CARLOS ALVES DA SILVA

**EXPERIÊNCIAS DO DESENVOLVIMENTO DE TRANSFORMADOR
PARA ALTA TEMPERATURA BASEADO EM ISOLAÇÃO SEMI- HÍBRIDA
E ÓLEO VEGETAL ISOLANTE**

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do Título de
Mestre em Ciências

São Paulo
2015

CARLOS ALVES DA SILVA

**EXPERIÊNCIAS DO DESENVOLVIMENTO DE TRANSFORMADOR
PARA ALTA TEMPERATURA BASEADO EM ISOLAÇÃO SEMI- HÍBRIDA
E ÓLEO VEGETAL ISOLANTE**

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do Título de
Mestre em Ciências

Área de Concentração: Engenharia
Elétrica

Orientador: Prof. Dr. José Antônio
Jardini

São Paulo

2015

Silva, Carlos Alves da
Experiências do desenvolvimento de transformador para alta
temperatura baseado em isolação semi- híbrida e óleo
vegetal isolante/ C.A. da Silva. –São Paulo, 2015. 75 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e
Automação Elétricas.

1.Transformadores e reatores 2.Proteção de equipamentos
elétricos 3.Temperatura I.Universidade de São Paulo. Escola
Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e
Automação Elétricas II.t.

À minha esposa, pelo incentivo e apoio
para a realização deste trabalho.

À minha mãe e aos meus familiares,
que sempre me deram apoio e contribuíram
para minha formação.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus, cujas bênçãos e misericórdias tem se estendido de geração em geração sobre aqueles que o temem e amam.

A Universidade de São Paulo, através da Escola Politécnica e seu corpo docente, que me concederam a oportunidade de tão grande enriquecimento didático e intelectual.

A meu orientador, Prof. Dr. José Antônio Jardini, pela compreensão, ensinamentos, incentivo nas horas difíceis e orientação essencial ao sucesso deste trabalho.

Ao Prof. Luiz Natal Rossi, pela confiança, incentivo e apoio.

A minha esposa, Rosangela, pela compreensão, apoio incondicional, mesmo diante de tantas dificuldades, mas diversas vezes abdicou dos seus sonhos para investir no meu ideal tem se mostrado firme e convicta quanto ao êxito deste trabalho.

A minha mãe Doracy, minha avó Jovelina, minha avó Elisa (in memorian), minha irmã Kátia, meus tios Gilson e Josefa pelo incentivo a nunca desistir diante das dificuldades.

Aos meus filhos Carlos Matheus, Ysadora e Beatriz pela fonte de inspiração.

Aos amigos que intercedem em meu favor junto ao Criador de todas as coisas.

A todos que, no presente ou no passado, contribuíram para a execução deste trabalho, aos colegas de empresa Ricardo Gedra, Julio Cesar P. Mello, Marcos Paulo de Oliveira Castro, Rodrigo Tesso, Arnaldo Miyashiro, João Oliveira, Márcio Sanches, Alexandre Leite, Marcello Viana e especialmente, ao Engenheiro Carlos Ossamu Kajikawa pelo apoio ao desenvolvimento técnico e intelectual e demais integrantes do corpo técnico da AES Eletropaulo.

As empresas AES Eletropaulo, ANEEL, ao corpo técnico das empresas WEG, ABB, Tretech, Laboratório Diagno, CPFL e a Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia, em especial, à Paula Kayano, pelo incentivo ao estudo, desenvolvimento e pesquisa.

RESUMO

O transformador de potência é um importante equipamento utilizado no sistema elétrico de potência, responsável por transmitir energia elétrica ou potência elétrica de um circuito a outro e transformar tensões e correntes de um circuito elétrico. O transformador de potência tem ampla aplicação, podendo ser utilizado em subestações de usinas de geração, transmissão e distribuição.

Neste sentido, mudanças recentes ocorridas no sistema elétrico brasileiro, causadas principalmente pelo aumento considerável de carga e pelo desenvolvimento tecnológico tem proporcionado a fabricação de um transformador com a aplicação de alta tecnologia, aumentando a confiabilidade deste equipamento e, em paralelo, a redução do seu custo global.

Tradicionalmente, os transformadores são fabricados com um sistema de isolamento que associa isolantes sólidos e celulose, ambos, imersos em óleo mineral isolante, constituição esta que define um limite à temperatura operacional contínua. No entanto, ao se substituir este sistema de isolamento formado por papel celulose e óleo mineral isolante por um sistema de isolamento semi- híbrida – aplicação de papel NOMEX e óleo vegetal isolante, a capacidade de carga do transformador pode ser aumentada por suportar maiores temperaturas. Desta forma, o envelhecimento do sistema de isolamento poderá ser em longo prazo, significativamente reduzido. Esta técnica de aumentar os limites térmicos do transformador pode eliminar, essencialmente, as restrições térmicas associadas à isolamento celulósica, provendo uma solução econômica para aperfeiçoar o uso de transformadores de potência, aumentando a sua confiabilidade operacional.

Adicionalmente, à aplicação de sensores de fibra *óptica*, em substituição aos sensores de imagem térmica no monitoramento das temperaturas internas do transformador, se apresentam como importante opção na definição do equacionamento do comportamento do transformador sob o ponto de vista térmico.

Palavras-chaves: Transformador, Temperatura, Isolação semi- híbrida, Óleo vegetal isolante, fibra óptica

ABSTRACT

The power transformer is important equipment used in electric power system, which is responsible for transmitting electricity or electric power from one circuit to another, transforms voltage and current in an electrical circuit. Moreover, it has wide application and can be used in substations of power plants, transmission and distribution.

Recent changes in the electrical system caused mainly by the considerable increase in load and technological development provided by the manufacture of a transformer with the application of high technology, increasing the reliability of this equipment and, in parallel, reducing their overall cost.

Traditionally, transformers are manufactured with a solid insulation system that combines solid insulation and cellulose, both immersed in oil, this constitution which limits the continuous operating temperature. However, when replacing this insulation system consisting of paper and cellulose insulating oil by a hybrid system consisting - application paper NOMEX and vegetable oil, the capacity of the transformer can be substantially increased. Thus, the aging of the insulation system may be at long term, significantly reduced. This technique of increasing the thermal limits of the equipment can essentially eliminate thermal constraints associated with conventional insulation, providing an economical solution for the optimization of power transformers, increasing their operational reliability.

Additionally, the application of fiber-optic sensors, replacing the thermal imaging sensors to monitor the internal temperature of the transformer is presented as an important option in the definition of the equation of transformer behavior under the thermal point of view.

Keywords: Transformer, temperature, hybrid, vegetable oil, fiber optic, temperature sensor

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Aplicações do transformador em sistemas elétricos.....	08
Figura 2 - Ilustração do transformador de potência trifásico.....	09
Figura 3 - Ponto de fulgor e combustão em diferentes tipos de isolantes líquidos.....	13
Figura 4 - Envelhecimento do papel isolante para diferentes tipos de óleos.....	14
Figura 5 - Descrição do sistema de isolamento semi- híbrida.....	18
Figura 6 - Inspeção de temperatura de transformador com auxílio de equipamento de termovisão.....	25
Figura 7 - Sistema de imagem térmica do enrolamento do transformador.....	27
Figura 8 - Medição direta de temperatura: sensor de fibra óptica montado em calço.....	29
Figura 9 - Medição direta de temperatura: instalação de sensor de fibra óptica em enrolamento.....	29
Figura 10 - Medição direta de temperatura: localização dos sensores de fibra óptica ao longo do enrolamento.....	30
Figura 11 - Determinação do ponto mais quente - Simulação I.....	32
Figura 12 - Determinação do ponto mais quente - Simulação II.....	33
Figura 13 - Monitor de temperatura tipo TM1.....	34
Figura 14 - Sensor de temperatura tipo PT100.....	35
Figura 15 - Ilustração do comportamento da carga expressa na forma de degrau.....	37
Figura 16 - Diagrama térmico do enrolamento do transformador.....	40
Figura 17 - Sistema de resfriamento com circulação de óleo em transformador.....	44
Figura 18 - Localização de sensores de fibra óptica em enrolamento.....	49
Figura 19 - Transformador desenvolvido em operação.....	67
Figura 20 - Sistema de monitoramento de temperaturas instalado no painel do transformador.....	68

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Elevação de temperatura no transformador sob aplicação de carga.....	52
Gráfico 2 - Ensaio de elevação de temperatura sob corrente nominal.....	53
Gráfico 3 - Valores calculados e medidos para temperatura do topo do óleo isolante.....	54
Gráfico 4 - Diagrama térmico do transformador para alta temperatura.....	59
Gráfico 5 - Curva de estabilização do óleo vegetal durante ensaio de elevação.....	62

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Pesquisa CIGRÉ – Total de transformadores instalados.....	07
Tabela 2 - Universo de transformadores de 138kV a 750kV instalados no Brasil.....	07
Tabela 3 - Limites de carregamento e temperatura de acordo com ciclo de carga e porte do transformador.....	24
Tabela 4 - Temperatura limite para carregamento nominal de transformador.....	48
Tabela 5 - Limites de temperatura para o transformador modificado.....	50
Tabela 6 - Valores de elevação de temperaturas acima da ambiente calculadas.....	51
Tabela 7 - Valores de temperatura medidos através dos sensores de fibra óptica e PT100.....	54
Tabela 8 - Valor de temperatura do topo do óleo.....	56
Tabela 9 - Cálculo da temperatura final do topo do óleo, $R = 5,74$	57
Tabela 10 - Cálculo da temperatura do ponto mais quente, $R = 9,97$	58
Tabela 11 - Cálculo final da temperatura do ponto mais quente, $R = 5,88$	58
Tabela 12 - Valor de temperatura do óleo mineral, transformador convencional.....	61
Tabela 13 - Valor de temperatura do óleo vegetal medido no ensaio de elevação.....	62

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AN	Ar natural
C	Capacidade térmica do transformador em W.h/°C
CIGRÉ	International Council on Large Electric Systems
e	Base do logaritmo natural 2,71828
FR	Fire Resistent
H	Fator do ponto mais quente para carga nominal
Hg _r	Gradiente entre o topo do óleo e o ponto quente para potência nominal
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
K	Relação entre a carga aplicada (L) e a carga nominal
K _i	K para condição inicial t=0
K _f	K para condição final
K _p	Relação entre a carga aplicada e a carga nominal
K ₁₁	Constante empírica do transformador estabelecido conforme o porte do transformador e o sistema de resfriamento utilizado
L	Carregamento a ser avaliado, em kVA
m	Expoente utilizado no cálculo da elevação de temperatura do ponto mais quente, que depende do sistema de resfriamento empregado e leva em consideração os efeitos da variação da resistência e viscosidade do óleo

n	Expoente utilizado no cálculo da elevação de temperatura no topo do óleo que depende do sistema de resfriamento empregado
NBR	Norma Brasileira Regulamentadora
OD	Óleo dirigido
OF	Óleo forçado
ONAN	Óleo natural/ Ar natural
ONAF	Óleo natural/ Ar forçado
P	Perda em vazio
P_n	Perda total em carga nominal
P_w	Perda no enrolamento
PCB	Bifenila Policlorada
PT100	Termo resistência de platina que a 0 °C apresenta uma resistência de 100Ω
R	Relação entre as perdas em carga sob carga nominal e a perda em vazio
S	Carga aplicada
S_n	Carga nominal
S_p	Carga da ponta
T_E	Constante de tempo do ponto mais quente
T_n	Constante de tempo do óleo do transformador para a carga nominal, começando com a elevação inicial no topo de óleo de 0°C sobre o ambiente

τ_o	Constante térmica de tempo do óleo do transformador para uma carga considerada
τ_w	Constante térmica de tempo do enrolamento do transformador para uma carga considerada
y	Expoente para o enrolamento
θ	Temperatura em °C
θ_A	Temperatura ambiente
θ_O	Temperatura do topo de óleo do transformador
θ_H	Temperatura do ponto mais quente do transformador
Δt	Sobre elevação da temperatura do enrolamento
$\Delta\theta_E$	Diferença entre a temperatura média do enrolamento medido pela variação da resistência elétrica e a do topo de óleo no tanque, para carga nominal
$\Delta\theta_{TO}$	Elevação de temperatura do topo de óleo sobre o ambiente para a carga considerada
$\Delta\theta_{TOi}$	Elevação inicial de temperatura do topo de óleo sobre o ambiente para t (tempo) inicial
$\Delta\theta_{TOf}$	Elevação final de temperatura do topo de óleo sobre o ambiente para a carga considerada
$\Delta\theta_{TON}$	Elevação de temperatura do topo de óleo sobre o ambiente para a carga nominal
$\Delta\theta_{TOm}$	Elevação máxima de temperatura do topo de óleo sobre o ambiente durante o carregamento

$\Delta\theta_H$	Elevação de temperatura do ponto mais quente sobre o topo de óleo para a carga considerada
$\Delta\theta_{Hi}$	Elevação inicial de temperatura do ponto mais quente sobre o topo de óleo para $t = 0$
$\Delta\theta_{Hf}$	Elevação final de temperatura do ponto mais quente sobre o topo de óleo para a carga considerada
$\Delta\theta_{Hm}$	Elevação máxima de temperatura do ponto mais quente sobre o topo de óleo durante o carregamento
$\Delta\theta_{Hn}$	Elevação de temperatura do ponto mais quente sobre o topo de óleo para a carga nominal.

SUMÁRIO

1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	1
1.1 Introdução.....	1
1.2 Relevância do Tema	3
1.3 Objetivos do trabalho	4
1.4 Apresentação do texto.....	5
2. TRANSFORMADORES: RELEVÂNCIA E CARACTERÍSTICAS.....	6
2.1 A importância do transformador	6
2.2 O transformador em operação.....	9
2.3 Avaria do transformador em operação.....	10
2.4 O Sistema de isolamento do transformador	11
2.4.1 O óleo isolante.....	11
2.4.2. A isolamento sólida	15
3. O COMPORTAMENTO TÉRMICO DO TRANSFORMADOR.....	20
3.1 Carregamento do transformador	21
3.2 Determinação das temperaturas máximas de operação	24
3.2.1 Temperatura do ponto mais quente em condições constantes.....	26
3.2.2 Medição indireta da temperatura do ponto mais quente	27
3.2.3 Medição direta da temperatura do ponto mais quente	28
3.2.4 Determinação da temperatura do ponto mais quente na etapa de projeto	31
3.2.5 Medição da temperatura do topo do óleo isolante	33
3.3 Determinação das temperaturas máximas em condições de operação normal ou em sobrecarga.....	35
3.3.1 Método de solução de expressões iterativas e diferenciais	36
3.3.2 Método de solução de expressões exponenciais	36

3.3.3 Determinação do gradiente de temperatura óleo-enrolamento através do ensaio de aquecimento	39
3.3.4 Cálculo da constante de tempo do óleo e enrolamento	41
3.3.5 Confiabilidade do atual sistema de proteção do transformador	42
3.3.6 Sistema de resfriamento e a elevação da temperatura do transformador	44
4. O TRANSFORMADOR DESENVOLVIDO PARA ALTA TEMPERATURA	47
4.1 O aquecimento do transformador	47
4.2 O transformador considerado para modernização	48
4.3 Ensaios Elétricos	52
4.3.1 Elevação de temperatura no transformador	52
4.3.2 Cálculo da temperatura do topo do óleo em relação à ambiente.....	55
4.3.3 O comportamento térmico do transformador desenvolvido e os transformadores convencionais	59
5. CONSIDERAÇÕES E CONCLUSÕES.....	66
5.1 Trabalhos futuros.....	69
5.2 Aplicabilidade e estratégia de difusão tecnológica dos resultados da pesquisa.....	69
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	70

1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

1.1 Introdução

O transformador de potência, denominado nesta pesquisa genericamente como “transformador” consiste de duas ou mais bobinas ou enrolamentos e um circuito magnético que acopla essas bobinas, sendo que, sua configuração pode ser trifásico ou monofásico e aplicado em subestações de usinas geradoras, subestações de sistemas de transmissão e distribuição e sistemas fabris.

É destinado à transformação de tensão e corrente mantendo o valor de potência esperado, aumentando o valor da tensão e, consequentemente reduzindo o valor da corrente. Seus enrolamentos são constituídos de um núcleo de material ferromagnético, como aço, para produzir um caminho de baixa relutância para o fluxo magnético gerado.

Normalmente o núcleo de aço do transformador é laminado o que possibilita a redução da indução de correntes parasitas ou de corrente de Foucault no próprio núcleo. Também, são utilizadas chapas de aço-silício para aumentar a resistividade e diminuir ainda mais essas correntes parasitas.

Associado aos enrolamentos do transformador utiliza-se um sistema de isolamento que combina isolantes sólidos e líquidos, que define uma temperatura operacional contínua.

O transformador é um importante equipamento utilizado no sistema de potência e, no aspecto da distribuição de energia elétrica, a integridade deste equipamento se apresenta como fator fundamental para o fornecimento.

No intuito de preservar o transformador, várias aplicações desenvolvidas no campo da pesquisa são implementadas, sendo que dentre elas, os sensores de fibra óptica ganham destaque especial, pois, quando instalados no transformador, permitem uma medição mais precisa das temperaturas internas do conjunto de transformação. Os sensores também podem ser instalados nos componentes do transformador, por exemplo, buchas de alta tensão, comutador de derivações, sistema de resfriamento, de forma que, associados aos programas de gestão voltados à manutenção do transformador, como sistemas de monitoramento remoto, contribuem amplamente para acréscimo da vida remanescente do transformador.

No entanto, fatores como a obsolescência, estratégia de gestão, falha de projeto, falha de manutenção, podem levar o transformador a avaria. Tão importante quanto os fatores mencionados, a estratégia adotada pelas concessionárias de distribuição de energia em manter um determinado transformador em operação, caracterizado na condição de sobre temperatura, sob a prerrogativa de cumprimento de metas vinculadas aos indicadores de qualidade de fornecimento - estipulados pelo Agente Regulador, pode expor o transformador ao risco de avaria.

Desta forma, a melhoria do sistema de isolamento de forma a possibilitar que o mesmo opere com maiores temperaturas pode levar a um aumento da capacidade de carga da unidade e reduzir o envelhecimento da isolamento sólida em longo prazo.

Pesquisas têm sido realizadas com o objetivo de aplicar novos materiais, tais como o óleo a base de éster vegetal e isolamento sólida a base de aramidas na construção do transformador. Estes materiais suportam uma maior temperatura de modo a permitir a sua utilização um tempo maior de sobrecarga, sem perda significativa de vida útil. O desenvolvimento da tecnologia de isolamento semi- híbrida – aplicação de papel NOMEX e óleo vegetal isolante para transformadores imersos em líquido isolante vêm evoluindo ao longo dos anos e tem se apresentado como uma solução para aumentar a capacidade do equipamento sem aumentar suas dimensões.

Atualmente, a necessidade de sistemas mais eficientes e potentes, bem como as restrições ambientais, conduziu ao aumento do interesse dos pesquisadores por novas tecnologias.

Com este objetivo, este trabalho analisa o comportamento térmico do transformador por ocasião da aplicação de novos materiais isolantes resistentes à ocorrência de carregamentos elevados.

1.2 Relevância do Tema

As pressões do mercado e das agências reguladoras para que sejam reduzidos os riscos e danos causados pela utilização de transformadores compostos de óleo mineral isolante estão aumentando significativamente, ainda que não haja restrições ambientais quanto ao uso do mesmo.

Considerando estas questões associadas à crescente necessidade da utilização de sistemas elétricos mais eficientes e mais potentes, o interesse de pesquisadores, fabricantes e consumidores para novas tecnologias tem aumentado.

Em meados dos anos 80, o desenvolvimento de novos materiais termicamente mais adequados a altas temperaturas possibilitou mudanças no conceito dos sistemas de isolamento de transformadores de potência imersos em líquido isolante – os sistemas convencionais são compostos de celulose- óleo mineral isolante. Dentre os novos sistemas desenvolvidos, pode-se citar o desenvolvimento do sistema que combina o isolante sólido e o fluido, sendo que ambos são capazes em suportar altas temperaturas e que têm encontrado bastante aceitação em aplicações como transformadores de potência e de distribuição, estes últimos instalados em postes. O sistema conhecido como isolamento semi- híbrido é composto de isolamento sólida em fibras de aramida, comercialmente, conhecida como NOMEX, associada ao óleo vegetal isolante.

Esse conceito de utilização de isolantes sólidos tem possibilitado às concessionárias de energia uma nova alternativa para melhoria da vida útil dos transformadores, especialmente para unidades transformadoras que operam em frequentes sobrecargas.

Nos Estados Unidos, país onde a aplicação de isolamentos semi- híbridos já vem sendo utilizada há vários anos, concessionárias de energia e fabricantes de transformadores têm trabalhado em conjunto visando à elaboração de normas e procedimentos que possam servir de guia para a aplicação do sistema híbrido em transformadores de potência [1].

A possibilidade de se admitir altas temperaturas nos condutores permite uma redução no sistema de refrigeração. Neste aspecto, os canais de refrigeração podem ser projetados de acordo com os limites elétricos, e não mais em função dos limites térmicos. Desta forma, duas alternativas podem ser escolhidas, sendo que a primeira está vinculada aos benefícios da utilização dos novos espaços disponíveis, adicionando cobre à parte ativa (enrolamentos).

Assim, há um aumento de capacidade (potência), redução de perdas e melhor confiabilidade, devido às propriedades excepcionais dos materiais termicamente estabilizados. A segunda alternativa possibilita a redução do tamanho da parte ativa, permitindo uma redução no peso e nas dimensões do transformador, através do novo espaço disponível. A primeira alternativa é geralmente a mais adotada nas repotenciações e reparos, pois pode resultar em um aumento de potência e na otimização da utilização de materiais novos, já que a tendência mundial está voltada ao desenvolvimento sustentável, em que a reutilização de materiais é imprescindível para a diminuição do impacto ambiental. Enquanto que a segunda alternativa é mais utilizada tanto em transformadores novos, como nos projetos de fabricação de transformadores para subestações móveis [1].

1.3 Objetivos

Sempre tendo em conta que as normas em vigência apresentam parâmetros para projetos e que as novas tecnologias possibilitam a aplicação de materiais quimicamente modificados ou termoestabilizados na composição do transformador, esta pesquisa tem como objetivos:

- Estudar a aplicação de óleo vegetal isolante associado com a isolamento sólida em fibras de aramida - NOMEX – em partes distintas do transformador.
- Avaliar a influência da elevação da temperatura no óleo vegetal isolante e nas partes isoladas com fibras de aramida NOMEX [2] no transformador.
- Analisar o comportamento térmico de dois casos práticos de transformadores submetidos aos ensaios elétricos em laboratório, sendo um transformador reformado e repotencializado com aplicação de isolamento semi- híbrida e óleo vegetal isolante e 01 (um) transformador reparado com aplicação de óleo mineral e papel termoestabilizado.
- Comparar eventuais variações nos valores de temperatura calculados e medidos de óleo isolante e enrolamentos por ocasião da utilização de sensores de fibra óptica, em lugar aos sensores convencionais de transformadores.
- Propor novos limites para os parâmetros de temperatura do transformador quando submetido à condição de carregamento emergencial de curta e longa duração.

1.4 Apresentação do texto

O capítulo 1 apresenta a relevância do tema, os objetivos do trabalho e a organização do texto.

O capítulo 2 apresenta a importância do transformador, também são mencionados dados quantitativos a respeito da quantidade de transformadores instalados no âmbito nacional e internacional, os tipos de falhas mais comuns, os materiais e componentes aplicados na fabricação.

O capítulo 3 apresenta o comportamento térmico do transformador face aos tipos de carregamento, o cálculo da elevação de temperatura com base no carregamento e também as formas de medição de temperatura no transformador.

O capítulo 4 apresenta o transformador desenvolvido para alta temperatura, os resultados de ensaios em fábrica e realizado um estudo comparativo com um transformador convencional de forma a justificar os resultados esperados face aos resultados atingidos.

O capítulo 5 apresenta as considerações, conclusões, aplicabilidade da metodologia, bem como são apresentadas sugestões à continuidade dos trabalhos com base nos assuntos abordados.

2. TRANSFORMADORES: RELEVÂNCIA E CARACTERÍSTICAS

2.1 A importância do transformador

Desde quando o transporte de energia elétrica em determinada distância foi realizado pela primeira vez, através da aplicação do transformador, fato ocorrido por volta de 1873, a utilização deste equipamento se tornou essencial aos diversos sistemas de potência.

Até o início daquela década, a energia elétrica gerada não era transmitida em alta tensão, já que eram usados sistemas de corrente contínua instalados na Europa e Estados Unidos.

Com o advento do transformador, o transporte da energia elétrica pôde ser realizado em corrente alternada, da mesma forma que o transformador também possibilitou a elevação das tensões.

Atualmente, a aplicação do transformador é notória, porém, uma abordagem detalhada quanto à quantidade, tipos e capacidade se torna impraticável, pois são poucos os países interessados em divulgar informações estratégicas e também porque o período de amostragem de dados se tornaria extenso.

Com o enfoque em parâmetros específicos, uma pesquisa internacional sobre grandes transformadores foi iniciada pelo CIGRÉ em 1978, sendo que um grupo de pesquisadores do próprio CIGRÉ coletou e analisou dados com o objetivo de quantificar os transformadores instalados ao redor do mundo [3].

A pesquisa foi limitada a transformadores com classe de tensão entre 72kV e 700kV, com tempo de fabricação inferior há 20 (vinte) anos, sem limite de potência. A pesquisa também abordou aspectos do ponto de vista de projeto, pois estes poderiam conter as maiores inovações técnicas. Por questões práticas, somente países membros do CIGRÉ - 13 (treze) países participaram da pesquisa, a saber: Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, República Tcheca, França, Finlândia, Itália, Japão, Suíça, Reino Unido, U.S.A. e Rússia.

A análise considerou também mais de 1.000 falhas em transformadores de potência que ocorreram entre os anos de 1968 e 1978, para uma população maior que 47.000

transformadores em operação, sendo que somente no ano de 1978 foram identificados mais de 7.000 transformadores.

Na tabela 1 são apresentados os principais dados quantitativos da pesquisa realizada junto aos países membros do CIGRÉ.

Tabela 1 – Pesquisa CIGRÉ - Total de transformadores instalados [3]

Nível de isolamento (kV)	Aplicação do Transformador		
	Elevador	Subestação	Autotransformador
60 - 100	988	14841	89
> 100 - 300	4349	16860	3758
> 300 - 700	1185	878	4171

A tabela 2 apresenta os dados quantitativos dos transformadores instalados no sistema de transmissão nacional brasileiro, universo de 2009.

Tabela 2 - Universo de transformadores de 138kV a 750kV instalados no Brasil (referência 2009) [4]

Tensão (kV)	750	500	440	345	230	138
Equipamentos	14	185	57	153	618	1.322

A aplicação do transformador é muito ampla dentro do sistema elétrico de potência, podendo ser aplicado em subestações geradoras, transmissoras ou de distribuição. A figura 1 demonstra as diversas aplicações do transformador em sistemas elétricos.

Fig. 1: Aplicações do transformador em sistemas elétricos [5]

Quanto ao aspecto construtivo, o transformador é formado pelo núcleo, enrolamentos, buchas de baixa e alta tensão, comutador de derivações, tanque principal, tanque de expansão, radiadores e outros dispositivos, conforme ilustrado na figura 2.

Fig. 2: Ilustração do transformador de potência trifásico [6]

2.2 O transformador em operação

A confiabilidade quanto à permanência de um transformador em operação está vinculada à condição técnica e considera as condições da isolação sólida do mesmo, bem como as condições operativas do sistema elétrico no qual o transformador está inserido. Neste contexto se enquadram as condições de carregamento do próprio transformador e da rede supridora que são as variáveis principais, sendo que também devem ser consideradas as interferências (descargas elétricas, manobras, chaveamentos, curto circuito). Porém, outros fatores podem levar os responsáveis pela gestão do transformador a retirá-lo de operação, a saber: projeção de aumento de demanda, fim da vida útil, modernização do parque elétrico, desvalorização do ativo, desativação de subestação, manutenção preventiva, obsolescência, descontinuidade de projeto, desativação ou modernização de rede de distribuição.

2.3 Avaria do transformador em operação

A responsabilidade dos gestores quanto ao funcionamento apropriado do transformador em serviço é fator preponderante no plano das atividades dos mesmos, porém, quando em operação, o transformador fica exposto a riscos.

Em muitas situações de risco que são constatadas pelo comportamento irregular do transformador em operação, quando são verificadas atuações dos seus dispositivos de proteção ou mesmo do surgimento e evolução significativa de gases inflamáveis detectados através das análises realizadas com o óleo isolante – pode se caracterizar como um prenúncio de falha.

Neste trabalho, o termo falha foi utilizado para descrever o momento em que ocorre um evento, resultando em desligamento do transformador de potência através da atuação das proteções automáticas da subestação ou mesmo em eventos onde as proteções não atuam ou não extinguem a falha ocasionando avaria do transformador, sendo necessária a remoção e alienação ou reparos deste em fábrica [7].

A investigação de uma falha ou defeito em um transformador é uma tarefa que exige avaliação criteriosa de informações acerca de suas condições operacionais, ensaios específicos, inspeção interna e desmontagem da parte ativa. Desta forma, a avaliação desses dados visa definir a causa do problema ou, em casos onde não se dispõe de dados suficientes para tal, identificar as causas mais prováveis e excluir aquelas que não têm qualquer relação com o evento. Ainda no âmbito da falha do transformador em operação, os tipos comuns de causas de falhas são deformação por curto circuito, falhas de acessórios e componentes, manutenção inadequada ou inexistente, defeito de fabricação e deterioração dos materiais isolantes.

2.4 O Sistema de isolamento do transformador

2.4.1 O óleo isolante

Com a utilização de transformadores em grande escala para aplicação em ambientes confinados, dentro de edificações ou próximos de grandes centros populacionais, houve a necessidade de se obter um equipamento mais seguro. Assim, na década de 30, foi iniciada a comercialização do óleo ascarel - bifenila policlorada (PCB), o qual apresentava boa estabilidade química, boa capacidade de resistir a altas temperaturas, não inflamável, minimizando o risco de explosão e/ou incêndios. O óleo ascarel começou a ser muito utilizado nos transformadores instalados em diversos ambientes, tais como: subestações subterrâneas, instalações de *shopping centers*, hospitais, fábricas, escolas, etc. Porém, a partir de 1976, teve seu uso descontinuado e foi proibido, pois é cancerígeno, não biodegradável, tóxico e bioacumulativo.

Com o desenvolvimento de transformadores de potência maiores, tornou-se necessária a aplicação de melhores isolações e meios mais eficientes para a dissipação do calor das perdas dos enrolamentos e do núcleo. O óleo mineral, combinado com o papel e o papelão, apresentaram excelentes características térmicas e elétricas, sendo que desde então, o emprego destes materiais como sistema isolante de transformadores tem prevalecido, pois são comprovadamente seguros e econômicos. Em contrapartida, quando o óleo mineral isolante é utilizado dentro da faixa de suas limitações técnicas, para o caso de o transformador se encontrar em operação, o mesmo apresenta uma das suas principais limitações, ou seja, a temperatura máxima que este isolante pode suportar, sem prejuízo ao tempo de vida útil do transformador.

Desta forma, a substituição em transformadores de potência do óleo mineral isolante por fluido de origem vegetal (que apresenta melhor característica térmica quando comparado com o óleo mineral isolante), tem despertado um alto grau de interesse nos últimos anos. Isso se deve a diversos fatores, dentre os quais, o elevado ponto de fulgor, a alta higroscopia, que pode permitir ao papel isolante manter-se mais seco, a não toxicidade e elevada biodegradabilidade, possibilitando que os fluidos de origem vegetal se tornem mais atrativos do ponto de vista ambiental.

Neste contexto, as empresas distribuidoras de energia tem incluído a utilização de transformadores com óleo vegetal como uma de suas iniciativas estratégicas para a melhoria de seus indicadores de desempenho técnicos, ambientais e econômicos.

Tais equipamentos desempenham papéis essenciais em sistemas elétricos de potência e, eventuais falhas podem acarretar grandes prejuízos, não apenas pelos danos nos equipamentos, mas também por danos pessoais, perdas de receitas, multas contratuais e diminuição da confiabilidade.

Os óleos vegetais são compostos orgânicos à base de ésteres - produtos naturais ou sintetizados quimicamente por precursores orgânicos. Os fluidos dielétricos baseados em éster sintético possuem boas características dielétricas e são mais biodegradáveis do que os óleos minerais baseados em hidrocarbonetos. Além disso, tem excelente estabilidade térmica, boas propriedades em altas temperaturas, ponto de fluidez próximo ao do óleo mineral e boa rigidez dielétrica. Seu alto custo, comparado a outros fluidos resistentes ao fogo, geralmente limita seu uso a subestações móveis, transformadores de potência, de distribuição e outras aplicações especiais.

Em contrapartida, o óleo mineral isolante apresenta ponto de combustão mais baixo e biodegradação mais lenta que o éster natural.

No passado, os isolantes líquidos oriundos de estéres naturais foram considerados inadequados para aplicação em transformadores devido a sua alta susceptibilidade à oxidação. No entanto, com o aumento da demanda por opções viáveis ao óleo mineral isolante, pesquisas foram intensificadas e diversas misturas de óleo foram avaliadas. Uma vez encontrada a melhor forma de equilibrar as propriedades dos ésteres, foi iniciado o seu aperfeiçoamento de modo a qualificar as características de oxidação e fluidez através da seleção de aditivos para melhoria de desempenho do fluido.

O óleo vegetal, proveniente do éster natural, possui viscosidade ligeiramente superior à do óleo mineral, maior resistência ao fogo e rigidez dielétrica superior, tanto na condição de fluido novo quanto após múltiplas operações de chaveamento na condição, quando submetido à condição de carga à qual o equipamento que o contenha estiver sujeito.

Uma fonte atrativa de ésteres naturais são os óleos de sementes. Disponíveis em larga escala e com custo de produção reduzido, estas sementes — derivadas de fontes naturais

renováveis, ao contrário dos óleos minerais — são utilizadas principalmente em gêneros alimentícios. A formulação do óleo vegetal não apresenta nenhuma toxicidade ao ser humano e tem tempo de degradação muito menor do que os óleos minerais. Além disso, os produtos de sua combustão completa são somente gás carbônico e água. O fluido pode ser filtrado, reciclado e facilmente descartável.

Apesar de sua viscosidade mais alta, o desempenho térmico do éster natural pode ser comparado ao óleo mineral isolante convencional. No pior caso, a elevação média da temperatura do enrolamento dos transformadores isolados com óleo vegetal é cerca de 5° C superior quando comparada à temperatura do óleo de origem mineral. Como o óleo vegetal apresenta alto ponto de fulgor - menor temperatura na qual um combustível liberta vapor em quantidade suficiente para formar uma mistura inflamável através de uma fonte externa de calor e alto ponto de combustão, é possível permitir o aumento da temperatura deste quando da operação do transformador, sem risco à segurança do transformador. A figura 3 apresenta os pontos de fulgor e combustão para diferentes tipos de isolantes líquidos com destaques para o óleo mineral isolante, que é considerado o óleo de transformador convencional (apresenta valores menores) e o óleo isolante líquido Envirottemp FR3 [8] – desenvolvido pela Cooper Power Systems, o qual é oriundo de fonte vegetal e apresenta excelentes características quando comparado com os demais.

Fig. 3 - Pontos de fulgor e combustão para diferentes tipos de isolantes líquidos [8]

Uma questão pertinente à adoção do óleo vegetal em transformadores é a durabilidade do papel isolante, ou seja, a forma como o novo fluido isolante pode afetar ou não a vida útil da isolação sólida.

Estudos publicados demonstram que, sob as mesmas condições, o envelhecimento do papel isolante em óleo vegetal é muito mais lento do que em óleo mineral isolante, sendo que os principais fatores de degradação do papel isolante em transformadores são a temperatura e a umidade.

O óleo vegetal pode acomodar uma quantidade maior de água do que o óleo de origem mineral, fazendo com que mais água seja deslocada do papel para o fluido. Esta é uma das características vantajosas dos ésteres naturais, pois há aumento da vida útil do papel.

Estima-se que o papel isolante aplicado em um transformador com óleo vegetal isolante com elevação média de temperatura de 85°C tenha a mesma vida útil de um papel idêntico num transformador a óleo mineral isolante com elevação média de temperatura de 65°C. Em outras palavras, para uma mesma vida útil, o papel termoestabilizado impregnado com óleo vegetal pode operar a uma temperatura 20°C maior que o papel com óleo mineral.

A importância deste resultado é enorme no projeto de novos transformadores ou na repotenciação - redefinição da potência nominal originalmente projetada através da adoção de avanços tecnológicos e de concepções mais modernas de projeto, a qual pode ser utilizada quando existe a necessidade de aumento ou redução de potência, sendo normalmente aplicada para acréscimo de potência em transformadores usados, uma vez que o efeito de extensão da vida útil da isolação representa imediatamente menores custos de projeto ou aumento da vida útil do equipamento, conforme demonstra um período de amostragem na figura 4.

Fig. 4 - Envelhecimento do papel isolante para diferentes tipos de óleos [9]

2.4.2. A isolação sólida

Empresas que interagem junto aos diversos sistemas elétricos, como agente consumidor, distribuidor ou gerador, ao longo dos anos, têm convivido com o problema do envelhecimento dos materiais que constituem os transformadores contidos nas respectivas instalações.

Neste aspecto, a vida útil dos transformadores está diretamente relacionada ao sistema isolante elétrico, composto principalmente de papel e óleo isolante. Embora o processo de envelhecimento possa ocorrer em ambos os materiais (papel e óleo), o papel isolante tem grande relevância no tempo de utilização do transformador, pois este se constitui como isolante primário do sistema de transformação, sendo, portanto, de substituição difícil.

O papel isolante é formado por longas fibras cujo principal constituinte é a celulose - polímero linear formado por uma sequência de anéis de glicose.

À medida que o papel envelhece, ocorre o rompimento dos anéis de glicose diminuindo o tamanho das fibras e como consequência dessa quebra de ligações ocorre a liberação de certa quantidade de água, produção de subprodutos da glicose e principalmente a diminuição da resistência mecânica do papel isolante.

Na fabricação do papel isolante usado nos transformadores, é utilizado o processo Kraft, no qual a madeira é tratada com uma mistura de hidróxido de sódio e sulfato de sódio.

Já o papel conhecido como termoestabilizado passa por um processo de estabilização térmica que pode envolver tanto reações de cianoetilação ou acetilação, como a adição de produtos químicos estabilizantes.

No primeiro processo, a celulose é quimicamente modificada pela substituição de alguns radicais de hidroxila por grupos mais estáveis. Enquanto que no segundo processo, a adição de produtos químicos estabilizadores reprime a tendência auto catalizadora do processo de envelhecimento, através de uma reação química com os produtos de envelhecimento, durante a qual os aditivos são consumidos.

Desta forma, o estudo da influência dos diferentes parâmetros que provocam a degradação do papel e também de métodos que permitam a avaliação do grau de envelhecimento do papel isolante tem sido objeto de estudo de vários pesquisadores, bem como o desenvolvimento de papéis isolantes sintéticos mais resistentes à degradação térmica [1].

O envelhecimento de um transformador está diretamente relacionado com a resistência mecânica do papel isolante da isolação sólida, que tem a característica de se alterar em função do tempo. No final de vida do equipamento, a sua isolação sólida se apresenta frágil e quebradiça com baixa resistência mecânica.

Atualmente, na maior parte do isolamento interno dos transformadores é utilizado o papel Kraft, ou seja, material cuja constituição predomina a celulose. Os produtos da degradação do papel Kraft, tais como, H_2O , CO e CO_2 são utilizados para avaliar as condições do papel. Por outro lado, a degradação térmica do óleo isolante também pode gerar água, monóxido de carbono e dióxido de carbono, além de outros gases, tais como, hidrogênio, metano, etano, etileno e acetileno.

O estudo dos parâmetros que provocam a degradação do isolante sólido e de métodos que permitam a avaliação do grau de envelhecimento tem sido objeto de vários pesquisadores, bem como o desenvolvimento de papéis isolantes sintéticos mais resistentes à degradação térmica. Nesse sentido, de maneira a se obter uma maior eficiência operativa dos transformadores em altas temperaturas, tem sido introduzido no mercado o uso do papel sintético de fibras de aramida (poliamida aromática), sob o nome comercial Nomex.

A produção comercial e patente do papel Nomex teve início em 1967, pela Dupont, na fábrica de Spruance, Virgínia, nos Estados Unidos da América, fábrica esta mantida até a presente data, tendo como característica a produção de todos os tipos de papéis caracterizados por Nomex [1] e [2].

O papel Nomex consiste de um polímero que se caracteriza pela estabilidade térmica cujas propriedades físicas e químicas possibilitam a utilização de tal material como meio isolante de equipamentos elétricos que atuam em alta e extra alta tensão.

O papel NOMEX é obtido através da mistura de pequenas partículas formadas de fibras aglutinantes e fibras curtas resultantes de cortes transversais de filamentos de fibras

de aramida, misturados numa massa aquosa e transformada numa estrutura contínua em folha por meio de uma papeleira especializada. Durante o processo de manufatura, o papel apresenta uma baixa densidade e propriedades mecânicas e elétricas limitadas. Porém, as etapas subsequentes de densificação e de adesão interna são realizadas em alta temperatura, da qual resulta um papel robusto e flexível.

Assim como os papéis de origem celulósica, o papel Nomex absorve umidade do ambiente, sendo que a quantidade de umidade absorvida depende principalmente da umidade relativa e do tempo de exposição do material. Entretanto, as propriedades elétricas do papel Nomex são pouco afetadas pelo conteúdo de umidade.

A umidade no papel Nomex tem um efeito plastificante nas propriedades mecânicas do papel, justificando a melhoria no seu desempenho. Como um exemplo, em uma amostra de 0,38 mm, papel Nomex tipo 410, foi constatado que o alongamento, a tenacidade e a resistência ao rasgo aumentaram em torno de 20 a 25% quando a umidade foi elevada de 0 a 5% [1].

O papel Nomex pode ser seco com ar quente em estufa convencional, sendo que a experiência tem mostrado que para a umidade evaporar em sua totalidade a temperatura de exposição deve ser superior a 100 °C, por um período de tempo que depende da densidade do papel, possibilitando que as propriedades originais do material possam ser recuperadas.

A aplicação no mercado do papel Nomex [2], especificamente, em transformadores, com vistas ao aumento da sua potência nominal tem se mostrado como alternativa aos fabricantes e pode ser realizada em 04 (quatro) tipos de sistemas de isolação [10]:

- Sistema de isolação homogênea: Isolante Nomex aplicado aos enrolamentos e pontos relevantes no aspecto térmico da isolação sólida, associado com a utilização de isolante líquido para alta temperatura para imersão dos enrolamentos.
- Sistema de isolação híbrida: Isolante Nomex aplicado a todos os pontos quentes dos enrolamentos e óleo mineral isolante ou outro isolante líquido de igual ou maior classe térmica para imersão dos enrolamentos.

- Sistema de isolamento semi- híbrido: Isolante Nomex aplicado somente em parte ou todos os enrolamentos e óleo mineral isolante ou outro isolante líquido de igual ou maior classe térmica.
- Sistema de isolamento mista: Isolante Nomex aplicado para proteção contra a demasiada taxa de envelhecimento em partes específicas dos enrolamentos e óleo mineral isolante ou outro isolante líquido de igual ou maior classe térmica.

Geralmente, devido ao alto custo para implantação do isolante Nomex nos enrolamentos e nos pontos relevantes no aspecto térmico da isolamento sólida do transformador, opta-se pela aplicação em determinadas partes. Para corroborar com este panorama, através de uma pesquisa de mercado, foi verificado que o custo de aquisição da isolamento dos enrolamentos de um determinado transformador em papel termoestabilizado representa, aproximadamente, 10% (dez por cento) do valor aplicado quando da aplicação de isolamento em NOMEX no mesmo tipo de enrolamento. Desta forma, o projeto considerado nesta pesquisa considera que nas partes mais frias do transformador serão isoladas com os tradicionais papéis celulósicos, enquanto que o material isolante Nomex será aplicado nas áreas mais quentes, ou seja, na isolamento dos condutores, chapas para espaçadores e canais de refrigeração, como apresentado na figura 5.

Fig. 5 - Descrição do sistema de isolamento semi- híbrido [11]

Embora a norma IEEE C57.91.1995 sugira que a temperatura máxima contínua de operação seja limitada em 95 °C, com aplicação de papel Kraft na isolamento sólida e 110 °C, com aplicação de papel termoestabilizado, estudos mostram que a composição da isolamento sólida com aplicação papel sintético estabilizado termicamente pode ser submetida a temperaturas maiores [12].

As fibras e polpas de aramida são usadas há muito tempo em papéis e chapas (*pressboards*) para sistemas de operação contínua, sob temperatura de 220°C, tendo como vantagens não gerar gases nem água na degradação térmica em temperaturas abaixo de 750°C e, do ponto de vista mecânico, as folhas de aramida demonstram melhor estabilidade e resistência do que a celulose quando submetidas a forças de compressão [12].

As propriedades elétricas dos papéis e chapas de aramida apresentam características superiores quando comparadas aos papéis Kraft, sendo que testes realizados nos papéis utilizados na isolamento de condutores têm demonstrado rigidez dielétrica similar à do papel Kraft e sob condições de impulso, o papel aramida demonstra um comportamento 25% melhor. Tais propriedades têm resultado na ampla utilização da aramida em sistemas de isolamento semi- híbrida em transformadores de potência [12].

O papel Nomex se apresenta termicamente muito mais estável quando comparado ao papel de origem celulósica, pois é reconhecido como material isolante classe térmica de 220°C em diversas instituições e somente sofre degradação térmica e libera produtos de decomposição quando submetido a temperaturas elevadas.

O material isolante Nomex apresenta alta resistência mecânica, baixo alongamento, alta resistência ao calor e alta resistência a meios com características ácidas ou básicas.

A definição da palavra “papel” sugere que o termo deve ser empregado para folhas produzidas a partir da polpa de fibras celulósicas. Entretanto, como o Nomex do tipo 410 (0,25mm) é compatível e pode ser utilizado para substituir o papel Kraft de origem celulósica na fabricação de equipamentos elétricos de alta tensão, sendo usual denotar este material como papel Nomex.

3. O COMPORTAMENTO TÉRMICO DO TRANSFORMADOR

A cláusula 6.7, da Norma NBR 5416 [13], apresenta orientações a respeito do cálculo da temperatura máxima de operação do transformador de potência. No entanto, quando tal equipamento se encontra em operação, muitas variáveis (condição de carregamento, condições climáticas, estado de conservação e limite de vida útil) podem influenciar seu desempenho.

De acordo com o anexo B da mesma norma, na fase de projeto a potência nominal do transformador é definida e, no aspecto térmico, é considerada a temperatura ambiente constante de 30⁰ C. No entanto, quando o transformador está em operação em condições reais, fatores como a radiação e a própria temperatura ambiente podem variar consideravelmente, tornando necessária a revisão da potência nominal do transformador, pois os parâmetros de projeto quando comparados com os valores de operação do transformador podem apresentar variações.

Observa-se que o transformador apresentará uma melhor capacidade se for considerado que seu carregamento seja limitado pela sua capacidade térmica e não em função da sua potência nominal. Ademais, para o carregamento do transformador a ser mantido no limite de sua capacidade térmica será necessário monitorar as temperaturas de operação, a temperatura ambiente e controlar em tempo real o carregamento elétrico de forma a assegurar a confiabilidade de sua operação e evitar o seu envelhecimento precoce.

O carregamento elétrico do transformador, nestas condições, é denominado de carregamento dinâmico do transformador. Desta forma, no carregamento dinâmico a temperatura do ponto quente do enrolamento e a temperatura do topo do óleo devem ser monitoradas, pois existe a possibilidade de formação de gases que podem deteriorar a qualidade do óleo isolante, comprometer a confiabilidade da operação e podem causar o envelhecimento precoce do transformador. Igualmente, caso haja umidade na isolação do transformador, a combinação desta com a elevação de temperatura pode ocasionar a formação de bolhas e comprometer a operação do transformador [14]. Cabe salientar que em um transformador em operação, a máxima temperatura que a isolação sólida pode suportar deve ser aquela do ponto mais quente do seu enrolamento e que o papel isolante desta mesma isolação pode se deteriorar rapidamente, quando submetida a altas temperaturas, associado ao elevado teor de umidade e oxigênio [14].

A Norma NBR 5410 [13] também determina os valores limites de temperatura de operação e as condições que devem ser observadas para o carregamento elétrico do transformador imerso em óleo mineral isolante.

Os transformadores de potência são projetados para operarem em condições de carga pesada, as quais incluem o regime de carga de emergência e com o aumento da carga, há uma elevação das temperaturas internas do transformador, podendo causar redução da sua expectativa de vida útil. A expectativa de vida útil do transformador é definida como a vida da isolação sólida do enrolamento do mesmo e esta mesma isolação se deteriora em função do tempo e da temperatura [15].

A modelagem dinâmica do comportamento térmico do transformador pode ser considerada como um dos aspectos mais importantes no monitoramento das condições de operação dos transformadores de potência, sendo que a comparação entre os valores medidos e os previstos das temperaturas de operação, pode fornecer um panorama das condições do equipamento, bem como indicar possíveis anormalidades. O conhecimento adequado das características térmicas do transformador pode permitir uma melhor avaliação de suas condições de operação, podendo reduzir o risco de falha e possibilitar a otimização das condições de carregamento.

3.1 Carregamento do transformador

O carregamento do transformador está associado à elevação de temperatura, em relação à temperatura ambiente, que os enrolamentos alcançam quando através destes circula a corrente que alimenta a carga. Enquanto que a corrente nominal associada à potência nominal se refere à temperatura especificada de projeto, compatível com o tipo de material isolante utilizado na construção do equipamento.

Desta forma, quando se considera a temperatura ambiente constante de 30°C e carga constante e igual à carga nominal, os enrolamentos do transformador estarão submetidos à elevação de temperatura especificada.

Nesta condição, considerando-se que as condições de manutenção do equipamento são

adequadas (qualidade do óleo isolante, estanqueidade e integridade mecânica e elétrica), o consumo da vida útil se resume ao envelhecimento do material isolante.

A norma brasileira NBR 5416/97 estabelece valores de referência para a vida útil do transformador, baseada apenas no envelhecimento do papel isolante quando submetido à temperatura especificada (grau de polimerização varia entre 1.200 e 150, respectivamente, isolação nova e deteriorada).

Baseado nos parâmetros físicos do transformador e outros decorrentes do ensaio de aquecimento, bem como na curva de carga de cada subestação, a avaliação dos carregamentos aplicados a tais equipamentos permite a liberação de potências dos transformadores por determinados períodos e em função da temperatura ambiente.

Os níveis de consumo de vida esperados ou admitidos em cada condição de operação, bem como os riscos operativos associados juntos, estabelecem os carregamentos liberados, os quais são classificados, em ordem crescente de temperatura de operação e risco de acordo com a Norma NBR 5416/97.

De acordo com a referência da Norma NBR 5416/97, os carregamentos dos transformadores de potência são classificados como:

- Ciclo de carregamento em condição normal de operação;
- Ciclo de carregamento em condição de emergência de longa duração;
- Ciclo de carregamento em condição de emergência de curta duração.

Um ciclo de carregamento em condições normais de operação é aquele em que as temperaturas máximas do topo do óleo e a do ponto mais quente do enrolamento não são ultrapassadas, mesmo que em parte do ciclo, seja ultrapassada a potência nominal.

Os ciclos de carregamento em condições de emergência ocorrem em decorrência dos desligamentos prolongados de transformadores, em função do desligamento de algum elemento do sistema e, portanto, podem ser admitidas ultrapassagens das temperaturas limite, lembrando que nestes casos, são condições de carregamento que podem envolver maiores riscos tanto no que se refere a falhas como representam uma aceleração do envelhecimento térmico da isolação. Neste ponto reside a importância da aplicação de ferramentas por parte dos gestores para determinação das condições de operação nestas condições visando

estabelecer as temperaturas máximas atingidas nos pontos mais quentes, bem como, a perda de vida relativa da isolação em função destas temperaturas.

É possível que durante um ciclo de carregamento em condições de emergência, a capacidade nominal (valor de placa) seja ultrapassada, sendo que nesta situação, aspectos relevantes como a temperatura no ponto mais quente do enrolamento, do óleo ou de outras partes como conexões, o aumento da corrente de carga, a formação de bolhas, os valores de temperatura que buchas, comutadores de tensão, cabos e conexões e transformadores de corrente podem ser submetidos acima dos valores de projeto. Cabe ressaltar que o sobreaquecimento destes componentes associado a temperaturas elevadas do óleo isolante podem levar a sobrepressão no sistema de selagem do óleo no conservador, causando a ruptura do mesmo.

Quanto à duração do carregamento de emergência, a capacidade de um transformador suportar temperaturas acima das condições nominais de placa depende do seu porte, sendo que quanto maior a potência do transformador, maiores serão as massas de isolação sujeitas a estresse dielétrico e finalmente, maiores serão as dificuldades para a determinação do ponto mais quente do enrolamento.

De acordo com Kajikawa [16], os transformadores de maior potência são mais vulneráveis do que os transformadores de menor porte no que se refere à condição de carregamento acima do valor nominal e, portanto, estabelece três categorias de transformadores quando da avaliação de carregamento nestas condições:

- Transformadores de distribuição, para potências até 2.500 kVA (trifásico) ou 833 kVA (monofásico);
- Transformadores de potência de médio porte, para potências até 100 MVA (trifásico) ou 33,3 MVA (monofásico);
- Transformadores de potência de grande porte, para potências maiores que as mencionas.

Em função disto, a Norma IEC 60076-7 [17] propõe alguns valores limites de carregamento e temperatura para cada categoria de transformadores e para cada tipo ciclo de carregamento, como mostrado na tabela 3.

Tabela 3 – Limites de carregamento e temperatura de acordo com ciclo de carga e porte do transformador [17]

Tipo de carregamento	Transformador de distribuição	Transformador de médio porte	Transformador de grande porte
a) Condição Normal			
Carregamento (pu)	1,5	1,5	1,3
Ponto mais quente do enrolamento (°C)	120	120	120
Temperatura máxima em estruturas metálicas (°C)	140	140	140
Topo de óleo (°C)	105	105	105
b) Emergência de longa duração			
Carregamento (pu)	1,8	1,5	1,3
Ponto mais quente do enrolamento (°C)	140	140	140
Temperatura máxima em estruturas metálicas (°C)	160	160	160
Topo de óleo (°C)	115	115	115
c) Emergência de curta duração			
Carregamento (pu)	2,0	1,8	1,5
Ponto mais quente do enrolamento (°C)	Não aplicável	160	160
Temperatura máxima em estruturas metálicas (°C)	Não aplicável	180	180
Topo de óleo (°C)	Não aplicável	115	115

3.2 Determinação das temperaturas máximas de operação

Conforme mencionado, o envelhecimento do transformador é relacionado com o envelhecimento térmico da sua isolamento e isto torna extremamente importante a determinação exata das temperaturas máximas atingidas durante o carregamento do transformador.

No entanto, a distribuição de calor no interior do transformador, conforme ilustrado na figura 6, torna a determinação das temperaturas máximas no interior dos enrolamentos bastante complexa e dependente de diversos fatores como o tipo de enrolamento, a quantidade e dimensões dos canais de óleo, o meio isolante e o tipo de sistema de resfriamento.

Fig. 6 – Inspeção de temperatura com auxílio de equipamento de termovisão [18]

Além disto, a elevação de temperatura depende das condições de temperatura do meio de resfriamento e também das condições de carregamento citadas, as quais, geralmente, não são constantes.

Neste aspecto, para efetuar o cálculo da temperatura do ponto mais quente do enrolamento, considerar-se-á as condições de carregamento e temperatura ambiente como constantes e aplicar-se-á tais valores para as condições reais de operação tanto para carga nominal quanto para condições de sobrecarga.

A partir de agora, os seguintes símbolos e abreviaturas serão utilizados, onde as temperaturas são indicadas através de θ e as elevações de temperaturas ou diferenças de temperaturas são indicadas através de $\Delta\theta$.

3.2.1 Temperatura do ponto mais quente em condições constantes

De acordo com a norma IEEE [15], para o cálculo da temperatura do ponto mais quente do enrolamento é assumido a temperatura que se encontra no interior dos enrolamentos e se refere à temperatura do óleo que se encontra em contato com a isolação dos condutores. Esta temperatura é dada pela seguinte equação:

$$\theta_H = \theta_A + \Delta\theta_{TO} + \Delta\theta_H \quad (3.1)$$

Onde:

θ_H é a temperatura do ponto mais quente;

θ_A é a temperatura ambiente;

$\Delta\theta_{TO}$ é a elevação de temperatura do topo de óleo sobre o ambiente para carga considerada e,

$\Delta\theta_H$ é a elevação de temperatura do ponto mais quente sobre o topo de óleo para uma carga considerada.

Nos transformadores em operação, a temperatura ambiente e a temperatura do topo de óleo no tanque em uma dada condição de carregamento, podem ser obtidas através de cálculo ou através da utilização de dispositivos de medição (sensor de imagem térmica e sensor de fibra óptica), os quais são instalados no transformador. No entanto, a determinação através de cálculo da elevação de temperatura do ponto mais quente sobre o topo de óleo para uma carga considerada é mais complexa e considera fatores como o tipo de enrolamento, quantidade e dimensão dos canais de óleo dos enrolamentos, meio isolante e o tipo de sistema de resfriamento, sendo que, associados a estes, o óleo isolante ao ser aquecido internamente ao transformador, tende a circular na parte superior do tanque, região na qual circula corrente em maior intensidade e também onde são realizadas as conexões e interligações dos enrolamentos e conexões mecânicas (fixação de parafusos e pontos de solda), podendo resultar em pontos de aquecimento.

Como alternativas para determinação da elevação de temperatura do ponto mais quente sobre o topo de óleo para uma carga considerada é realizado o ensaio de aquecimento do transformador descrito na norma NBR 5356-2 [19], o qual é realizado em fábrica com a

medição direta da temperatura através da instalação de dispositivos de medição.

3.2.2 Medição indireta da temperatura do ponto mais quente

A grande maioria dos transformadores fabricados na atualidade utiliza o sistema de medição de temperatura do enrolamento de forma indireta, ou seja, o chamado “imagem térmica do enrolamento”. A imagem térmica é a técnica utilizada para medir a temperatura no enrolamento do transformador. Ela é denominada imagem térmica, pois reproduz indiretamente a temperatura do ponto mais quente do enrolamento.

A temperatura do enrolamento que é a parte mais quente do transformador é a temperatura do topo do óleo acrescida de sobre elevação da temperatura do enrolamento em relação ao topo do óleo.

Para a calibração deste sistema de medição de temperatura, utiliza-se o valor do gradiente de temperatura óleo-enrolamento $\Delta\theta_H$. Cabe ressaltar que o sistema de imagem térmica do enrolamento consiste basicamente de um indicador de temperatura, um transformador de corrente instalado no enrolamento que se deseja monitorar, um resistor de imagem térmica e um dispositivo de ajuste de corrente equivalente, como mostra a figura 7. A funcionalidade consiste que o resistor de imagem térmica deve possuir uma constante térmica de tempo (tempo necessário para a temperatura do óleo isolante possa alterar do valor inicial para o valor final em uma condição de carregamento constante) similar a constante térmica de tempo do transformador.

Fig. 7 – Sistema de imagem térmica do enrolamento do transformador [20]

Conforme pode ser observado na figura 7, o dispositivo de ajuste de corrente deve permitir a circulação de uma corrente I_{ajuste} no resistor de imagem térmica de tal forma que este produza uma elevação de temperatura no sensor de medição que representa o gradiente de temperatura óleo-enrolamento.

3.2.3 Medição direta da temperatura do ponto mais quente

A aplicação de sensores de fibra óptica para medição de temperaturas do ponto quente em enrolamentos de transformadores foi iniciada nos anos 80. No entanto, desde aquela época, existem dúvidas a respeito de quantos sensores devem ser utilizados, bem como o local de instalação, pois quando o transformador está em operação é possível que surjam pontos quentes decorrentes de desgaste, pontos de conexão, funcionamento irregular de algum componente interno ou mesmo em consequência da alteração da corrente de carga.

Segundo o CIGRÉ apud Tamura [21], uma pesquisa realizada através de um grupo de trabalho do próprio CIGRÉ, verificou quais recomendações deveriam ser observadas quanto à quantidade e locais para instalação dos sensores de fibra óptica no transformador de potência.

Como resultado, o próprio grupo de trabalho do CIGRÉ propôs que os sensores devem ser instalados no disco ou espira da parte superior do enrolamento de alta tensão, especificamente, entre condutores e calços e com posições de circunferências variadas [21].

Ainda de acordo com CIGRÉ apud Tamura [21], pesquisas realizadas na Finlândia com transformadores em condições de sobrecarga norteiam como boas práticas a instalação dos sensores em cada enrolamento e, ao menos, especificamente, no segundo ou terceiro disco ou espiras superiores de uma determinada bobina, pois com a alteração da corrente de carga, o ponto quente pode variar entre os enrolamentos. Quanto à quantidade de sensores, a mesma pesquisa demanda que, ao menos 08 (oito) sensores devem ser instalados, sendo que destes, 06 (seis) sensores devem ser instalados nos enrolamentos de alta tensão.

É evidente que a única maneira de identificação do ponto quente real é através da medição de temperatura em toda a extensão do enrolamento, mas a instalação de 08 (oito) sensores, embora demande custos expressivos, se apresenta aplicável, pois a maior temperatura apresentada através dos mesmos pode ser assumida como sendo a temperatura do ponto mais quente real, isto sem comprometer o efeito na vida útil do transformador.

Ainda, em alguns casos, mesmo sendo instalados 15 sensores de fibra óptica em um determinado transformador, nenhuma temperatura acima dos limites normalizados foi verificada. Como exemplo prático da aplicação de sensores de fibra óptica nos enrolamentos de transformadores, a figura 8 mostra um exemplo de instalação de sensores de fibra óptica em um calço, antes do mesmo ser instalado no enrolamento.

Fig. 8 - Medição direta de temperatura: sensor de fibra óptica montado em calço [22]

Enquanto que a figura 9 apresenta o sensor de fibra óptica posicionado no enrolamento do transformador de potência. Cabe ressaltar que o sensor de fibra óptica é montado entre 03 (três) calços, de forma que, durante o processo de prensagem entre tais calços, o sensor de fibra óptica não seja danificado.

Fig. 9 - Medição direta de temperatura: instalação de sensor de fibra óptica em enrolamento [22]

De acordo com a norma [17], experiências com sensores de fibra óptica foram realizadas com um transformador de 400MVA e, foram instalados oito sensores, dos quais, seis deles nos enrolamentos de alta tensão, enquanto que outros dois sensores foram instalados nos canais de óleo – canais para circulação de óleo isolante no interior da bobina.

Como informação adicional, a figura 10 apresenta os valores de temperatura medidos (Kelvin) para uma das bobinas de alta tensão – identificada como fase B, na qual os valores de elevação de temperatura, acima da temperatura ambiente de 25,6 °C, foram verificados em condição de sobrecarga com 1,6 pu.

Nota: o termo “*exit*” ilustrado na figura 10 faz menção à saída da bobina ou as terminações dos fios da bobina, fase B.

Fig. 10 - Medição direta de temperatura: localização dos sensores de fibra óptica ao longo do enrolamento [17]

Cabe reiterar que, independentemente das formas de medições de temperatura internas descritas nesta pesquisa, compete ao fabricante do transformador durante a fase de projeto calcular, avaliar e definir a distribuição de temperatura nos enrolamentos, de forma a assegurar que o transformador a ser fabricado atenda as características de carregamento especificadas pelas normas e solicitadas pelo cliente. Desta forma, a medição da temperatura do ponto mais quente, através do método direto através de sensores de fibra óptica, do método indireto com sensor de imagem térmica ou ainda, através do ensaio de aquecimento do transformador descrito na norma NBR 5356-2 [19], poderão comprovar e validar os valores calculados.

3.2.4 Determinação da temperatura do ponto mais quente na etapa de projeto

Outra forma aplicável para determinação da temperatura do ponto mais quente do transformador ocorre ainda na etapa do projeto. Nesta etapa, através simulações computacionais, os projetistas utilizam de *softwares* capazes de modelar o projeto do transformador. Dentre os modelos de simulação, podemos citar os modelos termo hidráulicos, os quais avaliam os enrolamentos a respeito de aspectos térmicos e de fluxo de circulação do óleo isolante.

O IEEE disponibilizou um guia [23] que apresenta orientações para determinação da máxima elevação de temperatura em transformadores imersos em óleo isolante através de simulações. Tal guia descreve critérios para o modelamento térmico com melhor precisão, também fornece orientações importantes para a realização de testes e explica a importância do desenvolvimento de um modelo térmico preciso para instalação adequada de sensores para medição de temperatura.

O mesmo guia também orienta que o modelo de transformador a ser simulado deve ser baseado em princípios fundamentais de perda e transferência de calor e considera:

- Dimensões de todos os componentes que afetam a transferência de calor;
- Fluxo do isolante líquido nos canais do enrolamento;
- Transferência de calor entre radiadores e trocadores de calor e seus efeitos sobre o aumento da temperatura do óleo isolante;
- Distribuição de perdas dentro do enrolamento;
- Interações do fluxo do líquido isolante com radiadores e tubulações;
- Efeitos da transferência de calor dentro do enrolamento, causadas pelas diferentes medidas dos condutores que compõem o enrolamento.

Também, durante as simulações computacionais, é possível estimar os pontos quentes que podem surgir no enrolamento devido aos campos magnéticos dispersos numa determinada bobina e nas saídas de baixa e alta tensão. Desta forma o projetista pode “prever” as regiões de possíveis pontos quentes e adequar à configuração do transformador.

Neste aspecto, uma das medidas para se solucionar pontos quentes que possam surgir no transformador, considera a utilização de materiais com características antimagnéticas

(permeabilidade magnética muito próxima do ar) ou blindagem de aço silício, cobre ou alumínio.

Para exemplificar a utilização destes materiais antimagnéticos, a figura 11 ilustra o campo magnético proveniente da circulação de corrente através de um condutor instalado próximo à parede do tanque do transformador. Esse campo magnético induz corrente parasita que, por sua vez, causa elevação da temperatura no enrolamento, resultando em perdas. No exemplo em questão, a temperatura atingiu um valor máximo de 131,26 °C, conforme ilustrado no gráfico da figura 11.

Fig. 11 – Determinação do ponto mais quente – Simulação I [Cortesia WEG]

Para solucionar o problema da elevação de temperatura constatada, o projetista “instala”, em caráter de simulação, uma blindagem na parede do tanque do transformador.

De forma a ilustrar o fenômeno da eventual migração do ponto mais quente no interior do transformador, o projetista, propositalmente, inseriu uma blindagem de aço silício mal dimensionada na lateral do tanque, conforme ilustra a figura 12.

Fig. 12 – Determinação do ponto mais quente – Simulação II [Cortesia WEG]

Assim, após a inserção da blindagem é possível se verificar uma alteração da influência do campo magnético que passa a interagir com a extremidade da blindagem.

Nota-se que a região central do tanque principal, a qual, anteriormente, estava exposta a altas temperaturas, ficou protegida após a instalação da blindagem. Porém, nas extremidades da blindagem houve um acúmulo de campo magnético que é traduzido em perdas ôhmicas e por efeito Joule, surge o aquecimento. Neste aspecto, a simulação também se mostra relevante, pois o mesmo software que é utilizado na simulação também transforma o valor de perdas geradas em temperatura e disponibiliza o perfil térmico do transformador, possibilitando que o projetista atue no sentido de desenvolver um equipamento em conformidade com as normas em vigência e as necessidades de aplicação.

3.2.5 Medição da temperatura do topo do óleo isolante

A medição da temperatura do topo do óleo isolante do transformador é realizada através de controladores microprocessados de temperatura, normalmente chamados de monitores de temperatura, conforme figura 13.

Fig. 13 – Monitor de temperatura tipo TM1 [24]

Tais equipamentos foram desenvolvidos para substituição dos termômetros analógicos de óleo e enrolamento tradicionais utilizados em transformadores.

O monitor de temperatura recebe o valor de resistência de um sensor instalado em um “termo poço” existente na tampa do transformador. Também conhecido como PT 100 a 0° C (termo resistência de platina que a 0° C apresenta uma resistência de 100 Ω), conforme ilustra a figura 14. Este sensor transforma o valor verificado, através de um transdutor incorporado, em temperatura equivalente, a qual é vista no monitor de temperatura com painel frontal digital.

Fig. 14 – Sensor de temperatura tipo PT100 [24]

3.3 Determinação das temperaturas máximas em condições de operação normal ou em sobrecarga

Conforme exposto no início deste capítulo, da mesma forma que o carregamento de um transformador segue características cíclicas, a temperatura ambiente na qual o mesmo está inserido não é constante e apresenta variações a cada período do dia e é influenciada pelas condições climáticas e sazonalidade.

Desta forma, para determinação da temperatura do ponto mais quente do transformador os vários métodos existentes consideram estas condições, somados aos parâmetros característicos do transformador, tais como as elevações de temperatura máximas do óleo e enrolamento em condições nominais e as constantes térmicas do óleo e enrolamento.

De acordo com Kajikawa [16], os métodos existentes são classificados em dois grupos, sendo que um é baseado na solução de expressões exponenciais e a outro na solução de expressões iterativas ou diferenciais. O método de solução através de expressões exponenciais é recomendado para aplicação nas condições de carregamento que podem ser transformados

em uma função degrau, sendo indicado para determinação dos parâmetros de calor nos testes realizados em fábrica.

O método de expressões iterativas ou diferenciais é recomendado para condições de carregamento e temperatura variáveis, sendo indicado para aplicação no monitoramento on-line de transformador.

3.3.1 Método de solução de expressões iterativas e diferenciais

O método é descrito na norma IEEE C57.91-1995 [15], através do seu anexo G, no qual as temperaturas são obtidas com a aplicação de expressões de conservação de energia para um pequeno intervalo de tempo Δt . De acordo com este método, as expressões são formuladas de forma a possibilitar que as temperaturas obtidas para um tempo t_1 , sejam aplicadas para o cálculo das temperaturas para o próximo instante $t_1 + \Delta t$.

Desta forma, em cada etapa, as perdas são calculadas para a respectiva carga com as correções nas resistências em função da temperatura. Fatores de correção que consideram a alteração da viscosidade devido à temperatura também são incorporados nas expressões.

Também, conforme Kajikawa [16], em função do grande número de variáveis aplicadas para o cálculo da temperatura através deste método, torna-se necessária a utilização de programas de computador, os quais consideram como dados de entrada, todas as características nominais do transformador (perdas, elevação de temperatura do topo de óleo, entrada de óleo e ponto mais quente, massas de cobre, óleo, tanque e acessórios), as temperaturas do ambiente, condições iniciais de carga e o ciclo de carga desejado.

3.3.2 Método de solução de expressões exponenciais

O método utilizando solução de expressões exponenciais foi desenvolvido através do princípio de transferência de calor com a comparação entre parâmetros térmicos e elétricos. Os modelos térmicos de transferência de calor entre o óleo e o meio refrigerante e entre o enrolamento e o óleo, bem como as expressões correspondentes são detalhados por Swift [25].

A norma IEC 60076-7 [17], também apresenta uma solução de equação exponencial para determinação das temperaturas internas em função da aplicação de uma carga expressa

em forma de degrau, exemplificada na figura 15, a qual possibilita o cálculo da elevação da temperatura como função do tempo.

Fig. 15 - Ilustração do comportamento da carga expressa na forma de degrau [17]

Sendo que a formulação para o cálculo é expressa conforme segue [17]:

$$\theta_{H(t)} = \theta_A + \Delta\theta_{TOi} + \left\{ \Delta\theta_{TO n} \cdot \left(\frac{K^2 \cdot R + 1}{R + 1} \right)^n - \Delta\theta_{TOi} \right\} \cdot f_1(t) + \Delta\theta_{Hi} +$$

$$+ [H \cdot \Delta\theta_E \cdot K^m - \Delta\theta_{Hi}] \cdot f_2(t) \quad (3.2)$$

onde:

$$f_1(t) = 1 - e^{\left(\frac{-t}{K_{11} \cdot T_0} \right)} \quad (3.3)$$

$$f_2(t) = K_{21} \cdot \left\{ 1 - e^{\left(\frac{-t}{K_{22} \times T_E} \right)} \right\} - (K_{21} - 1) \cdot \left\{ 1 - e^{\left(\frac{-t}{K_{22}} \right)} \right\} \quad (3.4)$$

A função $f_1(t)$ descreve o aumento relativo de elevação da temperatura no topo do óleo, enquanto que a função $f_2(t)$ descreve o aumento relativo do gradiente do ponto quente em relação ao topo do óleo.

Cabe ressaltar que os expoentes n e m variam com o tipo do sistema de resfriamento utilizado, variando entre 0,8 e 1,0 e, de acordo com o anexo A da norma NBR 5416/97 [13], os valores das constantes de tempo do óleo variam entre 1,5 a 3,0 horas, sendo que o valor da constante de tempo do ponto mais quente varia entre 4 a 10 minutos. Mas, para determinação exata de tais constantes são necessárias informações construtivas do transformador, tais como a massa do cobre, do óleo e do tanque e acessórios.

Ainda no contexto da solução de expressões exponenciais, as referências [13] e [15] também apresentam expressões similares com o mesmo conceito, conforme segue:

- Elevação da temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente em carga nominal:

$$\Delta\theta_{TO} = [\Delta\theta_{TOf} - \Delta\theta_{TOi}] \cdot \left(1 - e^{\frac{-t}{\tau_o}}\right) + \Delta\theta_{TOi} \quad (3.5)$$

- Elevação da temperatura do ponto mais quente sobre a temperatura do topo do óleo em carga nominal:

$$\Delta\theta_H = [\Delta\theta_{Hf} - \Delta\theta_{Hi}] \cdot \left(1 - e^{\frac{-t}{\tau_E}}\right) + \Delta\theta_{Hi} \quad (3.6)$$

onde:

$$\Delta\theta_{TOi} = \Delta\theta_{TOn} \cdot \left(\frac{K_i^2 \cdot R + 1}{R + 1}\right)^n \quad (3.7)$$

$$\Delta\theta_{TOf} = \Delta\theta_{TOn} \cdot \left(\frac{K_f^2 \cdot R + 1}{R + 1}\right)^n \quad (3.8)$$

$$\Delta\theta_{Hi} = \Delta\theta_{Hn} \cdot K_i^{2m} \quad (3.9)$$

$$\Delta\theta_{Hf} = \Delta\theta_{Hn} \cdot K_f^{2m} \quad (3.10)$$

Calculado os valores de $\Delta\theta_{TO}$ e $\Delta\theta_H$, aplicam-se os mesmos na equação (3.1) de forma a obter a temperatura do ponto mais quente (e similarmente do topo do óleo) do transformador.

3.3.3 Determinação do gradiente de temperatura óleo-enrolamento através do ensaio de aquecimento

De acordo com a norma IEC 60076-7 [17], para determinação do gradiente da temperatura entre o óleo e o enrolamento do transformador, é assumido um modelo matemático de distribuição de temperatura no enrolamento, sendo que este modelo considera a repartição da temperatura linear em relação a sua altura axial no enrolamento conforme é mostrado no diagrama térmico da figura 6, este modelo não é influenciado pelo tipo de sistema de resfriamento utilizado.

Desta forma, o modelo considera que a elevação de temperatura do enrolamento aumenta linearmente da parte inferior até a sua parte superior e que da mesma forma a elevação da temperatura do óleo também aumenta linearmente. De acordo com o gráfico, verifica-se que as linhas representativas das temperaturas do óleo e do enrolamento aparecerão como duas linhas paralelas.

Fig. 16 – Diagrama térmico do enrolamento do transformador [17]

Para determinação da temperatura média dos enrolamentos utiliza-se o método da variação de resistência elétrica, estabelecido na NBR 5356- 2 [19], sendo que a temperatura do óleo na parte superior do tanque principal é medida através de sensores imersos no óleo e instalados na tampa principal.

A temperatura do ponto mais quente é obtida na extremidade superior do enrolamento, aplicando-se o produto da diferença entre a elevação da temperatura média dos enrolamentos e a temperatura do topo do óleo por um fator do ponto mais quente, ou seja:

$$\Delta\theta_H = H.\Delta\theta_E \quad (3.11)$$

O fator do ponto mais quente (H) é uma característica específica de cada tipo de enrolamento, varia de acordo com o porte do transformador, atinge valores entre 1,0 a 2,1, em transformadores de médio e para transformadores de grande porte, considera-se o fator H igual a 1,3. Cabe ressaltar que em transformadores de grande porte existem variações consideráveis no dimensionamento em função projeto e são recomendadas medições para determinação do fator H [17].

Assunção [14] conclui que, como o modelo em questão assume que o perfil da temperatura do óleo dentro do enrolamento aumenta linearmente do fundo ao topo, a diferença entre a temperatura do enrolamento e a temperatura do óleo é constante ao longo do enrolamento, que a elevação da temperatura do ponto quente é maior que a elevação de temperatura do condutor no topo do enrolamento, que ocorre o aumento e redução da temperatura do óleo e enrolamento com a mesma constante de tempo e não considerada a incidência de radiação solar, logo, torna-se um modelo simplificado.

3.3.4 Cálculo da constante de tempo do óleo e do enrolamento

A constante térmica de tempo do enrolamento é dada através de:

$$\tau_W = \frac{m_W \cdot C \cdot g}{60 \cdot P_W} \quad (3.12)$$

onde:

τ_W : é a constante térmica de tempo do enrolamento, em minutos, para uma carga considerada;

g : gradiente em graus (Kelvin) do óleo para o enrolamento, para uma carga considerada;

m_W : é a massa do enrolamento, em quilograma;

C : é o calor específico do material condutor, em $Ws/(kg.K)$, considerado em 390 para cobre e 890 para alumínio;

P_W : é a perda no enrolamento, dada em W .

A constante térmica de tempo do óleo é calculada de acordo com os princípios da referência C57.91 [15]. Isto significa que a capacidade térmica C (em Joule por Kelvin) para os sistemas de resfriamento ONAN e ONAF é:

$$C = 0,132 \cdot m_A + 0,0882 \cdot m_T + 0,400 \cdot m_O \quad (3.13)$$

onde:

m_A é a massa do núcleo e das bobinas, em quilograma;

m_T é a massa do tanque e acessórios, em quilogramas (apenas as partes em contato com o óleo que está sendo usado);

m_O é a massa do óleo em quilogramas.

Para o sistema de ventilação com óleo forçado, seja OF ou OD, a capacidade térmica é:

$$C = 0,132 \cdot (m_A + m_T) + 0,580 \cdot m_O \quad (3.14)$$

A constante térmica de tempo do óleo para uma carga considerada é obtida através da seguinte equação:

$$\tau_o = \frac{C \times \Delta\theta_{OM} \times 60}{P} \quad (3.15)$$

onde:

τ_o é a média da constante de tempo do óleo, em minutos;

$\Delta\theta_{OM}$ é a média da elevação da temperatura do óleo sobre a temperatura ambiente em graus (Kelvin), para uma carga considerada;

P é a perda em W.

3.3.5 Confiabilidade do atual sistema de proteção do transformador

Os equipamentos instalados no transformador para monitoramento da temperatura interna do transformador, chamados de termômetros ou monitores, possibilitam realizar a proteção térmica, através de funções de alarme e proteção. Tais equipamentos detectam a elevação de temperatura por ocorrência de carregamentos acima das condições nominais do transformador que elevem a temperatura do óleo ou enrolamento a valores indesejáveis ou quando da elevação da temperatura interna causada pela falha de um dos componentes do sistema de refrigeração (ventilador, radiador, bomba de circulação, trocador de calor, serpentina).

Outro fator relevante diz respeito ao estado de conservação dos termômetros, particularmente, no aspecto na manutenção dos mesmos, pois na fase de pesquisas de campo foi possível verificar que alguns termômetros instalados apresentavam mau estado de conservação, sendo que em outros casos, a leitura apresentada através dos mostradores dos termômetros pode não condizer com o status operativo do transformador.

É de fundamental importância que os dispositivos de temperatura de óleo e os enrolamentos estejam aferidos e ajustados para fornecer uma indicação precisa, possibilitando efetuar o comando correto do sistema de resfriamento. Caso contrário, é possível que a não conformidade de tais dispositivos, propicie que a temperatura interna do transformador possa estar em nível acima do especificado pelas normas vigentes, levando à redução da vida útil do mesmo. Deste modo, a elevação da temperatura interna do transformador também depende da política de manutenção adotada pelo gestor.

Os efeitos da temperatura de operação na isolação, ao longo do tempo, podem ser medidos de várias maneiras. A norma brasileira NBR 5416/97 segue uma adaptação da teoria de Arrhenius, que estabelece que o logaritmo da vida da isolação seja uma função do inverso da temperatura absoluta, conforme segue:

$$\log \text{ vida (horas)} = A + \frac{B}{T} \quad (3.16)$$

onde:

T é a temperatura absoluta em Kelvin ($\theta_e + 273^\circ \text{C}$);

θ_e é a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos em graus Celsius;

A e B são constantes da curva de expectativa, sendo:

A é igual a -14,133 (transformador de 55°C);

A é igual a -13,391 (transformador de 65°C);

B é igual a 6972,15.

Ainda de acordo com a NBR-5416/ 97, a expectativa de 65.000 horas de vida útil dos transformadores de potência é considerada normal, quando sua operação é contínua com o

ponto mais quente do enrolamento a 95°C para o papel Kraft neutro e 110°C para o papel termoestabilizado, ou seja, transformadores de classe de elevação de temperatura de 55°C e 65°C, respectivamente. Embora estes valores sejam diferentes dos valores citados em outras normas, os mesmos devem ser objeto de discussão por ocasião da especificação do transformador. De qualquer forma, desejando-se que o transformador tenha uma maior vida útil, é primordial o controle do carregamento e da temperatura do óleo e enrolamentos.

3.3.6 Sistema de resfriamento e a elevação da temperatura do transformador

Independentemente do sistema de resfriamento do transformador, sempre haverá uma diferença entre a temperatura do óleo na base do tanque em relação à temperatura do óleo no topo do mesmo e, de acordo com o tipo do sistema de resfriamento (ex. ONAN, ONAF), esta diferença pode ser maior ou menor.

Para o caso de transformadores com sistema de resfriamento com circulação natural de óleo (ONAN), conforme mostrado na figura 17, os valores típicos desta diferença podem ser da ordem de 20° C, enquanto que no sistema de resfriamento com óleo forçado (OF), tais valores podem ser da ordem de 8° C a 10° C.

Fig. 17 – Sistema de resfriamento com circulação de óleo em transformador [26]

Ainda neste aspecto, considerando que a norma IEC 60076-7 [17] assume que a elevação da temperatura interna do óleo do transformador aumenta linearmente do fundo ao topo e que a diferença da temperatura do enrolamento para a temperatura do óleo do transformador é constante, considerando-se um transformador com sistema de refrigeração de circulação forçada de óleo, sujeito a uma parada repentina do sistema de circulação, caso isto realmente ocorra, a tendência é que a diferença da temperatura topo-base do óleo aumente.

Também, caso o transformador permaneça em operação na condição de carregamento nominal no mesmo período da parada do sistema de resfriamento, a tendência é que a temperatura do óleo do fundo do tanque principal se eleve até que haja nova estabilização na comparação com a temperatura do topo do óleo.

O intervalo para que esta estabilização ocorra, depende da constante térmica de tempo do óleo, definida no item 3.3.4.

Caso o transformador seja submetido a uma elevação súbita de carga e o sistema de resfriamento permaneça temporariamente inoperante, a temperatura do enrolamento aumentará muito mais rapidamente que a temperatura do óleo, ou seja, como a constante de tempo do enrolamento é bem menor que a constante de tempo do óleo, demandará certo tempo até que os dispositivos de monitoramento de temperatura instalados no topo do óleo detectem esta elevação da temperatura do enrolamento.

Como consequência, o transformador estará exposto à elevação da temperatura nos enrolamentos, com comprometimento da isolamento sólida, das partes metálicas, formação de gases que poderão deteriorar a qualidade do óleo isolante e envelhecimento precoce do transformador.

Conforme exposto anteriormente, o papel isolante se deteriora rapidamente quando submetido a altas temperaturas, associado ao elevado teor de umidade e oxigênio.

Em pormenores, de acordo com a NBR 5416/ 97 a expectativa de vida útil do transformador é definida como a vida da isolamento sólida do enrolamento do mesmo, sendo que a isolamento sólida do transformador se deteriora em função do tempo e da temperatura.

Desta forma, o monitoramento adequado das características térmicas do transformador em operação pode permitir uma melhor avaliação de suas reais condições de operação e

reduzir o risco de falha, possibilitando o gerenciamento das condições de carregamento.

4. O TRANSFORMADOR DESENVOLVIDO PARA ALTA TEMPERATURA

4.1 O aquecimento do transformador

Uma considerável fonte de calor no transformador é a parte ativa- constituída dos enrolamentos de alta e baixa tensão, culatras (estrutura de sustentação) e chapas de aço, pois em função da circulação de corrente, associada às perdas que são geradas na mesma, levam a elevação da temperatura interna do equipamento.

Também é possível considerar que o funcionamento do transformador em temperaturas elevadas pode causar um envelhecimento mais acelerado da isolação sólida, quando comparado às condições nominais de operação. Porém, o tempo demandado até o envelhecimento integral da isolação sólida está relacionado ao ciclo de carga do transformador, de forma que, quanto maior o tempo de exposição do transformador às condições de carregamento elevadas, eventualmente, mais acelerado poderá ser o envelhecimento da isolação sólida.

Ademais, a definição da expectativa de vida da isolação sólida do transformador pode resultar em controvérsia, pois normalmente, o cálculo da mesma considera a temperatura do ponto mais quente, especificamente, na espira mais interna e elevada do enrolamento, sendo que muitos fatores podem influenciar o efeito cumulativo dessa temperatura.

Observa-se então que a tarefa de estimar com um grande grau de precisão a vida útil da isolação sólida de um determinado transformador não é fácil, seja em condições de carregamento normal ou emergencial. Cabe ressaltar que o acréscimo ou decréscimo das temperaturas do óleo e dos enrolamentos do transformador dependem de vários fatores, dentre os quais as características construtivas e o sistema de refrigeração.

As normas técnicas adotam valores limites para os tipos de carregamento, de forma a fornecer parâmetros de referência às mais diversas situações operacionais, inclusive, com valores distintos aos enrolamentos, pois estes podem ser aquecidos com maior intensidade.

Conforme estabelecido pela NBR 5416/97 [13], na condição normal de carregamento, os valores limites de temperatura são apresentados na tabela 4, sendo que através da norma em referência, os transformadores são caracterizados em classes de 55°C e 65°C.

Tabela 4 – Temperatura limite para carregamento nominal de transformador [13]

Transformador		Classe (graus)	
		55°	65°
Máxima Temperatura	Topo do óleo	95°	105°
	Ponto mais quente	105°	120°

4.2 O transformador considerado para modernização

Nesta pesquisa, foi utilizado 01 transformador, trifásico, com potência nominal de 12/15MVA, com sistema de ventilação ONAN/ONAF, fabricação COEMSA, imerso em óleo mineral isolante, o qual foi reformado à potência de 15/20MVA, com sistema de ventilação ONAN/ONAF, enrolamentos constituídos de condutores isolados com aramida (NOMEX) e imersos em óleo vegetal isolante.

Na etapa de projeto do transformador, foram especificados os novos materiais isolantes e considerada a reforma do antigo transformador de forma que o mesmo pudesse se mostrar compatível à aplicação do óleo vegetal isolante, além do isolante sólido NOMEX nas suas partes mais quentes. Como parte importante da pesquisa, a avaliação das temperaturas dos enrolamentos e do óleo isolante do transformador permitiu a medição de temperaturas com melhor precisão e, para que fosse possível, foram instalados sensores de fibra *óptica* em pontos importantes do transformador. Conforme orientação do fabricante os pontos foram: ponto mais quente do núcleo do lado de alta tensão, provável ponto mais quente do núcleo do lado da baixa tensão, ponto mais quente do enrolamento do lado de alta e ponto mais quente do enrolamento do lado da baixa tensão.

A figura 18 ilustra a instalação de sensores de fibra óptica na parte ativa do transformador.

Fig. 18 - Localização de sensores de fibra óptica em enrolamento [27]

Ainda, no aspecto da temperatura, esta pesquisa considerava que o transformador desenvolvido com óleo vegetal e isolante sólido NOMEX pudesse ser submetido, quando em operação, aos valores temperatura conforme as normas europeias orientam, ou seja, 800 °C para o ponto mais quente e 650 °C para o topo de óleo. Todavia o fabricante que desenvolveu e executou o projeto considera e aplica os requisitos sugeridos na norma NBR 5416/ 97, a qual limites de temperaturas mais conservadores e orienta o cálculo da temperatura final do ponto mais quente do enrolamento e o cálculo da temperatura final do topo do óleo conforme tópico 3.3.2 e equações 3.6, sendo, K_p a relação entre a carga aplicada (S) e a carga nominal (S_n):

$$K_p = \frac{S}{S_n} \quad (4.1)$$

Considerando uma pior condição de temperatura ambiente em 40° C, os resultados dos cálculos das temperaturas são aqueles apresentados na tabela 5.

Tabela 5 - Limites de temperatura para o transformador modificado [28]

Limites de Temperatura do Novo Projeto	
P_n - Perdas cobre em carga nominal	140.471 W
P - Perdas em vazio	14.088 W
n - Número empírico utilizado no cálculo da elevação de temperatura do óleo	0,9
m - Número empírico utilizado no cálculo da elevação de temperatura do ponto mais quente	0,8
R - Relação entre Perdas no cobre e Perdas no ferro	9,97
Fator de sobrecarga K_p (pu)	1 - 1,40
Temperatura ambiente	40° C
Elevação da temperatura do óleo sob carga nominal	65° C
Elevação da temperatura no topo do óleo sobre ambiente	65° C
Elevação da temperatura do ponto quente sobre ambiente	80° C
Temperatura do ponto quente (valor absoluto)	120° C
Gradiente do ponto quente sobre o topo do óleo	15° C

As equações também fornecem as temperaturas finais, mostradas na tabela 6.

Tabela 6 - Valores de elevação de temperaturas acima da ambiente calculadas [28]

Fator sobrecarga	Temperatura	
	Óleo (°C)	Ponto mais quente (°C)
1	65	80
1,02	67	83
1,04	69	85
1,06	72	88
1,08	74	91
1,10	76	94
1,12	78	96
1,14	81	99
1,14	83	102
1,18	86	105
1,20	88	108
1,22	90	111
1,24	93	114
1,26	96	117
1,28	98	120
1,30	101	124
1,32	103	127
1,34	106	130
1,36	109	133
1,38	112	137
1,40	114	140

Cabe ressaltar que os limites de temperatura para aplicação do óleo vegetal isolante ainda não foram estabelecidos em todas as normas, porém, uma referência pode ser obtida através da especificação IEC 60076-14 [17], a qual indica um limite de elevação de temperatura para o topo de óleo acima da temperatura ambiente em 90°C e o valor da temperatura do ponto mais quente em 190°C, sendo que nesta pesquisa foram estabelecidos, respectivamente, 80°C e 135°C.

Desta forma, como as normas em vigência orientam, o limite térmico do óleo vegetal governaria o projeto e permitiria sobrecarregar o transformador até 1,14 pu, conforme exposto no gráfico 1.

Gráfico 1 - Elevação de temperatura no transformador sob aplicação de carga [28]

É possível observar que os limites verificados estão baseados na temperatura ambiente, considerada em 40°C, sendo que os parâmetros de cálculo poderão ser revistos após os ensaios finais e confrontados com as medidas diretas realizadas por meio dos sensores de fibra óptica instalados no transformador.

4.3 Ensaios Elétricos

4.3.1 Elevação de temperatura no transformador

O transformador aplicado nesta pesquisa foi repotencializado de 12/15MVA para 15/20MVA (ONAN/ONAF) com isolamento semi- híbrida e óleo vegetal isolante, e foi submetido aos ensaios elétricos convencionais de acordo com a norma NBR 5416/ 97 [13], sob corrente nominal I_n e $I = k$, sendo $k = 1,05, 1,10, 1,15$ e $1,20$ espaçados no período de uma hora.

Cabe ressaltar que os materiais empregados - óleo vegetal isolante e o isolante sólido NOMEX - no processo de repotencialização do transformador possibilitam que mesmo seja submetido a condições de carregamento, com respectivas temperaturas de óleo e enrolamento muito maiores, da ordem de aproximadamente 50%, conforme orienta a mesma especificação IEC 60076-14 [17]. Porém, como na etapa da contratação do projeto não foi previsto a submissão do transformador aos ensaios elétricos nos parâmetros sugeridos pelas normas europeias – já agraciaram o óleo isolante vegetal e isolamento sólida em NOMEX, e sim

conforme orientação da norma NBR 5416/ 97 [13] e o limite de temperatura considerado para o ponto mais quente, conforme calculado na etapa de projeto e definido na norma IEC 60076-7 [17]. Esta limitação contratual não permitiu que a proposta desta pesquisa fosse comprovada na sua totalidade na prática, haja vista que o transformador desenvolvido para altas temperaturas poderia ser submetido a condições mais extremas de carregamento e apresentar resultados extremamente favoráveis aos seus gestores. Todavia, o transformador aplicado nesta pesquisa já se encontra em operação na subestação transformadora de distribuição Vila Talarico, de propriedade da concessionária de distribuição de energia AES Eletropaulo e poderá ser alvo de novas pesquisas e/ ou comprovação da metodologia proposta nesta pesquisa.

O gráfico 2 apresenta os valores de elevação de temperatura do transformador desenvolvido para um determinado período de tempo em decorrência da aplicação de corrente nominal, durante os ensaios elétricos.

Gráfico 2 – Ensaio de elevação de temperatura sob corrente nominal [29]

Em seguida, o transformador foi submetido a diferentes condições de carregamento e leituras de temperaturas foram obtidas através do sensor convencional de óleo tipo PT100 e dos 04 (quatro) sensores de fibra óptica, instalados nos enrolamentos da seguinte forma:

- Sensor 1 = Fase H2
- Sensor 2 = Fase H2
- Sensor 3 = Fase X2

- Sensor 4 = Fase X2

Os valores de temperatura do óleo isolante e enrolamentos medidos são apresentados na tabela 7.

Temperaturas medidas durante os ensaios elétricos em fábrica							
Período (hr:min)	Potência (pu)	Temperatura (°C)					
		Ambiente	Sensor óleo (PT 100)	Sensor 1 fibra óptica	Sensor 2 fibra óptica	Sensor 3 fibra óptica	Sensor 4 fibra óptica
13:00	1,00	30,2	70,3	96,5	96,2	103,6	103,4
13:30	1,05	30,5	70,9	110,8	110,5	119,5	118,6
14:00	1,05	30,7	72,5	111,2	110,9	120,7	119,5
14:30	1,10	31,0	74,4	115,6	115,4	126,2	124,5
15:00	1,10	31,2	76,0	116,0	115,8	126,8	125,1
15:30	1,15	31,5	77,8	120,8	120,6	132,1	130,1
16:00	1,15	31,6	79,4	122,1	121,8	133,6	131,5
16:30	1,20	31,8	81,6	126,5	126,2	138,6	136,5

Tabela 7 – Valores de temperatura medidos através dos sensores de fibra óptica e PT100 [29]

Como forma de validar os valores calculados e os apresentados no gráfico 2, um comparativo entre ambos os valores de temperatura é visualizado no gráfico 3.

Gráfico 3 – Valores calculados e medidos para temperatura do topo do óleo isolante para corrente na faixa de 1,0 a 1,2 pu

Conforme exposto no gráfico 3, tanto os valores calculados quanto os valores medidos para temperatura do topo do óleo estão em conformidade com a referência da especificação IEC 60076-14 [17].

4.3.2 Cálculo da temperatura do topo do óleo em relação à temperatura ambiente

A norma NBR 5416/ 97 e outras normas apresentam formulações para aplicação de carga em transformadores de potência (convencionais), para o cálculo da temperatura no topo do óleo e para o cálculo do ponto quente do enrolamento.

Desta forma, de posse dos valores calculados no projeto para perdas no cobre e perdas no ferro, cujos valores foram apresentados no item 4.2, inicialmente foi obtido o valor de relação de perdas no cobre e perdas no ferro.

$$R = 140.471/ 14.088$$

$$R = 9,971.$$

Considerando que a constante térmica (τ_o) é o tempo em horas para se atingir uma porcentagem da elevação final da temperatura durante o ensaio de elevação, aplicando-se a equação 3.15, foi obtido o valor para τ_o de = 1,5hr.

Reiterando que durante a etapa de cálculo do projeto foi considerada a temperatura ambiente em 40°C e que, portanto, para o cálculo correto da elevação da temperatura final do óleo no teste, foram aplicados os resultados do ensaio de elevação de temperatura sob a temperatura ambiente, as razões entre a carga aplicada e a carga nominal nos instantes $t = 0$ e para na condição de plena carga são dadas através de:

$$K_i = \left(\frac{S}{S_n} \right)^n \quad (4.2)$$

$$K_f = \left(\frac{S}{S_p} \right)^n \quad (4.3)$$

Aplicando as equações do item 3.3.2 obtêm-se os valores da temperatura para o transformador.

Considerando que transformador objeto desta pesquisa, utilizará o método de resfriamento ONAF, a Norma NBR 5416/97 [13] orienta a utilização do expoente $n = 0,9$.

Desta forma, o valor verificado para elevação de temperatura no topo do óleo em relação à temperatura ambiente para carga nominal é:

$$\Delta\theta_{TO} = 45,2^{\circ}\text{C}.$$

A partir dos valores obtidos, calculou-se a elevação da temperatura do topo do óleo para cada intervalo de tempo, considerando $\tau_o = 1,5\text{hr}$, para o instante $t = 1\text{hr}$. Desta forma, uma amostragem do comparativo entre os valores calculados e valores obtidos nos ensaios em fábrica, durante um período de nove horas, são apresentados na tabela 8.

Tabela 8 – Valor de temperatura do topo do óleo [29]

Período (hr:min)	Potência (pu)	Temperatura (°C)				Erro (%)
		θ_A	$\Delta\theta_{TO}$	θ_O	θ_O	
		Ambiente	Calculada	Calculada	Medida Sensor (PT100)	
13:30	1,05	30,7	46,9	77,7	72,5	7,17
14:30	1,10	31,2	50,9	82,1	76,0	8,03
15:30	1,15	31,6	54,9	86,5	79,4	8,94
16:30	1,20	31,8	57,6	89,4	81,6	9,56

Como visto na tabela 8, os valores calculados e medidos apresentam diferenças significativas, com faixa de erro de, aproximadamente, 10%, corroborando as orientações conservadoras da Norma considerada nos cálculos.

Com vistas à verificação dos valores calculados, o valor do fator de relação das perdas – R foi alterado para 5,74, calculado a partir dos dados de perdas obtidos nos ensaios de fábrica, ou seja, perdas em vazio de 20.469W e perdas em carga nominal de 116.898W.

Os novos valores calculados são apresentados na tabela 9.

Tabela 9 – Cálculo da temperatura final do topo do óleo, R = 5,74 [29]

Período (hr:min)	Potência (pu)	Temperatura (°C)				Erro (%)
		θ_A	$\Delta\theta_{TO}$	θ_O	θ_O	
		Ambiente	Calculada	Calculada	Medida	
14:00	1,05	30,7	46,9	77,6	72,5	7,14
15:00	1,10	31,2	50,5	81,7	76	7,50
16:00	1,15	31,6	54,3	85,9	79,4	8,10
16:30	1,20	31,8	56,8	88,6	81,6	8,60

Analogamente, aos valores da temperatura do topo do óleo foi possível calcular os valores de temperatura do ponto mais quente do transformador através da equação 3.1, onde:

$$\theta_H = \theta_A + \Delta\theta_{TO} + \Delta\theta_H$$

De acordo com a norma IEC 60076-7:

$$\Delta\theta_e = H_{gr} \cdot K^y \quad (4.4)$$

Ainda, de acordo com a tabela 2, apresentada na norma IEC, obtém-se o valor de $y = 1,6$, que é o expoente de enrolamento para transformadores de potência com sistema de resfriamento tipo ONAN.

Para cálculo do ponto mais quente foram considerados os dados de ensaio em fábrica e na condição de elevação nominal, a temperatura medida pela fibra óptica foi de 116,8°C, enquanto que a temperatura medida do topo do óleo foi verificada em 73,2°C. Assim:

$$H_{gr} = \theta_H - \theta_O$$

$$H_{gr} = 116,8^\circ\text{C} - 73,2^\circ\text{C}$$

$$H_{gr} = 43,6^\circ\text{C}$$

Uma vez calculado o valor do gradiente entre a temperatura no topo do óleo e o ponto quente do enrolamento para potência nominal, pode-se efetuar o cálculo da elevação de temperatura do ponto mais quente sobre o topo do óleo para uma carga considerada conforme equações do item 3.3.2. Para:

$$n = 0,9$$

$$\tau_o = 1,5$$

$$R = 5,88$$

$$\Delta\theta_{TO} = 45,2^{\circ}\text{C}.$$

O valor de relação (R) de perdas teórico (9,97) e o valor calculado durante a etapa dos ensaios (5,88) foram utilizados para calcular a temperatura do ponto mais quente ($\Delta\theta_H$) para cada intervalo de tempo e em seguida, estes valores calculados foram comparados aos resultados obtidos via sensores de fibra óptica durante os ensaios de fábrica, conforme apresentados nas tabelas 10 e 11.

Tabela 10 – Cálculo da temperatura do ponto mais quente, R = 9,97 [29]

Período (hr:min)	Potência (pu)	Temperatura (°C)				Erro (%)
		θ_A	$\Delta\theta_{TO}$	θ_H	θ_H	
		Ambiente	Calculada	Calculada	Medida	
14:00	1,05	30,7	47,0	125,0	120,7	3,4
15:00	1,10	31,2	50,9	133,0	126,8	4,7
16:00	1,15	31,6	54,9	141,1	133,6	5,3
16:30	1,20	31,8	58,2	148,5	138,6	6,3

Tabela 11 – Cálculo final da temperatura do ponto mais quente, R = 5,88 [29]

Período (hr:min)	Potência (pu)	Temperatura (°C)				Erro (%)
		θ_A	$\Delta\theta_{TO}$	θ_H	θ_H	
		Ambiente	Calculada	Calculada	Medida	
14:00	1,05	30,7	46,9	124,9	120,7	3,3
15:00	1,10	31,2	50,5	132,6	126,8	4,4
16:00	1,15	31,6	54,3	140,5	133,6	4,9
16:30	1,20	31,8	56,9	147,1	138,6	5,8

Os resultados mostram que a margem de erro que varia entre 3,0% a 6,0% quando comparados os resultados do equacionamento térmico realizado e os resultados constatados durante a realização dos ensaios elétricos em fábrica.

De posse dos valores de temperatura medidos durante os ensaios de fábrica, é possível formatar o diagrama elétrico do transformador, conforme mostra o gráfico 4. Este diagrama modela a distribuição de temperatura no óleo e nos enrolamentos do transformador.

Gráfico 4– Diagrama térmico do transformador para alta temperatura [29]

O gráfico 4 considera as orientações da norma IEC 60076-7 para determinação dos gradientes da temperatura entre o óleo e o enrolamento do transformador. Consiste na utilização de um modelo matemático de distribuição de temperatura ao longo do enrolamento, linear em relação a sua altura axial no enrolamento e desconsidera a incidência de radiação solar. Observa-se que, embora tal modelo proposto seja simplificado, pode ser aplicável. Todavia, para verificar as outras diversas condições de carregamento, além da radiação solar, devem ser consideradas as condições anormais de funcionamento do transformador, como por exemplo, parada do sistema de ventilação ou bombas de circulação de óleo.

4.3.3 O comportamento térmico do transformador desenvolvido e os transformadores convencionais

Com respeito ao transformador utilizado na pesquisa, o mesmo se trata de equipamento que apresentava fim de vida útil – fabricado em 1975, cuja isolamento sólida estava comprometida, mas o núcleo apresentava boas condições de uso. Desta forma, durante a análise preliminar do projeto, foi constatado que a dimensão da parte ativa – composta de núcleo, culatras e enrolamentos poderia ser acrescida quando comparada ao dimensional do tanque principal, sem que houvesse comprometimento entre as distâncias elétricas e isolantes, o que realmente foi constatado durante a execução do projeto.

De forma a constatar os valores calculados na fase de projeto e atender os requisitos das normas aplicáveis [13], [15], [17], [19] e [30], o transformador foi submetido aos ensaios, dentre os quais pode-se destacar:

- ✓ Tensão aplicada e induzida;
- ✓ Nível de isolamento
- ✓ Resistência de isolamento e enrolamentos;
- ✓ Relação de transformação
- ✓ Perdas em vazio e em carga;
- ✓ Impedância de sequência zero;
- ✓ Fator de potência do isolamento;
- ✓ Descargas parciais;
- ✓ Nível de ruído;
- ✓ Impedância terminal;
- ✓ Ensaio de elevação de temperatura;

Os componentes externos e acessórios também podem influenciar o funcionamento do transformador, então, durante a etapa de ensaios os mesmos também foram ensaiados.

Após os ensaios elétricos, o transformador utilizado na pesquisa apresentou um ganho de potência nominal, em torno de 30% acima da potência do seu projeto original, ou seja, sua potência foi alterada de 12/15MVA para 15/20MVA.

Também, como forma de validar o projeto do transformador desenvolvido foram realizados ensaios elétricos em 01 (um) transformador convencional, de potência nominal de 15/ 20MVA, porém, com isolamento de papel termoestabilizado, imerso em óleo mineral isolante.

Especificamente, a respeito do ensaio de aquecimento do transformador convencional, a corrente nominal aplicada de 152 A, produziu perdas no cobre de 159.942W e, como as perdas em vazio são 19.997W, resultaram em perdas totais de 179.939W. O transformador convencional também foi submetido aos ensaios na condição da máxima potência de 20MVA, com sobrecorrente de 162 A, correspondente com a relação entre a corrente nominal e as perdas totais e no cobre. Os resultados estão apresentados na tabela 12.

Tabela 12 – Valor de temperatura do topo do óleo mineral, transformador convencional [29]

Tempo (hr)	Média Ambiente	Topo óleo	Óleo - Amb
(horas)	(graus)	(graus)	(graus)
13:00	24,17	67,20	43,03
13:30	24,33	67,40	43,07
14:00	24,40	67,50	43,10
14:30	24,43	67,50	43,07
15:00	24,43	67,70	43,27
15:30	24,27	67,80	43,53
16:00	24,17	67,90	43,73
16:30	24,13	67,50	43,37
17:00	24,20	67,20	43,00
17:30	24,23	67,00	42,77

De acordo com os valores medidos, para uma temperatura ambiente, em média de 24° C, ocorre a estabilização da elevação da temperatura do topo do óleo mineral isolante em 43° C.

Da mesma forma, o transformador desenvolvido no projeto também foi submetido ao ensaio de elevação de temperatura e os valores da temperatura ambiente do gradiente (topo do óleo – ambiente) e do topo do óleo (vegetal) são apresentados na tabela 13 e gráfico 5.

Tabela 13 – Valores de temperaturas do óleo vegetal medido no ensaio de elevação [29]

Período (hr)	Topo óleo (graus)	Amb. 1 (graus)	Amb. 2 (graus)	$\Delta T1$ -Topo (graus)	$\Delta T2$ - Média (graus)
0:30	28,7	27,6	27,8	1,1	0,5
1:00	45,6	27,6	27,7	18,0	9,1
1:30	55,5	27,6	27,8	27,9	16,6
2:00	63,6	27,6	27,9	36,0	23,6
2:30	67,5	27,7	28,2	39,7	26,8
3:00	69,0	27,9	28,4	41,1	27,6
3:30	70,1	28,1	28,6	42,1	28,3
4:00	71,1	28,2	28,8	43,0	29,0
4:30	71,8	28,2	28,9	43,7	29,5
5:00	72,0	28,2	28,9	43,9	29,6
6:00	72,4	28,1	28,6	44,5	30,2
6:30	72,5	28,0	28,6	44,7	30,3
7:00	72,8	28,0	28,8	44,9	30,4
7:30	72,9	28,0	28,8	45,0	29,3
8:00	73,1	28,0	28,8	45,1	29,5
8:31	73,3	28,1	29,0	45,2	29,5
8:45	73,5	28,1	29,2	45,3	29,8
9:00	73,6	28,2	29,4	45,2	29,7

Gráfico 5 – Curva de estabilização do óleo vegetal durante ensaio de elevação [29]

Conforme norma [19], a variação da temperatura de um determinado transformador quando submetido ao ensaio de elevação não pode exceder em 1°C , durante um intervalo de 3 (três) horas, com aplicação de corrente, em torno de 10%, acima da corrente nominal, para que seja considerada estabilizada.

Nota: O transformador desenvolvido foi submetido ao ensaio de elevação de temperatura na condição de sobrecarga durante 9 (nove) horas ininterruptas, para uma corrente nominal de 152,7 A, onde a estabilização foi entre $72,5^{\circ}\text{C}$ e $73,5^{\circ}\text{C}$.

Através dos valores de temperatura medidos para o óleo vegetal durante os ensaios de elevação de temperatura, verificou-se que a constante térmica de tempo é da ordem de 1,5hr. Desta forma, algumas particularidades podem ser constatadas:

- O transformador com óleo vegetal foi submetido aos ensaios com temperatura ambiente, em média de 4°C mais alta, quando comparada ao transformador convencional;
- A temperatura no radiador inferior do transformador desenvolvido no projeto oscilou em média, 4°C mais baixa quando comparada ao valor do mesmo ponto medido no transformador convencional;
- A temperatura do topo do óleo do transformador desenvolvido foi medida, em média, em 4°C mais baixa quando comparada ao valor do mesmo ponto no transformador convencional;
- Os valores do comparativo entre o transformador convencional com o transformador desenvolvido não são tão expressivos.

Um detalhe importante consiste de que os resultados obtidos neste projeto mostram que, embora a variação da temperatura do óleo isolante para condições estabilizadas possa ser pouco significativa, a temperatura do ponto mais quente aceitável pode ser maior quando o transformador for submetido às condições transitórias com variações elevadas nas condições de carga.

Com o avanço tecnológico e o desenvolvimento de materiais termicamente estabilizados, dentre os quais, o NOMEX (proveniente da aramida) e o óleo vegetal isolante, aplicados nesta pesquisa, podem possibilitar o aumento da temperatura interna de projeto do transformador desenvolvido. Ademais, conforme [31] e [32], foi possível verificar que os

principais agentes do setor elétrico brasileiro já reconhecem a aplicação do óleo vegetal isolante. Porém, para que a utilização de tal isolante como tendência da engenharia mundial, no aspecto da competitividade e sustentabilidade, será necessário um melhor embasamento por parte dos pesquisadores e gestores a respeito da exposição do óleo vegetal a umidade, bem como da interação do mesmo com materiais utilizados na vedação do transformador.

A norma brasileira, em consonância com normas internacionais [15] e [17], aplicadas na especificação de transformador determina que os valores da temperatura máxima do topo de óleo, bem como do ponto mais quente sejam limitadas, respectivamente, em 105° e 120° C [13].

No entanto, a especificação IEC TS 60076-14/2009- 05 [10] sugere que a classe térmica para ésteres naturais (óleo vegetal) e materiais sólidos a base de aramida (NOMEX) sejam, respectivamente, 130° C e 200° C. Em suma, os limites de temperatura constatados por ocasião da aplicação de materiais termicamente estabilizados podem possibilitar que transformadores novos sejam instalados e possam operar em regime de sobrecarga maiores, possibilitando aos gestores melhores condições operativas e maior extensão da vida útil dos transformadores.

Cabe reiterar que os novos limites máximos de temperatura para várias combinações de materiais isolantes sólidos e líquidos são altamente dependentes do tipo de projeto e aplicações específicas. Assim, para validação de tais valores, se torna necessário uma verificação do modelo térmico que considere todas as variáveis que possam interferir no desempenho do transformador.

Outro fator relevante que limita o valor da temperatura do transformador convencional operar em regime de temperaturas elevadas, diz respeito ao envelhecimento dos materiais líquidos e isolantes em função da ação catalítica provocada pela presença de cobre e de prata que geram superfícies descobertas pelos produtos, tais como as partículas e derivados de cobre dissolvidos em líquidos isolantes.

Por fim, bolhas causadas pela umidade proveniente do conservador de óleo associada ao aquecimento anormal de partes metálicas do enrolamento podem

comprometer a vida útil do transformador convencional, o que torna necessário analisar a ocorrência ou não deste fenômeno em transformadores repotencializados.

Estudos indicam que materiais isolantes para alta temperatura tendem a ter menor teor de umidade [10].

5. CONSIDERAÇÕES E CONCLUSÕES

O transformador de potência é um importante equipamento do sistema elétrico, pois como elemento de integração demanda considerável relevância no contexto da utilização de energia elétrica.

A utilização de materiais termicamente estabilizados e materiais provenientes de fontes naturais na fabricação de transformadores, além de serem classificados como biodegradáveis, também contribuirão para a preservação do meio ambiente, possibilitam a preservação do conjunto de transformação e podem disponibilizar uma maior mobilidade na gestão do ativo e contribuindo na extensão da vida útil.

Associado a estes, a instalação de sensores de fibra óptica nos enrolamentos do transformador possibilita melhorias na medição direta de temperatura, em detrimento aos sensores convencionais que permitem somente a medição de forma indireta, garantem uma maior eficiência e confiabilidade ao sistema elétrico, especialmente, em condições de carregamento emergencial e/ou sobre temperatura, independentemente, do funcionamento dos equipamentos auxiliares responsáveis pelo resfriamento do transformador.

Como parte relevante desta pesquisa, foi analisado o comportamento térmico do transformador frente aos tipos de carregamentos e o cálculo da elevação de temperatura interna com base no carregamento, bem como as formas de medição de temperatura.

Com vistas à validação dos novos limites de temperatura, um transformador de potência foi reformado em fábrica, com a aplicação do isolante sólido NOMEX e instalação de sensores de fibra óptica nos enrolamentos e imerso em óleo vegetal isolante, o que permitiu o aumento da potência nominal. O novo projeto foi submetido aos ensaios elétricos em fábrica, sendo que os valores medidos corroboraram com os valores calculados e validados através das normas vigentes.

Como medida adicional, foram analisados os resultados de ensaios elétricos realizados em fábrica de um transformador de potência convencional – reformado com isolante sólido de papel termo estabilizado, imerso em óleo mineral isolante e com características similares ao transformador do novo projeto, sendo que os resultados de ambos os ensaios foram comparados, porém, tendo em conta que o transformador objeto da pesquisa foi submetido às condições de ensaios elétricos com temperatura ambiente mais crítica. A comparação

comprovou a aplicabilidade do projeto proposto e o qualificou como boa opção técnica. Estima-se que os resultados favoráveis possam estar relacionados às boas características do óleo vegetal isolante quando comparadas ao óleo mineral isolante. Também, a aplicação de materiais termicamente estabilizados pode possibilitar que transformadores novos sejam instalados, operando em regime de sobrecarga durante períodos prolongados, sem que haja comprometimento da funcionalidade dos mesmos. Entretanto, esta condição depende do tipo de projeto, aplicação e tipo de estanqueidade do tanque principal no qual o transformador esteja contido.

O transformador objeto da pesquisa se encontra em operação na subestação transformadora de distribuição de energia elétrica Vila Talarico, propriedade da concessionária de distribuição de energia elétrica de São Paulo – AES Eletropaulo, de forma que o acompanhamento das condições de operação possibilitará uma avaliação mais realista e com maior variedade de dados e situações. As figuras 19a e 19b apresentam, respectivamente, o transformador instalado e o painel de equipamentos auxiliares, com detalhe para o sistema de monitoramento de temperaturas através dos sensores de fibra óptica.

Fig. 19 – Transformador desenvolvido em operação [29]

Fig. 20 – Painel de equipamentos com sistema de monitoramento de temperaturas [29]

Ademais, o transformador desenvolvido para operar sob condição de alta temperatura pode melhorar a gestão dos ativos da empresa, suportando sobrecargas em horários críticos de operação do sistema elétrico no qual o mesmo esteja instalado, diminuindo o risco de falha de suprimento de energia e eventuais acidentes.

Outro aspecto a ressaltar é a importância ambiental, visto que os óleos vegetais são mais biodegradáveis e atóxicos quando comparados com óleos minerais.

Quanto à análise dos resultados alcançados em relação às perspectivas esperadas, os resultados dos ensaios elétricos em laboratório, demonstraram que, de maneira geral, o projeto obteve êxito, pois os parâmetros medidos se demonstraram favoráveis quando comparados aos parâmetros normalizados.

5.1 Trabalhos futuros

A flexibilidade operativa que o transformador desenvolvido para alta temperatura possibilitará através da leitura das temperaturas internas com os sensores de fibra óptica instalados, disponibilizará aos gestores o desenvolvimento de um sistema de gestão voltado para condições de sobrecarga, com característica de originalidade, baseado em critério térmico, o qual poderá ser utilizado em ambiente de internet, permitindo um acesso fácil com visualização *on line* das informações de potência e temperatura coletadas e calculadas, permitindo a melhor tomada de decisão na operação do sistema elétrico de potência no qual o transformador esteja inserido.

Quanto aos materiais desenvolvidos para condições de alta temperatura em transformadores, particularmente, em relação ao óleo vegetal isolante, embora a tecnologia esteja consolidada no mercado, a pesquisa sobre o comportamento nos aspectos químico e mecânico, em médio e longo prazo (acima de 10 anos) dos demais materiais, isolantes sólidos e borrachas vedantes, possibilitará embasamento aos gestores no que diz respeito aos materiais a serem utilizados por ocasião da fabricação futura de transformadores.

5.2 Aplicabilidade e estratégia de difusão tecnológica dos resultados da pesquisa

Os transformadores que compõem o sistema elétrico de potência de uma determinada concessionária podem operar em regime de sobrecarga no horário de ponta do sistema, sendo sobreaquecidos, colocando em risco o suprimento de energia e podendo provocar acidentes. Desta forma, os transformadores desenvolvidos para altas temperaturas podem absorver com flexibilidade às variações hora sazonais de carga, contribuindo com a melhoria do gerenciamento de ativos.

Como informação adicional, através da utilização dos materiais para alta temperatura, foi possível adicionar 5MVA de potência nominal ao transformador objeto desta pesquisa.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] QUADROS, A.M. **Papel nomex utilizado em transformadores:** avaliação das características e degradação térmica. 2006. 46p. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2006.
- [2] DUPONT. Nomex. **Electrical applications.** São Paulo: 2014. Disponível em: http://www2.dupont.com/Nomex/en_US/index.html. Acesso em: 02 jul. 2014.
- [3] CIGRE. **An international survey on failures in large power transformer in service.** Paris. 1983. p. 21-48.
- [4] FRONTIN, S.O. **Equipamentos de alta tensão** – prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas. Brasília: Goya, 2013.
- [5] **A engenharia do dia a dia.** Disponível em: <http://www.redeinteligente.com/2009/08/11/rede-inteligente-por-que-como-quem-quando-onde/>. Acesso em: 23 jun. 2014.
- [6] ABB. **Catálogo** - Transformadores e reatores de derivação, 2009, p.7.
- [7] Pena, M.C.M. **Falhas em transformadores de potência:** uma contribuição para análise, definições, causas e soluções. 2003, 143p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Itajubá. Minas Gerais, 2003.
- [8] **Catálogo cooper power systems** Disponível em: <http://www.nttworldwide.com/docs/fr3brochure.pdf>. Acesso em: 27 dez. 2013.
- [9] MCSHANE, C.P, MARTINS, M.N. **Desenvolvimento e aplicação de fluido dielétrico de base vegetal para transformadores de distribuição e potência.** In: IV Conferência DOBLE, Minas Gerais, 2003.
- [10] IEC - International Electrotechnical Commission. **Technical specification:** design and application of liquid immersed power transformers using high temperature insulation materials. IEC/ TS 60076-14/ 2009-05.
- [11] MAREK, R.P., MENDES, J.C. **Power transformer refurbishment: the benefits of hybrid insulation,** CIGRE – 2004.
- [12] DUART, J.C., WOODCOCK, D.J. A solution for maintenance of power transformer operating under frequent overloads. In: **CIGRE Workshop on Power Transformers,** Salvador, Brasil – August 29 to August 31, 2001.
- [13] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5416/97 - Aplicação de cargas em transformadores de potência – Procedimentos** -. São Paulo, 1997.

- [14] ASSUNÇÃO, T.C.B.N. **Contribuição à modelagem e análise do envelhecimento de transformadores de potência.** 2007, 129p. Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Minas Gerais, 2007.
- [15] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS – IEEE. **Standard C57.91-1995 Guide for loading mineral-oil-immersed transformers,** june 1995/Cor 1-2002.
- [16] KAJIKAWA, C.O. **Avaliação da vida útil do transformador de potência imerso em óleo isolante com base no carregamento.** 2007, 96p. Monografia – Universidade Federal de Uberlândia. Minas Gerais, 2007.
- [17] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION – IEC. **Loading guide for oil immersed power transformers.** Standard 60076-7-2004. Revision of IEC 60354-1991
- [18] AES ELETROPAULO. **Crêterios de Manutenção Preventiva e Preditiva de Estações baseado no Método de Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC)_Instrução técnica 7.003.** 2011, p. 43.
- [19] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356-2 Transformadores de potência – Parte 2: Aquecimento.** São Paulo, 2007.
- [20] **Ilustração do sistema de imagem térmica do enrolamento do transformador.** Disponível em: <http://paginas.fe.up.pt/~jrf/aulas0506/transformadores/transformadores.pdf>. Acesso em: 27 dez. 2013.
- [21] TAMURA, L.F. **Determinação de parâmetros do circuito equivalente térmico de transformadores de potência por meio de técnicas de otimização.** 2009, 129p. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo. 2009.
- [22] LumaSense Technologies. **Sistemas de temperatura por fibra ótica.** São Paulo: 2015. Disponível em: <http://www.lumasenseinc.com/BR/products/fluoroptic-temperature-sensors/>. Acesso em: 16 jun. 2015.
- [23] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS – IEEE. **Standard 1538-2000 Guide for Determination of Maximun Winding Temperature Rise in Liquid- Filled Transformers,** june 2000.
- [24] Tretech Sistemas Digitais Ltda. **Catálogo de Monitores de Temperatura para óleo e enrolamento TM1 e TM2,** 2008, p.1 a 9.
- [25] SWIFT, G., MOLINSKI, T.S., LEHN, W. **A fundamental approach to transformer thermal modeling.** IEEE Transaction on Power Delivery, abril, 2001.
- [26] **Esquema de refrigeração de transformadores.** Disponível em: <http://www.sigmatransformadores.com.br/o-transformador/>. Acesso em: 26 jul. 2014.

- [27] JARDINI, J.A, BRITES, J.L.P, MAGRINI, L.C, BINI, M.A, YASUOKA, J. **Power transformer temperature evaluation for overloading condition**, IEEE, 2005.
- [28] KAJIKAWA, C.O. **Relatório preliminar do projeto de Pesquisa & Desenvolvimento, referência ANEEL 0390-014/ 2019: Cálculo da capacidade do transformador de potência em suportar sobrecargas**. São Paulo, 2012.
- [29] KAJIKAWA, C.O. **Relatório final do projeto de Pesquisa & Desenvolvimento, referência ANEEL 0390-014/ 2019**. São Paulo, 2013.
- [30] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356-1. Transformadores de potência – Parte 1: generalidades**. São Paulo, 2007.
- [31] SILVA, C.A, KAYANO, P, KAJIKAWA, C.O, JARDINI, J.A. **Experiências do desenvolvimento de Transformador para Alta Temperatura Baseado em Isolação Semi- híbrida e Óleo Vegetal Isolante**. XV ERIAC, Foz do Iguaçu-PR, Brasil, 2013.
- [32] SILVA, C.A, KAYANO, P, KAJIKAWA, C.O, JARDINI, J.A. **Experiências do desenvolvimento de Transformador para Alta Temperatura Baseado em Isolação Semi- híbrida e Óleo Vegetal Isolante**. XXIX CBMGA, Santos, Brasil, 2014.