

SISTEMA DE DESENVOLVIMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO SUBSISTEMA NORMAS E ESTUDOS DE MATERIAIS E EQUIPAMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO

CÓDIGO	Τίτυιο	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., doravante denominada como Celesc D.

2. <u>ÂMBITO DE APLICAÇÃO</u>

Aplica-se às áreas da Celesc D, fornecedores, fabricantes e empreiteiras, transformadores passados por doação à concessionária e transformadores reformados por oficinas.

3. <u>ASPECTOS LEGAIS</u>

Este documento é baseado na Normas ABNT NBR 5356-1 e NBR 5440.

O 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 vigente.

4. <u>CONCEITOS BÁSICOS</u>

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

5. <u>DISPOSIÇÕES GERAIS</u>

5.1. Requisitos para a Licitação de Compra

São requisitos da Licitação de Compras:



a) 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;

b) o fornecedor deve explicitar em sua proposta comercial se o transformador ofertado é de classe de elevação de temperatura no óleo/enrolamento de 50°/55°C (alternativa 1) ou de 60°/65°C (alternativa 2).

Os fabricantes que intencionem a certificação do transformador devem seguir os tramites apresentados na Norma E-313.0045 — Certificação De Homologação de Produtos. Uma das condições é que o fabricante deve possuir em suas instalações de laboratório para a realização de ensaios de impulso.

5.2. <u>Condições de serviço</u>

Os transformadores devem ser projetados para suportarem as seguintes condições de serviço:

Tabela 1 – Condições de Serviço

Alínea	Condições de Serviço	Grandeza	Unidade		
a	Altitude de até		1000	m	
b	Umidade relativa do ar de até	100	%		
с		máxima	40	°C	
d	Temperaturas ambiente	média diária	30	°C	
e		-15	°C		
f	Instalação ao tempo				
g	Atmosfera sujeita a poeira, fumaça e salinidade				
h	Intensa radiaç	ão de raios ultraviol	eta (UV)		

5.3. <u>Características Nominais</u>

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

5.4. Tensão de Operação

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

FL. 2/47





5.5. <u>Frequência Nominal</u>

A frequência nominal de projeto deve ser de 60 Hz.

5.6. <u>Condições de Sobrecarga</u>

Os transformadores devem ser suportar as sobrecarregas previstas pela Norma 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.

5.7. Capacidade de Suportar Curtos-Circuitos

Os transformadores devem resistir, sem danos, aos efeitos térmicos e dinâmicos das correntes de curtos-circuitos externos, em conformidade com a Norma NBR 5356-5.

5.8. Perdas Máximas

As perdas máximas, na derivação de tensão mais elevada sob condições nominais, referenciadas à temperatura de 75°C na alternativa 1 ou 85°C na alternativa 2, devem ser as apresentadas na Tabela 2, em conformidade com a Portaria Interministerial MME/MDIC/MCTIC nº 3, de 31 de julho de 2018.

Transformadores com mesmo projeto de um Pedido de Compra não devem apresentar diferenças de perdas superiores às da Tabela 3.

VISTO

FL. 3/47



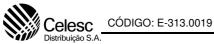
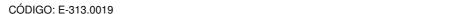


Tabela 2 – Características Elétricas – Transformadores Nível de Eficiência "C"

		Tensão	140	C10 2 C1	aracter istre	ds Eletrict	is Truns	iormadores i	viver de Em	l'enera e		j
Item	Tensão Nominal da Rede	Máxima Equipa- mento	Nº Fases	Potência	Corrente Excitação Máxima	Perdas Vazio Máximas	Perdas Totais Máximas	Impedância Curto Circuito	Tensão Primária Derivações	Tensão Secundária	Código (Celesc D
	(kV)	(kV)	(N)	(kVA)	(%)	(W)	(W)	(%)	(V)	(V)	Mineral	Vegetal
1			0	10	2,7	40	200				27289	40738
2			SIC	15	2,4	50	270		7967		27288	40739
3		15/V3	ЭFÁ	25	2,2	70	395	2,5	7621	440/220	27287	40740
4			MONOFÁSICO	37,5	2,1	110	550		7275		7140	40741
5			M	50	2,0	130	640				33970	40742
6	12.0			30	3,6	110	560				27283	40748
7	13,8			45	3,2	140	760				27282	40749
8			ICO	75	2,7	215	1 125	3,5	13800		27281	40750
9		15	FÁS	112,5	2,5	285	1 525		13200	380/220	27280	40751
10			TRIFÁSICO	150	2,3	350	1 880		12600		7194	40752
11				225	2,1	470	2 630	1.5			7206	40753
12				300	1,9	585	3 275	4,5			14172	40754
13			0	10	3,3	45	220				27286	40743
14			SIC	15	3,0	60	300		13337	2 440/220	27285	40744
15		24,2/V3	JFÁ	25	2,8	80	430	2,5	12702		27284	40745
16			MONOFÁSICO	37,5	2,7	115	595		12067		7146	40746
17			M	50	2,6	150	760				27423	40747
18	22.1			30	4,2	115	590				27279	40755
19	23,1		_	45	3,6	155	815				27278	40756
20			100	75	3,2	230	1 200	4,0	23100		27277	40757
21		24,2	TRIFÁSICO	112,5	2,8	310	1 595		22000	380/220	27276	40758
22				150	2,6	380	2 010		20900		7208	40759
23				225	2,4	530	2 770	5,0			7207	40760
24				300	2,1	620	3 440	5,0			14236	40761
25		36,2/V3	0.0	10	3,5	50	225	2.0	19919	440/220	7151	-
26		30,2/V3	MO	15	3,2	65	320	3,0	19053 18187	440/220	7152	-
27			_	30	4,4	125	630				7153	-
28	34,5		ICO	45	3,8	175	875		34500		7150	-
29		36,2	FÁS	75	3,4	240	1 285	4,0	33000	380/220	7154	-
30			TRIFÁSICO	112,5	3,0	330	1 665		31500		30842	-
31				150	2,8	405	2 145				15145	-

Tabela 3 – Tolerância nas Perdas Máximas

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





5.9. <u>Correntes de Excitação</u>

As correntes máximas de excitação devem ser as referenciadas na Tabela 2.

5.10. <u>Impedância de Curto-Circuito</u>

A tolerância aceitável para a impedância é de \pm 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%.

As correntes máximas de excitação devem ser as referenciadas na Tabela 2.

5.11. <u>Derivações</u>

Os enrolamentos de alta tensão devem ter 3 derivações: a principal, que corresponde à de tensão mais elevada, e duas auxiliares, conforme Tabela 2. A potência nominal deve ser garantida em todas as derivações.

5.12. Nível de Isolamento e Espaçamentos

O nível de isolamento e espaçamentos no ar requeridos pela Celesc D são os das Tabelas 4 e 5, e devem atender a Norma NBR 5356-3.

Tabela 4 – Níveis de Isolamento do Transformador e das Buchas

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

VISTO

FL. 5/47



TD 1 1 7	г .	1	TD C 1 1 D 1
Tabela 5 –	 Espacamentos 	ao	Transformador e das Buchas

	do Transformador			das Buchas			
Tensão Máxima do Equipamento	Espaçamentos Externos Mínimos				Terminal	Corrente Nominal	Distância mínima de escoamento
	Fase-terra	Fase-fase					
(kV eficaz)	(mm)	(mm)	(Tipo)	(A)	(mm)		
1,2 (Secundário e			T2	160	50		
Neutro)	25	25 25 (1)	T2	400	65		
			Т3	800	87		
15	165	165	Grampo com		450		
24,2	225	225	parafuso		450		
36,2	330	330	olhal		680		
Notas:			•				
(1) A distância entre	os terminais 2	X1-X2 deve so	er pelo menos de 2	220 mm.			

5.13. 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.

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

Os materiais isolantes elétricos utilizados devem ser no mínimo de classe térmica 105 (A) conforme Norma NBR IEC 60085, resumida na Tabela 6.

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

O transformador deve ser projetado para operar com temperatura do ar ambiente de até 40°C e temperatura média de até 30°C em qualquer período de 24h.

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

Gerente da DVEN



DD 1 1	_	α_1	TD / '
Tabela	h —	Classes	Térmicas

Classe Térmica (°C)	Designação
105	A
120	Е
130	В
155	F

Tabela 7 – Limites de Elevação de Temperatura

1 400	na / Emines	de Dievação de	e i emperature			
	Limites de ele	Temperatura de				
Alternativas de	Óleo	Enrolamento		referência para as		
projeto	Торо	Média (¹)	Ponto mais quente	perdas totais e impedância (°C)		
Alternativa 1	50	55	65	75		
Alternativa 2	60	65	80	85		
Notas:						
(1) Método da variação da resistência						

Condutores dos Enrolamentos 5.15.

Os enrolamentos devem ser em alumínio ou cobre.

Características do Óleo Isolante 5.16.

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

O óleo de mineral deve atender as características definidas nas Especificações ASTM D3487 ou IEC 60296 e na Resolução ANP nº 900, de 18.11.2022 (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.

Gerente da DVEN

FL. 7/47



Tabela 8 – Características do Óleo Isolante após Contato com Equipamento

		Vegetal			Mineral		
Características do óleo	Unidade	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 25°C	%	D 924	12133	≤ 0,5	D 924	12133	≤ 0,05
Fator de perdas dielétricas ou fator de dissipação a 100°C	%	D 924	12133	≤ 8	D 924	12133	≤ 0,9
Índice de neutralização	mgKOH/	D 974	14248	≤ 0,06	D 974	14248	≤ 0,03
Ponto de combustão	°C	D 92	11341	≥ 300	-	-	-
Teor de bifenilas policloradas (PCB)	mg/kg ¹	-	13882	não detectado	-	13882	não detetado
Notas:							•

A unidade mg/kg equivale a PPM.

Características Dimensionais

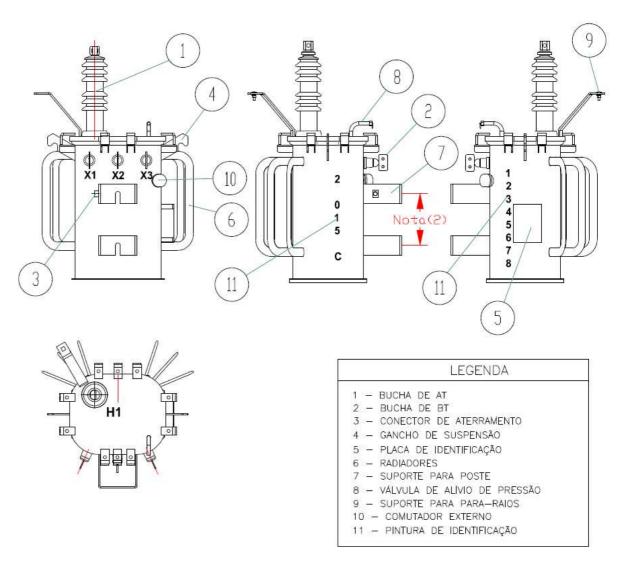


Figura 1 – Transformadores Monofásicos

Notas:

- (1) Os suportes para poste devem ser com rasgo.
- (2) A distância entre centros dos suportes superior/inferior para transformadores até 37,5 kVA deve ser de 200 mm, e para 50 kVA de 400 mm.
- (3) O comutador externo necessariamente deve ser posicionado na lateral do tanque.
- (4) As dimensões máximas devem estar de acordo com a NBR 5440.
- (5) 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.

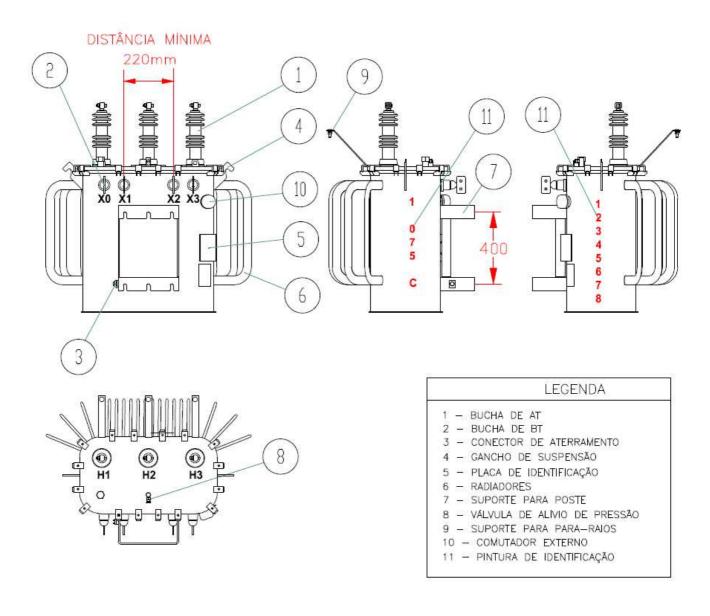


Figura 2 – Transformadores Trifásicos

Notas:

- (1) Os suportes para poste devem ser com rasgos.
- (2) Nos transformadores trifásicos a distância entre centros do suporte superior e inferior deve ser de 400 mm.
- (3) O espaçamento entre X1 e X2 de, no mínimo, 220 mm visando facilitar a montagem dos cabos atrás do poste
- (4) O comutador externo necessariamente deverá ser posicionado na lateral do tanque.
- (5) As dimensões máximas devem estar de acordo com a NBR 5440.
- (6) 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.

5.17. Marcações e Identificações do Transformador

5.17.1. Pinturas da Identificação da Tensão e Potência

Deve ser pintado com tinta de alta aderência e durabilidade na parte externa do tanque dos transformadores duas identificações, no sentido vertical, em forma facilmente visível, em tamanho preferencial de 60 X 50 mm:

- a) em um lado do tanque o Número do Equipamento Celesc D em cor <u>vermelha</u> para os transformadores de 15 kV, cor <u>preta</u> para os transformadores de 24,2 kV e cor <u>azul</u> para os transformadores de 36,2 kV;
- b) no lado oposto do tanque o algarismo correspondente ao da Classe de Tensão, seguido de 3 algarismos (1) indicando a potência e mais a letra correspondente ao nível de eficiência do transformador. Essa pintura deve ser na mesma cor do Número de Equipamento. Os algarismos para a classe de tensão são:

Tabela 9 - Algarismo da Classe de Tensão

Tensão do transformador	Nº da Classe de Tensão
15 kV	1
24,2 kV	2
36,2 kV	3

Notas:

- (1) As potências de 37,5 e 112,5 kVA devem ser designadas como 037 e 112 respectivamente.
- (2) Deverá ser dado um espaço entre os algarismos da Classe de Tensão/Potência/Nível de Eficiência.

c) exemplos de pinturas de identificação:

CÓDIGO: E-313.0019

Tabela 10 – Exemplos de pinturas de identificação

rabeia 10 – Exemplos de pilituras de identificação				
Tensão máxima do transformador	Nº do Equipamento	Nº da Classe de Tensão	Cor	Tamanho preferencial (mm)
15 kV	1 2 3 4 5 6 7 8	1 0 7 5 C	vermelha	60x50
24,2 kV	1 2 3 4 5 6 7 8	2 0 1 5	preta	60x50
36,2 kV	1 2 3 4 5 6 7 8	3 0 4 5 C	azul	60x50

d) na parte inferior do tanque deve ser pintado em cor preto a expressão "ALUMÍNIO".



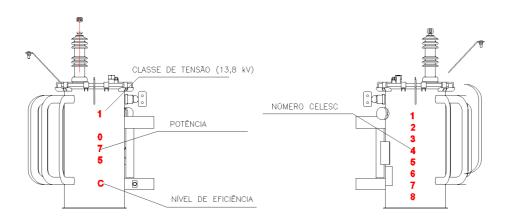
Figura 3 – Pintura na Parte Inferior do Tanque



5.17.2. Marcação e Localização dos Enrolamentos Primários e Secundários

Devem ser conforme os seguintes procedimentos:

- a) os terminais dos enrolamentos e as respectivas ligações devem ser claramente identificados por meio de marcação constituída por algarismos e letras e fielmente reproduzida no diagrama de ligações;
- b) os terminais devem ser marcados com as letras maiúsculas H e X. A letra H é reservada ao enrolamento primário e a letra X ao enrolamento secundário. 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;
- c) o terminal H1 deve ficar localizado à direita do grupo de terminais primários quando se olha o transformador do lado desta tensão. Os outros terminais H devem seguir a ordem numérica da direita para a esquerda;
- d) o terminal de neutro do secundário deve ser marcado com a letra X seguida do número zero. O terminal X0 deve ficar localizado à esquerda do grupo de terminais secundários quando se olha o transformador do lado desta tensão. Os outros terminais X devem seguir a ordem numérica da esquerda para a direita;
- e) em transformadores monofásicos quando o enrolamento primário 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;
- f) em transformadores monofásicos, quando o enrolamento de alta tensão possuir dois terminais acessíveis externos com duas buchas com diferentes tensões nominais, o de maior tensão nominal será marcado com H1 e o terminal seguinte como H2.



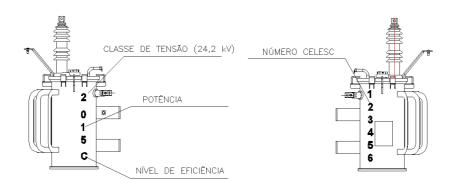


Figura 4 – Exemplos de Pinturas de Identificação

5.17.3. Placa de Identificação

Os transformadores deverão ser fornecidos com a ENCE – Etiqueta Nacional de Conservação de Energia, conforme Portaria Interministerial $n^{\underline{o}}$ 104, de 22.3.2013.

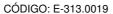
A placa de identificação deve ser confeccionada em aço inoxidável, passivado, com caracteres gravados a laser em baixo relevo de forma indelével, com espessura mínima de 1 mm, rebitada no tanque do transformador, instalada em posição visível próxima ao lado do enrolamento secundário, com as seguintes informações:

- a) logotipo, nome e dados do fabricante;
- b) a denominação "transformador monofásico" ou "transformador trifásico";



CÓDIGO: E-313.0019

,	
c)	número de série de fabricação;
d)	data de fabricação (mês/ano);
e)	potência (kVA);
f)	frequência (60 Hz);
g)	designação e data da norma brasileira;
h)	impedância percentual de projeto do fabricante na derivação de maior tensão referida à temperatura.de 75°C na alternativa 1 ou 85°C na alternativa 2;
i)	tipo do óleo isolante;
j)	método de resfriamento;
k)	tipo (segundo a classificação do fabricante);
1)	classe de tensão, tensão suportável à frequência industrial e a impulso atmosférico dos enrolamentos primários, secundários e neutro, em formato de tabela. O enrolamento aterrado internamente deve ter a designação do enrolamento acrescentada da letra T. Não é necessário escrever a unidade kV;
m)	tensões, número das posições, ligações e correntes das derivações dos enrolamentos primários, e tipo de ligação, em forma de tabela;
n)	tensões e correntes nominais dos enrolamentos secundários, e tipo de ligação, em forma de tabela;
o)	deslocamento angular, polaridade e diagrama fasorial e esquema de ligações dos enrolamentos primários e secundários;
p)	volume do óleo (L);
q)	massa total (kg);



FL. 16/47



- r) elevação de temperatura do óleo e enrolamento em;
- s) material dos enrolamentos dos enrolamentos primários e secundários;
- t) número do equipamento (fornecido pelo Departamento de Suprimentos da Celesc D);
- u) pedido e item de compra do equipamento;
- v) código do material Celesc D;
- w) nível de eficiência;
- x) isento de PCB;
- y) logotipo e nome "Celesc D ";
- z) prazo de garantia "3 anos".

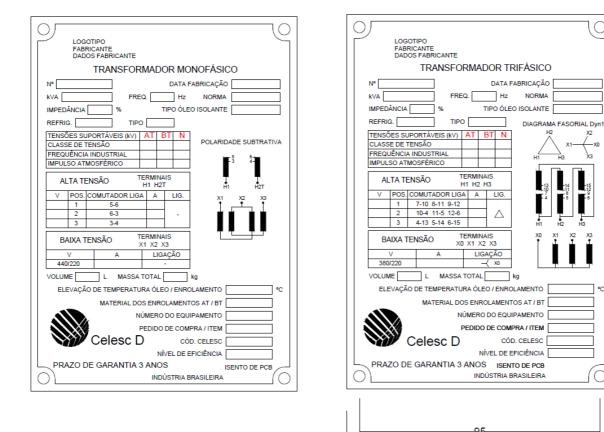


Figura 5 - Modelo da Placa de Identificação

5.18. Tanque e Tampa do Transformador

O corpo, fundo e a tampa devem ser de chapas de aço, laminadas a quente, conforme a NBR 6650 e a NBR 11888, com espessuras mínimas definidas pela Tabela 11:

Tabela 11 - Espessura Mínima das Chapas

Potência do transformador	Е	spessura (mn	1)
(kVA)	Tampa	Corpo	Fundo
P<10	1,90	1,90	1,90
10 <p<150< td=""><td>2,65</td><td>2,65</td><td>3,00</td></p<150<>	2,65	2,65	3,00
150 <p<300< td=""><td>3,00</td><td>3,00</td><td>4,75</td></p<300<>	3,00	3,00	4,75

As aberturas para as buchas primárias na tampa devem ser moldadas com ressaltos e a abertura para o comutador no tanque deve ser feita com rebaixo.

105

VISTO

138 148





O transformador deve ser hermeticamente selado, suportar variações de pressão interna e seu próprio peso quando levantado e admitir uma pressão de 0,07 MPa durante o período de 1 hora.

A tampa não deve acumular água em sua superfície.

CÓDIGO: E-313.0019

As tampas dos transformadores trifásicos devem dispor de meio para seu levantamento; requisito necessário também para transformadores monofásicos caso o peso da tampa seja igual ou superior a 15 kgf.

A tampa e o tanque devem ser interligados com conexão elétrica flexível.

O número de série do transformador deve ser gravado nas seguintes partes:

- a) placa de identificação;
- b) tampa;
- c) tanque do transformador (preferencialmente na orelha);
- d) parte ativa.

Internamente no tanque deve ser feita uma marcação do nível do óleo correspondente a 25°C, com traço indelével em cor contrastante com a pintura interna do tanque, localizado no mesmo lado do suporte para fixação no poste.

5.19. Radiadores

Os radiadores devem ser fabricados conforme a NBR 5915 com chapas ou conforme a NBR 5590 com tubos, com espessura mínima conforme Tabela 12.

Tabela 12- Espessura Mínima dos Radiadores

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





Notas:

(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.

5.20. Acessórios dos Transformadores

Os transformadores devem ser fornecidos com pelo menos os acessórios listados na Tabela 13.

ACESSÓRIOS REQUERIDOS Item 1 Suportes de fixação em poste 2 Suporte para fixação dos para-raios 3 Alças de suspensão 4 Terminais de buchas primárias 5 Terminais de buchas secundários (NEMA) 6 Sistema de fixação da tampa 7 Jogo de aparafusamento 8 Dispositivo de aterramento 9 Comutador de derivação externo sem tensão 10 Válvula de alívio de pressão

Juntas de vedação

Tabela 13 – Acessórios

5.21. Suportes de Fixação em Poste

Os suportes dos transformadores devem atender as seguintes solicitações mecânicas, conforme detalhe, para ensaio da Figura 6.

- a) carga nominal =1500 daN;
- b) carga mínima de ruptura = 3000 daN.

11

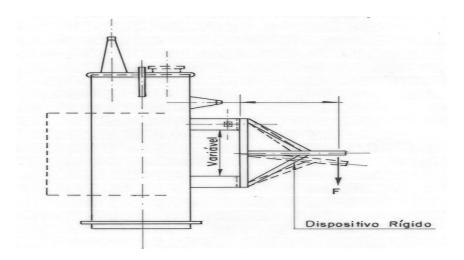


Figura 6 – Detalhe do Ensaio de Suportabilidade Mecânica

5.22. Suportes para Fixação dos Para-Raios

Os suportes para os para-raios devem ser:

- a) em perfil liso, soldados à tampa, providos de parafuso, porca e arruela para cada bucha de alta tensão;
- b) montados suficientemente próximos da respectiva bucha de alta tensão e suficientemente afastados das alças de suspensão ou de outros acessórios, visando manter as distâncias elétricas mínimas necessárias.

5.23. Alças de Suspensão

O transformador deve dispor de alças de suspensão para seu levantamento quando completamente montado com óleo.

5.24. Buchas e Terminais Primários

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





As buchas devem ser de porcelana, de fornecedores homologados na Celesc D, e ter isolamento e espaçamento segundo as Tabelas 3 e 4.

As buchas primárias deverão ser localizadas na tampa do transformador e a tampa deverá ser provida de ressaltos para montagem das buchas.

Os terminais das buchas primárias devem ser de modelo único, destinados a conexões bimetálicas, estanhado, tipo grampo com parafuso olhal, conforme a ABNT NBR 5435 e devem dispor de uma arruela de pressão em aço inoxidável. A espessura média mínima da camada de estanho deve ser de $12~\mu m$,, sendo que a leitura individual mínima da camada de estanho deve ser de $8~\mu m$.

5.25. Buchas e Terminais Secundários

As buchas devem ser de porcelana, de fornecedores homologados na Celesc D, e ter isolamento e espaçamento segundo as Tabelas 3 e 4.

As buchas secundárias deverão estar localizadas na lateral do transformador.

Os terminais das buchas secundárias devem ser apropriados para conexões bimetálicas, estanhados, de fornecedores homologados na Celesc D, e ter isolamento e espaçamento segundo as Tabelas 3 e 4. A espessura média mínima da camada de estanho deve ser de 12 μ m, sendo que a leitura individual mínima da camada de estanho deve ser de 8 μ m.

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.

Os terminais das buchas secundárias devem ser dos tipos T2 com 2 furos ou T3 com 4 furos ("bandeira ou *spade*) conforme Tabela 14.

FL. 21/47

Tabela 14 – Terminais de Baixa Tensão (Bandeira)

Transformador	Potência (kVA)	Tipo do Corrente Parafuso do Terminal Nominal (A) terminal				
	10					
	15					
Monofásico	25	T2	160			
	37,5			M12x45		
	50					
	30	T2 160				
	45		1.00			
	75		160			
Trifásico	112,5	T2 400	400			
	150	12 400		M12x60		
	225	T3 800	W112X00			
	300		000			

5.26. <u>Jogos de Aparafusamento</u>

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

a) parafuso: cabeça sextavada (uma peça); material aço inoxidável 304 ou superior, acabamento passivado, rosca total, passo de rosca 1,75 (DIN 13 ou ISO 965), e com a dimensões (DIN 933 ou ISO 4017) indicadas na Tabela 15;

Tabela 15 – Dimensão do parafuso nos Terminais Secundários

Transformadores monof	ásicos ou trifásicos
Potência	Dimensão
≤ 75 kVA	M12x45
≥ 112,5 kVA	M12x60

- 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);

VISTO

FL. 22/47





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 10 mm; passo de rosca 1,75 (DIN 13 ou ISO 965).

Os demais parafusos, porcas, contraporcas e arruelas do transformador devem ser em aço galvanizado a quente com espessura média mínima da camada de zinco de 86 μ m (600 g/m2) e a leitura mínima individual de camada de 79 μ m (550 g/m2).

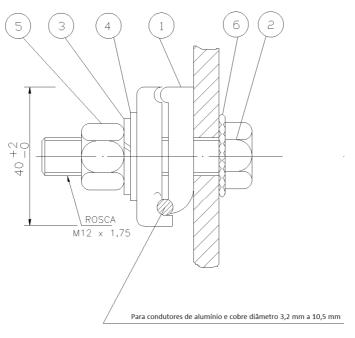
5.27. Presilhas de Fixação da Tampa

As presilhas da tampa do transformador devem ser de aço galvanizadas por imersão em zinco fundido do tipo ZN-5, conforme a ISO 752, com teor de pureza mínimo de 98,5%, com espessura média mínima da camada de zinco de 100 μ m e a leitura individual mínima de camada de 86 μ m.

5.28. <u>Dispositivo de Aterramento</u>

O terminal de aterramento deve ser/ter:

- a) de liga de cobre estanhado ou inoxidável que permita fácil ligação a terra;
- b) na direção do Xo do transformador trifásico ou do X1 no transformador monofásico;
- c) parafuso: cabeça sextavada (uma peça); material aço inoxidável 304 ou superior, dimensões M12 x 1,75;
- d) arruela lisa: (uma peça); material aço inoxidável 304 ou superior; dimensões M12;
- e) arruela de pressão: (uma peça); material aço inoxidável 304 ou superior; acabamento passivado; dimensões B12;
- f) porca: sextavada: (uma peça); material latão duro ou bronze silício (ligas de cobre); acabamento estanhado; dimensões M12;
- g) instalado no suporte superior do transformador com a porca do parafuso virada para o lado de fora e a cabeça do parafuso voltado para o lado de dentro do suporte. A cabeça do parafuso inox deve ser soldada na parede interna do suporte superior do transformador com solda contínua conforme figura abaixo:



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

Figura 7 – Conector de Aterramento

5.29. Conexões Internas de Baixa Tensão

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

As conexões dos terminais de fase 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, especificado no desenho de aprovação.



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, posicionado na lateral do tanque e em local amigável ao operador.

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.

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.

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.

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

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;

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

5.31. Válvula de Alívio de Pressão

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

- a) na tampa do transformador, com adaptador em L;
- b) não ficar exposta a danos no momento do içamento, carga e descarga do transformador;
- não interferir com o manuseio dos suportes de fixação em poste, nem com os suportes c) para fixação de para-raios.

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

- pressão de alívio de 0,70 kgf/cm² ± 20 % e pressão de selamento mínima de 0,42 a) kgf/cm2) para tanques com radiadores;
- pressão de alívio de 0,35 kgf/cm² ± 40 % e pressão de selamento mínima de 0,21 b) kgf/cm2) para tanques com painel corrugado;
- taxa de vazão de 16,5 L/s sob pressão de 1,01 kgf/cm² e a 21,1°C; c)
- temperatura de operação de -29°C a +105°C (atendendo no mínimo aos limites de d) temperatura do transformador);
- orifício de admissão de 1/4 pol (6,4 mm) 18 NPT; e)
- f) corpo hexagonal de latão de 16 mm, dimensionado para suportar uma força longitudinal de 45 kgf;
- g) 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;
- conter a expansão do óleo na condição de carga máxima de 200% do transformador (emergência).

5.32. Juntas de Vedação

As juntas de vedação devem ser de elastômeros dos tipos especificados abaixo e que atendam aos valores apresentadas na Tabela 16.

- a) NBR copolímero acrilonitrila butadieno com teor de acrilonitrila entre 35 e 41%;
- b) HNBR copolímero acrilonitrila butadieno hidrogenado com teor de acrilonitrila entre 35 e 41%;
- c) FKM fluorelastômero;
- d) FVMQ fluorsilicone.

Tabela 16 – Propriedades requeridas dos elastômeros

Ensaio		Norma	Em contato com o óleo		Unidade
		Norma	mineral	vegetal	Unidade
Teor de acrilonitrila (pa	Teor de acrilonitrila (para NBR e HNBR)		≥ 40	≥ 35	%
Dureza Sh	ore A	ASTM 2240	65 ± 5	65 ± 5	-
Teor de cinzas		-	- ≤ 15	≤ 15	%
Enxofre 1	ivre	ASTM D 1619	Negativo	Negativo	-
Envelhecimento em fluído	Variação de volume	ASTM D471-16	-3 a +5	± 5	%
isolante (168 h a 100°C)	Variação de dureza	ASTM D2240	± 5	± 5	pontos
Relaxação de tensão por compressão – em ar a 100°C, por 168 horas com compressão de 25 %		ASTM D6147-14	≤ 20	≤ 20	%
	100°C, por 168 horas com compressão de 25 % Relaxação de tensão por compressão – em OMI a 60°C, por 168 horas com compressão de 25 %		≤ 15	≤ 15	%

Nota (1) Recomenda-se que os líquidos utilizados no ensaio de envelhecimento atendam aos requisitos da ANP para óleo mineral isolante e ABNT NBR 15422 para óleo vegetal isolante.

FL. 27/47



O fabricante deverá disponibilizar o certificado de conformidade do fornecedor das juntas de vedação quando requerido pela Celesc D durante a emissão/renovação do Certificado de Homologação de Produto (CHP) ou por ocasião da inspeção de recebimento.

5.33. Nível de Ruído

Os níveis de ruído produzidos por transformadores não devem exceder os níveis especificados na Tabela 17, ensaiados de acordo com a NBR 5356-1.

Tabela 17 – Níveis Máximos de Ruído

Potência nominal do transformador equivalente com 2 enrolamentos	Nível máximo de ruído (dB)
1 – 50	48
51 – 100	51
101 – 300	55

5.34. 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 primária. Nessas condições, o valor máximo da tensão de radiointerferência deve ser conforme a Tabela 18.

Tabela 18 – Tensão Máxima de Radiointerferência (TRI)

Tensão máxima do transformador (kV eficaz)	TRI máxima (µ V)
15 ou 15/V3	250
24,2 ou 24,2/V3	650
36,2 ou 36,2/V3	650

5.35. Polaridade, Grupo de Ligação e Deslocamento Angular

Os transformadores monofásicos devem ter 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 30°, com as fases de baixa tensão atrasadas em relação às correspondentes da alta tensão, conforme a NBR 5440, designação Dyn1.

5.36. Plano de Pintura

Deve ser executado o seguinte plano de pintura:

5.36.1. Preparo das Superfícies Ferrosas – Internas e Externas

- a) crostas/carepas de laminação/oxidação superficial devem ser removidas por jateamento abrasivo ao metal branco, padrão Sa 3 (Norma Sueca SIS 05 5900);
- b) pingos aderentes de solda e escória/rebarbas/arestas cortantes/cantos arredondados devem ser removidas através de esmerilhamento.

5.36.2. 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.

5.36.3. <u>Pintura das Superfícies Ferrosas – Externas</u>

Todas as partes externas soldadas devem ser feitas com cordão de solda contínua, não se admitindo cavidades sem solda.

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

PADRONIZAÇÃO





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 micáceo, 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).

5.37. Aprovação do 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.

5.38. Rotinas para as Inspeções, Ensaios e Recebimentos

Os ensaios de recebimento devem ser realizados no laboratório do fabricante. O fabricante necessariamente <u>deve dispor</u> em suas instalações de <u>laboratório para a realização de ensaios de impulso</u>. Qualquer ensaio que seja realizado em laboratório externo será considerado como reinspeção, correndo as despesas da Celesc D sob responsabilidade do fornecedor.

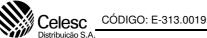
Quando o equipamento estiver pronto, o fornecedor deve requerer a sua inspeção, via preenchimento de formulário específico, com antecedência de 15 dias

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

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.

FL. 30/47





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 o 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.

5.39. Ensaios Prévios do fabricante

Antes do início da inspeção de recebimento, o fabricante deve apresentar ao inspetor da Celesc D um resumo dos seus ensaios prévios que tiverem sido realizados, preferencialmente em planilha de dados dos equipamentos Excel.

Tabela 19 – Exemplos de Ensaios Prévios

Item	Ensaios prévios realizados pelo fabricante – antes do recebimento
1	Resistência dos Enrolamentos
2	Relação de Tensões
3	Polaridade (transformadores monofásicos)
4	Deslocamento Angular e Sequência de Fase
5	Impedância de Curto Circuito
6	Perdas em Carga
7	Perdas em Vazio
8	Corrente de Excitação
9	Resistência do Isolamento
10	Tensão Suportável à Freq. Industrial (Tensão Aplicada)
11	Tensão Induzida de Curta Duração
12	Estanqueidade e Resistência à Pressão

VISTO

FL. 31/47





5.40. Ensaios de Recebimento

Os lotes dos equipamentos devem estar prontos antes do início do recebimento.

Ao final dos ensaios o fabricante deve apresentar a planilha com dados dos transformadores conforme padrão Celesc D.

Devem ser realizados às expensas do fabricante os seguintes ensaios de recebimento, independentemente da classificação pela ABNT como Rotina, Tipo ou Especial:

Tabela 20 – Relação dos Ensaios de Recebimento

Item	Ensaios de Recebimento	Norma	Amostragem	Obs.
1	Resistência dos Enrolamentos	ABNT NBR 5356-1	Tabela 22	
2	Relação de Tensões	ABNT NBR 5356-1	Tabela 22	
3	Polaridade	ABNT NBR 5356-1	Tabela 22	
4	Deslocamento Angular e Sequência de Fase	ABNT NBR 5356-1	Tabela 22	
5	Impedância de Curto Circuito	ABNT NBR 5356-1	Tabela 22	
6	Perdas em Carga	ABNT NBR 5356-1	Tabela 22	
7	Perdas em Vazio	ABNT NBR 5356-1	Tabela 22	
8	Corrente de Excitação	ABNT NBR 5356-1	Tabela 22	
9	Resistência do Isolamento	ABNT NBR 5356-1	Tabela 22	(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 23	
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	ABNT NBR 5356-1	Tabela 22	
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	(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 22	
	- Verificação das espessuras das chapas			
18	Verificação do Radiador	ABNT NBR 5915 e 11888	Tabela 22	

FL. 32/47

CÓDIGO: E-313.0019

	- 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 22	
	- Boletim técnico das juntas utilizadas			
20	Verificação de Funcionamento dos Acessórios	ABNT NBR 5440	Tabela 22	
	- Comutador de derivação externo			
	- Válvula de alívio de pressão			
	- Jogo de parafusos, arruelas e porcas dos terminais secundários			
21	Verificação da pintura externa e interna	ABNT NBR 5440	Tabela 22	
	- Inspeção visual do acabamento das superfícies			
	- Boletins técnicos das 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 22	
otas:		•		
) Deve	ser realizado antes do ensaio de impulso			
2) Deve	ser realizado depois do ensaio de impulso			

5.40.1. Resistência dos Enrolamentos

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

(3) Três (03) amostras de óleo de cada tipo de transformador (monofásico ou trifásico) ou 3 amostras de cada classe de tensão

Deve ser medida na derivação de tensão mais elevada e corrigida para a temperatura de referência da Tabela 21.

Tabela 21 – Temperatura de Referência

Alternativa de projeto	Limites de elevação de temperatura dos enrolamentos (°C) - Método de variação da resistência	Temperatura de referência (°C)
Alternativa 1	55	75
Alternativa 2	65	85

Plano de Amostragem: conforme Tabela 22.

Nº de unidades do	Amostra			
lote	Sequência	Tamanho	Ac	Re
2 a 90	-	3	0	1
01 200	1ª	8	0	2
91 a 280	$2^{\underline{a}}$	8	1	2
201 500	1ª	13	0	3
281 a 500	$2^{\underline{a}}$	13	3	4
501 a 1200	1 <u>a</u>	20	1	4
	2 <u>a</u>	20	4	5

Notas:

- (1) Ac = n° máximo de unidades falhadas que ainda permite a aceitação do lote.
- Re = n^{o} de unidades falhadas que determina a Rejeição do lote. Se o n^{o} de falhas for inferior a Re, admite-se abrir uma 2ª sequência de ensaios com outras unidades do mesmo lote.
- Considera-se como um lote o conjunto de transformadores de mesma tensão, mesma potência e mesma data (3) de entrega.

5.40.2. Relação de Tensões

Este ensaio 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 22.

5.40.3. 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 a Tabela 22.





5.40.4. <u>Deslocamento Angular e Sequência de Fases</u>

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

Plano de Amostragem: segundo a Tabela 22.

5.40.5. Impedância de Curto-Circuito, Perdas em Carga, Perdas em Vazio

Devem ser realizados conforme a ABNT 5356-1.

Plano de Amostragem: segundo a Tabela 22.

5.40.6. 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 a Tabela 22.

5.40.7. Resistência do Isolamento

O ensajo de resistência do isolamento:

- a) deve ser feito antes dos ensaios dielétricos;
- b) não constitui critério para aprovação ou rejeição do transformador.

Plano de Amostragem: segundo a Tabela 22.

5.40.8. 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.

5.40.9. <u>Tensão Suportável de Impulso Atmosférico</u>

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 e não exceda em 25% do valor de crista do impulso cortado.

Os ensaios de impulso a cada terminal de linha 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.

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 23.

Tabela 23 – Plano de Amostragem para Ensaio da Tensão de Impulso

Nº de unidades do	Amostra			
lote	Sequência	Tamanho	Ac	Re
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	1 <u>a</u>	8	0	2
	2 <u>ª</u>	8	1	2

Notas:

- (1) Ac = n^{o} máximo de unidades falhadas que ainda permite a Aceitação do lote.
- (2) Re = n° de unidades falhadas que determina a Rejeição do lote. Se o n° de falhas for inferior a Re, admite-se abrir uma 2° sequência de ensaios com outras unidades do mesmo lote.
- (3) Ocorrendo reinspeção do lote, o número de amostras será dobrado.
- (4) Conforme a Tabela 23, a incidência de uma falha em lotes com até 500 unidades determina a rejeição de todo o lote.

5.40.10. Tensão Suportável à Frequência Industrial (Tensão Aplicada)

O ensaio de tensão suportável deve ser feito:

- após o ensaio de impulso atmosférico; a)
- na derivação da tensão mais elevada; b)
- à frequência industrial, com duração de 1 minuto; c)
- à temperatura ambiente com os transformadores completamente montados. d)

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

5.40.11. <u>Tensão Induzida de Curta Duração</u>

O ensaio de tensão induzida deve ser realizado:

- após o ensaio de impulso atmosférico; a)
- 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.

5.40.12. Estanqueidade e Resistência à Pressão

Este ensaio deve ser realizado sob temperatura ambiente:

- a) após os ensaios dielétricos;
- à temperatura ambiente; b)
- com o transformador completo, cheio de óleo e com todos os acessórios; c)





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

Plano de Amostragem: segundo Tabela 22.

5.40.13. 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 termoestabilizado utilizado.

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

5.40.14. Óleo Isolante

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. Os relatórios desses ensaios devem ser apresentados sempre que requeridos pela Celesc D

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

Para o óleo coletado no recebimento serão analisadas pelo menos nas características relacionadas na Tabela 20.

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

FL. 39/47



5.40.15. Verificação da Tampa, Corpo e Fundo do Tanque

Deve ser verificado a parte externa do transformador.

A espessuras mínimas das chapas devem ser conforme Tabela 11.

Plano de Amostragem: conforme a Tabela 22.

5.40.16. Verificação do Radiador

Devem ser verificados a espessura do radiador (Tabela 12), a espessura da camada de galvanização e os pontos de solda.

Plano de Amostragem: conforme a Tabela 22.

5.40.17. 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 a Tabela 22.

5.40.18. 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 secundárias.

Plano de Amostragem: conforme a Tabela 22.



5.40.19. Verificação da Pintura Externa e Interna

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

- inspeção visual de acabamento das superfícies; a)
- b) verificação dos boletins técnicos das tintas utilizadas;
- medição de espessura cujo ensaio deve ser executado conforme a ABNT NBR 10443; c)
- 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 22.

5.40.20. <u>Verificação Visual e Dimensional</u>

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

Plano de Amostragem: conforme a Tabela 22.

5.40.21. Condições de Funcionamento, Transporte e Instalação

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

5.41. 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.

5.42. 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 14.133, de 1º.4.2021.

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, independentemente 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

Esta Especificação tem as seguintes referências:

E-313.0007 – Ferragens e Acessórios Metálicos de Distribuição

ABNT NBR 16856 Buchas para transformadores imersos em líquido isolante — Tensão nominal de 1,2 kV e correntes de 160 A até 8 000 A – Especificação

ABNT NBR 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 6323 - Produto de aço ou ferro fundido revestido de zinco por imersão a quente

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

ABNT NBR 16856 – Buchas para transformadores imersos em líquido isolante — tensão nominal de 1,2 kV e correntes de 160 a até 8 000 A – Especificação

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

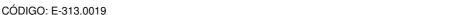
ABNT NBR 11003 – Tintas – Determinação da aderência

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 - Mineral insulating oils for transformers and switchgear

Resolução ANP 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. Controle de Revisões e Alterações
- 7.2. Histórico de Revisões

VISTO

FL. 45/47

7.1. Controle de Revisões e Alterações

REVISÃO	RESOLUÇÃO – DATA	ELABORAÇÃO	VERIFICAÇÃO	APROVAÇÃO
6	DDI Nº 065/2014 - 30.5.2014	МНО	GMTK	SLR
7	DDI Nº 009/2017 - 8.2.2017	МНО	GMTK	SLC
8	DDI № 099/2017 – 18.12.2017	МНО	GMTK	SLC
9	DDI № 999/2017 – 18.12.2018	МНО	GMTK	MAG
10	DDI Nº 075/2021 – 24.5.2021	EAP	GMTK	ALK
11	DDI № 144/2021 – 1º.11.2021	EAP	GMTK	ALK
12	DDI № 019/2022 – 24.10.2022	EAP	GMTK	ALK
13	DDI Nº 082/2023 – 29.5.2023	EAP	GMTK	ALK
14	DDI № 129/2024 – 16.10.2024	EAP	GMTK	TJ
15	DDI Nº 026/2025 – 19.3.2025	EAP	GMTK	TJ

Gerente da DVEN

7.2. <u>Histórico da Revisões</u>

REVISÃO	DATA	HISTÓRICO DAS ALTERAÇÕES	RESPONSÁVEL
15 <u>a</u>		1112101000 211011212111140110	
REVISÃO 15ª	DATA Março/ 2025	PLACA DE IDENTIFICAÇÃO (5.17.3) -Alterado: A placa de identificação deve ser confeccionada em aço inoxidável, passivado, com caracteres gravados a laser em baixo relevo de forma indelével. -Retirado: Fundo da placa em cor preta. -Retirado: Código 2D (QR Code) da Placa de Identificação (não é mais necessário inserir os dados de QR Code). TANQUE E TAMPA DO TRANSFORMADOR (5.18.) -Alterado: "Todas as aberturas da tampa e do tanque devem ser moldadas com ressaltos como forma de proteção contra a infiltração de água" para "As aberturas para as buchas primárias na tampa devem ser moldadas com ressaltos e a abertura para o comutador no tanque deve ser feita com rebaixo". -Incluído: Internamente no tanque deve ser feita uma marcação do nível do óleo correspondente a 25°C, com traço indelével em cor contrastante com a pintura interna do tanque, localizado no mesmo lado do suporte para fixação no poste. ACESSÓRIOS DOS TRANSFORMADORES (5.20.) -Retirado: Indicador do Nível do Óleo ("Visor"). DISPOSITIVO DE ATERRAMENTO (5.28.) -Inserido: Devem ser de material inox 304: o parafuso de cabeça sextavada; a arruela lisa e a arruela de pressão. A porca deve ser de material latão duro ou bronze silício. -Inserido: O terminal de aterramento deve ser instalado no suporte superior do transformador com a porca do parafuso virada para o lado de fora e a cabeça do	RESPONSÁVEL DDI/ DPEP/DVEN
		parafuso voltado para o lado de dentro do suporteInserido: A cabeça do parafuso inox deve ser soldada na parede interna do suporte superior do transformador com solda contínua.	