



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GSE 21
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

GRUPO VIII

GRUPO DE ESTUDO DE SUBESTAÇÕES E EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS – GSE

ESTUDO DOS EFEITOS DA SOBRETENSÃO EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA ALIADA A CARREGAMENTOS ACIMA DA POTÊNCIA NOMINAL

Sergio R. Barbosa * Afonso F. Ávila Thales Maia Ivan J. S. Lopes Selênio R. Silva

CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

RESUMO

Este artigo aborda o problema do cálculo de carregamento de transformadores de potência em condições de sobretensão permanente. Os aspectos gerais dos guias e normas de carregamento em vigor são apresentados e discutidos à luz das características de projeto dos transformadores. A sobre-excitação e seu impacto nas condições de carregamento são discutidas. Uma nova metodologia de cálculo que possibilita avaliar o efeito do carregamento além dos limites nominais, combinado com sobretensões permanentes é proposta, e aplicada a um estudo de casos com transformadores instalados e monitorados em subestações da CEMIG. Os resultados obtidos nas simulações são comparados com medições em situação de operação real.

PALAVRAS-CHAVE

Carregamento, Desempenho, Expectativa de vida, Transformador de potência, Sobretensão permanente

1.0 - INTRODUÇÃO

Freqüentemente, os transformadores são solicitados além dos limites nominais de carregamento e a uma sobretensão de operação permanente, expondo dessa forma os equipamentos a uma perda de vida útil. Tal situação é comum em sistemas de distribuição que se encontram esgotados em termos de carregamento e, por problemas de regulação, é exigida uma tensão maior no primário dos transformadores, para permitir um melhor nível de tensão na extremidade dos alimentadores de média tensão. O carregamento acima da potência nominal combinado com a sobretensão de regime leva a uma sobre-elevação de temperatura que se traduz na redução da vida útil do isolamento e conseqüentemente em seu envelhecimento precoce.

A utilização segura de transformadores em sobretensão leva a uma conseqüente redução na potência oferecida de modo a atender aos limites de elevação da temperatura normalizados. Para se garantir que a operação do transformador fique dentro de limites de segurança e de perda de vida útil previstos na norma, surge a necessidade de se definir sua curva de operação segura onde o impacto do efeito da elevação de temperatura sobre o envelhecimento do isolamento seja bem conhecido. As normas técnicas vigentes que versam sobre este assunto não determinam como considerar esta redução de potência, exceção feita para a norma NBR 5356/1993 que especifica um fator de carregamento que varia de acordo com a sobretensão imposta ao transformador, porém não é fornecido nenhum embasamento científico na qual esta fórmula foi desenvolvida.

Com base neste contexto, são apresentados resultados de um Projeto de P&D da ANEEL, desenvolvido pela CEMIG D em parceria com a UFMG que tem como objetivo desenvolver uma metodologia que possibilite avaliar o

efeito do carregamento além dos limites nominais, combinado com sobretensões permanentes na elevação de temperatura e seus efeitos sobre o envelhecimento do transformador. É feito um estudo das conseqüências advindas da sobretensão permanente aplicada a transformadores de potência, principalmente com relação aos efeitos sobre as perdas a vazio. É realizado também um detalhamento de um modelo térmico de transformadores de potência, no qual é proposta uma modificação de forma a considerar os efeitos da sobretensão. Utilizando a metodologia proposta, são feitas simulações cujos resultados são confrontados com dados de medição. Estes resultados mostram uma proximidade razoável entre os valores teóricos e medidos, principalmente com relação aos pontos máximos de elevação de temperatura ao longo da curva diária de operação desses transformadores.

Em termos específicos, o trabalho avalia as condições operacionais e de projeto do transformador onde o efeito combinado de carregamento e sobretensões é significativo, propõe uma metodologia para agregação deste efeito e valida com resultados de medições.

2.0 - GUIAS DE CARREGAMENTO DE TRANSFORMADORES

Estudos sobre a vida útil do isolamento dos transformadores demonstram que a deterioração do isolamento depende da temperatura, umidade e quantidade de oxigênio. [11, 12]. Atualmente, com os modernos sistemas de conservação de óleo, controle de umidade e de oxigênio, os impactos associados a esses fatores podem ser minimizados, permanecendo apenas a temperatura como principal fonte de problema.

Os atuais guias de carregamento [2-5, 8,9] sugerem que a expectativa de vida útil, considerando o funcionamento sob carga nominal com algumas eventuais condições de sobrecarga, é de aproximadamente 22 anos. Entretanto, o que se observa na prática é a existência de transformadores operando sob diversas condições de carga e ciclos de temperaturas por mais de 50 anos. Portanto, apesar da controvérsia sobre o problema do envelhecimento, há um consenso de que os atuais guias de carregamento são bastante conservativos.

A fim de ilustrar as limitações gerais impostas pelos atuais guias de carregamento, algumas de suas principais características são listadas a seguir [3, 4, 5, 9]:

- Temperatura ambiente: na pior condição de operação no intervalo de um dia, para cada 1°C de redução na temperatura, é possível aumentar em 1% o carregamento sem nenhuma redução na vida útil, e vice-versa;
- Condições de carregamento (transformadores classe 65°C):
 - Para perda de vida normal: a máxima temperatura no ponto mais quente deve ser de 110°C num período de 24 horas, sem nunca exceder 120°C. Não há limite de carregamento para esta situação se a condição é verdadeira.
 - Além dos dados de placa: a máxima temperatura do ponto mais quente deve ser de 110°C sem nunca exceder a 130°C com alguma perda de vida limitada. O fator de envelhecimento dobra a cada 6 a 8°C de aumento na temperatura do ponto mais quente.
 - Carregamento de emergência de longa duração: tais condições de carregamento podem ser estendidas por semanas ou até mesmo por meses. Nestes casos, a temperatura do ponto mais quente nunca deve exceder 140°C. Uma redução substancial da perda de vida é esperada neste caso.
 - Sobrecarga temporária: duração inferior a 30 minutos e a temperatura do ponto mais quente não deve exceder 180°C com uma perda de vida útil severa.

Algumas das regras básicas estabelecidas por diferentes guias [2-5, 8, 9] de diferentes órgãos normalizadores que são relevantes para o presente trabalho são discutidas a seguir.

De acordo com ANSI/IEEE [2], "o transformador deve ser capaz de operar continuamente acima e abaixo da freqüência nominal, à potência nominal e em qualquer derivação, sem exceder seus limites de temperatura obedecendo a todas as seguintes condições: (i) a relação tensão-freqüência V/Hz no secundário não deve exceder 105% dos valores nominais, (ii) fator de potência maior ou igual a 0,8, (iii) freqüência maior ou igual a 95% do valor nominal e acima da tensão nominal ou abaixo da freqüência nominal em qualquer derivação, sem exceder seus limites de temperatura quando nem a tensão, nem a relação V/Hz exceder a 110% dos valores nominais."

De acordo com a IEC [3], "o transformador deve ser capaz de operar continuamente sem danos, quando a relação V/Hz não exceder a 105%".

De acordo com a ABNT [4, 5], atualmente em fase de revisão, "o transformador deve ser capaz de operar continuamente na derivação principal, a qualquer tensão e freqüência sob as seguintes condições: (i) com a excitação primária não excedendo a 105% do valor nominal com a corrente secundária em seu valor nominal, (ii) com a excitação primária acima do valor nominal, a freqüência abaixo do valor nominal, e corrente secundária nominal, se a excitação e a relação V/Hz não exceder a 100% e a freqüência não for inferior a 95% do valor nominal, (iii) com a excitação primária acima de 105% e abaixo de 110% à freqüência nominal. Para esta faixa, a tensão e a corrente devem seguir a seguinte expressão : $U = (110 - k^2)$, onde k é o fator multiplicador da corrente nominal, (iv) à vazio, com tensão primária não excedendo a 110% e freqüência nominal, sem exceder os limites de temperatura do transformador, (v) à vazio, com a excitação primária acima e freqüência abaixo dos

valores nominais, sem exceder os limites de temperatura, quando nem a tensão, nem a relação V/Hz exceder a 110%.

Em suma, os aspectos comuns dentre os pontos destacados no atuais guias de carregamento são as preocupações com a operação segura do transformador por um lado, e com a sua utilização mais eficiente por outro lado, considerando possíveis situações operacionais adversas.

Neste contexto, a sobre-excitação de transformadores de potência deve ser cuidadosamente investigada uma vez que pode causar danos ao núcleo e aos enrolamentos de forma irreversível devido à elevação de temperatura causada pelas altas correntes de excitação que fluem quando a tensão é elevada a um nível capaz de causar saturação do núcleo. A fim de se minimizar os riscos de ocorrência de tal situação e suas conseqüências, é extremamente importante que, se o transformador é levado a operar em uma condição de carregamento acima do previsto nos guias de carregamento, uma análise criteriosa da situação deve ser feita.

Um transformador é levado a operar sobre-excitado quando: a tensão do sistema varia, a carga e/ou seu fator de potência varia, ou quando ocorre uma combinação de variações de tensão e carregamento. A máxima excitação de um transformador é um parâmetro do projeto, o qual tem relação com as especificações do transformador podendo o mesmo ser projetado, por exemplo, com baixos níveis de indução. Neste caso, o transformador poderá operar com segurança além dos limites estabelecidos pelos guias de carregamento. As normas e guias de carregamento, nacionais e internacionais [2, 3, 4, 9], abordam de maneira superficial o aspecto da operação dos transformadores em regime de sobretensão. São apresentados limites considerados conservativos tanto por usuários, quanto por fabricantes, uma vez que o funcionamento desses equipamentos em condições de carregamento acima da potência nominal, combinado com sobretensões permanentes, vem se tornando uma situação comum na atual realidade do setor elétrico.

3.0 - METODOLOGIA DE CÁLCULO

As temperaturas do transformador são geralmente especificadas como elevações de temperatura do óleo e do enrolamento acima da temperatura ambiente, podendo haver grandes diferenças de temperaturas entre a base e o topo do óleo, dependendo do tipo de resfriamento e da construção do enrolamento. A diferença entre a elevação de temperatura na base e no topo do óleo para um sistema de resfriamento ODAF geralmente é de apenas alguns graus. Por outro lado, esta diferença para sistemas de resfriamento ONAN e ONAF é muito maior.

A metodologia de cálculo da temperatura do ponto mais quente pode ser resumida ao cálculo da temperatura do óleo acima da temperatura ambiente, e a elevação da temperatura do enrolamento em relação ao óleo.

$$\theta_{of} = \theta_{on} \cdot \left(\frac{(K^2 \cdot R + 1)}{R + 1} \right)^n \quad (1)$$

$$\theta_{ef} = \theta_{en} \cdot K^{2m} \quad (2)$$

onde:

- θ_{of} e θ_{on} são as elevações de temperatura do óleo acima da temperatura ambiente para uma carga (K) e um carregamento nominal respectivamente;
- θ_{ef} e θ_{en} são as elevações de temperatura do enrolamento acima da temperatura do topo do óleo para uma carga (K) e um carregamento nominal respectivamente;
- R é a relação entre as perdas no cobre e as perdas no ferro (Wc/Wi);
- n e m são coeficientes definidos nas normas.

A metodologia de cálculo da elevação de temperatura do topo do óleo proposta neste trabalho, conforme também sugerida por Ebert em [1], inclui o efeito da excitação e, portanto, da tensão nas perdas no ferro é expressa na equação (5):

$$\theta_{of} = \theta_{on} \cdot \left(\frac{(K^2 \cdot R + V^q)}{R + 1} \right)^n \quad (5)$$

onde:

- V é a tensão primária (p.u).

Deve ser observado que o efeito da regulação do transformador não é levado em conta e, portanto, o fator de potência não é considerado.

4.0 - ESTUDO DE CASOS

Os transformadores escolhidos (Tabelas 1 e 2) apresentam, do ponto de vista de características operacionais (relação de perdas e coeficiente de Steinmetz), para fins de estudos de carregamento, parâmetros próximos aos valores médios encontrados em transformadores de potência, logo não se distinguem ou destoam dos demais equipamentos instalados no sistema CEMIG.

4.1 Dados dos Transformadores Selecionados

Tabela 1 – Dados do Transformador Selecionados

Transformador	Potência (kVA)	Tensões (kV)	Resfriamento	Classe	Relação de Perdas (R)	Coeficiente de Steinmetz (g)
Subestação A	25000 kVA	138-13.8 kV	ONAF2	55 °C	6,73	3,7
Subestação B	25000 kVA	138-13.8 kV	ONAF2	55 °C	6,78	3,7

4.2 Estudos Desenvolvidos

Os regimes de operação estudados para os transformadores das subestações "A" e "B" contemplaram, além dos perfis de carga e de tensão, medições das elevações de temperatura, o que permitiu uma comparação de dados experimentais com dados calculados, utilizando-se a metodologia da NBR-5416 [5]. No caso do transformador da subestação "A", apesar do alto nível de sobretensão (médio de 107%) a que este está sujeito, o perfil de carregamento encontra-se bem abaixo do valor nominal (máximo de 52%), podendo considerar que o transformador está com carga leve. O transformador da subestação "B" encontra-se com elevado nível de sobretensão (médio de 106%) e o perfil de carregamento acima da potência nominal (máximo de 108%).

Estas duas situações distintas permitem avaliar aspectos distintos dos fenômenos abordados neste estudo e excitam aspectos metodológicos, enriquecendo as análises. Os estudos consideraram que a temperatura ambiente era constante (25°C) e podem ser sumarizados por:

- Elevação de temperatura no óleo e enrolamentos comparando-se resultados teóricos com resultados de medições.
- Comparação entre o carregamento admissível com perfil de tensão real e carregamento admissível com tensão nominal

4.3 Elevação de Temperatura dos Transformadores Estudados com Sobretensão

4.3.1 Transformador da subestação "A"

Os dados de perfil de tensão e carga de operação do transformador da subestação "A" são apresentados na Figura 1

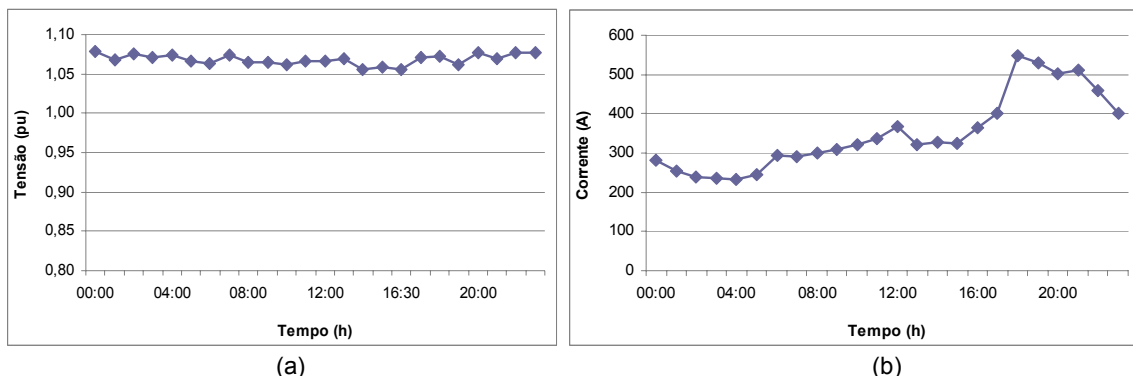


FIGURA 1 – (a) Perfil de tensão, (b) perfil de carga no transformador da subestação "A"

Estes dados caracterizam uma operação com sobretensão e carregamento leve deste transformador com o pico de carga em torno de 50%. Na Figura 2 são apresentados os dados medidos de temperatura no óleo e no enrolamento deste equipamento.

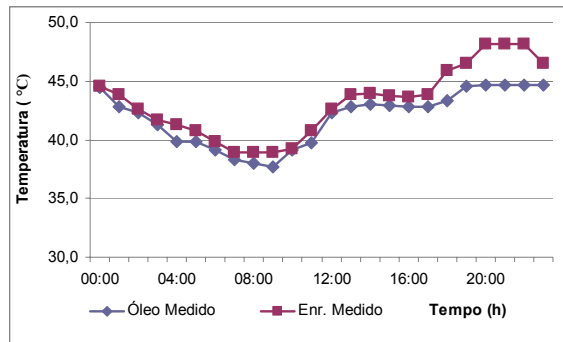


FIGURA 2 – Medições de temperaturas no óleo e no enrolamento no transformador da subestação "A"

A Figura 3 apresenta a comparação entre os resultados medidos de temperaturas no óleo e ponto mais quente, com os valores calculados. Observa-se que os níveis de temperatura são baixos em todo o período considerado e que os valores medidos de temperatura do óleo e do enrolamento apenas se distinguem para valores de carregamento superiores a 40% (entre 18 e 22 horas). Comportamento semelhante pode-se verificar para os valores calculados o que torna evidente que, em baixos níveis de carregamento, a comparação entre resultados medidos e simulados não permite conclusões definitivas. Além disso, a temperatura ambiente ter sido estimada constante em 25°C pode afetar significativamente a comparação pretendida uma vez que o carregamento é baixo na maior parte do tempo.

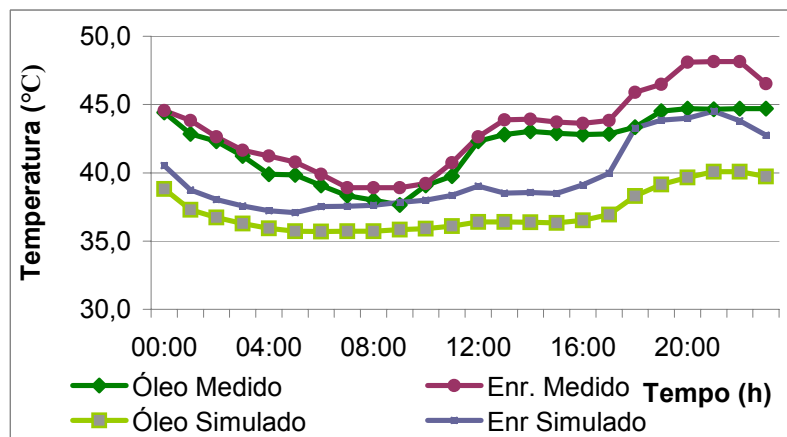


FIGURA 3 – Comparação de valores de temperaturas no óleo e no enrolamento medidos e calculados no transformador da subestação "A"

4.3.2 Transformador da subestação "B"

As Figuras 4 e 5 apresentam as medições de tensão, carregamento e temperaturas (óleo e enrolamento) do transformador da subestação "B". Pode-se verificar sobretensão em valores médios superiores a 106% e carregamento pouco acima do nominal. Destaca-se que, mesmo nos momentos de carga acima do nominal, este transformador encontra-se sujeito a alguma sobretensão, incompatível com o estabelecido na normalização nacional [4].

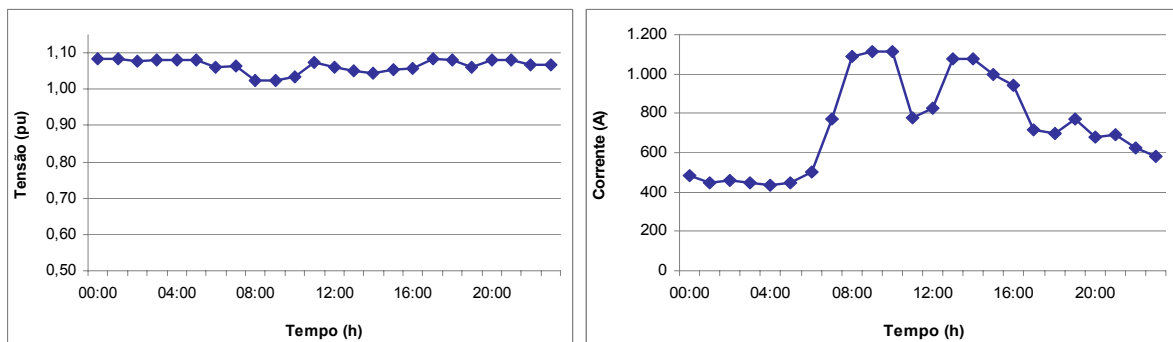


FIGURA 4 (a) – Perfil de tensão, (b) perfil de carga no transformador da subestação "B"

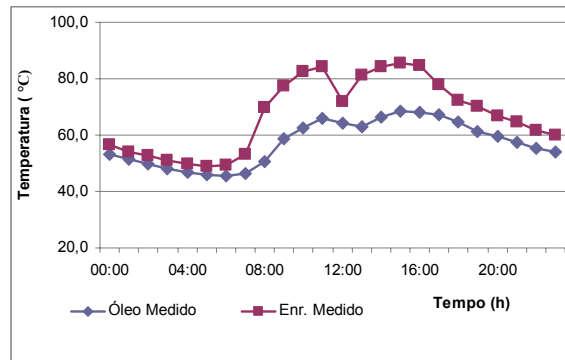


FIGURA 5 – Medições de temperaturas no óleo e no enrolamento no transformador da subestação "B"

Diferentemente do caso anterior, observa-se que este transformador apresenta níveis térmicos mais elevados que o anterior, e a temperatura do ponto mais quente atinge um pico de 85,7°C.

A Figura 6 apresenta a comparação dos resultados medidos e calculados. Observa-se uma boa correlação entre a metodologia de cálculo desenvolvida e os resultados em campo, tanto para a temperatura no óleo como para a temperatura no enrolamento.

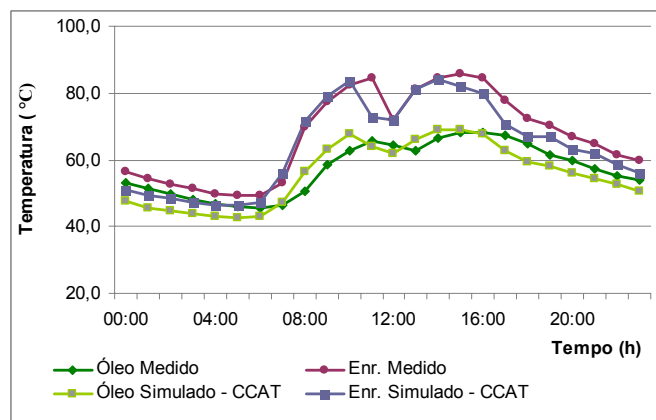


FIGURA 6 – Comparação de valores de temperaturas no óleo e no enrolamento medidos e calculados no transformador da subestação "B"

Estes resultados preliminares, juntamente com aqueles apresentados em trabalhos acadêmicos anteriores [14], sinalizam a coerência da metodologia proposta para inclusão do efeito da sobretensão na elevação de temperatura de transformadores de potência. Apesar do esforço empreendido de validação desta metodologia, os resultados obtidos ainda carecem de maiores informações/dados experimentais, o que constitui o objetivo final deste projeto.

4.4 Efeito da Sobretensão no Carregamento Admissível dos Transformadores Estudados

Neste item, são estudados os limites de carregamento admissíveis dos transformadores considerados, quando sujeitos a níveis de tensão superiores ao nominal, e são comparados com uma operação à tensão nominal completamente regulada. Nos dois casos apresentados, os limites para determinação do carregamento admissível foram a máxima temperatura atingida nos enrolamentos do transformador, ficando a perda de vida útil ainda abaixo das expectativas normalizadas.

4.4.1 Transformador da subestação "A"

Foram calculados carregamentos admissíveis para esse transformador (de acordo com a curva de carga apresentada na figura 1) considerando-se o perfil de tensão real medido e aquele com tensão regulada em 1 pu. A redução percentual no valor do carregamento admissível causada pela operação com sobretensão é apresentada na figura 7. Destaca-se neste caso uma redução de até 1,5% na capacidade máxima de potência do transformador considerado.

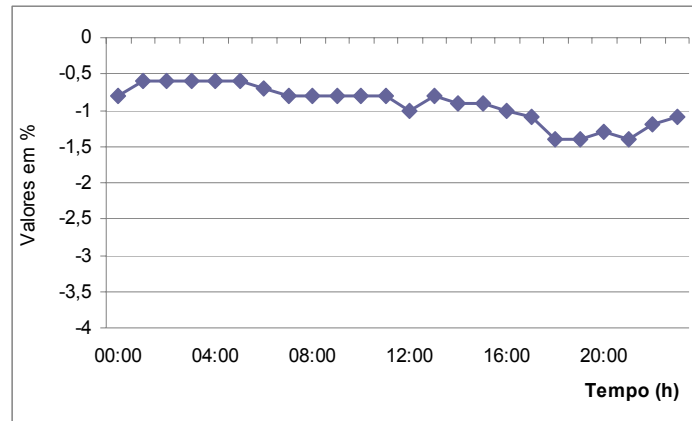


FIGURA 7 – Diferença da carga admissível considerando perfil de tensão real e nominal para o transformador da subestação "A".

4.4.2 Transformador da subestação "B"

Foram calculados carregamentos admissíveis para esse transformador (de acordo com a curva de carga apresentada na figura 4) considerando-se o perfil de tensão real medido e aquele com tensão regulada em 1 pu. A redução percentual no valor do carregamento admissível causada pela operação com sobretensão é apresentada na figura 8. Destaca-se neste caso uma redução de até 1,0% na capacidade máxima de potência do transformador considerado.

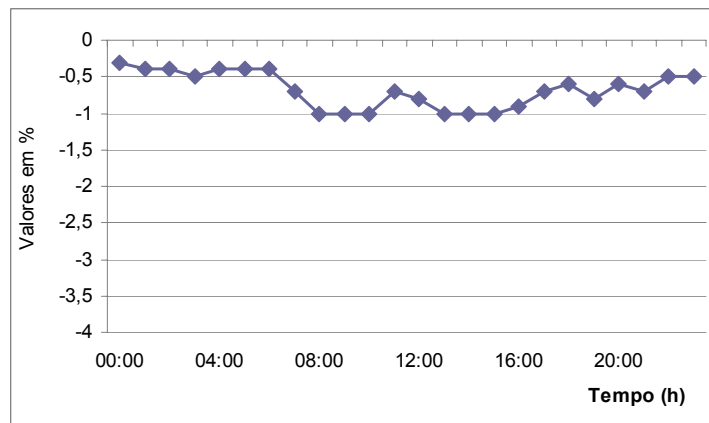


FIGURA 8 – Diferença da carga admissível considerando perfil de tensão real e nominal para o transformador da subestação "B".

5.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho apresenta, após uma análise do problema de carregamento associado a sobretensões permanentes, um estudo comparativo envolvendo casos reais de carregamento com sobretensão em transformadores de potência do sistema CEMIG. Foram efetuadas análises de elevações de temperatura e de carregamento admissível e, quando possível, confrontados com resultados experimentais fornecidos.

Os estudos de comparação de temperatura para os transformadores das subestações A e B indicaram que as maiores discrepâncias entre os resultados medidos e calculados de temperaturas do óleo e enrolamento acontecem nos momentos de carregamento leve. Atribui-se este fato à maior influência da temperatura ambiente sobre as temperaturas finais do óleo e enrolamento, nas condições de baixo carregamento, onde ocorrem baixas perdas no cobre e conseqüentemente baixas elevações de temperatura.

Os estudos de carregamento máximo admissível nestas condições de sobre-excitação, modelando-se o efeito do aumento de perdas no Ferro em função dos níveis de excitação, indicou uma pequena redução na capacidade de corrente secundária, que no caso mais crítico daqueles analisados, atingiu a cifra de 1,5%.

Os autores encontram-se desenvolvendo outros experimentos em transformadores reais e em protótipos com a finalidade de comprovação e aprimoramento da metodologia desenvolvida.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. A. Ebert; "Power Transformer Operation at Over and Under Excitation, Benefits and Consequences", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 15, pp. 192-196, Jan. 2000.
- [2] ANSI/IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers, ANSI/IEEE Standard C.27.12.00-1993.
- [3] IEC Publication 600354-1991.
- [4] ABNT NBR 5356 – Transformadores de Potencia – Especificação, ABNT 1993.
- [5] ABNT NBR 5416 – Aplicação de Cargas em Transformadores de Potencia – Especificação, ABNT 1997.
- [6] L.W. Pierce, "An Investigation of the Thermal Performance Of An Oil Filled Transformer Winding", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 7, pp. 1347-1358, Jul. 1992.
- [7] R. Batruni, R.C. Degeneff, M.A. Lebow, "Determining The Effect Of Thermal Loading On The Remaining useful Life Of A Power Transformer From Its Impedance Versus Frequency Characteristic", IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 11, pp. 1385-1390, Jul. 1996.
- [8] IEC Loading Guide for Oil-Immersed Power Transformers, IEC Publication 354 -1991.
- [9] IEEE Guide For Loading Mineral Oil Immersed Transformers, IEEE Standard C57.91-1995.
- [10] D. Peterchuck, "Sensitivity of Transformer's Hottest-Spot and Equivalent Aging to Selected Parameters, IEEE Trans. on Power De-livery, vol. 17, pp. 996-1001, Oct. 2002.
- [11] S.B. Pandey, C. Lin, "Estimation for a Life Model of Transformer Insulation Under Combined Electrical & Thermal Stress", IEEE Trans. on Reliability, vol. 41, pp. 466-468, Sep. 1992.
- [12] P.K. Sen, S. Pansuwan, "Overloading and Loss of Life Assessment Guidelines of Oil-Cooled Transformers", pp. B4-1 – B4-8.
- [13] J. O'Grady, "Overloading Power Transformers – a User's Views", Power Engineering Journal, pp. 87-93, Mar. 1990.
- [14] S. R. Barbosa. "Estudo dos Efeitos da Sobretensão em Transformadores de Potência Aliada a Carregamentos Acima da Potencia Nominal". 2005. 140 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Minas Gerais.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Sérgio Ricardo Barbosa

Nascido em Baldim, MG em 29 de outubro de 1968.

Mestrado (2005): UFMG e Graduação (1995) em Engenharia Elétrica: PUC-Minas Gerais

Empresa: CEMIG Distribuição, desde 1986

Engenheiro de Operação da Distribuição da Gerência de Engenharia de Operação da Distribuição

Afonso Ferreira Avila

Nascido em Salto Grande, MG, em 14 de fevereiro de 1962

Mestrado (2005), Graduação (1985), em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG

Empresa: CEMIG Distribuição, desde 1991

Engenheiro de Operação da Distribuição da Gerência de Engenharia de Operação da Distribuição

Thales Alexandre Carvalho Maia

Nascido em Belo Horizonte, MG em 12 de setembro de 1984

Graduação (2008) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG

Ivan José da Silva Lopes

Nascido em Santa Barbara, MG, em 19 de março de 1965

PhD (2001 pela University of Waterloo), Mestrado (1990 pela UFMG), Graduação (1987), em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG

Empresa: UFMG Departamento de Engenharia Elétrica, desde 1992

Professor Adjunto atuando nas áreas de engenharia de alta tensão e suas aplicações, materiais dielétricos e isolamento elétrico, e compatibilidade eletromagnética.

Selênio Rocha Silva

Nascido em Maceió, AL, em 22 de julho de 1958

Doutorado (1988 pela atual UFCG), Mestrado (1984 pela UFMG), Graduação (1980), em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG

Empresa: UFMG Departamento de Engenharia Elétrica, desde 1982

Professor Titular atuando nas áreas de Qualidade da Energia Elétrica, Fontes Alternativas de Energia, Sistemas de Geração e de Acionamentos de Motores Elétricos.