

VITRAN: Sistema Computacional para a Avaliação das Condições de Carga Admissíveis e Perda de Vida Útil de Transformadores de Dois e Três Enrolamentos

S. L. Lima, UFMA; A. Pereira-Neto, UFMA; O. R. Saavedra, UFMA; R. N. Rosa Filho, ELN-MA; O. A. Fernandes, ELN-DF; A. N. de Souza, UNESP.

Resumo - Neste trabalho é descrita uma ferramenta computacional baseada na norma Brasileira e nas resoluções ANEEL para determinar a perda percentual da vida útil de unidades transformadoras devido a sobrecargas e para estimar o adicional financeiro a ser pago à concessionária como ressarcimento. É realizada uma discussão crítica dos aspectos práticos e desdobramentos desse procedimento, quanto a sua implementação. São apresentados estudos de caso com transformadores de potência em operação considerando vários cenários, incluindo-se discussão dos resultados e conclusões.

Palavras-Chave - Perda de vida útil, adicional financeiro, transformadores de potência, carregamento admissível.

I. INTRODUÇÃO

A vida útil de transformadores de alta tensão e sua capacidade de recondicionamento são freqüentemente determinados pelo estado dos materiais isolantes. O papel Kraft e o óleo isolante usado nos transformadores elétricos degradam com o tempo, sendo que a taxa de degradação depende fortemente das condições térmicas, oxidativas, hidrolíticas, elétricas e mecânicas dentro do equipamento. Tipicamente, a temperatura de operação dos enrolamentos para transformadores de potência encontra-se na faixa de 80 °C a 100 °C, e nestes valores o papel isolante é submetido a uma baixa degradação, com perdas simultâneas das propriedades elétricas e mecânicas do papel [1][2].

A Agência Nacional de Energia Elétrica do Brasil (ANEEL), a partir da audiência pública nº 010/2000, resolveu estabelecer os procedimentos para o cálculo do adicional financeiro por sobrecargas que ocasionem perda adicional de vida útil em equipamentos de transformação das concessionárias de transmissão, estabelecendo a resolução 513 [11] baseada na Norma Brasileira NBR-5416 [3]. Com isso, os transformadores e autotransformadores de potência, poderão ser compensados por adicional financeiro quando operarem com carga acima de suas respectivas potências nominais.

Neste contexto, torna-se estratégico para as Concessionárias dispor de uma ferramenta computacional que permita avaliar a perda de vida útil de transformadores e autotransformadores, de forma a dar subsídios para a estimação do adicional financeiro por sobrecargas, bem como auxiliar no planejamento da operação dos transformadores da Concessionária [3].

Vários são os trabalhos nos quais são descritas técnicas e metodologias para a determinação da perda de vida, incluindo as análises gás cromatográficas, físico-químicas, Grau de Polimerização (GP) e teor de 2-Furfuraldeído (2-FAL) [4][5]. O aumento total das temperaturas (enrolamento e óleo) está diretamente relacionado com o carregamento do transformador (carga diária) e com a temperatura ambiente, sendo que esta relação obedece às equações da teoria de Arrhenius. Os valores de temperaturas obtidos são variáveis de grande importância para determinação da perda de vida dos transformadores, principalmente o da temperatura ambiente, visto que para efeito de envelhecimento o processo é puramente térmico, caso o equipamento seja mantido nas condições estabelecidas pela norma.

A NBR-5.416 de julho 1997 [12] é totalmente baseada nas equações de Arrhenius e estabelece dois tipos de procedimentos para o cálculo do carregamento admissível e da perda de vida no transformador em função da potência, do número de enrolamento (dois ou três enrolamentos) e da disponibilidade de informações adicionais sobre o controle das condições operacionais.

Neste trabalho descreve-se o desenvolvimento e implementação de uma ferramenta computacional baseada na resolução ANEEL 513 [11], assim como da NBR-5.416, cujo objetivo é determinar o carregamento admissível, bem como determinar a perda de vida útil e o adicional financeiro devido a sobrecargas em transformadores de potência. O sistema computacional é validado com estudo de casos envolvendo equipamentos reais da concessionária ELETRONORTE e considerando vários cenários. O artigo está organizado como segue: primeiro é apresentada uma breve revisão de Teoria de Arrhenius, para determinação da

perda de vida percentual de transformadores. Em seguida, aborda-se a norma ABNT que norteia a resolução ANEEL 513, descrevendo-se sumariamente os procedimentos 1 e 2. Na sequência, é descrita a ferramenta desenvolvida acompanhada dos estudos de casos. Finalmente é apresentada uma discussão e as conclusões do trabalho.

II. BASES DA TEORIA DE ARRHENIUS

Como visto em [12], a lei de Arrhenius diz respeito à influência da temperatura na velocidade das reações químicas. De acordo com esse critério, essas reações são dependentes basicamente da temperatura, sendo que o tempo de reação é dado pela expressão seguinte:

$$t = a \cdot e^{\left(\frac{B}{T}\right)} \quad (1)$$

Nessa relação, temos que t é o tempo, T é a temperatura, a e B são constantes empíricas baseadas nos materiais reagentes, nas condições da reação e nas unidades do sistema.

Como estabelecido no guia de carregamento IEEE C57.91-1995 em [13], o sistema isolante do transformador deteriora-se em função do tempo e da temperatura. Observado que a distribuição de temperatura na maioria dos transformadores não é uniforme, a prática mais comum é considerar o efeito produzido pela temperatura do ponto mais quente (hottest-spot temperature). Várias temperaturas, tais como do topo do óleo, da superfície do radiador e do meio de resfriamento podem ser medidas diretamente para estimar a temperatura do ponto quente [6].

Com o avanço das tecnologias na fabricação dos transformadores e nos equipamentos de monitoração de alguns processos, as famílias atuais de transformadores contam com aquisição de dados de várias grandezas elétricas como tensão, corrente, frequência, fator de potência, potências ativa e reativa além da temperatura ambiente, temperatura no enrolamento e no óleo, de forma que estes dados aquisitados podem ser diretamente aplicados na equação final de Arrhenius, ou seja, da perda de vida (PV%) sem haver a necessidade de se estimar através da curva de carga os valores máximos de temperatura. Esta análise torna os resultados mais exatos se os valores medidos tiverem um bom nível de confiança.

A. Perda de Vida Segundo a Teoria de Arrhenius

A avaliação da perda de vida percentual (PV%) de um transformador pode ser feita pela equação de Arrhenius conforme mostra a expressão seguinte:

$$PV\% = 100 \cdot t \cdot 10^{-\left(A + \frac{B}{T}\right)} \quad (2)$$

Em que:

PV% é perda de vida percentual em um ponto específico com temperatura T do transformador; t é o tempo de operação em horas; T é a temperatura do ponto quente em graus Kelvin; A e B são parâmetros de ajuste, funções da classe de temperatura do transformador e do tipo do papel isolante.

Os parâmetros A e B estão definidos nas normas NBR-5.416, ANSI-C57.91 e ANSI-C57.92, sendo portanto de conhecimento geral, o que facilita sua utilização em nível de modelagem

A utilização da eq. (2) tem uma limitação evidenciada no fato que a PV% é sempre calculada considerando a temperatura de um ponto (ponto quente), enquanto na realidade, existe um perfil radial e longitudinal de temperaturas no interior dos transformadores, conforme a Figura 1 [12] [7].

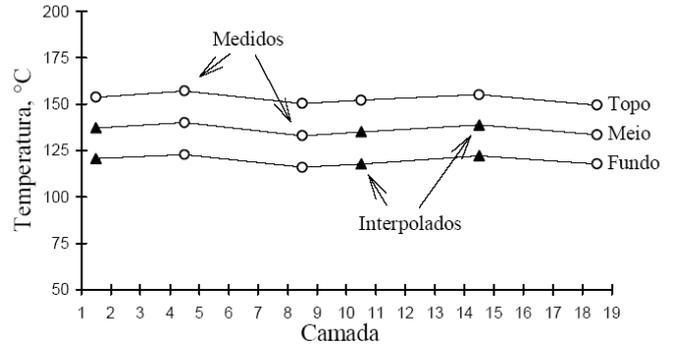


Figura 1: Perfil de Temperatura do Enrolamento

III. A NORMA BRASILEIRA NBR 5.416

Uma das principais causas relacionadas ao envelhecimento acelerado do transformador são as sobrecargas. Estas se manifestam em decorrência de alguma contingência ou solicitação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), pela qual o transformador é solicitado para trabalhar acima da sua potência nominal. Em decorrência disto, foi estabelecido pela ANEEL, através da resolução nº 513 de setembro de 2002 [2], os procedimentos para determinação de adicional financeiro devido a sobrecargas que ocasionem perda adicional de vida útil.

Para atender aos requisitos determinados pela resolução da ANEEL, deve-se obrigatoriamente atender a norma NBR-5.416, na qual a resolução é baseada. Esta norma trata dos procedimentos para aplicação de carga e determinação das temperaturas em transformadores de potência.

A norma estabelece que expectativa de vida de um transformador é dada pelo período em que a celulose sofre com os processos de degradação como: água, oxigênio e contaminantes presentes no óleo isolante. Porém, mantendo-se sob controle a ação desses processos, o envelhecimento da celulose será predominantemente *térmico* [12].

A NBR-5.416 define dois procedimentos para o cálculo do carregamento máximo admissível, os quais são detalhados a seguir.

A. Procedimento 1

O procedimento 1 da norma fornece as condições para aplicação de carga em transformadores com dois ou três enrolamentos e com potências nominais trifásicas de até 100 MVA, para usuários que possuem as mínimas informações operacionais sobre o transformador. A formulação descrita mais à frente é desenvolvida para transformadores de 2

enrolamentos. Entretanto, para transformadores de 3 enrolamentos, deve-se utilizar a mesma formulação, apenas considerando, como potência nominal, aquela do enrolamento que estiver submetido ao maior percentual de carga, considerando os demais a vazio.

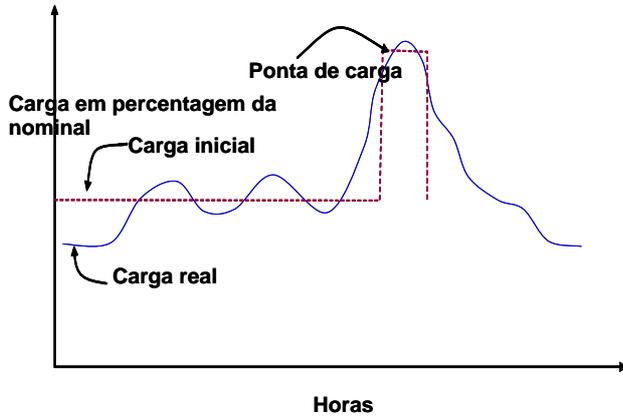


Figura 2: Ciclo de Carga Real e seu Equivalente Retangular

O usuário deverá dispor, basicamente, dos dados de placa e do ciclo de carregamento, sendo que este deve ser convertido em um ciclo retangular termicamente equivalente para aplicação das equações. Na Figura 2 é mostrado um ciclo de carga real e o seu equivalente retangular.

A formulação das equações são baseadas na teoria de Arrhenius, as quais possuem característica logarítmica. Na Figura 3 é mostrado o ciclo genérico com dois níveis de temperaturas. O perfil das temperaturas possui característica exponencial conforme as equações (3) e (6) [12].

As Equações (3) e (4) permitem definir o perfil de temperaturas do óleo e do enrolamento, respectivamente, durante a ponta do ciclo retangular (aquecimento). As equações (5) e (6) permitem definir o perfil de temperaturas do óleo e do enrolamento, respectivamente, imediatamente após a ponta e durante a carga inicial (resfriamento). Algumas variáveis contidas nas equações devem ser calculadas e outras devem ser obtidas por tabelas que constam na norma.

De posse desses perfis, os valores de temperatura do ponto mais quente podem ser aplicados diretamente na equação (2) para estimar o percentual de perda de vida durante um certo intervalo de tempo considerado.

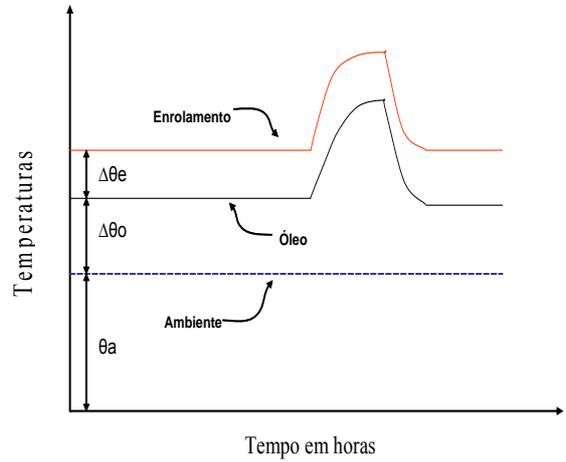


Figura 3: Comportamento das Temperaturas

$$\Delta\Theta_{oa} = (\Delta\Theta_{of} - \Delta\Theta_{oi}) \cdot \left(1 - e^{-t/T_o}\right) + \Delta\Theta_{oi} \quad (3)$$

$$\Delta\Theta_{ea} = (\Delta\Theta_{ef} - \Delta\Theta_{ei}) \cdot \left(1 - e^{-t/T_e}\right) + \Delta\Theta_{ei} \quad (4)$$

$$\Delta\Theta_{or} = (\Delta\Theta_{om} - \Delta\Theta_{oi}) \cdot e^{-t'/T_o} + \Delta\Theta_{oi} \quad (5)$$

$$\Delta\Theta_{er} = (\Delta\Theta_{em} - \Delta\Theta_{ei}) \cdot e^{-t'/T_e} + \Delta\Theta_{ei} \quad (6)$$

Em que:

$\Delta\Theta_{oa}$ é a elevação de temperatura do óleo durante o aquecimento; $\Delta\Theta_{ea}$ é a elevação de temperatura do enrolamento durante o aquecimento; $\Delta\Theta_{or}$ é a elevação de temperatura do óleo durante o resfriamento; $\Delta\Theta_{er}$ é a elevação de temperatura do enrolamento durante o resfriamento; $\Delta\Theta_{oi}$ é a elevação inicial da temperatura do óleo; $\Delta\Theta_{ei}$ é a elevação inicial da temperatura do enrolamento; $\Delta\Theta_{of}$ é a elevação final da temperatura do óleo; $\Delta\Theta_{ef}$ é a elevação final da temperatura do enrolamento; $\Delta\Theta_{om}$ é a elevação máxima da temperatura do óleo durante a ponta; $\Delta\Theta_{em}$ é a elevação máxima da temperatura do enrolamento durante a ponta; T_e é a constante térmica do enrolamento; T_o é a constante térmica do óleo; t é o tempo em horas.

B. Procedimento 2

Este procedimento é aplicado a transformadores com dois ou mais enrolamentos e não possui limitação de potência, para usuários que possuem o controle das condições operacionais das unidades transformadoras. Estes controles são: níveis de oxigênio, água, índice de neutralização e outros. Com isso, os resultados dos perfis de temperatura e da perda de vida calculados, estarão bem mais próximos do real e, também, a vida remanescente do equipamento poderá ser calculada diretamente tomando como base um tempo de expectativa de vida total.

O procedimento 2 da norma inclui todas as equações formuladas no procedimento 1 com a vantagem de se estender o cálculo das temperaturas para os três enrolamentos. O cálculo das temperaturas dos enrolamentos

é dado pelas equações (7) e (10), as quais podem ser obtidas em detalhes de [12].

$$\Delta\Theta_{oa} = (\Delta\Theta_{of} - \Delta\Theta_{oi}) \cdot \left(1 - e^{-t/T_o}\right) + \Delta\Theta_{oi} \quad (7)$$

$$\Delta\Theta_{ea}^y = (\Delta\Theta_{ei}^y - \Delta\Theta_{ef}^y) \cdot \left(1 - e^{-t/T_e}\right) + \Delta\Theta_{ei}^y \quad (8)$$

$$\Delta\Theta_{or} = (\Delta\Theta_{om} - \Delta\Theta_{oi}) \cdot e^{-t/T_o} + \Delta\Theta_{oi} \quad (9)$$

$$\Delta\Theta_{er}^y = (\Delta\Theta_{em}^y - \Delta\Theta_{ei}^y) \cdot e^{-t/T_e} + \Delta\Theta_{ei}^y \quad (10)$$

Em que:

$\Delta\Theta_{ea}^y$ e $\Delta\Theta_{er}^y$ são as elevações de temperatura do enrolamento y durante o aquecimento e resfriamento, respectivamente; $\Delta\Theta_{ei}^y$ e $\Delta\Theta_{ef}^y$ são as elevações inicial e final, respectivamente, da temperatura do enrolamento y ; $\Delta\Theta_{em}^y$ é a elevação máxima da temperatura do enrolamento y durante a ponta.

IV. CARREGAMENTO ADMISSÍVEL SEGUNDO A NBR 5.416

Segundo a norma, carregamento admissível é dado pela capacidade de corrente admissível do transformador, em amperes, podendo ser, inclusive, superior à corrente nominal, desde que respeitados os limites estabelecidos. Em outras palavras, permite informar o quanto o transformador poderá ser carregado sem que os valores de temperatura do óleo e do enrolamento ultrapassem os valores limites [12]. Esses limites variam de acordo com o procedimento adotado, a classe do transformador e o tipo de carregamento.

Para o cálculo do perfil admissível nos dois procedimentos da norma, o ciclo adotado estará na forma de arquivo morto (*off-line*), portanto, os cálculos não possuirão características de controle de carga em tempo real. Conforme o **procedimento 1**, o perfil admissível calculado deverá obedecer aos valores da Tabela I.

TABELA I

TEMPERATURA LIMITE P/ O PROCEDIMENTO 1

Classe do Transformador	55 °C	65 °C
Máxima temperatura do topo do óleo	95 °C	105 °C
Máxima temperatura do ponto mais quente	105 °C	120 °C

A própria norma dispõe, no anexo B, de um conjunto de tabelas onde são sugeridos alguns carregamentos admissíveis calculados através das equações do procedimento 1.

No **procedimento 2**, deverão ser adotados os limites da Tabela II, onde está incluído o tipo de carregamento que se deseja aplicar. Além das temperaturas, a perda de vida também deve servir como referência para calcular o carregamento admissível, baseada no valor de perda de vida diário segundo a teoria de Arrhenius (referência de quarenta anos para a vida esperada de um transformador).

TABELA II

TEMPERATURA LIMITE - PROCEDIMENTO 2

Tipo de carregamento	Classe			
	55 °C		65 °C	
	Temperatura °C			
	óleo	hot-spot	óleo	hot-spot
Normal	95	105	105	120
Emergência longa	105	120	110	130
Emergência curta	105	130	110	140

V. A RESOLUÇÃO N° 513 DA ANEEL

De posse das informações básicas necessárias para calcular o perfil da temperatura do ponto mais quente (*hot-spot*) em um determinado ciclo de carga de um transformador, deve-se atender aos procedimentos que constam na resolução n° 513 da ANEEL.

Primeiramente, deve-se entender que a resolução estabelece os procedimentos para o cálculo do adicional financeiro devido a sobrecargas que ocasionem perda adicional de vida útil em instalações de transmissão do sistema elétrico. Estas sobrecargas estão relacionadas com a violação do valor nominal do equipamento, ou seja, só poderão ser compensados por adicional financeiro transformadores quando operarem acima da potência nominal, correspondente ao último estágio do sistema de resfriamento [11].

O anexo da resolução apresenta os critérios básicos para o cálculo do Fator de Carregamento necessários ao estabelecimento de adicional financeiro. Este fator é suportado pelo modelo simplificado da teoria de Arrhenius e leva em consideração duas parcelas principais: a primeira está relacionada como a perda de vida útil dos transformadores, enquanto que a segunda relaciona-se como o risco de falha nesses equipamentos.

VI. VALIDAÇÃO E ESTUDO DE CASO

O sistema de software - denominado de VITRAN – foi validade inicialmente através da reprodução dos exemplos citados na NBR 5416 para transformadores de 2 e 3 enrolamentos. Posteriormente, a validação envolveu um caso real, onde foram feitas simulações para o cálculo de **adicional financeiro**, bem como para o cálculo de **carregamento admissível**. O ciclo de carregamentos utilizados foi obtido de um transformador da ELETRONORTE-MA, em períodos regulares de sobrecarga.

Na simulação de carregamento admissível, têm-se como principais dados de entrada os seguintes: curva de carga real, temperatura ambiente média, tipo de resfriamento em operação e potências nominais, além de alguns parâmetros obtidos diretamente da NBR 5.416. Já como variáveis de saída, têm-se as temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento, assim como o carregamento

máximo admissível, ou seja, a potência que poderia ser fornecida pelo transformador sem que os valores limitantes (temperaturas do óleo e do enrolamento e a perda de vida do material isolante) fossem violados.

Foram simuladas situações para os dois procedimentos descritos anteriormente. A simulação de adicional financeiro é realizada, de acordo com a resolução nº 513 da ANEEL, em um ciclo de carga mensal. Desse modo, todos os valores obtidos para este caso são valores para um mês de funcionamento do transformador. No entanto, os gráficos mostrados, são referentes ao primeiro dia do ciclo mencionado.

A. Testes de Validação

Nas páginas 66 e 69 da NBR 5416 é apresentado um exemplo do cálculo da elevação de temperatura e perda de vida para transformadores de 2 e 3 enrolamentos respectivamente. Estes exemplos foram testados através do software VITRAN a fim de comparar os resultados. Na Figura 4 são apresentadas as temperaturas calculadas do óleo e do enrolamento para transformadores de 2 enrolamentos, utilizando o Procedimento 1. Os valores fornecidos pela Norma são de 110,93 °C para temperatura do óleo e de 166,10°C para temperatura do enrolamento. Os valores calculados pelo VITRAN estão dentro do previsto com valores de 110,928°C e 166,097°C.

Podem ser observados através da Figura 5 os valores das elevações de temperatura nos três enrolamentos do transformador de acordo com o previsto na Norma.

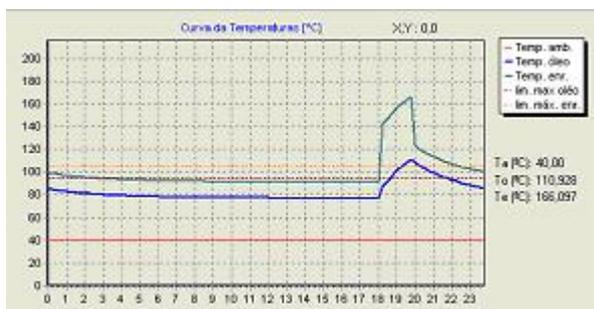


Figura 4: exemplo Procedimento 1 NBR 5416

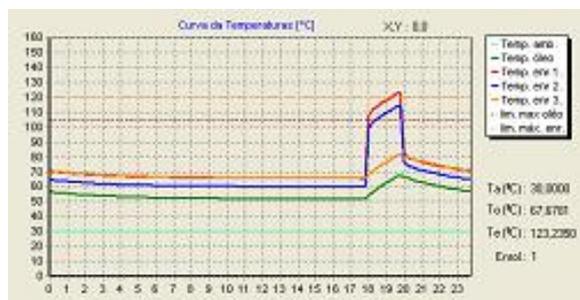


Figura 5: Exemplo Procedimento 2 NBR 5416

B. Simulações com o Procedimento 1

Este procedimento, de maneira geral, é aplicado a transformadores de 2 enrolamentos e que não haja controle

das condições operacionais desses equipamentos. Para estudo de caso, foi considerado um transformador com as seguintes características:

- Tipo de resfriamento: ONAN/ONAF>133%;
- Classe: 55°C;
- Potência nominal: 100 MVA;
- Temperatura ambiente média: 30°C.

Uma primeira simulação realizada foi o cálculo do **adicional financeiro** no período de um mês. Na Figura 6 é mostrado o ciclo de carga real (verde), a capacidade máxima e os intervalos em que ocorreu sobrecarga (vermelho) para o primeiro dia do mês.

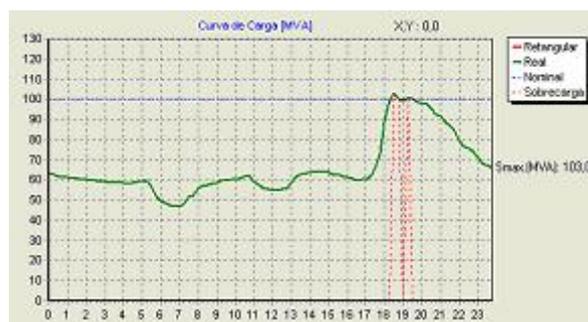


Figura 6: Carregamento do Transformador – Procedimento 1

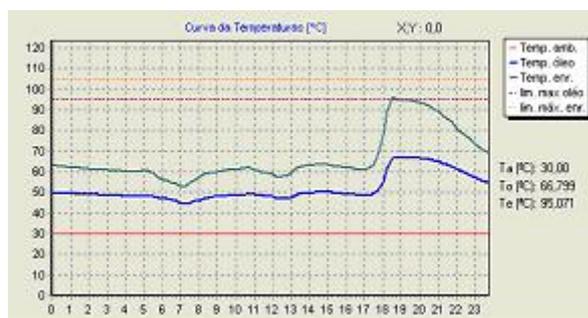


Figura 7: Perfil de Temperaturas – Procedimento 1

Na Figura 7, é mostrado o perfil de temperaturas obtido a partir do carregamento da Figura 6. Neste gráfico tem-se a temperatura ambiente média (T_a), a temperatura do ponto mais quente do óleo (T_o) e a temperatura do ponto mais quente do enrolamento (T_e).

Na Figura 8, mostram-se os resultados do percentual de adicional financeiro em relação à Receita Anual Permitida (RAP) e ao Pagamento Base (PB). Deve-se lembrar que todos esses valores são calculados segundo a resolução nº513 da ANEEL descrita em seções anteriores.



Figura 8: Resultados do Adicional Financeiro – Procedimento 1

Da Figura 7, é possível notar que os limites de temperatura não foram violados. No entanto, na Figura 6, a carga de ponta é superior ao valor nominal em alguns períodos, o que indica uma possível perda acelerada na vida útil do equipamento. Este sobrecarregamento durante um mês resultaria em um **Fator de Sobrecarregamento** maior que a unidade possibilitando o adicional financeiro mostrado na Figura 8. Este adicional financeiro seria o percentual a ser recebido pela concessionária, caso todas as exigências impostas pelo Operador Nacional do Sistema fossem atendidas.

A segunda simulação foi a determinação do **carregamento admissível** para o transformador em estudo. Como pode ser visto na Figura 7, os valores máximo das temperaturas do óleo e do enrolamento estão abaixo dos valores limites. Desse modo, segundo a NBR 5.416, o transformador suportaria mais carga ainda sem que os limites máximos de temperatura sejam violados.

Na Figura 9, verifica-se o carregamento equivalente retangular (em linha cheia) e o carregamento máximo durante a ponta representado pela linha pontilhada. Já na Figura 10, observa-se o perfil de temperaturas obtido para o carregamento admissível dado na Figura 9. Podemos notar que o valor da temperatura do ponto mais quente do enrolamento se aproxima do seu valor limite ($T_e=104,981\approx 105^\circ\text{C}$).

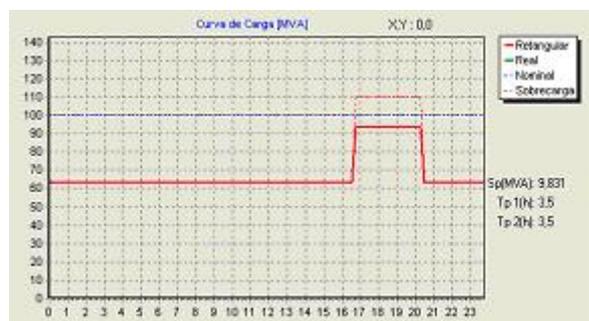


Figura 9: Carregamento Admissível – Procedimento 1

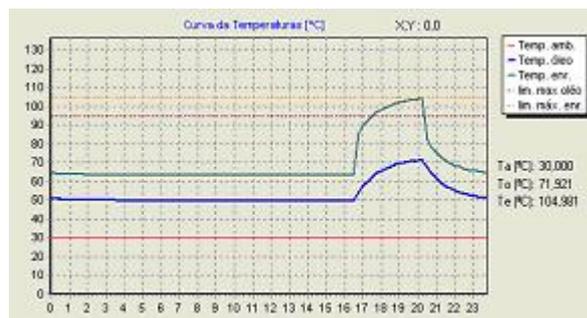


Figura 10: Perfil de Temperaturas para Carregamento Admissível – Procedimento 1

De acordo com o estabelecido pela ABNT 5.416, no procedimento 1 os transformadores de potência podem ser carregados até que a temperatura do ponto mais quente do enrolamento não ultrapasse o seu valor limite.

Desse modo, pode-se observar na Figura 9 que a carga de ponta admissível (linha tracejada) é superior à carga nominal do transformador. Porém, na Figura 10, nota-se que a temperatura do ponto mais quente é ligeiramente inferior ao valor limite, como apresentado no parágrafo anterior. Portanto, esse transformador suporta uma carga de aproximadamente 9,83% acima do nominal durante um período de 3.5 horas caso estivesse operando com uma carga base de aproximadamente 60% do nominal (ver Figura 9).

Este e outros tipos de simulações podem ser realizadas pela concessionária usando a plataforma desenvolvida, permitindo, por exemplo, determinar a capacidade de carga e sobrecarga admissível de unidades transformadoras para uso estratégico em cenários de emergência.

C. Simulações com o Procedimento 2

Este procedimento é aplicado para transformadores de dois ou mais enrolamentos, sendo que deve haver o controle das condições operacionais, como discutidos anteriormente. As simulações apresentadas nesta seção são para um transformador de 3 enrolamentos. A tela de entrada de dados considerando o transformador em questão é mostrada na Figura 11.

Dados gerais: **MRAT601E**

Tipo resfriamento: ONAF>133%

Classe: 55 °C

Potencia Nominal: AT 100 MT 100 BT 30 MVA

Perdas binárias: w12 212725 w13 47672 w23 52928 W

Perdas a vazios: 41840 W

Perdas Totais: 313325 W

Carregamento: carga_NVdez06.txt

Temp. amb. máx.: 30 (°C)

Sobrecarga - %: 11

Ciclo carga real Ciclo carga retangular

Simulação

Figura 11: Dados Gerais do Transformador

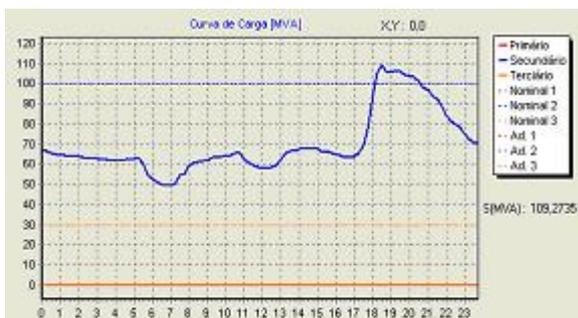


Figura 12: Carregamento do Transformador – Procedimento 2

Uma primeira simulação realizada foi calcular o **adicional financeiro** no período de um mês. Na Figura 11 mostra-se o ciclo de carga para os três enrolamentos, sendo que o terciário não é utilizado (fechado em delta), assim, o primário e secundário são os mesmos valores.

Na Figura 13, mostra-se os perfis de temperaturas obtidos a partir do carregamento da Figura 11. Têm-se T_a a temperatura ambiente média, T_o a temperatura do ponto mais quente do óleo e T_e a temperatura do ponto mais quente do enrolamento primário.

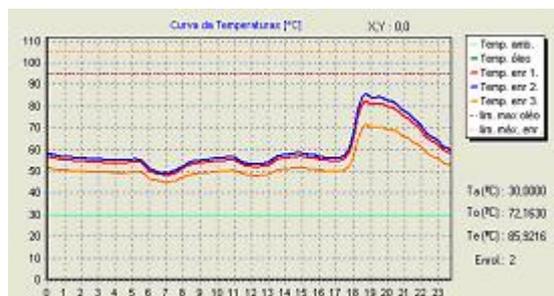


Figura 13: Perfil de Temperaturas – Procedimento 2

Adicional Financeiro - AF

Pagamento base (PB) - R\$: 36686,22

Receita anual permitida (RAP) - R\$: 440234,64

Adicional financeiro (AF) - %PB: 7,50525

AF=PB*(S-1) - R\$: 2753,39

Fator de Carregamento (S)

Primário (S1): 1,01356

Secundário (S2): 1,07505

Terciário (S3): 0,00000

Vs 1: 1,02422

Vs 2: 1,07505

Vs 3: 0,00000

Figura 14: Resultados do Adicional Financeiro – Procedimento 2

Na Figura 14, mostram-se os resultados mais importantes e o percentual de adicional financeiro mensal em relação à Receita Anual Permitida (RAP) e ao Pagamento Base (PB). Novamente, deve-se lembrar que todos esses valores são calculados segundo a resolução n°513 da ANEEL descrita em seções anteriores. Ainda na figura 14, nota-se que o maior fator de sobrecarga é o do enrolamento secundário, portanto, todos os cálculos do AF, são relacionados às variáveis desse enrolamento.

O adicional financeiro obtido nessa simulação foi de 7,50% do Pagamento Base, bem próximo do valor mostrado na Figura 8 usando o procedimento 1. Isto só foi possível adicionando uma sobrecarga de 11% (Figura 11) em cima da curva real, pois durante a simulação foi observado que não haveria AF se fosse calculado através do procedimento 2 (foi utilizada a mesma curva de carga para os dois procedimentos). Isto se explica devido ao fato do procedimento 1 ser mais conservador e acaba mascarando a situação real em que o transformador se apresenta.

Este valor de AF quando comprovado, seria pago para a concessionária detentora do transformador. Deve-se lembrar que esse pagamento só será efetuado se a sobrecarga não tiver sido causada por ações da própria concessionária, como é estabelecido na resolução 513 da ANEEL.

Uma segunda simulação realizada, foi a determinação do **carregamento admissível** para esse transformador. Na figura 15, é apresentado o carregamento equivalente retangular (em linha cheia) para cada enrolamento e o carregamento máximo durante a ponta representado pela linha pontilhada. Já na figura 16, observa-se os perfis de temperaturas obtidos para esse carregamento admissível.

De acordo com a simulação (que diferentemente do procedimento 1 utiliza dados de ensaios reais, portanto menos conservadores), esse transformador suporta uma

carga de proximadamente 55,79% acima do nominal durante um período de 3.5 horas, caso estivesse operando com uma carga base de aproximadamente 80% do nominal (ver Figura 15). Se o resultado for comparado com o procedimento 1, a diferença da capacidade admissível será de quase 5 vezes. Isto novamente confirma o fato dos dados utilizados no procedimento 1 serem mais conservadores e tenderem a sobre preservar o equipamento.

Pode-se notar que o valor da temperatura do ponto mais quente do enrolamento ainda está abaixo do seu valor limite ($T_e=104,39 \ll 105^\circ\text{C}$). No entanto, o somatório da perda de vida mensal é 0.0058%, o qual é inferior a da perda de vida limite para um dia (0.0068%). Portanto, conclui-se que o transformador pode ser carregado de acordo com a simulação, embora as temperaturas máximas estejam próximos dos respectivos limites.

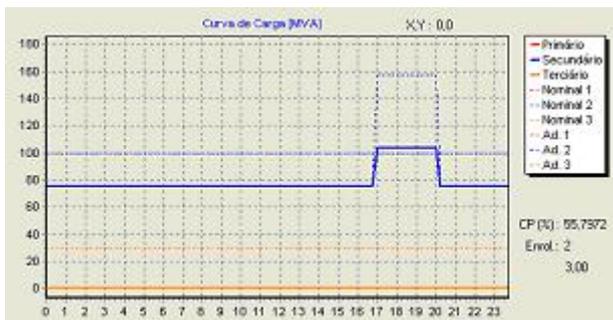


Figura 15: Carregamento Admissível – Procedimento 2

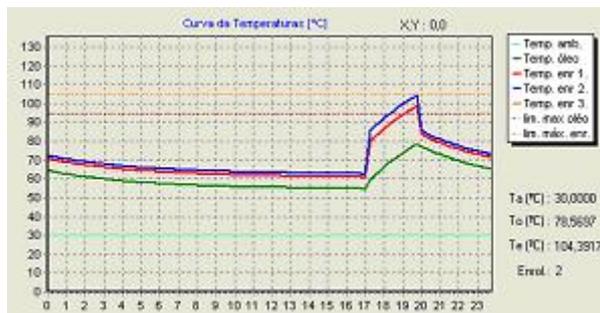


Figura 16: Perfil de Temperaturas para Carregamento Admissível – Procedimento 2

No entanto, caso o operador do sistema precise sobrecarregar o equipamento acima desses limites, isto acarretará perda de vida acelerada do equipamento, e consequentemente a concessionária deveria ser financeiramente compensada de acordo com os procedimentos mostrados na resolução 513 da ANEEL.

VII. CONCLUSÕES

Neste trabalho foi apresentado o desenvolvimento e implementação de uma ferramenta computacional - denominada VITRAN - para a determinação da perda de vida útil e do adicional financeiro devido a sobrecargas em transformadores de potência. A relevância deste software decorre da publicação da resolução ANEEL 513 que estabelece que as concessionárias poderão pleitear compensação financeira caso algum transformador seja

submetido a sobrecarga com impacto na vida útil do mesmo. Para ilustrar a utilidade do programa como ferramenta estratégica, foram apresentados resultados com unidades transformadoras reais considerando pequenas alterações nos valores das potências nominais para poder criar situações de interesse de análise. A ferramenta mostrou-se flexível e de grande utilidade estratégica, podendo ser utilizada em tempo real assim como com dados off-line, permitindo dar suporte a decisões de planejamento assim como de operação de transformadores de potência.

VIII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Artigos de Anais de Conferências (Publicado):

- [1] M. Darveniza, et Al., “Chemical Degradation of Cellulosic Insulation Paper for Power Transformer”, Proceedings of the 4th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, vol. 2, 3-8 July 1994, pp. 780-783.
- [2] L.E. Lundgaard, W. Hansen, D. Linhjell, and T. J. Painter, “Aging of oil-impregnated paper in power transformers”, Power Delivery, IEEE Transactions on, Volume: 19, Issue: 1, Jan. 2004, Pages: 230 – 239.
- [4] W. N. S. Ferreira, S. L. Leite, A. Pereira-Neto, O. R. Saavedra, J. G. Matos, R. N. R. Filho, “Perda de Vida Útil e Cálculo de Adicional Financeiro Devido a Sobrecargas em Transformadores de Três Enrolamentos”, VI Congresso Latino Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, 13-17 de Nov. 2005, Argentina.
- [6] C. J. Dupont, J. A. M. Chaves, “Metodologia para Avaliação das Condições Admissíveis de Sobrecarregamento e da Perda de Vida Útil de Transformadores”, XV SNPTEE, Grupo VIII, 1999, Paraná, Brasil.
- [7] C. J. Dupont, Et al., “Programa gp2fal - A Substituição do GP por uma Técnica não Invasiva para Diagnóstico de Transformadores”, XV SNPTEE, Grupo VIII, 1999, Paraná, Brasil.
- [9] P. K. Sen, et. Al. “Overloading and loss-of-life assessment guidelines of oil-cooled transformers”, Rural Electric Power Conference, 29 April-1 May 2001, pp. B4/1-B4/8.
- [10] L. A. V. Chein, C. J. Dupont, “Novo Modelo para Avaliação da Vida Remanescente de Transformadores”, XIV SNPTEE, Grupo XIII, 1997, Pará, Brasil.

Normas:

- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)-Resolução N° 513, “Procedimentos para a Determinação de Adicional Financeiro Devido a Sobrecargas que Ocasione Perda de Vida Útil em Instalações de transmissão do Setor Elétrico”, 2002, Brasil.
- [5] Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). “Aplicação de Cargas em Transformadores de Potência – Procedimento – NBR 5.416”. 1997, Brasil.
- [8] IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers, IEEE Stand. C57.91-1995.