridade dos diversos enrolamentos de fase, é ligada a um ponto comum.

NOTA:

VIII. No caso do enrolamento trifásico esta ligação pode ser denominada “ligação Y”.


5.12 Nível de isolamento

Conjunto de valores de tensões suportáveis nominais.

5.13 Núcleo envolvente

Núcleo é constituído por colunas interligadas pelos jugos, das quais algumas não atravessam as bobinas dos enrolamentos.

5.14 Núcleo envolvido



Núcleo é constituído por colunas interligadas pelos jugos, todas elas atravessando as bobinas dos enrolamentos.

5.15 Perdas em vazio

Potência ativa absorvida por um transformador quando alimentado por um de seus enrolamentos, com os terminais dos outros enrolamentos em circuito aberto.

5.16 Perdas totais

Soma das perdas em vazio e das perdas em cargas de um transformador.

5.17 Polaridade subtrativa [aditiva]

Polaridade dos terminais de um transformador monofásico, tal que, ligando-se um terminal primário a um terminal secundário correspondente [não correspondente] e aplicando-se tensão a um dos enrolamentos, a tensão medida entre os terminais não ligados seja igual à diferença [soma] das tensões dos enrolamentos.

5.18 Radiador

Dispositivo que aumenta a superfície de irradiação, para facilitar a dissipação de calor.

5.19 Terminal

Parte condutora de um transformador destinada à sua ligação elétrica a um circuito externo.

5.20 Ensaio de recebimento

O objetivo dos ensaios de recebimento é verificar as características de um equipamento que podem variar com o processo de fabricação e com a qualidade do equipamento componente. Estes ensaios devem ser executados sobre uma amostragem de materiais escolhidos aleatoriamente de um lote que foi submetido aos ensaios de rotina.

5.21 Ensaio de tipo

O objetivo dos ensaios de tipo é verificar as principais características de um equipamento que dependem de seu projeto. Os ensaios de tipo devem ser executados somente uma vez para cada projeto e repetidos quando o equipamento, o projeto ou o processo de fabricação do equipamento for alterado ou quando solicitado pelo comprador.

5.22 Ensaio especiais

O objetivo dos ensaios especiais é avaliar materiais com suspeita de defeitos, devendo ser executados quando da abertura de não-conformidade, sendo executados em 5 (cinco) unidades, recolhidas em cada unidade de negócio.


6 CONDIÇÕES GERAIS

Os transformadores de distribuição devem:

- a) Ser fornecidos completos, com todos os acessórios necessários ao seu perfeito funcionamento;
- b) Ter todas as peças correspondentes intercambiáveis, quando de mesmas características nominais e fornecidas pelo mesmo fabricante.
- c) No projeto, as matérias primas empregadas na fabricação e acabamento devem incorporar tanto quanto possível as mais recentes técnicas e melhoramentos.
- d) Os transformadores de distribuição devem ser projetados, de modo que, as manutenções possam ser efetuadas pelo Grupo Energisa ou em oficinas por ele qualificadas, sem o emprego de máquinas ou ferramentas especiais.

6.1 Condições do serviço

Os transformadores de distribuição tratados nesta Especificação Técnica devem ser adequados para operar nas seguintes condições:

- 
- a) Altitude não superior a 1.000 metros acima do nível do mar;
 - b) Temperatura:
 - Máxima do ar ambiente: 40 °C;
 - Média, em um período de 24 horas: 30 °C;
 - Mínima do ar ambiente: 0 °C;
 - c) Pressão máxima do vento: 700 Pa (70 daN/m²), valor correspondente a uma velocidade do vento de 122,4 km/h;
 - d) Umidade relativa do ar até 100%;
 - e) Nível de radiação solar: 1,1 kW/m², com alta incidência de raios ultravioleta;
 - f) Precipitação pluviométrica: média anual de 1.500 a 3.000 milímetros;
 - g) Ambiente marítimo, constantemente exposto a névoa salina.

6.2 Linguagens e unidades de medida


O sistema métrico de unidades deve ser usado como referência nas descrições técnicas, especificações, desenhos e quaisquer outros documentos. Qualquer valor, que por conveniência, for mostrado em outras unidades de medida também deve ser expresso no sistema métrico.

Todas as instruções, relatórios de ensaios técnicos, desenhos, legendas, manuais técnicos etc., a serem enviados pelo fabricante, bem como as placas de identificação, devem ser escritos em português.

NOTA:

- IX. Os relatórios de ensaios técnicos, excepcionalmente, poderão ser aceitos em inglês ou espanhol.

6.3 Acondicionamento




Os transformadores de distribuição devem ser acondicionados, individualmente, em container (caixa para transporte), confeccionada em madeira, não retornáveis, com massa bruta não superior a 2.000 kg, obedecendo às seguintes condições:

- a) Devem ser de madeira de boa qualidade, reforçadas, contendo suporte para apoio e marcação dos pontos e sentidos de içamento;
- b) Ser isentos de trincas, rachaduras ou qualquer outro tipo de defeito e não apresentar pontas ou cabeças de pregos ou parafusos que possam danificar os transformadores de distribuição;
- c) Não deve conter substâncias ou produtos passíveis de agredir o meio ambiente quando do descarte ou reaproveitamento;
- d) Serem adequadamente embalados de modo a garantir o transporte (ferroviário, rodoviário, hidroviário, marítimo ou aéreo) seguro até o local do armazenamento ou instalação em qualquer condição que possa ser encontrada (intempéries, umidade, choques etc.) e ao manuseio;
- e) A embalagem deve ser feita de modo que o peso e as dimensões sejam conservados dentro de limites razoáveis a fim de facilitar o manuseio, o armazenamento e o transporte. As embalagens devem ser construídas de modo a possibilitar:
 - Uso de empilhadeiras e carro hidráulico;
 - Carga e descarga, através da alça de suspensão do transformador, com o uso de pontes rolantes;
 - Transporte e ou armazenamento superposto de dois transformadores.

NOTA:

- X. Madeira empregada deve ter qualidade no mínimo igual à do pinus de segunda e certificada pelo IBAMA.



Cada volume deve ser identificado, de forma legível e indelével e contendo as seguintes informações:


- a) Nome ou Marca Energisa;
- b) Nome ou marca comercial do fabricante;
- c) País de origem;
- d) Mês e ano de fabricação (MM/AAAA);
- e) Tipo, dimensões e número de série da embalagem;
- f) Identificação completa dos transformadores de distribuição (Tensão primária nominal (kV), tensão secundária nominal (V), potência nominal (kVA), etc.);
- g) Massa líquida, em quilogramas (kg);
- h) Massa bruta, em quilogramas (kg);
- i) ABNT NBR 5440;
- j) Número e quaisquer outras informações especificadas no Ordem de Compra de Material (OCM).

NOTAS:

- XI. O fornecedor brasileiro deve numerar as diversas embalagens e anexar, à nota fiscal, uma relação descritiva do conteúdo individual de cada um (romaneio);
- XII. O fornecedor estrangeiro deverá encaminhar simultaneamente ao despachante indicado e à Energisa, cópias da relação mencionada na Nota XI.

6.4 Meio ambiente

O fornecedor nacional deve cumprir, rigorosamente, em todas as etapas da fabricação, do transporte e do recebimento dos transformadores de distribuição, a legislação ambiental brasileira e as demais legislações federais, estaduais e municipais aplicáveis.



No caso de fornecimento internacional, os fabricantes/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 de distribuição, até a entrega no local indicado pela Energisa. Ocorrendo transporte em território brasileiro, os fabricantes e fornecedores estrangeiros devem cumprir a legislação ambiental brasileira e as demais legislações federais, estaduais e municipais aplicáveis.

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


A Energisa poderá verificar, junto aos órgãos oficiais de controle ambiental, a validade das licenças de operação das unidades industriais e de transporte dos fornecedores e dos subfornecedores.

O fornecedor deverá apresentar as seguintes informações:

- Tipo de madeira utilizada nas embalagens e respectivo tratamento preservativo empregado e os efeitos desses componentes no ambiente, quando de sua disposição final (descarte);
- Quanto à forma mais adequada de disposição final dos transformadores, em particular do óleo mineral isolante (OMI) contido nos equipamentos e dos componentes em contato com o óleo, conforme as legislações ambientais aplicáveis;
- As condições para receber de volta os transformadores de sua fabricação, ou por ele fornecidas, que estejam fora de condições de uso.

6.5 Expectativa de vida útil

Os transformadores de distribuição devem ter uma expectativa de vida útil, mínima, de 25 (vinte e cinco) anos a partir da data de fabricação, contra qualquer falha,



provenientes de processo fabril, sob condições normais de operação prevista nesta Especificação Técnica.

6.6 Garantia

O período de garantia dos equipamentos, obedecido ainda o disposto no OCM, será de 24 (vinte e quatro) meses a partir da data de entrada em operação ou 36 (trinta e seis), a partir da entrega, prevalecendo o prazo referente ao que ocorrer primeiro, contra qualquer defeito de fabricação, material e acondicionamento.


Caso os equipamentos apresentem qualquer tipo de defeito ou deixem de atender aos requisitos exigidos pelas normas da Energisa, um novo período de garantia de 12 (doze) meses de operação satisfatória, a partir da solução do defeito, deve entrar em vigor para o lote em questão. Dentro do referido período as despesas com mão-de-obra decorrentes da retirada e instalação de equipamentos comprovadamente com defeito de fabricação, bem como o transporte destes entre o almoxarifado da concessionária e o fornecedor, incidirão sobre o último.

O período de garantia deverá ser prorrogado por mais 12 (doze) meses em quaisquer das seguintes hipóteses:

- Em caso de defeito em equipamento e/ou componente que comprometa o funcionamento de outras partes ou do conjunto; sendo a prorrogação válida para todo equipamento, a partir da nova data de entrada em operação;
- Se o defeito for restrito a algum componente ou acessório o (s) qual (is) não comprometam substancialmente o funcionamento das outras partes ou do conjunto, deverá ser estendido somente o período de garantia da (s) peça (s) afetadas, a partir da solução do problema, prosseguindo normalmente a garantia para o restante do equipamento.

6.7 Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (ENCE)

As portarias do INMETRO N.º 378, de 28/09/2010 e N.º 510, de 07/11/2016, define que a (s) fornecedora (s) de transformadores de distribuição deverá estar,



obrigatoriamente, em conformidade com os requisitos estabelecidos pelo Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) para Transformadores de Distribuição em líquidos isolantes e devem possuir a etiqueta ENCE afixada no tanque.

A etiqueta ENCE deverá ser do tipo autocolante para uso ao tempo e ser impressa na cor preta, notação Munsell N.º NA/1 e 2% R em fundo branco ou na segunda cor de impressão da embalagem que ofereça o maior contraste possível, conforme Desenhos 15 e 16.

6.8 Numeração de patrimônio

Devem conter a numeração de patrimônio, sequencial patrimônio, fornecida pela Energisa. A numeração deverá ser de forma legível e indelével, cor preta, notação Munsell N1, e resistir às condições de ambiente agressivo, durante a vida útil do equipamento.

O fabricante deverá fornecer à Energisa, após a liberação dos transformadores de distribuição, uma relação individualizada, por concessionária, contendo:

- a) Número de série de fabricação;
- b) Número de patrimônio correspondente;
- c) Tensão primária nominal, em kV;
- d) Tensão secundária nominal, em V;
- e) Potência nominal (kVA).

6.9 Incorporação ao patrimônio da Energisa

Não serão aceitos transformadores de distribuição, em obras particulares, para incorporação ao patrimônio da Energisa.

7 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS

7.1 Condições de sobrecarga



Os transformadores podem ser sobrecarregados de acordo com a ABNT NBR 5356-7.

Os equipamentos auxiliares, tais como buchas, comutadores de derivações e outros, devem suportar sobrecargas correspondentes a até uma vez e meia a potência nominal do transformador. Quando se desejarem condições de sobrecarga diferentes das acima mencionadas o fabricante deve ser informado.

7.2 Potências nominais

As potências nominais, em kVA, para transformadores de distribuição de linhas aéreas, são as seguintes:

- a) Monofásicos FN (Fase-Neutro) com 1 (uma) bucha de MT e 3 (três) buchas de BT:
 - 10 kVA, 15 kVA, 25 kVA.
- b) Trifásicos com 3 (três) buchas de MT e 4 (quatro) buchas de BT:
 - 15 kVA, 30 kVA, 45 kVA, 75 kVA, 112,5 kVA, 150 kVA, 225 kVA e 300 kVA.

Todos os transformadores contidos nesta Especificação Técnica são para uso exclusivo da Energisa em sistemas de distribuição de energia elétrica.

7.3 Tensão nominal

As tensões padronizadas são as seguintes:

- a) Primárias:
 - Monofásica: 7,967 kV;
 - Trifásica: 13,8 kV.
- b) Secundárias:
 - Monofásica: 254/127 V;
 - Trifásicas: 220/127 V.

7.4 Níveis de isolamento

Os níveis de isolamento e os espaçamentos mínimos no ar devem obedecerá a Tabela 2.

7.5 Derivações (TAPS) e tensões nominais

As derivações devem ser em degraus de:

- 600 V - Classe 15,0 kV;

As derivações e relações de tensões são as constantes das Tabela 3.

NOTA:

XIII. Os transformadores devem ser expedidos na derivação (TAP) correspondente à tensão primária nominal.

7.6 Frequência nominal

A frequência nominal é de 60 Hz.


7.7 Elevação de temperatura

Os limites de elevação de temperatura dos transformadores devem ser conforme Tabela 4.

7.8 Perdas, correntes de excitação e tensão de curto-circuito

Conforme estabelece a portaria do INMETRO N.º 378 de 28/09/2010, os transformadores deverão possuir níveis de perdas máximas correspondentes ao:

- Nível “D” a partir da data de fabricação de 01/01/2019;
- Nível “C” a partir da data de fabricação de 01/01/2023.



A tensão de curto-circuito, valores da corrente de excitação e tensão de curto-circuito devem corresponder aos valores prescritos nas Tabelas 5 e 6, observadas as tolerâncias especificadas na ABNT NBR 5440.

Os valores individuais não devem ultrapassar os valores garantidos na proposta, observadas as tolerâncias especificadas na Tabela 7.

7.9 Diagramas fasoriais e polaridade dos transformadores

Os polaridade dos transformadores e diagramas fasoriais devem ser conforme itens:

- a) Polaridade subtrativa

A Tabela 8 apresenta o diagrama de polaridade dos transformadores monofásicos.

- b) Diagrama Fasorial

A Tabela 9 apresenta o diagrama fasorial dos transformadores trifásicos.

7.10 Diagramas de ligações dos transformadores

Os diagramas de ligações dos transformadores devem ser conforme Desenho 7.

7.11 Tensão de rádio interferência (TRI)

O transformador deve ser submetido ao ensaio de tensão de rádio interferência segundo a IEC CISPR/TR 18-2, com a tensão máxima de 1,1 vez o valor da tensão da maior derivação entre terminais MT acessíveis. Nestas condições, o valor máximo da tensão de rádio interferência deve ser 250 μ V, para a tensão máxima de 15 kV.

7.12 Capacidade de resistir a curtos-circuitos

O transformador deve resistir aos esforços de curtos-circuitos, quando ensaiado de acordo com a ABNT NBR 5356-5, limitados a corrente simétrica ao máximo de 25 vezes a corrente nominal do transformador.

7.13 Nível de ruído

O transformador deve atender aos níveis máximos de ruído conforme Tabela 10 quando ensaiado conforme a ABNT NBR 7277.

8 CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS

8.1 Materiais isolantes

Os materiais isolantes dos transformadores devem ser, no mínimo, de classe térmica 105 °C (A), conforme ABNT NBR IEC 60085.

O óleo mineral isolante (OMI), antes do contato com o equipamento, deve ser conforme uma das alternativas a seguir:

- a) Mineral tipo A (base naftênica);
- b) Mineral tipo B (base parafínica).

NOTA:

XIV. Os óleos minerais isolantes (OMI) devem estar de acordo com as resoluções vigentes da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis).


O óleo mineral isolante (OMI), após contato com o equipamento, deve possuir características conforme Tabela 11.

8.2 Resfriamento

Os transformadores devem ter resfriamento do tipo ONAN por circulação natural do óleo mineral isolante (OMI).

8.3 Tanque, tampa e radiadores

O transformador deve ser projetado e construído para operar 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 impermeáveis quando da sua retirada do transformador.



A chapa do tanque deve estar de acordo com as ABNT NBR 6649, ABNT NBR 6650 e ABNT NBR 11888.

As chapas de aço devem ter espessura mínima conforme especificado na Tabela 12.

Nos radiadores aletados e painéis corrugados devem ser utilizados chapas de 1,2 milímetros de espessura, no mínimo, conforme a ABNT NBR 5915-1 ou tubos de 1,5 milímetros de espessura, no mínimo, conforme a ABNT NBR 5590.

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

Deve ser garantida a continuidade elétrica entre a tampa e o tanque, de forma que não impeça a retirada da tampa.

A borda do tanque do transformador deve ser adequada para permitir o correto alojamento das juntas, de modo a evitar seu deslizamento.

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

Os transformadores devem suportar a pressão manométrica de 0,07 MPa (0,7 kgf/cm²) durante 1 hora.

A tampa deve ser provida de ressalto para a montagem das buchas de média-tensão.

Deverá ser gravado, em baixo relevo, o número de série nas seguintes partes do transformador:

- a) No tanque, logo acima da placa de identificação;
- b) Na tampa;
- c) Radiadores, se existente.

NOTA:

- XV. Em transformadores onde o sistema de radiadores for soldado ao tanque, fica a critério do fornecedor a marcação do mesmo.

8.4 Localização e dimensionamento dos componentes

8.4.1 Buchas isolantes

As buchas isolantes devem ser de porcelana vitrificada, na cor marrom, notação Munsell 5,0 YR 3,0/3,0, com características compatíveis com seus respectivos enrolamentos e devem estar de acordo com as normas ABNT NBR 5034, ABNT NBR 5435, ABNT NBR 5437 e ABNT NBR 16856.

NOTA:

- XVI. As buchas fabricadas com outro material podem ser aceitas, condicionadas à aprovação prévia da Energisa, devendo possuir características iguais ou melhores que as especificadas neste documento.

Os níveis de isolamento e distâncias de escoamento mínimas para buchas de transformadores devem atender à Tabela 13.

As buchas terminais primárias devem ser montadas sobre a tampa, e a tampa deve ser provida de ressalto para evitar o acúmulo de água. As buchas secundárias devem ser montadas lateralmente ao tanque.

As fixações das buchas devem ser internas e montadas conforme Desenhos 1 e 2.

8.4.2 Terminais de ligação

Os terminais devem ser fabricados em ligas de cobre estanhado, com o objetivo de permitir a utilização tanto de condutores de cobre quanto de alumínio, os terminais devem ser estanhados com camada mínima de 8 μm , condutividade mínima 25% IACS a 20 °C, não pode haver soldas ou emendas nos terminais.

- a) Terminal de ligação primário

Os terminais primários dos transformadores devem ser do tipo T1, até 160 A, conforme a ABNT NBR 5435.

Os terminais de ligação devem ser dimensionados para condutores com seção transversal de 10 mm² a 70 mm².

b) Terminal de ligação secundaria

Os terminais de ligação dos transformadores devem ser dos tipos T2 e T3, conforme a ABNT NBR 5437 e atender à Tabela 14.

NOTA:

- XVII. Os terminais T2 e T3 das buchas de baixa tensão deve ser fornecido com parafusos de rosca M12 x 1,75 com 40 mm de comprimento, porcas e arruelas de pressão, em liga de cobre estanhados e as arruelas de pressão devem ser de aço inoxidável, em quantidade adequada ao tipo de terminal.

8.4.3 Alças de suspensão


Os transformadores devem possuir duas alças de suspensão, conforme Desenhos 1 e 2.

As alças devem ser soldadas na parede externa do tanque, de maneira que o cabo de aço utilizado na suspensão não atinja as bordas da tampa e tenha resistência, dimensões e formato suficientes e adequados para permitir o içamento e a locomoção do transformador sem lhe causar outros danos, inclusive na pintura e nas buchas.

As alças devem ser isentas de rebarbas e deverá ser gravado, em baixo relevo, o número de série nas alças de suspensão.

8.4.4 Suporte para fixação no poste

Os suportes devem ser soldados no tanque e ter formato e dimensões e espessura tal que suportem perfeitamente o peso do transformador e permitam a instalação adequada deste ao poste, sendo que:

- 
- a) O tipo 1 deve ser utilizado para transformadores monofásicos igual ou inferior à 25 kVA, conforme Desenho 3;
 - b) O tipo 2 deve ser utilizado para transformadores monofásicos igual ou superior a 37,5 kVA e transformadores trifásico, conforme Desenho 4.

Os suportes para transformadores com potências 150 kVA, 225 kVA e 300 kVA devem ser adequadamente reforçados.

8.5 Juntas de vedação

Os materiais de vedação dos transformadores devem ser de borracha nitrílica com alto teor de acrilonitrila (37% a 41%), conforme ASTM D297, e atender às características da Tabela 16.

8.6 Dispositivo de aterramento

Deve ter um conector próprio para ligação de condutores de cobre ou alumínio de diâmetro 3,2 mm a 10,5 mm, preso por meio de um parafuso de rosca M12 x 1,75 no furo roscado do suporte para fixação no poste.


A localização do terminal deve ser no suporte superior, na parte lateral mais próxima de X1 para os transformadores monofásicos, conforme Desenho 1 ou mais próximo de X0 para os transformadores trifásicos, conforme Desenho 2.

8.7 Sistema de fixação da tampa

A tampa deve ser fixada ao tanque por meio de dispositivo (s) adequado (s), projetado (s) de forma que não interfiram na conexão dos cabos de baixa tensão nas buchas secundárias.

8.8 Fixação e suspensão da parte ativa

A fixação da parte ativa nas paredes internas do tanque deve ser feita por dispositivos laterais, de maneira a facilitar sua retirada e recolocação no tanque. A fixação deve,



ainda, permitir a retirada da tampa do transformador sem que, para tanto, seja necessário remover a parte ativa.

Os transformadores devem possuir no mínimo dois olhais para suspensão da parte ativa, localizados na parte superior do núcleo, de modo a manter, durante a suspensão, o conjunto na vertical.

8.9 Estrutura de apoio

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

O prolongamento das paredes do tanque pode ser utilizado para este objetivo.

8.10 Resistência ao momento de torção

Os conectores devem suportar, sem avarias na rosca ou ruptura de qualquer parte dos componentes, os momentos mínimos de torção indicados na Tabela 15.


8.11 Suporte para fixação de para-raios

Os transformadores devem possuir suportes para fixação de para-raios soldados na tampa, conforme Desenho 8.

Os suportes sejam montados suficientemente próximos da respectiva bucha média tensão, porém devidamente afastados das partes aterradas (alças de suspensão, radiadores, tampa, presilhas ou de outros acessórios), visando manter as distâncias elétricas necessárias.

Nos suportes de fixação de para-raios devem ser fornecidos com parafusos de cabeça abaulada, pescoço quadrado, M12 x 1,75 com 40 mm de comprimento, com porcas e arruelas de pressão, de aço-carbono, zincada por imersão a quente.

8.12 Placa de identificação



Todos os transformadores devem possuir placa de identificação fixada no tanque, conforme modelos indicados nos Desenhos 5 e 6, de modo a permitir a leitura de suas características técnicas e construtivas, deve ser localizada, conforme Desenhos 1 e 2.

A placa de identificação deverá ser no formato A6 (105 mm x 148 mm) em:

- Alumínio anodizado com espessura de 0,8 mm;
- Aço inoxidável com espessura de 0,5 mm.

A placa deve ser fixada, através de rebites de material resistente à corrosão, em um suporte com base que impeça a deformação da mesma.

NOTA:


- XVIII. Deve também ser observado um afastamento de, no mínimo, 20 milímetros entre o corpo do transformador e qualquer parte da placa;
- XIX. Outros modelos de placa são permitidos, desde que possuam aprovação previa pela Energisa.

A partir de 01/06/2022, a placa de identificação deve possuir etiquetas, do tipo autocolante, com código de barras 2D (QR CODE) e com identificação por rádio frequência (RFID) contendo informações conforme padronização da Tabela 17.

8.13 Dispositivo de alívio de pressão

O dispositivo deve ser posicionado também de forma a atender às seguintes condições:

- a) Estar posicionado na horizontal, na tampa do transformador com adaptador em “L”, observada a condição de carga máxima de emergência do transformador de 200% e não pode, em nenhuma hipótese, dar vazão ao óleo expandido.

- 
- b) Não ficar exposto a danos quando dos processos de içamento, carga e descarga do transformador;
 - c) Não interferir no manuseio dos suportes de fixação em poste ou no manuseio dos suportes para fixação de para-raios;
 - d) Ser direcionado para o lado das buchas de baixa tensão.

As características do dispositivo de alívio de pressão devem estar de acordo com os seguintes requisitos mínimos:

- Pressão de alívio de 69 kPa (0,70 kgf/cm²) ± 20%;
- Pressão de selamento mínima de 41,4 kPa (0,42 kgf/cm²);
- Taxa de vazão de 9,91 por 105 cm³/minuto (35 pés cúbicos por minuto), a 103,5 kPa (1,06 kgf/cm²) e a 21 °C;
- Taxa de admissão de ar, na faixa de 41,4 kPa (0,42 kgf/cm²) a 55,2 kPa (0,56 kgf/cm²), igual à zero;
- Temperatura de operação de -29 °C a +105 °C.
- Orifício de admissão de 1/4 polegada (6,4 milímetros) - 18 NPT;
- Corpo hexagonal de latão de 16 milímetros, dimensionado para suportar uma força longitudinal de 45 kgf;
- Disco externo de vedação para impedir, de forma permanente, a entrada de poeira, umidade e insetos. Este 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 21 milímetros, para acionamento manual, dimensionado para suportar uma força mínima de puxamento de 11 kgf, 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.

8.14 Fixações externas (ferragens)

As fixações externas em aço (porcas, arruelas, parafusos e grampos de fixação da tampa) devem ser revestidas de zinco por imersão a quente conforme a ABNT NBR 6323.

No caso de transformadores para ambientes agressivos, os parafusos, porcas e arruelas de fixação da tampa devem ser em aço inoxidável ou em aço carbono zincado a quente, sendo o revestimento de zinco com espessura mínima de 54 μm e massa mínima de 380 g/m^2 , tanto individualmente quanto na média.

8.15 Massa do transformador

A massa total do transformador para poste não pode ultrapassar:

- a) Transformadores monofásicos 300 kg;
- b) Transformadores trifásicos 1.500 kg.


9 PARTE ATIVA

9.1 Núcleo

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 construído de:

- Chapas de aço silício de grão orientado, conforme a IEC 60404-8-7;
- Metal amorfo, conforme as ASTM A900 e ASTM A901.



As lâminas devem ser presas por uma estrutura apropriada que sirva como meio de centrar e firmar o conjunto núcleo-bobina ao tanque, de tal modo que esse conjunto não tenha movimento em quaisquer direções. Esta estrutura deve propiciar a retirada do conjunto do tanque.

O núcleo deve ser aterrado, por meio de um único ponto, à massa do transformador.

Quando aplicável, os tirantes que atravessam as lâminas do núcleo devem ser isolados dessas lâminas e aterrados.

Todas as porcas dos parafusos utilizados na construção do núcleo devem ser providas de travamento mecânico ou químico.


9.2 Enrolamento

Os enrolamentos devem ser de condutores de cobre ou alumínio e devem ser capazes de suportar, sem danos, os efeitos térmicos e dinâmicos provenientes de correntes de curto-circuito externos, quando o transformador for ensaiado conforme a ABNT NBR 5356-5.

- a) O fio esmaltado deve ser no mínimo de classe térmica 180 °C (H), de acordo com a ABNT NBR IEC 60085.
- b) Não serão aceitos transformadores fabricados com enrolamentos a partir de materiais provenientes de reciclagem.
- c) A elevação máxima de temperatura dos enrolamentos (medida pelo método da variação da resistência), do ponto mais quente dos enrolamentos e do óleo sobre a temperatura ambiente, nas condições nominais de operação do transformador.

9.3 Sistema de comutação sem tensão

O comutador de derivações deve ser do tipo linear ou rotativo, com acionamento rotativo, com mudança simultânea nas fases, para operações sem tensão, com



comando único de acionamento externo, e deve ser instalado de forma a garantir a estanqueidade.

O comutador de derivações deve ser conforme IEC 60214-1, porém suportando no mínimo 300 operações contínuas sob temperatura mínima de 75 °C, sob uma pressão de 2 kgf/cm², no ensaio de durabilidade mecânica.

O material da parte externa do comutador deve resistir aos raios solares e às variações climáticas conforme ISO 4892-1 (exposição) e ISO 179-2 (avaliação mecânica), com um tempo de exposição de 1.000 horas. A perda da resistência mecânica deve ser menor que 50%. Alternativamente, o material da parte externa do comutador deve conter um mínimo de 2% do teor de negro de fumo verificado, conforme a ABNT NBR NM IEC 60811-4-1 e possuir coeficiente de absorção de UV de no mínimo 4.000 Abs/cm² conforme ASTM D3349.

O comutador deve ser instalado lateralmente ao transformador, deve possuir um sistema de travamento em qualquer posição e a indicação da derivação deve ser visível e com caracteres com altura mínima de 7 milímetros.


No acionamento do comutador, deve ser indicado, de forma indelével, que o comutador deve ser operado somente sem tensão. Adicionalmente, deve ser indicado, próximo ao acionamento do comutador, de forma visível e indelével, os dizeres “OPERAR SEM TENSÃO”.

10 PINTURA E MARCAÇÕES

10.1 Condições gerais

A pintura deve ser aplicada após a preparação da superfície. Deve ser utilizado o método de esguicho (“flooding”).

Medida de espessura da película seca não deve contemplar a rugosidade da chapa, isto é, a espessura deve ser medida acima dos picos.



O desengraxe das superfícies, interna e externa, deve ser realizado com o uso de solventes, segundo Norma SSPC-SP 1.

Jateamento com granalha de aço ao metal branco padrão grau SA-2 1/2 segundo Norma SS-EN ISO 8501-1. Opcionalmente, as superfícies internas nos pontos onde não é possível o jateamento, é permitida a decapagem química, segundo Norma SSPC-SP 8.

NOTA:

XX. O fornecedor pode apresentar, alternativamente, outro processo de pintura mediante consulta e sujeita à aprovação da Energisa, desde que o processo apresentado tenha a garantia mínima de 10 (dez) anos contra corrosão em ambiente com nível de poluição muito pesado, de acordo com a IEC 60815. Para isso, deve também detalhar na Proposta os materiais utilizados, processos, ensaios, normas e o tempo de garantia.

10.2 Acabamento interno

No acabamento interno dos transformadores, devem ser observados os seguintes requisitos:

- a) As impurezas devem ser removidas por processo adequado logo após a fabricação do tanque;
- b) Deve ser aplicada base antiferruginosa, branco, notação Munsell N 9,5, que não afete nem seja afetada pelo líquido isolante, com espessura seca mínima de 30 µm;

10.2.1 Indicação do nível de óleo isolante

Os transformadores devem ter um traço demarcatório indelével indicando o nível do líquido isolante a 25 °C, pintado em cor contrastante com o acabamento interno do tanque, do mesmo lado do suporte para fixação no poste, de maneira que seja bem visível, retirando-se a tampa do tanque.

10.3 Acabamento externo

No acabamento externo dos transformadores devem ser observados os seguintes requisitos:

- a) As impurezas devem ser removidas por processo químico ou jateamento abrasivo ao metal quase branco, padrão visual Sa 2.½ da SIS-05-5900, logo após a fabricação do tanque;
- b) Antes do início de qualquer processo de oxidação, deverá ser aplicada tinta de fundo, tipo primer epóxi, rico em zinco, com espessura mínima de 60 µm;
- c) Em seguida, aplica-se uma de base antiferruginosa, tipo epóxi de ferro micáceo, com espessura mínima de 60 µm;
- d) Por fim, tinta em poliuretano acrílico alifático, na cor cinza-claro, notação Munsell N 6.5, perfazendo uma espessura mínima de 60 µm;
- e) Espessura seca total mínima de 180 µm.

10.4 Marcações

Todas as marcações deverão ser feitas por meio de tinta cor preta, notação Munsell N1.

10.4.1 Tampa do tanque dos transformadores

As marcações na tampa do tanque deverão ter altura dos caracteres não inferior a 30 mm e nas posições indicadas no Desenho 9.

Deverão ser marcados:

- a) Os terminais externos de média tensão (MT):
 - H1 (monofásico); e
 - H1, H2 e H3 (trifásico);

- b) Potência do transformador, em kVA;
- c) Número do patrimônio.

10.4.2 Fundo do tanque dos transformadores

As marcações no fundo do tanque deverão ter altura dos caracteres não inferior a 20 mm e nas posições indicadas no Desenho 9.

Deverão ser marcados:

- a) Potência do transformador, em kVA;
- b) Marca Energisa;

10.4.3 Parte frontal do tanque dos transformadores

As marcações na parte frontal do tanque (buchas de baixa tensão) deverão ter altura dos caracteres não inferior a 30 mm e nas posições indicadas no Desenho 10.


Deverão ser marcados:

- a) Os terminais externos de baixa tensão (BT)
 - X1, X2 e X3 (monofásico);
 - X0, X1, X2 e X3 (trifásico).
- b) Dizeres “OPERAR SEM TENSÃO”, próximo ao comutador;
- c) Garantia do transformador.

NOTA:

XXI. Na alínea 10.4.3.b, poderá ser de dimensões inferiores à 30 mm, contundo deve ser superior à 10 mm.

10.4.4 Parte traseira e lateral do tanque dos transformadores



As marcações na traseira e lateral do tanque deverão ter altura dos caracteres não inferior a 30 mm.

a) Transformadores sem radiadores

Na parte traseira do tanque dos transformadores, nas posições indicadas no Desenho 11, devem ser marcados:

- Elo fusível e potência do transformador, em kVA;
- Número do patrimônio;
- Marca Energisa.

NOTA:

XXII. A Tabela 17 indica os elos fusíveis padronizados pela Energisa.

b) Transformadores com radiadores

Na parte traseira do tanque dos transformadores, nas posições indicadas no Desenho 12, os seguintes itens:

- Marca Energisa.

Na lateral do tanque dos transformadores, por meio de marcações indeléveis, com altura dos caracteres não inferior a 50 mm, nas posições indicadas no Desenho 12, os seguintes itens:

- Elo fusível;
- Potência do transformador.
- Número do patrimônio, com tinta cor preta, notação Munsell N1.

NOTA:

XXIII. A Tabela 17 indica os elos fusíveis padronizados pela Energisa.

10.5 Simbologia


Todos os transformadores de distribuição deverão ter símbolos, pintados na parte lateral, com tinta cor azul, notação Munsell 2,5PB4/10, representadas por:

- a) As letras “AL” dentro de um círculo, para transformador com enrolamento de alumínio, conforme Desenho 13;
- b) As letras “AM” dentro de um círculo, para transformador com núcleo em metal amorfo, conforme Desenho 14;

11 INSPEÇÃO E ENSAIOS

11.1 Generalidades

- a) Os transformadores de distribuição devem ser submetidos a inspeção e ensaios na fábrica, de acordo com esta Especificação Técnica e com as normas da ABNT aplicáveis, na presença de inspetores credenciados pela Energisa, devendo a Energisa ser comunicada pelo fornecedor com pelo menos 15 (quinze) dias de antecedência se fornecedor nacional e 30 (trinta) dias se fornecedor estrangeiro, das datas em que os lotes estiverem prontos para inspeção final, completos com todos os acessórios.
- b) A Energisa reserva-se ao direito de inspecionar e testar os transformadores de distribuição e o material utilizado durante o período de fabricação, antes do embarque ou a qualquer tempo em que julgar necessário. O fabricante deverá proporcionar livre acesso do inspetor aos laboratórios e às instalações onde os transformadores de distribuição em questão estiverem sendo fabricados, fornecendo-lhe as informações solicitadas e realizando os ensaios necessários. O inspetor poderá exigir certificados de procedências de matérias-primas e componentes, além de fichas e relatórios internos de controle.
- c) O fornecedor deve apresentar, para aprovação da Energisa, o seu Plano de Inspeção e Testes, que deverá conter as datas de início da realização de todos os ensaios, os locais e a duração de cada um deles, sendo que o período para



inspeção deve ser dimensionado pelo proponente de tal forma que esteja contido nos prazos de entrega estabelecidos na proposta de fornecimento.

O plano de inspeção e testes deve indicar os requisitos de controle de qualidade para utilização de matérias primas, componentes e acessórios de fornecimento de terceiros, assim como as normas técnicas empregadas na fabricação e inspeção dos transformadores de distribuição.


- d) Certificados de ensaio de tipo previstos no item 11.2 para transformadores de distribuição de características similares ao especificado, porém aplicáveis, podem ser aceitos desde que a Energisa considere que tais dados comprovem que os transformadores de distribuição propostos atendem ao especificado.

Os dados de ensaios devem ser completos, com todas as informações necessárias, tais como métodos, instrumentos e constantes usadas e indicar claramente as datas nas quais os mesmos foram executados. A decisão final, quanto à aceitação dos dados de ensaios de tipos existentes, será tomada posteriormente pela Energisa, em função da análise dos respectivos relatórios. A eventual dispensa destes ensaios somente terá validade por escrito.

- e) Os ensaios para aprovação do protótipo podem ser dispensados parcial ou totalmente, a critério da Energisa, caso já exista um protótipo idêntico aprovado. Se os ensaios de tipo forem dispensados, o fabricante deve emitir um relatório completo destes ensaios, com todas as informações necessárias, tais como, métodos, instrumentos e constantes usadas. A eventual dispensa destes ensaios pela Energisa somente terá validade por escrito.


Entretanto, é reservado à Energisa o direito de rejeitar esses relatórios, parcialmente ou totalmente, se os mesmos não estiverem conforme prescritos nas normas ou não corresponderem aos transformadores de distribuição especificados.

- f) O fabricante deve dispor de pessoal e aparelhagem próprios ou contratados, necessários à execução dos ensaios. Em caso de contratação, deve haver aprovação prévia por parte da Energisa.

- 
- g) O fabricante deve assegurar ao inspetor da Energisa o direito de familiarizar-se, em detalhes, com as instalações e equipamentos a serem utilizados, estudar todas as instruções e desenhos, verificar calibrações, presenciar ensaios, conferir resultados e, em caso de dúvida, efetuar novas inspeções e exigir a repetição de qualquer ensaio.
- h) Todos os instrumentos e aparelhos de medição, máquinas de ensaios etc., devem ter certificado de aferição emitido por instituições acreditadas pelo INMETRO ou órgão internacional compatível, válidos por um período de 2 (dois) anos. Por ocasião da inspeção, devem estar ainda dentro deste período, podendo acarretar desqualificação do laboratório o não cumprimento dessa exigência.
- i) A aceitação dos transformadores de distribuição e/ou a dispensa de execução de qualquer ensaio:
- Não exime o fabricante da responsabilidade de fornecê-lo de acordo com os requisitos desta Especificação Técnica;
 - Não invalida qualquer reclamação posterior da Energisa a respeito da qualidade do material e/ou da fabricação.

Em tais casos, mesmo após haver saído da fábrica, os transformadores de distribuição podem ser inspecionados e submetidos a ensaios, com prévia notificação ao fabricante e, eventualmente, em sua presença. Em caso de qualquer discrepância em relação às exigências desta Especificação Técnica, eles podem ser rejeitados e sua reposição será por conta do fabricante.

- j) Após a inspeção dos transformadores de distribuição, o fabricante deverá encaminhar à Energisa, por lote ensaiado, um relatório completo dos ensaios efetuados, em uma via, devidamente assinada por ele e pelo inspetor credenciado pela Energisa.

- 
- k) Esse relatório deverá conter todas as informações necessárias para o seu completo entendimento, tais como, métodos, instrumentos, constantes e valores utilizados nos ensaios, além dos resultados obtidos.
- l) Todas as unidades de produto rejeitadas, pertencentes a um lote aceito, devem ser substituídas por unidades novas e perfeitas, por conta do fabricante, sem ônus para a Energisa, sendo o fabricante responsável pela recomposição de unidades ensaiadas, quando isto for necessário, antes da entrega à Energisa.
- m) Nenhuma modificação nos transformadores de distribuição deve ser feita "a posteriori" pelo fabricante sem a aprovação da Energisa. No caso de alguma alteração, o fabricante deve realizar todos os ensaios de tipo, na presença do inspetor da Energisa, sem qualquer custo adicional.
- n) A Energisa poderá, a seu critério, em qualquer ocasião, solicitar a execução dos ensaios de tipo para verificar se os transformadores de distribuição estão mantendo as características de projeto preestabelecidas por ocasião da aprovação dos protótipos.
- o) Para efeito de inspeção, os transformadores de distribuição deverão ser divididos em lotes, por tipo. A rejeição do lote, em virtude de falhas constatadas nos ensaios, não dispensa o fabricante de cumprir as datas de entrega acordadas. Se, na conclusão da Energisa, a rejeição tornar impraticável a entrega dos transformadores de distribuição nas datas previstas, ou tornar evidente que o fabricante não será capaz de satisfazer às exigências estabelecidas nesta Especificação Técnica, a mesma reserva-se ao direito de rescindir todas as obrigações e obter o material de outro fornecedor. Em tais casos, o fabricante será considerado infrator do contrato e estará sujeito às penalidades aplicáveis.
- p) O custo dos ensaios deve ser por conta do fabricante.
- q) A Energisa reserva-se ao direito de exigir a repetição de ensaios em lotes já aprovados. Nesse aspecto, as despesas serão de responsabilidade da mesma,

caso as unidades ensaiadas forem aprovadas na segunda inspeção, caso contrário, incidirão sobre o fabricante.

r) Os custos da visita do inspetor da Energisa, tais como, locomoção, hospedagem, alimentação, homem-hora e administrativos, correrão por conta do fabricante se:

- Na data indicada na solicitação de inspeção os transformadores de distribuição não estiverem prontos;
- O laboratório de ensaio não atender às exigências citadas nas alíneas 11.1.f até 11.1.h;
- O material fornecido necessitar de acompanhamento de fabricação ou inspeção final em subfornecedor, contratado pelo fornecedor, em localidade diferente da sua sede;
- O material necessitar de reinspeção por motivo de recusa;
- Os ensaios de recebimento e/ou tipo forem efetuados fora do território brasileiro.


11.2 Relação de ensaios

Todos os ensaios relacionados estão constando na Tabela 20.

11.2.1 Ensaios de tipo (T)

Os ensaios de tipo (T) são constituídos dos ensaios relacionados abaixo:

- a) Resistência dos enrolamentos, conforme item 11.3.3;
- b) Relação de transformação, conforme item 11.3.5;
- c) Polaridade, conforme item 11.3.6;
- d) Deslocamento angular e sequência de fases, conforme item 11.3.7;


- 
- e) Impedância de curto-circuito, conforme item 11.3.8;
 - f) Perdas em carga e perdas em vazio, conforme item 11.3.9;
 - g) Corrente de excitação, conforme item 11.3.10;
 - h) Tensão suportável à frequência industrial, conforme item 11.3.11;
 - i) Tensão induzida de curta duração, conforme item 11.3.12;
 - j) Tensão suportável de impulso atmosférico, conforme item 11.3.13;
 - k) Tensão de rádio interferência, conforme item 11.3.15;
 - l) Nível de ruído, conforme item 11.3.16;
 - m) Elevação de temperatura, conforme item 11.3.17;
 - n) Ensaio para verificação da pintura do tanque, conforme item 11.3.23;
 - Aderência;
 - Brilho;
 - Espessura de camada de tinta.
 - Impermeabilidade;
 - Névoa salina;
 - Resistência ao óleo isolante;
 - Resistência atmosférica úmida saturada na presença de SO₂;
 - Umidade.
 - o) Ensaio de verificação da resistência mecânica do suporte para fixação do transformador, conforme item 11.3.24;
 - p) Ensaio físico-químico do óleo (inclusive PCB), conforme item 11.3.25;

q) Ensaios do comutador, conforme item 11.3.28.

11.2.2 Ensaios de recebimento (RE)

São ensaios de recebimento (RE) são constituídos dos ensaios relacionados abaixo:

- a) Inspeção geral, conforme item 11.3.1.
- b) Verificação dimensional, conforme item 11.3.2;
- c) Resistência dos enrolamentos, conforme item 11.3.3;
- d) Resistência de isolamento, conforme item 11.3.4;
- e) Relação de transformação, conforme item 11.3.5;
- f) Polaridade, conforme item 11.3.6;
- g) Deslocamento angular e sequência de fases, conforme item 11.3.7;
- h) Impedância de curto-circuito, conforme item 11.3.8;
- i) Perdas em carga e perdas em vazio, conforme item 11.3.9;
- j) Corrente de excitação, conforme item 11.3.10;
- k) Tensão suportável à frequência industrial, conforme item 11.3.11;
- l) Tensão induzida de curta duração, conforme item 11.3.12;
- m) Estanqueidade e resistência à pressão a frio, conforme item 11.3.14;
- n) Elevação de temperatura, conforme item 11.3.17;
- o) Verificação do equilíbrio de tensões, conforme item 11.3.18;
- p) Ensaio da válvula de alívio de pressão interna, conforme item 11.3.19;
- q) Resistência das juntas de vedação ao óleo isolante, conforme item 11.3.20;

- 
- r) Compatibilidade das juntas de vedação com o óleo isolante, conforme item 11.3.21;
 - s) Verificação do torque nos terminais, conforme item 11.3.22;
 - t) Ensaio para verificação da pintura do tanque, conforme item 11.3.23;
 - Aderência;
 - Espessura de camada de tinta.
 - u) Ensaio de verificação da resistência mecânica do suporte para fixação do transformador, conforme item 11.3.24;
 - v) Ensaio físico-químico do óleo, conforme item 11.3.25;
 - w) Zincagem, conforme item 11.3.26;
 - x) Estanhagem dos terminais, conforme item 11.3.27;
 - y) Ensaio do comutador, conforme item 11.3.28.

11.2.3 Ensaio especiais (E)

São ensaios especiais (E) são constituídos dos ensaios relacionados abaixo:

- a) Impedância de curto-circuito, conforme item 11.3.8;
- b) Perdas em carga e perdas em vazio, conforme item 11.3.9;
- c) Corrente de excitação, conforme item 11.3.10;
- d) Tensão suportável de impulso atmosférico, conforme item 11.3.13;
- e) Tensão de rádio interferência, conforme item 11.3.15;
- f) Nível de ruído, conforme item 11.3.16;
- g) Ensaio para verificação da pintura do tanque, conforme item 11.3.20;

h) Ensaios do comutador, conforme item 11.3.28.

11.3 Descrição dos ensaios

11.3.1 Inspeção geral

Antes de serem efetuados os demais ensaios deve ser feita uma inspeção geral para verificar:

- a) Acabamento e marcações, conforme item 10;
- b) Placa de identificação, conforme item 8.12;
- c) Etiqueta ENCE, conforme item 6.7;
- d) Acondicionamento e identificação das embalagens, conforme item 6.3.

A não conformidade dos requisitos acima determinará a sua rejeição.

11.3.2 Verificação dimensional

Deve ser verificado:


- Se os transformadores possuem os componentes e acessórios requeridos de acordo com o item 8;
- Se as dimensões estão de acordo com os Desenhos 1 e 2;
- A conformidade com a indicação da massa constante da placa de identificação.

NOTA:

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

A não conformidade dos requisitos acima determinará a sua rejeição.

11.3.3 Resistência 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 ABNT NBR 5356-1.

11.3.4 Resistência de isolamento

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

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

11.3.5 Relação de transformação

Os ensaios devem ser de acordo com a norma ABNT NBR 5356-1.

Constitui falha se a relação não satisfizer as tensões primárias e secundárias especificadas na Tabela 1.

11.3.6 Polaridade

Os ensaios devem ser de acordo com a norma ABNT NBR 5356-1.

Constitui falha se os transformadores monofásicos estiverem fora das especificações da Tabela 8.

11.3.7 Deslocamento angular e sequência de fases

Os ensaios devem ser de acordo com a norma ABNT NBR 5356-1.

Constitui falha se deslocamento angular e sequência de fases dos transformadores trifásicos apresentarem valores diferentes da Tabela 9.

11.3.8 Impedância de curto-circuito

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

Constitui falha se os valores medidos forem diferentes dos valores especificados pelas Tabelas 5 e 6.

11.3.9 Perdas em carga e perdas em vazio

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

Constitui falha se os valores medidos forem diferentes dos valores especificados pelas Tabelas 5 e 6.

11.3.10 Corrente de excitação

Os ensaios devem ser de acordo com a norma ABNT NBR 5356-1.

Constitui falha se os valores medidos forem diferentes dos valores especificados pelas Tabelas 5 e 6.

11.3.11 Tensão suportável à frequência industrial

O ensaio deve ser executado conforme procedimentos da ABNT 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 2.

11.3.12 Tensão induzida de curta duração

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


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

11.3.13 Tensão suportável de impulso atmosférico

Deve ser executado conforme a ABNT NBR 5356-3 e ABNT 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 2.

11.3.14 Estanqueidade e resistência à pressão a frio



Deve ser executado conforme a ABNT NBR 5356-1 e em conformidade com ABNT NBR 5440.

Constitui falha se o transformador não suportar uma pressão manométrica, mínima, de 0,07 MPa (0,71 kgf/cm²), durante uma hora, sem apresentar vazamento.

11.3.15 Tensão de rádio interferência

O ensaio deve ser executado conforme prescrições da IEC CISPR/TR 18-2.

Constitui falha se a tensão medida for superior aos valores referidos no item 6.9.

11.3.16 Nível de ruído

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

Constitui falha a ocorrência de níveis de ruído superior ao especificado na Tabela 8.

11.3.17 Elevação de temperatura

Deve ser realizado de acordo com a ABNT NBR 5356-2.

Constitui falha a ocorrência de elevações de temperatura dos enrolamentos e do óleo isolante superiores aos limites especificados no item 6.5.


11.3.18 Verificação do equilíbrio de tensões

Este ensaio aplica-se apenas a transformadores monofásicos com 03 buchas no secundário.

O ensaio consiste na medição das tensões U1 e U3, 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 3 Volts.

11.3.19 Ensaio da válvula de alívio de pressão interna



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

- a) Pressão de alívio (tipo e recebimento);
- b) Pressão de vedação (tipo);
- c) Taxas de vazão (tipo).

Constitui falha se a válvula apresentar características diferentes do especificado no item 8.13.

11.3.20 Resistência das juntas de vedação ao óleo isolante

Este ensaio deve ser realizado de acordo com a ASTM D412.

Constitui falha se a junta de vedação apresentar resistência à tração inferior aos especificado no item 8.5.

11.3.21 Compatibilidade das juntas de vedação com o óleo isolante

Este ensaio deve ser realizado de acordo com a ABNT NBR 14274, durante 164 horas.

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 milímetros;
- d) Fator de potência a 100 °C (máximo): 1,6%;
- e) Cor (máxima variação): 0,5.

Constitui falha se a junta de vedação apresentar valores inferiores aos especificado acima.

11.3.22 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 8.

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

11.3.23 Ensaios para verificação da pintura do tanque

11.3.23.1 Aderência

Este ensaio deve ser executado conforme ABNT NBR 11003.

Constitui falha ao não atendimento das especificações da ABNT NBR 11003.

11.3.23.2 Brilho

Este ensaio deve ser executado conforme ASTM D523.

Constitui falha se o acabamento tiver brilho de inferior a 55 ou superior a 65.

11.3.23.3 Espessura de camada de tinta

Este ensaio deve ser executado conforme ABNT NBR 10443.

Constitui falha se os valores medidos de espessura forem inferiores aos valores especificados no item 11.

11.3.23.4 Impermeabilidade

Este ensaio deve ser executado conforme ASTM D870 e em conformidade com a ABNT NBR 5440.

Constitui falha se após 480 horas, houver empolamentos ou defeitos similares.

11.3.23.5 Névoa salina

Este ensaio deve ser executado conforme ABNT NBR 8094 e em conformidade com a ABNT NBR 5440.

Constitui falha se:

- Houver empolamento;
- Penetração superior a 4 mm.

11.3.23.6 Resistência ao óleo isolante

Preparar os painéis somente com o esquema de pintura interna. Os painéis devem resistir a 106 horas imersos em óleo, a (110 ± 2) °C, sem alterações.

Constitui falha se houver empolamento e similares.

11.3.23.7 Resistência atmosférica úmida saturada na presença de SO₂

Este ensaio deve ser executado conforme ABNT NBR 5440.

Constitui falha se após 24 horas de ensaio, apresentar bolhas, enchimentos, absorção de água, carregamento e não pode apresentar manchas e corrosão.

11.3.23.8 Umidade


Este ensaio deve ser executado conforme ASTM D870 e em conformidade com a ABNT NBR 5440.

Constitui falha se após 250 horas de exposição, ocorra empolamentos ou defeitos similares.

11.3.24 Resistência mecânica do (s) suporte (s) para fixação do transformador

Este ensaio deve ser executado conforme ABNT NBR 5440.

Constitui falha se após a retirada da carga, houver:

- 
- a) Deslocamento residual maior que 2 milímetros no sentido de aplicação da carga;
 - b) Trincas ou ruptura no (s) suporte (s) de fixação do transformador.

11.3.25 Ensaio físico-químico do óleo (inclusive PCB)

As características do óleo isolante e os métodos para a verificação destas estão indicados na Resolução ANP N.º 36 de 5/12/2008.

Os ensaios relacionados estão na Tabela 11.

Constitui falha ao não atendimento aos valores limites de qualquer das características físico-químicas indicadas na Tabela 11.

11.3.26 Zincagem

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

- a) Aderência, conforme ABNT NBR 7398;
- b) Espessura da cama de zinco, conforme ABNT NBR 7399;
- c) Uniformidade da cama de zinco, conforme ABNT NBR 7400.

Constitui falha ao não atendimento ao item 8.14.


11.3.27 Estanhagem dos terminais

Este ensaio deve ser executado conforme ASTM B545.

Constitui falha a existência de revestimento de estanho em desacordo com o especificado no item 8.4.2.

11.3.28 Ensaio do comutador

11.3.28.1 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.

11.3.28.2 Ensaio de tipo ou especial

Devem ser verificadas as características dos comutadores, conforme exigências do item 9.3, e funcionamento conforme 11.3.28.1.

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.

11.4 Relatórios dos ensaios

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

- 
- a) Nome do ensaio;
 - b) Nome e/ou marca comercial do fabricante;
 - c) Identificação do laboratório de ensaio;
 - d) Certificados de aferições dos aparelhos utilizados nos ensaios, com validade máxima de 24 meses;
 - e) Número da Ordem de Compra de Material (OCM);
 - f) Tipo e quantidade de material do lote e tipo e quantidade ensaiada;
 - g) Identificação completa do material ensaiado;
 - h) Dia, mês e ano de fabricação;
 - i) Relação, descrição e resultado dos ensaios executados e respectivas normas utilizadas;
 - j) Nome do inspetor e do responsável pelos ensaios;
 - k) Instrumentos/equipamentos utilizados nos ensaios;
 - l) Indicação de normas técnicas aplicáveis;
 - m) Memórias de cálculo, com resultados e eventuais observações;
 - n) Condições ambientes do local dos ensaios;
 - o) Data de início e de término de cada ensaio;
 - p) Nomes legíveis e assinaturas dos respectivos representantes do fabricante e do inspetor da Energisa e data de emissão do relatório.

Os materiais somente serão liberados pelo inspetor após ser entregue a ele uma via dos relatórios de ensaios.

12 PLANOS DE AMOSTRAGEM

12.1 Ensaio de tipo

Para os ensaios de tipo, devem ser seguidos as orientações da ABNT NBR 5440.

12.2 Ensaio de recebimento

A quantidade de amostra a ser submetida a cada um dos ensaios de recebimento é conforme Tabela 19, deve ser retirada, aleatoriamente, de um lote.

Se o lote a ser fornecido for constituído por mais de 280 unidades, essa quantidade deve ser dividida em vários lotes com menor número, cada um deles contendo entre 50 e 90 unidades.

As amostras que tenham sido submetidos a ensaios de recebimento que possam ter afetado suas características elétricas e/ou mecânicas não devem ser utilizados em serviço.

12.3 Ensaio de Especiais

Os ensaios de especiais devem ser formados por 5 unidades, coletadas aleatoriamente na unidade da Energisa.

13 ACEITAÇÃO E REJEIÇÕES

13.1 Ensaio de tipo

Os ensaios de tipo serão aceitos se todos os resultados forem satisfatórios.

Se ocorrer uma falha em um dos ensaios o fabricante pode apresentar nova amostra para ser ensaiada.

Se esta amostra apresentar algum resultado insatisfatório, o transformador não será aceito.

13.2 Ensaio de recebimento

13.2.1 Inspeção geral

Serão rejeitados os transformadores que apresentarem divergências em relação a essa Especificação Técnica ou evidência de materiais inadequados ou defeituosos.

Todo o lote será recusado, se os resultados dos ensaios com valor garantido não obedecerem às tolerâncias estabelecidas na Tabela 7. Os valores garantidos são os declarados pelo fabricante na sua proposta e constantes da OCM.

13.2.2 Ensaios de pintura

Serão rejeitados os transformadores que obtenham classificação diferente de Gr0 ou Gr1 no ensaio de aderência e/ou espessura média da pintura inferior a 0,070 milímetros. Serão rejeitados também, transformadores que apresentarem pintura com empolada (Carroçada ou inchada), tinta escorrida e cor diferente da especificada.

NOTA:

XXV. As unidades rejeitadas devem ser pintadas e submetidas novamente aos ensaios de pintura. O fabricante deve restaurar a pintura de todas as unidades ensaiadas.

13.2.3 Óleo isolante

O critério para aceitação e rejeição do óleo isolante é o estabelecido na Tabela 18 da ABNT NBR 5440, para óleo após contato com o equipamento.

14 NOTAS COMPLEMENTARES

Em qualquer tempo e sem necessidade de aviso prévio, esta Especificação Técnica poderá sofrer alterações, no seu todo ou em parte, por motivo de ordem técnica e/ou devido às modificações na legislação vigente, de forma a que os interessados deverão, periodicamente, consultar a Energisa.

A presente Especificação Técnica não invalida qualquer outra da ABNT ou de outros órgãos competentes, mesmo a partir da data em que a mesma estiver em vigor. Todavia, em qualquer ponto onde surgirem divergências entre esta Especificação

Técnica e as normas dos órgãos citados, prevalecerão as exigências mínimas aqui estabelecidas.

Quaisquer críticas e/ou sugestões para o aprimoramento desta Especificação Técnica serão analisadas e, caso sejam válidas, incluídas ou excluídas deste texto.

As sugestões deverão ser enviadas à Energisa pelo e-mail:

normas.tecnicas@energisa.com.br

15 HISTÓRICO DE VERSÕES DESTE DOCUMENTO

Data	Versão	Descrição das alterações realizadas
06/11/2020	0.0	<ul style="list-style-type: none">Esta 1ª edição.

16 VIGÊNCIA

Esta Especificação Técnica entra em vigor na data de 01/04/2021 e revoga as versões anteriores.

17 TABELAS

TABELA 1 - Códigos padronizados

Transformador Monofásico (F/N)



Imagem meramente ilustrativa

Código Energisa	Potência	Tensão nominal MT	Classe de tensão	Tensão nominal BT	Quant. de buchas	Cor	Empresa
	(kVA)	(kV)	(kV)	(V)			
91481	10	7,967	15	254/127	3 Buchas	Cinza-claro - Munsell N 6.5	ESS
91482	15						
91483	25						

Transformador trifásico

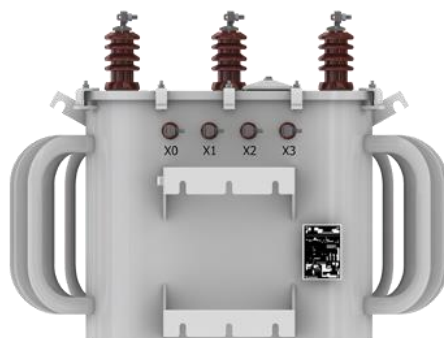


Imagem meramente ilustrativa

Código Energisa	Potência	Tensão nominal MT	Classe de tensão	Tensão nominal BT	Quant. de buchas	Cor	Empresa
	(kVA)	(kV)	(kV)	(V)			
91484	15	13,8	15	220/127	4 Buchas	Cinza-claro - Munsell N 6.5	ESS
91485	30						
91491	45						
91486	75						
91487	112,5						
91488	150						
91489	225						
91490	300						

TABELA 2 - Níveis de isolamento

Tensão máxima do equipamento	Tensão suportável nominal à frequência industrial durante 1 min.	Tensão suportável nominal de impulso atmosférico	Espaçamento mínimo no ar	
			Fase-Terra	Fase-Fase
(KV _{ef})		(kV _{cr})	(mm)	
1,2 ²	10,0	30,0	25,0	
15,0	34,0	95,0	130,0	140,0

NOTA:

- I. Para efeitos desta Especificação Técnica, entende-se por “tensão máxima do equipamento” a sua classe de tensão.
- II. O nível de isolamento correspondente a 1,2 kV só é aplicável à baixa-tensão do transformador.
- III. Correspondem a valores mínimos a serem fabricados. Valores superiores admissíveis constam na ABNT NBR 5356-3.

TABELA 3 - Derivações e relações de tensões

Tipo	Tensão Sistema	Derivações (Taps)	
	(kV)	Quant.	Tensões
			(V)
Monofásica	13,8 / $\sqrt{3}$	7	8.313 / 7.967 / 7.621 / 7.274 / 6.928 / 6.582 / 6.235
Trifásica	13,8	7	13.800 / 13.200 / 12.600 / 12.000 / 11.400 / 10.800 / 10.200

TABELA 4 - Limites de elevação de temperatura

Temperatura	Limites de elevação de temperatura
	(°C)
Média dos enrolamentos	65
Ponto mais quente dos enrolamentos	80
Óleo isolante (topo do óleo)	60
Temperatura de referência das perdas totais e impedância	85

NOTA:

- I. A isolação dos enrolamentos (condutores e isolamento entre camadas) deve ser em papel termoestabilizado compatível com o óleo isolante.

TABELA 5 - Valores de perdas, correntes de excitação e tensões de curto-circuito para transformadores monofásicos

	Potência nominal	Eficiência	Perdas em vazio máximas (Po)	Perdas totais máximas (Pt)	Rendimento mínimo C=0,5 e Fp=0,92	Corrente de excitação máxima (Io)	Tensão de curto-circuito
	(kVA)	Nível	(W)		(%)		
Classe de tensão - 15 kV	10	A	30	160	98,66	2,70	3,50
		B	35	180	98,47		
		C	40	200	98,29		
		D	45	225	98,08		
	15	A	40	215	98,80	2,40	
		B	45	240	98,66		
		C	50	270	98,50		
		D	60	300	98,29		
	25	A	55	310	98,98	2,20	
		B	65	355	98,82		
		C	70	395	98,70		
		D	80	435	98,55		

TABELA 6 - Valores de perdas, correntes de excitação e tensões de curto-circuito para transformadores trifásicos

Potência nominal	Eficiência	Perdas em vazio máximas (Po)	Perdas totais máximas (Pt)	Rendimento mínimo C=0,5 e Fp=0,92	Corrente de excitação máxima (Io)	Tensão de curto-circuito	
(kVA)	Nível	(W)		(%)			
Classe de tensão - 15 kV	15	A	45	265	98,57	4,0	3,5
		B	50	290	98,43		
		C	60	330	98,19		
		D	75	370	97,89		
	30	A	75	445	98,80	3,6	
		B	90	495	98,63		
		C	110	560	98,41		
		D	130	630	98,19		
	45	A	100	610	98,91	3,2	
		B	115	670	98,79		
		C	140	760	98,59		
		D	170	855	98,38		
	75	A	150	895	99,03	2,7	
		B	175	990	98,91		
		C	215	1.125	98,73		
		D	255	1.260	98,55		
	112,5	A	195	1.210	99,14	2,5	
		B	230	1.340	99,03		
		C	285	1.525	98,86		
		D	335	1.705	98,71		
150	A	245	1.500	99,20	2,3		
	B	285	1.655	99,10			
	C	350	1.880	98,95			
	D	420	2.110	98,79			
225	A	330	2.100	99,26	2,1	4,5	

Potência nominal	Eficiência	Perdas em vazio máximas (Po)	Perdas totais máximas (Pt)	Rendimento mínimo C=0,5 e Fp=0,92	Corrente de excitação máxima (Io)	Tensão de curto-circuito
(kVA)	Nível	(W)		(%)		
225	B	380	2.315	99,17	2,1	4,5
	C	470	2.630	99,03		
	D	560	2.945	98,90		
300	A	410	2.610	99,31	1,9	
	B	475	2.885	99,23		
	C	585	3.275	99,10		
	D	700	3.670	98,97		

TABELA 7 - Tolerâncias

Características especificadas	Tolerância
Impedância de curto-circuito dos enrolamentos	$\pm 7,5 \%$
Perdas em vazio	+ 10%
Perdas totais	+ 6%
Relação de tensão em qualquer derivação	$\pm 0,5 \%$
Relação de tensão em transformadores providos de derivação. Quando a espira for superior a 0,5 % da tensão de derivação respectiva, a tolerância especificada aplica-se ao valor de tensão correspondente à espira completa mais próxima	$\pm 1/10$ da impedância de curto-circuito expressa em porcentagem
Corrente de excitação	+ 20 %

TABELA 8 - Diagrama de polaridade

Tensão máxima do equipamento		Primário	Secundário	
(kV)			3 buchas	
Fase / Neutro	15 / $\sqrt{3}$	H1 H2T	X1 X2 X3	

TABELA 9 - Diagrama fasorial

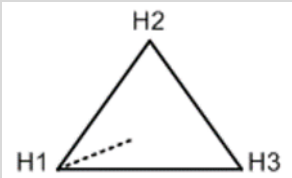
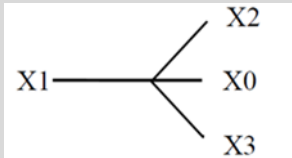
Tensão máxima do equipamento fase-fase (kV)	Primário	Secundário 4 buchas
15,0		

TABELA 10 - Níveis máximos de ruído

Potência nominal do transformador (kVA)	Nível máximo de ruído (dB)
1 a 50	48
51 a 100	51
101 a 300	55

TABELA 11 - Características do óleo isolante após contato com equipamento - Óleo mineral

Características do óleo mineral isolante (OMI)	Unidade	Norma	Valor
Tensão interfacial	mN/m	ASTM D971 ou ABNT NBR 6234	≥ 40
Teor de água	mg/kg ¹	ASTM D1533 ou ABNT NBR 10710	≤ 25
Rigidez dielétrica (eletrodo de disco) ²	kV	ASTM D877 ou ABNT NBR 6869	≥ 30
Rigidez dielétrica (eletrodo de calota) ²	kV	ABNT NBR IEC 60156	≥ 45
Fator de perdas dielétricas ou fator de dissipação a 25 °C ³	%	ASTM D924 ou ABNT NBR 12133	≤ 0,05
Fator de perdas dielétricas ou fator de dissipação a 100 °C ³	%	ASTM D924 ou ABNT NBR 12133	≤ 0,9
Índice de neutralização	mgKOH/g	ASTM D974 ou ABNT NBR 14248	≤ 0,03
Teor de bifenilaspolicloradas (PCB)	mg/kg ¹	ABNT NBR 13882	Não detectado

NOTA:

- I. A unidade mg/kg equivale a ppm.
- II. Qualquer um dos métodos de medição da rigidez dielétrica pode ser utilizado.
- III. Qualquer um dos métodos de medição do fator de perdas dielétricas pode ser utilizado.

TABELA 12 - Espessura mínima da chapa de aço

Potência do transformador (kVA)	Espessura (mm)		
	Tampa	Corpo	Fundo
$P \leq 10$	1,90		
$10 < P \leq 150$	2,65		3,00
$150 < P \leq 300$	3,00		4,75

NOTA:

- I. As espessuras estão sujeitas às tolerâncias da ABNT NBR 6650.

TABELA 13 - Características elétricas das buchas isolantes

Tensão nominal (kV _{ef})	Corrente nominal (A)	Tensão suportável nominal à frequência industrial durante 1 min (kV _{ef})	Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (kV _{cr})	Distância de arco externo mínima (mm)	Distância de escoamento (mm)
1,2 ⁽¹⁾ / 1,3 ⁽²⁾	160	10	30	47	50
	400			60	65
	800			81	87
15,0	160	34	110	155	280

NOTA:

- I. ABNT NBR 16856;
- II. ABNT NBR 5437.

TABELA 14 - Buchas e terminais de baixa tensão de transformador monofásico e transformador trifásico

Transformador monofásico	Potência	Tensão nominal da bucha	Maior tensão secundária
	(kVA)	(kV)	
	10	1,3	T2 - 160A
	15		
	25		

Transformador trifásico	Potência	Tensão nominal da bucha	Maior tensão secundária
	(kVA)	(kV)	
	15	1,3	T2 - 160A
	30		
	45		
	75		T2 - 400A
	112,5		T3 - 800A
	150		
	225		
	300		

TABELA 15 - Momento de torção

Tipo da rosca	Torque mínimo	
	(N.m)	(kgf.m)
M10	16,70	1,70
M12	28,20	2,88
M16	76,00	7,75

TABELA 16 - Características dos materiais de vedação

Característica	Método de ensaio	Valores nominais
Densidade	ASTM D297	1,15 g/cm ³ a 1,30 g/cm ³
Dureza Shore A	ASTM D2240	(65 ± 5) pontos
Cinza	ASTM D297	1 % a 3 %
Enxofre livre	ASTM D1619	Negativo
Resistência à tração	ASTM D412	(100 ± 10) kg/cm ²
Deformação permanente	-	70 h a 100 °C, máx. 15 % à compressão
Envelhecimento	ABNT NBR 11407 ou ASTM D471	70 h em óleo isolante, a 100 °C, com: variação de volume = 0 % a 5 % variação de dureza = -10 a +5 pontos

TABELA 17 - Padronização dos elos-fusíveis

	Potência	Correntes Nominais
		7,967 kV
	(kVA)	Elo
Transf. monofásico	10	1 H
	15	2 H
	25	3 H

	Potência	Correntes Nominais
		13,8 kV
	(kVA)	Elo
Transformador trifásico	15	0,5 H
	30	1 H
	45	2 H
	75	3 H
	112,5	5 H
	150	6 K
	225	10 K
	300	12 K

TABELA 18 - Informações constantes no QR-CODE e RFID

Linha	Significado da informação	Número de caracteres	Ex. gravação
1	Código do transformador	10 numéricos	Ex.: 0020004412
2	CRC do fabricante	10 numéricos	Ex.: 0001234567
3	Referência do material (do fabricante)	Máximo 30 (alfanuméricos, hifens, barras, espaço)	O mesmo da homologação dos materiais
4	Dia/mês/ano de fabricação	10 (numéricos e barras)	Ex.: DD/MM/AAAA
5	Número de série	Conforme padrão do fornecedor	
6	Número de fases	02 numéricos	Ex.: 05
7	Potência nominal (kVA)	03 numéricos	Ex.: 300
8	Tensão (kV)	4 (numéricos e virgula)	Ex.1: 34,5 - Ex.2: 19,9
9	Número de patrimonial	10 numéricos	Ex.: 5603002010
10	Número da ordem de compra	15 (alfanuméricos, espaço e barras)	Ex.: 4400004444/2016

TABELA 19 - Plano de amostragem para ensaios de recebimento

Tamanho do lote	<ul style="list-style-type: none"> Resistência dos enrolamentos; Resistência de isolamento; Relação de transformação; Polaridade; Deslocamento angular e sequência de fases; Impedância de curto-circuito; Perdas em carga e perdas em vazio; Corrente de excitação; Elevação de temperatura; Equilíbrio de tensões; Funcionamento do comutador. 				<ul style="list-style-type: none"> Inspeção geral; Verificação dimensional; Estanqueidade; Zincagem; Estanhagem dos terminais de ligação; Ensaio da válvula de alívio de pressão interna; Aderência e espessura da pintura; Resistência mecânica dos suportes; Verificação do torque; Resistência das juntas de vedação ao óleo isolante; Compatibilidade das juntas de vedação com o óleo isolante. 			
	Amostragem dupla normal Nível de inspeção S1 NQA 6,5%				Amostragem dupla normal Nível de inspeção S3 NQA 6,5%			
	Amostra		Ac	Re	Amostra		Ac	Re
	Seq.	Tam.			Seq.	Tam.		
até 50	-	3	0	1	-	2	0	1
51 a 90	-	3	0	1	1 ^a	5	0	2
	2 ^a				1		2	
91 a 280	1 ^a	8	0	2	1 ^a	5	0	2
	2 ^a		1	2	2 ^a		1	2
281 a 500	1 ^a	13	0	3	1 ^a	5	0	2
	2 ^a		3	4	2 ^a		1	2
501 a 1.200	1 ^a	20	1	4	1 ^a	8	0	3
	2 ^a		4	5	2 ^a		3	4

Tamanho do lote	<ul style="list-style-type: none"> Tensão aplicada; Tensão induzida; Impulso atmosférico; Ensaio físico-químico do óleo mineral. 		
	Amostragem simples normal Nível de inspeção S3 NQA 1,0%		
	Amostra	Ac	Re
até 50	13	0	1
51 a 90	13	0	1
91 a 280	13	0	1
281 a 500	13	0	1
501 a 1.200	13	0	1

Legenda:

Seq. - Sequência de ensaios das amostras;

Tam. - Tamanho das amostras;

Ac - número de aceitação;

Re - número de rejeição.

TABELA 20 - Relação de ensaios

Item	Descrição dos ensaios	Tipos de ensaios
11.3.1	Inspeção geral	RE
11.3.2	Verificação dimensional	RE
11.3.3	Resistência dos enrolamentos	T / RE
11.3.4	Resistência de isolamento	RE
11.3.5	Relação de transformação	T / RE
11.3.6	Polaridade	T / RE
11.3.7	Deslocamento angular e sequência de fases	T / RE
11.3.8	Impedância de curto-circuito	T / RE
11.3.9	Perdas em carga e perdas em vazio	T / RE
11.3.10	Corrente de excitação	T / RE
11.3.11	Tensão suportável à frequência industrial	T / RE
11.3.12	Tensão induzida de curta duração	T / RE
11.3.13	Tensão suportável de impulso atmosférico	T
11.3.14	Estanqueidade e resistência à pressão a frio	RE
11.3.15	Tensão de rádio interferência	T
11.3.16	Nível de ruído	T
11.3.17	Elevação de temperatura	T / RE
11.3.18	Verificação do equilíbrio de tensões	RE
11.3.19	Ensaio da válvula de alívio de pressão interna	RE
11.3.20	Resistência das juntas de vedação ao óleo isolante	RE
11.3.21	Compatibilidade das juntas de vedação com o óleo isolante	RE
11.3.22	Verificação do torque nos terminais	RE
11.3.23	Verificação da pintura do tanque:	
11.3.23.1	Aderência	T / RE
11.3.23.2	Brilho	T
11.3.23.3	Espessura de camada de tinta	T / RE
11.3.23.4	Impermeabilidade	T
11.3.23.5	Névoa salina	T
11.3.23.6	Resistência ao óleo isolante	T

Item	Descrição dos ensaios	Tipos de ensaios
11.3.23.7	Resistência atmosférica úmida saturada na presença de SO ₂	T
11.3.23.8	Umidade	T
11.3.24	Resistência mecânica do suporte para fixação do transformador	T / RE
11.3.25	Ensaio físico-químico do óleo (inclusive PCB)	T / RE
11.3.26	Zincagem	RE
11.3.27	Estanhagem dos terminais	RE
11.3.28	Ensaio do comutador	T / RE

Legenda:

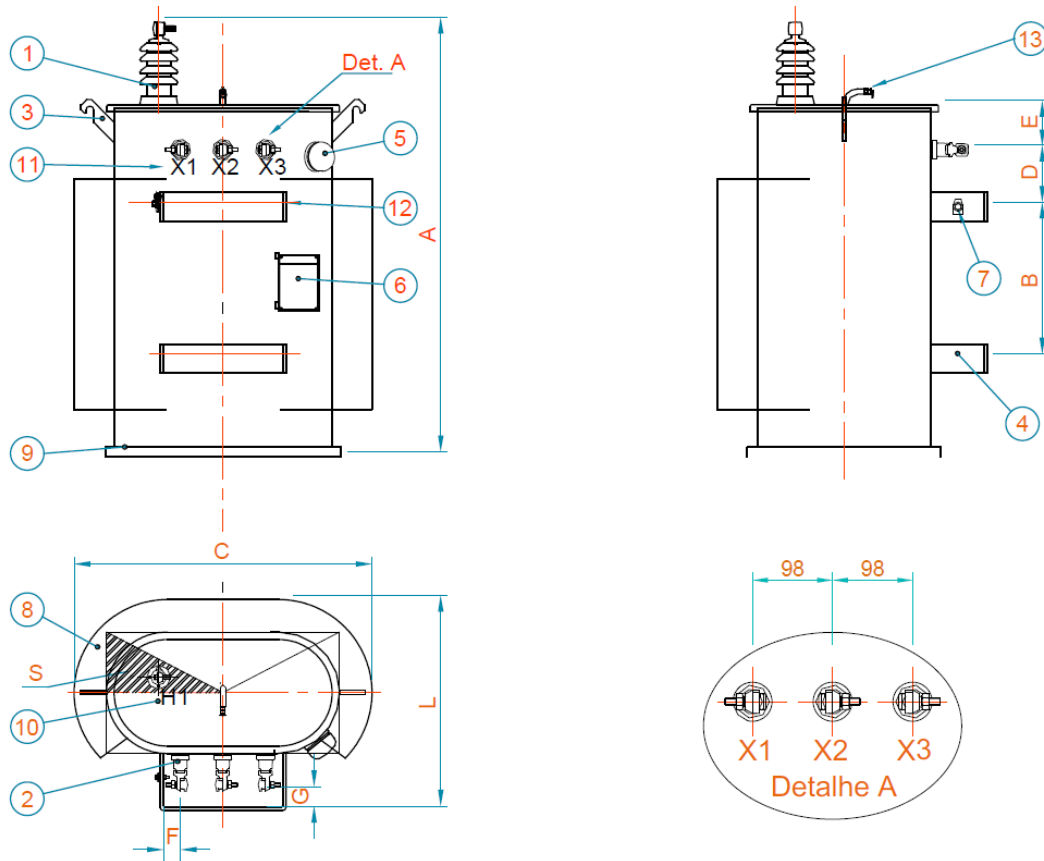
T - Ensaio de tipo;

RE - Ensaio de recebimento;

E - Ensaio especial.

18 DESENHOS

DESENHO 1 - Transformador monofásico (F/N)



Legenda:

1 - Bucha de média-tensão

2 - Bucha de baixa tensão

3 - Alça de suspensão

4 - Suporte para fixação ao poste

5 - Acionamento externo do comutador

6 - Placa de identificação

7 - Dispositivo de aterramento

8 - Radiadores

9 - Estrutura de apoio

10 - Marcação dos terminais externos MT

11 - Marcação dos terminais externos BT

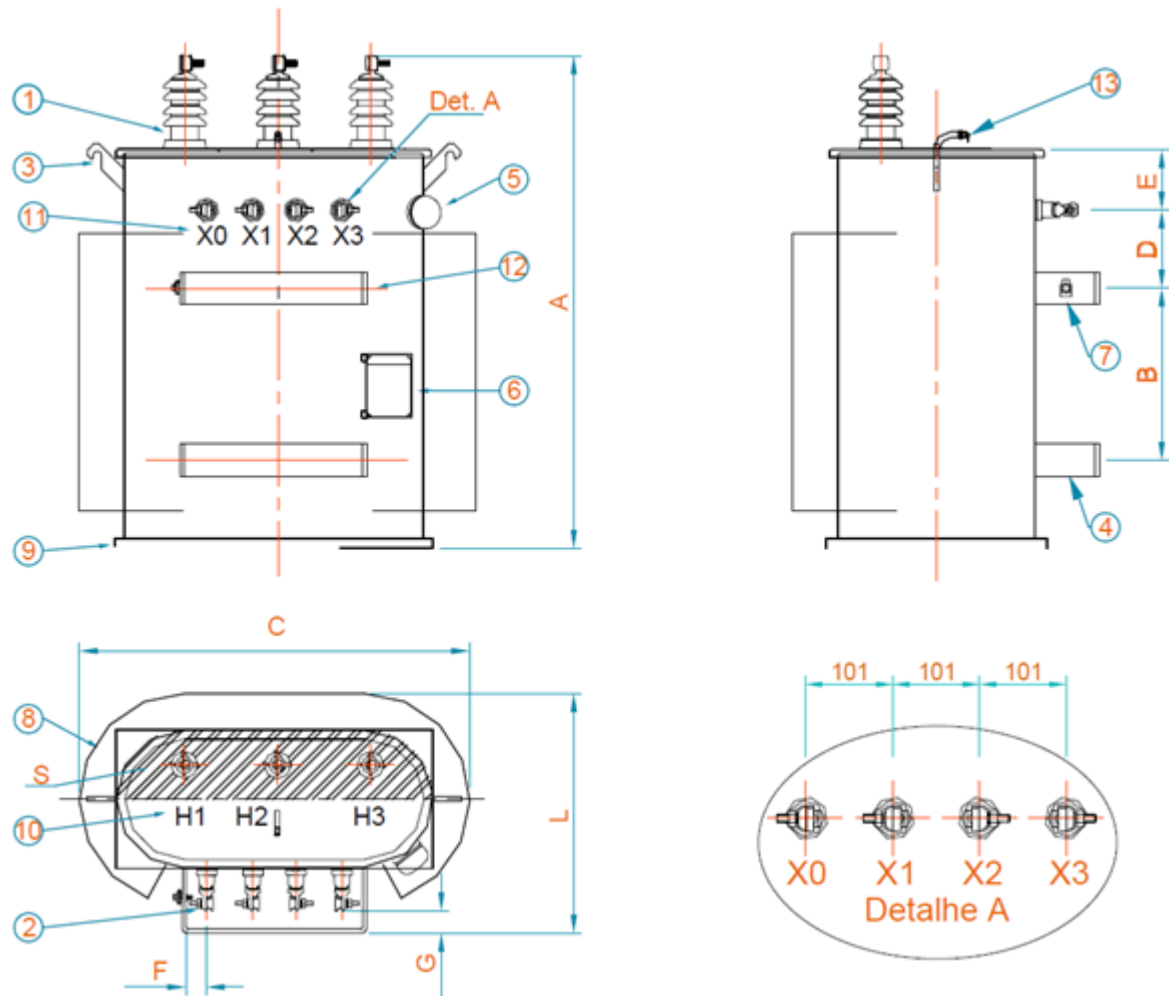
12 - Placa de identificação (alternativa)

13 - Dispositivo de alívio de pressão

S - Área para localização das buchas MT

		15 kV
		$P \leq 25,0$
Cotas máximas	A	1.200
	C	800
	L	900
Cotas mínimas	G	50
	F	65
	D	$120 \pm 5\%$
	B	$200 \pm 5\%$
	E	$100 \pm 10\%$

DESENHO 2 - Transformador trifásico



Legenda:

1 - Bucha de média-tensão

2 - Bucha de baixa tensão

3 - Alça de suspensão

4 - Suporte para fixação ao poste

5 - Acionamento externo do comutador

6 - Placa de identificação

7 - Dispositivo de aterramento

8 - Radiadores

9 - Estrutura de apoio

10 - Marcação dos terminais externos MT

11 - Marcação dos terminais externos BT

12 - Placa de identificação (alternativa)

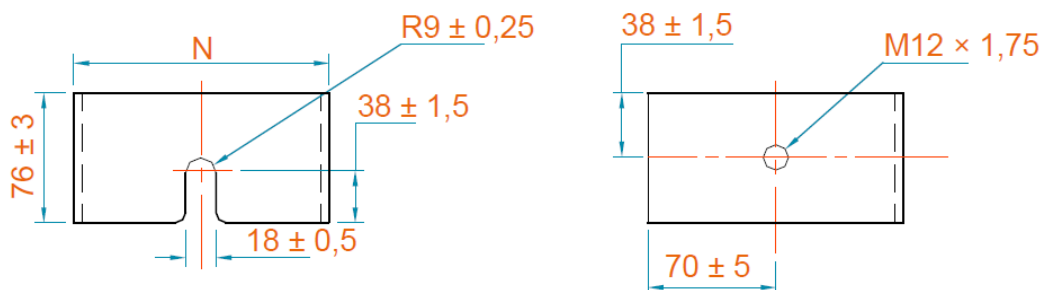
13 - Dispositivo de alívio de pressão

S - Área para localização das buchas MT

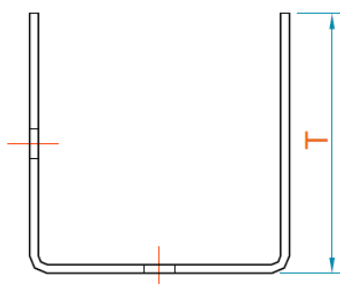
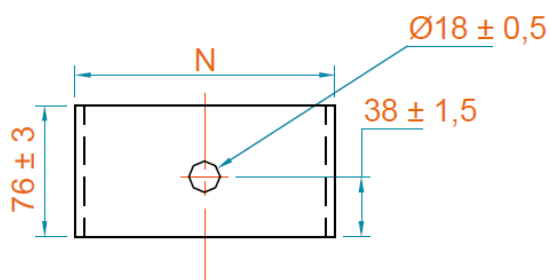
		15 kV		
		P ≤ 45	45 < P ≤ 150	P > 150
Cotas máximas	A	1.300	1.300	1.800
	C	1.300	1.350	1.650
	L	750	950	1.150
Cotas mínimas	G	50		
	F	65		
	D	120 ± 5%	150 ± 5%	
	B	200 ± 5%	200 ou 400	
	E	100 ± 10%		

DESENHO 3 - Suporte fixação do transformador - Tipo 1

Suporte superior



Suporte inferior

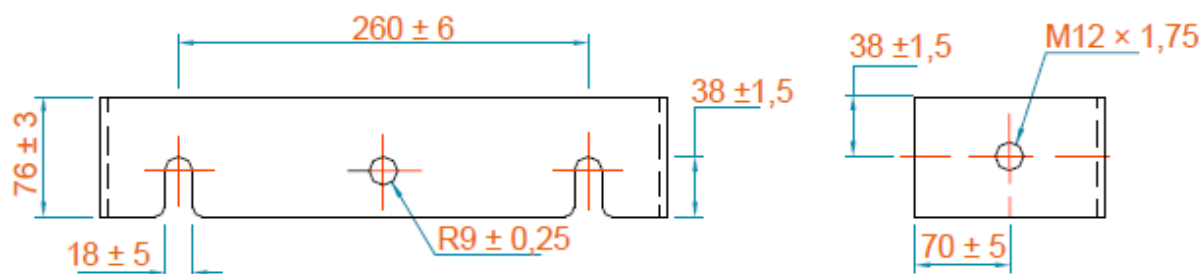


NOTAS:

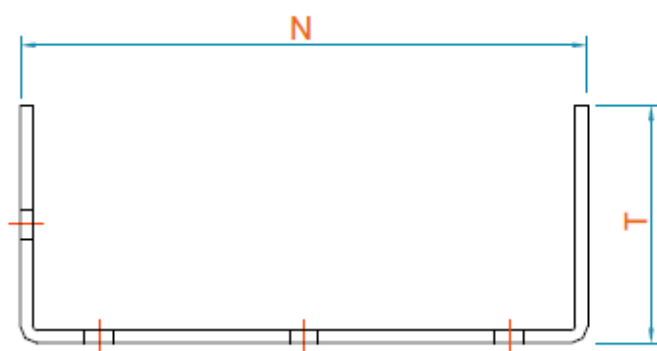
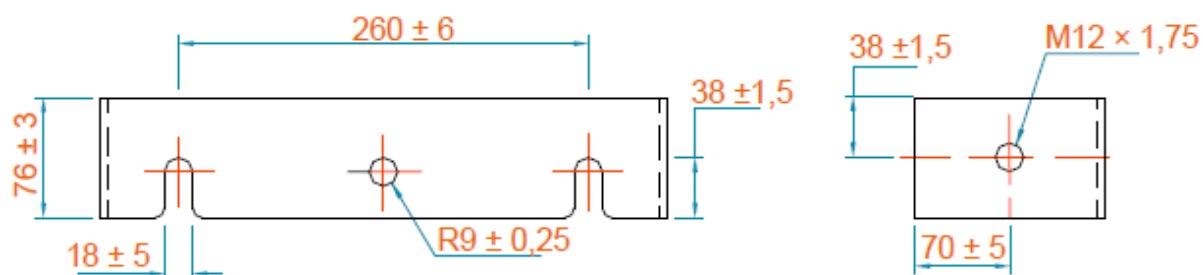
- I. As cotas “T” e “N” devem assumir valores de forma a atender as exigências dos Desenhos 1 e 2.

DESENHO 4 - Suporte fixação do transformador - Tipo 2

Suporte superior



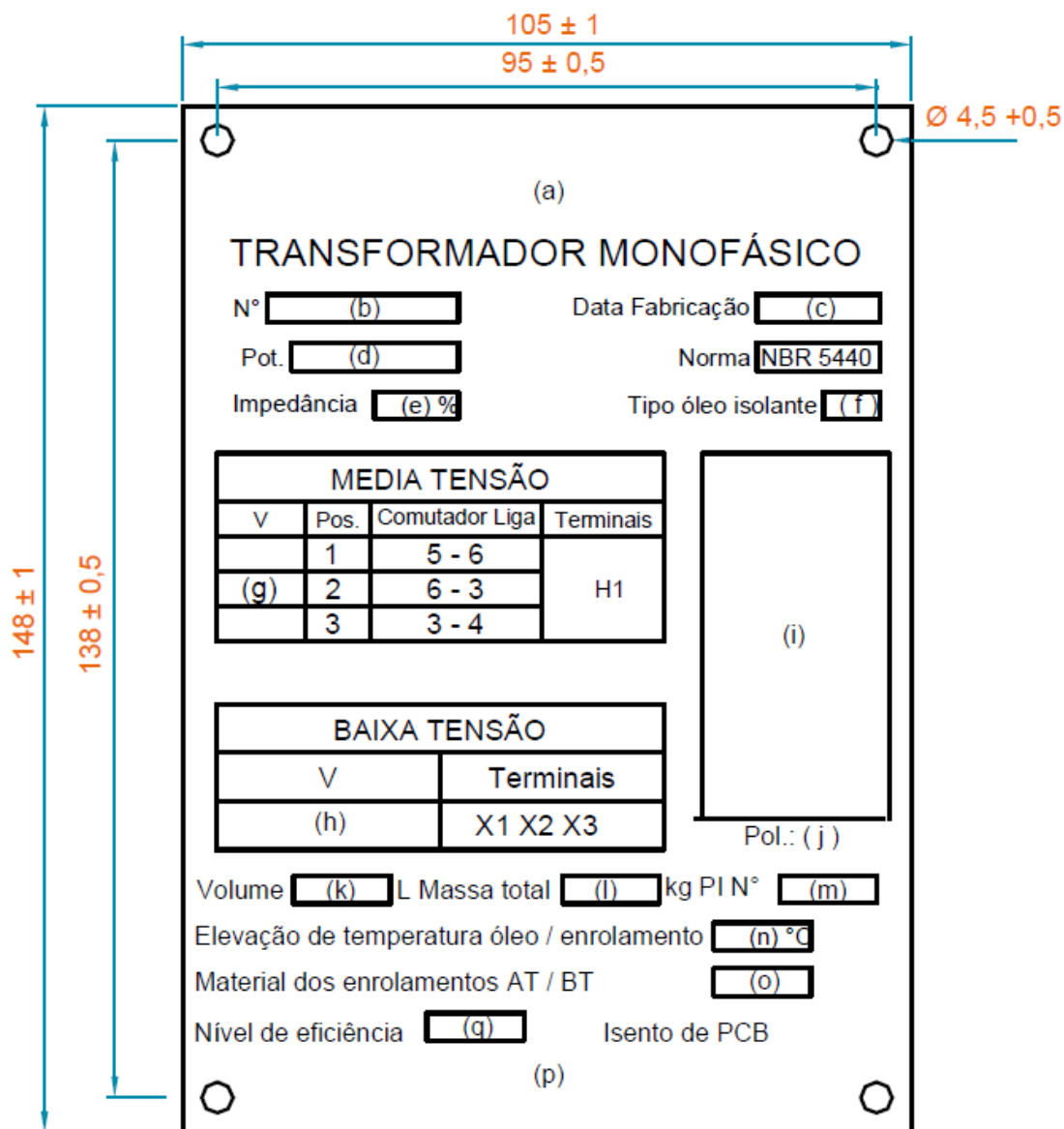
Suporte inferior



NOTAS:


1. As cotas "T" e "N" devem assumir valores de forma a atender as exigências dos Desenhos 1 e 2.

DESENHO 5 - Placa de identificação - Transformador monofásico - 3 buchas



Legenda:

- | | |
|--|--|
| <p>(a) - Nome e demais dados do fabricante e local de fabricação</p> <p>(b) - Número de série de fabricação</p> <p>(c) - Mês e ano de fabricação</p> | <p>(d) - Potência em quilovolts-ampère</p> <p>(e) - Impedância de curto-circuito, em porcentagem</p> |
|--|--|



(f) - Tipo do óleo mineral isolante (tipo A ou tipo B)

(g) - Tensões nominais de média tensão

(h) - Tensão nominal de baixa tensão

(i) - Diagrama de ligação dos enrolamentos

(j) - Polaridade (subtrativa ou aditiva)

(k) - Volume total do líquido isolante do transformador, em litros

(l) - Massa total do transformador, em quilogramas

(m) - Número da placa de identificação

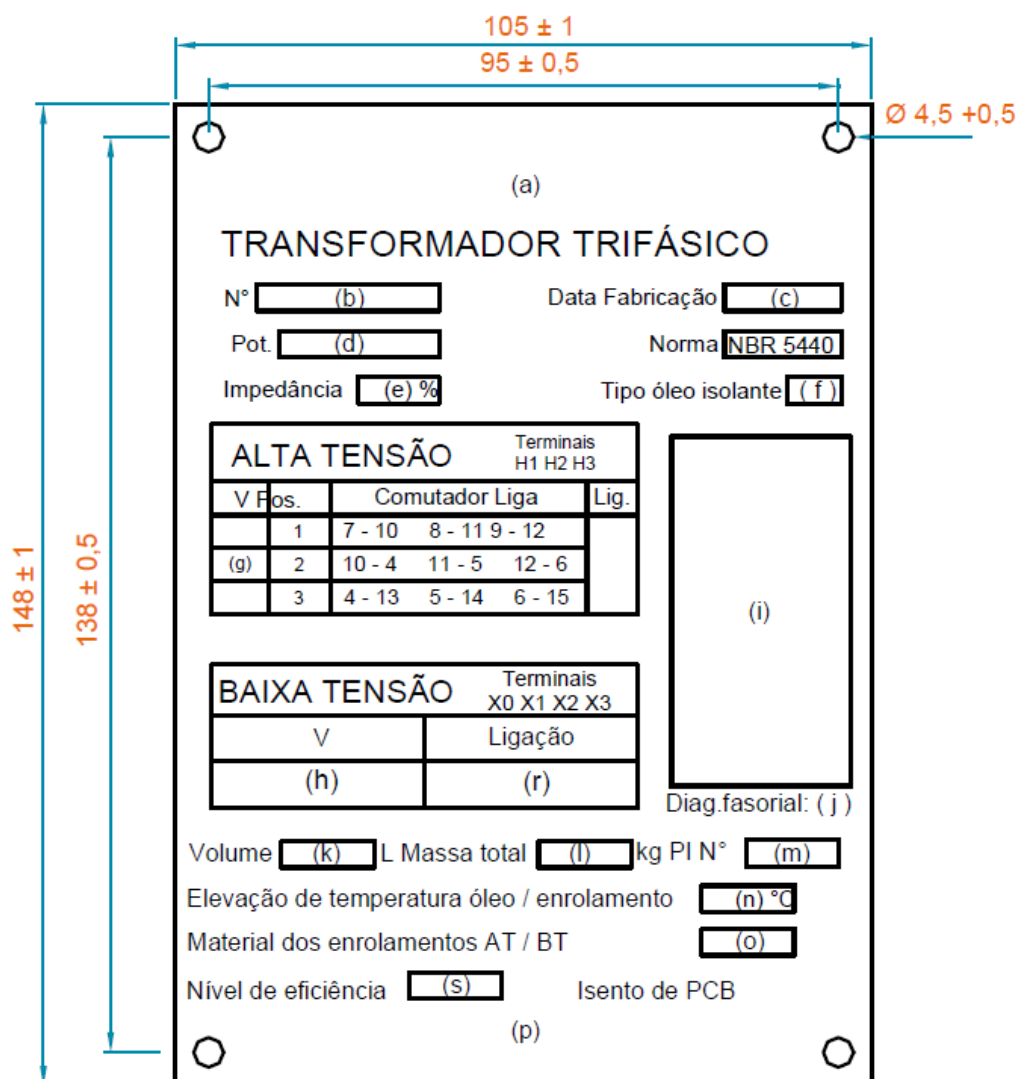
(n) - Elevação de temperatura óleo/enrolamento

(o) - Material dos enrolamentos MT/BT (por exemplo: Al/Cu)

(p) - QR-CODE

(q) - Nível de eficiência (A, B, C ou D)

DESENHO 6 - Placa de identificação - Transformador trifásico



Legenda:

- (a) - Nome e demais dados do fabricante e local de fabricação
- (b) - Número de série de fabricação
- (c) - Mês e ano de fabricação
- (d) - Potência em quilovolts-ampère
- (e) - Impedância de curto-circuito, em porcentagem
- (f) - Tipo do óleo mineral isolante (tipo A ou tipo B)
- (g) - Tensões nominais de alta-tensão

(h) - Tensão nominal de baixa tensão

(i) - Diagrama de ligação dos enrolamentos

(j) - Diagrama fasorial (por exemplo: Dyn1)

(k) - Volume total do líquido isolante do transformador, em litros

(l) - Massa total do transformador, em quilogramas

(m) - Número da placa de identificação

(n) - Elevação de temperatura óleo/enrolamento

(o) - Material dos enrolamentos MT/BT (por exemplo: Al/Cu)

(p) - QR-CODE

(q) - Símbolo do diagrama de ligação da média tensão

(r) - Símbolo do diagrama de ligação da baixa tensão (por exemplo: Y)

(s) - Nível de eficiência (A, B, C, D ou E)

DESENHO 7 - Diagramas de ligação

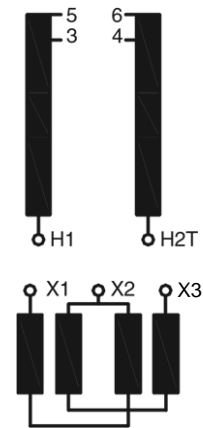
Transformador monofásico

Polaridade subtrativa

Núcleo envolvente

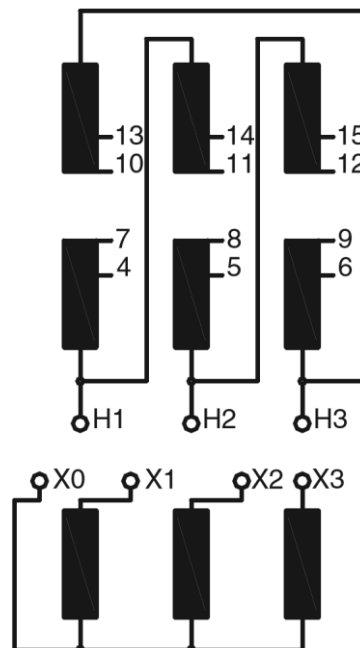


Núcleo envolvido



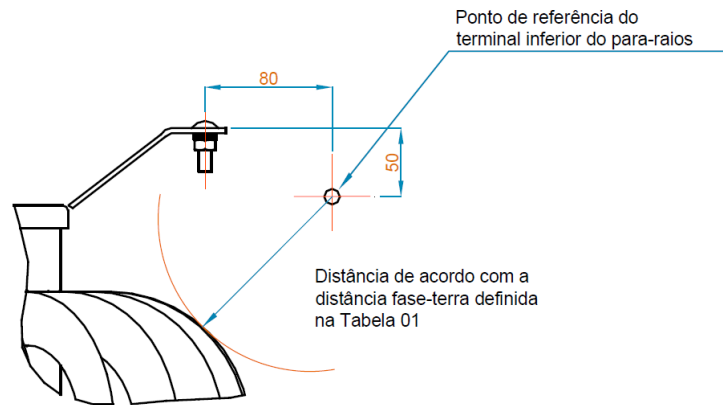
Transformador trifásico

Diagrama fasorial Dyn1

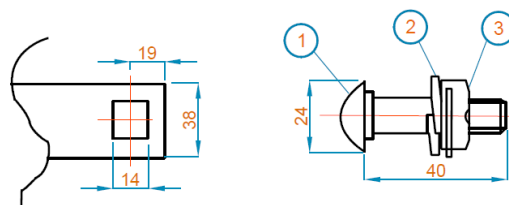


DESENHO 8 - Suporte para fixação de para-raios

Suporte para fixação de para-raios



Componentes do suporte de para-raios

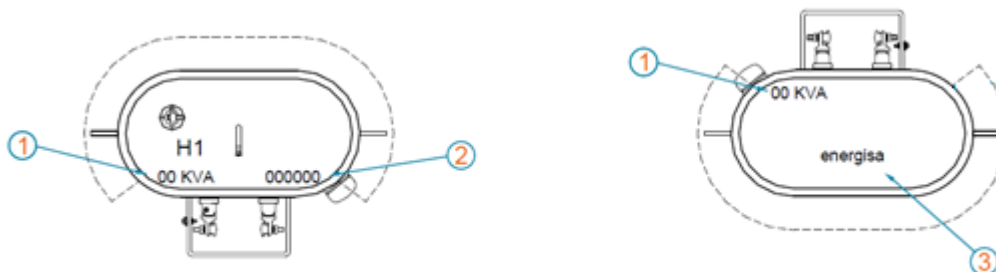


Legenda

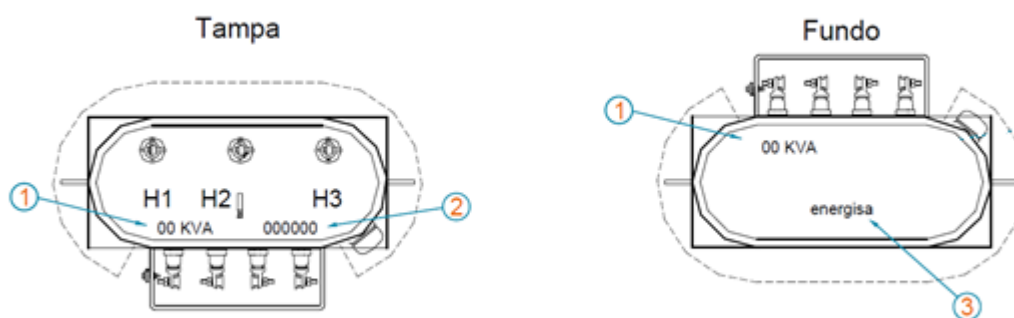
- 1) Parafuso de cabeça abaulada, pescoço quadrado M12 x 1,75 com 40 mm de comprimento, em aço-carbono, revestido de zinco por imersão a quente;
- 2) Arruela de pressão de aço-carbono, zincada por imersão a quente;
- 3) Porca sextavada, rosca M12, aço-carbono, zincada por imersão a quente.

DESENHO 9 - Marcações do transformador - Tampa e fundo

Transformador monofásico



Transformador trifásico



Legenda:

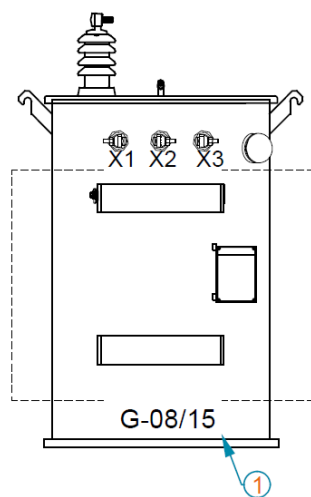
1) Potência

3) Nome da empresa

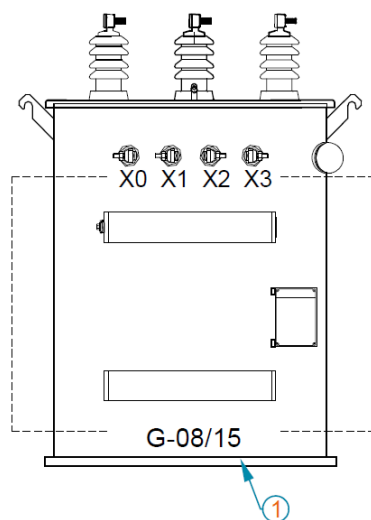
2) Número patrimonial

DESENHO 10 - Marcações do transformador - Frontal

Transformador monofásico



Transformador trifásico

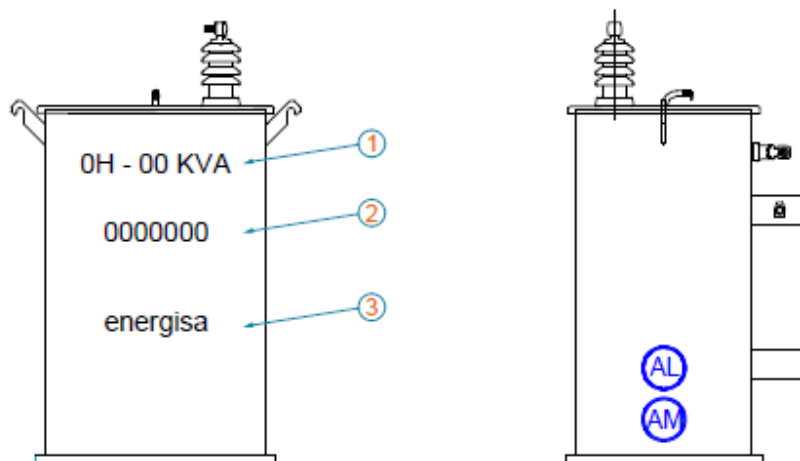


Legenda:

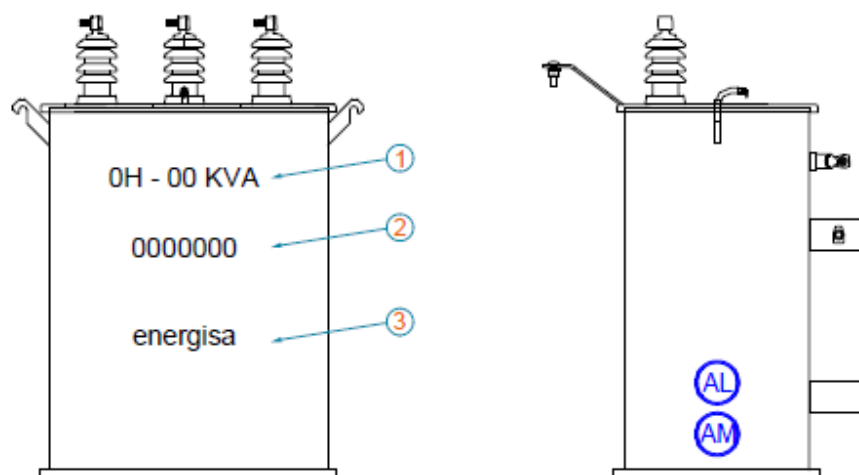
1) Prazo final de garantia

DESENHO 11 - Marcações do transformador - Traseira e lateral - Transformador sem radiador

Transformador monofásico



Transformador trifásico



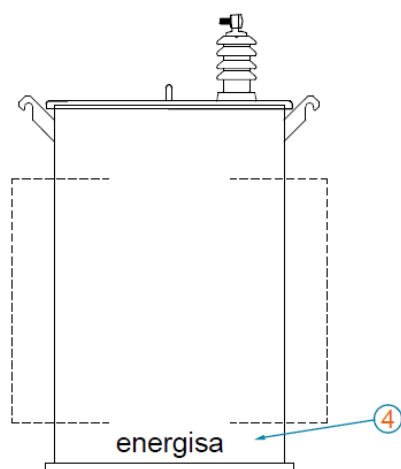
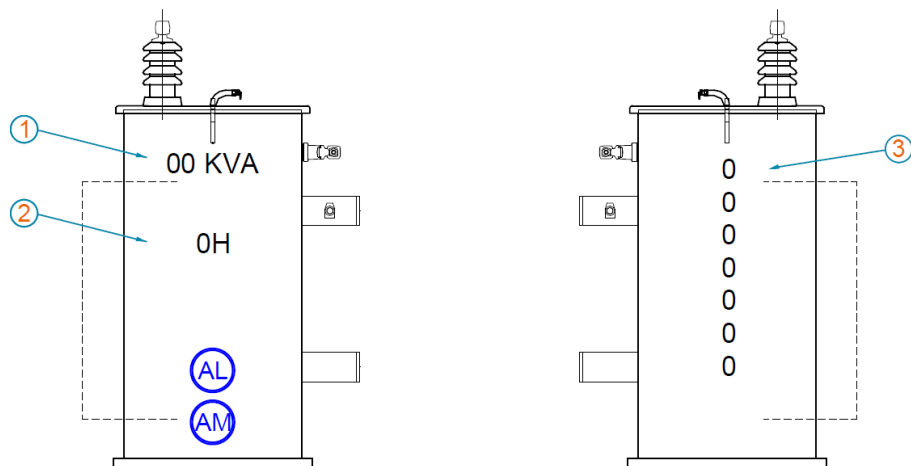
Legenda:

1) Elo e Potência;

3) Nome da empresa

2) Número patrimonial

DESENHO 12 - Marcações do transformador - Traseira e lateral - Transformador com radiador



Legenda:

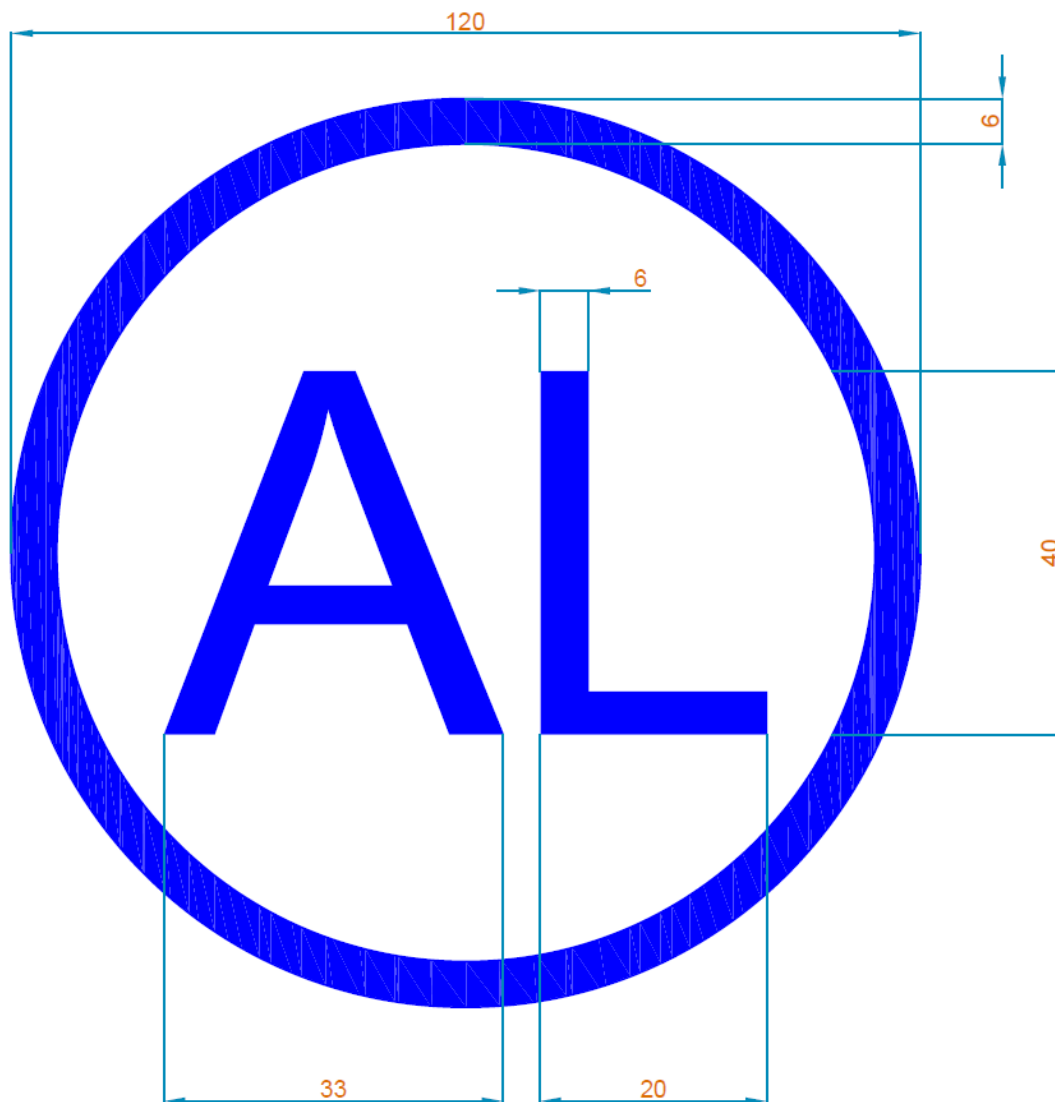
1) Potência;

3) Número patrimonial

2) Elo;

4) Nome da empresa

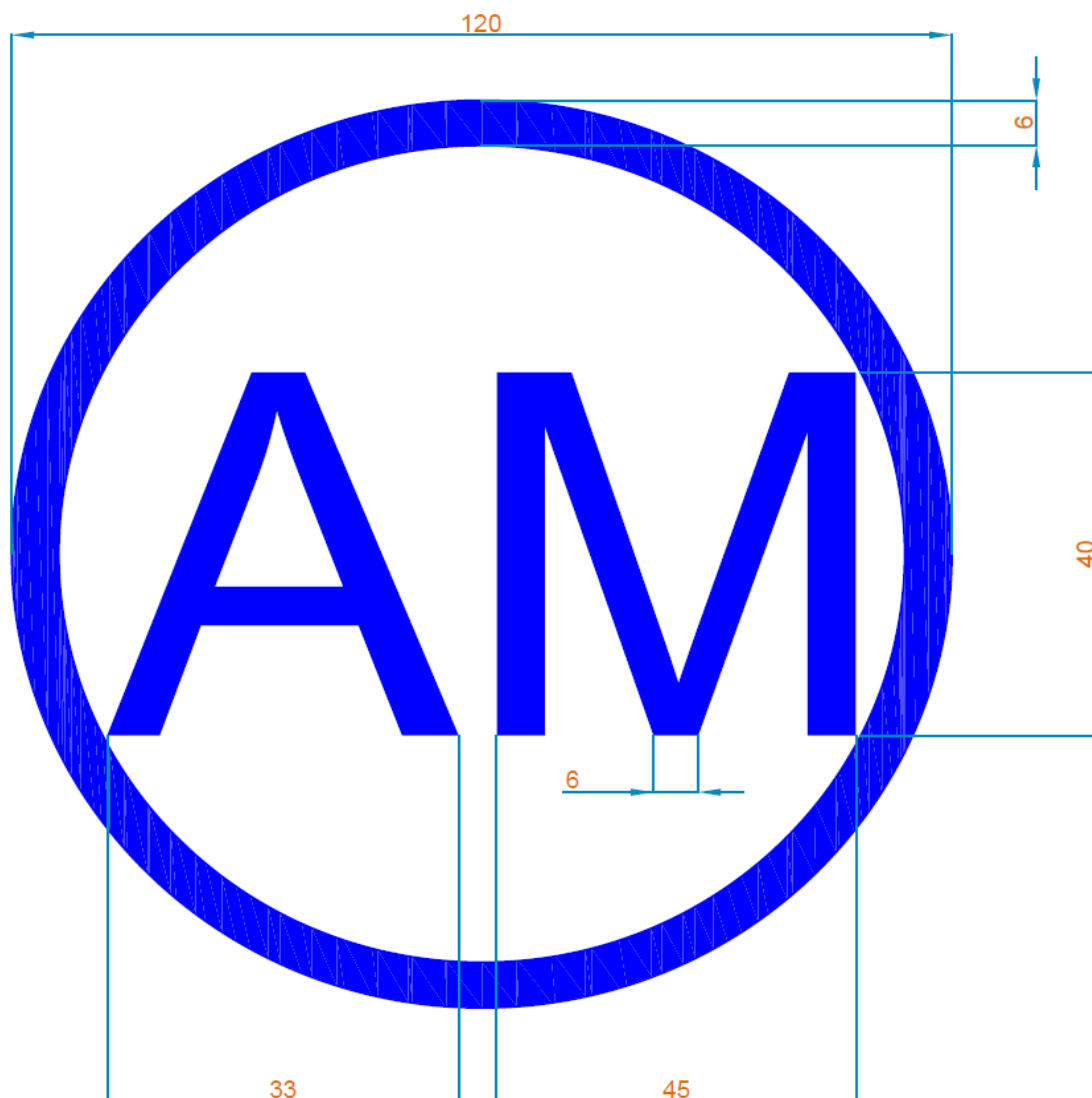
DESENHO 13 - Simbologia de identificação de enrolamentos em alumínio



NOTA:

- I. Para os transformadores de área de poluição atmosférica, as simbologias deverão ser cor preta, notação Munsell N1.




DESENHO 14 - Simbologia de identificação de núcleo de metal amorfo



NOTA:

- I. Para os transformadores de área de poluição atmosférica, as simbologias deverão ser cor preta, notação Munsell N1.

DESENHO 15 - Etiqueta nacional de conservação de energia (ENCE) -
Tamanho normal

		82 mm				
		57 mm	25 mm			
123 mm	35 mm	<p>Energia (Elétrica)</p> <p>Fornecedor Modelo</p> <p>Tipo Potência (kVA) Classe de Tensão (kV)</p>	<p>TRANSFORMADOR EM LÍQUIDO ISOLANTE PARA REDE DE DISTRIBUIÇÃO</p> <p>ABCDEF XYZ(Logo)</p> <p>ABC 1 2 3 ABC 1 2 3 ABC 1 2 3</p>			
	25 mm	<p>Perdas máximas (tap nominal)</p> <p>- Vazio (W) - Totais (W) Relação de Transformação</p>	<table border="1"> <tr><td> </td></tr> <tr><td> </td></tr> <tr><td> </td></tr> </table>			
25 mm	<p>Perdas máximas (tap crítico)</p> <p>- Vazio (W) - Totais (W) Relação de Transformação</p>	<table border="1"> <tr><td> </td></tr> <tr><td> </td></tr> <tr><td> </td></tr> </table>				
8 mm	<p>NBI (kV)</p>	<table border="1"> <tr><td> </td></tr> </table>				
30 mm	<p>   </p> <p> Etiqueta Nacional de Conservação de Energia - ENCE Transformadores de Distribuição em Líquido Isolante Relatório ___ / ___ - XXX </p> <p>  </p> <p> IMPORTANTE: FICA PROIBIDA A REMOÇÃO DESTA ETIQUETA DO EQUIPAMENTO. </p>					

DESENHO 16 - Etiqueta nacional de conservação de energia (ENCE) -
Tamanho reduzida

	70,00	60,00		
60,00	Energia (Elétrica) Fornecedor Modelo Tipo Potência (kVA) Classe de Tensão (kV)	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO EM LÍQUIDO ISOLANTE	PERDAS MÁXIMAS (tap nominal) - Vazio (W) 00000 - Totais (W) 00000 - Relação Transformação 00000	30,00
	 PROCEL PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	 INMETRO	PERDAS MÁXIMAS (tap crítico) - Vazio (W) 00000 - Totais (W) 00000 - Relação Transformação 00000	30,00
	70,00	60,00		

Eletrobras Referência: ...-XXX **INMETRO**

IMPORTANTE: FICA PROIBIDA A REMOÇÃO DESTA ETIQUETA DO EQUIPAMENTO.

