SISTEMA DE DESENVOLVIMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

SUBSISTEMA NORMAS E ESTUDOS DE MATERIAIS E EQUIPAMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO

CÓDIGO	TÍTULO	FOLHA
E-313.0019	TRANSFORMADORES PARA REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO	1/47

1. FINALIDADE

Apresentar os requisitos aplicáveis aos transformadores imersos em óleo isolante até 300 kVA das redes aéreas de distribuição até 36,2 kV da Celesc Distribuição S. A. – Celesc D.

2. ÂMBITO DE APLICAÇÃO

Aplica-se às áreas da Celesc D, fornecedores, fabricantes e empreiteiras para novos adquiridos pela Celesc D ou incorporados por doação de empreiteiros e particulares; e transformadores reformados por oficinas.

3. ASPECTOS LEGAIS

Este documento foi baseado na NBR 5356-1 e NBR 5440.

O texto/conteúdo desta Especificação poderá ser revisto a qualquer tempo por razões de ordem técnica. Interessados devem sempre consultar a Celesc D para verificação da versão em vigor.

4. CONCEITOS BÁSICOS

Os termos técnicos utilizados estão definidos na NBR 5458 e NBR 5356-1.

5. DISPOSIÇÕES GERAIS

5.1. Participação na Licitação de Compra

Podem participar da licitação de compra os fabricantes que possuam, *até a data de publicação do edital*, o Certificado de Homologação de Produto (CHP) dos transformadores, bem como a Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (ENCE) do INMETRO.

5.2. Características Nominais

O transformador deve fornecer corrente nominal em regime permanente sob tensão e frequência nominais sem exceder os limites de elevação de temperatura.

Tabela 1 – Condições Nominais

Potência nominal
Tensões nominais
Correntes nominais
Frequência nominal
Níveis de isolamento

5.3. Condições de Sobrecarga

Os transformadores podem ser sobrecarregados de acordo com a NBR 5356-7. Os equipamentos auxiliares, tais como buchas e comutadores de derivações, devem suportar cargas de pelo menos 1,4 vezes a potência nominal do transformador.

5.4. Tensão Nominal dos Enrolamentos

Os transformadores devem ser capazes de operar na derivação principal com tensão diferente da nominal nas condições estabelecidas na Norma NBR 5356-1.

5.5. Frequência Nominal

A frequência nominal é 60 Hz.

5.6. Nível de Isolamento e Espaçamentos

Nos transformadores de 15 kV, devem ser utilizadas as mesmas buchas primárias que as dos transformadores de 24,2 kV.

O nível de isolamento, espaçamentos no ar e demais itens devem atender a Norma NBR 5356-3. Os requisitos requeridos pela Celesc D são os das Tabelas 2 e 3.

Tabela 2 – Níveis de Isolamento das Buchas e Transformador

	das Buchas		do Transformador		
Tensão Máxima do Equipamento	Tensão suportável à frequência industrial a seco	Tensão suportável de impulso atmosférico	Tensão suportável à frequência industrial a seco	Tensão suportável de impulso atmosférico	
		Pleno		Pleno	Cortado
(kV eficaz)	(kV eficaz)	(kV crista)	(kV eficaz	(kV crista)	(kV crista)
Terminal do Neutro (1,2)	10	30	10	30	-
1,2	10	30	10	30	-
15	50	150	34	110	121
24,2	50	150	50	150	165
36,2	70	170	70	170	187

Tabela 3 – Espaçamentos das Buchas e Transformador

	das Buchas			do Transformador	
Tensão Máxima do Equipamento	Terminal	Corrente Nominal	Distância mínima de escoamento	Espaçamentos Externos Mínimos	
				Fase-terra	Fase-fase
(kV eficaz)	(Tipo)	(A)	(mm)	(mm)	(mm)
Terminal do Neutro (1,2) e 1,2	T2	160	50	25	25 (1)
	T2	400	65		
	T3	800	87		

15	Grampo com parafuso olhal		450	165	165
24,2			450	225	225
36,2			680	330	330

Observação: (1) A distância entre os terminais X1-X2 deve ser pelo menos de 220 mm.

5.7. Derivações

Os enrolamentos de alta tensão devem ter 3 derivações, a principal que corresponde à de tensão mais elevada e duas auxiliares. A potência nominal deve ser garantida em todas as derivações.

5.8. Impedância de Curto-Circuito

A tolerância aceitável para a impedância é de ± 7,5 % sobre o valor declarado pelo fabricante.

A diferença entre as impedâncias de 2 transformadores quaisquer do mesmo projeto não deve exceder 7,5%.

A partir de 2023 somente serão aceitos transformadores de distribuição do nível de eficiência "C", atendendo aos prazos estabelecidos pela portaria interministerial MME/MDIC/MCTIC de nº 3 de 31 de julho de 2018.

Em caso de incorporação do transformador por doação, o prazo aceito para aplicação dos transformadores nível "D" será até 180 dias após a data limite de comercialização estabelecida pela portaria mencionada. Caso a ANEEL ou qualquer outro órgão federal estipule algum prazo inferior a este, prevalecerá o menor prazo.

As características requeridas devem ser conforme a Tabela 4.

Tabela 4 – Características Elétricas – Transformadores Nível de Eficiência "C"

Item	Tensão Nominal da Rede	Tensão Máxima de Operação	Nº Fases	Potência	Corrente Excitação Máxima	Perdas Vazio Máximas	Perdas Totais Máximas	Tensão Curto Circuito	Tensão Primária Derivações	Tensão Secundária	Código Celesc D	
(N)	(kV)	(kV)	(N)	(kVA)	(%)	(W)	(W)	(%)	(V)	(V)	Mineral	Vegetal
1	13,8	15/V3	MONOFÁSICO	10	2,7	40	200	2,5	7967 7621 7275	440/220	27289	40738
2				15	2,4	50	270				27288	40739
3				25	2,2	70	395				27287	40740
4				37,5	2,1	110	550				7140	40741
5				50	2,0	130	640				33970	40742
6		15	TRIFÁSICO	30	3,6	110	560	3,5	13800 13200 12600	380/220	27283	40748
7				45	3,2	140	760				27282	40749
8				75	2,7	215	1 125				27281	40750
9				112,5	2,5	285	1 525				27280	40751
10				150	2,3	350	1 880				7194	40752
11				225	2,1	470	2 630	4,5			7206	40753
12				300	1,9	585	3 275				14172	40754
13	23,1	24,2/V3	MONOFÁSICO	10	3,3	45	220	2,5	13337 12702 12067	440/220	27286	40743
14				15	3,0	60	300				27285	40744
15				25	2,8	80	430				27284	40745
16				37,5	2,7	115	595				7146	40746
17				50	2,6	150	760				27423	40747
18		24,2	TRIFÁSICO	30	4,2	115	590	4,0	23100 22000 20900	380/220	27279	40755
19				45	3,6	155	815				27278	40756
20				75	3,2	230	1 200				27277	40757
21				112,5	2,8	310	1 595				27276	40758
22				150	2,6	380	2 010				7208	40759
23				225	2,4	530	2 770	5,0			7207	40760
24				300	2,1	620	3 440				14236	40761
25	34,5	36,2/V3	MONO FÁSICO	10	3,5	50	225	3,0	19919 19053 18187	440/220	7151	-
26				15	3,2	65	320				7152	-
27		36,2	TRIFÁSICO	30	4,4	125	630	4,0	34500 33000 31500	380/220	7153	-
28				45	3,8	175	875				7150	-
29				75	3,4	240	1 285				7154	-
30				112,5	3,0	330	1 665				30842	-
31				150	2,8	405	2 145				15145	-

5.9. Perdas Máximas

As perdas máximas admitidas na derivação de tensão mais elevada sob condições nominais referenciadas à temperatura de referência são as da Tabela 4 acima.

Transformadores com mesmo projeto de um Pedido de Compra não devem apresentar diferenças de perdas superiores às da Tabela 5.

Tabela 5 – Tolerância nas Perdas Máximas

Número de unidades de cada ordem de compra	Base de determinação	Perdas máximas	
		Em vazio (%)	Totais (%)
1	1 unidade	10	6
2	cada unidade	10	6
3 ou mais	média de todas as unidades	0	0

5.10. Métodos de Resfriamento

Os transformadores devem ser resfriados através de convecção natural internamente com óleo e externamente com ar (ONAN).

Quando for mencionado o termo óleo, este se refere tanto ao óleo mineral quanto ao óleo vegetal.

5.11. Classes de Temperatura dos Isolantes e Limites de Elevação de Temperatura

Os materiais isolantes elétricos utilizados devem ser no mínimo de classe térmica A (105ºC) da Norma NBR IEC 60085 resumida na tabela abaixo.

Tabela 6 – Classes de Temperatura de Materiais Isolantes

Classe	Temperatura limite atribuída (ºC)
A	105
E	120
B	130
F	155

As elevações de temperatura dos enrolamentos e do óleo em qualquer derivação, segundo a Norma NBR 5356-2, não devem exceder os limites especificados na Tabela 7.

Tabela 7 – Limites de Elevação de Temperatura

Alternativa	Limites de elevação de temperatura (°C)			Temperatura de referência para as perdas totais e impedância (°C)
	Enrolamentos		Óleo	
	Média (método da variação da resistência)	Ponto mais quente	Topo	
Alternativa 1	55	65	50	75
Alternativa 2	65	80	60	85

A isolação deve ser obrigatoriamente em papel termoestabilizado independentemente do limite de elevação nominal de temperatura. O fabricante deve apresentar o certificado do fornecedor do material, no ato da inspeção.

5.12. Capacidade de Suportar Curtos-Circuitos

Deve atender o estabelecido na NBR 5356-5.

5.13. Características dos Enrolamentos

Os enrolamentos podem ser em alumínio ou cobre.

5.14. Características do Óleo

O óleo isolante deve ser do tipo mineral, livre de PCB, de base naftênica (tipo A) ou base parafínica (tipo B); ou do tipo vegetal, de acordo com a NBR 15422.

Os ensaios realizados no óleo devem estar de acordo com a NBR 5356-1. O óleo de mineral deverá atender as características definidas nas Especificações ASTM D3487 ou IEC 60296 e na Resolução ANP nº 36, de 5.12.2008 (Especificação técnica dos óleos minerais isolantes tipo A e tipo B).

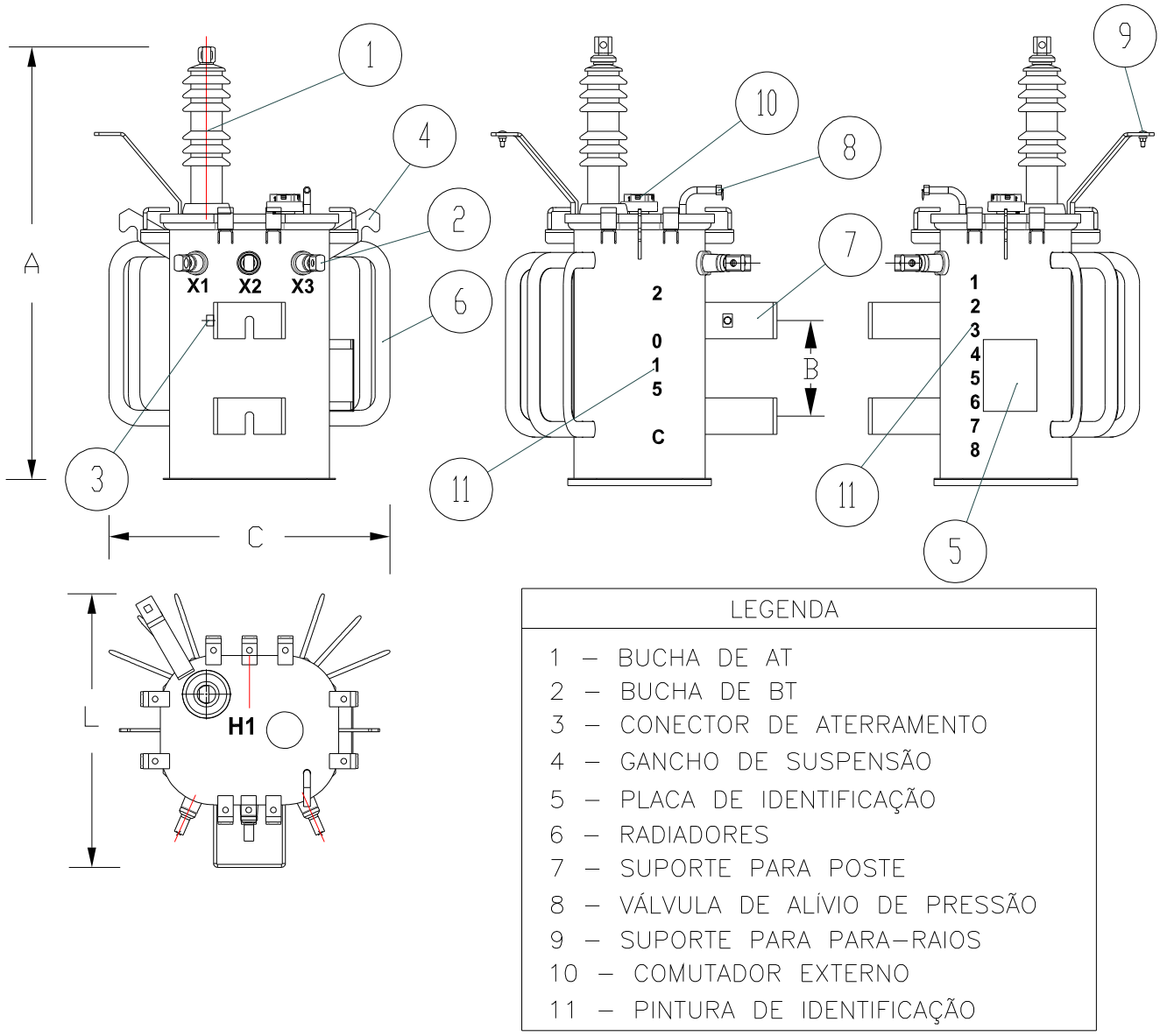
O óleo deve ser livre de umidade e impurezas para garantir o seu poder dielétrico. Após contato com o equipamento, o óleo isolante deve atender os valores da Tabela 8.

Tabela 8 – Características do Óleo Isolante após Contato com Equipamento

Características do óleo	Unidade	Vegetal			Mineral		
		ASTM	ABNT NBR	Valor	ASTM	ABNT NBR	Valor
Tensão interfacial	mN/m	-	-	não aplicável	D 971	6234	≥ 40
Teor de água	mg/kg[1]	D 1533	10710	≤ 300	D 1533	10710	≤ 25
Rigidez dielétrica (eletrodo de calota)	kV	-	IEC 60156	≥ 45	-	IEC 60156	≥ 45
Fator de perdas dielétricas ou fator de dissipação a 25ºC	%	D 924	12133	≤ 0,5	D 924	12133	≤ 0,05
Fator de perdas dielétricas ou fator de dissipação a 100ºC	%	D 924	12133	≤ 8	D 924	12133	≤ 0,9
Índice de neutralização	mgKOH/g	D 974	14248	≤ 0,06	D 974	14248	≤ 0,03
Ponto de combustão	ºC	D 92	11341	≥ 300	-	-	-
Teor de bifenilas policloradas (PCB)	mg/kg[1]	-	13882	não detectado	-	13882	não detectado
Nota: a unidade mg/kg equivale a PPM.							

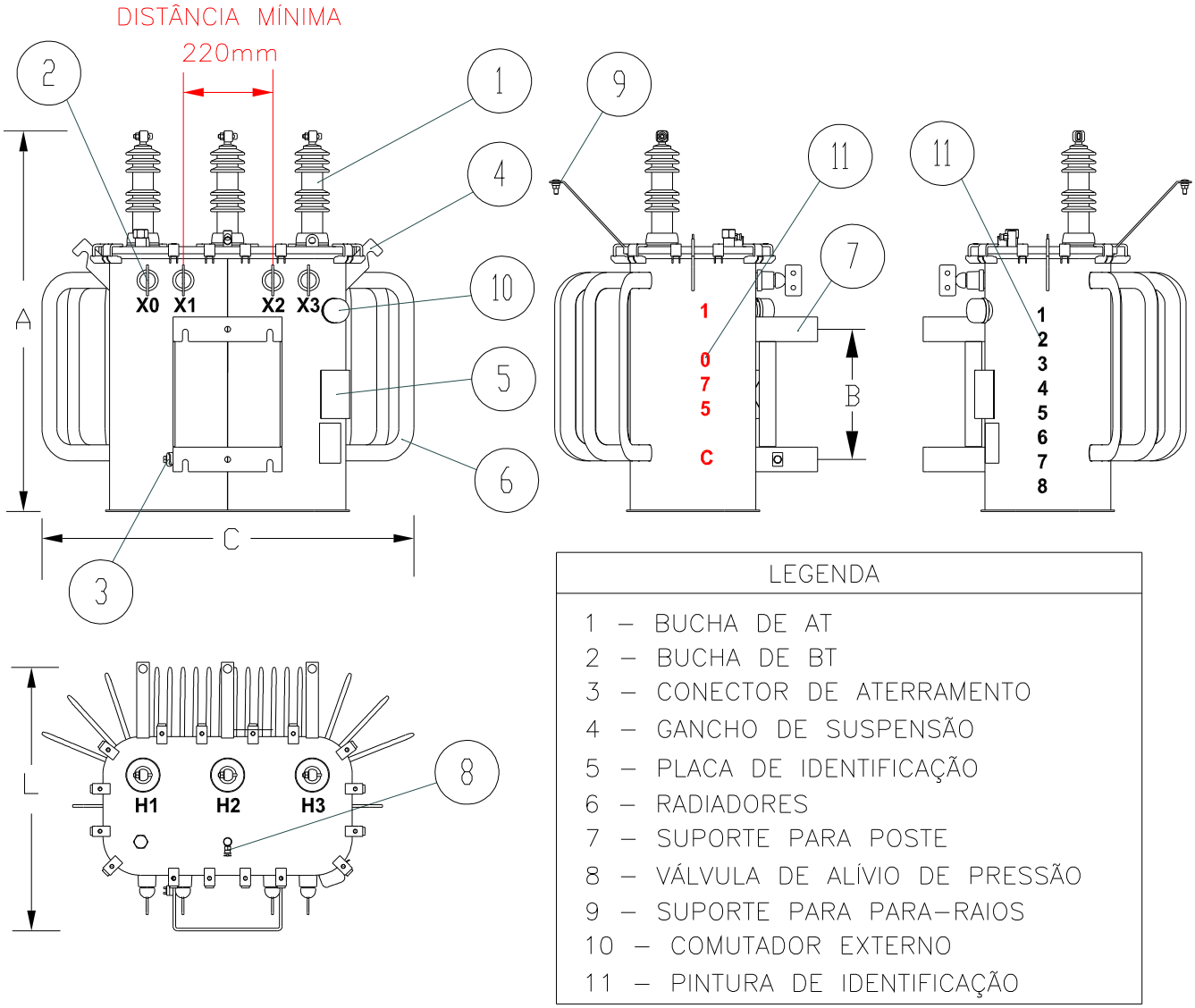
5.15. Características Dimensionais

Figura 1 – Transformadores Monofásicos



Notas:
1 – Desenho orientativo.
2 – As dimensões máximas devem estar de acordo com a NBR 5440.
3 – O projeto deve permitir a montagem dos cabos dentro dos critérios operacionais e de segurança da Celesc D e sem serem dificultados pelos radiadores, presilhas da tampa e suportes de poste.

Figura 2 – Transformadores Trifásicos



Notas:

1 – Desenho orientativo.

2 – As dimensões máximas devem estar de acordo com a NBR 5440.

3 – O projeto deve permitir a montagem dos cabos dentro dos critérios operacionais e de segurança da Celesc D e sem serem dificultados pelos radiadores, presilhas da tampa e suportes de poste.

4 – O espaçamento entre X1 e X2 de, no mínimo, **220 mm**, visa facilitar a montagem dos cabos atrás do poste.

5.16. Tanque e Tampa do Transformador

O tanque e a respectiva tampa devem ser de chapas de aço, laminadas a quente, conforme a NBR 6650 e a NBR 11888.

O transformador deve ser hermeticamente selado suportando variações de pressão interna e seu próprio peso quando levantado e deve suportar o valor de pressão de 0,07 MPa durante 1 hora de aplicação no caso de ser submetido a um ensaio de estanqueidade.

A tampa não deve acumular água em sua superfície.

A tampa, o corpo e o fundo do tanque devem ser construídos em chapas de aço com espessuras mínimas definidas pela tabela abaixo.

Tabela 9 – Espessura Mínima das Chapas

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

5.17. Radiadores

Os radiadores devem ser fabricados conforme a NBR 5915 com chapas ou conforme a NBR 5590 com tubos, com espessura mínima conforme Tabela 10 abaixo.

Tabela 10 – Espessura Mínima dos Radiadores

Tipo de radiador	Espessura (mm)
Tubo	1,5
Aleta (1)	1,2
Corrugado	1

Observação: (1) Os radiadores do tipo Aleta deverão ser galvanizados a quente, com camada mínima de 100 micra, sendo necessária a aplicação de um processo de pintura adequado para superfícies galvanizadas. O ponto de solda deve ser pintado para garantir a proteção anticorrosiva do local.

5.18. Juntas de Vedação

Devem atender os requisitos da NBR 5440 e serem feitas de elastômero resistente à ação da umidade e raios solares e à ação do óleo aquecido à temperatura de 120ºC ou superior conforme limites de elevação de temperatura.

5.19. Indicação do Nível do Óleo

O nível de óleo indicativo a 25°C deve ser demarcado por traço indelével bem visível em cor contrastante com a pintura interna do tanque localizado no mesmo lado do suporte para fixação no poste.

5.20. Marcação dos Enrolamentos

Os terminais dos enrolamentos e as respectivas ligações devem ser claramente identificados por meio de marcação constituída por algarismos e letras, e ser fielmente reproduzida no diagrama de ligações. Nos painéis de comutação de derivação, a marcação deve ser feita com caracteres gravados em baixo relevo e pintados para efeito de contraste.

5.21. Marcação dos Terminais

Os terminais dos diversos enrolamentos devem ser marcados com as letras maiúsculas H e X. A letra H é reservada ao enrolamento de alta tensão. As letras devem ser associadas aos números 0, 1, 2, 3, para indicar o primeiro deles ao terminal de neutro e os outros para fases e derivações.

5.22. Locação dos Terminais H

Devem ser conforme os seguintes procedimentos:

a) o terminal H1 deve ficar localizado à direita do grupo de terminais de alta tensão quando se olha o transformador do lado desta tensão. Os outros terminais H devem seguir a ordem numérica da direita para a esquerda;

b) em transformadores monofásicos quando o enrolamento de alta tensão possuir apenas um terminal acessível externo, este será marcado com H1 e o outro terminal aterrado internamente deve ser designado no diagrama de ligações como H2T;

c) em transformadores monofásicos, quando o enrolamento de alta tensão possuir dois terminais acessíveis externos com duas buchas com diferentes tensões nominais, a de maior tensão nominal será marcada com H1, devendo ser localizada como exposto na alínea a desta seção.

5.23. Marcação do Terminal de Neutro

O terminal de neutro deve ser marcado com a letra correspondente ao enrolamento seguida do número zero.

5.24. Requisitos e Posicionamento das Buchas

As buchas devem ser de porcelana, apropriadas para conexões bimetálicas (cabos de alumínio e cobre), de fornecedores homologados na Celesc D, e ter isolamento e espaçamento segundo as Tabelas 2 e 3.

A tampa deverá ser provida de ressaltos para montagem das buchas de alta tensão.

As buchas de alta tensão deverão ser localizadas na tampa do transformador e as buchas de baixa tensão deverão estar localizadas na lateral do transformador.

Os terminais secundários não devem interferir com as presilhas da tampa, a própria tampa ou com o suporte para fixação em poste, inclusive no tocante às distâncias fase-terra.

Para os transformadores trifásicos a distância entre os terminais secundários X1 e X2 deverá ser de no mínimo 220 mm.

5.25. Terminais de Alta Tensão

Os terminais de alta tensão devem ser modelo único, estanhado, tipo grampo com parafuso olhal, conforme a ABNT NBR 5435, e devem acompanhar der uma arruela de pressão em aço inoxidável.

5.26. Conexões e Terminais de Baixa Tensão

Os conectores terminais devem sempre ser de material compatível com o material do condutor.

As conexões dos terminais de baixa tensão e fechamento da estrela de baixa tensão devem ser:

a) com terminais a compressão com no mínimo três compressões realizadas com alicate de compressão hidráulico; ou

b) com solda contínua. Quando não forem utilizados cabos necessariamente devem ser com solda contínua; ou

c) com parafusos com arruelas de pressão com torque definido em projeto (especificar no desenho de aprovação).

Para a Celesc D, os terminais das buchas de baixa tensão devem ser dos tipos T2 com 2 furos ou T3 com 4 furos (“bandeira ou “spade”) conforme tabela a seguir:

Tabela 11 – Terminais de Baixa Tensão (Bandeira)

Transformador	Potência (kVA)	Tipo do Terminal	Corrente Nominal (A)
Monofásico	10	T2	160
	15		
	25		
	37,5		
	50		
Trifásico	30	T2	160
	45		
	75		
	112,5	T2	400
	150		
	225	T3	800
	300		

Deve ser fornecido e devidamente montado nos terminais T2 e T3 em cada furação o seguinte jogo de aparafusamento:

a) parafuso: cabeça sextavada (uma peça); material aço inoxidável 304 ou superior; acabamento passivado; dimensões M12x60 (DIN 933 ou ISO 4017); rosca total; passo de rosca 1,75 (DIN 13 ou ISO 965);

b) arruela lisa: (duas peças); material aço inoxidável 304 ou superior; acabamento passivado; dimensões M12 (DIN 125A);

c) arruela de pressão: (uma peça); material aço inoxidável 304 ou superior; acabamento passivado; dimensões M12 (DIN 127B);

d) porca: sextavada: (uma peça); material latão duro ou bronze silício (ligas de cobre); acabamento estanhado; dimensões M12 (DIN 934 ou ISO 4032) altura da porca 10mm; passo de rosca 1,75 (DIN 13 ou ISO 965).

Todos as demais peças acessórias de aplicação externa do transformador tais como parafusos, porcas, contraporcas, arruelas e dobradiças devem de material não ferroso, como aço inox, bronze-silício ou em aço galvanizado a quente conforme NBR 6323.

5.27. Acessórios dos Transformadores

Os transformadores devem ser fornecidos com os acessórios conforme tabela abaixo.

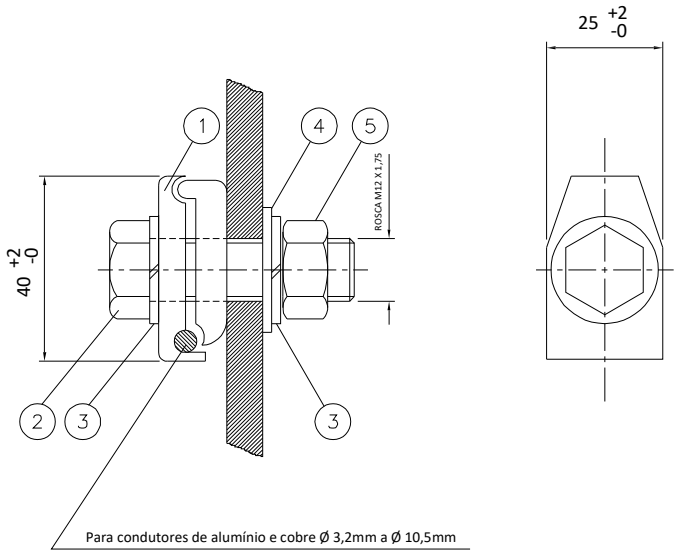
Tabela 12 – Acessórios Requeridos

Item	Acessórios
1	Meios de aterramento do tanque
2	Meios para suspensão da parte ativa do transformador completamente
3	Comutador de derivação externo sem tensão
4	Válvula de alívio de pressão
5	Suportes de fixação em poste
6	Suporte para fixação dos para-raios
7	Terminais das buchas de AT
8	Terminais das buchas de BT (NEMA)
9	Jogo de Parafusos, Arruelas e Porcas

5.28. Meios de Aterramento do Tanque

Os transformadores devem ter na parte exterior do tanque, sempre que possível perto do fundo, um dispositivo de liga de cobre estanhado ou inoxidável que permita fácil ligação a terra.

Figura 3 – Conector de Aterramento



1 - Conector de aterramento
2 - Parafuso cabeça sextavada M12 x 1,75
3 - Arruela de pressão B12
4 - Arruela lisa M12
5 - Porca sextavada M12

5.29. Meios para Suspensão da Parte Ativa do Transformador

O transformador deve dispor de meios para o levantamento de sua parte ativa e para seu levantamento quando completamente montado com óleo como alças, olhais e ganchos.

As tampas dos transformadores trifásicos devem dispor de meio para seu levantamento. Idem para os monofásicos se a tampa tiver 15 kg ou mais.

5.30. Comutador de Derivação sem Tensão Externo

O comutador de derivações dos enrolamentos de alta tensão deve atuar somente com o transformador desenergizado, ser do tipo de comando rotativo com mudança simultânea nas fases, com conformidade segundo a NBR 5440, posicionado na lateral do tanque e em local amigável ao operador.

No tanque junto ao acionamento do comutador deve ser gravada de forma indelével "OPERAR SEM TENSÃO"

As posições da comutação devem ser marcadas em baixo relevo, pintadas com tinta indelével em cor contrastante com a do tanque, sendo a derivação de maior tensão a de número 1. O comutador deve possuir um sistema de travamento em qualquer posição.

O comutador deve garantir perfeita estanqueidade com a parte interna equipamento e ser resistente a umidade, a raios solares intensos e ao óleo mineral isolante na condição da classe térmica da isolação a no mínimo 105°C.

Devem ser em aço inox ou material não ferroso os componentes metálicos do comutador como parafusos de bloqueio e de fixação do manípulo, correntes, pinos, cupilhas e outros.

São aceitos 2 modelos de comutador:

a) com manípulo polimérico com tampa em aço inoxidável ou alumínio anodizado, conferindo adequada fixação e proteção adequada ao comutador; ou

b) com manípulo metálico em alumínio injetado revestido com pintura eletrostática a base de poliéster.

Todos os modelos devem ser aprovados pela Celesc D mediante laudos de ensaios elétricos (corrente nominal, elevação de temperatura, tensão de impulso, tensão suportável nominal, curto circuito); de estanqueidade; de acionamento do comutador; de acionamento sob tração mecânica; de resistência à abrasão; e de intemperismo acelerado com envelhecimento sob UV.

Os requisitos elétricos do comutador são:

a) corrente nominal: 40 A;

b) corrente mínima de curto-circuito: 20 x I nominal por 2 segundos;

c) tensão de operação e nível de isolamento: idênticos a do transformador.

5.31. Válvula de Alívio de Pressão

A válvula de alívio de pressão deve ser posicionada para atender as seguintes condições:

a) em plano horizontal na parede do tanque ou na tampa do transformador, com adaptador em L;

b) não ficar exposta a danos quando do içamento, carga e descarga do transformador;

c) não interferir com o manuseio dos suportes de fixação em poste, nem com os suportes para fixação de para-raios;

d) ser direcionada para o lado das buchas de baixa tensão, para o centro do suporte de fixação no poste.

A válvula de alívio de pressão deve atender aos seguintes requisitos:

a) pressão de alívio de 69 kPa (0,70 kgf/cm²) ± 20%;

b) pressão de selamento mínima de 41,4 kPa (0,42 kgf/cm²);

c) taxa de vazão de 9,91×105 cm³/min (35 pés cúbicos por minuto), a 103,5 kPa (1,06 kgf/cm²) e a 21,1°C;

d) taxa de admissão de ar na faixa de 41,4 kPa (0,42 kgf/cm²) a 55,2 kPa (0,56 kgf/cm²) igual a zero;

e) temperatura de operação de -29°C a +105°C (atendendo no mínimo aos limites de temperatura do transformador);

f) orifício de admissão de 1/4 pol (6,4 mm) - 18 NPT;

g) corpo hexagonal de latão de 16 mm, dimensionado para suportar uma força longitudinal de 45 kgf;

h) disco externo de vedação para impedir, de forma permanente, a entrada de poeira, umidade e insetos, devendo ser de material não oxidável, com resistência mecânica suficiente para não sofrer deformação por manuseio;

i) anel externo de material não oxidável, com diâmetro interno mínimo de 21 mm, para acionamento manual, dimensionado para suportar uma força mínima de puxamento de 11 kgf sem deformação;

j) anéis de vedação e gaxetas internas compatíveis com a classe de temperatura do material isolante do transformador;

k) partes externas resistentes à umidade e à corrosão;

l) conter a expansão do óleo na condição de carga máxima de 200% do transformador (emergência).

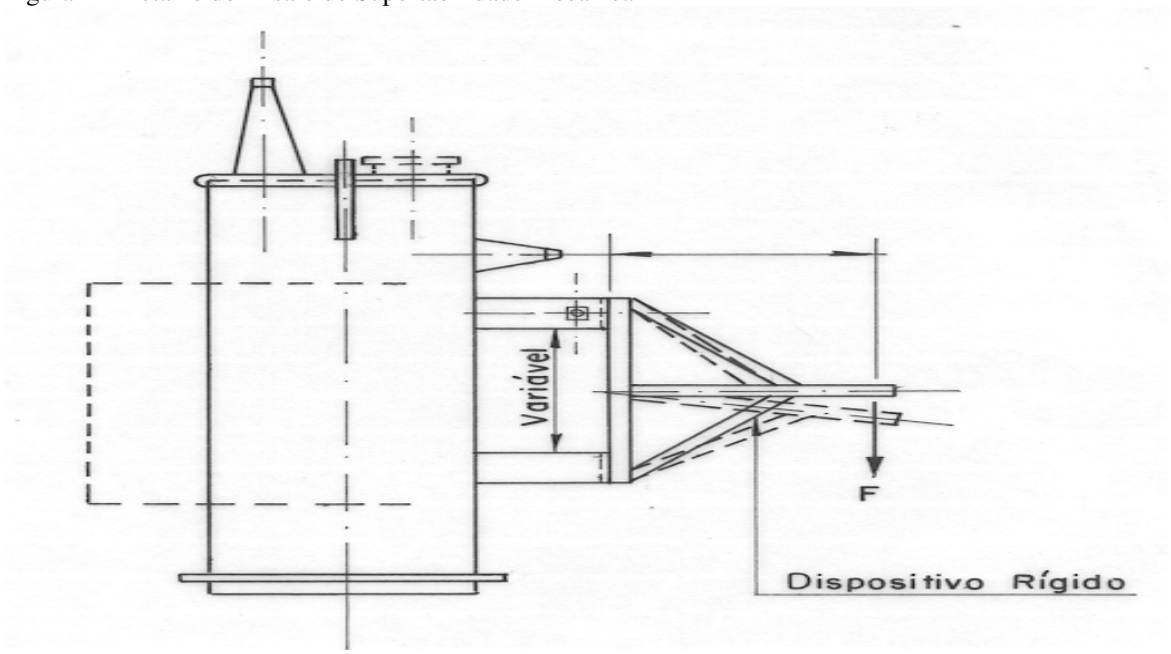
5.32. Suportes de Fixação em Poste

Os suportes dos transformadores devem atender as seguintes solicitações mecânicas conforme detalhe para ensaio da figura abaixo.

a) carga nominal =1500 daN;

b) carga mínima de ruptura = 3000 daN.

Figura 4 – Detalhe do Ensaio de Suportabilidade Mecânica



5.33. Suportes para Fixação dos Para-Raios

Os suportes para os para-raios devem ser:

a) em perfil liso, soldados à tampa, com parafuso, porca e arruela para cada bucha de alta tensão;

b) montados suficientemente próximos da respectiva bucha de alta tensão e suficientemente afastados das orelhas de suspensão ou de outros acessórios, visando manter as distâncias elétricas mínimas necessárias.

5.34. Nível de Ruído

Os níveis de ruído produzidos por transformadores ensaiados de acordo com a NBR 5356-1 não devem exceder os níveis especificados na tabela abaixo.

Tabela 13 – Níveis de Ruído para Transformadores em Óleo de Potência Nominal até 300 kVA

Nível médio de ruído dB	Potência nominal do transformador equivalente com 2 enrolamentos kVA
48	0 - 50
51	51 - 100
55	101 - 300

5.35. Nível de Tensão de Radiointerferência

O transformador deve ser submetido ao ensaio de tensão de radiointerferência segundo a CISPR/TR 18-2 com a tensão máxima de 1,1 vez o valor da tensão da maior derivação entre terminais AT acessíveis. Nestas condições, o valor máximo da tensão de radiointerferência deve ser conforme tabela abaixo:

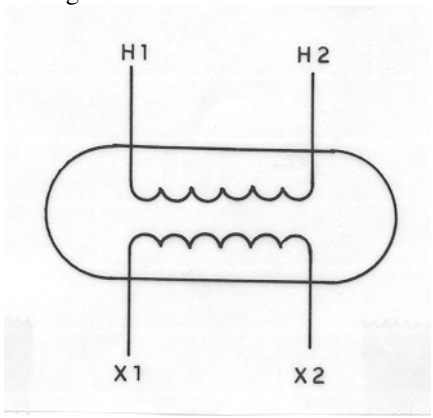
Tabela 14 – Tensão de Radiointerferência (TRI) Máxima

Tensão máxima do transformador (kV eficaz)	Tensão aplicada no primário para verificação da TRI (V)		TRI máxima μ V
	Trifásico e monofásico (FF)	Monofásico (FN)	
15	13.800	7.967	250
24,2	23.100	13.337	650
36,2	34.500	19.919	650

5.36. Polaridade, Grupo de Ligação e Deslocamento Angular

Os transformadores monofásicos devem ter polaridade subtrativa.

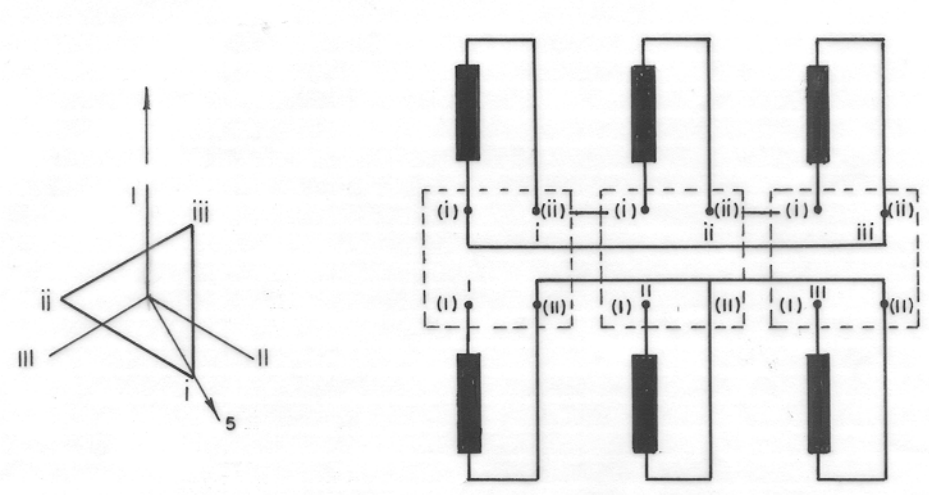
Figura 5 – Polaridade Subtrativa



A ligação em estrela ou triângulo de um conjunto de enrolamentos de fase de um transformador trifásico ou dos enrolamentos de mesma tensão de transformadores monofásicos associados num banco trifásico deve ser indicada pelas letras Y ou D para o enrolamento de alta tensão, e y ou d para enrolamentos de baixa tensão. Se o ponto neutro de um enrolamento em estrela for acessível, as indicações devem ser respectivamente, YN e yn.

O deslocamento angular, nos transformadores trifásicos ligados em triângulo-estrela, é de 30º, com as fases de baixa tensão atrasadas em relação às correspondentes da alta tensão, conforme a NBR 5440, designação Dyn1.

Figura 6 – Exemplo de 3 Transformadores Monofásicos Ligados para Formarem um Banco Trifásico (Designação Yd5)



5.37. Placa de Identificação e QR Code

A placa de identificação deve ser metálica, de aço inoxidável, com espessura mínima de 1 mm rebitada no tanque do transformador, instalada em posição visível, sempre que possível do lado de baixa tensão, e com ao menos as seguintes informações gravadas indelevelmente:

a) a palavra “transformador”;

b) nome do fabricante e local de fabricação;

c) número de série de fabricação;

d) mês e ano de fabricação;

e) designação e data da norma brasileira;

f) modelo segundo a classificação do fabricante;

g) número de fases;

h) potência em kVA;

i) designação do método de resfriamento;

j) diagrama de ligações, contendo todas as tensões e respectivas correntes;

k) frequência nominal;

l) polaridade para transformadores monofásicos ou diagrama fasorial para trifásicos;

m) impedância de curto-circuito em percentagem;

n) tipo do óleo e volume necessário em litros;

o) massa total aproximada em quilogramas;

p) níveis de isolamento;

q) elevação máxima de temperatura no enrolamento e óleo;

r) material dos enrolamentos AT/BT;

s) nível de eficiência (A, B, C ou D);

t) número do pedido de compra/item Celesc D;

u) código do material Celesc D;

v) logotipo e nome “Celesc D”,

w) número de equipamento (fornecido pelo Departamento de Suprimentos da Celesc D);

x) informações em código 2D (QR Code) do equipamento, padrão Celesc D, conforme documento anexo ao edital.

O valor da impedância de curto-circuito a ser gravada na placa deve ser de o de projeto do fabricante na derivação de maior tensão, referida à temperatura.de 75ºC na alternativa 1 e 85ºC na alternativa 2. Na Tabela 4 são apresentadas impedâncias de referência.

Os diagramas de ligações devem indicar com os números e letras as ligações permanentes, as derivações e terminais. Devem também mostrar sob o formato de tabela, as ligações dos enrolamentos, a disposição e identificação das buchas, as ligações no painel, e as posições das derivações do comutador e suas tensões expressas em volts, não sendo porém, necessário escrever esta unidade.

Quando qualquer enrolamento tiver que ser aterrado internamente, no diagrama de ligações, junto à designação do enrolamento, deve ser acrescentada a letra T. A polaridade nos transformadores monofásicos deve ser indicada.

Os níveis de isolamento dos enrolamentos e do terminal de neutro devem ser indicados, conforme o modelo apresentado na tabela a seguir.

Tabela 15 – Indicação dos Níveis de Isolamento na Placa de Identificação

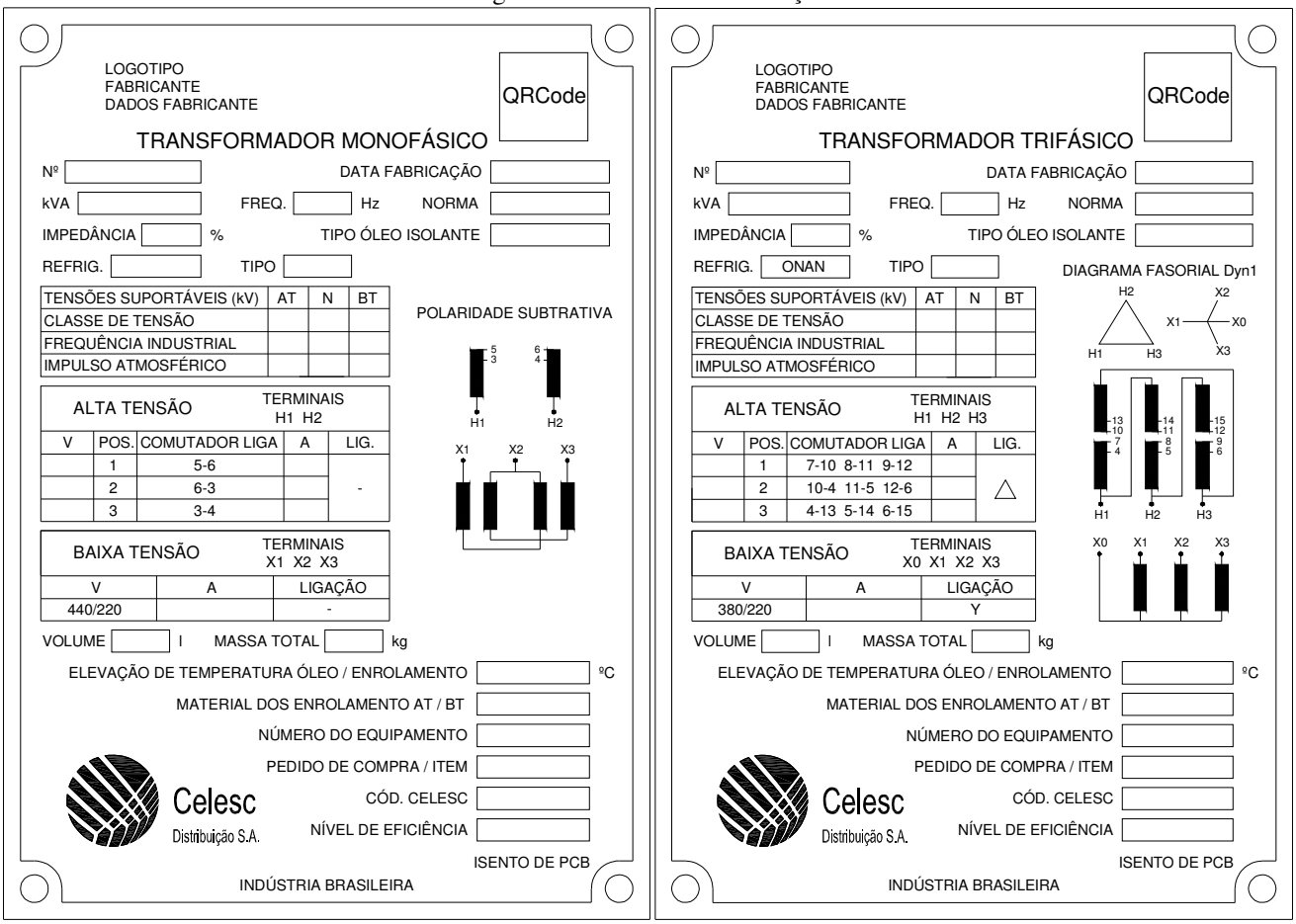
Níveis de isolamento – tensões suportáveis (kV)	AT	BT	N
Frequência industrial (kV eficaz)			
Impulso atmosférico pleno (kV crista)			

AT = Alta tensão
BT = Baixa tensão
N = Neutro

Os transformadores deverão ser fornecidos com a ENCE – Etiqueta Nacional de Conservação de Energia, conforme Portaria Interministerial nº 104, de 22 de março de 2013.

As placas devem ser do padrão das figura 7. Os transformadores incorporados por doação de empreiteiros e particulares também devem ser do mesmo padrão.

Figura 7 – Placas de Identificação



5.38. Preparo das Superfícies Ferrosas, Internas e Externas

5.39. Devem ser observados os seguintes procedimentos quanto a pintura:

a) resíduos de óleo/ graxa/resíduos de caldeiraria deverão removidos com desengraxante ou solvente;

b) crostas/carepas de laminação/oxidação superficial devem ser removidas por jateamento abrasivo ao metal branco, padrão Sa 3 (Norma Sueca SIS 05 5900);

c) pingos aderentes de solda e escória/rebarbas/arestas cortantes/cantos arredondados devem ser removidas através de esmerilhamento;

d) para superfícies galvanizadas (metalizadas ou galvanizadas a quente) poderá ser utilizado o jateamento leve fino (*brush-off*);

e) seguir as recomendações do fabricante das tintas utilizadas (método de aplicação, intervalo entre demãos, condições climáticas, umidade, tempo máximo para a utilização).

5.40. Pintura das Superfícies Ferrosas, Internas

As superfícies internas devem receber um tratamento que proporcione proteção efetiva contra a corrosão e com material que não seja afetado pelo óleo.

Deve ser aplicada tinta à base de epóxi poliamina bicomponente, resistente ao óleo isolante aquecido, na cor branca notação Munsell N9,5, com espessura seca mínima de 60 micrometros.

5.41. Pintura das Superfícies Ferrosas, Externas

Deve ser aplicada, antes de cada demão, reforço de pintura nos cordões de solda, cantos de contorno arredondados e demais áreas suscetíveis à corrosão.

A película seca da pintura externa deve apresentar espessura mínima de 210 micrometros formada de acordo com o seguinte esquema:

a) pintura de fundo com demãos de primer anticorrosivo bicomponente, à base de epóxi rico em zinco, com película seca com composição de 80% de zinco e espessura mínima de 80 micrometros;

b) pintura intermediária: com demãos de primer bicomponente, à base de epóxi de óxido de ferro micaceos, compatível com o primer de fundo, com película seca com espessura mínima de 70 micrometros;

c) pintura de acabamento com demãos de tinta em poliuretano acrílico alifático de alta espessura, bicomponente e de alto sólidos por volume, na cor cinza claro semibrilhante Munsell N6,5, e com espessura da película seca mínima de 60 micrometros (para transformadores com óleo vegetal a cor de acabamento deve ser verde Munsell 5G 8/4).

5.42. Aprovação do Esquema de Pintura

Nas exceções, quando o fabricante ofertar um esquema de pintura alternativo, equivalente ou superior ao desta Especificação, deverá enviar, juntamente com os desenhos, a descrição detalhada do esquema de pintura proposto, os nomes comerciais das tintas, nome de seus fabricantes 3 réplicas do esquema de pintura proposto em corpos de prova de tamanho 100 x 150 mm para realização dos ensaios e avaliação pela Celesc D.

5.43. Pintura da Identificação da Tensão e Potência

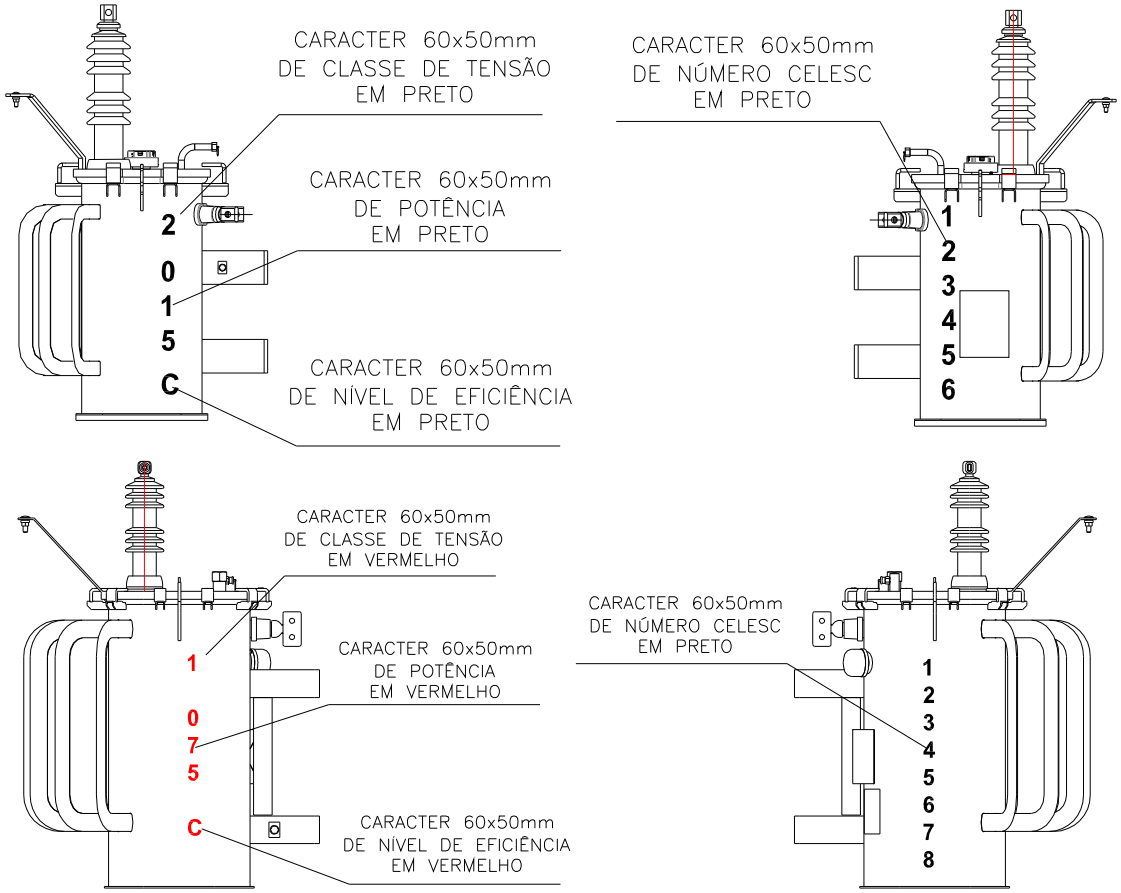
Deve ser pintado na parte externa do tanque dos transformadores:

a) em um lado do tanque o Número do Equipamento Celesc D, preferencialmente em tamanho 60 X 50 mm;

b) no lado oposto do tanque, no sentido vertical em forma facilmente visível, em tamanho 60 X 50 mm, o algarismo correspondente ao da classe de tensão seguido de 3 algarismos indicando a potência, e mais a letra correspondente ao nível de eficiência do transformador (exemplo “C”);

Os algarismos (incluindo a letra do nível de eficiência) devem cor **preta** para os transformadores de **23,1 kV e 34,5 kV**, e cor **vermelha** para os transformadores de **13,8 kV**.

Figura 8 – Exemplos de Pinturas de Identificação



5.44. Desenhos de Projeto

Independentemente de os ter apresentados no processo licitatório, após a assinatura do Contrato de Compra e antes do início da fabricação, devem ser submetidos para aprovação da Celesc D os desenhos de projeto em formato de mídia eletrônica dwg e/ou pdf.

5.45. Rotinas para as Inspeções, Ensaios e Recebimentos

Quando o equipamento estiver pronto, o fornecedor deve requerer a sua inspeção, via preenchimento de formulário específico, com antecedência de 15 para fábricas no Brasil e de 30 dias para fábricas no exterior.

Após a confirmação da data de início da inspeção, o cancelamento desta em prazo inferior a 5 dias úteis será considerada chamada improdutiva, devendo o fornecedor arcar com as despesas da Celesc D com a reprogramação de viagem.

Os ensaios de recebimento devem ser realizados no laboratório do fabricante. Qualquer ensaio que seja realizado em laboratório externo será considerado como reinspeção correndo as despesas da Celesc D sob responsabilidade do fornecedor.

A inspeção em fábrica deve ser feita em lote completo por datas de entrega. Desdobramentos em lotes parciais somente serão possíveis por interesse mútuo da Celesc D e fornecedor.

O equipamento só poderá ser embarcado após a emissão do Boletim de Inspeção de Material – BIM ou Autorização de Entrega, sem o qual não a Celesc D não receberá em seus almoxarifados.

Os custos dos ensaios, pessoal e material de laboratório, correm por conta do fornecedor.

Os instrumentos de medição usados devem estar aferidos por órgão oficial ou outros devidamente credenciados, e os certificados de aferição estar à disposição do inspetor.

Todos os ensaios devem ser realizados em transformadores montados, prontos e cheios de óleo isolante.

Os ensaios devem ser executados de acordo com a NBR 5356-1 e procedimentos descritos a seguir.

5.46. Ensaios de Recebimento

Independentemente da classificação pela ABNT como Rotina, Tipo ou Especial devem ser realizados nas instalações do fabricante os seguintes Ensaios de Recebimento:

Tabela 16 – Relação dos Ensaios de Recebimento

Item	Ensaios de Recebimento	Norma	Amostragem	Obs.
1	Resistência Elétrica dos Enrolamentos	ABNT NBR 5356-1	Tabela 18	
2	Relação de Tensões	ABNT NBR 5356-1	Tabela 18	
3	Polaridade	ABNT NBR 5356-1	Tabela 18	
4	Deslocamento Angular e Sequência de Fase	ABNT NBR 5356-1	Tabela 18	
5	Tensão de Curto Circuito	ABNT NBR 5356-1	Tabela 18	
6	Perdas em Carga	ABNT NBR 5356-1	Tabela 18	
7	Perdas em Vazio	ABNT NBR 5356-1	Tabela 18	
8	Corrente de Excitação	ABNT NBR 5356-1	Tabela 18	

9	Resistência do Isolamento	ABNT NBR 5356-1	Tabela 18	(1)
10	Fator de Potência do Isolamento	ABNT NBR 5356-1	1pç por Lote	(1)
11	Tensão Suportável de Impulso Atmosf. de Alta Tensão	ABNT NBR 5356-4	Tabela 19	
12	Tensão Suportável à Freq. Industrial (Tensão Aplicada)	ABNT NBR 5356-3	100% pçs	(2)
13	Tensão Induzida de Curta Duração	ABNT NBR 5356-3	100% pçs	(2)
14	Estanqueidade e Resistência à Pressão a Temp. Ambiente	ABNT NBR 5356-1	Tabela 18	
15	Elevação de Temperatura	ABNT NBR 5356-2	1pç por Lote	
	- Realização do Ensaio			
	- Boletim técnico do papel termoestabilizado utilizado			
16	Óleo Isolante	ABNT NBR 5440	cf. texto	(3)
	- Tensão interfacial			
	- Teor de água			
	- Rigidez dielétrica			
	- Fator de perdas			
	- Ausência de PCB			
17	Verificação da Tampa, Corpo, Fundo do Tanque	ABNT NBR 6650 e 11888	Tabela 18	
	- Verificação das espessuras das chapas			
18	Verificação do Radiador	ABNT NBR 5915 e 11888	Tabela 18	
	- Verificação da Espessura do Radiador			
	- Verificação da espessura da Camada de Galvanização	ABNT NBR 5440		
	- Verificação dos Pontos de Solda			
19	Verificação das Juntas de Vedação	ABNT NBR 5440	Tabela 18	
	- Boletim técnico das juntas utilizadas			
20	Verificação de Funcionamento dos Acessórios	ABNT NBR 5440	Tabela 18	
	- Comutador de derivação externo			
	- Válvula de alívio de pressão			
	- Jogo de parafusos, arruelas e porcas dos terminais de BT			
21	Verificação da pintura externa e interna	ABNT NBR 5440	Tabela 18	
	- Inspeção visual do acabamento das superfícies			
	- Boletins técnicos da tintas utilizadas			
	- Medição da espessura da camada	ABNT NBR 10443		
	- Verificação da aderência	ABNT NBR 11003		
22	Verificação Visual e Dimensional	ABNT NBR 5440	Tabela 18	

Notas:
(1) Deve ser realizado antes do ensaio de impulso.
(2) Deve ser realizado depois do ensaio de impulso.
(3) 3 amostras de óleo de cada tipo de transformador (monofásico ou trifásico) ou 3 amostras de cada classe de tensão.

5.47. Ensaio de Resistência Elétrica dos Enrolamentos

No caso de transformadores trifásicos, este valor deve ser dado por fase.

Deve ser medida na derivação de tensão mais elevada e corrigida para a temperatura de referência da tabela abaixo.

Tabela 17 – Temperatura de Referência

Limites de elevação de temperatura dos enrolamentos (ºC) - Método de variação da resistência	Temperatura de referência (ºC)
55	75
65	85

Plano de Amostragem: conforme tabela seguinte.

Tabela 18 – Plano de Amostragem para os Transformadores

Nº de unidades do lote	Amostra			
	Sequência	Tamanho	A_c	R_e
2 a 90	-	3	0	1
91 a 280	1ª	8	0	2
	2ª	8	1	2
281 a 500	1ª	13	0	3
	2ª	13	3	4
501a 1200	1ª	20	1	4
	2ª	20	4	5

Notas:
1 – A_c= Nº máximo de unidades falhadas que ainda permite a aceitação do lote.
2 – R_e= Nº de unidades falhadas que determina a Rejeição do lote. Se o nº de falhas for inferior a R_e, admite-se abrir-se uma 2ª sequência de ensaios com outras unidades do mesmo lote.
3 – Considera-se como um lote o conjunto de transformadores de mesma tensão, mesma potência e mesma data de entrega.

5.48. Ensaio de Relação de Tensões

O ensaio de relação de tensões deve ser feito em todas as derivações para o transformador funcionando em vazio.

Aplicando-se tensão nominal a um dos enrolamentos, as tensões obtidas nos demais enrolamentos podem apresentar uma tolerância + 0,5% ou 1/10 da tensão de curto-circuito, expressa em porcentagem, aquela que for menor, em relação às tensões nominais desses enrolamentos.

Em transformadores providos de derivações, quando a tensão por espira for superior a 0,5% da tensão de derivação respectiva, a tolerância especificada acima, aplicar-se-á ao valor da tensão correspondente à espira completa mais próxima.

Plano de Amostragem: segundo Tabela 18.

5.49. Ensaio de Polaridade

Em transformadores trifásicos, o ensaio de polaridade é dispensável, à vista do levantamento do diagrama fasorial prescrito no ensaio de deslocamento angular.

Os transformadores monofásicos devem ter polaridade subtrativa.

Plano de Amostragem: segundo Tabela 18.

5.50. Ensaio de Deslocamento Angular e Sequência de Fases

Devem ser verificados o deslocamento angular e a sequência de fases, por meio do levantamento do diagrama fasorial.

Plano de Amostragem: segundo Tabela 18.

5.51. Ensaios da Tensão de Curto Circuito, Perdas em Carga, Perdas em Vazio

Devem ser realizados conforme a ABNT 5356-1.

Plano de Amostragem: segundo Tabela 18.

5.52. Ensaio da Corrente de Excitação

A corrente de excitação deve ser expressa em percentual da corrente nominal do enrolamento.

A tolerância admitida para a corrente de excitação de uma unidade é de 20%. A média dos valores dos transformadores do mesmo lote deve ser igual ao valor garantido.

Plano de Amostragem: segundo Tabela 18.

5.53. Ensaio de Resistência do Isolamento

O ensaio de resistência de resistência do isolamento:

a) deve ser feito antes dos ensaios dielétricos; e

b) não constitui critério para aprovação ou rejeição do transformador.

Plano de Amostragem: segundo Tabela 18.

5.54. Ensaio de Fator de Potência do Isolamento

A resistência do isolamento deve ser medida *antes dos ensaios dielétricos*.

Plano de Amostragem:1 peça por Lote.

Este ensaio não constitui critério para aprovação ou rejeição do transformador.

5.55. Ensaio de Tensão Suportável de Impulso Atmosférico

Os ensaios de impulso atmosférico devem ser feitos:

a) com o comutador do transformador posicionado na derivação de tensão mais elevada;

b) com o transformador desenergizado;

c) sem instalação de elementos não lineares ou para-raios;

d) com os terminais dos enrolamentos não ensaiados, aterrados;

e) com aplicação de polaridade negativa.

Os ensaios de impulso a cada terminal de linha do enrolamento devem ter forma padronizada:

a) para o pleno com tempo de frente de onda de 1,2 μs e tempo até o meio valor de cauda de 50 μs (designado por 1,2/50);

b) para o cortado com tempo de corte de 2 a 6 μs após o zero virtual.

O circuito de corte deve ser tal que o valor do *overswing* de polaridade oposta após o corte seja limitado não deve exceder em 25% do valor de crista do impulso cortado.

Os ensaios de impulso a cada terminal de linha devem ter devem ser aplicados na seguinte sequência:

a) 1 impulso pleno com valor reduzido;

b) 1 impulso pleno com o valor especificado;

c) 1 impulso cortado com valor reduzido;

d) 2 impulsos cortados com o valor especificado;

e) 2 impulsos plenos com o valor especificado.

O impulso pleno com valor reduzido na alínea "a" serve para comparação com os impulsos plenos realizados nas alíneas "b" e "e"

O impulso cortado com valor reduzido na alínea “c” serve para comparação com os realizados na alínea “d”.

Os impulsos plenos com o valor especificado na alínea “e” servem para aumentar eventuais danos causados pelas aplicações nas alíneas “b” e “d”, tornando-os mais patentes ao exame dos oscilogramas.

Ao terminal do neutro deve ser aplicado impulso pleno com o seguinte padrão:

a) o valor especificado do impulso correspondente ao nível de isolamento do terminal de neutro;

b) é permitido um tempo virtual de frente até 13 μs, sendo o tempo até o meio valor 50 μs;

c) quando resultantes no terminal de neutro pela aplicação de impulsos 1,2/50 nos terminais de linha, a forma de impulso no neutro dependerá das características dos enrolamentos. Neste caso, o nível utilizado não deve exceder 75% do nível prescrito para os terminais de linha.

Os ensaios de impulso pleno aplicado aos terminais de neutro devem ser aplicados na seguinte sequência:

a) 1 impulso pleno com valor reduzido;

b) 2 impulsos plenos com o valor especificado do isolamento do terminal de neutro;

c) 1 impulso pleno com valor reduzido.

Os ensaios são considerados bem-sucedidos se não ocorrer nenhum desvio adicional ou aumento nos desvios anteriores.

Se houver dúvida na interpretação de possíveis discrepâncias entre oscilogramas ou registros digitais, três impulsos plenos adicionais devem ser aplicados ou o ensaio completo no terminal deve ser repetido.

Plano de Amostragem: conforme tabela a seguir.

Tabela 19 – Plano de Amostragem para Ensaio da Tensão de Impulso

Nº de unidades do lote	Amostra			
	Sequência	Tamanho	A_c	R_e
1 a 15	-	1	0	1
16 a 50	-	2	0	1
51 a 150	-	3	0	1
151 a 500	-	5	0	1
501 a 3200	1ª	8	0	2
	2ª	8	1	2

Notas:
1 – A_c= Nº máximo de unidades falhadas que ainda permite a Aceitação do lote.
2 – R_e= Nº de unidades falhadas que determina a Rejeição do lote. Se o nº de falhas for inferior a R_e, admite-se abrir-se uma 2ª sequência de ensaios com outras unidades do mesmo lote.
3 – Ocorrendo reinspeção do lote, o número de amostras será dobrado.
4 – Conforme a Tabela 19, a incidência de uma falha em lotes com até 500 unidades determina a rejeição de todo o lote.

5.56. Ensaio de Tensão Suportável à Frequência Industrial (Tensão Aplicada)

O ensaio de tensão suportável deve ser feito:

a) após o ensaio de impulso atmosférico;

b) na derivação da tensão mais elevada;

c) à frequência industrial, com duração de 1 minuto;

d) à temperatura ambiente com os transformadores completamente montados.

Plano de Amostragem: 100% das peças. As unidades que falharem serão rejeitadas.

5.57. Ensaio de Tensão Induzida de Curta Duração

O ensaio de tensão induzida deve ser realizado:

a) após o ensaio de impulso atmosférico;

b) na derivação da tensão mais elevada;

c) com tensão de 2 vezes da tensão nominal da derivação, duração de 7200 ciclos, e frequência entre 120 Hz e 480 Hz.

Plano de Amostragem: 100% das peças. As unidades que falharem serão rejeitadas.

5.58. Ensaio de Estanqueidade e Resistência à Pressão

Este ensaio deve ser realizado:

a) após os ensaios dielétricos;

b) a temperatura ambiente;

c) com o transformador completo, cheio de óleo e com todos os acessórios; e

d) sob pressão manométrica de 0,07 Mpa durante 1 hora, sem apresentar vazamento nas gaxetas e conexões roscadas.

Plano de Amostragem: segundo Tabela 18.

5.59. Ensaio de Elevação de Temperatura

O ensaio de elevação de temperatura deve ser feito:

a) na derivação de maior perda total;

b) preferencialmente para o transformador com as maiores perdas totais do lote;

c) pelo método de variação da resistência conforme NBR 5356-2;

d) com apresentação do boletim técnico do papel termo estabilizado utilizado.

Plano de Amostragem: 1 peça por Lote. Em caso de falha no ensaio, todo o lote estará rejeitado.

5.60. Ensaio do Óleo Isolante

Devem ser realizados os ensaios descritos e atendendo os requisitos exigidos desta Especificação.

O óleo mineral isolante, ao ser recebido a partir dos tanques do distribuidor, no caso de óleo importado ou dos tanques das refinarias e do distribuidor, no caso de óleo de produção nacional, deve ser ensaiado de acordo com a NBR 5356-1 e atender aos requisitos da Resolução ANP nº 36 de 5.12.2008.

Na inspeção, deverá ser confirmada a isenção de PCB por meio do ensaio ou laudo emitido pelo fabricante/importador do óleo isolante.

Plano de Amostragem: 3 amostras de óleo de cada tipo de transformador (monofásico ou trifásico) ou 3 amostras de cada classe de tensão.

5.61. Verificação da Tampa, Corpo e Fundo do Tanque

Deve ser verificado a parte externa do transformador quanto ao atendimento a esta Especificação com a espessura mínima das chapas conforme a Tabela 9.

Plano de Amostragem: conforme Tabela 18.

5.62. Verificação do Radiador

Devem ser verificados a espessura do radiador (Tabela 10), a espessura da camada de galvanização e os pontos de solda.

Plano de Amostragem: conforme Tabela 18.

5.63. Verificação das Juntas de Vedação

Deve ser verificado o atendimento às características desta Especificação com base no boletim técnico das juntas de vedação utilizadas.

Plano de Amostragem: conforme Tabela 18.

5.64. Verificação de Funcionamento dos Acessórios

Devem ser verificados:

a) comutador de derivação externo;

b) válvula de alívio de pressão;

c) jogo de parafusos, arruelas e porcas dos terminais das buchas de BT.

Plano de Amostragem: conforme Tabela 18.

5.65. Verificação da Pintura Externa e Interna

Devem ser verificados os requisitos exigidos desta Especificação para a pintura:

a) inspeção visual de acabamento das superfícies;

b) verificação dos boletins técnicos da tintas utilizadas;

c) medição de espessura cujo ensaio deve ser executado conforme a ABNT NBR 10443;

d) aderência, com grau máximo Y1 e X1, cujo ensaio deve ser executado conforme a ABNT NBR 11003, método A.

Plano de Amostragem: conforme Tabela 18.

5.66. Verificação Visual e Dimensional

Devem ser realizada a inspeção visual e tomadas as medidas dos transformadores.

Plano de Amostragem: conforme Tabela 18.

5.67. Condições de Funcionamento, Transporte e Instalação

As condições normais e especiais de funcionamento estão estabelecidas na NBR 5356-1.

5.68. Embalagem

A embalagem deve garantir um transporte seguro independentemente das condições e do tipo de transporte utilizado.

O sistema de acondicionamento deve considerar o manuseio, o transporte do equipamento e o armazenamento, desde a saída da fábrica até a chegada ao local de destino para se resguardar de quebras e danos.

Os transformadores devem ser embalados individualmente e as embalagens não serão devolvidas ao fornecedor. O equipamento será liberado para embarque depois de devidamente inspecionado e conferido.

Cada volume deve apresentar externamente marcação indelével e facilmente legível, com pelo menos os seguintes dados:

a) nome do fornecedor;

b) o nome Celesc D;

c) número e item do pedido de compra;

d) quantidade e tipo do material/equipamento, contido em cada volume;

e) massa total do volume (massa bruta), em quilogramas.

Tanto a embalagem como a preparação para embarque estão sujeitas à inspeção, que será efetuada com base nos desenhos aprovados e de acordo com a E-141.0001 – Padrão de Embalagens.

5.69. Garantia

O material/equipamento deve ser garantido pelo fornecedor em 36 meses a partir do prazo de aceitação no local de entrega contra falhas ou defeitos de projeto ou fabricação que venham a se registrar.

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

O fornecedor terá um prazo de 30 dias, contados a partir da retirada do equipamento defeituoso no Almoxarifado Central da Celesc D, para efetuar os devidos reparos, correções, reformas, reconstruções, substituição de componentes e até substituição do transformador completo por novo, no sentido de sanar todos os defeitos, imperfeições ou partes falhas de materiais ou de fabricação que venham a se manifestar, sob pena de sofrer as sanções administrativas previstas na Lei nº 8.666, de 21.6.1993.

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

No caso de substituição de peças ou equipamentos defeituosos, o prazo de garantia deve ser estendido para um novo prazo de mais 24 meses, abrangendo todas as unidades do lote.

6. DISPOSIÇÕES FINAIS

6.1. Normas e Documentos Complementares

Na aplicação desta Especificação, é necessário consultar:

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

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 externo 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 5416 – Aplicação de cargas em transformadores de potência – Procedimento.

ABNT NBR 5435 – Bucha para transformadores sem conservador de óleo – Padronização.

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 5440 – Transformadores para redes aéreas de distribuição – Padronização.

ABNT NBR 5458 – Eletrotécnica e eletrônica – Transformadores – Terminologia.

ABNT NBR 5590 – Tubos de aço-carbono com requisitos de qualidade, para condução de fluídos – Especificação.

ABNT NBR 5906 – Parte 2 – Chapas finas a quente de aço-carbono para estampagem – Especificação.

ABNT NBR 5915 – Bobinas e chapas finas a frio de aço-carbono para estampagem – Especificação.

ABNT NBR 6234 – Óleo – água – Determinação de tensão interfacial.

ABNT NBR 6650 – Chapas finas a quente de aço-carbono para uso estrutural – Especificação.

ABNT NBR 6939 – Coordenação de isolamento – Procedimento.

ABNT NBR 7036 – Recebimento, instalação e manutenção de transformadores de distribuição, imersão em líquido isolante – Procedimento.

NBR 10443 – Tintas e vernizes – Determinação da espessura da película seca sobre superfícies rugosas – Método de ensaio.

ABNT NBR 11003 – Tintas – Determinação da aderência.

ABNT NBR 11388 – Sistemas de pintura para equipamentos e instalações de subestações elétricas.

ABNT NBR 11888 – Bobinas e chapas finas a frio e a quente de aço – Carbono e aço de baixa liga e alta resistência – Requisitos.

ABNT NBR 15422 – Óleo vegetal isolante para equipamentos elétricos.

ASTM D3487 – Standard Specification for Mineral Insulating Oil Used in Electrical Apparatus.

IEC 60296 – Fluids for electrotechnical applications Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear.

Resolução ANP nº 36 de 5.12.2008, Especificação técnica dos óleos minerais isolantes tipo A e tipo B.

CISPR TR/18-2 – Radio interference characteristics of overhead power lines and high-voltage equipment – Part 2: Methods of measurement and procedure for determining limits.

7. ANEXOS

7.1. Alterações das Últimas Revisões

7.2. Histórico de Revisões

7.1. Alterações das Últimas Revisões

REVISÃO	RESOLUÇÃO – DATA	ELABORAÇÃO	VERIFICAÇÃO	APROVAÇÃO
6	DDI Nº 065/2014 – 30.5.2014	MHO	GMTK	SLR
7	DDI Nº 009/2017 – 8.2.2017	MHO	GMTK	SLC
8	DDI Nº 099/2017 – 18.12.2017	MHO	GMTK	SLC
9	DDI Nº 999/2017 – 18.12.2018	MHO	GMTK	MAG
10	DDI Nº 075/2021 – 24.5.2021	EAP	GMTK	ALK
11	DDI Nº 144/2021 – 1º.11.2021	EAP	GMTK	ALK
12	DDI Nº 169/2022 – 24.10.2022	EAP	GMTK	ALK

DETALHES DA ALTERAÇÃO – REVISÃO 10 – Maio/2021		
Remodelado todo todos os textos, a sequência, e a numeração dos itens em relação à versão anterior sem entretanto implicar em alterações estruturais na Especificação		
ITEM	PÁG.	DESCRIÇÃO
5.1	2	Acréscimo no texto "os fabricantes que possuam *até a data de publicação do edita*l o Certificado"
5.6	3	Incluída a exigência do tensão de *impulso de onda cortada* no projeto do transformador (Tabela 2)
5.6	4	Incluída a exigência da *distância mínima de escoamento* para as buchas (Tabela 3)
5.8	5	*Excluídos os transformadores com 5 derivações* (Tabela 4)
5.9	6	Destacado a frase *As perdas máximas admitidas na derivação de tensão mais elevada*
5.11	7	Colocado em destaque "A isolação *deve ser obrigatoriamente em papel termoestabilizado*"
5.25	13	Incluído o item Terminais de Alta Tensão, que *devem acompanhar der uma arruela de pressão em aço inoxidável*
5.26	14	Estendida o padrão dos terminais das buchas de BT tipo T2 ou T3 *para todos os transformadores*.
5.26	15	Incluída a exigência de *fornecimento de jogos de parafusos/ arruelas/ porcas* para os terminais de bucha de BT T2 e T3.
5.27	15	Ampliada a lista de acessórios (Tabela 12)
5.30	17	Ressaltado que "devem *ser em aço inox ou material não ferroso* os componentes metálicos do comutador" incluindo as *cupilhas*.
5.30	17	Padronizada para a pintura no tanque junto ao acionamento do comutador para *"OPERAR SEM TENSÃO"*
5.37	23	Alterado na placa de identificação o nome de "Celesc Distribuição S.A." para "*Celesc D*"
5.37	23	Acrescentado no texto "O valor da impedância de curto-circuito a ser gravada na placa *deve ser de o de projeto*"
5.37	25	Acrescentado no QR Code *mais 2 campos: Perda Fe e Perda Total* (Tabela 16). A designação do título e a unidade de referência também devem ser inseridas no QR Code (ex "*Perda Total 1357 W*".
5.42	28	Incluído na pintura lateral em cor **azul** a *letra correspondente ao nível de eficiência* (exemplo "D")
5.43	29	Alterado a forma de envio de desenhos projeto de papel *para pdf e/ou.dwg*

5.52	34	Ressaltado que a resistência do isolamento *deve ser feito antes dos ensaios dielétricos*.
5.53	34	Incluído no Plano de Amostragem o ensaio do fator de potência do isolamento e ressaltado que *deve ser realizado antes dos ensaios dielétricos*.
5.54	34	Alterado que para os ensaios de impulso o transformador *deve ser posicionado na derivação de tensão mais elevada*.
5.54	35	Ressaltado que ao "*terminal do neutro deve ser aplicado impulso pleno* "
5.55	37	Ressaltado que o ensaio de tensão suportável deve ser feito *após o ensaio de impulso atmosférico*
5.56	37	Ressaltado que o ensaio de tensão induzida deve ser realizado após o *ensaio de impulso atmosférico*
5.57	37	Ressaltado que o Ensaio de Estanqueidade deve ser realizado "*após os ensaios dielétricos*"
5.58	38	Incluído o Ensaio de Elevação de Temperatura preferencialmente deve ser realizado na *derivação de maior perda* e com a apresentação do *boletim técnico do papel termoestabilizado*
.5.60	38	Incluído nos Ensaios de Recebimento a *Verificação da Tampa, Corpo, Fundo do Tanque*
5.61	39	Incluído nos Ensaios de Recebimento a *Verificação do Radiador*
5.62	39	Incluído nos Ensaios de Recebimento a *Verificação das Juntas de Vedação* com a apresentação *boletim técnico das juntas*
5.63	39	Incluído na Verificação de Funcionamento dos Acessórios a *conferência do jogo de aparafusamento*

DETALHES DA ALTERAÇÃO – REVISÃO 11 – Novembro/2021		
Remodelado todo todos os textos, a sequência, e a numeração dos itens em relação à versão anterior sem entretanto implicar em alterações estruturais na Especificação		
ITEM	PÁG.	DESCRIÇÃO
5.3	2	Os transformadores podem ser sobrecarregados de acordo com a NBR **5356-7**. Os equipamentos auxiliares ... devem suportar cargas de pelo menos **1,4 vezes** a potência nominal do transformador.
5.8	5	Tabela 4, Transformador 15/V3 Monofásico, Perdas Totais = **300** W.
5.22, b	13	em transformadores monofásicos quando o enrolamento de alta tensão possuir apenas um terminal acessível externo, este será marcado com H1 e o outro terminal aterrado internamente deve ser designado no diagrama de ligações como **H2T**;
5.26, c	14	Tabela 11, alterados valores nominais dos Terminais dos transformadores Monofásicos de 37,5 e 50 kVA, e Trifásicos de 112,5 e 150 kVA.
5.35	20	Tabela 14, alterados os valores máximos da tensão de radiointerferência dos transformadores de 24,2 e 36,2 kV
5.37	22	Quando qualquer enrolamento tiver que ser aterrado internamente, no diagrama de ligações junto a designação do enrolamento deve ser acrescentada a **letra T**.
5.42	28	Os algarismos devem ter cor ... cor **violeta** para a letra "V".

DETALHES DA ALTERAÇÃO – REVISÃO 12 – Outubro/2022		
Remodelado todo todos os textos, a sequência, e a numeração dos itens em relação à versão anterior sem entretanto implicar em alterações estruturais na Especificação		
ITEM	PÁG.	DESCRIÇÃO
5.8	4	Alterado o Nível de Eficiência para "C". Estipulado prazo para aplicação dos transformadores de até 180 dias após a data limite de comercialização estabelecida pela portaria interministerial MME/MDIC/MCTIC de nº 3 de 31 de julho de 2018.
5.30	17	Aceito para o comutador também o modelo com manípulo metálico em alumínio injetado.
5.37	25	A Placa de Identificação dos transformadores incorporados por doação deve ser do mesmo padrão que o da Celesc D
5.42	27	Alterada a cor de pintura da letra correspondente ao nível de eficiência e suprimida a pintura da letra V referente a transformador com óleo vegetal

7.2. Histórico de Revisões

REVISÃO	DATA	HISTÓRICO DAS ALTERAÇÕES	RESPONSÁVEL
12ª	Outubro de 2022	- Alterado o Nível de Eficiência para "C". Estipulado prazo para aplicação dos transformadores de até 180 dias após a data limite de comercialização estabelecida pela portaria interministerial MME/MDIC/MCTIC de no 3 de 31 de julho de 2018. - Aceito para o comutador também o modelo com manípulo metálico em alumínio injetado. - A Placa de Identificação dos transformadores incorporados por doação deve ser do mesmo padrão que o da Celesc D. - Alterada a cor de pintura da letra correspondente ao nível de eficiência e suprimida a pintura da letra V referente a transformador com óleo vegetal.	DDI/DPEP/DVEN