



Grupo de Estudo de Transformadores, Reatores, Materiais e Tecnologias Emergentes-GTM

Investigação dos Métodos Normativos para o Cálculo e Estimação da Temperatura do Topo do Óleo em Transformadores de Potência - Aplicabilidade ao Cenário Brasileiro e Proposta de Novas Abordagens

DANIEL CARRIJO POLONIO ARAUJO[1]; GABRIEL DE SOUZA PEREIRA GOMES[2]; MATEUS BATISTA DE MORAIS(3); RAFAEL PRUX FEHLBERG[4]; Treetech[1];Treetech[2];Treetech(3);Treetech[4];

RESUMO

Nos dias atuais, com a crescente aplicação de tecnologia embarcada em sistemas de potência, uma boa parte dos transformadores possui monitoramento de temperatura do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento, seja pelo método de imagem térmica ou medição direta. O monitoramento dessas temperaturas torna possível a aplicação de sobrecargas nos transformadores sem ocasionar defeitos, falhas e suas nefastas consequências. Geralmente, a temperatura do topo do óleo é medida utilizando um sensor de temperatura (composto por um transdutor e um sistema de condicionamento) e então a partir do cálculo de imagem térmica estima-se a temperatura do ponto mais quente do enrolamento.

Uma notável aplicação é o cálculo e análise on-line da eficiência do sistema de resfriamento de um transformador de potência comparando-se a temperatura do topo do óleo medida diretamente com a calculada. Ademais, em alguns casos especiais a temperatura do topo do óleo é calculada e não medida diretamente. O motivo geralmente advém de alguma dificuldade ou mesmo impedimento mecânico para a instalação do transdutor de temperatura.

Para que essas análises sejam válidas, o cálculo da temperatura do topo do óleo deve ser preciso e exato. Para realização desses cálculos, existem métodos normativos apresentados tanto pela comunidade nacional como pela comunidade internacional. Os métodos apresentados pela comunidade nacional são, em geral, os mesmos da comunidade internacional, e nem sempre refletem a realidade climática e de perfil de carregamento do Brasil, onde a temperatura ambiente chega a variar mais de 20 °C em apenas um dia e o carregamento pode variar de 20 a 110 %. Assim sendo, é de suma importância que a temperatura ambiente utilizada nos cálculos seja sempre medida e não um apenas um parâmetro de entrada fixa, fator esse que reforça ainda mais o critério financeiro do cálculo da temperatura do topo do óleo, evitando assim erros que venham a comprometer este caro e importante ativo.

Baseando-se nos pontos apresentados, é necessária uma análise dos métodos vigentes e normativos nos mais diversos contextos apresentados pelo Brasil, desde as baixas temperaturas apresentadas pela região sul às temperaturas mais altas apresentadas pela região nordeste. Além de situações de alto carregamento (próximo ou igual ao carregamento nominal do transformador) e situações de baixo carregamento (abaixo de 60 % do carregamento nominal do transformador). Caso seja percebida uma falha no método, é necessária a proposta de uma correção ou de uma nova abordagem, que possa corresponder a nossa realidade e servir de ferramenta útil para os operadores de sistema.

A respeito dos métodos vigentes apresentados pelas normas, duas abordagens de análise são possíveis: a análise através de equações exponenciais e a análise através de equações diferenciais. A realizada através de equações exponenciais apresenta um cálculo mais simples e que pode ser utilizado para situações de cargas não tão dinâmicas. A análise por equações diferenciais possibilita o cálculo da temperatura em sistemas com carga mais dinâmica e é implementada através de uma equação de diferenças, que corresponde a versão discreta da equação diferencial, e, portanto, necessita de uma maior velocidade de aquisição da temperatura. Ambos os métodos

derivam da análise do circuito elétrico equivalente ao sistema de geração e condução de calor de um transformador, e consideram nos cálculos o tipo de resfriamento utilizado para o dado carregamento além de alguns parâmetros específicos do transformador, como por exemplo, capacidade térmica (que está relacionada à massa dos componentes internos).

Nesse contexto, este artigo apresenta a análise matemática e de simulação dos métodos propostos pelas diversas normas, incluindo as mais atuais como a IEC 60076-7 de 2018. Além disso, o artigo apresenta uma comparação entre os dados calculados e os dados reais medidos, mostrando os desvios entre os métodos das normas, bem como o método exponencial e diferencial, a aplicabilidade de cada um deles e como os mesmos refletem realidade.

Também são apresentados nesse artigo os resultados dos cálculos através de um método em desenvolvimento, que possibilitará um cálculo mais exato e mais direcionado para a realidade climática e de carregamento do Brasil.

PALAVRAS-CHAVE

Temperatura do Topo do Óleo; Imagem Térmica; IEC 60076-7; Novas Abordagens; Eficiência do Resfriamento; Medições Indiretas; Transformadores de Potência; Carregamento

1.0 - INTRODUÇÃO

No cenário do sistema elétrico brasileiro é cada vez mais essencial que os transformadores que o compõem sejam bem manuseados operacionalmente, uma vez que cada falha operacional em um transformador gera prejuízos exorbitantes tanto do ponto de vista do sistema, pela indisponibilidade do ativo, possivelmente sobrecarregando outros ativos e podendo levar a outras falhas consecutivas ou degradação [2] acelerada desses, quanto do ponto de vista econômico, pela multa cobrada pelo órgão regulador brasileiro, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Visando reduzir esses riscos, a ANEEL [1] estipula procedimentos e diretrizes obrigatórias para a colocação de ativos em operação, como a instalação de relés de proteção, para segurança ante a faltas no sistema ou no ativo, e de sistemas de monitoramento contínuo por meio do uso de sensores como o termômetro digital ou analógico. A utilização desses sensores, quando construídos baseados nas normas brasileiras e mundiais, se adequa aos mesmos critérios balizadores da construção do próprio ativo, permitindo que este seja utilizado em seu máximo potencial sem danos ou prejuízos de curto ou longo prazo.

Dentre os diversos fatores que se podem monitorar de um transformador, a temperatura é tida como uma das mais importantes, sendo o fator preponderante para a determinação da vida útil restante de um transformador. Geralmente, a temperatura do topo do óleo é medida utilizando um sensor de temperatura (composto por um transdutor e um sistema de condicionamento) e então a partir do cálculo de imagem térmica estima-se a temperatura do ponto mais quente do enrolamento.

Uma notável aplicação é o cálculo e análise on-line da eficiência do sistema de resfriamento de um transformador de potência comparando-se a temperatura do topo do óleo medida diretamente com a calculada. Ademais, em alguns casos especiais a temperatura do topo do óleo é calculada e não medida diretamente. O motivo geralmente advém de alguma dificuldade ou mesmo impedimento mecânico para a instalação do transdutor de temperatura.

É nesse âmbito que este artigo propõe investigar os modelos presentes nas três principais normas sobre transformadores isolados a óleo: IEEE C57.91, IEC 60076-7 e NBR 5416/NBR 5356-7, bem como trazer simulações e análises matemáticas considerando o impacto que cada variável no cálculo traz no modelamento térmico, quando comparado com a realidade, e trazer a comparação entre cada método das normas.

2.0 - O CONTEXTO DE APLICAÇÃO DA ESTIMAÇÃO DA TEMPERATURA DE TOPO DO ÓLEO

Atualmente, transformadores de potência necessitam de um monitoramento contínuo de certas variáveis que indicam o seu estado operacional, como temperatura do óleo, temperatura do enrolamento, isolamento das buchas, gases e umidade no óleo e funcionamento de ventiladores e bombas. Monitorando esses e outros fatores, os responsáveis pela operação obtêm subsídios para tomar decisões operativas de desligamento ou de manutenção preventiva e preditiva, baseando-se na condição observável pelos equipamentos de monitoração. Além disso, o transformador conta com sistemas de proteção no caso de falhas internas, para impedir o dano dos equipamentos adjacentes e o agravamento da falha do próprio ativo.

A monitoração da temperatura do enrolamento de um transformador é mais custosa se for realizada diretamente por meio de fibra ótica, uma vez que as fibras de medição são inseridas na construção do ativo e são muito mais difíceis de serem mantidas, especialmente na ocorrência de danos na parte interna dessas fibras. Por isso, a solução mais utilizada para o monitoramento da temperatura do enrolamento é o cálculo feito pelo método da imagem térmica. Esse método baseia-se em ensaios de fábrica que determinam os parâmetros térmicos do

transformador e, assim, tendo os valores de temperatura ambiente e do óleo, multiplicado por um fator que considera que o enrolamento possui pontos de maior aquecimento, é possível calcular a temperatura do enrolamento. A Figura 01 ilustra o modelo térmico mais básico utilizado para o cálculo das temperaturas do transformador.

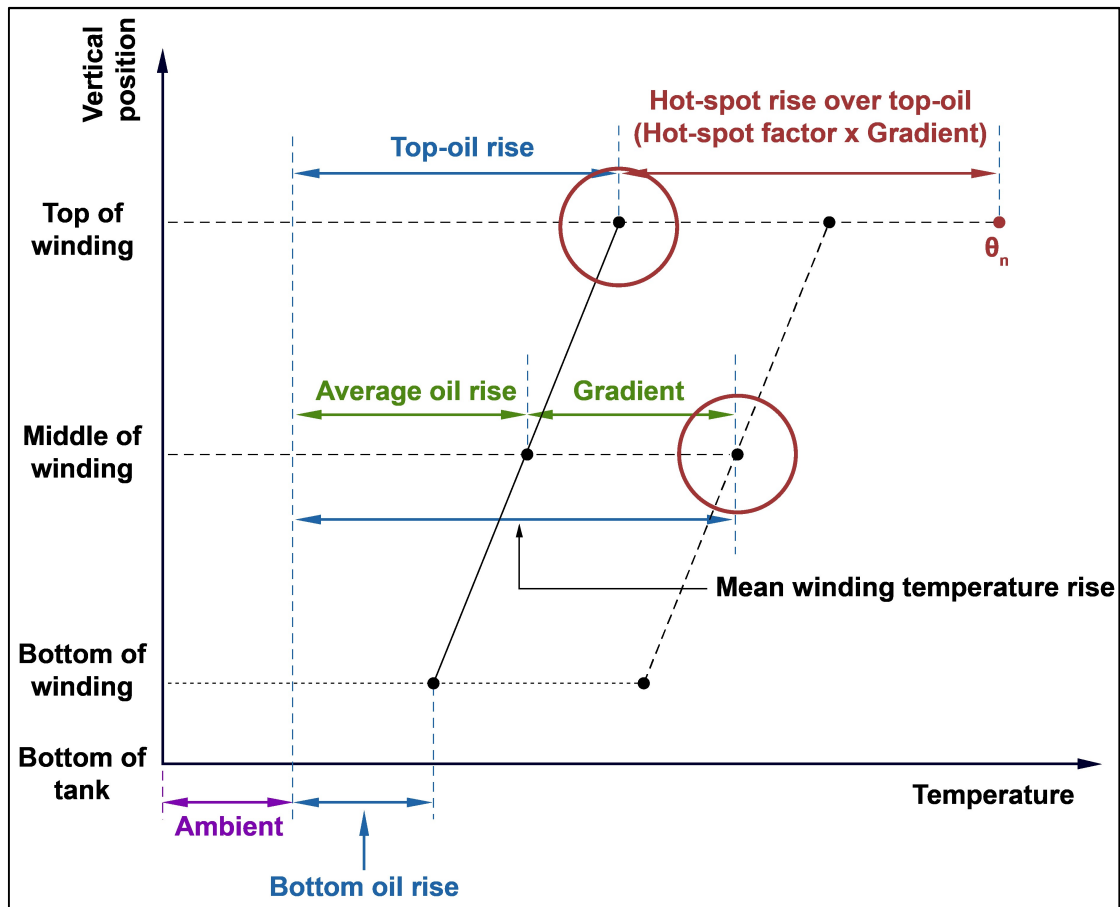


Figura 01: Diagrama básico do modelamento térmico do transformador (IEC 60076-7:2018)

O modelamento acima é realizado considerando a carga máxima em regime permanente, que são os valores utilizados no ensaio para determinação do gradiente óleo-ambiente, gradiente enrolamento-óleo entre outros valores construtivos do transformador. Entretanto, de modo geral, as cargas de um transformador variam ao longo do dia, assim como a temperatura ambiente, onde numa janela de 24 horas, podem haver variações maiores que 20 °C, dependendo da região do Brasil. Somado ao fato de que, fisicamente, o transformador é um corpo maciço que possui uma constante de tempo térmica (inércia), ou seja, os efeitos de propagação do calor no transformador são retardados, faz-se necessário lançar mão de um modelamento térmico temporal, que possa descrever o comportamento do transformador em tempo real levando em conta as variações do ambiente e da carga. As normas propõem um modelamento bem similar para os cálculos do transformador, como pode-se ver nas respectivas equações para o cálculo de temperatura do óleo a partir da temperatura ambiente medida [4], [6], [8] em cada uma delas.

O modelamento matemático das normas apresenta a elevação de temperatura do topo do óleo como sendo uma função da carga no transformador e outros parâmetros de ensaio, como perdas, tipo de resfriamento e o gradiente óleo-ambiente nominal para carga nominal. Com um modelamento bem apurado e com constantes determinadas corretamente, as temperaturas calculadas do transformador irão se assemelhar muito às temperaturas reais do ativo. Nesse sentido, considerando o modelamento das normas e comparando a temperatura do óleo medida com a temperatura do óleo calculada, é possível inferir se o sistema de resfriamento do ativo, composto pelos radiadores, ventiladores e bombas estão operando corretamente, uma vez que a temperatura calculada depende apenas da carga e temperatura ambiente, medida diretamente. Por exemplo, considerando uma carga constante, ao fechar-se um registro do radiador, o que se espera é que a temperatura do óleo medida comece a aumentar, enquanto a calculada permanece constante.

Considerando então a temperatura do óleo como objeto do monitoramento no ponto de vista do resfriamento, para que o cálculo e a comparação de temperaturas funcionem corretamente, é necessário que a temperatura do óleo seja medida por um transdutor de temperatura, como o RTD (*Resistance Temperature Detector*). Dentre os RTDs

existentes, destacam-se o Pt100 (feito de platina, com uma resistência de 100 ohms a 0 °C), o mais comum em aplicações de potência é o Pt100.

2.1 O detalhe: A temperatura ambiente

Outro ponto a ser observado é a temperatura ambiente. Uma vez que a temperatura do óleo é obtida a partir da temperatura ambiente, somando-se a ela o gradiente óleo-ambiente para uma determinada carga, é imprescindível que esse valor de temperatura ambiente seja também medido, para não ocorrer uma sobrestimação ou subestimação da temperatura do óleo, dado que o gradiente já é uma parcela da equação que é calculada. Apesar de existir a possibilidade de se considerar a temperatura ambiente fixa para o cálculo, a norma IEEE C57.91 apresenta a estimativa da temperatura ambiente considerando dados meteorológicos anuais para uma melhor estimativa da temperatura ambiente em um determinado mês ou período do ano, mas encoraja esse uso apenas para previsões de carregamentos relativos ao planejamento seguro da operação do transformador, e não para a monitoração on-line [8]. Considerar a temperatura ambiente fixa para o cálculo dificilmente aplicar-se-ia no contexto do Brasil, uma vez que as variações diárias em cada estação do ano e em cada região do país podem ser bem distintas.

Ainda sobre a temperatura ambiente, vale apontar que, para um cálculo realmente expressivo da temperatura do topo do óleo do transformador, a medição de temperatura do ambiente deve ser em um ponto mais próximo ao transformador, para que seja considerado o lugar em que o transformador está da maneira mais fiel possível à realidade. Entretanto, mesmo assim, o cálculo da temperatura do topo do óleo deve ser utilizado apenas para diagnosticar possíveis defeitos no sistema de resfriamento do transformador. Para o cálculo da imagem térmica do enrolamento, a temperatura do topo do óleo deve ser medida, minimizando os erros de cálculo que serão discutidos posteriormente.

3.0 - DOS EQUACIONAMENTOS POSSÍVEIS PARA O CALCULO DA TEMPERATURA DE TOPO DO ÓLEO: EXPONENCIAL E DIFERENCIAL

As normas mais antigas, como a NBR-5416 [5], IEEE C57.91 de 1995 [3] e IEC 60076-7 de 2005 [9], tratam o equacionamento de temperatura de forma exponencial, em que qualquer variação no gradiente óleo-ambiente ou na temperatura ambiente é refletida no topo do óleo por meio de uma curva exponencial que leva em conta a constante térmica do transformador. A Figura 02 exemplifica esse fenômeno.

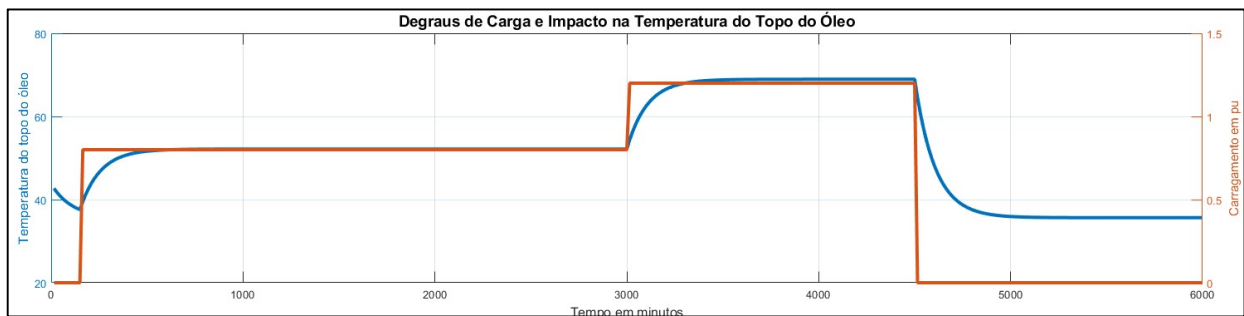


Figura 02: Um degrau na carga e o respectivo impacto na temperatura do topo do óleo

Aplicando a um transformador real, temos a seguinte resposta, mostrada na Figura 03.

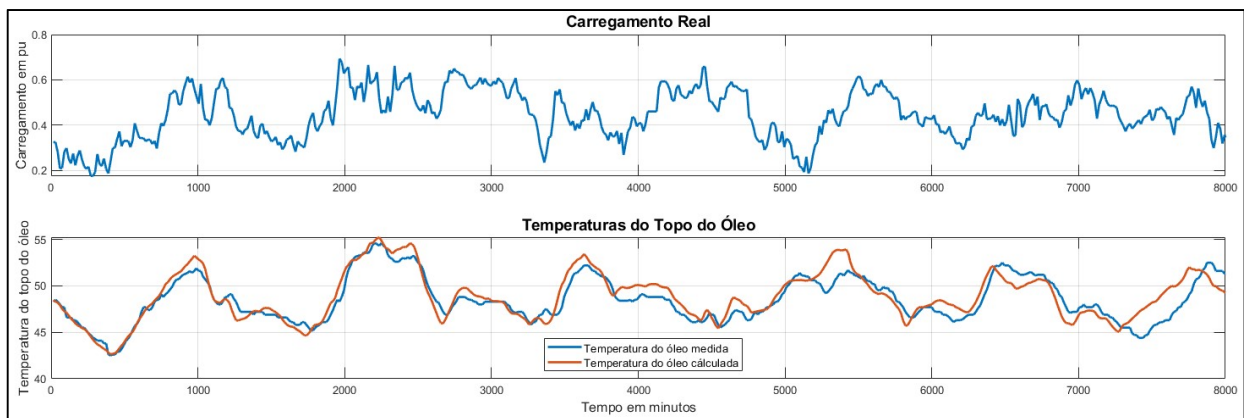


Figura 03: Carregamento real de um transformador e o respectivo impacto na temperatura do topo do óleo

Recentemente, a norma NBR 5356-7 de 2017 [6] trouxe uma abordagem já mencionada na IEC 60076-2005 [9] para o cálculo temporal da temperatura do óleo e do enrolamento por meio de equações de diferenças, que é um método numérico para calcular a resposta de equações diferenciais, enquanto a nova IEEE C57.91 de 2011 [8] manteve seu método exponencial. Essas equações diferenciais, quando resolvidas analiticamente, recaem no método das equações exponenciais. Aplicando-se o método das equações de diferenças, comparando com o método exponencial, tem-se o seguinte resultado, mostrado na Figura 04.

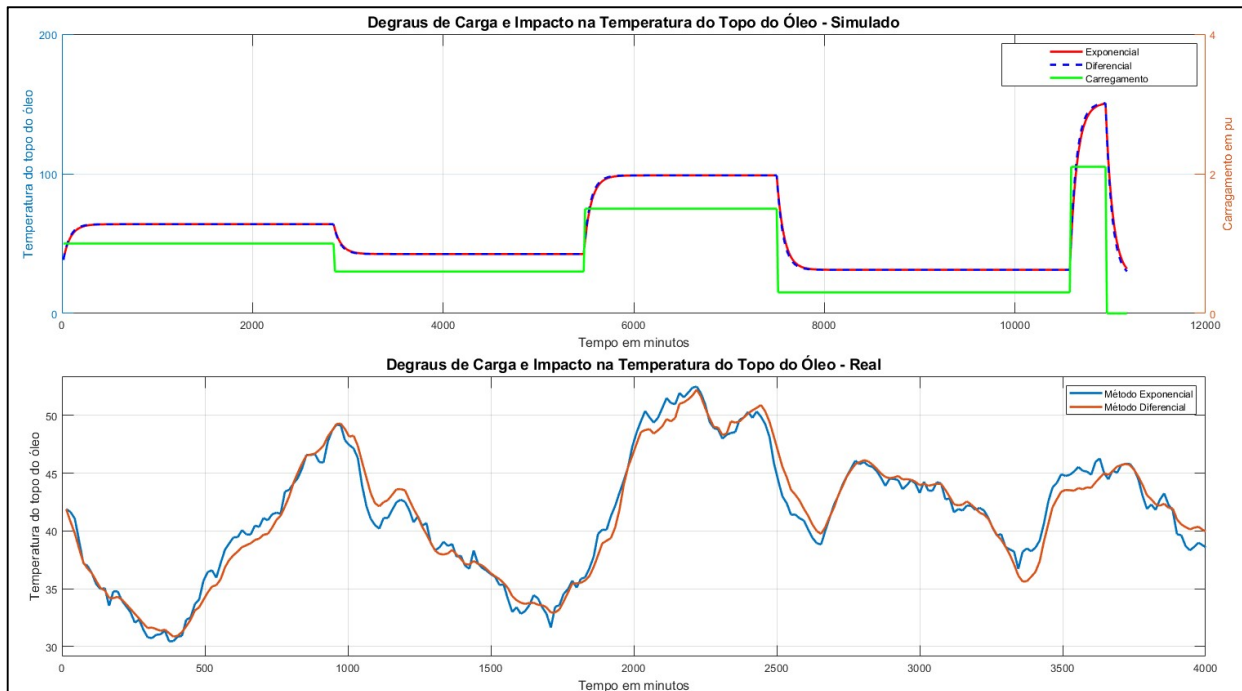


Figura 04: Comparação entre o método exponencial e diferencial para diferentes perfis de carregamento

Como é possível observar, o método das equações de diferenças apresenta um cálculo um pouco mais filtrado. Isso se dá devido a melhor dinâmica (provida pela derivada) da equação de diferenças em relação ao método das exponenciais, como pode ser percebido no diagrama de controle mostrado a seguir, na Figura 05.

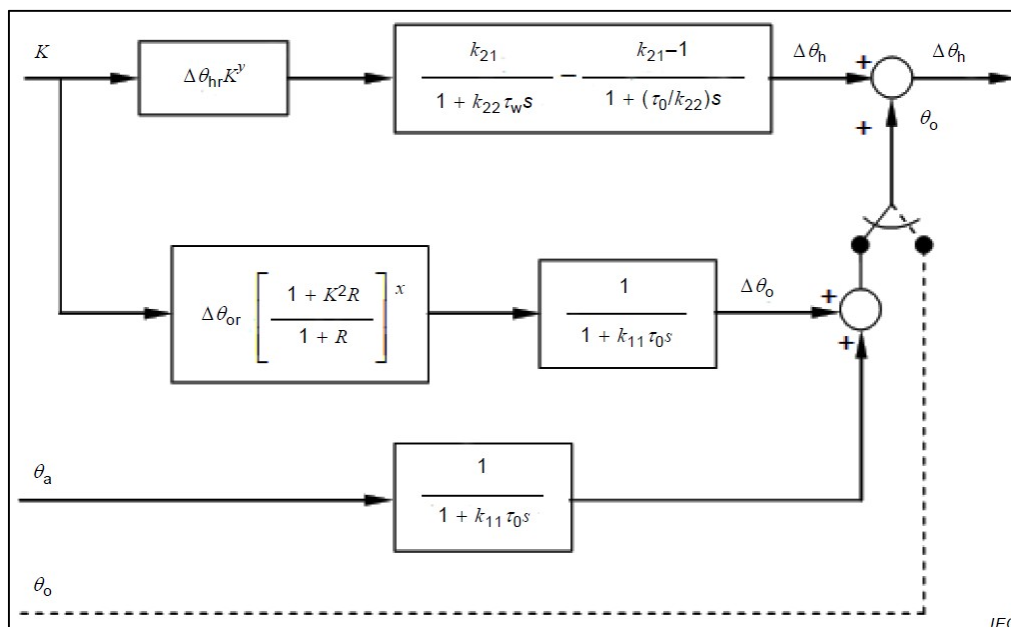


Figura 05: Fluxograma das equações da IEC 60076-7:2018, mostrando as duas origens possíveis para a temperatura do topo do óleo, medida ou calculada

Como se pode ver na Figura 05, os blocos têm um modelamento semelhante a um filtro de primeira ordem. Esse efeito de filtragem representa a resposta inercial do óleo a variações rápidas de carga. Também é possível notar a chave de seleção do diagrama, que indica a possibilidade de realizar o cálculo da temperatura do enrolamento a

partir da temperatura do óleo oriunda do cálculo, considerando-se para tal a temperatura ambiente, ou por medição direta, por meio do transdutor de temperatura. Note que, na opção pelo cálculo a partir da temperatura ambiente, se esta não for medida, mas estimada ou fixa, o modelo dificilmente irá refletir as condições reais de óleo e enrolamento, um sério limitante para efeitos de operação em tempo real.

4.0 - VALIDAÇÃO DOS MODELOS: A APLICAÇÃO EM TRÊS CASOS REAIS

Para validar esses modelos, foram utilizados dados de três transformadores no período de uma semana. Esses dados, são de transformadores em condições normais de operação, com o sistema de resfriamento funcionando perfeitamente. Com a temperatura do óleo medida, o carregamento e a temperatura ambiente de cada transformador, foi possível estudar o comportamento de cada método da norma e comparar com a temperatura do óleo medida. Para isso, também foram levantados os resultados do ensaio de temperatura destes transformadores, a fim de que fosse possível o correto funcionamento dos modelos. A Tabela 01 apresenta estes dados de ensaio.

Tabela 01: Dados dos transformadores (T1, T2, T3) analisados

	T1	T2	T3
Potência (MVA)	100	25	250
Perdas CC (kW)	320	216	610
Perdas em vazio (kW)	45	17	65
Refrigeração	ONAF	ONAF	ONAF
GOA (do último estágio de resfriamento)	30	35,1	36,7

Abaixo, na Figura 06, temos os resultados das simulações dos modelos exponencial e diferencial para cada um dos transformadores. A Tabela 02, a seguir, mostra a distribuição das diferenças entre as temperaturas medida e calculada para cada simulação.

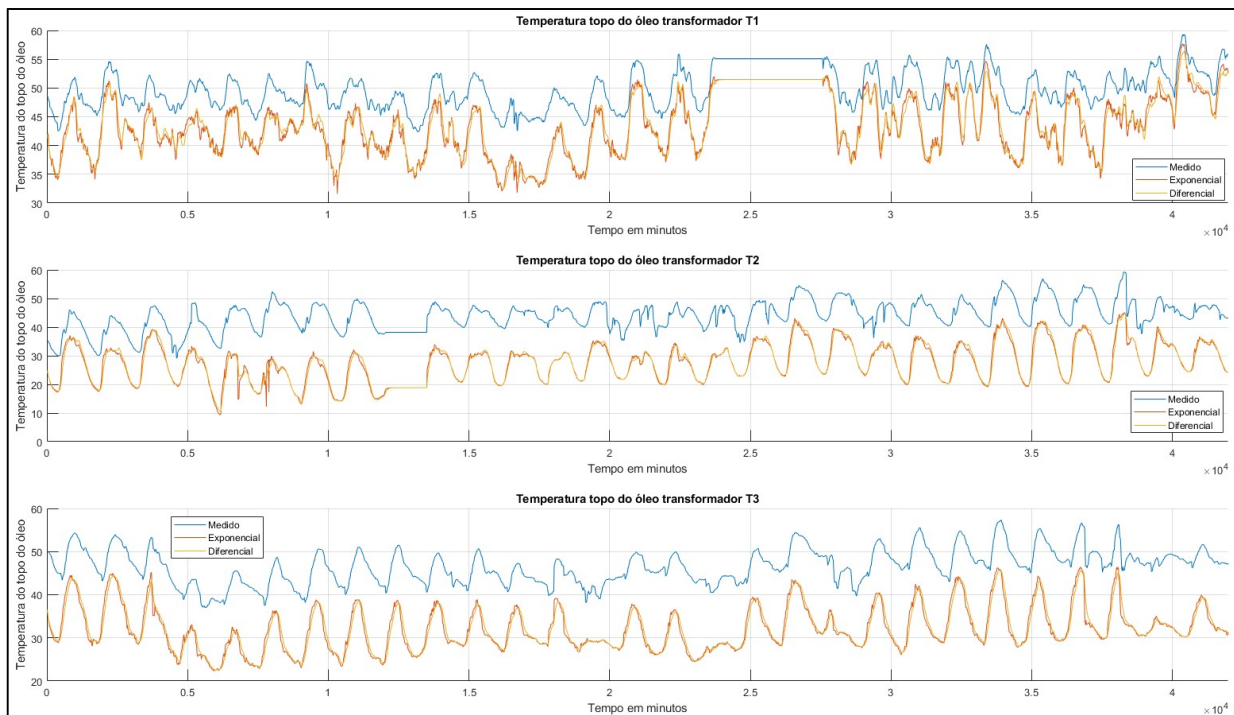


Figura 06: Resultados do modelo diferencial e exponencial para cada transformador estudado

Tabela 02: Resultados analíticos condensados para cada transformador estudado

T1	Exponencial	Diferencial	T2	Exponencial	Diferencial	T3	Exponencial	Diferencial
Máximo	15,3	13	Máximo	34,26	26,26	Máximo	21,33	19,32
Mínimo	0,30	1,75	Mínimo	3,33	3,88	Mínimo	5,31	7,36
Média	6,27	6,26	Média	16,33	16,33	Média	14,35	14,35
Desvio Padrão	2,40	2,22	Desvio Padrão	4,05	3,94	Desvio Padrão	3,18	2,60

Observando os gráficos, nota-se que para cargas baixas (abaixo de 40 %), existe uma diferença de temperatura aproximadamente constante, como um offset em torno de 10 °C, utilizando-se puramente o modelo proposto nas normas. Isso pode ocorrer devido a alguns fatores não considerados, como correntes de ar, chuvas, imprecisões nos ensaios entre outros. Estes fatores, além de alterarem a temperatura ambiente, alteram a quantidade de calor trocada pelo tanque e o ambiente. Na tabela 03, retirada da própria norma, é possível observar uma diferença de 11,5 °C com 0,3 de fator de carga [4].

Tabela 03: Erro de cálculo estimado pela norma IEC 60076-7:2018

Tempo (min)/Fator de carga	Temperatura do topo do óleo (°C)		Temperatura do ponto mais quente do enrolamento (°C)	
	Calculado	Medido	Calculado	Medido
190/1,0	61,8	58,8	83,8	82,2
365/0,6	44,4	47,8	54,9	58,6
500/1,5	89,7	80,8	127,5	119,2
710/0,3	35,3	46,8	39,5	49,8
735/2,1	67,0	65,8	138,2	140,7
750/0,0	59,5	68,2	59,5	82,4

Outra maneira possível para o cálculo da temperatura de topo do óleo, é através da estimação de parâmetros em condições saudáveis do transformador, utilizando métodos como o gradiente descendente estocástico. Porém, isso implica que no momento da estimação dos parâmetros, o transformador deve estar em condições operacionais perfeitas, sem nenhum tipo de deficiência em seu resfriamento ou condições anormais em seu ambiente, a fim de minimizar os erros durante o período posterior de cálculo da temperatura do topo do óleo.

A Figura 07 considera um período de uma semana para estimar os parâmetros do transformador e depois aplica os parâmetros encontrados no restante dos dados. Observe o comportamento do erro.

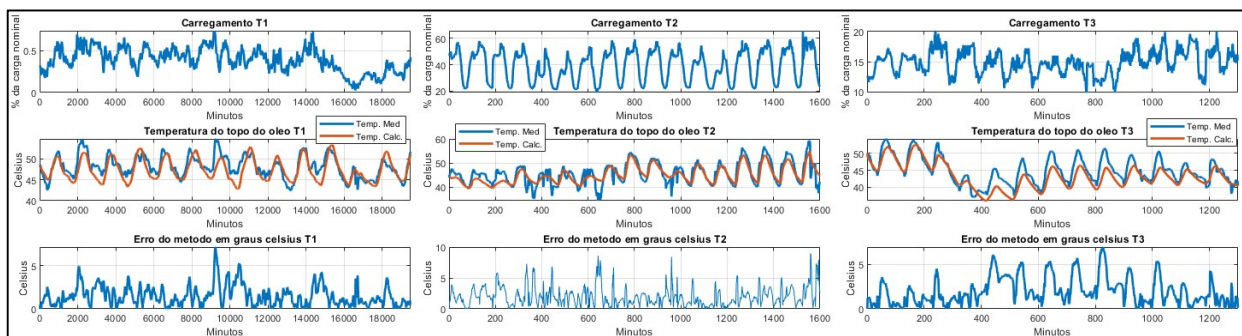


Figura 07: Resultados do método de estimação de parâmetros

5.0 - O IMPACTO DA VISCOSIDADE NA ACURÁCIA DO MODELO

Uma explicação plausível para o efeito de baixas cargas pode ser encontrada em [10], onde a viscosidade do óleo varia de acordo com a temperatura. Como a viscosidade do óleo influencia na convecção deste dentro do transformador, a troca de calor com o tanque e posteriormente com o ambiente é afetada, ocorrendo com maior ou menor velocidade. Isso, em termos de modelo, impacta diretamente nos parâmetros térmicos do transformador.

Considerando-se o efeito convectivo, em baixas temperaturas, o óleo encontra-se mais viscoso, e sua “mobilidade” dentro do tanque do transformador é menor, trocando menos calor com o ambiente ao passar pelos radiadores. Já em temperaturas mais altas, a viscosidade diminui, fluindo mais facilmente pelo tanque e, conseqüentemente, trocando mais calor com o ambiente. Modelando esse efeito, é possível realizar alterações nas equações propostas nas normas e obter um cálculo mais apurado. A Figura 08 compara os resultados obtidos pelo modelo diretamente retirado da norma e pelo modelo considerando a viscosidade do óleo.

Pela Figura 09, é possível perceber, para esses dados analisados, a melhora significativa no método, com a diminuição significativa do erro das estimativas. Isso embasa o fato da influência da viscosidade no modelamento térmico dos transformadores, principalmente para perfis de carregamentos e temperatura ambiente do Brasil, que podem possuir variações grandes ao longo de um dia.

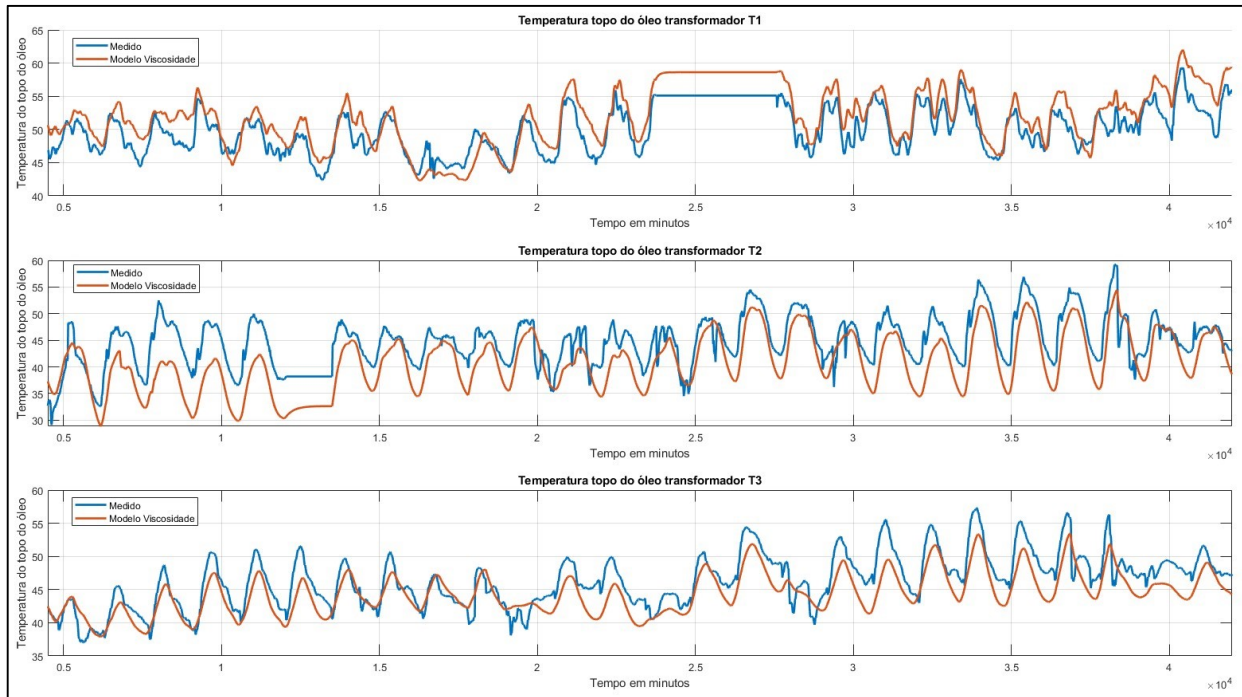


Figura 08: Resultados do modelo diferencial considerando-se os efeitos da variação da viscosidade do óleo com a temperatura, para os três transformadores estudados

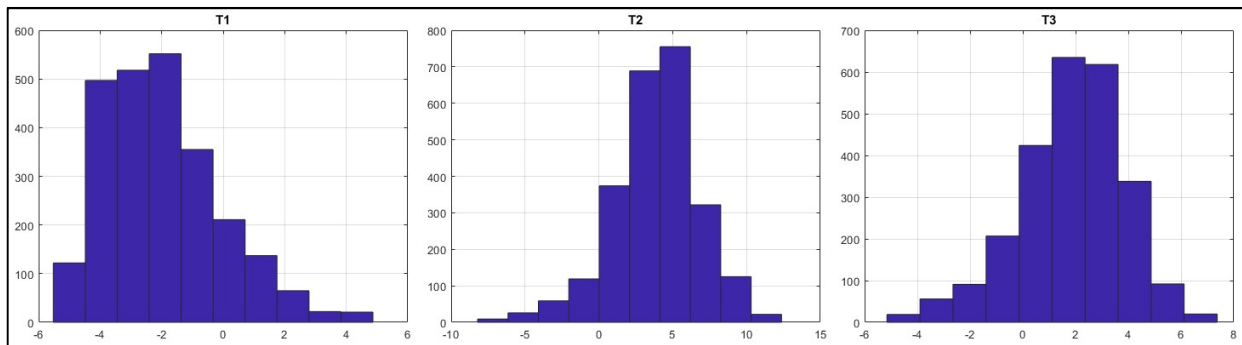


Figura 09: Erro médio do modelo diferencial considerando-se os efeitos da variação da viscosidade do óleo com a temperatura, para os três transformadores estudados

6.0 - CONCLUSÃO

Neste artigo foram discutidos os métodos hoje existentes para cálculo da temperatura do topo do óleo, evidenciando as questões mais relevantes para o cenário brasileiro, como grande variação de temperatura ambiente e carregamento ao longo de um dia. Devido a essa variação, conclui-se que o melhor a ser feito para o cálculo da temperatura do enrolamento é iniciar o cálculo com a temperatura do óleo medida, pois a temperatura do óleo calculada pode contar com um erro inerente ao próprio cálculo proposto pela norma, por não levar em consideração fatores que fogem do controle do modelo matemático.

Também pode-se concluir que a temperatura ambiente, deve ser medida e, de preferência, o mais próximo do ativo monitorado, para melhor representar as condições do ambiente em que ele está. Estimar a temperatura ambiente em um valor fixo gera um cálculo pouco representativo, especialmente no cenário do Brasil.

Por fim, foram exibidas as limitações no cálculo hoje existente modelado pelas normas atuais. As normas exibem no texto normativo diferenças de até 10 °C para carregamentos baixos, diferença essa que foi observada maior nos transformadores utilizados para as simulações. Com isso, foram apresentadas possíveis soluções para melhor descrever os cálculos térmicos de um transformador, dentre os quais está um método que considera a viscosidade do óleo, fator este que influencia grandemente no modelamento térmico do transformador. Pelos resultados obtidos, foi detectado que o erro diminuiu consideravelmente. Todas essas melhorias devem ser observadas, especialmente na aplicabilidade das normas para transformadores no Brasil, a fim de se obter um melhor monitoramento do ativo e a efetiva proteção e melhor estimativa e controle de sua vida útil.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa ANEEL n. 729, de 28 de junho de 2016” [The National Electric Energy Agency, Normative Resolution n. 729, 2016 June 28], ANEEL, 2016. (in Portuguese)
- [2] T. V. Oommen and T. A. Prevost. “Cellulose Insulation in Oil-Filled Power Transformers: Part II - Maintaining Insulation Integrity and Life”. IEEE Electrical Insulation Magazine Vol. 22, No. 2. March/April 2006.
- [3] International Standard, “ANSI/IEEE C57.91-1995 - IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers”. 1995.
- [4] International Standard, "IEC 60076-7:2018 - Power transformers - Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers," ed. 2.0, 2018.
- [5] Associação Brasileira de Normas Técnicas, “NBR 5416: Aplicação de cargas em transformadores de potência - Procedimento” [Brazilian Technical Standards Association, standard NBR 5416: Load application on power transformer - Procedure], Rio de Janeiro, 1997. (in Portuguese)
- [6] Associação Brasileira de Normas Técnicas, “NBR 5356-7: Transformadores de potência Parte 7: Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante” [Brazilian Technical Standards Association, standard NBR 5356-7: Power transformers Part 7: Loading guide for liquid-immersed power transformers], Rio de Janeiro, 2017. (in Portuguese)
- [8] International Standard, “IEEE C57.91-2011 - IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers”. 2011.
- [9] International Standard, "IEC 60076-7:2005 - Power transformers - Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers," ed. 1.0, 2005.
- [10] M. Roslan, N. Azis, M. Kadir, J. Jasni, Z. Ibrahim and A. Ahmad, "A Simplified Top-Oil Temperature Model for Transformers Based on the Pathway of Energy Transfer Concept and the Thermal-Electrical Analogy", Energies, vol. 10, no. 11, p. 1843, 2017.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Daniel Carrijo Polonio Araujo recebeu o Diploma de Graduação em Engenharia Industrial Elétrica no ano de 2005 pelo Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais – CEFET-MG, com ênfase em Sistemas Elétricos Industriais e Sistemas Elétricos de Telecomunicações. Recebeu o Diploma de Mestre em Engenharia Elétrica no ano de 2009 pela UFMG – Universidade Federal de Minas Gerais, na área de concentração de Sinais e Sistemas com a linha de pesquisa em Sistemas de Controle e Automação de Processos. Courseu as disciplinas do Doutorado (Incompleto) em Engenharia Elétrica pela UFMG – Universidade Federal de Minas Gerais. Atualmente é doutorando na USP – Universidade de São Paulo. Sua linha de pesquisa é em Sistemas Elétricos de Potência e Sistemas Inteligentes. Trabalha na Treotech Sistemas Digitais Ltda. desde 2007. Atualmente atua como Diretor de Engenharia / PD&I. Áreas de atuação e interesse: Sistemas de Monitoração para Equipamentos de Alta Tensão, Pesquisa de Métodos Preditivos para a Manutenção, Ensaios e Diagnósticos em Equipamentos Elétricos, Ensaios de Resposta em Frequência e Inteligência Computacional.



Rafael Prux Fehlberg trabalha com a Treotech desde 2005. Especializado em sistemas de controle e monitoramento de transformadores de potência, coordena o departamento de suporte de engenharia. Formou-se engenheiro de controle e automação em 2004 pela Pontifícia Universidade Católica do RS, e em 2015 concluiu o MBA em Gerenciamento de Projetos. Está cursando atualmente o mestrado em Engenharia Elétrica pela USP São Carlos.



Gabriel de Souza Pereira Gomes possui graduação em Engenharia Eletrônica e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, com ênfase em instrumentação e processamento de sinais. Possui experiência nas áreas de instrumentação, aquisição e processamento de sinais e diagnósticos de máquinas elétricas, coordenação de isolamento, simulações (ATP e Simulink), modelamento matemático e físico de sistemas de potência, entre eles transformadores, buchas condensivas, isoladores e para-raios.



Mateus Batista de Moraes trabalha com a Treotech, como Engenheiro de Suporte Técnico desde 2018. Formou-se engenheiro eletricitista em 2016 pela Universidade Federal de Itajubá, MG, tendo trabalhado nas áreas de proteção, controle e monitoramento de ativos do sistema elétrico.