



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

GOP - 02  
16 a 21 Outubro de 2005  
Curitiba - Paraná

**GRUPO IX  
GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GOP**

**ESTUDO DE CONTINGÊNCIAS EM TRANSFORMADORES  
UTILIZANDO NOVOS RECURSOS DE MODELAGEM TÉRMICA**

**Paulo Roberto Nepomuceno\***

**André Pereira Marques**

**CELG – COMPANHIA ENERGÉTICA DE GOIÁS**

**RESUMO**

A grande dificuldade de se estabelecer limites precisos de sobrecargas admissíveis nos transformadores é o estabelecimento de um modelo que represente a real situação decorrente da contingência do sistema elétrico. Este trabalho expõe a experiência positiva da Celg em estudos de contingências, apresentando resultados e dando uma visão clara do comportamento de transformadores, do ponto de vista térmico, nestas situações, o que vem permitindo às áreas de manutenção e operação maior segurança e flexibilidade quanto à tomada de decisões em situações emergenciais. São apresentados resultados de estudo de caso de bancos de transformadores operando em paralelo, simulando contingências envolvendo estes equipamentos.

**PALAVRAS-CHAVE**

Transformadores, contingências, modelagem térmica, carregamento, sobrecarga.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Pressionada por posturas cada vez mais exigentes dos consumidores e órgãos reguladores do sistema e considerando a idade de seus transformadores, a Celg iniciou um trabalho de estabelecimento de limites de carregamento de transformadores em contingências, utilizando-se de ferramentas que possibilitassem a modelagem destas situações de maneira a reproduzir situações reais, considerando simultaneamente todos aqueles fatores até então tidos como limitadores destes estudos, tais como: estado de ventilação, condições de pré-carga, curva de taps, curva de temperatura ambiente, altitude da instalação, tipo construtivo do comutador de taps, papel utilizado na fabricação (Kraft ou Kraft termoestabilizado), além das características específicas do transformador.

Assim, tem sido possível avaliar com maior segurança o comportamento dos transformadores operando próximos dos limites realmente suportados por eles em situações especiais como:

- perda de transformador e sobrecarga de unidades remanescentes que operam em paralelo;
- remanejamento de cargas de uma subestação para outra em condições emergenciais;
- retirada de transformadores para manutenção com sobrecarga das unidades remanescentes;
- sobrecarga de unidades em alguns períodos do ano devido a sazonalidades;
- sobrecarga de transformadores em decorrência de postergação de obras e
- outras condições especiais de urgência ou emergência do sistema.

\*Rua 117, N°505, Ed. Eletra, Bloco A, Sala T-14A, Jardim Goiás, CEP 74.805-520, Goiânia - GO - BRASIL  
Tel.: (0xx62) 243-2553, Fax: (0xx62) 243-2495, E-mail: [paulo.rn@celg.com.br](mailto:paulo.rn@celg.com.br)

Em todas estas situações citadas os pontos críticos são, via de regra, as sobrecargas, que podem levar os transformadores envolvidos a se danificarem caso as condições operativas às quais estes serão submetidos superem sua suportabilidade a sobrecarga nas condições impostas. Assim, a grande questão a ser solucionada está em modelar matematicamente a real situação decorrente da contingência em estudo e a partir daí estabelecer limites precisos de sobrecargas admissíveis para cada transformador, em função de suas peculiaridades. Junte-se a isto o fato de que as contingências podem ocorrer a qualquer hora do dia ou da noite, o que implica a necessidade de modelar as contingências para pontos relevantes do ciclo de carga. Por outro lado, a solução deve aliar o ideal ao prático, deve ser de fácil operacionalização, facilitando o trabalho das equipes de operação do sistema.

## 2.0 - SOBRECARGA ELÉTRICA E SOBRECARGA TÉRMICA

A Celg não pratica sobrecarga térmica em seus transformadores. Admite sim sobrecarga elétrica, ou seja, quando necessário, impõe carregamento acima da corrente nominal dos mesmos, cuidando para que as temperaturas dos enrolamentos e do óleo não ultrapassem os limites da classe térmica à qual pertence o transformador.

## 3.0 - FERRAMENTA UTILIZADA NOS ESTUDOS DE CONTINGÊNCIAS

A grande maioria dos trabalhos desenvolvidos para estudo de contingências em transformadores aborda a questão de maneira um tanto quanto simplificada, não reproduzindo as reais condições de operação do transformador. Um exemplo que ilustra essa afirmação é o fato de os *softwares* usualmente utilizados não considerarem os estágios de refrigeração observados normalmente na operação do transformador. Ou seja, apesar de o transformador operar ora com refrigeração ONAN, ora em ONAF1, em ONAF2, ou mesmo com sistema automático de entrada e saída de ventilação forçada, os *softwares* disponíveis adotam uma configuração de refrigeração — a mesma preconizada na norma brasileira — de transformador ligado em um único estágio de refrigeração, como ONAF2, durante todo o ciclo de operação.

Outro exemplo está no fato de, normalmente, não se considerar, para transformadores com comutação de taps sob carga, a curva de taps percorrida pelo comutador no período; função, evidentemente, das próprias condições de carregamento do transformador e dos níveis de tensão exigidos pelo consumidor. Ou, ainda, o próprio tipo de comutador utilizado no projeto e construção do equipamento: se é, por exemplo, do tipo linear ou com inversão de fluxo, ou ainda do tipo provido com ajuste grosso e fino etc.

Muitos dos transformadores fornecidos à Celg, embora especificados na ordem de compra como da classe de temperatura de 55°C, e submetidos a ensaios de perdas e aquecimento referentes a essa classe, foram fornecidos com papel termoestabilizado (65°C). Assim, os *softwares* deveriam levar em consideração, nas simulações, não só os resultados obtidos de perdas e de elevação de temperatura referentes à sua classe térmica, mas também o tipo de papel utilizado na fabricação do transformador, o que impacta diretamente os cálculos dos valores de sobrecargas admissíveis, haja vista que um dos fatores restritivos de sobrecarga é o de perda de vida.

Em resumo, os parâmetros que devem ser considerados nos estudos são:

- a curva de carga do transformador;
- a curva de temperatura ambiente;
- a curva de taps;
- tipo do comutador de taps;
- estágios de refrigeração observados no ciclo;
- altitude da instalação;
- papel utilizado na isolação do equipamento;

A influência quantitativa de tais parâmetros nos resultados finais de cálculo de perda de vida e de limites de carregamento sempre foi uma incógnita para os setores de estudo, principalmente quando aqueles são considerados simultaneamente.

Objetivando avaliar tal influência no estabelecimento de seus limites de operação, a empresa buscou analisar o comportamento de seus transformadores, utilizando ferramenta matemática que fizesse tais considerações simultaneamente. Desde então, resultados surpreendentes têm sido encontrados, fazendo com que sejam refeitos alguns conceitos até então utilizados.

Assim, após análise de resultados de várias simulações, obtidos com essa nova ferramenta, envolvendo inúmeros transformadores e autotransformadores de diversas potências, trifásicos e bancos monofásicos, reproduzindo condições de operação muito próximas das reais, a Celg passou a utilizá-la em seus estudos de carregamento e de perda de vida de transformadores, bem como em estudos de contingências. Muitos dos resultados dos estudos realizados puderam ser comprovados em campo.

#### 4.0 - ESTUDO DE CASO

Para ilustrar o que foi dito, é apresentado em seguida um estudo de caso envolvendo dois bancos de autotransformadores de 230 kV/138 kV/13,8 kV, operando em paralelo (200 MVA), simulando contingências relacionadas à perda de um dos bancos, com conseqüente sobrecarga da unidade remanescente, em diversos pontos do ciclo de carga. As características construtivas dos transformadores que compõem os bancos são apresentadas na Tabela 1. A Figura 1 mostra uma configuração esquemática do local de instalação dos dois bancos na contingência estudada .

Tabela 1 – Características construtivas dos transformadores dos bancos

Equipamento:	Autotransformador monofásico
Ano de fabricação:	1971
Potência de AT e de BT:	20/26,66/33,33 MVA
Refrigeração:	ONAN/ONAF1/ONAF2
Comutador de taps:	Em carga, 33 posições, Tipo inversão de fluxo
Alta tensão:	220 + 26x0,677% - 8x0,625% kV
Baixa tensão:	138 kV
Terciário:	13,8 kV
Ligação:	Yad
Isolação dos condutores:	Papel tipo Kraft (55 °C)

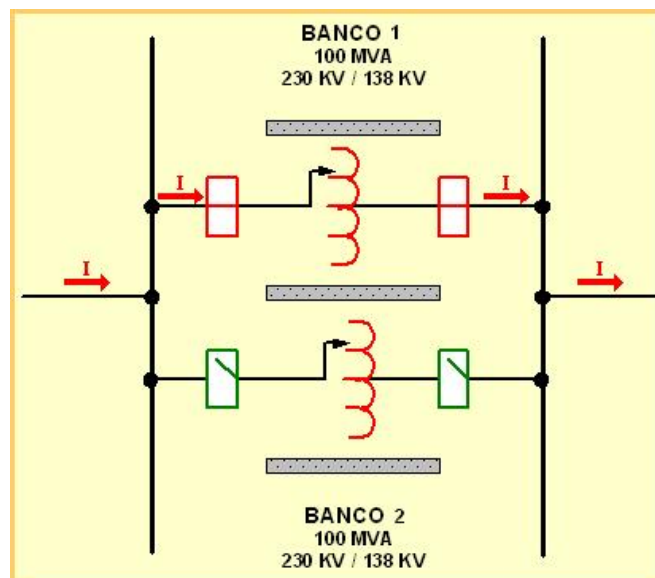


FIGURA 1 - Bancos de autotransformadores durante contingência estudada.

As simulações foram feitas considerando as contingências tendo início em diversas horas do dia, levando em conta as condições de pré-carga, para diferentes dias da semana e para diversas curvas de temperatura ambiente.

Como um dos bancos não teve desempenho satisfatório no ensaio de aquecimento em fábrica, tendo atingido temperaturas muito elevadas em relação aos valores esperados para sua classe térmica, este foi considerado como sendo o mais restritivo a carregamento, tendo as simulações sido feitas considerando-o como o remanescente nas contingências.

##### 4.1 Simulação 1 – perda de um banco na madrugada (01:00 h)

Observa-se no gráfico da Figura 2 que nos primeiros 15 minutos da ocorrência o banco suportaria um carregamento de até 113,2 % sem que o ponto mais quente do enrolamento (secundário) ultrapassasse os 105 °C

(limite da classe térmica do transformador). Portanto, como o carregamento de cada um dos bancos naquele período seria de aproximadamente 52 %, o banco remanescente poderia suprir sozinho a carga total.

Nos 60 minutos seguintes o carregamento máximo admissível para o banco remanescente seria de 106,2 %. Como o carregamento de cada um dos bancos neste período seria de aproximadamente 50 %, o banco remanescente poderia também suprir sozinho a carga total. A partir daí, o carregamento máximo admissível para o banco passaria a ser de apenas 95,6 %, o que implicaria cortes de carga cada vez maiores, até que, na ponta de carga, às 18 h e 45 min., o transformador remanescente não poderia suprir nenhuma carga do transformador retirado de operação.

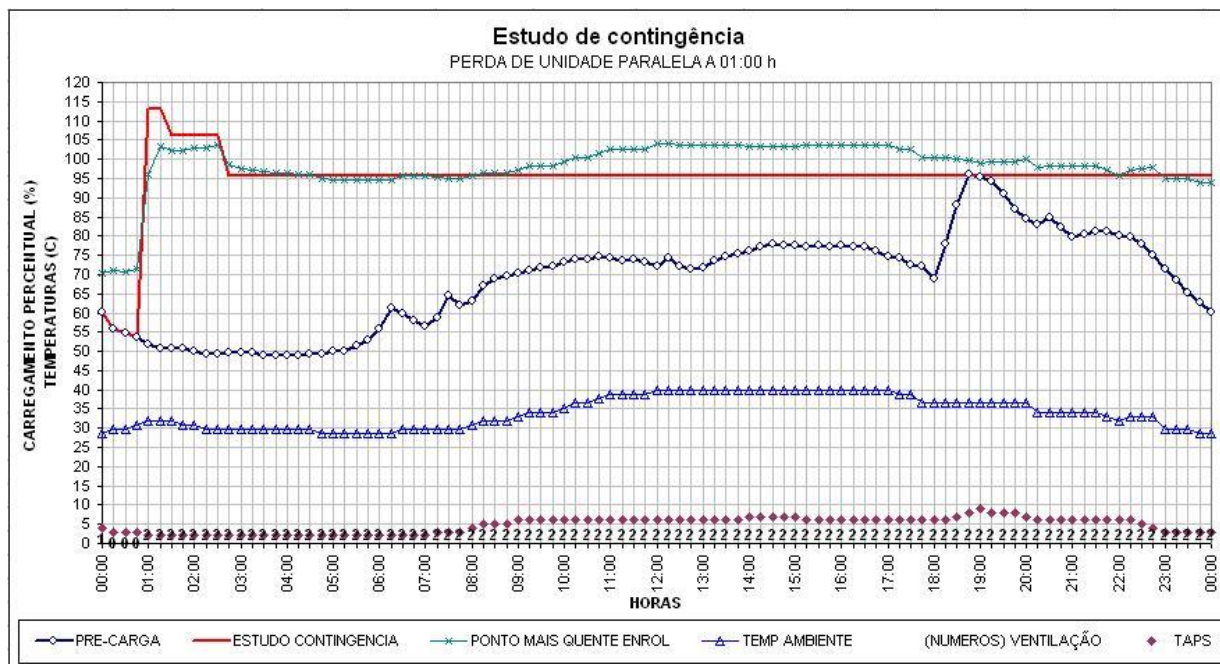


FIGURA 2 - Perda de unidade paralela à 01:00 h.

#### 4.2 Simulação 2 – perda de um banco antes do pico de carga (17:00 h)

Do gráfico da Figura 3, conclui-se que nos primeiros 15 minutos da ocorrência o banco suportaria um carregamento de até 109,4 % sem que o ponto mais quente do enrolamento (secundário) ultrapassasse os 105 °C. Portanto, como o carregamento de cada um dos bancos naquele período seria de aproximadamente 74,4 %, o banco remanescente poderia suprir apenas sua própria carga e mais 35 % da carga do outro banco, ou seja, apenas 73,5 % da carga total.

Nos 60 minutos seguintes, como o carregamento de cada um dos bancos neste período variaria de 68,9 % a 95,9 %, o carregamento máximo admissível para o banco remanescente seria limitado a 103,8 % para que não fossem ultrapassados os limites de temperatura, havendo, portanto, cortes significativos de carga, chegando a um corte máximo de 46 % da carga total na hora do pico de carga (18:45 h). A partir das 19:00 h, observa-se uma tendência de descida natural da curva de carga, o que possibilitaria o religamento de cargas anteriormente cortadas, embora o transformador remanescente só pudesse suprir uma carga máxima de 101 % de sua nominal neste período, respeitando o limite de temperatura de 105 °C.

#### 4.3 Simulação 3 – perda de um banco no pico de carga (18:45 h)

Observando-se o gráfico da Figura 4, pode-se concluir que nos primeiros 15 minutos da ocorrência o banco suportaria um carregamento de até 113,4% sem que o ponto mais quente do enrolamento (secundário) ultrapassasse os 105°C. Portanto, como o carregamento de cada um dos bancos naquele período seria de aproximadamente 95,7 %, o banco remanescente poderia suprir apenas 59,2 % da carga total.

Nos 60 minutos seguintes, com a descida natural da curva de carga, seria possível o religamento de cargas anteriormente cortadas, embora o transformador remanescente só pudesse suprir uma carga máxima de 102,6 % de sua nominal neste período. Após os 60 minutos, o carregamento máximo do transformador remanescente estaria limitado a 98,6 %, embora novas cargas pudessem ser religadas.

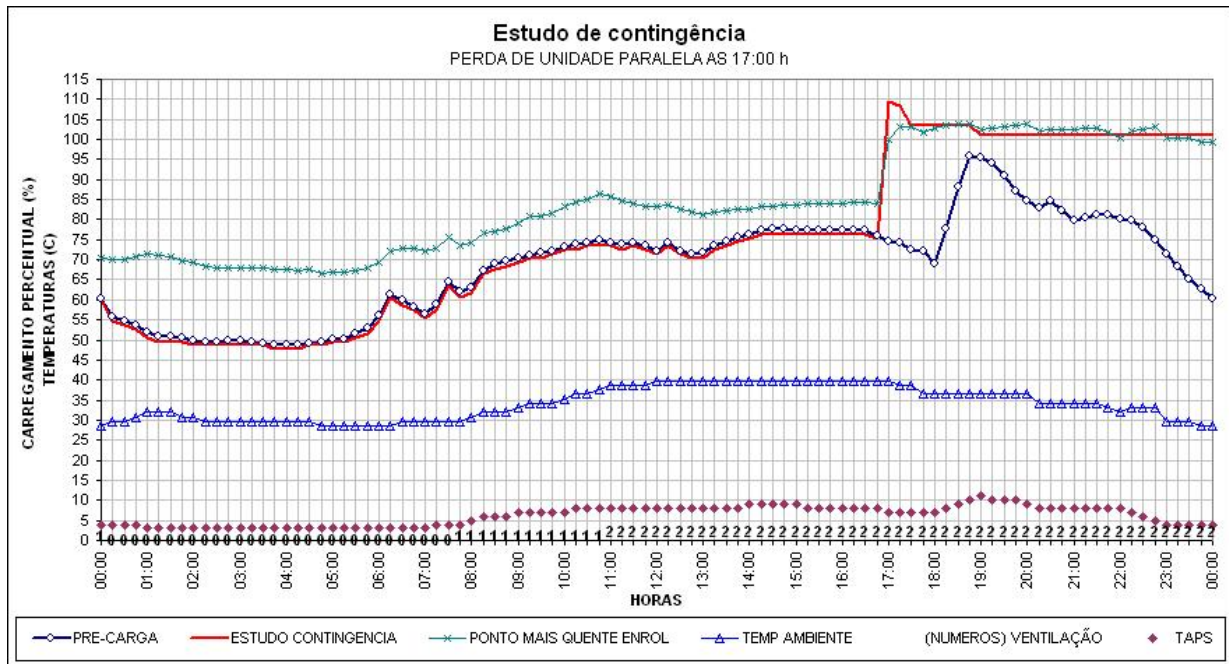


FIGURA 3 - Perda de unidade paralela às 17:00 h.

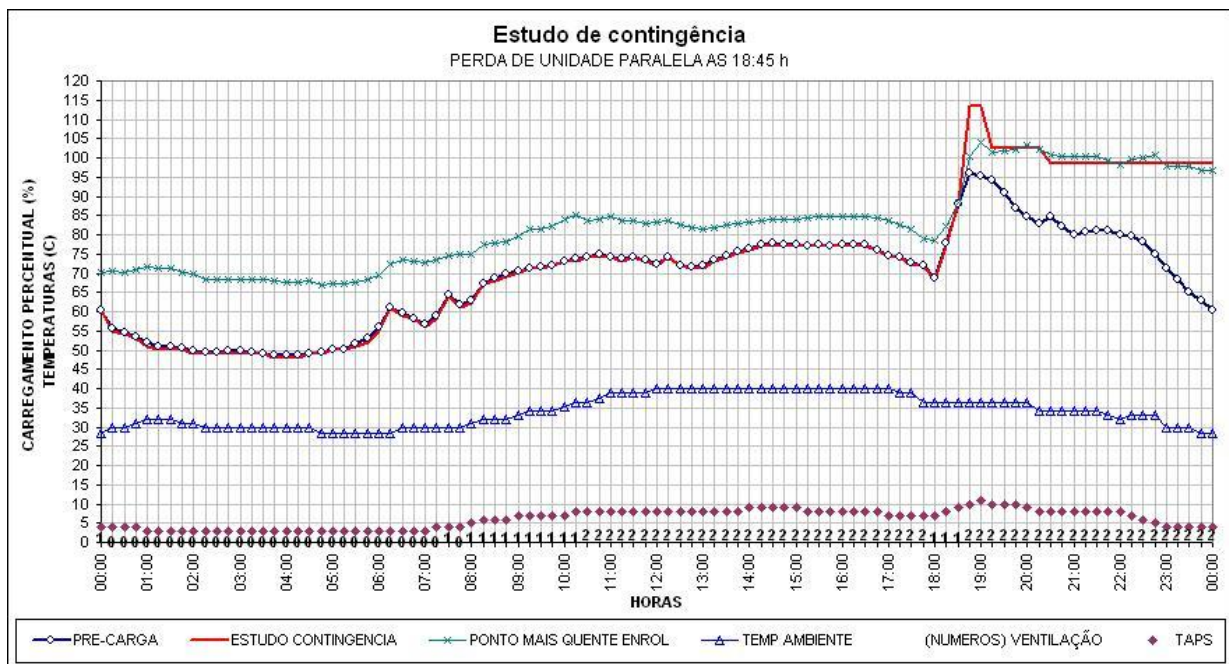


FIGURA 4 - Perda de unidade paralela às 18:45 h.

#### 4.4 Simulação 4 – perda de um banco após o pico de carga (20:00 h)

A partir da Figura 5 percebe-se que nos primeiros 15 minutos da ocorrência o banco suportaria um carregamento de aproximadamente 111% sem que o ponto mais quente do enrolamento ultrapassasse os 105 °C. Como o carregamento de cada um dos bancos naquele período seria de aproximadamente 84 %, o banco remanescente poderia suprir apenas 66 % da carga total.

Nos 60 minutos seguintes, com a descida natural da curva de carga, seria possível o religamento de cargas anteriormente cortadas, embora o transformador remanescente só pudesse suprir uma carga máxima de 103,6 % de sua nominal neste período. Após os 60 minutos, o carregamento máximo do transformador remanescente estaria limitado a 101,9 %, embora novas cargas pudessem ser religadas.

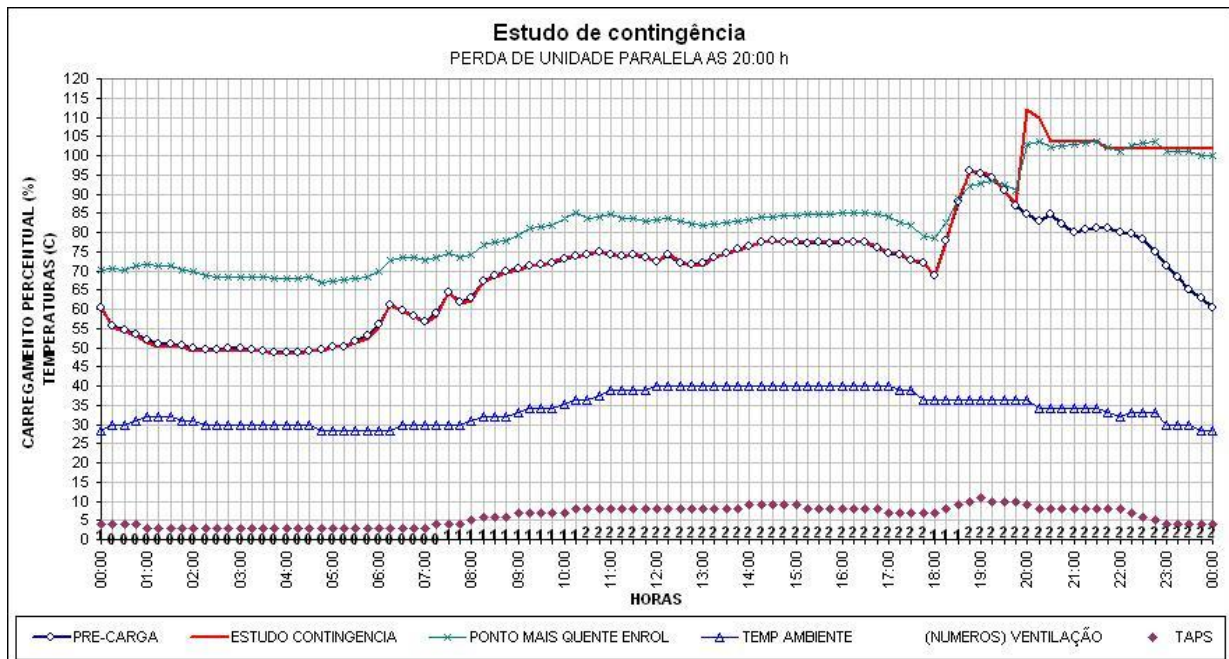


FIGURA 5 - Perda de unidade paralela às 20:00 h

## 5.0 - CONCLUSÃO

Os resultados surpreendem, na medida em que evidenciam, por exemplo, que o valor nominal de carregamento instantâneo (do momento de início da contingência), nem sempre é determinante do carregamento máximo a que poderão ser submetidas as unidades remanescentes. Esses limites estão muito mais relacionados à pré-carga e à própria tendência que a curva de carga apresenta após o início da contingência, além das condições de arrefecimento e curva de comutação de taps, bem como à curva de temperatura ambiente.

A consideração de todos estes parâmetros nos mostra que a adoção de limites fixos de sobrecarga não reflete as condições reais a que podem ser submetidos os transformadores em contingências, podendo em alguns casos significar sacrifício excessivo do equipamento e em outros, operação aquém de sua capacidade.

Por exemplo, antigamente, áreas de estudos de carregamento de transformadores de muitas empresas do setor elétrico admitiam, via de regra, que uma sobrecarga de 20 % em seus transformadores seria um limite razoável para se trabalhar. No entanto, a adoção deste critério para o caso aqui apresentado, representaria uma solicitação térmica dos transformadores além de sua real capacidade (sobrecarga térmica) em função das condições estabelecidas, sujeitando-os a condições pouco recomendáveis de operação.

Vale observar que os perfis das curvas de temperatura, obtidas a partir do estudo, permitem ainda fazer avaliações sobre taxas de elevação e de decaimento das temperaturas dos enrolamentos nestas contingências, permitindo, ou dando subsídios, para avaliação de possibilidade de formação de bolhas, principalmente para transformadores cujo óleo encontre-se com teor de água mais elevado, o que poderia colocar em risco a integridade e o funcionamento do equipamento.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5416: *Aplicação de cargas em transformadores de potência – procedimento*. Rio de Janeiro, 1997.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - NBR 10297. *Papel e papelão isolante elétrico – Determinação da Resistência à Tração e Alongamento, Método de Ensaio*. Rio de Janeiro 1988.

BEAN, Richard L.; CHACKAN Jr., Nicholas; MOORE, Harold R.; WENTZ, Edward C. *TRANSFORMERS for the Electric Power Industry*; Westinghouse Electric Corporation Power Transformer Division; McGraw-Hill Book Company, 1959.

DYMKOV, A. *Transformer Design*. Editorial MIR Publishers, Moscou, 325p. 1975.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS – IEEE Std. C57.110-1998, *IEEE Recommended Practice Establishing Transformers Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents*, July 1998.

MARQUES, A.P.; NEPOMUCENO, P.R. *Novos recursos para estabelecer limites de carregamento de transformadores*. Rev. Eletricidade Moderna, ano XXX, n.334, p.120-131, jan.2002.

MARQUES, A.P.; MARQUES, F.P. *Software CTransf® – Carregamento de transformadores, modelagem térmica*, versão 2.5. 2001.

McNUTT, William J. *Carregamento de transformadores*. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL SOBRE CARREGAMENTO DE TRANSFORMADORES. Rio de Janeiro, Set.1990.

## 7.0 - OS AUTORES

**André Pereira Marques** nasceu em 1961 em Araguari, Minas Gerais, Brasil. Graduiu-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Goiás (UFG) em 1.984, onde também concluiu seu mestrado na área de eficiência energética no ano de 2004. É engenheiro eletricitista da Companhia Energética de Goiás (CELG) desde 1.984, onde já atuou no Setor de Manutenção de Subestações, trabalhando atualmente no Setor de Engenharia de Manutenção, sendo suas atividades diretamente relacionadas a equipamentos e instalações elétricas de alta tensão de subestações de energia da concessionária. É professor do Centro Federal de Educação Tecnológica de Goiás (CEFET-Go) desde 1.990, desenvolvendo atividades nas áreas de Máquinas Elétricas, Ensaio Elétricos, Sistemas Elétricos de Potência e Subestações de Energia.

**Paulo Roberto Nepomuceno** nasceu em 1950 em Cruzeiro da Fortaleza, Minas Gerais, Brasil. Graduiu-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Goiás (UFG) em 1.974. É engenheiro eletricitista da Companhia Energética de Goiás (CELG) desde 1.974, onde já atuou no Setor de Manutenção de Subestações, gerenciando atualmente o Setor de Engenharia de Manutenção, sendo suas atividades diretamente relacionadas a equipamentos e instalações elétricas de alta tensão de subestações de energia da concessionária, desenvolvendo atividades nas áreas de Ensaio de Cromatografia, Ensaio Elétricos, Sistemas Elétricos de Potência e Subestações de Energia.