



NORMA DE DISTRIBUIÇÃO UNIFICADA – NDU-014

ESPECIFICAÇÃO PARA REFORMA DE
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO DO
GRUPO ENERGISA

APROVAÇÃO

Júlio César Ragone Lopes
Diretor Corporativo de Engenharia e Construção – DCEC
Grupo Energisa

Gioreli de Sousa Filho
Vice-Presidente de Distribuição – VPD
Grupo Energisa

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. NORMAS E/OU DOCUMENTOS COMPLEMENTARES	1
3. DEFINIÇÕES	5
4. OBJETIVO	5
5. TRIAGEM DOS TRANSFORMADORES PARA REFORMA	6
5.1. ÁREAS TÉCNICAS	6
5.2. PROCEDIMENTOS PARA TRIAGEM	6
5.3. CRITÉRIOS PARA TRIAGEM	7
6. CRITÉRIOS PARA HOMOLOGAÇÃO DA REFORMADORA	8
7. REQUISITOS DA REFORMADORA	9
7.1. ESTRUTURA	9
7.1.1. MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS	9
7.1.2. MATERIAIS APLICADOS NA REFORMA E MANUTENÇÃO DOS TRANSFORMADORES	10
7.1.3. RECURSOS HUMANOS	10
7.1.4. APRESENTAÇÃO DE PROJETO PARA REFORMAS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO	10
7.1.5. MOVIMENTAÇÃO DOS TRANSFORMADORES	10
7.1.6. CONDIÇÕES AMBIENTAIS/INSTALAÇÕES	11
7.1.7. EQUIPAMENTOS DE INSPEÇÃO, MEDIÇÃO E ENSAIOS	12
7.2. INSPEÇÕES	13
7.3. ENTREGA DO LOTE REFORMADO	14
7.4. TRANSFORMADORES A SEREM SUCATEADOS	14
7.5. REPOSIÇÕES DO ÓLEO ISOLANTE	15
7.6. SUCATAS DE MATERIAIS	15
7.7. PERÍODO DE GARANTIA	15
8. CONDIÇÕES ESPECÍFICAS	16
8.1. GERAL	16
8.2. NÍVEIS DE ISOLAMENTO	17
8.3. PADRONIZAÇÃO DOS TRANSFORMADORES	17
8.4. ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA	17
9. ESCOPO DOS SERVIÇOS EM TRANSFORMADORES NA REFORMA	17
9.1. DESCRIÇÃO DOS SERVIÇOS	17
9.2. REFORMA DO TANQUE E ACESSÓRIOS	19
9.3. PLACA DE IDENTIFICAÇÃO	21
9.4. BUCHAS, TERMINAIS E CONECTORES DE AT E BT	22
9.5. MARCAÇÃO DOS TERMINAIS	22
9.6. NÚMERO DE PATRIMÔNIO E DATA FINAL DE GARANTIA	23
9.7. FERRAGENS	23
9.7.1. EXTERNAS	23
9.7.2. INTERNAS	23
9.7.3. SUPORTE DE PARA RAIOS	24
9.7.4. DISPOSITIVO PARA ADAPTAÇÃO DA VÁLVULA DE ALÍVIO DE PRESSÃO	24
9.7.5. DISPOSITIVO PARA ALÍVIO AUTOMÁTICO DE PRESSÃO INTERNA	24
9.8. PINTURA	25
9.8.1. PINTURA INTERNA	25
9.8.2. PINTURA EXTERNA	25
9.8.3. PINTURA DE MARCAÇÃO	25
9.9. JUNTAS DE VEDAÇÃO	25
9.10. ENROLAMENTOS E MATERIAIS ISOLANTES	26
9.10.1. BOBINAS DE MÉDIA TENSÃO	26
9.10.2. BOBINAS DE BAIXA TENSÃO	26

9.11.	MATERIAIS ISOLANTES.....	26
9.12.	RESISTÊNCIA MECÂNICA.....	26
9.13.	DERIVAÇÃO E RELAÇÃO DE TENSÃO.....	27
9.13.1.	CONDUTORES DE SUBIDA PARA O COMUTADOR.....	27
9.14.	NÚCLEO.....	27
9.15.	BARRAS DE APERTO.....	28
9.15.1.	EM AÇO.....	28
9.15.2.	EM MADEIRA.....	28
9.16.	SISTEMAS DE COMUTAÇÃO DE TENSÕES.....	29
9.17.	ÓLEOS ISOLANTES.....	29
9.17.1.	CANAIS DE CIRCULAÇÃO DE ÓLEO.....	30
9.18.	FIXAÇÃO E SUSPENSÃO DA PARTE ATIVA.....	30
10.	INSPEÇÃO.....	30
10.1.	LOTE PARA INSPEÇÃO.....	30
10.2.	INSPEÇÃO GERAL.....	31
10.3.	RELAÇÃO DE ENSAIOS.....	31
10.3.1.	ENSAIOS ELÉTRICOS.....	32
10.3.2.	ENSAIOS DIELÉTRICOS.....	32
10.3.3.	TENSÃO SUPORTÁVEL NOMINAL À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL.....	32
10.3.4.	TENSÃO INDUZIDA.....	33
10.3.5.	ENSAIOS DE PERDAS EM VAZIO, CORRENTE DE EXCITAÇÃO, PERDAS EM CARGA E TENSÃO DE CURTO-CIRCUITO.....	33
10.3.6.	PERDAS.....	33
10.3.7.	RELAÇÃO DE TENSÕES.....	34
10.3.8.	ENSAIO DE RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO.....	34
10.3.9.	ENSAIO DE RESISTÊNCIA ÔHMICA DOS ENROLAMENTOS.....	34
10.3.10.	ENSAIO DE VERIFICAÇÃO DA PINTURA DO TANQUE.....	35
10.3.11.	ESTANQUEIDADE E RESISTÊNCIA À PRESSÃO.....	35
10.4.	ENSAIOS DE TIPO.....	35
10.4.1.	ENSAIO DE TENSÃO SUPORTÁVEL DE IMPULSO ATMOSFÉRICO.....	35
10.4.2.	ENSAIO DE CURTO-CIRCUITO.....	35
10.4.3.	ENSAIO DE ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA.....	35
10.5.	INSPEÇÃO VISUAL.....	36
10.5.1.	VERIFICAÇÕES DE SERVIÇOS INTERNOS EXECUTADOS EM TRANSFORMADORES REFORMADOS.....	36
10.6.	ACEITAÇÃO E REJEIÇÃO.....	36
11.	EMBALAGEM.....	39
12.	RELATÓRIOS DE ENSAIOS EXECUTADOS.....	39
12.1.	RELATÓRIOS DE INSPEÇÃO FINAL.....	40
13.	TABELAS.....	41
14.	DESENHO - PLACA DE IDENTIFICAÇÃO DA REFORMADORA.....	48

1. INTRODUÇÃO

Esta Especificação estabelece os critérios e as exigências técnicas, mínimas, aplicáveis à reforma total ou parcial e ao recebimento de transformadores de distribuição convencionais para redes aéreas de distribuição monofásica e trifásica, com potência nominal até 300 kVA, classe de tensão primária até 36,2 kV, imerso em líquido isolante.

A presente Especificação Técnica tem sua aplicação para todas as empresas do Grupo ENERGISA.

2. NORMAS E/OU DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

Na aplicação desta Especificação é necessário consultar as normas e/ou documentos, abaixo, na sua última versão.

- NDU-008** - Transformadores para Redes Aéreas de Distribuição – Grupo ENERGISA;
- NBR 5034** - Buchas para tensões alternadas superior a 1kV- Especificação,
- NBR 5356-1** - Transformadores de potência – Parte 1: Generalidades.
- NBR 5356-2** - Transformadores de potência – Parte 2: Aquecimento.
- NBR 5356-3** - Transformadores de potência – Parte 3: Níveis de Isolamento, ensaios dielétricos e espaçamentos externos em ar.
- NBR 5356-4** - Transformadores de potência – Parte 4: Guia para ensaio de impulso atmosférico e de manobra para transformadores e reatores.
- NBR 5356-5** - Transformadores de potência – Parte 5: Capacidade de resistir a curtos-circuitos.
- NBR 5380** - Transformador de Potência – Método de Ensaio.
- NBR 5405 (MB-530)** - Determinação da Rigidez dos Materiais Isolantes Sólidos sob Frequência Industrial - Método de Ensaio;
- NBR 5426 (NB-309-01)** - Planos de amostragem e procedimentos na inspeção por atributos - Procedimentos;

- NBR 5435** - Bucha para transformadores sem conservador de óleo, tensão nominal 15 kV e 25,8 kV - 160A - Dimensões.
- NBR 5437** - Bucha para transformadores sem conservador de óleo, tensão nominal 1,3 kV, 160A, 400A e 800A – Dimensões.
- NBR 5440** - Transformadores para Redes Aéreas de Distribuição - Padronização;
- NBR 5456** - Eletricidade Geral – Terminologia;
- NBR 5458** - Transformadores de potência – Terminologia
- NBR 5590** - Tubos de aço-carbono com ou sem solda longitudinal, pretos ou galvanizados – Especificação.
- NBR 5915 / 1** - Chapas e bobinas de aço laminadas a frio - Parte 1: Requisitos.
- NBR 5915 / 2** - Chapas e bobinas de aço laminadas a frio - Parte 2: Aços para Estampagem.
- NBR 5915 / 3** - Chapas e bobinas de aço laminadas a frio - Parte 3: Aços isotrópicos e aços estruturais de extrabaixo carbono.
- NBR 5915 / 4** - Chapas e bobinas de aço laminadas a frio - Parte 4: Aços endurecíveis em estufa.
- NBR 5915 / 5** - Chapas e bobinas de aço laminadas a frio - Parte 5: Aços refosforados.
- NBR 5915 / 6** - Chapas e bobinas de aço laminadas a frio - Parte 1: Aços microligados.
- NBR 6234** - Método de ensaio para determinação de tensão interfacial de óleo-água.
- NBR 6323** - Galvanização de produtos de aço ou ferro fundido – Especificação.
- NBR 6529** - Vernizes utilizados para isolamento elétrica – Ensaio.
- NBR 6649** - Chapas finas à frio de aço-carbono para uso estrutural.
- NBR 6650** - Chapas finas à quente de aço-carbono para uso estrutural.
- NBR 6869** - Líquidos isolantes elétricos – Determinação da rigidez dielétrica (eletrodos de disco).
- NBR 7034** - Materiais isolantes elétricos – Classificação térmica.
- NBR 7277** - Transformadores e reatores – Determinação do nível de ruído.

- NBR 8094** - Material metálico revestido e não revestido – Corrosão por exposição a nevoa salina.
- NBR 9119** - Produtos laminados planos de aço para fins elétricos de grão orientado.
- NBR 10025** - Elastômero vulcanizado – Ensaio de deformação permanente à compressão.
- NBR 10443** - Tintas e vernizes – Determinação da espessura de película seca sobre superfícies rugosas – Método de ensaio.
- NBR 10710** - Líquido isolante elétrico – Determinação do teor de água.
- NBR 11003** - Tintas – Determinação da aderência.
- NBR 11341** - Derivados de petróleo – Determinação dos pontos de fulgor e de combustível em vaso aberto Cleveland.
- NBR 11407** - Elastômero vulcanizado – Determinação das alterações das propriedades físicas, por efeito de imersão em líquidos – Método de ensaio.
- 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.
- NBR 12133** - Líquidos isolantes elétricos – Determinação do fator de perdas dielétricas e da permissividade relativa (constante dielétrica – Método de Ensaio).
- NBR 13182** - Líquidos isolantes elétricos – Determinação do teor de bifenilas policloradas (PCB).
- NBR 14724** - Equipamento elétrico – Determinação da compatibilidade de materiais empregados com óleo mineral isolante.
- NBR 14248** - Produtos de petróleo – Determinação do número de acidez e de basicidade – Método do indicador.
- NBR 15121** - Isolador para alta tensão – Ensaio de medição da radiointerferência.
- NBR 15422** - Óleo vegetal isolante para equipamentos elétricos.
- NBR 15688** - Redes de Distribuição Aérea com condutores nus.
- NBR 15992** - Redes de Distribuição Aérea com cabos cobertos fixados em espaçadores para tensões até 36,2kV.

- NBR NM IEC 60811-4-1** - Métodos de ensaios comuns para materiais de isolamento e de cobertura de cabos elétricos – Parte 4 – Capítulo 1.
- NBR ISO 724** - Rosca métrica ISO de uso geral – Dimensões básicas.
- NBR IEC 60156** - Líquidos isolantes – Determinação da rigidez dielétrica à frequência industrial – Método de ensaio.
- PB 47** - Bucha para transformadores sem conservador de óleo – tensão nominal 15 e 25,8kV – 160A – Dimensões – padronização.
- PB 936** - Bucha para transformadores sem conservador de óleo – tensão nominal 38kV – 160A – Dimensões – padronização.
- ASTM A900** - *Standard test method for lamination factor of amorphous magnetic strip.*
- ASTM A901** - *Standard specification for amorphous magnetic core alloys, semi-processed types.*
- ASTM D92** - *Standard test methods 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 rubber and thermoplastic elastomers –Tension.*
- ASTM D471** - *Standard test method for rubber property – Effect of liquids.*
- ASTM D523** - *Standard test for specular gloss.*
- ASTM D870** - *Standard practice 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.*
- ASTM D1533** - *Standard test method for water in insulating liquids by coulometric karl fischer titration.*
- ASTM D1619** - *Standard test method 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.*
- ISO 179-2** - *Plastics – Determination of Charpy impact properties – Part 2: Instrumented impact test.*
- SIS-05-5900** - *Pictorial surface preparation standard for painting steel surfaces.*

3. DEFINIÇÕES

Esta Especificação tem origem nas **NBR 5458** e **NBR 5456**, com introdução das especificidades da Norma de Distribuição Unificada **NDU-008 Transformadores para Redes Aéreas de Distribuição**, do Grupo ENERGISA e complementadas pelas Normas referenciadas no **item 2**.

4. OBJETIVO

Esta Especificação tem o objetivo de apresentar os critérios para a triagem de transformadores para a reforma, como também estabelecer os requisitos mínimos a serem atendidos pelas empresas prestadoras de serviço de

recuperação e manutenção de transformadores de distribuição para as empresas do Grupo ENERGISA.

5. TRIAGEM DOS TRANSFORMADORES PARA REFORMA

A Área Técnica da Energisa efetuará a triagem baseando-se e obedecendo-se critérios estabelecidos, sendo:

5.1. ÁREAS TÉCNICAS

EMG - (PCMAN-COTF / ESO);
ENF - (PCMAN-COTF / ESO);
ESE - (DCMD);
EPB - (DCMD);
EBO - (DCMD);
CEMAT - (DCMD);
ENERSUL - (DCMD);
CELTINS - (DCMD);
CAIUÁ - (DCMD);
NACIONAL - (DCMD);
BRAGANTINA - (DCMD);
VALE PARANAPANEMA -- (DCMD);
FORÇA E LUZ DO OESTE - (DCMD).

5.2. PROCEDIMENTOS PARA TRIAGEM

Os procedimentos para triagem ficarão estabelecidos como:

5.2.1. Comparecendo um representante da área técnica de TRIAGEM no local de armazenagem dos transformadores nos almoxarifados da Diretoria Corporativa de Suprimentos – DCSU;

5.2.2. Identificando, após verificação e análises necessárias, transformador por transformador de forma a deixá-los marcados fisicamente da seguinte maneira:

"R" = Reforma;

"S" = Sucata;

"G" = Garantia;

Será considerado período de garantia conforme o acordado em contrato.

Exclusivamente para a Energisa Sergipe poderá ter a opção "PR = Pequenos Reparos", no Processo de Triagem, devido à estrutura de Oficina Interna, onde esses pequenos reparos são realizados.

5.2.3. Elaborando relatório dos resultados da triagem efetivada, contendo todos os dados de cada transformador e em qual estado/condições o mesmo foi considerado (Reforma, Sucata ou Garantia);

5.2.4. Enviando relatório para o Almojarifado responsável pela consolidação dos processos de triagem do DCSU, bem como para a Coordenação dos Almojarifados;

5.3. CRITÉRIOS PARA TRIAGEM

A triagem deverá levar em consideração os seguintes critérios:

5.3.1. Transformadores com tempo de fabricação superior a 20(vinte) anos deverão ser sucateados;

5.3.2. Transformadores trifásicos com data de fabricação inferior a 5(cinco) anos que estiverem em bom estado de conservação e operação devem retornar ao almoxarifado de investimento. Caso contrário, deverão ser encaminhados para reforma;

5.3.3. Transformadores monofásicos de potências de 05 e 10 kVA, deverão ser sucateados;

5.3.4. Transformadores monofásicos de 15 e 25 kVA que retornaram de campo devido a queima e já passaram por uma primeira reforma, também, deverão

ser sucateados, porém somente serão sucateados se forem caracterizados como queimados após teste de relação de transformação (TTR);

5.3.5. Transformadores dos fabricantes SUPERWATS – ROMA – WTW serão considerados como sucatas;

6. CRITÉRIOS PARA HOMOLOGAÇÃO DA REFORMADORA

Acordadas as datas para a realização da Inspeção de Homologação, esta também considerada como visita de avaliação técnica industrial, serão analisadas as seguintes verificações e registros, na planta da empresa PROPONENTE:

a) Controle de Matéria-Prima:

Verificação das ações da empresa PROPONENTE perante o recebimento de materiais e matérias-primas para aplicação e processamento nas reformas, como laudos técnicos das matérias-primas bem como ensaios e testes de confirmação da matéria-prima.

b) Processo de Reforma:

Verificação do processo de reforma dos transformadores, no âmbito do entendimento das etapas de aplicação de matérias-primas, montagens, pinturas, acabamentos, ensaios de rotina, controles de processos, embalagem e expedição.

c) Principais Clientes;

Verificação de relação dos principais clientes da empresa PROPONENTE, para as reformas em análise, visando a possibilidade de consulta sobre a utilização dos serviços e materiais.

d) Estrutura de Laboratório:

Verificação da estrutura do laboratório da empresa PROPONENTE, para a realização dos ensaios de rotina, ensaios de recebimento e ensaios de tipo.

e) Calibração de Equipamentos e Ensaios:

Verificação dos Certificados de Calibração dos Equipamentos de Ensaios do Laboratório, bem como a periodicidade dos mesmos.

- f) Ensaio em Amostras e/ou Protótipos:
Consiste na realização de ensaios de recebimento ou ensaios de tipo em amostras designadas para avaliação durante a visita do inspetor da ENERGISA.
Nestes ensaios deverão ser gerados documentos para constarem no Relatório da Inspeção.

7. REQUISITOS DA REFORMADORA

7.1. ESTRUTURA

A empresa PROPONENTE deverá possuir a seguinte estrutura mínima:

7.1.1. Máquinas e equipamentos

Deverá dispor em plena condição de operação e, com capacidade e disponibilidade para atender dentro dos prazos especificados em contrato, as máquinas e equipamentos a seguir relacionados:

- Máquina de solda compatível com o processo;
- Bobinadeiras para enrolamentos de média e baixa tensão;
- Estufa adequada para secagem da parte ativa;
- Máquina termovácuo para acondicionamento do óleo isolante;
- Sistema de enchimento do óleo isolante através de vácuo (campânula de vácuo);
- Sistema de jateamento para tratamento da superfície dos materiais metálicos;
- Sistema de pintura por derramamento ou por imersão;
- Estufa para tratamento e secagem da pintura dos transformadores;
- Laboratórios compatíveis com os ensaios de rotina exigidos pelas normas técnicas.

7.1.2. Materiais aplicados na reforma e manutenção dos transformadores

Deverão ser de qualidade comprovada de fornecedores do mercado, com processo de controle de recebimento de matéria-prima.

A reformadora deverá possuir um processo de homologação de seus fornecedores.

7.1.3. Recursos Humanos

Os profissionais, abaixo relacionados, deverão possuir especialização ou qualificação requerida, comprovadas através de experiência e participação em cursos/treinamentos.

- Gerentes ou supervisores de produção;
- Pintores;
- Soldadores;
- Bobinadores;
- Montadores;
- Inspetores de Qualidade;
- Responsável técnico, com certidão de registro e quitação de pessoa física e jurídica, junto ao CREA, devidamente atualizada.

7.1.4. Apresentação de projeto para reformas de transformadores de distribuição

A Reformadora deverá possuir softwares adequados para o cálculo dos projetos das reformas, Engenheiro responsável pela arte como projetista, com otimização das perdas e características construtivas das bobinas de AT e BT na apresentação final do projeto executivo, confrontando com os resultados esperados nos laudos de aceitação e conforme norma ABNT atualizada.

7.1.5. Movimentação dos transformadores

Os equipamentos de cargas utilizados para a movimentação dos transformadores (talhas, pórticos, pontes rolantes, paleteiras etc.), deverão ser

adequados aos serviços, estar em perfeitas condições de funcionamento e possuir capacidades compatíveis com o peso dos produtos transportados.

7.1.6. Condições Ambientais/Instalações

As condições ambientais da área de trabalho deverão ser adequadas e dispor de um bom nível de aeração, iluminação, limpeza e temperatura. Em especial, a empresa PROPONENTE deverá dispor, em todas as etapas do processo, de grupo completo de proteção contra possíveis vazamentos de óleos, de forma a garantir a eliminação de possíveis contaminações do meio ambiente.

A empresa PROPONENTE deverá cumprir a Legislação Ambiental dentro de suas instalações, sendo responsável pelo pagamento de multas e pelas ações decorrentes de práticas lesivas ao meio ambiente, que possam incidir sobre as distribuidoras do Grupo ENERGISA, quando derivadas de condutas praticadas na prestação de serviços.

Em todas as etapas da reforma dos transformadores, inclusive nos processos utilizados no revestimento anticorrosivo e de acabamento de superfícies, deverá ser rigorosamente cumprida a Legislação Ambiental, especialmente, os instrumentos legais e demais Legislações Estaduais e Municipais aplicáveis.

A empresa PROPONENTE deverá apresentar, ao Grupo ENERGISA, garantias de destinação adequada para todos os materiais sucateados (fio, papel, porcelana, borracha, ferro, resíduo de óleo isolante e outros).

No transporte dos transformadores, deverão ser atendidas as exigências do Ministério dos Transportes e dos Órgãos Ambientais competentes, especialmente, as relativas à sinalização da carga e adequado transporte de materiais poluentes.

A empresa PROPONENTE deverá possuir área de armazenamento de transformadores com plataforma de concreto impermeabilizado, com canaletas e caixa de captação e separação de óleo.

7.1.7. Equipamentos de inspeção, medição e ensaios

A empresa PROPONENTE deverá dispor, no mínimo, dos seguintes equipamentos em perfeitas condições de utilização e com certificados de aferição, quando exigíveis, atualizados, de forma a registrar todas as medições realizadas durante os trabalhos:

- Medidor de resistência de isolamento (megôhmetro), com tensão mínima de saída de 5000 Volts;
- Equipamento para medição da relação de transformação (TTR) e polaridade (transformadores monofásicos) ou relação de transformação, deslocamento angular e sequência de fases (transformadores trifásicos);
- Equipamento para ensaio de tensão suportável (HIPOT ou TP), 60 Hz, com tensão de saída que atenda os ensaios normalizados;
- Equipamento para ensaio de tensão induzida, com tensão de saída que atenda o ensaio normalizado, frequência 120 Hz para os trifásicos e acima de 196 Hz para os monofásicos;
- Fonte de alimentação para ensaios a vazio, ensaio de curto circuito, corrente de excitação, impedância e demais equipamentos associados (voltímetros, amperímetros, wattímetros, etc.);
- Equipamento para medição da resistência ôhmica dos enrolamentos (método de ponte ou de queda de tensão);
- Medidor de espessura da camada de pintura;
- Equipamentos para ensaio mínimo do óleo isolante;
- Equipamento para execução do ensaio de estanqueidade (pressão de 0,07 Mpa);
- Termômetro, higrômetro;

OBSERVAÇÃO: Os instrumentos deverão ser de classe 0,5% ou melhor, bem como possuir certificado de aferição executado em laboratório oficial,

devendo ser renovado periodicamente, de acordo com as necessidades comprovadas.

As condições acima estabelecidas serão verificadas na visita de inspeção de homologação, pelo inspetor da ENERGISA.

7.2. INSPEÇÕES

A empresa PROPONENTE deverá solicitar ao Grupo ENERGISA o acompanhamento do inspetor para a inspeção inicial e pré-teste.

A inspeção inicial e pré-teste será de responsabilidade da Contratada, que deverá preencher um Relatório/Planilha de Serviço e Orçamento e envio para a ENERGISA para análise e aprovação.

A inspeção final para recebimento dos transformadores reformados será no laboratório da Reformadora, quando serão processados todos os ensaios de rotina.

O Grupo ENERGISA se reserva o direito de enviar Inspetor devidamente credenciado com o objetivo de acompanhar qualquer etapa do orçamento e da reforma e, em especial, presenciar os ensaios de rotina, devendo a empresa PROPONENTE garantir, ao Inspetor do Grupo ENERGISA, livre acesso a laboratórios e dependências.

As Normas citadas no **item 2**, desta especificação, deverão estar à disposição do inspetor da ENERGISA, no local da inspeção.

A empresa PROPONENTE deverá assegurar, ao inspetor do Grupo ENERGISA, o direito de se familiarizar com as instalações e os equipamentos a serem utilizados, estudar as instruções e desenhos, verificar calibrações, presenciar os ensaios, conferir resultados e, em caso de dúvida, efetuar nova inspeção e exigir a repetição de qualquer ensaio.

A empresa PROPONENTE deverá apresentar ao Grupo ENERGISA, Certificados de aferição dos instrumentos a serem utilizados nas medições e ensaios, emitidos por Órgão homologado pelo INMETRO – Instituto Brasileiro de Normalização, Metrologia e Qualidade Industrial ou por organização oficial similar em outros países. A periodicidade máxima dessa aferição deverá ser de um ano,

podendo acarretar na desqualificação do laboratório, o não cumprimento dessa exigência. Períodos diferentes do especificado poderão ser aceitos, mediante acordo prévio entre o Grupo ENERGISA e o Reformador.

Os custos da visita do Inspetor do Grupo ENERGISA (locomoção, hospedagem, alimentação, homem-hora e administrativo) correrão por conta da empresa PROPONENTE nos seguintes casos:

- Se o lote não estiver preparado na data agendada para a inspeção, impedindo a conclusão dos trabalhos no prazo acordado;
- Se o ensaio de rotina do lote for rejeitado, havendo necessidade de reinspeção do mesmo.

O lote de transformadores aprovados nos Critérios de Aceitação de Serviços de Manutenção e Reforma de Transformadores de Distribuição, serão liberados, pelo inspetor do Grupo ENERGISA, com relatório de ensaios assinados com visto de aceitação.

A empresa PROPONENTE deverá informar ao Grupo ENERGISA, com antecedência mínima de 10(dez) dias úteis, a data em que o material estará pronto para inspeção.

7.3. ENTREGA DO LOTE REFORMADO

Após a aprovação do lote, a empresa PROPONENTE deverá providenciar o envio do mesmo, ao Grupo ENERGISA.

Os transformadores deverão ser enviados com tape de expedição de acordo com a **tabela 02 da NDU-008**.

7.4. TRANSFORMADORES A SEREM SUCATEADOS

Quando for verificada, após a abertura de todo lote contratado, a existência de unidades que não apresentem condições técnicas de reforma, a Contratada deverá comunicar por escrito à ENERGISA, indicando o nº de patrimônio da empresa do transformador, nº de série, fabricante, e justificativa técnica detalhada por unidade, inclusive com fotos, sobre os problemas verificados.

A ENERGISA, a seu critério, poderá realizar perícia técnica para confirmação dos problemas levantados nessas unidades.

À critério, do Grupo ENERGISA, os transformadores e seus componentes sucateados, inclusive o óleo isolante, poderão ser negociados com o PROPONENTE em condições a serem acordadas entre as partes.

7.5. REPOSIÇÕES DO ÓLEO ISOLANTE

O reformador deverá fornecer o óleo no volume necessário para compensar as perdas ocorridas no processo de regeneração e para os eventuais transformadores enviados com óleo isolante abaixo do seu nível normal.

7.6. SUCATAS DE MATERIAIS

As sucatas correspondentes às bobinas substituídas e acessórios dos transformadores deverão ser apresentadas ao inspetor da ENERGISA, quando da inspeção de recebimento, para constatação de sua não utilização e liberação do lote.

A empresa PROPONENTE deverá apresentar, ao Grupo ENERGISA, garantias de destinação adequada para todos os materiais sucateados (fio, papel, porcelana, borracha, ferro, resíduo de óleo isolante e outros).

7.7. PERÍODO DE GARANTIA

A garantia de perfeito funcionamento dos transformadores, a ser ofertada pela empresa PROPONENTE, deverá ser de, no mínimo, 18 meses da entrega ou 12 meses da instalação, prevalecendo o que ocorrer primeiro, tendo como data de referência a data de emissão da nota de faturamento de entrega do lote de transformadores para o Grupo ENERGISA.

O certificado de garantia, emitido para cada equipamento do lote, deverá conter as seguintes informações:

- Número de série do transformador;
- Número patrimonial do transformador;

- Potência;
- Número de fases;
- Número de patrimônio;
- Tipo ou modelo;
- Prazo de garantia;
- Data da recuperação;
- Data da emissão.

8. CONDIÇÕES ESPECÍFICAS

8.1. GERAL

Os transformadores deverão ser reformados para operar nas suas condições originais, ou seja:

- a) Sistema de distribuição;
- b) Instalação aérea;
- c) Resfriamento natural;
- d) Frequência nominal: 60Hz;
- e) Polaridade subtrativa para os transformadores trifásicos de classe 15, 25 e 36,2kV;
- f) Polaridade subtrativa para os transformadores monofásicos classe 15, 25 e 36,2kV;
- g) Deslocamento angular dos transformadores trifásicos deve ser de 30°, com fases do lado de tensão inferior atrasada em relação às fases correspondentes do lado de tensão superior;
- h) Os transformadores deverão ter derivações em MÉDIA TENSÃO conforme ***Tabela 02 da NDU-008***;
- i) Altitude Até 1000m;

- j) Temperatura do meio de resfriamento máxima de 40°C e média diária não superior a 30°C.

8.2. NÍVEIS DE ISOLAMENTO

Os níveis de isolamento e os espaçamentos mínimos no ar deverão ser os da **Tabela 1 da NDU-008**.

8.3. PADRONIZAÇÃO DOS TRANSFORMADORES

Deverão ser padronizados com Diagramas Fasoriais conforme **item 5.8 da NDU-008** e Diagrama de Ligação conforme **desenho 009 da NDU-008**.

Os transformadores monofásicos e trifásicos de classe de tensão 15, 25 e 36,2kV deverão ser padronizados nos enrolamentos de alta tensão e baixa tensão conforme a **Tabela 2 da NDU-008**.

A ligação primária fase-neutro deverá ter a derivação HT ligada internamente ao tanque.

8.4. ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA

Os limites de elevação de temperatura acima da ambiente, nas condições previstas pela **NBR 5380**, deverão ser:

- a). média dos enrolamentos (método da variação da resistência): 55° C.
- b). ponto mais quente dos enrolamentos: 65° C.
- c). óleo isolante (medida próxima à superfície do líquido): 50° C.

9. ESCOPO DOS SERVIÇOS EM TRANSFORMADORES NA REFORMA

9.1. DESCRIÇÃO DOS SERVIÇOS

- Serviços Gerais;
 - Desmontagem e montagem do tanque e pré-ensaios antes da manutenção;

- Limpeza geral;
 - Substituição de todas as borrachas/juntas de vedação;
 - Galvanoplastia dos terminais;
 - Secagem do transformador;
 - Montagem final do transformador;
 - Enchimento do óleo no tanque;
 - Ensaios de estanqueidade e ensaios de rotina;
 - Placa adicional no suporte de poste, conforme **item 14**;
 - Carga e descarga dos transformadores;
 - Ferragens e demais Acessórios.
- Jateamento do Tanque;
 - Pintura Interna do Tanque;
 - Pintura Externa do Tanque;
 - Recondicionamento de óleo isolante;
 - Reforma do tanque/Reparos;
 - Instalação de suporte de para raios;
 - Substituir 01 isolador de média tensão;
 - Substituir 02 isoladores de média tensão;
 - Substituir 03 isoladores de média tensão;
 - Substituir 01 isolador de baixa tensão;
 - Substituir 02 isoladores de baixa tensão;
 - Substituir 03 isoladores de baixa tensão;
 - Substituir 04 isoladores de baixa tensão;
 - Desmontagem da parte ativa;
 - Limpeza do núcleo;

- Substituir 02 enrolamentos de média tensão (transformadores monofásicos);
- Substituir 03 enrolamentos de média tensão (transformadores trifásicos);
- Substituir 02 enrolamentos de baixa tensão (transformadores monofásicos);
- Substituir 03 enrolamentos de baixa tensão (transformadores trifásicos);
- Montagem da parte ativa;
- Trocar painel ou comutador interno;
- Placas de identificação – Original e Reforma (Adicional);
- Embalar transformador para transporte;

9.2. REFORMA DO TANQUE E ACESSÓRIOS

9.2.1 GERAL

O transformador deverá ser reformado para operar hermeticamente selado, devendo suportar variações de pressão interna, bem como o seu próprio peso quando içado através das alças de suspensão.

O número de série deverá ser marcado em baixo relevo na placa de identificação, em uma das barras de aperto superior do núcleo, na tampa principal e no tanque, preferencialmente na orelha de suspensão que fica à direita de um observador voltado para o lado da baixa tensão. Não se permitirá que os transformadores venham com numerações diferentes.

Os componentes relacionados a seguir poderão ser mantidos se estiverem em boas condições, não comprometendo os ensaios do transformador, bem como, seu perfeito funcionamento.

Sendo necessária à confecção de alguns desses componentes, estes deverão estar de acordo com a **NBR-5440** em sua última revisão e ainda:

- a) Tanque – Deverá possuir, preferencialmente, seção transversal, elíptica ou circular;
- b) Estrutura de Apoio – Deverá ser constituída de barras de ferro chatas ou quadrada, soldados à chapa do fundo, ou prolongamentos de toda a superfície lateral do tanque, no caso de transformadores de seção transversal circular;
- c) A parte inferior do tanque deverá possuir uma estrutura de apoio que assegure uma distância mínima de 10mm entre a chapa e o fundo e o plano de apoio do transformador;
- d) A espessura da chapa de aço para o tanque e tampa deverá estar de acordo com a **tabela 6 da NDU-008**;
- e) Radiadores - Tanto no caso de tubos ou aletas, deverá ser observado, com especial cuidado, o estado das chapas em relação às soldas e à corrosão. Esses componentes deverão ser substituídos por outros, de mesmas características, nos casos em que o estado dos mesmos assim o exigir;
- f) A espessura mínima da chapa dos radiadores deverá ser de 1,2mm, conforme as **NBR 5906** e **NBR 5915**, e a espessura mínima dos tubos deverá ser de 1,6mm, desde que sua fabricação resista aos ensaios previstos na **NBR 5590**.

9.2.2 SUPORTES PARA FIXAÇÃO EM POSTE

Deverão ser em número de dois, soldados na parede do tanque, no lado das buchas do enrolamento de tensão inferior, conforme **desenhos 001, 002 e 003 da NDU-008**.

Deverão ter formato e dimensões conforme **desenho 4 da NDU-008** e espessura tal que suportem perfeitamente o peso do transformador e permitam a instalação adequada deste ao poste.

9.2.3 ORELHAS DE SUSPENSÃO

Poderão ser mantidas as já existentes, desde que tenham resistência, dimensões e formato suficientes e adequados para permitir o içamento e a locomoção do transformador sem lhe causar danos.

Se houver necessidade de substituição ou confecção de novas orelhas de suspensão, estas deverão ser em número de duas, soldadas na parede do tanque, projetando-se até a altura da tampa do transformador, conforme indicado nos **desenhos 001, 002 e 003 da NDU-008**, de modo a permitir o içamento do transformador sem causar danos à tampa e/ou às buchas.

9.2.4 SUPORTE DA PLACA DE IDENTIFICAÇÃO

O suporte de placa deverá ser em função da posição da placa de identificação conforme indicado nos **desenhos 001, 002 e 003 da NDU-008**.

9.3. PLACA DE IDENTIFICAÇÃO

Quando da reforma do transformador, a placa de identificação deverá ser substituída por outra própria do reformador, contendo todos os dados conforme **desenhos 010, 011 e 012 da NDU-008**.

Esta placa deverá preencher os seguintes requisitos:

- a) Deverá ser de alumínio anodizado com espessura mínima de 0,8mm ou aço inoxidável com espessura mínima 0,5mm, em suas cores naturais, tendo formato A6 (105 mm x148mm);
- b) Inscrições e sinais gráficos em baixo relevo e na cor preta, com caracteres de 2 a 3 mm de altura;
- c) Ser fixada, através de rebites de material resistente à corrosão, para que impeça a deformação da mesma.

Além da placa de identificação, uma placa adicional deverá ser confeccionada e instalada no suporte de poste. Os dados e tamanho desta placa adicional estão apresentados no **item 14**.

9.4. BUCHAS, TERMINAIS E CONECTORES DE AT E BT.

As buchas, os terminais e os conectores deverão estar de acordo com as normas **NBR 5034, NBR 5435, NBR 5437 e NBR 5440**. Os tipos de buchas e terminais a serem utilizados deverão atender as **tabelas 07 e 08 da NDU-008**.

As buchas de Média e Baixa tensão deverão ser localizadas conforme **desenhos 001,002 e 003 da NDU-008**.

As buchas reaproveitadas deverão passar por limpeza completa seguida de secagem em estufa ficando totalmente isentas de substâncias ou corpos estranhos que possam alterar seu nível de isolamento.

As buchas deverão ser substituídas quando apresentarem trincas, quebra das saias e sinais de fuga de corrente.

As buchas de Alta tensão, caso tenham que ser substituídas, deverão estar de acordo com a **NBR 5440 e NBR 5435**, porém fixadas conforme a condição original (Externa: **PB 47 e PB 936** ou Interna: **NBR 5435**).

Quando da montagem das buchas de Média tensão e Baixa tensão com fixação externa, deverá ser colocado um anel de amianto entre os flanges e as buchas com objetivo de se evitar o contato direto das duas superfícies.

Todos os conectores e seus componentes, assim como os dispositivos de aterramento deverão ser estanhados.

Os dispositivos de aterramento deverão ser padronizados conforme **desenho 007 da NDU-008 e NBR 5440**.

9.5. MARCAÇÃO DOS TERMINAIS

O terminal do neutro de baixa tensão dos transformadores trifásicos deverá ser localizado, obrigatoriamente, à esquerda dos terminais de fase, visto do lado dos terminais de baixa tensão.

Os terminais de tensão superior deverão ser identificados pelo símbolo H.

Os terminais de baixa tensão dos transformadores trifásicos (polaridade subtrativa) deverão ser identificados pelos símbolos X0, X1, X2 e X3; nos

transformadores monofásicos deverão ser identificados e pelos símbolos X1, X2 e X3 (polaridade subtrativa), vistas do lado de baixa tensão.

A tinta deverá ser da cor preta, notação MUNSELL N1, indelével e resistente às condições climáticas adversas; com os caracteres possuindo altura não inferior a 30 mm e imediatamente abaixo do terminal, conforme **desenhos 001, 002 e 003 da NDU-008**.

9.6. NÚMERO DE PATRIMÔNIO E DATA FINAL DE GARANTIA

A marcação deverá ser feita com tinta preta, notação MUNSELL N1, indelével e resistente às condições climáticas adversas, perfeitamente legíveis. O número de patrimônio deverá ser o mesmo do transformador avariado.

Deverá ser inserida no tanque a data final da garantia (data de manutenção acrescido dos meses de contrato), cuja marcação deverá ser feita com tinta preta, notação MUNSELL N1, conforme **desenho 014 da NDU-008**. Exemplo: Garantia até Agosto de 2016 – Pintar no transformador: **G – 08/16**.

No caso de última reforma, os dados a serem pintados deverão ser os dizeres “**ÚLTIMA REFORMA**”.

9.7. FERRAGENS

9.7.1. Externas

Os flanges das buchas, presilhas externas (sistema de fixação das tampas), parafusos, porcas e arruelas deverão receber tratamento superficial de zincagem por imersão à quente conforme **NBR 6323**, ou zincagem eletrolítica apassivada (bicromatização amarela), com espessura mínima de 25µm , **conforme NBR 10476**;

Quando da substituição ou instalação de ferragens, o formato e as dimensões das utilizadas anteriormente deverão, quando for possível, ser mantidas.

9.7.2. Internas

Deverão ser tratados e pintados de forma similar ao tanque, todos os tirantes (horizontais e verticais) e frontais de ferro.

Quando os frontais forem de madeira, não deverão ser pintados, porém, submetidos à secagem, para retirada de umidade, antes da montagem da parte ativa.

9.7.3. Suporte de Para Raios

Todos os transformadores recuperados deverão ser devolvidos à ENERGISA com suportes de para raios, em número igual ao de buchas de AT, conforme especificação da ENERGISA, soldados na tampa, conforme **desenhos 015 e 016 da NDU-008**.

9.7.4. Dispositivo para adaptação da válvula de alívio de pressão

Quando formalmente solicitado pelo Grupo ENERGISA, o dispositivo de fixação da válvula deverá ser instalado. O posicionamento preferencial será horizontal, na tampa do transformador, conforme orientação da ENERGISA.

9.7.5. Dispositivo para alívio automático de pressão interna

Quando formalmente solicitado, pelo Grupo ENERGISA, será realizada a instalação de válvula de alívio de pressão interna, com as seguintes características, de acordo com a norma ANSI C.57.12.20:

- a) pressão de alívio de 69kPa (0,70kgf/cm²) ± 20 %;
- b) pressão de selamento mínima de 41,4kPa (0,42kgf/cm²);
- c) taxa de vazão de 9,91 x 105cm³/min (35 *standard cubic feet per minute*), a 103,5kPa, (1,06kgf/cm²) a 21,1°C;
- d) taxa de admissão de ar na faixa de 41,4kPa (0,42kgf/cm²) a - 55,2kPa (0,56kgf/cm²), igual a zero;
- e) temperatura de operação de -29°C a 105°C.

As válvulas de alívio de pressão interna dos transformadores, que já possuem esse dispositivo, deverão passar por ensaio específico e serem substituídas, caso não aprovadas. Esse ensaio será realizado na presença do Grupo ENERGISA.

9.8. PINTURA

9.8.1. Pintura Interna

a) Tinta de Fundo: deverá ser aplicado base antiferruginosa que não afete e nem seja afetada pelo líquido isolante, com espessura seca mínima de 30 μ m.

b) Pinturas de fundo interna e externa: só deverão ser aplicadas após limpeza adequada, estando as superfícies isentas de umidade, lascas, carepas ou rebarbas, e não apresentando sinais de oxidação, graxa, óleo ou qualquer outro tipo de impureza.

9.8.2. Pintura Externa

a) Tinta de Fundo: duas demãos de Epóxi curado com poliamida, pigmentado com óxido de ferro, dois componentes, com espessura seca de 30 μ m por demão.

b) Tinta de Acabamento: duas demãos de poliuretano à base de resina poliéster curadas com isocionato alifático, dois componentes, com espessura seca de 30 μ m por demão.

Obs.: A pintura de acabamento deverá ser conforme a NBR 5440, cor cinza-claro notação MUNSSELL N 6,5 e suportar os ensaios previstos.

c) Espessura Final: deverá ser no mínimo de 120 μ m da pintura seca.

9.8.3. Pintura de Marcação

A codificação a ser pintada no transformador está representada no **desenho 014 da NDU-008**.

9.9. JUNTAS DE VEDAÇÃO

a) A cada recuperação do transformador, todas as juntas de vedação deverão ser trocadas por novas. Não deverão apresentar sinal de pintura.

b) Deverão ser de borracha sintético-acrílico nitrílica à prova de óleo mineral isolante, ter cor preta e após permanência em estufa a 100°C, o material não deve apresentar afloramento;

c) As juntas deverão atender as características apresentadas **na tabela 03 da NDU-008**.

9.10. ENROLAMENTOS E MATERIAIS ISOLANTES

9.10.1. Bobinas de Média Tensão

Para os casos de substituição de bobina, não deverá ter reaproveitamento de condutor de MT, devendo a bobina ser confeccionada com condutor novo.

9.10.2. Bobinas de Baixa Tensão

Para os casos de substituição de bobina, não deverá ter reaproveitamento de condutor de BT, devendo a bobina ser confeccionada com condutor novo.

9.11. MATERIAIS ISOLANTES

Os materiais isolantes utilizados na montagem do transformador tais como papelões, papéis, cadarços, espaguetes, tubos de fenolite etc., deverão ser substituídos por outros novos.

Os materiais isolantes dos transformadores deverão ser de classe A (105°C).

9.12. RESISTÊNCIA MECÂNICA

Com o objetivo de apresentar boa resistência a esforços mecânicos de curto-circuito, as bobinas deverão ser impregnadas com verniz e terem suas partes inferiores e superiores reforçadas por calços, sem que os mesmos danifiquem as bobinas.

Quando utilizados calços de papelão, estes deverão estar fixados por encaixe em taliscas de modo a evitar seu desprendimento.

9.13. DERIVAÇÃO E RELAÇÃO DE TENSÃO

Os transformadores com derivações deverão ser reformados com as derivações dos enrolamentos de AT, padronizados conforme **tabela 02 da NDU-008**.

Os transformadores sem derivação deverão ser reformados com os enrolamentos de AT, padronizados conforme **tabela 02 da NDU-008**.

9.13.1. CONDUTORES DE SUBIDA PARA O COMUTADOR

- Os condutores de subida de derivação e terminações das bobinas de média tensão deverão ser fixados em pentes de madeira, papelão reforçado ou sistema equivalente.
- Não poderão ficar soltos, para que não sofram os efeitos danosos de vibração e pressão exercida pelo líquido isolante por ocasião do transporte.
- Estes condutores deverão ser arranjados de forma que evitem o cruzamento quando de sua subida para o comutador. Deverão ser construídos em condutores flexíveis.

9.14. NÚCLEO

a) As lâminas do núcleo deverão passar por uma limpeza completa, ficando assim isentas de quaisquer impurezas que possam contaminar o líquido isolante;

b) Depois de limpas, deverão ser remontadas convenientemente, não devendo sofrer dobras ou amassamentos de espécie alguma em nenhum ponto. Não poderão ter também, seu revestimento danificado;

c) Os núcleos deverão ser aterrados ao tanque por intermédio da barra de aperto e da fixação da parte ativa ao tanque;

d) Núcleos enrolados ou com construção similar, que possuam fitas de aço para fixação das barras de aperto e dos enrolamentos, deverão ter as fitas substituídas por outras que possuam tratamento químico superficial e resistência mecânica de igual qualidade.

e) O seu aperto deverá ser feito de forma a assegurar rigorosa rigidez mecânica ao conjunto núcleo-enrolamento, sem causar danos aos canais de circulação de óleo;

f) O núcleo deverá estar bem montado, sem gaps, assegurando um fechamento correto, sem dobras e amassamentos das chapas;

g) Transformadores a serem recuperados tendo núcleo problemático serão indicados para evitar novas recuperações.

9.15. BARRAS DE APERTO

9.15.1. EM AÇO

Deverão receber limpeza completa. Ao serem remontadas deverão estar completamente desprovidas de impurezas, películas de tinta soltando, sinais de ferrugem ou qualquer outra substância que possa contaminar o óleo isolante.

Caso apresentem as falhas acima descritas, as barras deverão ser desengraxadas, lixadas e pintadas novamente.

A tinta a ser usada nas barras de aperto deverá ser a mesma usada para pintura da superfície interna do transformador.

9.15.2. EM MADEIRA

a) A barra de aperto que se apresentar quebrada, lascada, com trincas ou rachaduras deverá ser substituída por outra de dimensão ou projeto idêntico. Antes de cortada, a peça deve sofrer secagem em estufa durante o tempo necessário. Depois de cortada, feitos todos os entalhes, furos etc., a peça deverá voltar à estufa, agora imersa em óleo isolante, para retirada de toda a resina da madeira e de modo que a mesma fique impregnada pelo óleo isolante. Em seguida a peça deverá voltar à estufa para nova secagem. Somente após receber este tratamento, ela poderá ser utilizada no transformador;

b) As barras de aperto que se apresentam em bom estado deverão passar por uma limpeza completa, seguida de secagem em estufa durante um período de

tempo conveniente. Somente depois de passarem por esse processo poderão ser reutilizadas no transformador.

c) As barras de aperto deverão ser montadas e apertadas corretamente, de modo a evitar vibração do núcleo e aumento do nível de ruído.

d) As roscas dos tirantes das barras de aperto não deverão ser pintadas, mas necessitarão ser limpas e não apresentar sinais de oxidação.

9.16. SISTEMAS DE COMUTAÇÃO DE TENSÕES

A comutação de tensões deverá ser por comutador rotativo com mudança simultânea nas fases, para operação sem tensão, permitindo a comutação de tensões conforme tap's da **tabela 02 da NDU-008**. Os comutadores rotativos que apresentarem marcas de fuga de corrente, queimados, quebradiços, travados, fora de padronização (itens a, b, c, d) e/ou trincas, deverão ser substituídos.

a) A rigidez dielétrica mínima do material do sistema de comutação deverá ser de 10kV/mm, conforme método de ensaio previsto na **NBR 5405**;

b) A marcação dos terminais e derivações no comutador deverá ser feita em baixo relevo, com tinta branca, indelével, que não contamine o óleo isolante;

c) Deverá ser provido de indicador de posição, dispositivo para travamento em todas as posições e limitadores de curso para as posições extremas;

d) Se for comutador rotativo externo este deverá ser adequado para operar em ambiente agressivo (radiação solar, chuva, alta temperatura ambiente etc.). O mesmo deverá ser fornecido com a tampa de proteção com dispositivo antiqueda. Deverá conter a inscrição no tanque "*Operar Somente sem Tensão*".

9.17. ÓLEOS ISOLANTES

Os tipos de óleo poderão ser:

a) Óleo mineral tipo A (base naftênica) ou tipo B (base parafínica), de acordo com as resoluções vigentes da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP;

b) Óleo vegetal de acordo com a **NBR 15422**.

O óleo isolante deverá cobrir toda a parte ativa do transformador, incluindo barras de aperto e comutador, até um nível mínimo que cubra pelo menos os terminais internos das buchas de baixa tensão.

A indicação do nível do óleo isolante deverá ser feita internamente por meio de uma linha indelével e pela palavra "nível" de maneira a ser bem visível através da abertura de inspeção.

A indicação deverá se referir à temperatura de 25°C. Tanto a linha como a palavra "nível" deverá ser pintada com tinta na cor branca.

Ao óleo isolante regenerado deverão ser adicionados 0,3% em peso do inibidor DBPC, com uma tolerância de 0,03%.

9.17.1. CANAIS DE CIRCULAÇÃO DE ÓLEO

Deverão prover convenientemente a refrigeração do transformador de tal forma que atenda aos ensaios previstos na **NBR-5356 e conforme NBR-5380**.

9.18. FIXAÇÃO E SUSPENSÃO DA PARTE ATIVA

Poderá ser mantido o sistema existente. Caso tenha que ser confeccionado um novo sistema, este deverá estar de acordo com **NBR-5440** e ainda possuir dois olhais localizados na parte superior da parte ativa, preferencialmente nas barras de aperto, construídos de maneira a não danificarem os componentes da parte ativa quando do seu levantamento.

10.INSPEÇÃO

10.1. LOTE PARA INSPEÇÃO

O lote de inspeção será o quantitativo total convocado pela reformadora e apresentado para a inspeção.

10.2. INSPEÇÃO GERAL

Será realizada uma inspeção geral cujos critérios de amostragem, aceitação e rejeição são os da **Tabela 01** desta Especificação. Nesta oportunidade, o inspetor deverá constatar que os serviços executados estão em conformidade com esta Especificação, bem como verificar a qualidade do serviço executado e do material utilizado.

Os planos de amostragem serão utilizados para ensaios elétricos (exceto dielétricos), pintura e ensaios do óleo mineral isolante.

10.3. RELAÇÃO DE ENSAIOS

Para comprovação das características de projeto, material e mão de obra serão exigidos os seguintes ensaios:

- a) Inspeção geral;
- b) Verificação do dimensional;
- c) Tensão suportável nominal à frequência industrial (tensão aplicada);
- d) Tensão induzida;
- e) Resistência de isolamento;
- f) Relação de tensões;
- g) Deslocamento angular e sequência de fases (transformadores trifásicos)
- h) Corrente de excitação;
- i) Perdas em vazio e em carga;
- j) Tensão de curto-circuito;
- k) Resistência elétrica dos enrolamentos;
- l) Estanqueidade e resistência à pressão interna;
- m) Ensaio do óleo isolante;
- n) Ensaio da pintura;
- o) Vedação;

- p) Torque nos terminais;
- q) Estanhagem dos terminais.

10.3.1. ENSAIOS ELÉTRICOS

O reformador deverá executar os ensaios abaixo relacionados, em todas as unidades do lote conforme NBR 5380 e apresentar os resultados ao inspetor da ENERGISA antes da inspeção.

- a) Perdas em vazio e corrente de excitação;
- b) Perdas em carga e impedância de curto-circuito;
- c) Relação de tensões;
- d) Relação de tensões com verificação do deslocamento angular e sequência de fases (transformadores trifásicos);
- e) Resistência de isolamento;
- f) Resistência elétrica dos enrolamentos;
- g) Verificação de polaridade.

10.3.2. ENSAIOS DIELÉTRICOS

Deverá ser executado em todas as unidades do lote na presença do inspetor da ENERGISA.

10.3.3. TENSÃO SUPORTÁVEL NOMINAL À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL

a) Os ensaios de tensão suportável nominal à frequência industrial (tensão aplicada) deverão ser executados conforme **NBR 5380**, devendo ser aplicada tensão normalizada pela **NBR 5356**, conforme **tabela 01 da NDU-008**.

b) Para os transformadores monofásicos de 01(uma) bucha na AT, com apenas um terminal na média tensão acessível e outro aterrado internamente, este ensaio não se aplicará.

10.3.4. TENSÃO INDUZIDA

a) Os ensaios de tensão induzida deverão ser executados conforme **NBR-5380**, devendo ser aplicada à tensão normalizada na **NBR-5356**. A duração do ensaio deverá ser de 7200 ciclos com frequência não inferior a 120Hz e não superior a 480 Hz.

b) Os transformadores monofásicos com $V_n \leq 36,2\text{kV}$ com enrolamento com terminal aterrado internamente, mesmo com isolamento uniforme, deverão ser ensaiados como se tivessem isolamento progressivo.

Neste caso, o ensaio deverá ser realizado com frequência superior a 196 Hz e duração de 7200 ciclos. O transformador deverá ser excitado de maneira a se obterem $3,46 V_n + 1000\text{V}$ no enrolamento de alta tensão, onde V_n é a tensão nominal desse enrolamento. O valor da tensão de ensaio deverá ser limitado a 50kV. O transformador deverá estar aterrado durante a realização do ensaio.

10.3.5. ENSAIOS DE PERDAS EM VAZIO, CORRENTE DE EXCITAÇÃO, PERDAS EM CARGA E TENSÃO DE CURTO-CIRCUITO.

Os ensaios deverão ser repetidos na presença do inspetor da ENERGISA em número de unidades de acordo com a **Tabela 01**, desta Especificação e os resultados confrontados com aqueles previamente obtidos pelo reformador.

10.3.6. PERDAS

Os valores garantidos para ensaios de perdas, corrente de excitação e tensões de curto-circuito deverão estar de acordo com a **NBR 5440/1987 e NBR 5440/199**, sendo:

Valores Garantidos

Os resultados dos ensaios de rotina deverão estar de acordo com os valores normalizados e os definidos nas tabelas ao final desta Norma, conforme informado abaixo:

Tabela 1 – Valores Garantidos - Transformadores fabricados até julho de 2000 (*NBR 5440/1987*).

Tabela 2 – Valores Garantidos - Transformadores fabricados após julho de 2000 (*NBR 5440/1999*).

Tabela 3 – Valores Garantidos – Óleo mineral isolante.

Observação: Os transformadores recuperados com reforma total deverão ser garantidos na norma 5440/99, conforme **Tabela 2**.

10.3.7. RELAÇÃO DE TENSÕES

O ensaio de relação de tensões deverá ser feito em todas as derivações, em todos os transformadores do lote. Na presença do inspetor da ENERGISA o ensaio deverá ser executado em uma posição escolhida pelo inspetor da ENERGISA em todos os transformadores. Os valores serão confrontados com os previamente obtidos pelo reformador.

A tolerância permitida para o ensaio de relação de tensões é de mais ou menos 0,5% da relação de transformação.

10.3.8. ENSAIO DE RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO

O ensaio será executado com o aparelho megôhmetro, porém não constitui critério para aprovação ou reprovação do transformador. Trata-se de ensaio não destrutivo e servirá como pré-requisito para os ensaios dielétricos a serem realizados no transformador.

10.3.9. ENSAIO DE RESISTÊNCIA ÔHMICA DOS ENROLAMENTOS

O ensaio será realizado por meio de ponte (Wheatstone ou Kelvin) ou queda de tensão. Destina-se a detectar possíveis contatos irregulares, conexões e soldas. O valor de leitura servirá como base para o cálculo de perdas no cobre. A execução deste ensaio ficará a critério do inspetor da ENERGISA.

10.3.10. ENSAIO DE VERIFICAÇÃO DA PINTURA DO TANQUE

Deverá ser executado conforme **Anexo E da NBR 5440**.

10.3.11. ESTANQUEIDADE E RESISTÊNCIA À PRESSÃO

Deverá ser efetuado o ensaio de estanqueidade e resistência à pressão em todos os transformadores, utilizando uma pressão (Nitrogênio) de 0,7 kgf/cm², durante 1 hora.

Em caso de vazamentos, estes deverão ser corrigidos pelo reformador.

10.4. ENSAIOS DE TIPO

Deverão ser executados quando solicitados pela ENERGISA. O inspetor escolherá aleatoriamente uma unidade de cada potência do primeiro lote.

10.4.1. ENSAIO DE TENSÃO SUPORTÁVEL DE IMPULSO ATMOSFÉRICO

Deverá ser realizado de acordo com o estabelecido na **NBR 5380**.

10.4.2. ENSAIO DE CURTO-CIRCUITO

Deverá ser realizado de acordo com o estabelecido na **NBR 5380**.

10.4.3. ENSAIO DE ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA

Deverá ser realizado de acordo com o estabelecido na **NBR 5380**.

O relatório do ensaio de elevação de temperatura deverá conter:

- a) Identificação do transformador ensaiado;
- b) Perdas a vazio com 100% e 105% da tensão nominal;
- c) Perdas em carga para todas as derivações;

- d) Perdas aplicadas ao transformador para determinação da elevação de temperatura do topo do óleo;
- e) Resistência ôhmica dos enrolamentos e a respectiva temperatura, antes do ensaio;
- f) Leitura de resistência ôhmica e do tempo após o desligamento além da temperatura ambiente, para cada desligamento do transformador;
- g) Metodologia de cálculo adotada para determinação da resistência do desligamento;
- h) Elevação de temperatura do topo do óleo e dos enrolamentos;
- i) Outros dados que o inspetor julgar necessários.

10.5. INSPEÇÃO VISUAL

O Inspetor da ENERGISA deverá executar em todas as unidades do lote reformado.

10.5.1. VERIFICAÇÕES DE SERVIÇOS INTERNOS EXECUTADOS EM TRANSFORMADORES REFORMADOS

O inspetor da ENERGISA poderá exigir que a reformadora abra qualquer unidade do lote reformado para inspeção da qualidade dos serviços executados na parte interna do transformador. Se constatado má qualidade nos serviços o lote será recusado e o reformador será notificado até que o assunto seja técnica e comercialmente esclarecido.

10.6. ACEITAÇÃO E REJEIÇÃO

O critério para aceitação e rejeição geral será o estabelecido nas **Tabelas 04 e 05** desta Especificação;

A inspeção compreenderá a execução de verificações e ensaio durante a reforma e, por ocasião do recebimento, inclui a realização dos ensaios de rotina, de

tipo e especiais. Os ensaios de tipo e especiais serão executados quando solicitados pelo Grupo ENERGISA.

Lote para inspeção será todos os transformadores de uma mesma potência e tensão máxima de operação apresentados para inspeção, e que sejam de um mesmo contrato.

Ensaio Elétricos

- Ensaio de Rotina

Os ensaios abaixo serão obrigatórios e deverão ser realizados pela empresa PROPONENTE em todas as unidades que passarem por manutenção ou reforma.

Desde que, o Grupo ENERGISA não informe antecipadamente o contrário, esses ensaios serão realizados sem a presença do Inspetor do Grupo.

- Perdas em vazio e corrente de excitação;
- Perdas em carga e impedância de curto-circuito;
- Relação de tensões com verificação de polaridade (transformadores monofásicos);
- Relação de tensões com verificação de deslocamento angular e sequência de fases (transformadores trifásicos);
- Resistência de isolamento;
- Resistência elétrica dos enrolamentos;
- Estanqueidade;
- Ensaio de análise físico-química do óleo mineral isolante utilizado em todas as unidades.

Os seguintes ensaios deverão ser realizados na presença do inspetor do Grupo ENERGISA quando do recebimento do lote em todas as unidades do mesmo.

- Tensão suportável nominal à frequência industrial (tensão aplicada);
- Tensão induzida.

Para os transformadores monofásicos, os ensaios de tensão suportável e tensão induzida, serão realizados conforme descrito a seguir:

- Tensão suportável nominal à frequência industrial, na baixa tensão para a alta tensão aterrada, de acordo com NBR 5380 - atualizada;
- Tensão induzida com frequência superior a 196 Hz e duração de 7200 ciclos, conforme ANSI C57.12.20, atualizada. O transformador deverá ser excitado através da baixa tensão de maneira a se obter $(3,46V_n - 1000V)$ no enrolamento de alta tensão, onde V_n é a tensão nominal desse enrolamento. O transformador deverá estar aterrado durante a realização do ensaio.

Os transformadores que forem identificados pela empresa PROPONENTE como em perfeito estado de funcionamento e sem necessidade de reforma, deverão ser feitos todos os serviços orçados e aprovados pelo Grupo ENERGISA e passar por todos os ensaios.

Os ensaios deverão obedecer às Normas aplicáveis, em especial a NBR 5380 - atualizada.

Os laudos com os resultados individuais dos ensaios deverão ser apresentados ao Grupo ENERGISA quando da inspeção de recebimento do lote.

- Ensaio de recebimento

Os ensaios elétricos serão repetidos na presença de Inspetor, do Grupo ENERGISA, em um número de unidades definidas de acordo com o plano de amostragem descrito nas **tabelas 04 e 05** e tolerâncias admitidas em conformidade abaixo:

Tolerâncias Admitidas

As tolerâncias admitidas nos ensaios serão aquelas definidas na **tabela 21 da norma NBR 5356 (Transformador de Potência – Especificação)**.

As tolerâncias admitidas nos ensaios serão as seguintes:

a) perdas em vazio: 10% do valor garantido.

Lote: A média dos valores verificados no lote não poderá ser superior ao valor garantido;

b) perdas totais: 6% do valor garantido.

Lote: A média dos valores verificados no lote não poderá ser superior ao valor garantido;

c) corrente de excitação: 20% do valor garantido.

Lote: A média dos valores verificados no lote não poderá ser superior ao valor garantido;

d) tensão de curto circuito: $\pm 7,5\%$ do valor garantido;

e) relação de tensões: $\pm 0,5\%$ do valor nominal.

Os valores obtidos nos ensaios de rotina serão confrontados com aqueles previamente obtidos pela empresa PROPONENTE.

11. EMBALAGEM

a) Os transformadores deverão ser acondicionados individualmente em embalagens de madeira, adequadas para o transporte ferroviário e/ou rodoviário;

b) As bases das embalagens deverão ser construídas de forma a permitir o uso de empilhadeira nas operações de carga e descarga, bem com o transporte sobreposto de dois transformadores;

c) A madeira empregada deverá ser 100% madeira de origem de reflorestamento;

d) A embalagem deverá ser construída de tal forma que não danifique a pintura do transformador, não dificulte a verificação do nº de patrimônio de identificação e marcação de terminais.

12. RELATÓRIOS DE ENSAIOS EXECUTADOS

A empresa reformadora deverá preencher o Relatório de Ensaio e anotar os valores de pré-testes solicitados. Também deverá compor este relatório o diagnóstico de falha / defeito bem como o serviço executado de troca de bobina.

O relatório dos ensaios deverá conter no mínimo as informações:

- Número do contrato e quantidade dos transformadores do lote;
- Identificação (dados de placa) e valores garantidos pelo Reformador;
- Resultados dos ensaios que têm valores garantidos e os respectivos valores máximos, médios e mínimos verificados no lote;
- Resultados dos ensaios da pintura;
- Resultados dos ensaios dielétricos, de relação de tensão, de resistência de isolamento e de resistência elétrica dos enrolamentos;
- Resultados dos ensaios do óleo isolante;
- Datas de início e término dos ensaios;
- Nomes legíveis e assinaturas do representante do fabricante e do inspetor do Grupo ENERGISA.

Também deverá compor este relatório o diagnóstico de falha / defeito bem como o serviço executado de troca de bobina.

12.1. RELATÓRIOS DE INSPEÇÃO FINAL

O inspetor da ENERGISA preencherá o Relatório de Inspeção com as informações do lote inspecionado, para liberação parcial ou total do lote para embarque.

13. TABELAS

Tabela 1 - Transformadores fabricados até de julho 2000:

Transformadores monofásicos					
Tensão máxima do equipamento (kV eficaz)	Potência nominal (kVA)	Corrente de excitação máxima I₀ (%)	Perdas em vazio máximas P₀(W)	Perdas totais máximas PT(W)	Impedâncias de curto-circuito a 75 °C Z (%)
15	5	4,2	55	165	2,5
	10	3,5	70	270	
	15	3,2	100	370	
	25	2,8	140	540	
24,2	5	5,0	60	180	2,5
	10	4,2	85	300	
	15	3,8	105	410	
	25	3,3	150	600	
36,2	5	5,0	60	180	2,5
	10	4,2	85	300	
	15	3,8	105	410	
	25	3,3	150	600	

Transformadores trifásicos					
Tensão máxima do equipamento (kV eficaz)	Potência nominal (kVA)	Corrente de excitação máxima I_o (%)	Perdas em vazio máximas P_o(W)	Perdas totais máximas P_t(W)	Impedâncias de curto-circuito a 75 °C Z (%)
15	15	4,6	110	440	3,5
	30	4,3	200	770	
	45	3,9	260	1040	
	75	3,4	390	1530	
	112,5	3,1	520	2070	
	150	2,9	640	2550	
	225	2,6	900	3600	4,5
	300	2,4	1120	2550	
24,2	15	5,7	190	780	4,0
	30	5,0	215	860	
	45	4,5	290	1160	
	75	4,0	425	1700	
	112,5	3,6	575	2300	
	150	3,3	715	2860	
	225	3,0	970	3880	5,0
	300	2,8	1200	4800	
36,2	15	5,7	190	780	4,0
	30	5,0	215	860	
	45	4,5	290	1160	
	75	4,0	425	1700	
	112,5	3,6	575	2300	
	150	3,3	715	2860	
	225	3,0	970	3880	5,0
	300	2,8	1200	4800	

Tabela 2 - Transformadores fabricados após julho de 2000:

Transformadores monofásicos					
Tensão máxima do equipamento (kV eficaz)	Potência nominal (kVA)	Corrente de excitação máxima I_o (%)	Perdas em vazio máximas P_o(W)	Perdas totais máximas P_t(W)	Impedâncias de curto-circuito a 75 °C Z (%)
15	5	4,2	50	160	2,5
	10	3,5	60	260	
	15	13	85	355	
	25	2,7	120	520	
24,2	5	4,8	50	170	2,5
	10	4	70	285	
	15	3,6	90	395	
	25	3,1	130	580	
36,2	5	4,8	50	170	3,0
	10	4	70	285	
	15	3,6	90	395	
	25	3,1	130	580	

Transformadores trifásicos					
Tensão máxima do equipamento (kV eficaz)	Potência nominal (kVA)	Corrente de excitação máxima I₀ (%)	Perdas em vazio máximas P₀(W)	Perdas totais máximas P_t(W)	Impedâncias de curto-circuito a 75 °C Z (%)
15	15	4,8	100	440	3,5
	30	4,1	170	740	
	45	3,7	220	1000	
	75	3,1	330	1470	
	112,5	2,8	440	1990	
	150	2,6	540	2450	
	225	2,3	765	3465	4,5
	300	2,2	950	4310	
24,2	15	5,7	110	500	4,0
	30	4,8	180	825	
	45	4,3	250	1120	
	75	3,6	360	1635	
	112,5	3,2	490	2215	
	150	3,0	610	2755	
	225	2,7	820	3730	5,0
	300	2,5	1020	4620	
36,2	15	5,7	110	500	4,0
	30	4,8	180	825	
	45	4,3	250	1120	
	75	3,6	360	1635	
	112,5	3,2	490	2215	
	150	3,0	610	2755	
	225	2,7	820	3730	5,0
	300	2,5	1020	4620	

Tabela 3 – Óleo de base naftênica ou parafínica, inibido ou não, após recondicionamento, antes ou após contato com o equipamento

Características (1)	Método de ensaio	Unidade	Após recondicionamento, antes do contato		Após contato com o equipamento	
			Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Tensão interfacial a 25°C (2)	NBR 6234	mN/m	-		40	-
Teor de água Un < 72,5 kV (2)	NBR 10710	mg/kg	-	10	-	25
Rigidez dielétrica Un < 72,5 kV (2)	NBR 10859	kV	70	-	50	-
Fator de perdas dielétricas (2) Un < 72,5 kV a 100°C: a 90°C:	NBR 12133	%	-		-	0,9 0,7
Teor de PCB	NBR 13882 ou ASTM D 4059	mg/kg	-	3mg/kg	-	3mg/kg
Curva de perdas dielétricas de 80°C a 140°C, com variação de 5°C em 5°C	NBR 12133	%	-		Curva atípica (ascendente)	
Teor de oxigênio (O ₂) (2)	NBR 7070	ppm	-		<5000	
Índice de neutralização (2)	NBR 14248		-		0,04mgKOH/g	

Tabela 4 – Plano de Amostragem para Ensaios elétricos de Rotina:

Plano de Amostragem para ensaios elétricos de rotina no transformador				
Tamanho do Lote	Regime de inspeção – normal Amostragem: dupla NQA: 6,5% Nível de inspeção: S1			
	Amostra		Ac	Re
	Sequência	Tamanho		
2 a 90	--	3	0	1
91 a 280	1 ^a	8	0	2
	2 ^a	8	1	2
281 a 500	1 ^a	13	0	3
	2 ^a	13	3	4
501 a 1200	1 ^a	20	1	4
	2 ^a	20	4	5

Tabela 5 – Plano de Amostragem para Ensaios não elétricos de Rotina:

Planos de amostragem para ensaios não elétricos de rotina no transformador				
Tamanho do Lote	Inspeção geral Ensaios do óleo isolante Estanqueidade Ensaios de pintura Ensaios das juntas de vedação			
	Regime de inspeção normal Amostragem dupla Nível de inspeção INQA 6,5% Nível de inspeção S3			
	Amostra		Ac	Re
Sequência	Tamanho			
2 a 50	--	2	0	1
51 a 500	1 ^a	5	0	2
	2 ^a	5	1	2
501 a 1200	1 ^a	8	0	3
	2 ^a	8	3	4

Notas:

- 1 - Especificação dos planos de amostragem conforme a ABNT-NBR 5426 ou a ISO 2859-1 - atualizada;
- 2 - NQA: Nível de Qualidade Aceitável;
- 3 - Ac – nº de aceitação: número máximo de unidades rejeitadas da amostra que permite a aceitação do lote;
- 4 - Re – nº de rejeição: número mínimo de unidades rejeitadas da amostra que implica na rejeição do lote;
- 5 - Procedimento para a amostragem dupla: ensaiar, inicialmente, um número de unidades igual ao da primeira amostra obtida na TABELA 1. Se o número de unidades defeituosas encontrado estiver compreendido entre Ac e Re (excluídos esses valores), deverá ser ensaiada a segunda amostra. O total de unidades defeituosas encontrado, depois de ensaiadas as duas amostras, deverá ser igual ou inferior ao maior Ac especificado, para permitir a aceitação do lote.

14. DESENHO - PLACA DE IDENTIFICAÇÃO DA REFORMADORA

