

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
Centro de Engenharia Elétrica e Informática  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica  
Mestrado Profissional em Sistemas de Energia Elétrica

CINTHIA SOUZA DOS SANTOS XAVIER

Análise de Desempenho Térmico de Transformadores de Potência  
com Ciclo Diário de Sobrecarga Planejada

Campina Grande, Paraíba  
Outubro de 2014

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
Centro de Engenharia Elétrica e Informática  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica  
Mestrado Profissional em Sistemas de Energia Elétrica

Análise de Desempenho Térmico de Transformadores de Potência  
com Ciclo Diário de Sobrecarga Planejada

CINTHIA SOUZA DOS SANTOS XAVIER

Dissertação de Mestrado apresentada à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, em cumprimento às exigências para obtenção do Grau de Mestre em Sistemas de Energia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento de Energia

Edson Guedes da Costa, D.Sc.  
Orientador

Campina Grande, Paraíba  
Outubro de 2014

**"ANÁLISE DE DESEMPENHO TÉRMICO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA  
COM CICLO DIÁRIO DE SOBRECARGA PLANEJADA"**

**CINTHIA SOUZA DOS SANTOS XAVIER**

**DISSERTAÇÃO APROVADA EM 31/10/2014**



**EDSON GUEDES DA COSTA, D.Sc., UFCG**  
**Orientador(a)**



**WASHINGTON LUIZ ARAÚJO NEVES, Ph.D., UFCG**  
**Examinador(a)**



**TARSO VILELA FERREIRA, D.Sc., UFCG**  
**Examinador(a)**

**CAMPINA GRANDE - PB**

# Agradecimentos

Agradeço a minha família, meus pais, João Pedro e Maria Lúcia, pelo exemplo de vida, ética e respeito ao próximo.

Ao meu esposo, Gustavo, e filhas, Júlia e Letícia pela compreensão.

Aos meus irmãos, Cássio, Cassiane e Cristiano.

Ao professor Edson Guedes pelo incentivo.

Ao aluno da graduação Vitor Silveira pelo apoio no tema.

Aos engenheiros e técnicos dos fabricantes de transformadores pela colaboração nas informações técnicas dos projetos.

Aos amigos da turma e da Chesf pela amizade, companheirismo e contribuições na minha vida profissional.

Ao Professor Methódio Varejão e ao Eng<sup>o</sup> Ricardo Melo.

Ao ex-governador Eduardo Campos, pelo exemplo de determinação e luta na construção de uma melhor realidade conjunta.

A todos que contribuíram de forma direta ou indireta para a realização deste trabalho.

Ao Pe. Luiz Vieira pelos ensinamentos de vida.

A Deus por tudo, que continue abençoando a todos que o fazem onipresente.

*Cinthia Souza dos Santos Xavier*

# Resumo

Os transformadores de potência com isolamento imerso em óleo mineral isolante são equipamentos de tecnologia consolidada, pouca alteração tem sido acrescentada aos projetos ao longo das últimas décadas. A mudança de cenário para um crescimento mais acentuado do Sistema Elétrico de Potência brasileiro necessita de potências bem maiores e, para acompanhar este crescimento em tempo hábil, o Operador Nacional do Sistema decidiu em 2011 exigir equipamentos que possam suportar sobrecargas diárias de longa e curta duração de 20% e 40%, respectivamente. Este requisito tem consequências diretas no projeto dos equipamentos, e também no projeto dos equipamentos das conexões aos transformadores nas subestações, seccionadores, disjuntores, transformadores de corrente e nos barramentos em instalações antigas. A especificação técnica da Chesf foi alterada visando a atender às condições de sobrecarga. No entanto, o estudo do comportamento térmico dos transformadores de potência merece uma atenção especial desde a concepção dos equipamentos. Este trabalho tem o intuito de avaliar o projeto térmico de transformadores de potência adquiridos pela Chesf nos últimos dois anos através da análise de curvas da temperatura de *hot-spot*. É desejado que os resultados venham a contribuir e respaldar os requisitos técnicos das futuras especificações técnicas.

**Palavras Chave:** Transformador de potência; Sobrecarga; Curvas de *hot-spot*; *Hot-spot*.

# Abstract

The oil-immersed transformers are consolidated technology equipment; little change has been added to the projects over the last decades. A change of scenery for stronger growth of the Brazilian Electric Power System needs more powers and to follow this growth during a transitional period, the National System Operator decided in 2011 to require equipment able to withstand diary load cycle with long and short overloading of 20% and 40%. This requirement has direct consequences in the design of equipment, and also in the design of other equipment from these transformers connections in substations, like switch disconnectors , circuit breakers, current transformers and buses in older installations. Chesf transformers technical specification was changed in order to meet these conditions of overload. However, the study of the thermal behavior of power transformers deserves special attention since the design of the equipment. This work aims to evaluate the thermal design of power transformers from Chesf system acquired in the last two years, through the analysis of temperature curves of hot-spot. It is desired that the results will contribute and support the technical requirements of future technical specifications.

**Key words:** Power transformers; Overload; Hot-spot curves; Hot-spot.

# Lista de Ilustrações

Figura 1. 1 Rede básica de fronteira no SEP .....	15
Figura 2. 1– Esquema de seção transversal do núcleo com 3 canais de óleo, Autotransformador – Fabricante D .....	21
Figura 2. 2– Esquema de camada de núcleo com corte 45°, Autotransformador – Fabricante D.....	22
Figura 2. 3– Vista frontal e vista inferior da Parte Ativa de Transformador trifásico – Fabricante D..	22
Figura 2. 4– Fotografia de montagem de bobina – Fabricante D.....	24
Figura 2. 5– Detalhe interno de bucha não capacitiva sólida e bucha capacitiva.....	25
Figura 2. 6– A) Detalhe de Bucha OIP – Catálogo Passoni Villa, B) Fotografia de Bucha RIP – Catálogo MGC Moser Glaser.....	25
Figura 2. 7– Gráfico DP x t(h) Teste de envelhecimento do óleo mineral a 150 °C para papel termoestabilizado $\Delta$ e papel sem tratamento $\bullet$ (FONTE IEC 60076-7 2005) .....	33
Figura 2. 8– Transmissão de calor por radiação T1 >> T2 .....	39
Figura 2. 9– Sistema de resfriamento ONAF – Fonte Ries W .....	41
Figura 2. 10– Sistema de resfriamento ODAF – Fonte Alstom .....	42
Figura 2. 11– Limites de elevação de temperatura – IEEE Std C57.119-2011 .....	47
Figura 2. 12– Diagrama térmico – IEC 60076-7 2005 .....	47
Figura 2. 13 – Ciclo de carga diário – Fonte especificação técnica Chesf.....	50
Figura 2. 14– Monitoramento das temperaturas em ensaio de aquecimento com sobrecarga de 20% - Fonte Chesf .....	52
Figura 5. 1– Temperatura de Topo óleo medido e <i>hot-spot</i> x tempo – Transformador 1 .....	70
Figura 5. 2– Temperatura de <i>hot-spot</i> e Carga x tempo – Transformador 1 .....	71
Figura 5. 3– Temperatura de Topo do óleo medido x tempo – Transformador 2 .....	72
Figura 5. 4– Temperatura de <i>hot-spot</i> e Carga x Tempo – Transformador 2.....	73
Figura 5. 5– Temperatura de Topo do óleo medido x tempo – Transformador 3 .....	74
Figura 5. 6– Temperatura de <i>hot-spot</i> e Carga x Tempo – Transformador 3,A) ONAF2+Sobrecarga, B)ONAF2+Sobrecarga+ONAF2.....	75
Figura 5. 7– Temperatura de Topo do óleo calculado e medido x Tempo – Transformador 4.....	77
Figura 5.8 – Temperatura de <i>hot-spot</i> e Carga x Tempo–Transformador4 ,A)ONAF2+Sobrecarga+ONAN, B) ONAF2+Sobrecarga+ONAF2.....	78
Figura 5. 9– Termografia em região do tanque para transformador 4 (Fonte fabricante A) .....	80
Figura 5. 10– Proteção em área de autotransformador monofásico $550/\sqrt{3} - 230/\sqrt{3}$ kV – 100 MVA (Fonte: Chesf).....	80
Figura 5. 11 – Temperatura de <i>hot-spot</i> e Carga x Tempo–Transformador 5, tape 21, ONAF2 com sobrecarga .....	82
Figura 5. 12 – Temperatura de <i>hot-spot</i> x Tempo–Transformador 5, tape nominal e tape perdas máximas, ONAF2 com sobrecarga .....	82

# Lista de Tabelas

Tabela 2. 1 - Tabela de características recomendadas para buchas e transformadores .....	27
Tabela 2. 2 - Taxas limites de geração de gases em ensaio de aquecimento (A), e em ensaio de aquecimento com sobrecarga (B) .....	34
Tabela 2. 3 - Limites de elevação de temperatura NBR 5356.....	44
Tabela 2. 4 - Limites térmicos – IEEE Std. C.57.91-2011 .....	45
Tabela 2. 5 - Limites de elevação de temperatura – Nota técnica ONS 38/2014.....	45
Tabela 5. 1 - Características do transformador 1.....	69
Tabela 5. 2 – Características do transformador 2.....	72
Tabela 5. 3 - Características do transformador 3.....	74
Tabela 5. 4 - Comparação das temperaturas de <i>hot-spot</i> calculadas, de projeto e garantidas para o transformador 2 e transformador 3.....	76
Tabela 5. 5 - Características do transformador 4.....	76
Tabela 5. 6 - Comparação das temperaturas de <i>hot-spot</i> calculadas, de projeto e garantidas para o transformador 1 e transformador 4.....	79
Tabela 5. 7 - Temperaturas medidas e limites de Norma técnica – Tanque transformador 4.....	80
Tabela 5. 8 - Características do transformador 5.....	81
Tabela 5. 9 - Comparação das temperaturas de <i>hot-spot</i> calculadas, de projeto e garantidas para o transformador 5 .....	83



# Lista de Símbolos e Abreviaturas

Chesf	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco.	
CIGRÉ	International Council on Large Electric Systems.	
SEP	Sistema Elétrico de Potência	
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica	
IEC	International Electrotechnical Commission.	
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.	
UFCG	Universidade Federal de Campina Grande.	
OLTC	On Load Tap Changer	
OIP	Bucha com isolamento interno em papel com óleo impregnado	
RIP	Bucha com isolamento interno em papel impregnado com resina	
ANP	Agência Nacional do Petróleo.	
OD	Resfriamento ODAN, ODAF ou ODWF	
OF	Resfriamento OFAN, OFAF ou OFWF	
ON	Resfriamento ONAN ou ONAF	
C	Capacidade térmica	Ws/K
c	Calor específico	Ws/(kg·K)
DP	Grau de polimerização	
$\vartheta_r$	Gradiente de temperatura do enrolamento médio – óleo médio (no tanque) na corrente nominal	K
$m_A$	Massa do núcleo e enrolamentos montados	kg
$m_T$	Massa do tanque e acessórios	kg
$m_O$	Massa do óleo	kg
$m_W$	Massa do enrolamento	kg
H	Fator do ponto mais quente	
$k_{11}$	Constante do modelo térmico	
$k_{21}$	Constante do modelo térmico	
$k_{22}$	Constante do modelo térmico	
K	Fator de carga (corrente de carga/corrente nominal)	
L	Envelhecimento total sobre o período de tempo considerado	h
n	Número de cada intervalo de tempo	

N	Número total de intervalos durante o período de tempo considerado	
P	Perdas fornecidas	W
$P_e$	Perdas adicionais relativas do enrolamento	p.u.
$P_W$	Perdas nos enrolamentos	W
R	Relação entre perdas em carga-perdas em vazio na corrente nominal	
t	Variável do tempo	min
V	Taxa de envelhecimento relativo	
$V_n$	Taxa relativa de envelhecimento durante o intervalo n	
$F_{EQA}$	Fator de envelhecimento equivalente para o período de tempo total	
$F_{AA}$	Fator de aceleração do envelhecimento para as temperaturas durante o intervalo de tempo $\Delta t_n$	
x	Expoente de potência da perda total versus topo do óleo (em tanque) da elevação de temperatura (expoente do óleo)	
y	Expoente de potência da corrente versus elevação de temperatura (expoente do enrolamento)	
$\theta_a$	Temperatura ambiente	°C
$\theta_h$	Temperatura do ponto mais quente, <i>hot-spot</i>	°C
$\theta_o$	Temperatura do topo do óleo (no tanque) na carga considerada	°C
$\tau_o$	Constante de tempo do óleo médio	min
$\tau_W$	Constante de tempo do enrolamento	min
$\Delta\theta_h$	Gradiente do ponto mais quente-topo do óleo (no tanque) na carga considerada	K
$\Delta\theta_{hi}$	Gradiente do ponto mais quente-topo do óleo (no tanque) no início	K
$\Delta\theta_o$	Elevação de temperatura do topo do óleo (no tanque) na carga considerada	K
$\Delta\theta_{oi}$	Elevação de temperatura do topo do óleo (no tanque) no início	K
$\Delta\theta_{om}$	Elevação de temperatura do óleo médio (no tanque) na carga considerada	K
$\Delta\theta_{omr}$	Elevação de temperatura do óleo médio (no tanque) na carga nominal (perdas em vazio + perdas em carga)	K
$\Delta\theta_{or}$	Elevação de temperatura do topo do óleo (no tanque) em regime permanente nas perdas nominais (perdas em vazio + perdas em carga)	K

# Sumário

Capítulo 1 .....	13
Introdução .....	13
1.1 Motivação .....	16
1.2 Objetivos.....	18
Capítulo 2 .....	19
Fundamentação Teórica.....	19
2.1 Transformadores de potência .....	19
2.2 Características elétricas .....	19
2.3 Características construtivas .....	20
2.3.1 Núcleo.....	20
2.3.2 Enrolamentos .....	23
2.3.3 Buchas .....	24
2.3.4 Comutadores em carga .....	28
2.3.5 Radiadores .....	30
2.3.6 Tanque e conservador.....	31
2.3.7 Materiais isolantes .....	31
2.3.7.1 Papel .....	32
2.3.7.2 Óleo mineral .....	33
2.4 Projeto térmico de transformador de potência.....	35
2.4.1 Perdas em vazio .....	35
2.4.2 Perdas em carga.....	36
2.4.3 Dissipação do calor.....	37
2.4.4 Sistema de refrigeração para transformadores com óleo isolante .....	39
2.4.4.1 Sistema ONAN.....	40
2.4.4.2 Sistema ONAF.....	40
2.4.4.3 Sistema OFAF e ODAF.....	41
2.4.5 Conceito e definição das temperaturas .....	42
2.4.5.1 Topo óleo.....	42
2.4.5.2 Óleo médio .....	43
2.4.5.3 <i>Hot-spot</i> .....	43
2.4.5.4 Elevação da temperatura média do enrolamento .....	43

2.4.6 Sistema térmico do transformador.....	44
2.4.7 Diagrama térmico .....	46
2.4.8 Ciclo de carga e carregamento.....	48
2.4.9 Ensaio de elevação de temperatura.....	50
2.4.10 Vida útil da isolação .....	53
Capítulo 3 .....	56
Revisão bibliográfica.....	56
Capítulo 4 .....	61
Metodologia.....	61
4.1 Introdução.....	61
4.2 Sistemas de medição das temperaturas.....	61
4.2.1 <i>Design review</i> .....	62
4.3 Métodos para medição da temperatura de <i>hot-spot</i> .....	62
4.3.1 Método de medição direta .....	63
4.3.2 Métodos de cálculo para medição do <i>hot-spot</i> .....	63
4.3.2.1 Estimativa da curva de <i>hot-spot</i> para regime de sobrecarga conforme IEC.....	64
4.3.3 Estimativa da vida útil da isolação .....	66
4.4 Implementação em projetos de transformadores novos .....	67
Capítulo 5 .....	69
Resultados e análises .....	69
5.1 Estudos de caso 1.....	69
5.2 Estudos de caso 2.....	71
5.3 Estudos de caso 3.....	73
5.4 Estudos de caso 4.....	76
5.5 Estudos de caso 5.....	81
Capítulo 6 .....	84
Conclusões.....	84
Referências bibliográficas .....	87
Anexos.....	89
Anexo 1: Relatório de Testes de Gás cromatografia para Transformador Caso 1 .....	89
Anexo 2: Relatório de Testes de Termografia (120%) para Transformador Caso 3.....	90

# Capítulo 1

## Introdução

Os agentes de transmissão do Sistema Elétrico de Potência (SEP) são responsáveis por atender à demanda de energia necessária ao desenvolvimento do país, para as grandes indústrias, centros empresariais, pequenos e médios consumidores residenciais, dentro do prazo definido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no planejamento da expansão do sistema de transmissão.

Atualmente, a tarefa de definir os investimentos a serem despendidos pelos mesmos para a implantação destes empreendimentos tem sido uma tarefa bastante árdua, devido à acentuada diminuição do nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, bem como devido ao rápido aumento desta demanda de energia.

Adicionalmente, existe a exigência de atendimento ao mercado com a qualidade definida pelo órgão regulador, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que regula e fiscaliza os índices mínimos de duração e frequência de interrupção do fornecimento de energia elétrica.

Historicamente após a criação do Ministério de Minas e Energia em 1960, criação das Centrais elétricas brasileiras S.A. (Eletrobrás) em 1962, e padronização da frequência em 60 Hz na mesma década, surgiu o cenário propício à concepção do Sistema Interligado Nacional (SIN) que atualmente integra todos os grandes sistemas de transmissão do país, os quais a cada expansão têm aumentado as contingências e proporcionado uma maior segurança ao fornecimento de energia durante todo o ano, Penteado, J. B., 2011, [18].

Dentro do sistema elétrico de potência brasileiro, onde se processa a concepção e transmissão da energia elétrica, encontram-se, conforme definição da ANEEL:

- ✓ As unidades geradoras, que são responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica ao sistema através dos geradores das usinas hidroelétricas, em sua grande maioria devido ao potencial hídrico do país, sendo complementadas em menor proporção pelas usinas

nucleares, termoeletricas e eolicas, algumas delas apenas nos períodos de contingência;

- ✓ A rede básica, constituída pelos equipamentos com tensão maior que 230 kV interligados às unidades geradoras, sendo elo de transmissão em todos os níveis de tensão do SIN, o qual tem a função de transmitir a energia elétrica em toda extensão do país nas tensões mais altas a fim de reduzir as perdas nas linhas de transmissão.
- ✓ A rede básica de fronteira, a qual é representada pelos transformadores que reduzem a tensão a valores menores que 230 kV e também fornecem energia às demais instalações de transmissão.
- ✓ As Demais Instalações da Transmissão (DIT), que são a interface da rede básica às concessionárias de energia e aos consumidores livres, podendo ser controladas por empresas públicas ou privadas, mas sempre supervisionadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), quanto à operação.
- ✓ Como clientes finais, encontram-se as instalações da distribuição, as quais são personificadas pelas concessionárias elétricas, entregando a energia aos consumidores finais nos níveis de tensão adequados 13,8 kV; 220 V; 127 V. Estes agentes são responsáveis pela transação tarifária do mercado de energia.

As subestações elétricas estão presentes em todas as etapas do sistema elétrico de potência, possuem equipamentos e sistemas específicos interdependentes com a função de servir ao sistema elétrico com qualidade e confiabilidade dentro da função de transformação e chaveamento. As subestações de transformação possuem como principais equipamentos os transformadores de potência com a função de elevar ou abaixar a tensão nas interfaces do sistema elétrico ou mesmo dentro do subsistema, a função de chaveamento representa a capacidade da instalação em alterar sua configuração e, conseqüentemente, modificar as conexões no sistema quando da ocorrência de faltas, perda de equipamentos ou sobrecargas. Na maioria das subestações de transformação a função de chaveamento é intrínseca, permitindo o acesso dos transformadores ao sistema através dos barramentos, seccionadores, disjuntores e alimentadores.

Os transformadores de potência da rede básica, devido à sua importância funcional e ao alto valor de aquisição, são devidamente protegidos e supervisionados por equipamentos como para-raios, relés, disjuntores, seccionadores, transformadores para instrumento e sistemas

de monitoramento em algumas aplicações. Os mesmos estão presentes principalmente na geração e transmissão, conforme Figura 1.1.

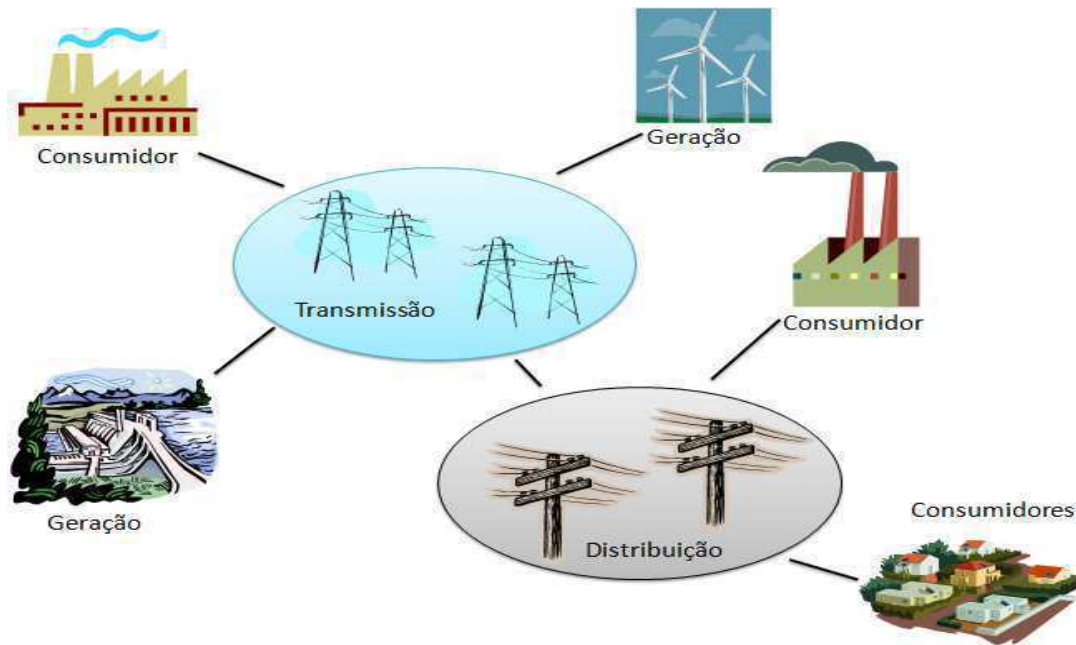


Figura 1. 1 Rede básica de fronteira no SEP

Como o controle e a operação da rede básica são realizados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), os equipamentos conectados e os sistemas associados devem atender aos procedimentos de rede, instrumentos normativos, elaborados por esse órgão com a participação dos agentes e aprovados pela ANEEL. O módulo 2, requisitos mínimos para instalações e gerenciamento de indicadores de desempenho, tem como principal objetivo a definição das condições mínimas necessárias às instalações da rede básica e às Demais Instalações da Transmissão (DIT) para obtenção da continuidade, qualidade e da confiabilidade do suprimento de energia elétrica aos seus usuários. Sendo, portanto, balizador do gerenciamento dos indicadores de desempenho destas instalações quanto à frequência; tensão; continuidade de serviço e do gerenciamento dos indicadores de desempenho das funções de transmissão da rede básica.

Para detalhamento destas atribuições existem oito submódulos, especificadamente no submódulo 2.3, requisitos mínimos para transformadores e para as subestações e seus equipamentos, são descritos, entre outros, os requisitos para a função transmissão transformação das subestações, quanto ao arranjo dos barramentos; corrente de regime permanente; aterramento; capacidade de curto circuito; coordenação de isolamento e emissão eletromagnética. Ao mesmo tempo são definidos os requisitos para os equipamentos, em especial para as unidades transformadoras de potência.

## 1.1 Motivação

Para elaboração da especificação técnica dos transformadores de potência que acessam a rede básica, a área de projetos de subestações da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco utiliza como principais referências a NBR-5356 - Transformadores de potência, da Associação Brasileira de Normas técnicas (ABNT); os anexos técnicos dos editais de leilão ANEEL, no caso de empreendimentos de concessão; e o submódulo 2.3 do procedimento de rede do ONS, requisitos mínimos para transformadores e para subestações e seus equipamentos.

Neste submódulo, encontram-se as principais recomendações e características exigidas para os transformadores de potência, com respeito às condições de energização, curva de saturação e sobre-excitação em vazio a 60 Hz, características dos comutadores em carga, impedâncias mínimas, perdas máximas, nível de ruído, condições operativas e vida útil, sendo que essas condições especiais de sobrecarga planejada advinda dos carregamentos diários apenas foram incorporadas em sua última revisão de novembro de 2011, conforme abaixo transcrito:

“7.1.4.2 As unidades transformadoras devem ser especificadas para operar desde sua entrada em operação com:

(a) Carregamento não inferior a 120% da potência nominal por período de 4 horas do seu ciclo diário de carga para a expectativa de perda de vida útil normal estabelecida nas normas técnicas de carregamento de transformadores. A sobrecarga de até 20% deve ser alcançada para qualquer condição de carregamento do transformador no seu ciclo diário de carga;



(b) Carregamento não inferior a 140% da potência nominal por período de 30 minutos do seu ciclo diário de carga para a expectativa de perda de vida útil normal estabelecida nas normas técnicas de carregamento de transformadores. A sobrecarga de até 40% deve ser alcançada para qualquer condição de carregamento do transformador no seu ciclo diário de carga.

7.1.4.3 As unidades transformadoras submetidas ao regime de carregamento dos itens (a) e (b) devem ser especificadas para a expectativa de vida útil de 40 anos".

Das principais consequências dessa revisão surgiram alguns problemas:

1. Necessidade de especificar transformadores de potência com ciclo diário de sobrecarga planejada de 20% em 4 h e 40% em 0,5 h, com expectativa de vida útil de 40 anos;
2. Inexistência de ensaios de elevação de temperatura com sobrecarga diária planejada na NBR 5356 vigente;
3. Dificuldade em analisar com segurança os resultados dos ensaios de elevação de temperatura definidos na revisão da especificação técnica Chesf, bem como analisar o projeto térmico apresentado pelos fabricantes.

O *design review* consiste num conjunto de reuniões entre projetistas do fabricante e comprador, para explanação do projeto elétrico, mecânico e térmico do equipamento, materiais e metodologias empregadas. De forma a garantir o atendimento às especificações técnicas requeridas e normas técnicas vigentes, constituindo-se numa oportunidade de esclarecimentos e aprovação final do projeto.

O Cigré recomenda a existência de reuniões de *design review* para projetos de transformadores de potência novos com tensão nominal acima de 123 kV e potência nominal acima de 100 MVA. Para estas aplicações existe um guia técnico com informações específicas. A Chesf também considera aplicável a ocorrência deste evento para os projetos de transformadores de potência da rede básica, mesmo que possuam potência nominal menor, bem como para projetos de fornecedores novos, ou cuja especificidade técnica justifique a necessidade.

Pelo exposto, conclui-se que os novos requisitos técnicos para os transformadores de potência da rede básica têm demandado uma necessidade de aprimoramento da equipe técnica da Chesf, objetivando a elaboração de estudos prévios e documentos adequados, melhor condução dos problemas surgidos durante a análise técnica de projetos, bem como durante o acompanhamento e aprovação de *design review* e ensaios.

## 1.2 Objetivos

O objetivo principal do trabalho é analisar os projetos térmicos dos transformadores de potência imersos em óleo mineral isolante, os quais serão rede básica de fronteira do SIN, localizados nas instalações da Chesf. De forma que, as especificações técnicas dos transformadores de potência proporcionem a aquisição de equipamentos aptos a atender aos procedimentos operacionais constantes no atual procedimento de rede do ONS.

Para este propósito deverão ser estudadas as literaturas existentes, documentação de *design review* e os resultados dos ensaios de elevação de temperatura dos novos projetos de transformadores de potência a serem instalados na rede básica.

Os objetivos gerais são:

- Avaliar o estado da arte atual das normas técnicas e artigos nacionais e internacionais sobre transformadores de potência com sobrecarga planejada, Verificar principalmente a contribuição de documentos técnicos da IEC, referência para atual revisão da Norma técnica Brasileira.
- Aplicar método de cálculo existente para determinação das temperaturas de *hot-spot* dos transformadores novos, a fim de criar um histórico destes equipamentos e o atendimento aos limites térmicos desejados.
- Definir critérios exigidos para proporcionar a compatibilidade da vida útil do equipamento novo em comparação com o tempo de amortização do empreendimento, tendo em vista a necessidade de especificar transformadores de potência com ciclo diário de sobrecarga planejada de 20% em 4 h e 40% em 0,5 h, e com expectativa de vida útil de 40 anos.

O objetivo específico:

- Propor melhorias na especificação técnica de transformadores de potência, com respeito às informações solicitadas do projeto térmico durante processo de aprovação de projeto e *design review*, com base no desempenho dos ensaios finais: Incluir os documentos e situações não aceitáveis para uma melhoria contínua.

# Capítulo 2

## Fundamentação Teórica

### 2.1 Transformadores de potência

Os transformadores de potência possuem a função de transmitir energia elétrica, ou potência elétrica de um circuito a outro, modificando as tensões e correntes em circuitos de corrente alternada. No Sistema Elétrico de Potência, eles representam o elo entre geradores de usinas e linhas de transmissão, e têm como objetivo elevar a tensão a nível de transmissão econômica; tem o papel na interligação de sistemas elétricos, em subestações abaixadoras de tensão com o intuito de abaixar a tensão para os níveis de tensão adequados aos consumidores dos grandes centros urbanos e industriais; e finalmente em subestações de distribuição em baixa tensão.

A parte ativa do transformador de potência é constituída essencialmente dos enrolamentos e núcleo, que junto com os acessórios complementares e líquido isolante formam os transformadores de potência imersos em óleo isolante.

Para dimensionamento técnico econômico dos transformadores é almejada uma aproximação das características didaticamente atribuídas aos transformadores ideais, como permeabilidade magnética do núcleo infinita; concatenamento de todas as espiras dos enrolamentos no núcleo e perdas praticamente nulas, o que representaria a inexistência de aquecimento e a transferência total de potência entre os enrolamentos.

### 2.2 Características elétricas

Os transformadores de potência são constituídos por pelo menos dois enrolamentos de material condutor, bobinas, instaladas num mesmo núcleo ferromagnético sem conexão elétrica, acoplados eletromagneticamente pelo mesmo fluxo magnético. O seu funcionamento baseia-se na lei de Bio-Savart, a qual preconiza que: “Corrente elétrica produz campo

magnético”, na lei de Faraday-Neumann-Lenz e lei de Lenz: “Força eletromotriz induzida numa espira é proporcional à variação do fluxo que atravessa a mesma”, ou seja, a variação do campo magnético de um circuito induz nos seus terminais uma tensão elétrica de magnitude diretamente proporcional à taxa de variação no tempo do fluxo magnético no circuito.

A existência da corrente circulando no enrolamento primário origina o surgimento da força magnetomotriz,  $N_1 \cdot I_1$ , a qual produz o fluxo magnético no núcleo  $\phi$ . Como o núcleo tem alta permeabilidade magnética e baixa relutância  $R$ , em comparação ao meio, o fluxo tende a ser mantido no núcleo, conseqüentemente a variação do fluxo induz uma força magnetomotriz no enrolamento secundário,  $N_2 \cdot I_2$ , proporcional à taxa de variação do fluxo, fazendo com que circule uma corrente  $I_2$  no enrolamento secundário com valor a ser determinado pela impedância da carga conectada.

No transformador ideal, considerando-se o fluxo senoidal, a relação das tensões é proporcional à relação de espiras e inversamente proporcional à relação das correntes nos enrolamentos:

$$V_1/V_2 = N_1/N_2 = I_2/I_1. \quad (2.1)$$

Na prática, o transformador real apresenta fluxo de dispersão, perdas no núcleo e nos enrolamentos do transformador.

## 2.3 Características construtivas

### 2.3.1 Núcleo

O núcleo dos transformadores é construído com chapas empilhadas de aço silício de grãos orientados, com espessuras de 0,23 a 0,35 mm e laminadas a frio.

Para definição das chapas no projeto do núcleo é importante considerar suas propriedades magnéticas, como corrente de excitação e perdas magnéticas, que dependem da orientação dos grãos magnéticos de acordo com a laminação a frio das mesmas, devendo ser utilizadas de forma que a orientação dos grãos de silício seja no sentido do fluxo magnético, obtendo-se uma maior permeabilidade magnética e, conseqüentemente, menor relutância magnética desejada, pois, o aumento da relutância aumentaria a força magnetomotriz de excitação,  $F_{mm}$ , e a corrente de excitação do transformador proporcional à mesma.

As chapas são montadas umas sobre as outras e isoladas por um revestimento termoquímico de pequena espessura nos dois lados da chapa, denominado carlite, com o objetivo de minimizar as perdas por correntes parasitas (perdas Foucault) na própria chapa, conforme comentado no item 2.4.1.

Após montado, o núcleo é caracterizado pela existência de colunas, onde são montadas as bobinas na maioria dos projetos, e culatras, região do circuito magnético por onde o fluxo mútuo tem retorno. O formato das placas e a disposição das mesmas proporcionam uma seção transversal do núcleo com formato aproximadamente arredondado, através da composição de pequenos degraus escalonados, Figura 2.1.

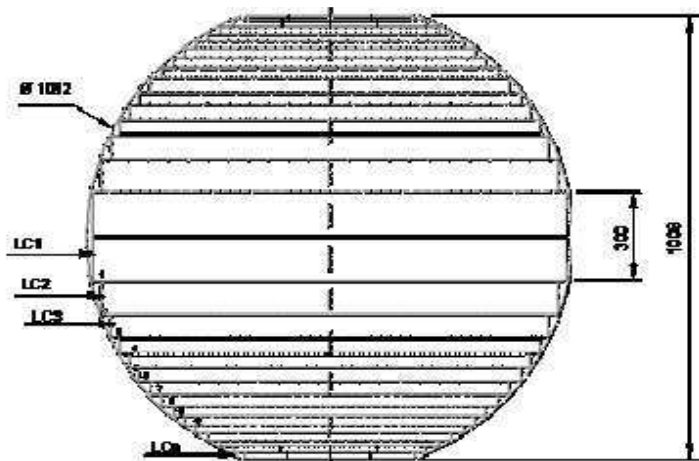


Figura 2. 1– Esquema de seção transversal do núcleo com 3 canais de óleo, Autotransformador – Fabricante D

Na montagem também é realizada uma alternância das chapas de formatos diferentes para diminuição do efeito dos pequenos entreferros resultantes, bem como para a obtenção de uma peça única e rígida mecanicamente após prensagem das culatras, que permita o levantamento pela culatra superior sem comprometimento do conjunto.

Geralmente, são utilizadas chapas com corte a 45°, de forma que o núcleo percorra quase sempre o circuito no sentido da orientação dos grãos, evitando uma grande quantidade de massa de material com o fluxo orientado perpendicular à orientação dos grãos, Figura 2.2. Na montagem das chapas pode ser previsto um pequeno deslizamento cíclico (10 a 15 mm) nas junções de forma alternada, a fim de evitar um pequeno entreferro contínuo nas junções.

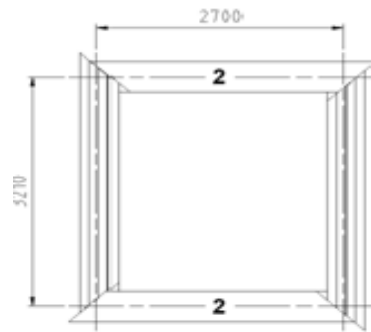


Figura 2. 2– Esquema de camada de núcleo com corte 45°, Autotransformador – Fabricante D

Por definição os núcleos podem ser do tipo núcleo envolvido (coretype), caracterizado pelas bobinas envolverem o núcleo, ou do tipo núcleo envolvente (shell type), onde o núcleo e, por conseguinte, o fluxo envolve as bobinas.

As bobinas, na maioria dos projetos, são concêntricas, montadas em camadas sobre as colunas, ou do tipo sandwich, quando são intercaladas individualmente em partes das colunas.

Os transformadores de potência trifásicos de médio porte possuem, na maioria dos projetos, núcleo com três colunas ou cinco, com duas de retorno, quando desejado menores dimensões de transporte. Para melhor dissipação das perdas é previsto o resfriamento do núcleo através da existência de canais de óleo, os quais são configurados pela instalação de espaçadores circulares de cerâmica entre as chapas de aço silício. A parte ativa dos transformadores de potência atualmente adquiridos para a planta da Chesf possuem núcleo envolvido e bobinas concêntricas. Na Figura 2.3, pode se visualizada a parte ativa de um transformador trifásico.



Figura 2. 3– Vista frontal e vista inferior da Parte Ativa de Transformador trifásico – Fabricante D

## 2.3.2 Enrolamentos

Os enrolamentos são constituídos por fios simples de cobre, ou vários agrupados em pacotes para minimizar as perdas por correntes parasitas no condutor, esta aplicação define uma seção transversal retangular equivalente a uma barra maciça envolta em camadas de papel isolante tipo *kraft*, termoestabilizado para os projetos da Chesf.

Quando as bobinas são constituídas de enrolamentos agrupados em paralelo na direção radial, é realizada uma transposição dos condutores para diminuição das perdas adicionais e dos esforços de curto-circuito.

A bobina é formada pelo agrupamento em camadas concêntricas dos enrolamentos de alta, baixa tensão, terciário e regulação, a qual é disposta sobre a coluna do núcleo.

Algumas bobinas podem ser conectadas em série ou em paralelo para constituir um enrolamento e podem inclusive serem montadas intercaladas com as bobinas de outro enrolamento.

No processo de bobinagem os condutores são enrolados sobre um molde que serve de guia de montagem, sobre o mesmo é colocado um cilindro de papel que tem função mecânica e representa uma barreira para o sistema de refrigeração, definindo um caminho fechado de circulação do óleo. Adicionalmente, os cilindros fazem parte do isolamento entre os enrolamentos e entre estes e o núcleo.

Os espaçadores radiais e axiais são bastante utilizados para obtenção das distâncias de refrigeração do óleo e das distâncias de isolamento da tensão entre as bobinas, conforme projetado, figura 2.4.

Os enrolamentos em disco são mais empregados para os enrolamentos de alta tensão e baixa corrente. Também podem ser utilizados enrolamentos em discos entrelaçados para este mesmo enrolamento, mais especificadamente para aumentar as capacitâncias em série do enrolamento, e melhorar a distribuição da tensão quando submetidos a surtos de frente íngremes.

O enrolamento helicoidal é normalmente aplicado para os enrolamentos de baixa tensão e corrente alta, primário de transformadores elevadores de usina e enrolamento terciário. Também existem os enrolamentos em camadas, constituído por camadas concêntricas ligadas em série, os quais podem ser utilizados para circuitos de alta, baixa tensão e terciário.

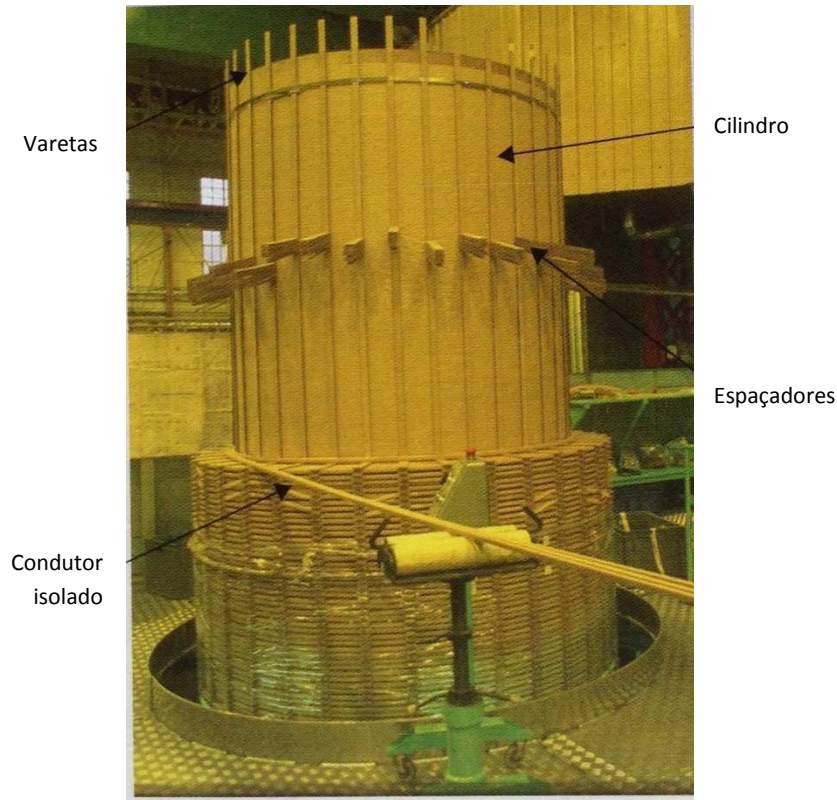


Figura 2. 4– Fotografia de montagem de bobina – Fabricante D

### 2.3.3 Buchas

As buchas são os acessórios que realizam a interface do meio externo do sistema elétrico de potência com o meio interno dos terminais dos enrolamentos do transformador, este meio pode ser óleo isolante ou SF<sub>6</sub>.

Para tensões até 69 kV podem ser utilizadas buchas não capacitivas (sólidas), figura 2.5. Estas são compostas de um condutor central revestido, envolvido por um isolante sólido e coberto por um corpo de porcelana vitrificada.

As Buchas capacitivas são normalmente constituídas de um condutor central maciço ou em forma de tubo, envolvido por um capacitor de papel impregnado em óleo ou resina, figura 2.5. O capacitor é encapsulado por camadas diferenciadas de porcelana na parte externa e na parte



interna, sendo esta última imersa no óleo isolante. O capacitor proporciona a divisão do campo elétrico que envolve o condutor central. Assim, a tensão de isolamento da bucha depende diretamente do tamanho do capacitor formador em torno deste.

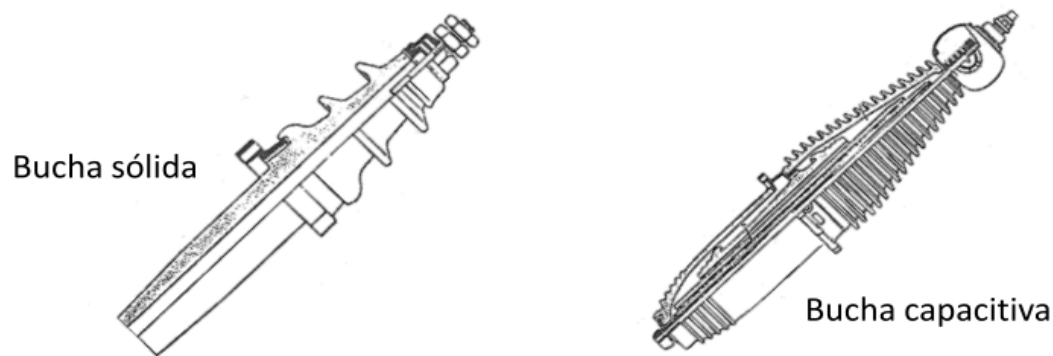


Figura 2. 5– Detalhe interno de bucha não capacitiva sólida e bucha capacitiva

Nos transformadores de potência atuais são bastante empregadas buchas capacitivas ou condensivas, com isolamento interno em papel impregnado a óleo isolante, tipo OIP, ou com isolamento interno em papel impregnado sob vácuo com resina epóxi, tipo RIP, figura 2.6. Os invólucros das mesmas podem ser em porcelana ou material polimérico.

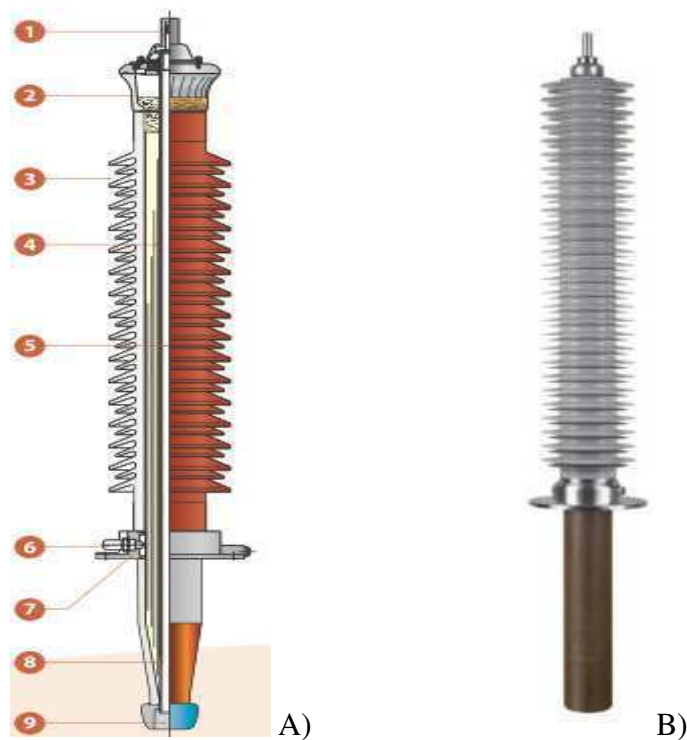


Figura 2. 6– A) Detalhe de Bucha OIP – Catálogo Passoni Villa, B) Fotografia de Bucha RIP – Catálogo MGC Moser Glaser

O dimensionamento das características nominais das buchas depende do projeto do transformador, como a tensão nominal, o nível de isolamento de cada terminal e a corrente nominal.

No caso das buchas aplicadas aos transformadores submetidos a sobrecargas diárias devem ser utilizadas unidades com a maior corrente nominal prevista, ou seja, com o maior percentual de sobrecarga na posição de menor tensão nominal correspondente para os terminais de enrolamentos interligados a comutadores, a máxima corrente operacional.

As buchas capacitivas tipo OIP são normalmente fabricadas para temperatura limite de *hot-spot* de 105°C para transformadores com temperatura limite de topo óleo de 95°C, operando em condições normais para um período de 24 horas. Exceção para as Buchas do tipo RIP que podem operar até 120°C.

Para as buchas de transformadores que venham a operar em regime de sobrecarga, é importante um dimensionamento adequado, para evitar solicitações indesejáveis às mesmas como pressões internas; envelhecimento das gaxetas; aumento do fator de potência devido à deterioração térmica; formação de gases principalmente a temperaturas superiores a 140°C e aquecimento dos flanges metálicos devido a fluxos magnéticos dispersos.

Para uma coordenação de isolamento adequada entre as buchas e os transformadores existem requisitos técnicos na norma técnica IEEE Std C57.91-2011 para as buchas e transformadores. A tabela 2.1 indica uma comparação destas recomendações com citações da IEC 60076-7-2005 e da especificação técnica da Chesf.

Tabela 2. 1 - Tabela de características recomendadas para buchas e transformadores

	IEE Std C57.91-2011 [9]	IEC 60076-7 - 2005 [7]	Especificação técnica Chesf 2013[3]
<b>Temperatura ambiente (máxima)</b>	40°C	**	<b>40°C</b>
<b>Temperatura topo-óleo do transformador (máxima)</b>	110°C	105 °C (regime normal), 115 °C (sobrecarga)	<b>110°C</b>
<b>Corrente máxima da bucha</b>	2 X In	1,5 X In	<b>1,5 X In, Desde que atenda: Fator máxima sobrecarga em pu X In máxima *</b>
<b>Temperatura máxima de <i>hot-spot</i> para isolação da bucha</b>	150°C	**	<b>130°C</b>

Onde: In = Corrente nominal do transformador; In máxima = Corrente nominal máxima do transformador com OLTC; \*\* não citado para buchas especificamente

As informações das normas, citadas na tabela 2.1 convergem para que as buchas, aplicadas aos transformadores com sobrecarga, sejam especificadas com uma corrente nominal de pelo menos 1,5 pu da corrente nominal do enrolamento correspondente.

Conforme o anexo B da IEEE Std C57.91-2011, a taxa da vida útil da isolação das buchas é estimada por uma adaptação da teoria de Arrhenius, em função temperatura de *hot-spot* da isolação da bucha,  $\theta_H$ , em °C, equação 2.2:

$$\text{Log}_{10}(\text{VidaÚtil}) = \left[ \frac{6972,15}{\theta_H + 273} - 14,133 \right] \quad (2.2)$$

Portanto, é evidenciada a necessidade de dimensionamento das buchas com correntes nominais superiores aos enrolamentos, para que tenham uma vida útil mais próxima a do equipamento. Alguns fabricantes de transformadores consideram a suportabilidade das buchas condensivas acima das características nominais, como exemplo 20% de sobrecarga, para dimensionamento do projeto do transformador, no entanto, esta condição deve ser temporária

e diminui a vida útil da bucha, o que torna esta aplicação não aceita na Especificação técnica da Chesf.

### **2.3.4 Comutadores em carga**

Os comutadores em carga, OLTC, On Load Tap Changer, são dispositivos que permitem a alteração da relação de transformação, mesmo em operação. A alteração é realizada através do incremento ou retirada de espiras do enrolamento, sem a interrupção do fluxo de corrente de carga entre os enrolamentos do transformador. A regulação da tensão é definida de acordo com os requisitos operacionais do sistema elétrico de potência, com a utilização da regulação em carga os degraus de tensão são ajustados de 0,5 a 2%, com o intuito de manter a tensão constante durante todo o dia.

A operação de mudança de posição do comutador envolve as etapas de pré seleção da posição de conexão em condições de circuito aberto e em seguida a transferência da carga para a posição selecionada sem a interrupção da corrente, através da chave diversora. Durante a operação da chave diversora duas posições do enrolamento de regulação são curto circuitados, as correntes originadas por este curto-circuito temporário são limitadas por resistores ou reatores.

A definição do comutador em carga adequado ao projeto do transformador envolve critérios de corrente elétrica de carga; corrente elétrica de curto-circuito; tensão de operação (faixa de regulação); tensão entre as partes para a terra; nível de isolamento entre fases e para terra; tensão por degrau da faixa de regulação, potência elétrica de comutação, os quais estão indicados no guia da IEC 60214-2 2004.

Nos transformadores da planta da Chesf, os comutadores em carga são instalados internamente ao tanque mas os mecanismos da chave desviadora são alojados em um compartimento a parte do tanque principal, com conservador e secador individualizados, evitando assim a contaminação do óleo do tanque, os contatos da chave desviadora podem ser imersos em óleo isolante ou encapsulados a vácuo. A chave seletora pode ser imersa no tanque principal.

Adicionalmente o Anexo B da IEEE Std C57.91-1995 cita as seguintes considerações para dimensionamento da corrente nominal dos comutadores em carga de transformadores com carregamento acima das características nominais:

- Elevação de temperatura máxima de 20°C para operações com 1,2 pu da máxima corrente nominal do comutador;
- Capacidade de 40 operações do comutador, estando o mesmo com corrente nominal máxima de até 2pu.

A elevação de temperatura do contato sobre o óleo pode ser estimada pela equação 2.3

$$\Delta\theta = \Delta\theta_c r \times K^n. \quad (2.3)$$

E a temperatura total do contato pela equação 2.4.

$$\theta_c = \theta_a + \Delta\theta_{to\ ltc} + \Delta\theta_c. \quad (2.4)$$

Em que:

$\Delta\theta_c$  = Elevação de temperatura do contato sobre o óleo, para carga considerada, °C;

$\Delta\theta_c r$  = Elevação de temperatura do contato sobre o óleo, nominal, °C;

$\Delta\theta_{to\ ltc}$  = Elevação de temperatura do óleo sobre o ambiente, no compartimento do comutador, para carga considerada, °C;

K = Carga no comutador, em pu da corrente nominal do comutador;

n = Expoente de elevação da temperatura de contato (igual a 1,8 quando não há valor medido);

$\Delta\theta$  = Elevação de temperatura do contato sobre o óleo, °C;

$\theta_c$  = Temperatura total do contato, °C;

$\theta_a$  = Temperatura ambiente, °C.

Para os comutadores instalados em compartimento individual, é recomendado que a elevação de temperatura do óleo seja 80% da elevação de temperatura do óleo do tanque principal do transformador.

Na prática, a medição da elevação desta temperatura do contato do comutador é muito difícil. Portanto, um transformador bem dimensionado deve ter um comutador em carga com a mesma capacidade nominal operacional que o núcleo e os enrolamentos, de forma a não

limitar a operação do transformador, não sendo necessários cálculos de elevação de temperatura de contatos acima descritos.

A aplicação dos comutadores em carga deve ser adequada aos transformadores com sobrecarga considerando a IEC 60214 e a especificação técnica do fabricante. De forma que seu dimensionamento preserve sua vida útil e vulnerabilidade a desgaste dos contatos, não ocasionando falhas no equipamento.

### **2.3.5 Radiadores**

Os radiadores são dispositivos utilizados para dissipação de calor das perdas do transformador, são mais econômicos que os trocadores de calor, e também são de fácil manutenção.

Em sistemas de refrigeração natural ou forçada os radiadores em chapa são muito utilizados, sendo normalmente construídos com chapas dobradas em forma de favos, com estreita espessura dos canais de óleo (10 a 13 mm), pois a espessura da película de óleo que atua na convecção é pequena também.

Para dimensionamento do sistema de refrigeração são necessárias algumas características importantes relacionadas aos radiadores: dimensão; dissipação de um elemento do radiador em função da altura e da elevação da temperatura do óleo no topo; distância entre radiadores contíguos; peso e volume do óleo; temperatura média das paredes dos radiadores em função da temperatura do óleo.

Atualmente, os radiadores são montados mais altos que o tanque de forma a se obter uma dissipação mais eficiente. Quanto à localização dos ventiladores na refrigeração forçada, muitos fabricantes posicionam os mesmos abaixo dos radiadores por considerarem mais eficiente o ar forçado na mesma direção da circulação natural, o que não é um consenso para todos os projetos, tendo em vista que outros fabricantes preferem localizá-los na parte superior lateral dos radiadores, devido a ser a região onde o óleo mais quente circula.

De acordo com Ries, W. , [20], à medida que crescem as potências unitárias dos transformadores, é necessário melhorar sua refrigeração, pois enquanto que o volume e o peso das unidades crescem com o cubo das dimensões lineares, as áreas de dissipação de calor só aumentam com o quadrado das dimensões lineares.

Uma analogia à sobrecarga atualmente solicitada explica o motivo do aumento considerável na quantidade de radiadores e ventiladores nos projetos de transformadores de potência predispostos à sobrecarga. Quando comparados projetos novos e antigos, a primeira impressão é de que a única alteração encontra-se no sistema de resfriamento, Parte ativa e tanque são similares. No entanto, as buchas e os comutadores na maioria dos projetos necessitam ser redimensionados devido à corrente nominal.

### **2.3.6 Tanque e conservador**

Os tanques dos transformadores possuem a função de: suportar as forças mecânicas submetidas durante a sua fabricação, testes e todo o seu ciclo de vida operacional; proteger e acomodar a parte ativa e o óleo isolante; bem como acomodar o peso dos componentes auxiliares. Durante a sua fabricação são previstos testes de pressão e a vácuo dependendo de sua aplicação para garantir suas propriedades mecânicas e estanqueidade, ou seja, garantir que não ocorram vazamentos.

Os tanques dos transformadores são fabricados normalmente por placas de aço, soldadas em formato retangular. Os transformadores da Chesf utilizam cobertura aparafusada com vedações e gaxetas para garantir que os mesmos permaneçam selados.

Os conservadores são recipientes cilíndricos instalados superiormente ao tanque e interligados por tubulação ao mesmo, com a função de acondicionar o óleo aquecido expandido, quando ocorrem mudanças da temperatura ambiente ou quando o transformador é submetido a mudanças de carregamento, e proporcionar uma interface do óleo com o meio ambiente externo sem contaminação. Esta interface pode ser obtida através da instalação de bolsa de borracha, que divide o espaço interno do conservador com o óleo. A bolsa de borracha possui uma interligação com secador de ar com sílica gel, que permite a entrada do ar seco, sem umidade. Por isso, é dito que o transformador “respira” através da aplicação do conservador com bolsa de borracha e secador.

### **2.3.7 Materiais isolantes**

O isolamento do transformador é normalmente associado aos materiais e componentes que são utilizados para isolar os condutores e bobinas, com o intuito de preservar suas características dielétricas. Adicionalmente estes materiais sólidos possuem outras atribuições dentro do projeto do transformador, como suportabilidade às forças mecânicas e manutenção

do formato e dimensões dos dutos de óleo das bobinas, os quais são eletricamente estressados durante a operação do transformador. A seguir serão apresentados os principais materiais aplicados nos transformadores.

### **2.3.7.1 Papel**

Os materiais isolantes estão presentes nos transformadores entre espiras de uma bobina; entre bobinas de uma mesma fase, entre bobinas de fases diferentes; entre bobinas e as colunas e culatras; nas buchas de passagem dos terminais das bobinas.

O papel e o papelão são materiais isolantes, dielétricos, pela característica de manutenção do campo eletrostático constante, portanto, utilizado para separar condutores entre os quais existe uma diferença de potencial. A resistência mecânica também é importante. Estes materiais aplicados em transformadores são compostos de celulose tratada e têm características específicas, sendo confeccionados exclusivamente para este fim.

O papel é utilizado no isolamento dos condutores e o papelão é o material mais utilizado na confecção dos cilindros, espaçadores, varetas e anéis da armadura, os quais também podem ser de madeira densamente laminada.

Os espaçadores axiais e os cilindros, quando aplicados conjuntamente, definem o canal de óleo que irá fluir para garantir as forças elétricas projetadas. Também são comumente utilizados espaçadores entre seções de discos para manter a posição dos condutores, de forma a garantir os canais horizontais de óleo, distribuição de tensões capacitivas, suportabilidade dielétrica do óleo e suportabilidade a esforços mecânicos.

A grande maioria dos componentes sólidos da isolação dos transformadores é à base de celulose processada, onde as fibras são separadas, a lignina reduzida e outras impurezas são removidas. A celulose corresponde a 85% do material sólido e é composto por polímeros lineares,  $(C_6H_{10}O_5)_n$ . Em proporção de 10% tem-se a hemicelulose que consiste de ramificações de polímeros que permitem que as fibras de celulose sejam agregadas, definindo características mecânicas. A lignina é um polímero complexo, que ajuda a fixar as fibras de celulose por ser resistente à degradação. A base de todo este material é misturada com água e processada.

Atualmente é largamente utilizado o papel termoestabilizado, com o intuito de neutralizar a produção de ácidos causados pela hidrólise, tendo, portanto uma melhor vida útil da isolação.



O papel termoestabilizado também suporta mais tensões que o papel sem tratamento para temperaturas elevadas. Na Figura 2.7 podem ser observados os valores de grau de polimerização (DP) ao longo do tempo para teste de aceleração do envelhecimento com temperatura a 150°C, neste gráfico é possível observar que, sob mesmas condições de teste, o papel comum apresenta um grau de polimerização crítico próximo a 500 horas de ensaio, enquanto que o papel termoestabilizado só vem a atingir esse nível de vulnerabilidade a falhas após 3000 horas de ensaio, o que vem a justificar sua maior aplicação.

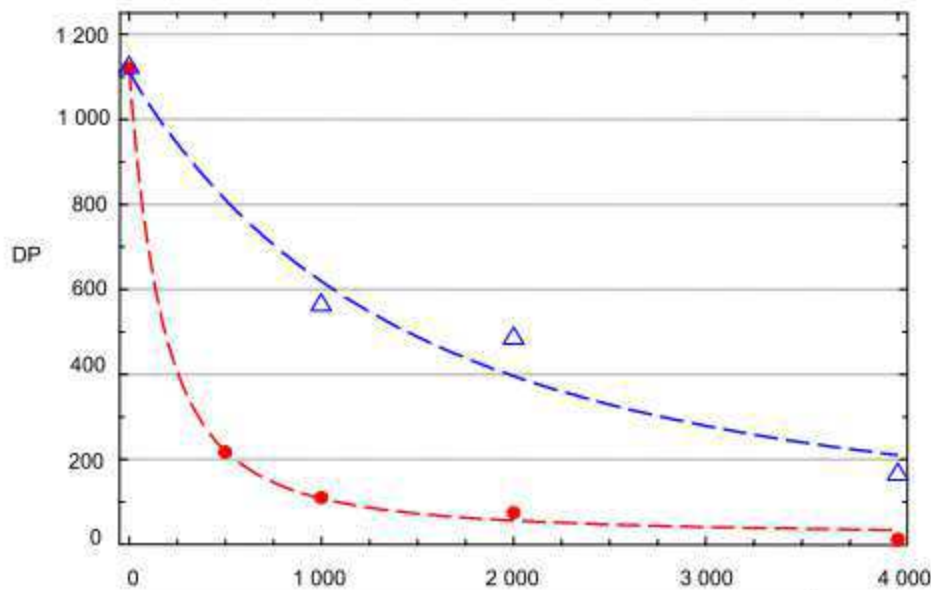


Figura 2. 7– Gráfico DP x t(h) Teste de envelhecimento do óleo mineral a 150 °C para papel termoestabilizado ▲ e papel sem tratamento ● (FONTE IEC 60076-7 2005)

### 2.3.7.2 Óleo mineral

Nos transformadores o óleo isolante atua de três formas, como isolante aumentando a suportabilidade dielétrica, como meio de refrigeração e como meio de monitoramento das condições operacionais.

Na sua função isolante, o óleo mineral impregna o material sólido (papel, *pressboard*, madeira) e ocupa o lugar do ar remanescente no conjunto papel e óleo, a combinação destes isolantes sólidos e líquidos possibilita a manutenção da rigidez dielétrica conforme projeto.

Na função de refrigeração, o isolante líquido também constitui o meio de transferência de calor para dissipação das perdas elétricas em transformadores de potência imersos em óleo mineral isolante, através da condutividade térmica e por convecção.

No monitoramento das condições operacionais, o óleo de transformador pode sinalizar necessidade de manutenção por meio da análise dos percentuais de gases dissolvidos obtidos nos ensaios de gás cromatografia.

Para os transformadores de subestação novos, a Chesf realiza testes de gás cromatografia a cada três meses. Após o primeiro ano, é solicitada nos normativos a realização de testes físicos químicos e cromatografia anualmente para os transformadores com maior tensão em 230 kV, e de 6 em 6 meses para os transformadores de 500 kV

O óleo mineral isolante utilizado nos transformadores de potência da Chesf é do tipo naftênico, suas características físicas e químicas, obtidas durante os ensaios finais devem atender à Resolução 36/2008 da ANP. Os valores limites da taxa de evolução dos gases e a variação absoluta durante o ensaio de aquecimento (ppm) não deve exceder aos limites descritos na tabela 2.2, [15].

Tabela 2. 2 - Taxas limites de geração de gases em ensaio de aquecimento (A), e em ensaio de aquecimento com sobrecarga (B)

A)

	Gás		Taxa de geração de gases (ppm/h = $\mu\text{L/L/h}$ )		
			Condição 1	Condição 2	Condição 3
Critério	H <sub>2</sub>	Hidrogênio	< 0,8	$\geq 0,8$ e < 1,5	$\geq 1,5$
	CO	Monóxido de carbono	< 2,0	$\geq 2,0$ e < 5,0	$\geq 5,0$
	CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono	< 20,0	$\geq 20,0$ e < 40,0	$\geq 40,0$
	CH <sub>4</sub>	Metano	< 0,5	$\geq 0,5$ e < 1,0	$\geq 1,0$
	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Etileno			
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Etano			
	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Acetileno	Nd	Nd	Nd
Diagnóstico			Sem anormalidade	Possível anormalidade	Anormalidade detectada; Possível falha térmica
Ação recomendada			Nenhuma	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Testar nova amostra</li> <li>- Investigar a causa, analisando os resultados e prolongando o ensaio de elevação de temperatura</li> <li>- Avisar o cliente</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Reunião entre fabricante e cliente</li> <li>- Executar ações corretivas e repetir ensaio de elevação de temperatura</li> </ul>

B)

Gás		Incremento admitido durante o ensaio (ppm = $\mu\text{L/L}$ )
H <sub>2</sub>	Hidrogênio	20
CO	Monóxido de carbono	50
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono	300
CH <sub>4</sub>	Metano	2
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Etileno	1
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Etano	2
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Acetileno	Nd

## 2.4 Projeto térmico de transformador de potência

Os transformadores em operação são uma fonte de perdas que se transformam em calor. Este calor aquece o óleo isolante, e necessitava ser dissipado através do sistema de resfriamento e tanque do transformador, na tentativa de estabelecer um equilíbrio térmico. A dissipação das perdas deve ser realizada pela transmissão do calor por condução, convecção e radiação térmica, que geralmente acontecem ao mesmo tempo.

O projeto térmico dos transformadores deve prever o dimensionamento do sistema de refrigeração de forma adequada a dissipar as perdas totais, e ao mesmo tempo manter os limites de elevação do óleo isolante e dos enrolamentos, constantes nas normas técnicas, de acordo com a classe térmica dos materiais. As perdas totais geradas pelo transformador a depender do seu carregamento, são constituídas pelas perdas em vazio, acrescidas das perdas em carga.

### 2.4.1 Perdas em vazio

As perdas em vazio estão associadas às perdas magnéticas do núcleo do transformador. São compostas pelas perdas por histerese e perdas por corrente de Foucault, conhecidas como perdas parasitas.

As perdas por histerese são decorrentes da variação cíclica da corrente de magnetização no material ferromagnético do núcleo, o qual tem uma característica B (H) não linear. As perdas por histerese são proporcionais à área do laço de histerese e dependem do volume e das características magnéticas do material.

As perdas parasitas se originam por correntes que circulam no material, decorrentes de tensões induzidas pela variação do fluxo, no núcleo e na lâmina. Dependem da resistividade do material, da indução e da espessura das chapas que compõem o núcleo do transformador.

A medição das perdas em vazio é realizada de forma única no ensaio em vazio do transformador, onde é possível a medição também da corrente de excitação em valor eficaz,  $I_0$ . Esta corrente é normalmente expressa em % da corrente nominal.

As perdas em vazio do transformador são constantes, independente da corrente em carga que varia de acordo com a demanda. Assim, como os transformadores de potência ficam energizados mesmo em vazio durante todo o dia, o custo do kW nominal de perda em vazio existe mesmo quando não há custo de kW nominal em carga. Para garantir que as perdas sejam mínimas exige-se que o valor seja exposto no projeto do fabricante durante sua aprovação. De acordo com a especificação técnica da Chesf é prevista a incidência de multa caso o valor da perda em vazio medida seja superior ao valor garantido pelo fabricante.

## **2.4.2 Perdas em carga**

As perdas em carga são constituídas pela contribuição em conjunto das perdas ôhmicas (Joule); perdas adicionais nos enrolamentos; perdas adicionais externas aos enrolamentos e perdas em conexões internas.

As perdas ôhmicas, conhecidas como resistivas ou perdas Joule, estão associadas ao produto da resistência do condutor pelo quadrado da corrente nominal de carga. Como estas perdas são dependentes da temperatura, sua definição vem junto com uma temperatura de referência a qual está associada à temperatura da classe de isolamento do material isolante utilizado.

As perdas adicionais nos enrolamentos são caracterizadas e originadas por correntes induzidas nos condutores dos enrolamentos, advindas do fluxo de dispersão atuante nos mesmos.

Por outro lado, a distribuição do campo magnético de dispersão quando atuante em materiais metálicos externos aos enrolamentos, estruturas do núcleo, tanque e tampa, promove as perdas adicionais externas aos enrolamentos.

Já as perdas nas conexões internas estão associadas às perdas ôhmicas e adicionais devido à corrente induzidas nas conexões dos enrolamentos, dos enrolamentos para os terminais das buchas e para os comutadores quando existentes.

## 2.4.3 Dissipação do calor

A transferência de calor nos transformadores de potência imersos em óleo isolante pode ocorrer através de **condução, convecção e radiação**.

Quando existe diferença de temperatura em um corpo há o princípio da **condução**, o qual se baseia na existência de uma transferência de energia da região de maior temperatura para a de menor temperatura. A taxa de transferência desta energia por área é proporcional ao gradiente de temperatura (Lei de Fourier).

Para a transmissão entre paredes planas, a energia calorífica por segundo, W (Watts):

$$W = -\lambda \times A \times \frac{dT}{dx} \quad (2.5)$$

$\lambda$  = coeficiente de condutividade térmica, W/m x °C, este coeficiente indica a velocidade com que o calor se transmite em determinado material;

A = área da seção da parede (m<sup>2</sup>);

D = Espessura da parede (m);

A condução nos transformadores ocorre na região central do núcleo e enrolamentos até a superfície dos mesmos que se encontram em contato com o óleo, entre as chapas a transferência de calor pode ocorrer em ambos os lados ou em apenas um lado quando a outra face é isolada termicamente. Também ocorre transferência de calor por condução nos enrolamentos em camadas com condutores retangulares isolados por papel termoestabilizado, assim como das paredes dos tanques para o ar.

A **convecção** é a transferência de calor que se realiza entre uma superfície sólida e um fluido líquido (óleo) ou gasoso. A convecção pode ser natural ou forçada. A convecção natural ocorre quando a superfície do fluido é aquecida e a diminuição da densidade nas proximidades desta superfície gera forças que ocasionam sua flutuabilidade, ou seja, o movimento do fluido. Quando a superfície sólida é mais quente que o óleo, este se aquece e sobe, caso contrário ele se esfria e desce ao longo da superfície.

Nos transformadores a transferência do calor desenvolvido pelas perdas Joule no núcleo de ferro e nos enrolamentos de cobre é absorvido e armazenado no óleo por circulação natural ou forçada, sendo dissipado para a atmosfera através das paredes do tanque, onde radiadores

umentam a dispersão de calor. A dispersão é facilitada circulando-se o óleo por trocadores de calor resfriados a água, ou por ventiladores montados diretamente sobre os radiadores. Através da convecção forçada, o óleo pode ser forçado a circular através de vários dutos existentes entre os enrolamentos e, a seguir, através de tubos de resfriamento.

A troca de calor na convecção é percebida numa fina camada de contato que banha a superfície sólida, película, em torno de 3 mm para o óleo, e 12 a 15 mm de espessura para o ar como fluido refrigerante.

A convecção se influencia de três propriedades simultâneas associadas ao movimento do fluido: viscosidade cinemática, calor específico e coeficiente de expansão térmica.

Potência térmica transferida por convecção, W:

$$W = \alpha c \times A \times \Delta \theta \quad (2.6)$$

Onde:

$\alpha c$  = Coeficiente de convecção ( $W / m^2 \cdot ^\circ C$ ), este coeficiente deve ser definido por cálculo ou determinado experimentalmente.

$\Delta \theta$  = Diferença de temperatura da superfície quente,  $T_w$ , e temperatura do ambiente que pode ser o óleo isolante,  $T_f$ , ( $T_w - T_f$ );

$A$  = Área “lambida” pelo fluido refrigerante.

É da concepção da convecção natural que se origina a expressão que define o aumento de temperatura  $\Delta \theta_1$ , para uma perda térmica  $W_1$ , assim, conhecendo-se  $\Delta \theta_2$  para uma perda térmica  $W_2$ :

$$\frac{\Delta \theta_1}{\Delta \theta_2} = \left( \frac{W_1}{W_2} \right)^{0.8} \quad (2.7)$$

A equação 2.7 é utilizada para extrapolação da elevação da temperatura, quando há limitações técnicas de equipamentos de testes utilizados para a realização do ensaio de aquecimento na condição de perdas máximas.

A **radiação** térmica é a radiação eletromagnética que é propagada devido à existência de diferença de temperaturas. De acordo com as leis da termodinâmica sabe-se que para um radiador ideal (corpo negro), a taxa de emissão de energia por radiação acontece na proporção

da temperatura elevada a quarta. Portanto, a troca de energia entre duas superfícies é considerada proporcional à diferença absoluta das temperaturas elevada a quarta.

Todos os corpos com temperatura acima de zero absoluto irradiam calor. De acordo com Stefan, um corpo sólido, 1 com área  $A_1$ , envolvido por outro meio, 2, de menor temperatura, terá radiação resultante no sentido da temperatura maior para a menor, figura 2.8. A potência térmica resultante,  $W$ , dependerá das temperaturas  $T_1$  e  $T_2$  dos meios; de fatores relacionados com as emissividades individuais dos meios,  $F_E(\epsilon)$ ; fator de visão associado à troca direta de radiação sem considerar energia refletida,  $F_A$ ; e da constante de radiação do corpo negro,  $\sigma = 5,67 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^4$ .

$$W = F_E \times F_A \times \sigma \times A_1 \left( T_1^4 - T_2^4 \right) \quad (2.8)$$

A radiação nos transformadores acontece das paredes externas do tanque e radiadores para o ar e do núcleo e dos enrolamentos ao fluido isolante, óleo.

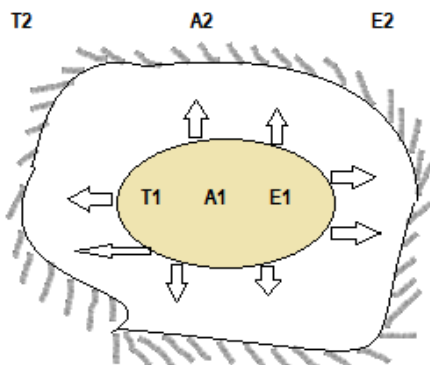


Figura 2. 8– Transmissão de calor por radiação  $T_1 \gg T_2$

## 2.4.4 Sistema de refrigeração para transformadores com óleo isolante

O sistema de refrigeração dos transformadores de potência imersos em óleo isolante depende de como se processa a transferência de calor do óleo isolante entre suas interfaces sólidas nos transformadores, como paredes do tanque, radiadores e enrolamentos, bem como da transferência de calor entre as paredes do tanque, radiadores ou trocadores de calor para o ar. Essa energia térmica em trânsito ocorre pela existência de diferenças de temperaturas entre os meios, ou no próprio meio.

De acordo com a NBR 5356-1, [1], o sistema de refrigeração é classificado de acordo com o modo de circulação do meio refrigerante interno, óleo natural (ON), óleo forçado (OF) e óleo dirigido (OD) pela utilização de bombas ou definição física do projeto, junto com a forma de dissipação desse calor com o meio externo, que pode ser ar natural (AN) ou ar forçado (AF) por intermédio de ventiladores motorizados. Existe ainda a opção de resfriamento do óleo com a circulação de água forçada (WF) através de radiadores tubulares. Os sistemas de resfriamento mais utilizados nos transformadores de potência da planta da Chesf são ONAN e ONAF, com existência de alguns com sistema ODAF.

#### **2.4.4.1 Sistema ONAN**

O sistema ONAN é baseado na circulação do óleo por convecção, o calor gerado no núcleo e nos enrolamentos é transferido para as outras partes do transformador e para o meio ambiente de forma natural. A convecção ocorre internamente pela circulação natural do óleo e pelos radiadores e paredes do tanque, que por sua vez, transferem o calor para o ar externo por convecção natural e radiação. É o sistema de refrigeração em transformadores de potência com menor custo de manutenção e operação pela inexistência de acessórios e sistema de controle dos mesmos.

#### **2.4.4.2 Sistema ONAF**

O sistema ONAF se caracteriza pela convecção natural do óleo através dos enrolamentos e radiadores, e convecção forçada do óleo proporcionada pela incidência do ar dos ventiladores sobre os radiadores.

A sua configuração é diferenciada do sistema ONAN pela existência dos ventiladores instalados junto aos radiadores nas laterais ou na região inferior com a finalidade de forçar a circulação do ar através das aletas dos radiadores, figura 2.9. A localização mais eficiente é na parte lateral superior onde circula o óleo mais quente, mas depende muito do projeto e padrão do fabricante.



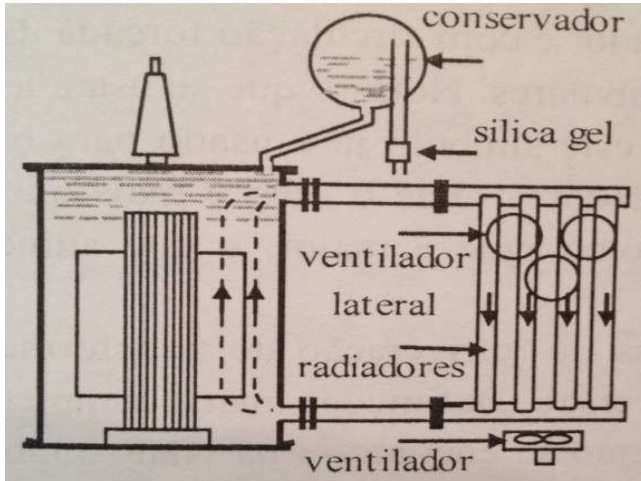


Figura 2. 9– Sistema de resfriamento ONAF – Fonte Ries W

O Sistema de transferência de calor no óleo é o mesmo para o Sistema ONAN e ONAF, com a diferença apenas na taxa de fluxo do óleo resfriado, proporcionando uma dissipação do calor nos radiadores para o meio externo mais eficiente com o auxílio dos ventiladores.

Este sistema pode ser dividido em dois estágios de potência, que definem a quantidade de ventiladores por estágio com operação controlada, por exemplo, ONAN/ONAF1/ONAF2, que corresponde a 65% P<sub>n</sub> / 80% P<sub>n</sub> / 100% P<sub>n</sub>, onde P<sub>n</sub> = Potência nominal. Este padrão prevê uma operação na maior parte do dia em ONAN e ONAF1, sendo a operação em ONAF2 prevista para horários de pico e em períodos de continência com uma das unidades transformadoras ausentes (n-1).

### 2.4.4.3 Sistema OFAF e ODAF

Existem também os sistemas de resfriamento do tipo OFAF, óleo forçado e ar forçado, e ODAF, óleo direcionado e ar forçado. Este último utiliza bombas junto ao conjunto de radiadores, com o intuito de direcionar uma grande quantidade de óleo a circular entre os enrolamentos com velocidade adequada a uma efetiva transferência de calor, obtendo menores gradientes no enrolamento em comparação ao emprego do Sistema ONAF, e menor elevação da temperatura do óleo nos enrolamentos para um mesmo projeto das bobinas, o que tem como consequência direta uma menor temperatura de *hot-spot*, em até 20°C a depender do projeto.

Na figura 2.10 pode ser visto que no Sistema ODAF, o óleo resfriado proveniente dos radiadores e bomba atinge um compartimento abaixo da parte ativa, que possui furações as

quais direcionam o óleo para o interior das bobinas, transcorrendo entre os enrolamentos orientados pelas barreiras, conhecidas como desviadores ou zig-zag, de forma que a temperatura do óleo na parte superior dos enrolamentos seja praticamente a mesma da temperatura do óleo que circulará na tubulação superior dos radiadores. A vazão do óleo no sistema ODAF é determinada pela temperatura desejada nos enrolamentos, de acordo com critérios dos fabricantes esta vazão é limitada em 70 cm/s.

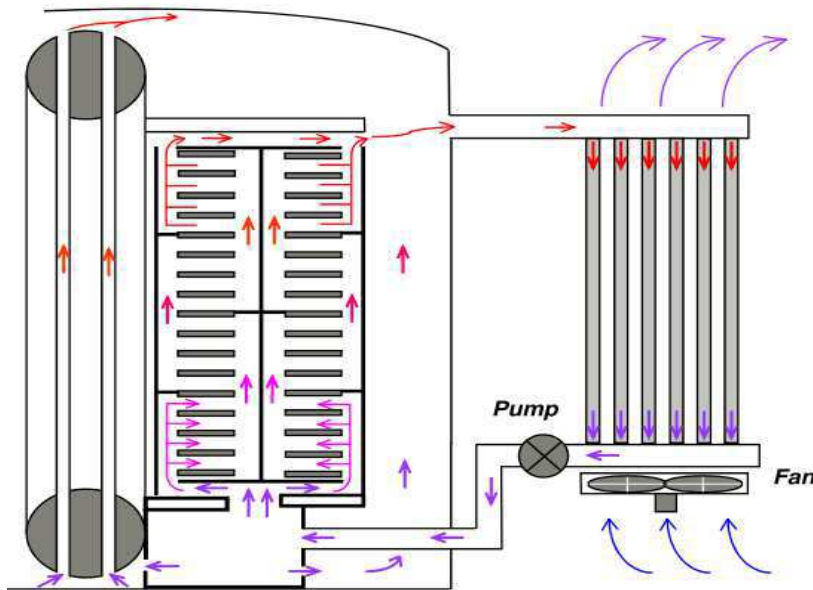


Figura 2. 10– Sistema de resfriamento ODAF – Fonte Alstom

## 2.4.5 Conceito e definição das temperaturas

### 2.4.5.1 Topo óleo

Temperatura medida próximo à tampa do transformador, representando a temperatura média da última camada de óleo que é uma das regiões mais aquecidas. Na prática a temperatura medida é uma mistura da temperatura mais aquecida dos enrolamentos e a temperatura resfriada proveniente do sistema de refrigeração. A medição da temperatura topo óleo é realizada por sensores com termo resistência imersos em bolsas localizadas ligeiramente abaixo das tampas.

Em muitos projetos é indicado o topo das bobinas como uma dos locais mais quentes, o que não ocorre sempre na prática, podendo ocorrer também nas saídas dos terminais na região intermediária das bobinas ou em locais específicos a depender do projeto.

## 2.4.5.2 Óleo médio

Temperatura média do óleo de resfriamento dentro dos enrolamentos, sendo consideradas as temperaturas no topo e fundo do óleo como referências para a média, através de medições nos dutos superiores e inferiores dos sistemas de refrigeração em ambas laterais do transformador.

## 2.4.5.3 *Hot-spot*

Como a maior temperatura encontrada no transformador geralmente se situa nas bobinas, esta temperatura está intrinsecamente associada ao ponto mais quente de algum dos enrolamentos.

Para o núcleo, existem fatores como a geometria dos diferentes tipos de núcleo (monofásicos e trifásicos), a variação da relutância magnética nas várias partes do núcleo (colunas, jugos etc.), os espaços de alta relutância magnética nas juntas coluna-jugo, a anisotropia magnética do núcleo e a distribuição não uniforme do fluxo magnético, os quais resultam em concentrações de fluxos magnéticos, fluxos transversais, que definem regiões de concentrações de perdas magnéticas elevadas com maior necessidade de dissipação térmica.

Por esses fatores, também é considerado no projeto dos transformadores o cálculo do *hot-spot* do núcleo, tendo em vista a existência de elevações locais de temperaturas nas regiões das juntas do núcleo as quais precisam ser controladas em conformidade com os limites térmicas dos componentes isolantes adjacentes, óleo isolante; componentes isolantes sólidos etc.

## 2.4.5.4 Elevação da temperatura média do enrolamento

A elevação da temperatura média do enrolamento é obtida durante o ensaio de aquecimento através da medição da resistência do enrolamento. Seu valor limite para os transformadores com sobrecarga planejada é de 65°C para os transformadores da planta da Chesf atuais com sobrecarga, no entanto, para atender à vida útil de 40 anos, alguns projetos atuais com sobrecarga, mantém a classe de 55°C quanto à elevação de temperatura média do enrolamento. Demais limites conforme indicado na tabela 2.3.

Tabela 2. 3 - Limites de elevação de temperatura NBR 5356

Sistema de preservação de óleo	Limites de elevação de temperatura °C <sup>a</sup>						
	Dos enrolamentos			Do ponto mais quente	Do topo do óleo	Das partes metálicas	
	Média, por medição da variação de resistência		Do ponto mais quente			Do topo do óleo	Em contato com a isolamento sólida ou adjacente a elas
	Circulação do óleo natural ou forçada sem fluxo de óleo dirigido	Circulação forçada de óleo com fluxo dirigido <sup>f</sup>					
Sem conservador e sem gás inerte sob pressão	55	60	55	50 <sup>b</sup>	Não devem atingir temperaturas superiores à classe térmica do material da isolamento-adjacente ou em contato com estas	A temperatura não deve atingir-valores que venham a danificar componentes ou materiais adjacentes	
	95 <sup>g</sup>	100 <sup>g</sup>	120 <sup>g</sup>	60 <sup>g</sup>			
Com conservador ou com gás inerte sob pressão	55	60	55	55 <sup>c</sup>	Não devem atingir temperaturas superiores à classe térmica do material da isolamento-adjacente ou em contato com estas	A temperatura não deve atingir-valores que venham a danificar componentes ou materiais adjacentes	
	65 <sup>d</sup>	70 <sup>d</sup>	80 <sup>d</sup>	65 <sup>d</sup>			
	95 <sup>g</sup>	100 <sup>g</sup>	120 <sup>g</sup>	65 <sup>g</sup>			

<sup>a</sup> Os materiais isolantes devem ser adequados, de acordo com a ABNT NBR 7034, ao limite de elevação de temperatura em que o transformador é enquadrado.

<sup>b</sup> Medida próxima à superfície do óleo.

<sup>c</sup> Medida próxima à parte superior do tanque, quando tiver conservador, e próxima à superfície do óleo, no caso de gás inerte.

<sup>d</sup> Para esse limite de temperatura, quando é utilizada isolamento de papel, este deve ser termoestabilizado.

<sup>e</sup> A verificação de temperatura do ponto mais quente é feita mediante acordo entre o fabricante e o comprador.

<sup>f</sup> O método de verificação do fluxo de óleo forçado dirigido constitui objeto de acordo entre o fabricante e o comprador.

<sup>g</sup> Estes limites de elevação de temperatura são aplicáveis, desde que acordado entre fabricante e comprador. Neste caso, deve ser utilizado o sistema híbrido de isolamento composto por isolantes sólidos à base de aramida ou similares (Classe C), apenas onde necessário (adjacentes aos condutores dos enrolamentos), e isolantes sólidos à base de celulose onde a temperatura máxima não ultrapasse os 120 °C, imersos em óleo mineral isolante, com base na IEEE Std. 1276:1997.

## 2.4.6 Sistema térmico do transformador

A transferência do calor acontece por condução, convecção e radiação térmica através do sistema de resfriamento e do tanque do transformador. O projeto térmico deve manter as elevações de temperatura do meio de resfriamento (óleo isolante) e dos enrolamentos dentro dos valores limites de elevações de temperaturas garantidos, correspondentes aos materiais envolvidos.

A equação 2.9 mostra uma relação simplificada da energia térmica envolvida para o sistema térmico do transformador, onde as perdas geradas são absorvidas ou dissipadas pelos modos de transferência de calor referenciados no item 2.4.3.

$$P_{tc} \times dt + P_{sol} \times dt - [(S\lambda; \lambda), (S\alpha; \alpha), (S\sigma; \sigma)] \times \theta \times dt = m \times c \times d\theta \quad (2.9)$$

Os limites de elevações de temperaturas são estabelecidos nas normas nas especificações técnicas de transformadores. Nestes documentos são explicitados os valores térmicos garantidos, os quais serão comprovados durante a realização dos ensaios finais de elevação de temperatura. A tabela 2.3 mostra os limites de elevação de temperatura do óleo, dos enrolamentos, das partes metálicas e de outras partes de transformadores projetados para operação nas condições normais definidas na norma técnica NBR5356-2.

A tabela 2.4 extraída da norma técnica IEEE Std C57. 91-2011, [9], mostra os limites sugeridos para todos os tipos de carregamento definidos.

Tabela 2. 4 - Limites térmicos – IEEE Std. C.57.91-2011

Temperaturas	Carregamento para Vida útil Normal	Carregamento Planejado acima do nominal	Carregamento para Emergência de Longa Duração	Carregamento para Emergência de Curta Duração
Temperatura de <i>hot-spot</i> para o condutor isolado, °C	120*	<b>130</b>	140	180**
Outras temperaturas de <i>hot-spot</i> (em contato ou não com a isolação), °C	140	<b>150</b>	160	200
Temperatura de Topo óleo, °C	105	<b>110</b>	110	110

\*100°C para uma base de 24h contínuo

\*\*Produção de gases com risco potencial para o transformador

A especificação técnica da Chesf atual considera como Valores térmicos limites para a sobrecarga solicitada no módulo 2.3 do procedimento de rede, os valores indicados na segunda coluna da tabela 2.4. Portanto, estas serão as temperaturas de referência para a análise dos casos a ser apresentada no próximo capítulo. Os referidos valores de temperatura não são idênticos aos limites de elevação de temperatura em ensaios com sobrecarga, estabelecidos na nota técnica 038/2014 do ONS, [15], em especial para a sobrecarga de 40%, conforme tabela 2.5.

Tabela 2. 5 - Limites de elevação de temperatura – Nota técnica ONS 38/2014

Tipo de carregamento	Temperaturas limite (°C)		
	Óleo	Ponto mais quente do enrolamento	Outras partes metálicas sem contato com celulose
Ensaio de 1,2 pu por 4 horas	110	130	160
Ensaio de 1,4 pu por meia hora	110	140	180

## 2.4.7 Diagrama térmico

Nos diagramas simplificados do circuito térmico do transformador é possível analisar a distribuição das temperaturas relacionadas ao óleo e aos enrolamentos, dentro de algumas premissas assumidas, de acordo com a IEC:

- Temperatura ambiente constante para qualquer altura do enrolamento e considerada a média das temperaturas externas;
- A temperatura do óleo que circula no fundo do enrolamento é igual a temperatura do óleo na saída dos radiadores ou trocadores de calor;
- Para transformadores com óleo natural e dirigido, principalmente, a temperatura do óleo na saída de cada enrolamento é igual à temperatura do topo do óleo;
- A temperatura do óleo aumenta através dos enrolamentos, o que nem sempre é correto devido à existência de perdas parasitas que podem gerar pontos mais quentes no topo e no final do enrolamento;
- O gradiente do enrolamento,  $G$ , é a diferença da elevação de temperatura de cada enrolamento (determinado pela medição da resistência elétrica no ensaio de aquecimento) pela elevação de temperatura do óleo.

Conforme essas considerações o gradiente permaneceria constante ao longo da altura do enrolamento. Assim é considerado um gráfico linear para a temperatura do condutor e outro gráfico paralelo para a temperatura do óleo, como na prática devido aos condutores dos enrolamentos mais internos possuem temperaturas maiores, além da existência de perdas parasitas altas próximas ao final do enrolamento, a temperatura do ponto mais quente do enrolamento é maior do que apenas adicionar o gradiente ao topo do óleo.

Assim, considera-se um fator de *hot-spot*,  $F_H$ , inerente ao projeto do transformador, e proporcional a estas perdas localizadas, que irá compensar a influência das perdas parasitas e demais inconsistências do modelo, permitindo assim um valor mais real para temperatura de *hot-spot*.

O valor do Fator de *hot-spot* pode variar para cada enrolamento, a depender do design do enrolamento, impedância de curto-circuito e tamanho do transformador.

Na figura 2.11 conforme a IEEE C57.119-2011, [8]. É possível visualizar a similaridade conceitual com o diagrama da IEC 60076-7 (2005), figura 2.12, apesar das normas procederem a cálculos distintos para a temperatura de *hot-spot*.

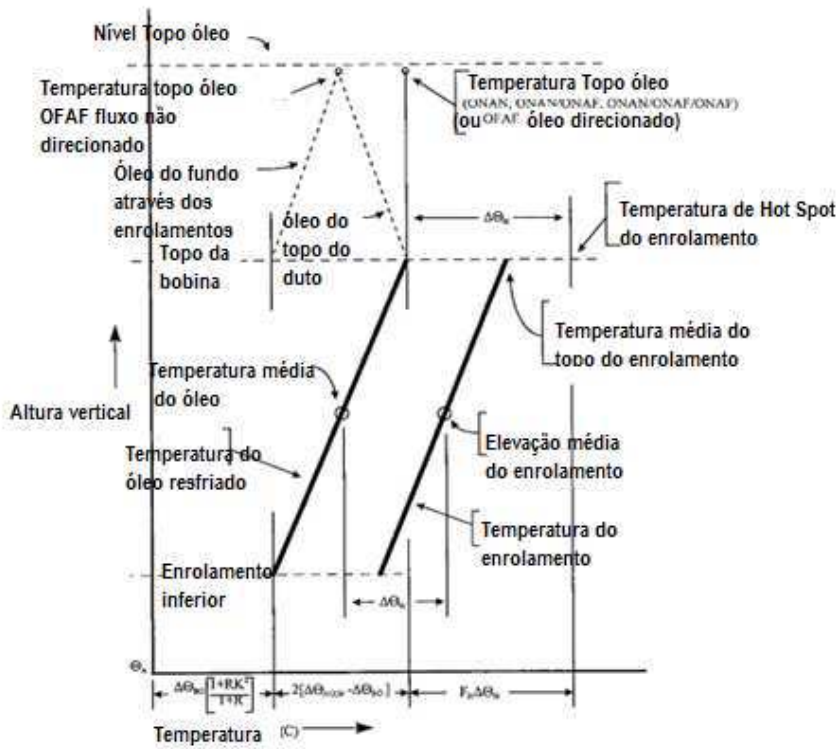


Figura 2. 11– Limites de elevação de temperatura – IEEE Std C57.119-2011

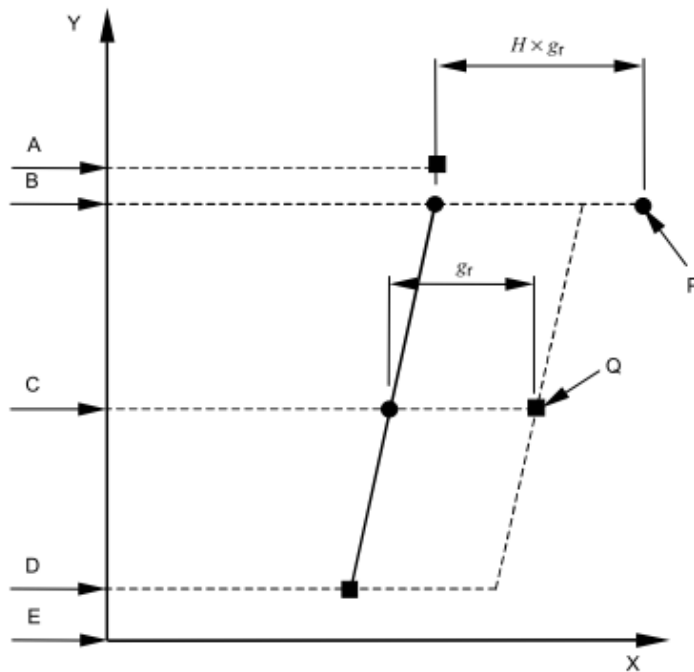


Figura 2. 12– Diagrama térmico – IEC 60076-7 2005

No diagrama térmico da figura 2.12:

P = Temperatura de *hot-spot*,  $\Theta_H$ ;

$Q$  = Temperatura do enrolamento média (medida);

$g_r$  = Gradiente da temperatura do enrolamento média e óleo médio;

$H$  = Fator de *hot-spot*;

$D$  = Temperatura do óleo na parte inferior do enrolamento;

$C$  = Temperatura média do óleo no tanque;

$B$  = Temperatura do óleo na parte superior do enrolamento;

$A$  = Temperatura do topo do óleo (medida),  $\Theta_{or}$ ;

$$\Theta_H = \Theta_a + \Delta\Theta_{or} + H \times g_r$$

Conceitualmente a temperatura de *hot-spot* é igual a soma da temperatura ambiente,  $\Theta_a$ , adicionada da elevação da temperatura do topo do óleo com relação a temperatura ambiente, e adicionada à elevação da temperatura de *hot-spot* com relação a temperatura do topo do óleo.

## 2.4.8 Ciclo de carga e carregamento

De acordo com a Norma técnica IEEE C57. 91-2011, [9], a operação dos transformadores de potência sob ciclo de carga normal com carregamento contínuo ocorre sob condições específicas, onde a temperatura média ambiente de 30°C é considerada para os transformadores resfriados a ar. Nesta condição de expectativa de vida e carregamento normal a temperatura de *hot-spot* máxima contínua é de 110°C, equivalente a uma temperatura de *hot-spot* variável com pico limitado em 120°C num período de 24 h, desde que sua frequência e duração não alterem a expectativa de vida normal.

Para a operação dos transformadores de potência com carga acima da nominal os limites de temperatura de topo óleo e de *hot-spot* podem ser maiores, limitados a 130°C para a temperatura de *hot-spot*, no entanto, a duração desta sobrecarga deve ser controlada de acordo com a perda de vida da isolação considerando o referido ciclo de carga.

O carregamento em emergência de longa duração consiste em sobrecargas ocasionadas por contingências nos sistema de duração prolongada. Não desejado que ocorram com frequência, pois a temperatura de *hot-spot* pode ser até 140°C, conforme tabela 2.4.

Finalmente, o carregamento em emergência de curta duração, define para o sistema uma sobrecarga muito mais severa, associada a uma situação de contingência no SIN que vem a ser o último recurso operativo antes do corte de carga, com monitoramento da transmissora. De acordo com a norma técnica IEEE Std C57. 91-2011, a temperatura de *hot-spot* pode



atingir valores até 180°C, no entanto, este limite não é aceito na especificação técnica da Chesf.

A determinação das características de carregamento das unidades transformadoras novas é uma premissa básica para que se tenha um planejamento adequado do equipamento no SIN. Portanto as especificações técnicas devem citar a vida útil contratual da unidade transformadora e as situações de operação em regime normal, respectiva temperatura ambiente média, e em regime de sobrecarga conforme o ONS define no módulo 2.3 do procedimento de rede, [16]:

- As unidades transformadoras devem ser capazes de operar com as suas potências nominais, em regime permanente, para toda a faixa operativa de tensão prevista, tanto no primário quanto no secundário. Esta condição deve ser atendida para todas as posições dos comutadores quando existentes;
- As unidades transformadoras de potência devem ser especificadas e dimensionadas para a vida útil de 40 anos;
- Em condição normal de operação, a transmissora deve garantir a possibilidade de operação contínua com carregamento de 100% da potência nominal;
- A transmissora deve garantir a possibilidade de operação nas condições operativas diárias, as quais podem ser qualquer uma das exemplificadas na figura 2.13, desde sua entrada em operação e ao longo de sua vida útil, e independente da frequência de ocorrência da sobrecarga de longa duração.

Estas características do procedimento de rede, vigentes desde 2011, surgiram para respaldar considerações já citadas na resolução normativa REN 191/2005, referentes ao estabelecimento do Contrato de Prestação dos Serviços de Transmissão (CPST), e no ofício 035/2008-SRT/ANEEL, que definiu o período de sobrecarga de curta duração de quatro horas do ciclo de carga diário nas capacidades operativas dos transformadores. Antes desta revisão, os editais dos leilões já solicitavam condições de sobrecarga diárias aos transformadores de potência, as quais foram interpretadas como sobrecargas diárias planejadas, não estando ainda definida a expectativa de vida útil.

Portanto, os transformadores de potência da rede básica adquiridos no período aproximado de 2009 a 2011, podem ter sido projetados com predisposição a sobrecargas distintas da atual, a depender do entendimento do agente de transmissão, tendo em vista a disparidade de

informações na época da NBR 5416, procedimento de rede e requisitos técnicos do edital de leilão da transmissão regido pela ANEEL.

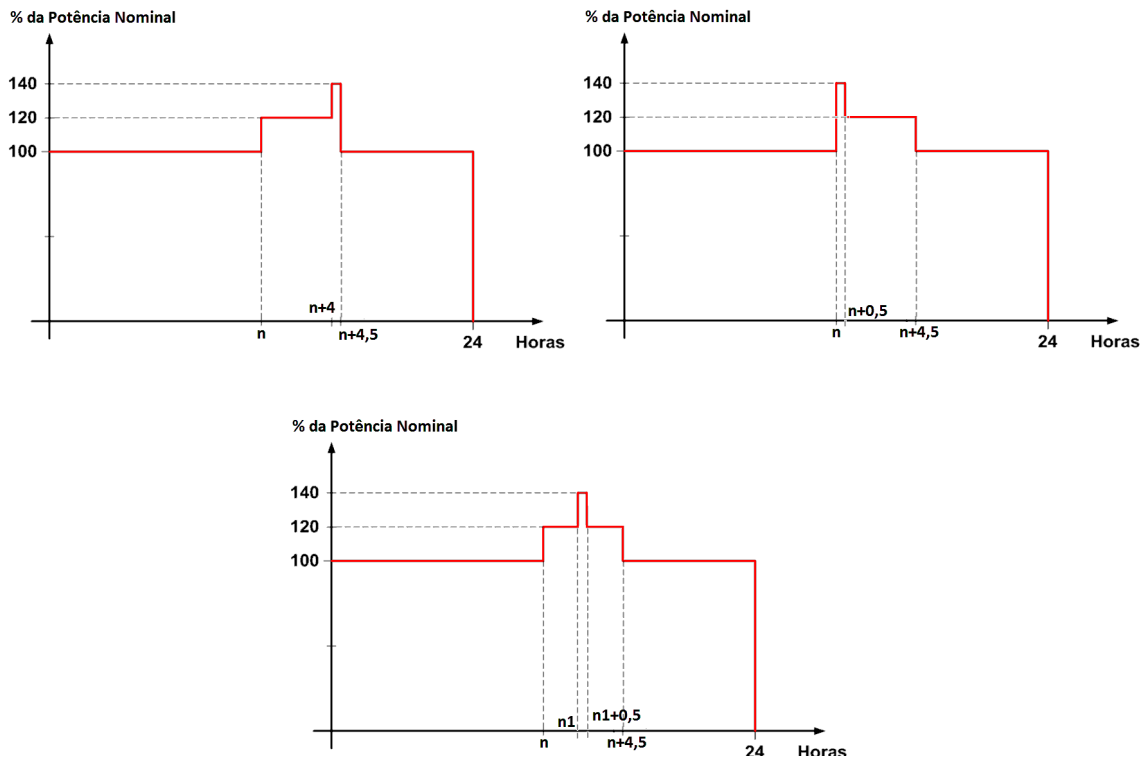


Figura 2. 13 – Ciclo de carga diário – Fonte especificação técnica Chesf

## 2.4.9 Ensaio de elevação de temperatura

Do ponto de vista do desempenho térmico é o ensaio de elevação de temperatura que confirma as características designadas para o transformador de potência de acordo com a classe de temperatura especificada. Neste ensaio é obtida a elevação de temperatura do óleo (topo e médio), a elevação de temperatura média do enrolamento, como também são obtidos dados para cálculo da temperatura de *hot-spot*.

A elevação de temperatura do óleo depende das perdas totais geradas e da eficiência da troca de calor do sistema de resfriamento. Já a elevação de temperatura do enrolamento depende da corrente que flui através dos condutores e do fluxo de óleo através dos caminhos entre os enrolamentos. Portanto, o gradiente, que é a diferença da elevação de temperatura do enrolamento e do óleo médio vem a ser influenciado pelo sistema de resfriamento como um todo, e também interfere na temperatura de *hot-spot*. Por isso, são feitos testes com o sistema de resfriamento natural de óleo e ar (ONAN) e sistema de resfriamento natural de óleo e ar forçado (ONAF).

## TESTE DE ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA

- O teste de elevação de temperatura é iniciado com a medição da resistência dos enrolamentos “a frio”, ou seja, na temperatura ambiente de referência da medição. Importante que o mesmo Sistema de medição seja utilizado na medição da resistência a quente em etapa seguinte;
- Preparação dos equipamentos de medição para aquisição da temperatura ambiente, topo óleo, entrada e saída dos sistemas de resfriamento e escolha do radiador e ventilador não utilizados, representando o sistema reserva conforme especificado;
- Simulação das perdas totais máximas, para a temperatura de referência, através da aplicação da corrente de curto-circuito, “método do curto-circuito”.  
A potência ativa é suprida pela rede ou por um gerador, a potência indutiva é suprida por alta compensação capacitiva, através do emprego de capacitores de alta e baixa tensão;
- Monitoramento das temperaturas para aguardar momento de estabilização, onde a taxa de elevação de temperatura do óleo médio ou topo, não ultrapasse a taxa de 1°C/h durante três horas consecutivas;
- Realização de termografia para verificação da distribuição uniforme das temperaturas e possíveis pontos quentes nas partes metálicas;
- Redução para a corrente nominal na posição de referência do comutador por 1h;
- Desligamento do fornecimento em corrente alternada para medição da resistência a quente dos enrolamentos com fontes de corrente DC, e posterior cálculo da elevação de temperatura do enrolamento:

$$\Delta T = (235 + T_0) \cdot \left( \frac{R - R_0}{R_0} \right) + T_0 - T_a \quad (2.10)$$

Em que:

AT é a elevação de temperatura do enrolamento (cobre); T<sub>0</sub> é a temperatura ambiente na medição a frio; T<sub>a</sub> é a temperatura ambiente no momento do desligamento; R<sub>0</sub> é a resistência a frio medida e R é a resistência no momento do desligamento obtida por extrapolação da curva obtida com os pontos medidos.

- Após ensaio de aquecimento é novamente retirada uma amostra de óleo, a análise cromatográfica desta amostra e a evolução da taxa dos gases antes e após ensaio de

aquecimento também é um parâmetro de avaliação do desempenho do ensaio de elevação de temperatura.

- No final do ensaio de aquecimento para cada estágio, inclusive em sobrecarga, deve ser realizada termografia para verificação da conformidade da distribuição das temperaturas de acordo com ensaio, e dos limites térmicos para as partes metálicas. Esta análise também é um critério de aceitação do teste.

De acordo com a especificação técnica atual, é solicitado que o ensaio de aquecimento seja realizado no sistema ONAN, e ONAF2 com e sem sobrecarga, na posição de perdas máximas. Na figura 2.14 é possível a visualização das temperaturas monitoradas durante ensaio de elevação de temperatura de transformador trifásico 230/69 kV 200 MVA, durante período de sobrecarga de 20% em 4h no final. Neste sistema multicanais é possível o monitoramento on line das temperaturas topo óleo, em vermelho, entrada dos radiadores (em azul claro) e saída dos radiadores (em verde).

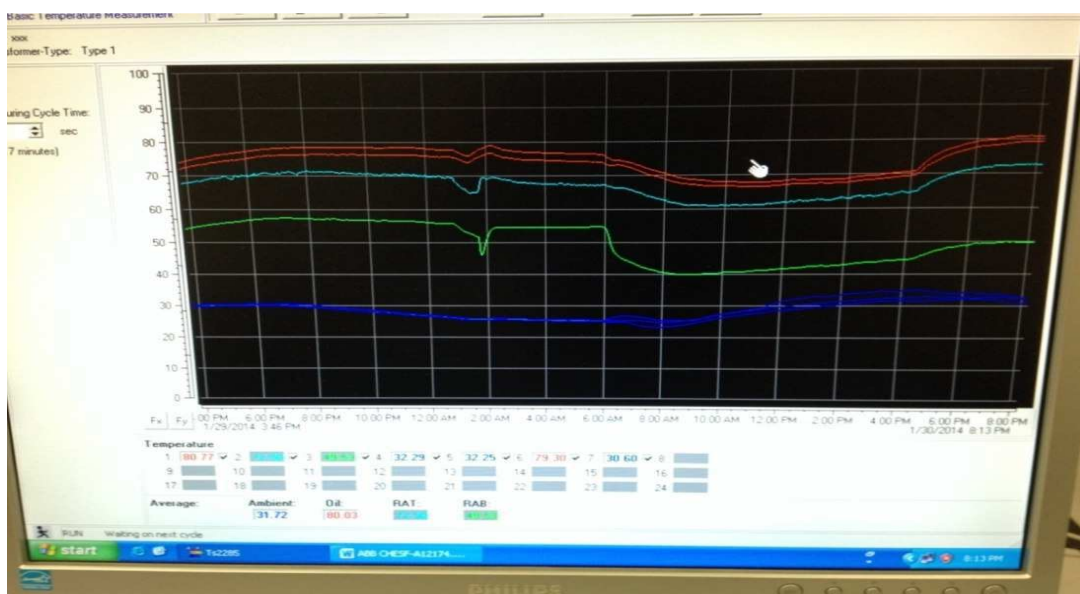


Figura 2. 14– Monitoramento das temperaturas em ensaio de aquecimento com sobrecarga de 20% - Fonte Chesf

A partir da análise dos recursos empregados pelos fabricantes, equipamentos de geração, medição, analisadores de potência multicanais, sensores de temperatura entre outros, é possível qualificar a habilidade do sistema de medição e os cuidados necessários. Para tanto, O sistema de medição de temperaturas do fabricante deve ser apresentado dentro do seu processo de qualidade, para que sejam verificadas as relações de tensão e corrente aplicadas às grandezas medidas e a validade da aferição dos instrumentos do sistema.

## 2.4.10 Vida útil da isolação

As falhas associadas ao final de vida útil, ou seja, ao envelhecimento dos materiais orgânicos utilizados na fabricação dos transformadores de potência, podem ser controladas pelo usuário final, através do respeito dos limites térmicos operacionais, bem como do monitoramento dos gases no óleo e a qualidade do papel isolante.

Normalmente estes principais materiais são o óleo mineral isolante, papel e papelão a base de celulose, cujas características físicas, químicas e propriedades elétricas são normalmente deterioradas ao longo da operação do transformador. As falhas mais comuns ocorrem entre as espiras dos enrolamentos durante operação ou em curto circuito, com comprometimento da estrutura de fixação da parte ativa devido a estresses mecânicos, e circulação de correntes de falha devido à deterioração da isolação do núcleo e armadura.

As mudanças nas propriedades físicas dos materiais isolantes estão associadas às reações químicas da estrutura molecular. Este processo é potencializado pelo aumento da temperatura dos componentes.

Os papéis utilizados em transformadores são exclusivamente fabricados para esta aplicação como material isolante, suas principais características são a alta resistência de isolamento quando seco (0,5% a 1% de umidade) e as características higroscópicas. Os mais comuns são: papel e papelão *kraft*, proveniente de árvores coníferas ou similares com madeira maciça; papel manilha, feito em fibras de madeira e cânhamo; *pressboard*, feito em papelão com fibra de algodão, e o papel *presspahn*.

A isolação sólida é constituída de celulose proveniente da polpa da madeira pura sulfatada. A celulose é basicamente uma macromolécula linear cuja estrutura é constituída de repetidos anéis de  $\beta$  - glucose, conectados entre si por pontes de oxigênio no 1º ou 4º átomo de carbono. A macromolécula é formada por 1000 a 3000 anéis de glucose, [2]. O óleo mineral é uma mistura de hidrocarbonetos a depender do seu tipo naftênico ou parafínico.

A isolação papel-óleo é envelhecida por influência de três fatores catalisadores e respectivos processos: calor (pirólise), presença de água (hidrólise), e presença de oxigênio (oxidação).

A pirólise, degradação termo cinética da celulose, é caracterizada pela quebra da macromolécula, devido ao calor que causa a quebra de ligações C-H, C-O e C-C, criando cadeias menores de dióxido de carbono, monóxido de carbono, água, hidrogênio e pequenas

quantidades de metano. Também é possível a combinação de parte da cadeia com o óleo formando borra e ácidos indesejados.

A oxidação é causada pela presença de oxigênio dissolvido no óleo. O oxigênio ataca os átomos de carbono da molécula de celulose originando aldeídos (R-CHO) e ácidos carboxílicos (R-COOH), água, monóxido e dióxido de carbono além de borra. Como os anéis das ligações da molécula são enfraquecidos, há uma diminuição do grau de polimerização.

A presença da água, hidrólise, é normalmente evidenciada na isolação sólida, devido à natureza higroscópica da celulose. A água presente na isolação de um transformador novo, após secagem, é menor que 0,5%.

A água afeta a ligação dos anéis de glucose, causando a divisão em duas cadeias de grupos OH, ligados ao seu próprio monômero ( $\text{CH}_2\text{OH}$ ), causando a existência de unidades livres de glucose, e diminuindo o grau de polimerização do papel, GP ou DP, *Degree of polymerization*.

Portanto, os três processos; pirólise, hidrólise e oxidação, ocorrem concomitantemente, e são responsáveis pela diminuição do grau de polimerização. O grau de polimerização corresponde à medição do número de monômeros (anéis de glucose), associado ao comprimento das cadeias da macromolécula da celulose, já que as mesmas são quebradas ao decorrer do envelhecimento da isolação sólida. Uma fibra de celulose contém muitas camadas longas e a força mecânica está associada ao comprimento das mesmas, portanto o grau de polimerização é uma medição da força ainda disponível no papel.

O método de medição do GP é definido na IEC 60450. O valor do GP para papel novo encontra-se entre 1100 a 1400, e após secagem durante a fabricação do transformador, de 900 a 1000. O transformador cuja isolação sólida apresenta GP com valor de 50% do inicial, pode ser considerado para substituição. O valor de GP < 250 é considerado muito crítico quanto a suportabilidade a curto-circuitos.

No óleo a presença de água, que é inicialmente absorvida pela isolação sólida, causa a diminuição da sua força dielétrica e futuro envelhecimento do papel e papelão. O aumento da acidez também irá danificar a isolação e casualmente as partes metálicas, além disso, a existência de impurezas e produtos da decomposição do óleo aumenta a concentração de compostos polares, que diminuem a resistividade DC, e aumentam o fator de dissipação dielétrica ( $\tan\delta$ ). A borra depositada nos enrolamentos pode bloquear dutos de resfriamento, comprometendo o resfriamento e diminuindo a força dielétrica.

O aumento acentuado da temperatura poderá comprometer as características mecânicas da isolação, por causa da diminuição das macromoléculas da celulose. Esta situação pode deixar a isolação suficientemente crítica, com risco de falhas durante curto-circuito ou operação normal. Portanto, para controle do envelhecimento da isolação deve ser evitado o aumento acentuado de temperatura, da umidade e de oxigênio, estes dois últimos são controlados pelo Sistema de preservação do óleo. O controle do calor está delegado à operação do transformador. Esta é a associação direta com a operação em sobrecarga.

O Grau de polimerização é bastante utilizado para caracterizar o final de vida útil da isolação, no entanto sua medição onde desejada, ou seja, nos enrolamentos, é impossível durante a sua operação.

Atualmente também existe a técnica de medição de outros compostos no óleo, como os furanos, os quais podem estar associados à decomposição da celulose. No entanto, como alguns óleos apresentam níveis residuais de componentes furânicos durante o processo de refinamento, deve-se tomar cuidado na análise dos testes do óleo isolante, pois é necessário um acompanhamento do histórico deste óleo durante todas as etapas operacionais de manutenção a fim de evitar falsas conclusões.

# Capítulo 3

## Revisão bibliográfica

O limite de sobrecarga em transformadores de potência e sua frequência também definem a temperatura do ponto mais quente nos enrolamentos, conhecida como *hot-spot* nos enrolamentos, bem como a temperatura dos locais externos ao enrolamento: núcleo, partes estruturais e tanque. Portanto, a sobrecarga planejada (prevista durante projeto), ou a sobrecarga de emergência durante períodos curtos definidos, não devem propiciar temperaturas acima dos valores de *hot-spot* estabelecidos nas normas técnicas.

Nos documentos normativos nacionais da NBR, existe definição de limites apenas para as sobrecargas de emergência de curta e longa duração. Enquanto que para as sobrecargas planejadas diárias as principais referências normativas são expostas na IEE C57.91-2011, [9], e IEC 60076-7 (2005), [7].

É um consenso nas literaturas consultadas que a aplicação da sobrecarga causa o surgimento de altas temperaturas, evolução de gases livres e possível formação de bolhas. Em 2001, T. V. Oommen e S. R. Lindgren, [17], realizaram testes em dois diferentes modelos de bobinas em situações diferentes de umidade na isolação, presença de gases no óleo e pressão, um dos modelos com termopares inseridos nos discos e visualização visual do surgimento de bolhas com relação ao aumento de temperatura, e um segundo modelo de bobina com apenas um disco e com sensores de fibra óptica para medição da temperatura de *hot-spot*, neste último caso o experimento possibilitava a formação de bolhas visualmente e por descargas parciais. Através destes experimentos verificou-se a dificuldade de desenvolver uma fórmula matemática simples para prever a evolução da formação de bolhas de acordo com a temperatura. Os autores constataram que nos transformadores as bolhas se originam em cavidades sobre a superfície do papel, as quais se expandem paulatinamente, supridas por vapor de água e gases originados do papel aquecido, até que atinjam a proporção e energia suficiente para se desprenderem do papel. Adicionalmente, os testes demonstraram que em transformadores em operação com nível de umidade de 2,5% no papel isolante poderiam apresentar a formação de bolhas com temperaturas de *hot-spot* menores que 140°C.



Conforme IEE C.57.91-2011, [9], a evolução dos gases originados do aquecimento dos enrolamentos e condutores isolados (lead) pelas perdas em carga e parasitas, prejudicam o projeto dielétrico do transformador de potência, podendo vir a ocasionar falhas.

Ao mesmo tempo, a integridade do isolamento elétrico do transformador pode indicar a sua eficiência operacional e expectativa de vida. Portanto, a determinação das temperaturas de topo óleo e *hot-spot* de forma mais precisa tem sido perseguida por fabricantes e pesquisadores.

Em 1992, Linden W. Pierce, [19], foi um dos pesquisadores que propôs um método de cálculo para estimação da elevação da temperatura de *hot-spot* sobre a temperatura do fundo do óleo, considerando a mudança da resistência dos enrolamentos e da viscosidade de acordo com a temperatura, a elevação da temperatura do óleo nos dutos dos resfriadores e a localização da temperatura de *hot-spot*. Os testes realizados em transformadores, com sistema de resfriamento do tipo ONAN e ONAF, constataram que a distribuição das temperaturas variam com a carga e que a localização da temperatura de *hot-spot* também pode ser alterada durante períodos de sobrecarga. Entretanto, para os transformadores com sistema de resfriamento OFAF a distribuição das temperaturas permaneceu a mesma com a variação da carga, portanto, a localização da temperatura de *hot-spot* não foi alterada.

Em 2001, Swift et al., [23], desenvolveram um modelo térmico para os transformadores de potência com base nos princípios de transferência de calor. Este modelo foi obtido através de analogia elétrica e térmica oriunda de dois sub-modelos: modelo de transferência de calor do enrolamento para o óleo e modelo de transferência de calor do óleo para o ar. Os fatores relevantes consistiram na utilização de uma fonte de corrente para representação do calor proveniente das perdas como um parâmetro de entrada e de resistências não lineares para representação das correntes de resfriamento do processo de convecção através do ar e do óleo. Foi, portanto, obtida uma equação diferencial em função da temperatura do topo óleo onde a temperatura ambiente tem influência na resposta, enquanto que a equação do guia do IEE C.57.91-1995 preconiza uma equação em função da elevação de temperatura do topo óleo.

Ainda em 2001, pesquisadores belgas: Van der Veken, W., Baelmans, M., Van Mileghem, S., [25], desenvolveram um modelo térmico hidráulico para análise do comportamento térmico das temperaturas do óleo e do enrolamento de transformadores de potência. O modelo foi validado com testes de ensaio de temperatura em fábrica de apenas um

modelo de transformador, com sistema de resfriamento ONAN/ONAF, 36/67,2 MVA e sobrecarga de 93 MVA. Os resultados possibilitaram a avaliação da influência da sobrecarga sobre a evolução das temperaturas medidas e a determinação da carga máxima admissível.

No ano seguinte, Tang, W., H., Wu, Q., H., e Richardson, Z., J., [24], desenvolveram um modelo térmico de transformadores de potência, com sistema de resfriamento ONAN e OFAF, para cálculo das temperaturas internas em diferentes situações ambientes e de carga. O referido modelo era baseado numa analogia entre os princípios da dinâmica térmica e do circuito elétrico, os parâmetros do modelo foram obtidos através de algoritmos genéricos com base em medições de campo. Os resultados muito próximos obtidos do modelo simulado em comparação a testes de aquecimento com 50% de carga, demonstraram ser uma forma satisfatória de representação da dinâmica térmica dos transformadores de potência.

Nordman, H. et al., [13], realizaram, em 2003, medições em diversos tipos de transformadores de potência para comparar a evolução da temperatura de *hot-spot* dos enrolamentos com o aumento da carga, pelo método proposto no guia de carregamento da IEC, e pelo método proposto no anexo G da IEEE C57. 91-1995 guia para carregamento de transformadores imersos em óleo mineral. Os resultados obtidos apresentaram uma melhor precisão para este último método principalmente para transformadores com sobrecarga do tipo ONAF (FA), resfriamento a óleo natural e ar forçado.

No mesmo ano, Nordman, H. e Lahtinen, [14], M. realizaram testes para verificar temperaturas de *hot-spot* de acordo com requisitos dos guias de carregamento da IEC e IEEE vigentes na época, os experimentos foram realizados em um transformador de  $410 \pm 6 \times 1,33\%/120/21$  kV e 400/400/125 MVA reformado para atender a critérios de sobrecarga. Para este propósito foram instalados sensores de fibra óptica ao longo dos enrolamentos, no núcleo e em partes estruturais. Nos testes realizados com cargas variadas até 1,6 pu foi constatado que as temperaturas de *hot-spot* não apresentavam comportamento exponencial para sobrecargas de emergência curta duração. Adicionalmente o mesmo projeto do transformador se mostrou apto a suportar sobrecarga de 2,5 pu durante 20 minutos sem superar os limites de *hot-spot* dos enrolamentos desde que submetido a carga de 0,3 pu no ciclo de carga anterior.

No ano de 2008, Jiang, T. et. al., [10], realizaram testes de aquecimento experimentais para medição da temperatura de *hot-spot* em transformador de 100 KVA e 5 kV, sistema de resfriamento tipo ONAN, munido com termopares nos enrolamentos e nas entradas e saídas dos radiadores, bem como em região de circulação do óleo ente o enrolamento e o tanque. Os

resultados medidos foram comparados com o modelo do guia do IEEE baseado na relação da temperatura de *hot-spot* com a temperatura do topo óleo, seção 7, e com o modelo do anexo G do mesmo guia de carregamento baseado na relação da temperatura de *hot-spot* com a temperatura do fundo do óleo. Para este projeto de transformador ensaiado os resultados se aproximaram mais do segundo modelo.

Em 2009, Weigen Chen, Pan Chong e Yuxin Yun, [27], apresentaram um modelo térmico para cálculo da temperatura do topo do óleo com base na teoria fundamental de transferência de calor. Para caracterização do modelo, são obtidos pelo método de Levenberg-Marquardt os parâmetros de capacitâncias aglomeradas; resistências térmicas não lineares e viscosidade do óleo. O modelo foi utilizado para obtenção da temperatura de topo do óleo em tempo real. Os resultados obtidos para o cálculo em dois transformadores do tipo OFAN e OFAF com variação da carga e em períodos diferentes do ano se mostraram mais adequados que os valores estimados pelo guia de carregamento do IEEE C.57.91-1995.

Em 2012, Su, X.; Chen, W.; Pan, C.; Zhou, Q.; Teng, L. ,[22], desenvolveram um modelo térmico para cálculo da temperatura de *hot-spot* de transformadores de potência, baseado também em uma analogia térmico elétrica. Este modelo teve como diferencial a consideração da variação da viscosidade do óleo e das perdas dos enrolamentos como dependência da temperatura. Os resultados obtidos para a temperatura de *hot-spot* foram comparados às equações da IEE C57. 91-1995 e ao modelo de Swift citado. Em seguida foram realizados testes em transformador protótipo de 100 kVA e 5 kV em diferentes situações de carga, onde o modelo proposto por Sun et al, se mostrou mais próximo dos valores medidos, principalmente em situações de sobrecarga.

Ainda em 2012 foram realizados experimentos por Josue, F. et. al., [11], para validação de modelo térmico de transformadores baseado na variação do modelo de equações diferenciais da IEC 60076-7, o qual considera a influência da viscosidade do óleo e perdas nos enrolamentos no cálculo da temperatura de *hot-spot*. O modelo proposto foi comparado com o modelo térmico da IEC 60076-7, e com os valores das temperaturas de *hot-spot* medidas em transformador de 40 MVA, 21/115 kV, sistema de resfriamento OFAF, o qual seria instalado em região de clima subártico. O modelo proposto mostrou-se mais aderente às medições para o projeto deste transformador ensaiado.

No mesmo ano, Xin Wang e Xin Zhang, [26], realizaram um estudo do conteúdo de furfurool encontrado na análise de gases dissolvidos no óleo de transformadores em operação

há 40 anos em média, para estimativa do estado do envelhecimento da isolação sólida. Para este estudo, realizado em oito transformadores não submetidos a sobrecargas operacionais, foi adotado o método HPLC, cromatografia de alta performance em líquido isolante. Os resultados analisados durante 20 anos demonstraram que os transformadores não apresentavam problemas sérios de envelhecimento da isolação sólida mesmo estando em operação há mais de quarenta anos, porque não existiam sinais de pontos sobreaquecidos ou sobrecargas de longa duração durante sua vida útil.

Com base nos modelos térmicos estudados pelos trabalhos descritos, pode-se concluir que existem parâmetros das equações de modelagem térmica da temperatura de *hot-spot* considerados constantes ou desconsiderados, os quais, a depender do tipo de resfriamento e das características nominais do transformador, bem como do local de aplicação, podem ter maior peso no projeto térmico do equipamento.

# Capítulo 4

## Metodologia

### 4.1 Introdução

A análise comparativa dos documentos de *design review* e memória de cálculo, bem como os registros de termografia, são os únicos recursos disponibilizados para verificação da adequabilidade dos materiais e dos projetos térmicos dos transformadores atualmente adquiridos. As informações existentes para análise de novos projetos dos transformadores de potência podem ser insuficientes a uma garantia de futuro atendimento aos requisitos de sobrecarga, sem que os mesmos tenham seu isolamento danificado.

A proposta deste trabalho é verificar as temperaturas de *hot-spot* estimadas pelos fabricantes e o atendimento aos limites de temperatura garantidos. Para este propósito serão desenvolvidas as curva de *hot-spot* dos transformadores escolhidos, obtidas com os dados dos ensaios de elevação de temperatura, para comparação com o projeto proposto durante aprovação.

### 4.2 Sistemas de medição das temperaturas

Para estudo do comportamento térmico de transformadores com carregamento previsto acima do nominal, sabendo-se que a distribuição da temperatura interna não é uniforme, é recomendado, segundo a IEEE Std C57. 91-1995, o monitoramento da maior temperatura operativa, conhecida como temperatura do ponto mais quente, *hot-spot*, vindo a mesma a definir a eficiência operacional do transformador e sua expectativa de vida.

O *hot-spot* de transformadores em serviço é normalmente obtido utilizando-se modelos térmicos equivalentes.

Para os transformadores novos a determinação da temperatura de *hot-spot* durante o ensaio de elevação de temperatura com sobrecarga pode ser feita de forma mais precisa através da inserção de sensores ópticos para medição direta ou de forma indireta através do

monitoramento das temperaturas ambiente, topo óleo, fundo óleo, e posterior cálculo conforme parâmetros de normas técnicas, em ambas as situações os valores obtidos são comparados com aqueles definidos durante o desenvolvimento dos projetos.

O maior desafio no caso da utilização dos sensores ópticos é a definição da localização dos mesmos nos enrolamentos, tendo em vista que essa informação é fornecida pelos fabricantes.

### **4.2.1 *Design review***

O projeto térmico dos transformadores é apresentado pelos fabricantes no documento de *design review*, onde é possível uma visualização dos gradientes de elevação de temperatura dos enrolamentos sobre o óleo, elevação de temperatura de topo óleo, fator de ponto mais quente, temperatura do ponto mais quente (*hot-spot*) e envelhecimento térmico, conseqüentemente a vida útil estimada.

A verificação do atendimento a estes parâmetros ocorre durante os ensaios de aceitação do equipamento. A medição mais próxima do valor real seria obtida com a utilização de sensores ópticos para a medição das temperaturas, instalados diretamente nos enrolamentos ao longo da bobina em locais pré-definidos e em demais locais no núcleo e partes metálicas.

Para cálculo das temperaturas e envelhecimento térmico, constantes nos documentos de *design review* dos transformadores a serem estudados no capítulo 5, foi verificada uma referência em 60% dos fabricantes para a norma técnica IEC 60076-7. Portanto, é conveniente uma análise comparativa, com base em cálculos desta norma, aplicando os dados obtidos em ensaios de elevação de temperatura

## **4.3 Métodos para medição da temperatura de *hot-spot***

Para conhecimento da temperatura de *hot-spot* do enrolamento faz-se necessário o conhecimento da elevação da temperatura do topo óleo sobre a temperatura ambiente,  $\Delta\theta_o$ , e da elevação da temperatura de *hot-spot* sobre a temperatura do Topo óleo,  $\Delta\theta_h$ . Esta

temperatura pode ser obtida por medição direta ou através de cálculos oriundos de métodos validados por medições diretas, constantes nas normas técnicas.

### 4.3.1 Método de medição direta

A medição direta da temperatura de *hot-spot* através de fibra óptica é normalmente realizada em uma das unidades do projeto de forma a validar o seu projeto térmico.

Devido à ocorrência de diferença de até 10K entre localizações distintas do mesmo enrolamento é recomendada a medição em posições indicadas pelo fabricante, não apenas no topo da bobina, e em pelo menos 6 pontos, a depender do tamanho da bobina e dos cálculos do fabricante.

É recomendado que os sensores estejam inseridos através de pequenos caminhos definidos por espaçadores radiais e que o mesmo esteja dentro da isolamento, separado do condutor por apenas uma camada de papel.

Este método é bastante adequado à medição do fator de *hot-spot* do enrolamento, tendo em vista que é uma relação da elevação de temperatura de *hot-spot* medido pelo sensor, dividido pelo gradiente do enrolamento.

### 4.3.2 Métodos de cálculo para medição do *hot-spot*

A IEC 60076-7 (2005) indica dois métodos de cálculo para medição da temperatura de *hot-spot* em função do tempo, considerando a variação da temperatura ambiente e da carga:

- Método de solução por equações exponenciais, o qual é aplicado a condições de variação de carga por degraus no ciclo considerado, portanto é recomendado para determinação de transferência de calor por testes pelos fabricantes.

Para sua validade é considerado que cada etapa de incremento de carga é seguida de um decréscimo (resfriamento), alternativamente. No entanto, quando necessários acréscimos ou decréscimos de carga sucessivos, a duração de cada uma das etapas deve ser suficiente para que a elevação da temperatura de *hot-spot* do óleo atinja o regime permanente.

- Método de solução por equações diferenciais. Este método é adequado para uma distribuição arbitrária da carga e da temperatura ambiente no tempo. Por esta característica adequa-se a sistemas de monitoramento on-line.

### 4.3.2.1 Estimativa da curva de *hot-spot* para regime de sobrecarga conforme IEC

A curva de carga diária conforme solicitado no procedimento de rede atual não determina a ordem da seqüência da sobrecarga de 20% por 4h e de 40% por 0,5h.

Como é necessário que seja realizado o teste para verificação da conformidade dos limites térmicos para a sobrecarga diária planejada, o método exponencial foi escolhido.

A temperatura de *hot-spot* será calculada com base nas informações de projeto, gradiente e temperaturas dos ensaios para cada ciclo de carga.

As equações que definem a temperatura de *hot-spot* para um regime de aquecimento ou de resfriamento dependem da temperatura ambiente, acrescentada à elevação de temperatura do topo do óleo e à elevação de temperatura do *hot-spot* com relação a temperatura do topo do óleo.

Para um fator K de carga são definidas as equações de aquecimento 4.1, e de resfriamento 4.2:

$$\theta_h(t) = \theta_a + \Delta\theta_{oi} + \left\{ \Delta\theta_{or} \times \left[ \frac{1 + R \times K^2}{1 + R} \right]^x - \Delta\theta_{oi} \right\} \times f_1(t) + \Delta\theta_{hi} + \{H \times gr \times K^y - \Delta\theta_{hi}\} \times f_2(t) \quad (4.1)$$

$$\theta_h(t) = \theta_a + \Delta\theta_{or} \times \left[ \frac{1 + R \times K^2}{1 + R} \right]^x + \left\{ \Delta\theta_{oi} - \Delta\theta_{or} \times \left[ \frac{1 + R \times K^2}{1 + R} \right]^x \right\} \times f_3(t) + H \times gr \times K^y \quad (4.2)$$

A função f1(t) está relacionada ao aumento da temperatura de topo do óleo, equação 4.3:



$$f_1(t) = \left(1 - e^{(-t)/(k_{11} \times \tau_o)}\right) \quad (4.3)$$

A função  $f_2(t)$  determina o gradiente de temperatura de *hot-spot* sobre a temperatura do topo do óleo no regime permanente, equação 4.4:

$$f_2(t) = k_{21} \times \left(1 - e^{(-t)/(k_{22} \times \tau_w)}\right) - (k_{21} - 1) \times \left(1 - e^{(-t)/(\tau_o/k_{22})}\right) \quad (4.4)$$

E a função  $f_3(t)$  representa a forma e contribuição de decaimento da temperatura de topo do óleo, equação 4.5:

$$f_3(t) = \left(e^{(-t)/(k_{11} \times \tau_o)}\right) \quad (4.5)$$

Os parâmetros  $k_{11}$ ;  $k_{21}$  e  $k_{22}$  e as constantes de tempo  $\tau_o$  e  $\tau_w$  devem ser específicos para cada projeto do transformador, e determinados através de testes de aquecimento.

Para as constantes  $k_{21}$  e  $k_{22}$  e  $\tau_w$ , o ideal seria a determinação através de sensores ópticos.

Para as constantes do óleo,  $\tau_o$ , do enrolamento,  $\tau_w$ , e Capacidade térmica,  $C$ , é possível o cálculo de acordo com características dos enrolamentos, perdas, gradiente do enrolamento e elevação de temperatura do óleo sobre a temperatura ambiente, conforme as equações 4.6, 4.7 e 4.8:

$$\tau_w = \frac{m_w \times c \times g}{60 \times P_w} \quad (4.6)$$

$$\tau_o = \frac{C \times \Delta \Theta_{om} \times 60}{P} \quad (4.7)$$

$$C = 0,132 \times m_A + 0,082 \times m_T + 0,4 \times m_O \quad (4.8)$$

O fator de *hot-spot*,  $H$ , é definido pelo fabricante pelo espalhamento do fluxo em regiões que vem a ocasionar perdas parasitas, sendo uma relação da densidade de corrente nominal das perdas joule adicionada da densidade de corrente das componentes das corrente induzidas

pelo fluxo disperso (Foucault), pela densidade de corrente nominal das perdas joule. Portanto, é um valor de projeto definido pelo fabricante para cada enrolamento.

### 4.3.3 Estimativa da vida útil da isolação

A vida útil do transformador está associada à vida útil da isolação. A IEC 60076-7 e a IEEE Std C57. 91-2011 consideram que a temperatura do ponto mais quente é o agente que mais contribui para a deterioração da isolação do equipamento. Portanto, a taxa de envelhecimento é calculada com base na temperatura de *hot-spot* do enrolamento.

- IEEE Std C.57.91-2011:

Conforme estabelecido no item 5.11.3 da norma IEEE Std C57.12.00, a vida útil “normal” do material isolante utilizado em transformadores deve ser no mínimo 180000 h, de forma que, para condições especiais de operação, pode ser calculado um fator de envelhecimento equivalente (equivalente aging factor –  $F_{EQA}$ ) conforme item 5.2 da norma IEEE Std C.57.91-2011:

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \times \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (4.9)$$

Onde  $F_{AA}$ , é o fator de aceleração do envelhecimento, dado pela equação 4.10;

$\Delta t_n$  é o intervalo de tempo, h;

N é o Número total de intervalos de tempo;

$$F_{AA} = \ell \left[ \frac{15000}{383} - \frac{15000}{\Theta_H + 273} \right] \quad (4.10)$$

$$Vida\acute{u}til\ PU = 9,8 \times 10^{-18} \times \ell^{\left[ \frac{15000}{\Theta_H + 273} \right]} \quad (4.11)$$

- IEC 60076-7 2005:

A norma técnica IEC 60076-7 2005 recomenda uma vida útil da isolamento de 150.000 h para um grau de polimerização do papel termoestabilizado de 200 DP, na temperatura de referência de 110C. No entanto, também considera aplicável uma vida útil da isolamento de 180.000 h, pela justificativa de que os transformadores de potência operam na maior parte de sua vida útil abaixo de 1 pu de potência. Portanto, uma temperatura de *hot-spot* abaixo de 6C do valor nominal já reduziria  metade a perda de vida útil nominal da isolamento.

Nesta norma a Taxa de envelhecimento, V, é igual ao fator de aceleração do envelhecimento, F<sub>AA</sub> da equação 4.10. V=1, para uma temperatura de *hot-spot* de 110C e considerando uma isolamento com papel termoestabilizado.

A perda de vida da isolamento, L, é caracterizada pela equação 4.12:

$$L = \sum_{n=1}^N Vn \times t_n \quad (4.12)$$

Com base nas proposições das Normas técnicas expostas,  verificado que as considerações para estimativa da vida útil da isolamento baseiam-se nos mesmos conceitos.

## 4.4 Implementação em projetos de transformadores

### NOVOS

Para cálculo da temperatura de *hot-spot* em projetos de transformadores predispostos a sobrecarga e estimativa da vida útil da isolamento em horas, foram seguidas as seguintes etapas para cada estágio de resfriamento:

1Etapa: Curva de *hot-spot* :

1. Pesquisa das informações do transformador em documentação de *design review* e projeto: Massas dos enrolamentos; massa do tanque e radiadores; fatores de *hot-spot* ;
2. Agrupamento dos dados de entrada do item anterior, acrescentados dos obtidos no momento do ensaio de elevação de temperatura e de perdas: temperatura ambiente média; temperatura de topo do óleo, temperatura do óleo médio; elevação de temperatura do enrolamento médio sobre o óleo médio para o maior valor encontrado; elevação de óleo topo; elevação de óleo médio; perdas máximas em vazio e em carga, para a posição do comutador considerada.
3. Cálculo da capacidade térmica e das constantes de tempo do enrolamento e óleo de acordo com as equações 4.6, 4.7 e 4.8 e definição das constantes do modelo de acordo com o estágio de resfriamento considerado;
4. Implementação das equações 4.1 a 4.15 no Matlab para cálculo da curva da temperatura de *hot-spot* do ciclo de carga escolhido conforme testes em fábrica. Curvas de *hot-spot* obtidas.

2ªEtapa: Vida útil:

5. Cálculo do Fator de Envelhecimento Equivalente considerando as equações 4.9 e 4.10 para todas as etapas de carga no Intervalo de tempo do ensaio do transformador estudado. Valor de  $F_{EQA}$  obtido;
6. Para cálculo da temperatura de *hot-spot* equivalente  $\Theta_{HEQ}$ , é considerado o valor do  $F_{EQA}$  calculado na etapa 5 igual ao  $F_{AA}$  da equação 4.10, com o  $\Theta_H = \Theta_{HEQ}$ , cálculo inverso para premissa de um ciclo de carga único com mesmo Fator de envelhecimento. Valor de  $\Theta_{HEQ}$  obtido;
7. Cálculo da vida útil em pu de acordo com a Equação 4.11. Valor de vida útil em pu obtido;
8. Verificação do quantitativo equivalente em anos da vida útil de acordo com o critério adotado para vida útil do material isolante.
9. Outra forma de proceder ao cálculo da vida útil, quando se possui os valores de *hot-spot* durante o ciclo de carga diário desejado, é calcular a perda de vida útil por períodos de carga e em seguida calcular a perda para o período do dia em pu, (equação 4.9 e 4.12).

# Capítulo 5

## Resultados e análises

Neste capítulo serão demonstradas as curvas de *hot-spot* e estimativa de vida útil para os projetos dos transformadores de potência ensaiados e, a respectiva análise de acordo com o *design review*, especificação técnica, procedimentos de rede e normas técnicas.

### 5.1 Estudos de caso 1

O transformador 1 possui as características nominais descritas na tabela 5.1. Este é o padrão de transformador mais utilizado nas subestações da Chesf instaladas com tensões em 230 e 69 kV. Atualmente estes transformadores trifásicos de 100 MVA de potência nominal, com sobrecarga operacional diária, serão instalados como ampliação em subestações existentes.

Tabela 5.1 - Características do transformador 1

TRANSFORMADOR TRIFÁSICO COM OLTC	TENSÃO NOMINAL	POTÊNCIA ONAN/ONAF/ ONAF (MVA)	POSIÇÃO DO COMUTADOR	CICLO DE CARGA DE ENSAIO			
				ETAPA 1	ETAPA 2	ETAPA 3 (4 h)	ETAPA 4 (0,5 h)
				ONAN		ONAF2	
FABRICANTE A	230/69 kV	65/80/100	21	0,65 PU	1 PU	1,2 PU	1,4 PU
Requisitos de sobrecarga: Procedimento de rede submódulo 2.3, e especificação técnica CHESF							
SISTEMA DE RESFRIAMENTO: 1 RADIADOR E 1 VENTILADOR DESLIGADOS							

O caso 1 se caracteriza pela obtenção da curva de *hot-spot* proposta no ensaio de elevação de temperatura com regime de carregamento inicial em ONAN, seguido de ONAF2 com período de estabilização e desligamento para medições de elevação de temperatura do enrolamento, na sequência são realizados os ciclos de sobrecarga de 20% e 40%. As definições das equações da curva encontram-se no item 4.3.2.1.

As curvas de *hot-spot* para este transformador e todos os demais foram obtidas com a aplicação das etapas citadas no Item 4.4. A curva do topo óleo foi plotada com os dados de ensaio.

Analisando o comportamento das temperaturas no tempo nas figuras 5.1 e 5.2 é possível verificar que a temperatura de topo do óleo permaneceu dentro dos valores limites, no entanto a temperatura de *hot-spot* máxima de 140,6°C ficou acima do limite para a sobrecarga de 40%, conforme especificação técnica Chesf e nota técnica do ONS para temperatura ambiente máxima de 40°C, tabela 2.4.

De acordo com a Norma técnica IEC 60076-7 2005, que tem como limite máximo 160°C para este tipo de carregamento o valor máximo da temperatura de *hot-spot* estaria dentro dos limites.

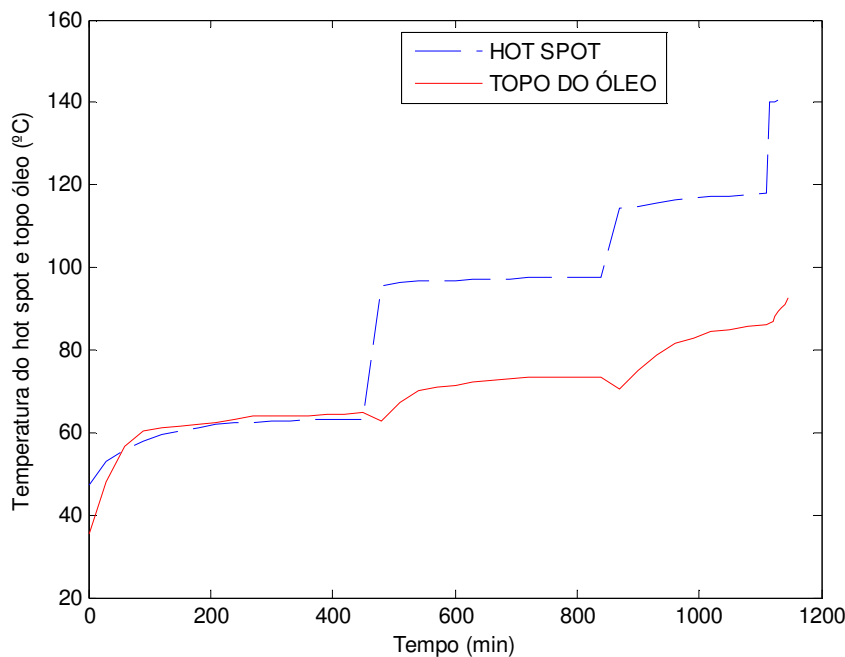


Figura 5. 1– Temperatura de Topo óleo medido e *hot-spot* x tempo – Transformador 1

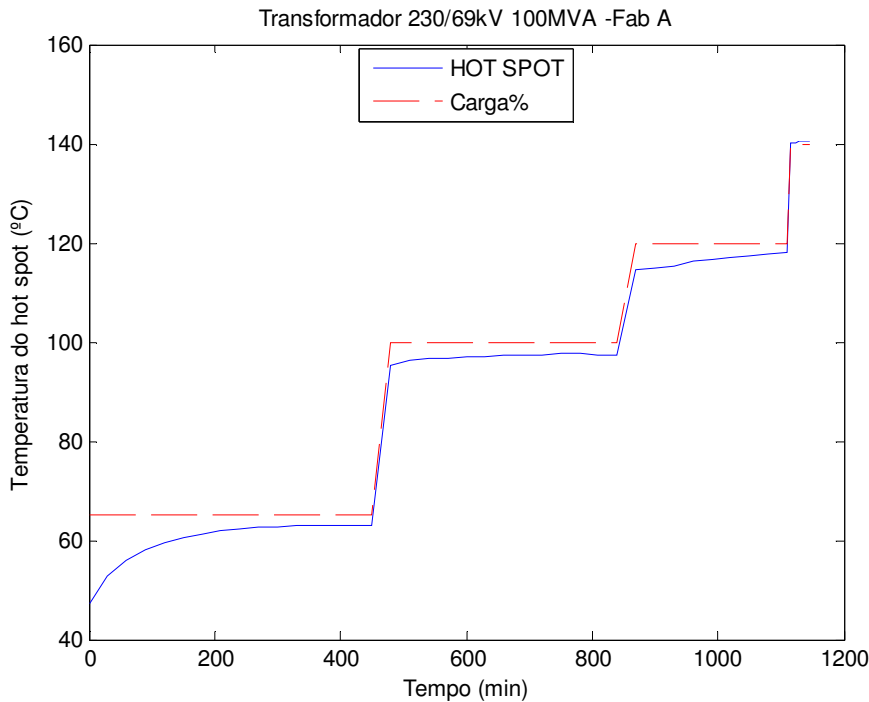


Figura 5. 2– Temperatura de *hot-spot* e Carga x tempo – Transformador 1

A análise cromatográfica do óleo durante o ensaio de aquecimento do transformador atendeu às condições solicitadas na especificação técnica Chesf. Os resultados deste teste encontram-se no anexo 1, modelo adotado para relatório de testes finais de cromatografia durante ensaio de elevação de temperatura, com ressalva apenas para ausência do período de tempo total do ensaio,  $\Delta t$ , explicitamente.

## 5.2 Estudos de caso 2

As características do transformador 2 e do ciclo de carregamento do ensaio de aquecimento com regime de sobrecarga realizado estão descritas na tabela 5.2. Para este teste não foi prevista a sobrecarga de 40%, porque o edital do leilão solicitou como condição operacional uma sobrecarga diária de 20% durante 4h ou 40% durante 0,5 h, não enfatizando a ocorrência simultânea e com vida útil de 35 anos. Portanto, foi definida a sobrecarga de 20% durante 4h para o teste.

Tabela 5. 2 – Características do transformador 2

TRANSFORMADOR TRIFÁSICO COM OLTC	TENSÃO NOMINAL	POTÊNCIA (MVA)	POSIÇÃO DO COMUTADOR	CICLO DE CARGA DE ENSAIO		
				ETAPA1	ETAPA 2 (4 h)	ETAPA 3
				ONAF2		ONAN
FABRICANTE B	230/69/13,8 kV	117/144/180	21	1 PU	1,2 PU	0,65 PU
Requisitos de sobrecarga: Edital ANEEL, e especificação técnica do leilão						
OBSERVAÇÃO: SEM SISTEMA DE REFRIGERAÇÃO RESERVA						

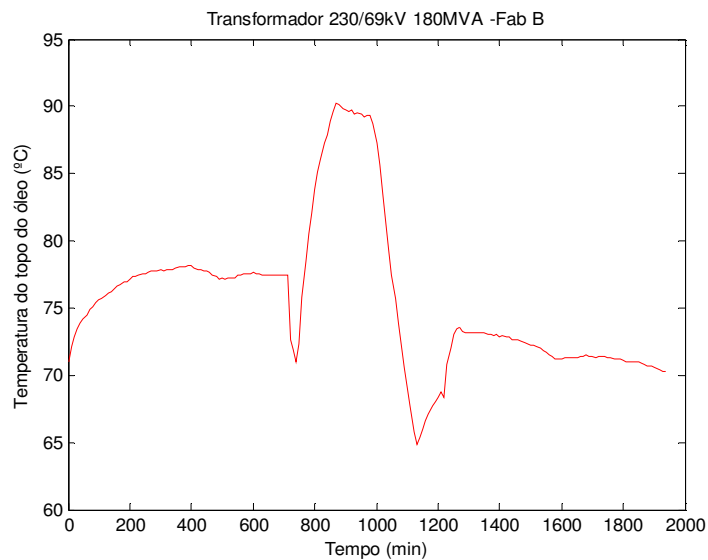


Figura 5. 3– Temperatura de Topo do óleo medido x tempo – Transformador 2

A temperatura de topo óleo permaneceu dentro dos valores limites como também o valor da temperatura de *hot-spot*, figuras 5.3 e 5.4.

O valor da temperatura de *hot-spot* para a sobrecarga de 20% atingiu valor muito próximo ao valor definido em *design review*, com erro de apenas 0,79% (Tabela 5.4).



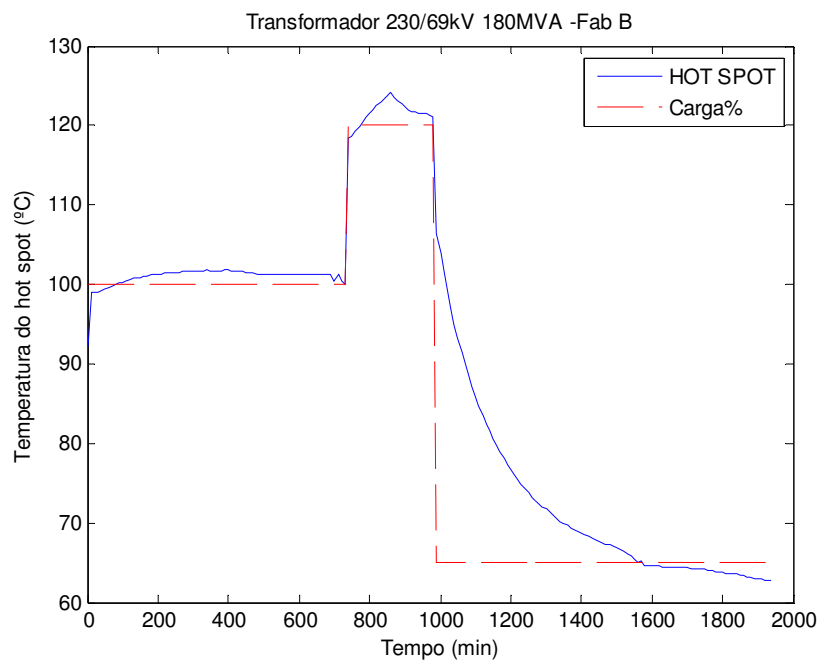


Figura 5. 4– Temperatura de *hot-spot* e Carga x Tempo – Transformador 2

### 5.3 Estudos de caso 3

As características do ensaio de aquecimento com regime de sobrecarga para o transformador 3 estão descritas na tabela 5.3, e suas curvas de temperatura de topo do óleo e de *hot-spot* nas figuras 5.5 e 5.6. Apesar dos projetos dos transformadores 2 e 3 possuírem as mesmas características nominais, as condições operacionais são diferenciadas devido a terem sido provenientes de leilões e procedimentos de rede distintos, em momento de transição deste requisito pelo órgão responsável.

Em análise da curva da figura 5.5 observamos que a temperatura de topo óleo permaneceu dentro dos valores limites. No anexo 2 pode ser verificada a distribuição das temperaturas para este transformador durante ensaio de aquecimento para a sobrecarga de 20%. É possível observar uma conformidade de distribuição nas paredes do tanque, buchas e radiadores.

A temperatura de *hot-spot*, figura 5.6-A, teve valor pouco acima do limite especificado para a sobrecarga de 40%, ao mesmo tempo este valor foi superior em 3,89% o valor da documentação de *design review*, tabela 5.4. Foi observado que o projeto térmico de *design review* está bastante aderente aos valores medidos na curva de *hot-spot*, valor quase idêntico para a sobrecarga de 20%.

A vida útil calculada representa 91% do valor previsto em *design review*, 99% do valor das normas e documentações técnicas vigentes na época, e 86,6% da atual expectativa de vida útil de 40 anos.

Tabela 5. 3 - Características do transformador 3

TRANSFORMADOR TRIFÁSICO COM OLTC	TENSÃO NOMINAL	POTÊNCIA (MVA)	POSIÇÃO DO COMUTADOR	CICLO DE CARGA DE ENSAIO		
				ETAPA1	ETAPA 2 (4 h)	ETAPA 3(0,5 h)
				ONAF2		
FABRICANTE C	230/69/13,8 kV	117/144/180	21	1 PU	1,2 PU	1,4 PU
Requisitos de sobrecarga: Edital ANEEL, e especificação técnica do leilão						
OBSERVAÇÃO: SEM SISTEMA DE REFRIGERAÇÃO RESERVA						

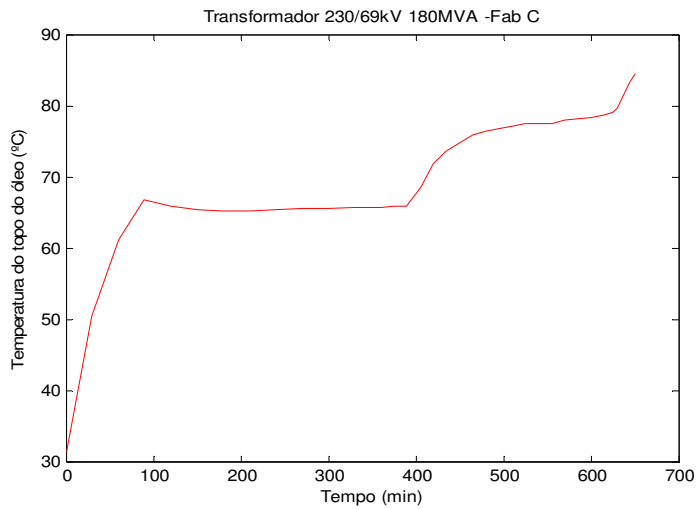
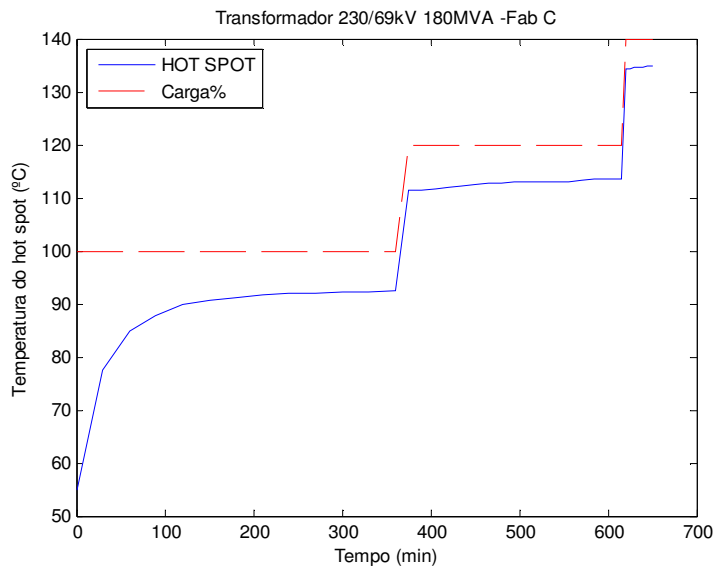
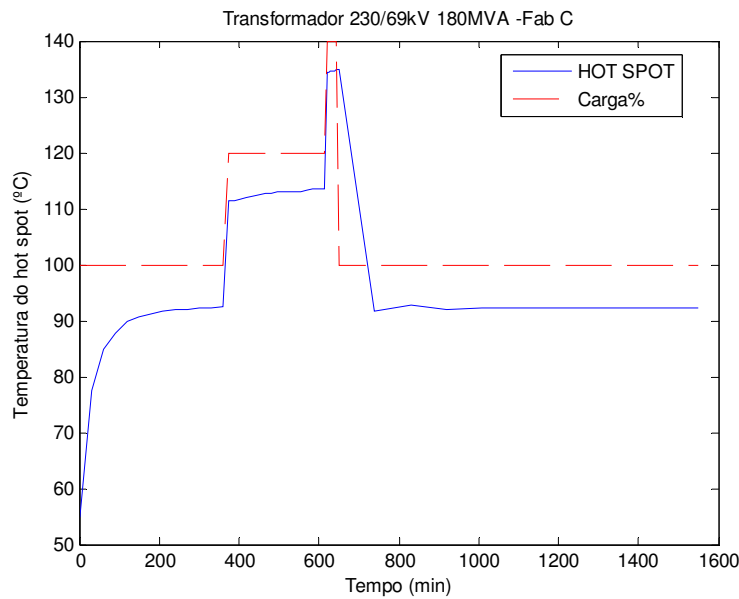


Figura 5. 5– Temperatura de Topo do óleo medido x tempo – Transformador 3



A)



B)

Figura 5. 6– Temperatura de *hot-spot* e Carga x Tempo – Transformador 3,A) ONAF2+Sobrecarga, B)ONAF2+Sobrecarga+ONAF2

A curva da temperatura de *hot-spot* com ciclo de carga nominal e sobrecarga planejada foi simulada, figura 5.6- B, para obtenção da perda de vida da isolação por etapas de carga e, conseqüentemente, estimativa da vida útil da isolação para o ciclo diário.

Em comparação com o transformador 2, projeto similar de fabricante distinto, verifica-se que a temperatura medida para a sobrecarga de 20% foi superior em 10°C, conseqüentemente, o transformador 2 terá uma vida útil estimada inferior ao transformador 3

para um mesmo ciclo de carga. O que já pode ser constatado na análise comparativa de vida útil do transformador 2, inferior em 25% à do transformador 3, mesmo com a ausência no teste do ciclo de carga de 40% para o transformador 2, o que aumentaria a diferença da vida útil.

Tabela 5. 4 - Comparação das temperaturas de *hot-spot* calculadas, de projeto e garantidas para o transformador 2 e transformador 3

TEMPERATURA DE <i>HOT-SPOT</i>						
Transformadores 230/69/13,8 kV 180 MVA	Carga(%) Ensaio de Elevação de temperatura	IEC 60076 7 Valor Calculado (°C)	Valor de Projeto DR (°C)	Valor Garantido - Especificação Técnica (°C)	Cáculo x Projeto (%)	Cáculo x Limites (%)
2) Fabricante B	100%	101,77	101,50	120,00	0,27	-15,19
	120%	124,11	125,10	130,00	-0,79	-4,53
3) Fabricante C	100%	92,47	94,80	120,00	-2,46	-22,94
	120%	113,67	113,50	130,00	0,15	-12,56
	140%	134,74	129,70	130,00	3,89	3,65

## 5.4 Estudos de caso 4

O caso 4 apresenta estudos para um autotransformador monofásico cujas características nominais encontram-se na tabela 5.5. O ciclo de sobrecarga diário, conforme procedimento de rede do ONS atual, está representado nas etapas 2 e 3 para o ensaio de elevação de temperatura com sobrecarga, a duração das demais etapas dependem no teste do tempo necessário à estabilização.

Tabela 5. 5 - Características do transformador 4

AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO COM OLTC	TENSÃO NOMINAL	POTÊNCIA (MVA)	POSIÇÃO DO COMUTADOR	CICLO DE CARGA DE ENSAIO			
				ETAPA 1	ETAPA 2 (4 h)	ETAPA 3 (0,5 h)	ETAPA 4
				ONAF2			ONAN
FABRICANTE A	550/230/ 13,8 kV	120/160/20 0	33	1 PU	1,2 PU	1,4 PU	0,65 PU
Requisitos de sobrecarga: Procedimento de rede submódulo 2.3, e especificação técnica CHESF							
OBSERVAÇÃO: 1 RADIADOR E 1 VENTILADOR DESLIGADOS							

A temperatura de topo óleo medido permaneceu dentro dos valores limites (Figura 5.7), nesta figura pode ser vista uma comparação com a temperatura de topo óleo calculada,

estimada pela temperatura de *hot-spot* excluída a elevação da temperatura de *hot-spot* sobre a temperatura do topo do óleo. Estes valores calculados diferenciados na região de sobrecarga são influenciados pela variação da temperatura ambiente devido a realização do ensaio em momentos distintos. A média da temperatura ambiente durante a sobrecarga era alta, superior a 38°C. A comparação da temperatura de topo óleo desta forma não é recomendada.

De acordo com mesma conclusão obtida para os transformadores 1 e 3, a temperatura de topo óleo permaneceu dentro dos valores limites (Figura 5.7), no entanto a temperatura de *hot-spot* calculada para o transformador 4, (Figura 5.8-A), teve valor acima do limite especificado para a sobrecarga de 40%, 139,85°C (Tabela 5.6).

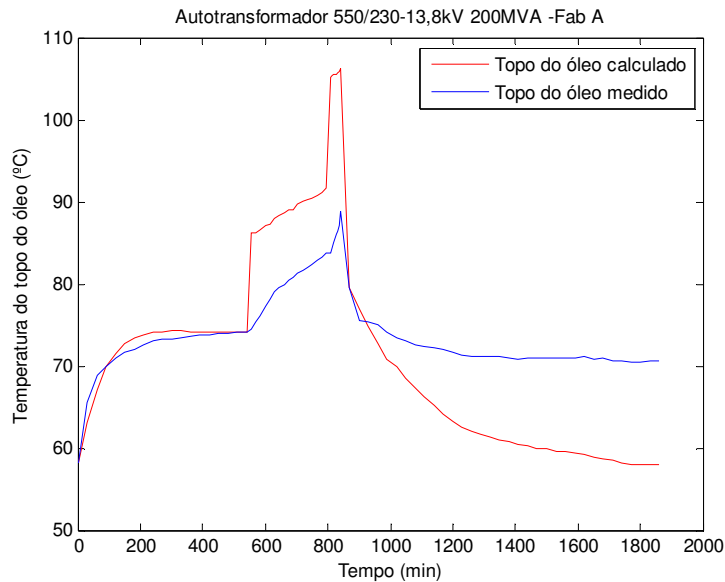
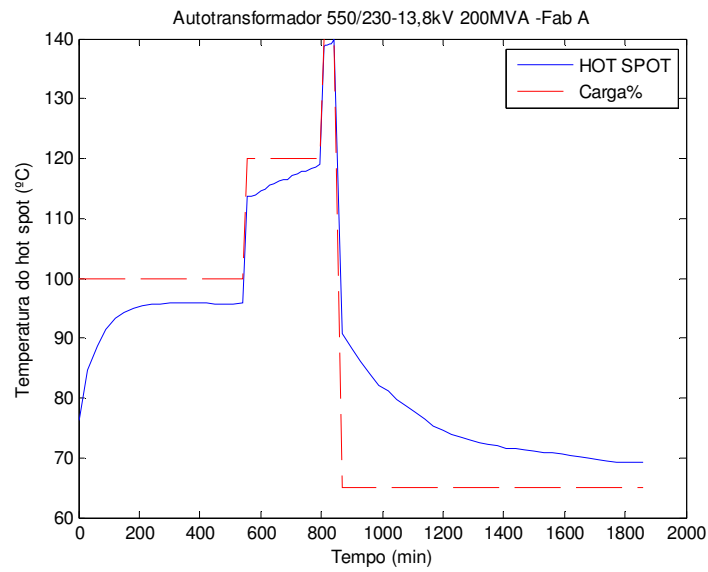
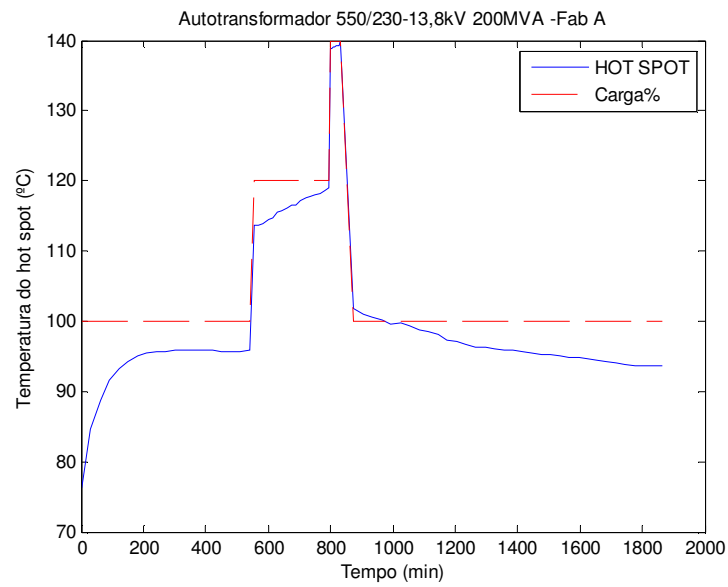


Figura 5. 7– Temperatura de Topo do óleo calculado e medido x Tempo – Transformador 4



A)



B)

Figura 5.8 – Temperatura de *hot-spot* e Carga x Tempo–Transformador4 ,A)ONAF2+Sobrecarga+ONAN, B) ONAF2+Sobrecarga+ONAF2

Tabela 5. 6 - Comparação das temperaturas de *hot-spot* calculadas, de projeto e garantidas para o transformador 1 e transformador 4

TEMPERATURA DE <i>HOT-SPOT</i>						
Transformador Fabricante A	Carga (%) Ensaio de Elevação de temperatura	IEC 60076 7 Valor Calculado (°C)	Valor de Projeto DR (°C)	Valor Garantido - Especificação Técnica (°C)	Cálculo x Projeto (%)	Cálculo x Limites (%)
1) Transformador 230/69kV 100 MVA	100%	97,62	96,60	105,00	1,06	-7,03
	120%	118,13	112,00	130,00	5,47	-9,13
	140%	140,66	124,10	130,00	13,34	8,20
4) Autotransformador 550/ $\sqrt{3}$ -230/ $\sqrt{3}$ -13,8 kV 200 MVA	100%	95,93		120,00		-20,06
	120%	119,09		130,00		-8,39
	140%	139,85		130,00		7,58

Na figura 5.8-B, foi simulado o ciclo de carga diário de 19,5 h de carga nominal e sobrecarga planejada, para cálculo da vida útil, o valor obtido não atendeu ao prazo desejado, o que já era esperado diante dos valores de *hot-spot* altos para o período de sobrecarga. Também não existiam valores de projeto para este transformador que permitisse uma análise comparativa.

O autotransformador foi submetido à análise termográfica antes dos desligamentos para verificação da distribuição das temperaturas no corpo do mesmo. Na análise realizada no período de sobrecarga foi constatado pico de temperatura no tanque no valor de 138°C, figura 5.9, em região de possível acesso aos trabalhadores, podendo vir a ocasionar queimaduras aos inadvertidos, conforme NR 10, tendo em vista a baixa localização da região e a futura instalação em subestação ao tempo (Figura 5.10).

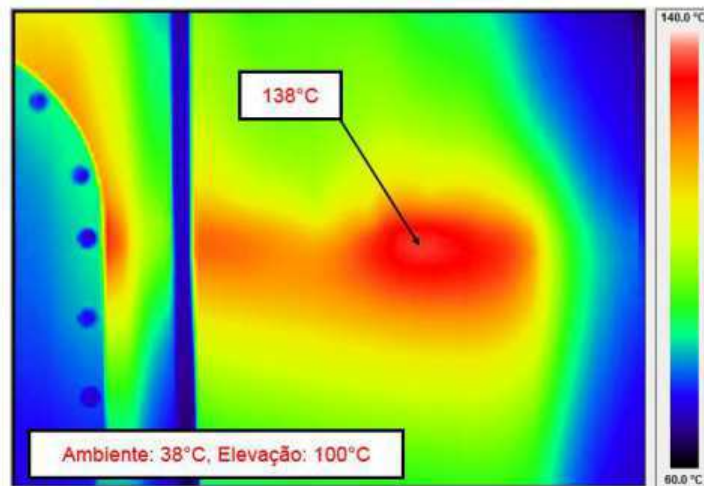


Figura 5. 9– Termografia em região do tanque para transformador 4 (Fonte fabricante A)



Figura 5. 10– Proteção em área de autotransformador monofásico  $550/\sqrt{3} - 230/\sqrt{3}$  kV – 100 MVA (Fonte: Chesf)

Tabela 5. 7 - Temperaturas medidas e limites de Norma técnica – Tanque transformador 4

Potência / Duração do ensaio	100% / 12h	120% / 4h	140% / 0,5h
Limite de elevação de temperatura [°C]	140-40=100	150-40=110	
Elevação de temperatura medida [°C]	79,4	87,6	101,0



As elevações de temperaturas para as partes metálicas, medidas nas condições de sobrecargas previstas, situarem-se dentro de limites aceitáveis, conforme tabela 2.4 e 5.7. No entanto, uma descontinuidade de temperaturas tão acentuada nesta região não é desejada pelo cliente.

No relatório do fabricante foram justificados os limites técnicos e conformidade com materiais aplicados e pintura, além da solução proposta pelo fabricante. Este resultado de termografia contribuiu para o melhoramento da especificação técnica dos futuros equipamentos, onde atualmente é solicitado que não ocorram tais descontinuidades em regiões de fácil acesso, sob risco de não aprovação do projeto.

## 5.5 Estudos de caso 5

As características do ensaio de aquecimento para o transformador 5 estão descritas na tabela 5.8. A curva de *hot-spot* do transformador foi calculada inicialmente para a condição de posição do comutador (*tape*) nominal com ciclo de sobrecarga. Os valores de elevação de temperatura do óleo na condição de perdas máximas para o ciclo de sobrecarga foram calculados e utilizados para obtenção da curva de *hot-spot* nesta condição. Para o cálculo da temperatura de *hot-spot* no *tape* de perdas máximas utilizou-se a equação 2.7 e dados do ensaio de perdas em carga na posição de perdas máximas.

Tabela 5. 8 - Características do transformador 5

TRANSFORMADOR TRIFÁSICO COM OLTC	TENSÃO NOMINAL	POTÊNCIA (MVA)	POSIÇÃO DO COMUTADOR	CICLO DE CARGA DE ENSAIO		
				ETAPA1	ETAPA 2 (4 h)	ETAPA 3 (0,5 h)
				ONAF2		
FABRICANTE D	230/69/13,8 kV	120/160/200	7	1 PU	1,2 PU	1,4 PU
Requisitos de sobrecarga: Procedimento de rede submódulo 2.3, e especificação técnica CHESF						
OBSERVAÇÃO: SEM SISTEMA DE REFRIGERAÇÃO RESERVA						

Na figura 5.11 é mostrada a curva da temperatura de *hot-spot* calculada para a posição de perdas máximas, *tape* 21, de acordo com o ciclo de carregamento submetido no ensaio. Na figura 5.12 podem ser verificadas as curvas da temperatura de *hot-spot* calculadas para as posições nominal e de perdas máximas, *tape* 7 e 21 respectivamente.

As temperaturas calculadas de *hot-spot*, conforme tabela 5.9, aproximam-se dos valores de projeto definidos pelo fabricante e o resultado é satisfatório.

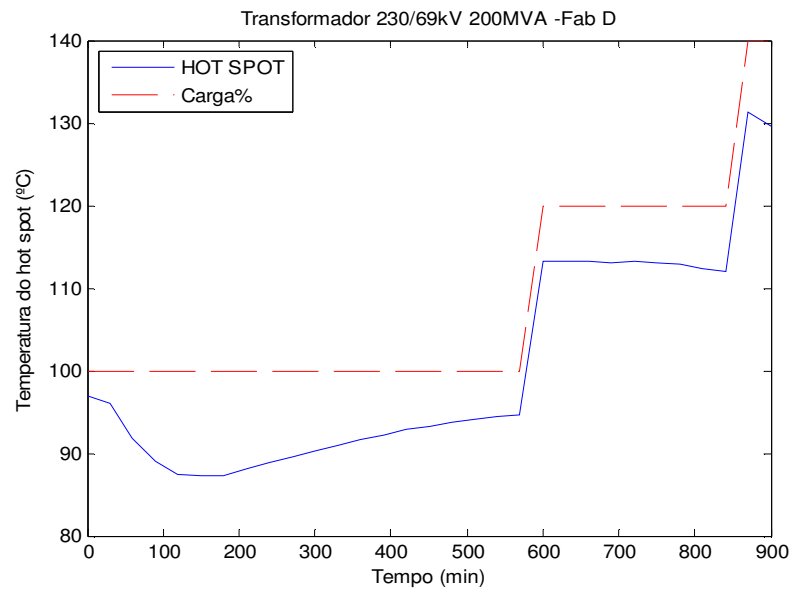


Figura 5. 11 – Temperatura de *hot-spot* e Carga x Tempo–Transformador 5, tape 21, ONAF2 com sobrecarga

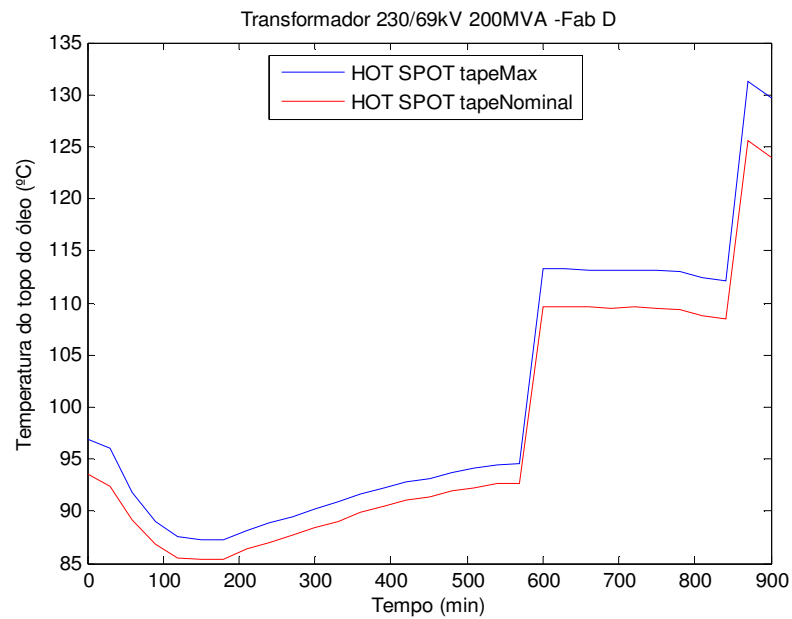


Figura 5. 12 – Temperatura de *hot-spot* x Tempo–Transformador 5, tape nominal e tape perdas máximas, ONAF2 com sobrecarga

Tabela 5. 9 - Comparação das temperaturas de *hot-spot* calculadas, de projeto e garantidas para o transformador 5

TEMPERATURA DE <i>HOT-SPOT</i>						
5) Transformador 230/69/13,8 kV 200 MVA - Fabricante.D	Carga (%) Ensaio de Elevação de temperatura	IEC 60076 -7 Valor Calculado (°C)	Valor de Projeto DR (°C)	Valor Garantido - Especificação Técnica (°C)	Cálculo x Projeto (%)	Cálculo x Limites (%)
Posição nominal	100%	93,5		120,00		-22,08
	120%	109,67		130,00		-15,64
	140%	125,54		130,00		-3,43
Posição Perdas máximas	100%	96,85	99,60	120,00	-2,76	-19,29
	120%	113,27	115,90	130,00	-2,27	-12,87
	140%	131,23	130,00	130,00	0,95	0,95

A vida útil estimada pelo cálculo da temperatura de *hot-spot* equivalente é de 2,52 pu (50 anos) para a condição de tape nominal e de 1,68 pu (34,4 anos) na posição de perdas máximas. Os resultados estão bem próximos ao requerido pela nota técnica do ONS. Apesar de não atender aos 40 anos requeridos no procedimento de rede.

O cálculo da temperatura de *hot-spot* em outra derivação do comutador pode ocasionar resultados não satisfatórios ou inconclusivos. Portanto, a especificação técnica deve exigir que o ensaio de elevação de temperatura com sobrecarga seja realizado nesta situação, o que também está aderente ao que recomenda a nota técnica NT 038/2014 do ONS, [15].

# Capítulo 6

## Conclusões

Neste capítulo estão apresentados os resultados obtidos para os cálculos realizados pelo método exponencial proposto pela IEC 60076-7, com a diferenciação da variação da temperatura em tempo real, de acordo com as grandezas térmicas medidas e utilização de valores obtidos em ensaios e de projeto.

Os resultados obtidos em relação ao comportamento das curvas estão dentro do esperado. No entanto, os valores de *hot-spot* limites obtidos com sobrecarga de 40% em meia hora, para dois casos foram superiores aos valores limites da especificação técnica e nota técnica 038/14 do ONS, apesar de condizentes com os critérios da norma técnica IEEE Std C57.91-2011. Outra preocupação é o fato de sabermos que estas máquinas, quando solicitadas às referidas sobrecargas, podem estar submetendo o equipamento a temperaturas maiores de 140°C, o que pode ocasionar a formação de bolhas dependendo do estado da isolação.

Para a estimativa da vida útil de 40 anos pela aproximação da temperatura de *hot-spot* equivalente, foi verificado que esta temperatura não pode ser superior a 104°C. Este valor é altamente influenciado pelos valores de *hot-spot* nos períodos de sobrecarga.

Pela análise dos resultados verificamos que as medições nos transformadores dos fabricantes B e C, aproximam-se mais dos valores de projeto. O que pode estar associado a uma melhor precisão nos sistemas de medição dos ensaios, informações de projeto atualizadas ou tratamento dos dados para elaboração das curvas de forma adequada.

Foi verificado que os transformadores do fabricante A apresentaram valores calculados de temperatura de *hot-spot*, com maior variação percentual ao valor de projeto e garantido. Portanto, deve ser investigado para os próximos projetos se existe tratamento diferenciado dos resultados dos testes, necessidade de ajustes do sistema de medição para o ensaio de aquecimento, ou validação do projeto apresentado em processo de *design review*.

A escolha do estudo da temperatura de *hot-spot* pelo método da IEC 60076-7 2005 mostrou-se uma opção bastante aderente ao momento, tendo em vista ser a mesma

referenciada na instrução técnica para condução de ensaios de aquecimento com ciclo de sobrecarga planejada do ONS, publicada em 2014. Ao mesmo tempo, a norma técnica deixa algumas dúvidas na interpretação de seus procedimentos de cálculos, os quais podem ser tratados em revisões futuras.

As constatações referentes à má distribuição das temperaturas das partes metálicas; relatórios de ensaio de elevação de temperatura com informações insuficientes para cálculos das curvas de *hot-spot*; Novas contribuições da instrução técnica do ONS e limites térmicos; todos estes aspectos devem ser estudados para abordagem nas novas revisões das especificações técnicas.

Uma boa contribuição para a análise da temperatura de ponto mais quente do enrolamento seria a instalação de sensores de fibra óptica para medição direta das temperaturas, com o intuito de validar com mais precisão os métodos de cálculos e os projetos dos fabricantes no processo de aceitação do equipamento.

O monitoramento das grandezas térmicas em tempo real em pontos específicos do equipamento seria uma alternativa mais completa de análise do comportamento térmico dos transformadores de potência de acordo com o procedimento de rede atual, e única forma completa de análise das temperaturas de topo óleo e de *hot-spot*.

Conforme concluído neste trabalho, é imprescindível que o ONS solicite que os transformadores de potência que acessarão a rede básica tenham sistema de monitoramento. Ao mesmo tempo a ANEEL deve remunerar devidamente os equipamentos.

A abordagem para estimativa da vida útil e os parâmetros existentes nos documentos técnicos poderia ser mais detalhada e padronizada, de forma que os relatórios dos fabricantes adotem os mesmos preceitos. Como exemplo a vida útil solicitada no módulo 2.3 do procedimento de rede do ONS é de 40 anos, enquanto que na nota técnica 38/14 do ONS, é indicada uma vida útil esperada de 35 anos.

Como resultado deste trabalho propõe-se:

- Solicitar na especificação técnica a implantação de sensores ópticos para monitoração das temperaturas, durante ensaios de fábrica, e durante operação para controle da vida útil;
- Implantar sistema de monitoramento de temperaturas em transformadores de potência novos para validação de modelos térmicos propostos em artigos e normas técnicas;

Como sugestão para trabalhos futuros são elencadas as seguintes sugestões:

- Aplicar o método de cálculo da IEEE Std C57.91 2011 para cálculo das curvas de *hot-spot*, para os mesmos projetos ou outros similares;
- Realizar estudos de temperatura de *hot-spot* com projetos de transformadores de potência utilizando óleo vegetal como fluido isolante, para comparação com os projetos atuais estudados, os quais são imersos em óleo mineral.

Todas as considerações citadas possuem um objetivo principal de propor melhorias nos requisitos da especificação técnica de transformadores de potência da CHESF e conscientizar os coordenadores técnicos responsáveis da importância das melhorias indicadas necessárias, mesmo que representem inicialmente um investimento adicional na fase de projeto.

# Referências bibliográficas



- [1] ABNT NBR5356-1, ABNT NBR5356-2, Transformadores de potência, 2007.
- [2] AREVA T&D, Power Transformers Vol.2 Expertise, AREVA, 2008.
- [3] CHESF, ET/DSE – 695T – JAN/2012, Especificação de características técnicas para transformador trifásico de 230-69 kV, 230-69-13,8 kV e 230-138 kV de 50, 100, 150, 180 e 200 MVA, 2012.
- [4] ELETROBRÁS, Carregamento de transformadores, Minuta inicial, 2013.
- [5] FRONTIN, S. O. ;VIOLIN, A.;ABREU, A. M.; MONTEIRO, A. M.; CARVALHO, A. C. C.; BRASIL Jr, A. C. P. ; D’AJUZ, A.; ALENCAR, B. M. S. M.; LOPES, C. F.; GABAGLIA, C. P. R.; FRATE, C.; COSTA, C. A.; CORREIA, D. M.; RESENDE, F. M.; CARVALHO, F. M. S.; PINTO, J. O. S.; AMON FILHO, J. ; ARAÚJO, J. A.; JARDINI, J. A.; MENDES, J. C.; MEDEIROS, J. R.; PERFEITO, L. R.; MURÇA, L. B.; MARTINEZ, M. L. B.; MORAES, M. S.; SCHWARZ, M. B.; ALVES, M. E. G.; LACORTE, M.; KASTRUP FILHO, O. ; ESMERALDO, P. C. V.; ALENCAR, R. F. M.; CAMPOS, R. C.; SILVA, R. J. ; VAISMAN, R.; MORAIS, S. A.; CABRAL, S. VILELA, T. S. V.; NOMI, Y. ; Equipamentos de Alta Tensão Prospeção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas. ANEEL, TAESA, Brasnorte, Finatec, Goya Editora, 2013.
- [6] HOLMAN, J. P., Heat transfer, Tenth edition, 2010.
- [7] IEC 60076-7, International standard - Power transformers, part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers, 2005.
- [8] IEEE C57.119-2001, Recommended Practice for Performing Temperature Rise Tests on Oil-Immersed Power Transformers at Loads beyond Nameplate Ratings, março 2002.
- [9] IEEE C57.91-2011, IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators, março 2012.
- [10] JIANG, T., SUN, C., LI, J., CHEN, W., ZHAO, T., "Comparison of two thermal circuit models for HST calculation of oil-immersed transformers," Int. Conf. on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD 2008), Beijing, China, pp. 1008-1011, April 2008.
- [11] JOSUE, F., ARIFANTO, I., SAERS, R., ROSENLIND, J., HILBER, P., SUWARNO, "Transformer *hot-spot* temperature estimation for short-time dynamic loading", IEEE, 2012.
- [12] LOBO RIBEIRO, A. B.; EIRA, N. F.; SOUSA, J. M.; GUERREIRO, P. T.; SALCEDO, J. R., "Multipoint Fiber-Optic *hot-spot* Sensing Network Integrated Into High Power Transformer for Continuous Monitoring," IEEE Sensors J., vol. 8, pp. 1264-1267, 2008.
- [13] NORDMAN, H., RAFSBACK, N. T., SUSAN, D., "Temperature Responses to Step Changes in the Load Current of Power Transformers," IEEE Power Eng. Rev., vol. 22, pp. 62-62, 2003.
- [14] NORDMAN, H.; LAHTINEN, M., "Thermal Overload Tests on a 400-MVA Power Transformer with a Special 2.5-p.u. Short Time Loading Capability", IEEE Paper, janeiro 2003.
- [15] ONS, NOTA TÉCNICA NT 038/2014, Ensaio de Elevação de temperatura de transformadores em sobrecarga, Revisão 0, 2014.
- [16] ONS, Sub-módulo 2.3 Procedimento de Rede, Requisitos mínimos para transformadores e para subestações e seus equipamentos, Revisão 2, 11/11/2011.
- [17] OOMMEN, T. V.; LINDGREN, S. R., "Bubble Evolution from Transformer Overload", IEEE Paper, 2001.

- [18] PENTEADO, J. B., Análise do desempenho de Subestações de energia elétrica a partir de critérios de confiabilidade (monografia), 2011.
- [19] PIERCE, L. W., "An Investigation of the Thermal Performance of an Oil Filled Transformer Winding, IEEE Transactions on Power Delivery, vl.7, pp.1347-1358, 1992.
- [20] RIES, W. , Transformadores Fundamentos para o Projeto e Cálculo, EDIPUCRS, 2007.
- [21] SILVA, J. R.; Modelagem para monitoramento térmico de transformadores em operação e avaliação do envelhecimento em função do perfil de carregamento, março 2005.
- [22] SU, X.; CHEN, W.; PAN, C.; ZHOU, Q.; TENG, L., IEEE "A Simple thermal model of transformer *hot-spot* temperature based on thermal-electrical analogy", 2012.
- [23] SWIFT, G., MOLINSKI, T. S., LEHN, W., "A fundamental approach to transformer thermal modeling. I. Theory and equivalent circuit," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 16, pp. 171-175, 2001.
- [24] TANG, W., H., WU, Q., H., E RICHARDSON, Z., J., "Equivalent heat circuit based power transformer thermal model", IEE Proc-Electr. Power Appl. Vol. 149, N°2, 2002.
- [25] VAN DER VEKEN, W., BAELMANS, M., VAN MILEGHEM, S., "New perspectives to overloading with accurate modeling of thermal transients in oil-immersed power transformers", IEEE, 2001.
- [26] WANG, X.; ZHANG, X., "An Investigation into the Operation Life of Transformers", CICED2012, Paper N°CP0012, 2012.
- [27] WEIGEN, C.; CHONG, P., YUXIN, Y., "Power transformer top-oil temperature model based on thermal–electric analogy theory", Euro. Trans. Electro. Power, vol. 19, pp. 341-354, 2009.



# Anexos

## Anexo 1: Relatório de Testes de Gás cromatografia para Transformador Caso 1

		AVALIAÇÃO DA TAXA DE GERAÇÃO DE GASES DISSOLVIDOS NO ÓLEO ISOLANTE DURANTE O ENSAIO DE ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA				Pág. De
Nº SÉRIE: 1019492555		TIPO: 12407328 65-80-100MVA/230-69kV				CLIENTE: CHESF
Análise Cromatográfica						
Etapa	Antes dos ensaios elétricos	Após elevação de temperatura e antes da sobrecarga	Após 20% de sobrecarga	Após 40% de sobrecarga e antes dos dielétricos	Após os ensaios elétricos	
Data da Coleta	24/03/14	26/03/14	26/03/14	26/03/14	04/04/14	
Data da Análise	01/04/14	01/04/14	01/04/14	01/04/14	04/04/14	
GASES		RESULTADOS (ppm)				
Hidrogênio (H <sub>2</sub> )*	0	0	0	0	0	
Oxigênio (O <sub>2</sub> )	1834	2345	2267	2402	2587	
Nitrogênio (N <sub>2</sub> )	6284	6824	6724	6845	6974	
Metano (CH <sub>4</sub> )*	0	0	0	0	0	
Monóxido de Carbono (CO)*	2	2	2	1	1	
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	28	36	37	49	62	
Etileno (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )*	0	0	0	0	0	
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )*	0	0	0	0	0	
Acetileno (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )*	0	0	0	0	0	
Total de Combustíveis (TC)*	2	2	2	1	1	
Total de Gases (TG)	8148	9207	9030	9297	9624	
ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA - Item 4.1.8						
a) Taxa de Crescimento dos Gases durante ensaio de Elevação de Temperatura (ppm/h)						
Gás Componente	Valor Obtido			Limite		
[H <sub>2</sub> ] = ΔH <sub>2</sub> / Δt	0			< 0,8		
[HC] = ΔHC/ Δt	0			< 0,5		
[CO] = ΔCO/ Δt	0			< 2,0		
[CO <sub>2</sub> ] = ΔCO <sub>2</sub> / Δt	0,41			< 20,0		
b-c) Variação máxima absoluta (ppm)						
GASES	Ensaio de elevação de temperatura		Ensaio de elevação de temperatura em regime de sobrecarga			
	Valor obtido	Limite	Valor obtido		Limite	
Hidrogênio (H <sub>2</sub> )	0	15	0		20	
Metano (CH <sub>4</sub> )	0	2	0		2	
Monóxido de Carbono (CO)	0	25	-1		50	
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	8	250	13		300	
Etileno (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	0	1	0		1	
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	0	2	0		2	
Acetileno (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	0	Não detectável	0		Não detectável	
OBSERVAÇÕES: Resultados satisfatórios e de acordo com a Especificação Técnica do cliente.						
ANALISTA	APROVADO POR		INSPECTOR		DATA	
 Lilian Tatiana Chaman Vacca Química Industrial CRQ 5ª Região 85291443					25/04/14	

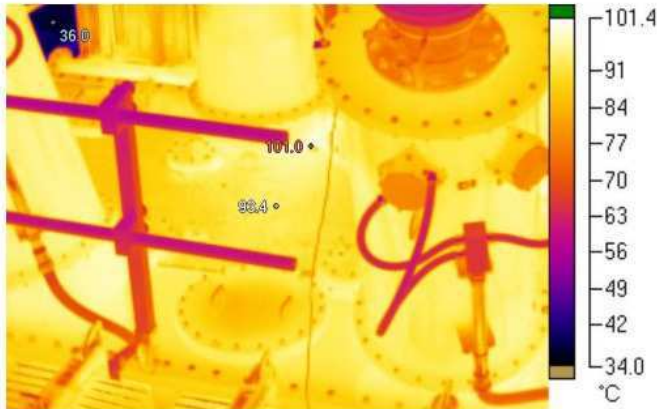
Anexo 2: Relatório de Testes de Termografia (120%) para Transformador Caso 3



**IR000937.IS2**  
8/22/2012 2:15:31 PM



**Visible Light Image**



**IR000950.IS2**  
8/22/2012 2:29:44 PM



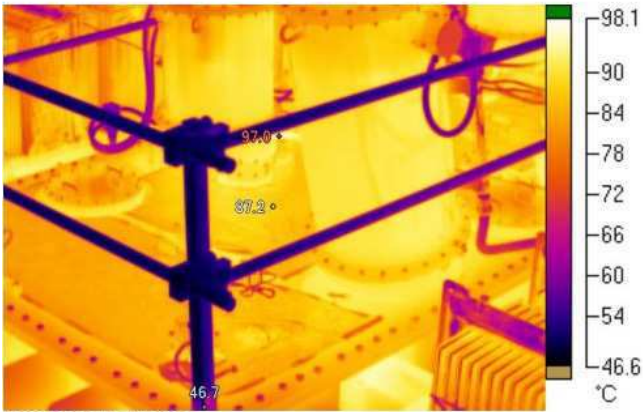
**Visible Light Image**



**IR000939.IS2**  
8/22/2012 2:16:40 PM



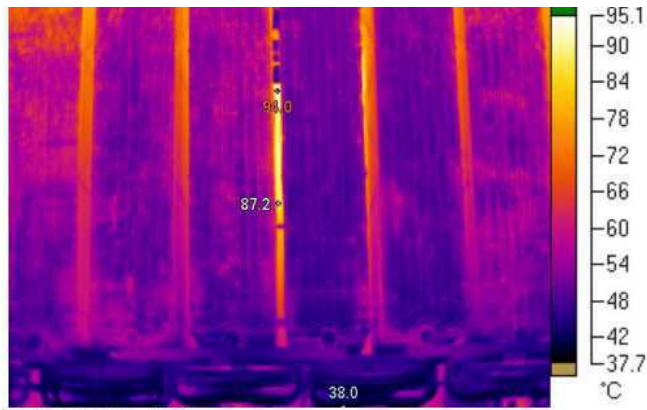
**Visible Light Image**



**IR000951.IS2**  
8/22/2012 2:31:36 PM



**Visible Light Image**



**IR000940.IS2**  
8/22/2012 2:17:28 PM



**Visible Light Image**

**Image Info**

Background temperature	25.0 °C
Emissivity	0.97
Camera serial number	Fluke Ti32-11100595
Image Time	8/22/2012 2:17:28 PM