

Avaliação da Vida Útil dos Transformadores da COPEL Distribuição - 2ª Etapa

M. A. Ravaglio, J. C. Schaefer e L. R. A. Gamboa, LACTEC e N. G. Adonis e M. M. Valença, COPEL Distribuição

RESUMO

Este artigo apresenta os principais resultados obtidos na 2ª Etapa do projeto “Avaliação da Vida Útil dos Transformadores de Distribuição da COPEL”, realizado no ciclo 2001-2002 da ANEEL. Foi desenvolvida uma nova sistemática para a estimativa da temperatura média e do ponto mais quente dos enrolamentos, assim como avaliada a distribuição de temperaturas do óleo ao longo dos enrolamentos. Em paralelo, avaliou-se a influência da degradação dos materiais empregados na vida de transformadores de distribuição, através de inspeção visual e de uma extensa bateria de ensaios elétricos e físico-químicos. Adicionalmente, a vida útil dos transformadores de distribuição da COPEL Distribuição foi estimada a partir da análise estatística de banco de dados, com 186 mil registros, possibilitando estabelecer correlações importantes com o carregamento impostos, tipos construtivos, número de fases, etc.

PALAVRAS-CHAVE

Transformadores de Distribuição, Perda de Vida, Envelhecimento, Ciclos de Carga, Conservação de Energia.

I. TEMPERATURAS EM TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

A temperatura do enrolamento do transformador estabelece o grau de envelhecimento de sua isolamento de papel. Para isolamento 55 °C, a norma ANSI C57.91-1995 apresenta a seguinte equação para o cálculo do tempo de vida de transformadores de distribuição:

$$\text{Vida em p.u.} = 2,00 \times 10^{-18} e^{\left(\frac{15000}{\Theta_H + 273}\right)}$$

$R_{eq\theta}$

onde Θ_H é a maior temperatura do enrolamento. Procurando identificar procedimentos mais simples e diretos para a determinação da temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos de um transformador de distribuição sob condições de carga variável, desenvolveu-se um método de cálculo baseado em grandezas medidas nos ensaios de perdas e elevação de temperatura e em medições das temperaturas do óleo ao longo das bobinas dos enrolamentos. O estudo foi feito simulando as perdas em vazio através de resistências de aquecimento inseridas dentro do óleo. A comparação dos resultados assim calculados com os valores de temperatura dos enrolamentos obtidos através da medição das suas resis-

tências a quente recomendam o procedimento para aplicação em ensaio de laboratório em condições de registro simultâneo da corrente e das perdas em carga.

Representando por a resistência equivalente dos enrolamentos do transformador em uma condição em que a temperatura média desses enrolamentos é θ , a corrente circulante I , e as perdas em carga medidas, W_{E0} tem-se:

$$\begin{aligned} W_{E0} &= R_{eq\theta} \cdot I^2 + W_{A0} \\ \text{Como} \quad R_{eq\theta} &= R_{eq\theta_1} \cdot \frac{\theta + 234,5}{\theta_1 + 234,5} \\ W_{A\theta} &= W_{A\theta_1} \cdot \frac{\theta_1 + 234,5}{\theta + 234,5} \cdot \left(\frac{I}{I_1}\right)^2 \end{aligned}$$

onde $R_{eq\theta_1}$ é a resistência equivalente calculada a partir do valor de perdas ôhmicas do ensaio de medição de perdas em carga, com corrente de carga I_1 , θ_1 a temperatura média dos enrolamentos no instante da medição das perdas em carga e as perdas adicionais calculadas no ensaio de perdas em carga, tem-se:

$$W_{E\theta} = R_{eq\theta_1} \cdot \frac{\theta + 234,5}{\theta_1 + 234,5} \cdot I^2 + W_{A\theta_1} \cdot \frac{\theta_1 + 234,5}{\theta + 234,5} \cdot \left(\frac{I}{I_1}\right)^2$$

Esta equação do segundo grau em θ permite o cálculo da temperatura média do conjunto de enrolamentos do transformador, conhecida a corrente de carga I e a correspondente perda em carga.

O conhecimento da distribuição das temperaturas do óleo junto aos enrolamentos do transformador e a correspondente temperatura média dos enrolamentos possibilita estabelecer relações entre a temperatura média do enrolamento e a do seu topo e, de certo modo, a temperatura do seu ponto mais quente. Para obter as temperaturas do óleo no transformador foram instalados termopares junto às bobinas dos enrolamentos de alta e baixa tensão, tanto no lado com radiadores como no lado sem radiadores, inseridos na entrada e saída de canais de refrigeração localizadas na base e no topo das bobinas, entre as panquecas das bobinas da alta tensão e acima dos enrolamentos e do núcleo, conforme mostrado na Figura 1 para um transformador de 75 kVA, 13200 – 220/127 V.

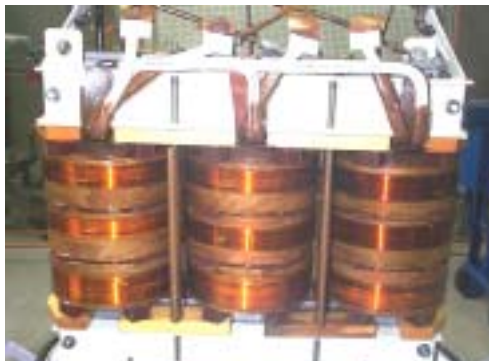


FIGURA 1. Localização dos termopares no lado do transformador sem radiadores

A figura 2 indica as temperaturas registradas ao longo da bobina H1-H2, em condição de carga mínima e carga máxima de uma curva de carga residencial com sobrecarga de 140 %. As perdas em vazio foram simuladas com resistências de aquecimento imersas no óleo.

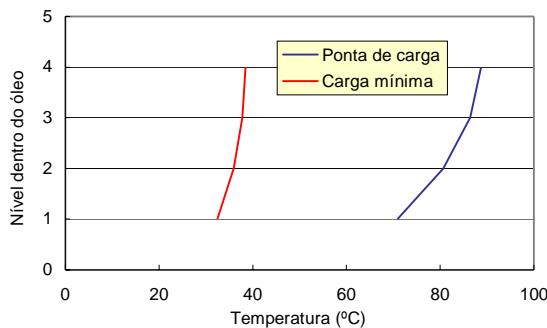


FIGURA 2. Distribuição das temperaturas do óleo ao longo da bobina H1-H2

Para a curva de carga apresentada na Figura 3 a relação entre temperatura média do óleo e temperatura no topo dos enrolamentos varia entre 1,06 e 1,13.

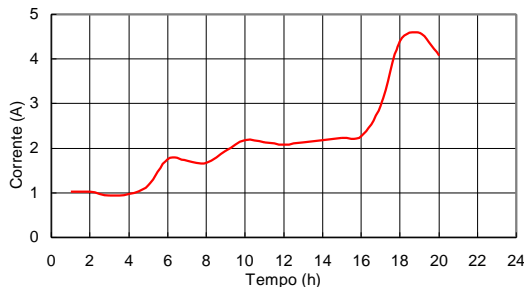


FIGURA 3. Curva de carga residencial aplicada ao transformador (140 % de sobrecarga)

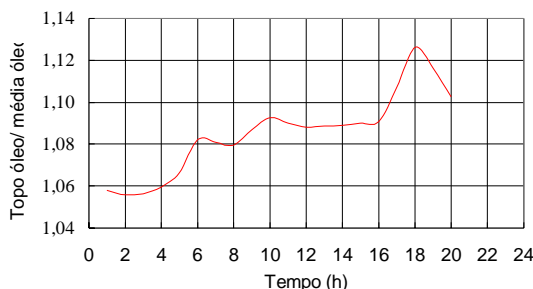


FIGURA 4. Relação entre as temperaturas do topo e média do óleo para curva da figura 3

Não existe uma relação fixa entre a temperatura do topo do enrolamento e, conseqüentemente, do seu ponto mais quente, com a temperatura média do enrolamento, em condições de carga variável. Os maiores valores sempre ocorrerão nos períodos de transição para a ponta de carga, quando a taxa de crescimento do calor gerado nos enrolamentos é maior que a taxa de dissipação proporcionada pelo sistema de refrigeração. Os resultados dos ensaios mostram que a determinação da temperatura do topo do enrolamento através de sua temperatura média multiplicada pela relação entre a temperatura do óleo no topo do enrolamento com a temperatura média do óleo é equivalente ao procedimento da IEC 354/1991 para o cálculo da temperatura do ponto mais quente de transformadores de distribuição ($H = 1,1$).

II. AVALIAÇÃO DA VIDA ÚTIL EM FUNÇÃO DA TECNOLOGIA E MATERIAIS EMPREGADOS

Os guias de carregamento consideram que a perda de vida dos transformadores é função das propriedades mecânicas do papel isolante, que dependem da temperatura e do tempo de operação. Entretanto, a porcentagem de falhas atribuíveis especificamente ao envelhecimento do papel isolante dos transformadores ainda é desconhecida. Por outro lado, a vida real dos transformadores é determinada pelo tempo de operação até sua primeira falha. Para os transformadores de distribuição, este tempo é consideravelmente inferior ao previsto nos guias. No cálculo da perda de vida os guias de carregamento consideram que:

- Os transformadores sem respiro livre são perfeitamente selados, ou seja, suas vedações não deterioram pela ação do ambiente ou por vibrações;
- A degradação do óleo isolante é desprezível;
- Os materiais em contato com o óleo isolante são compatíveis com este ao longo do tempo.

Os guias de carregamento tampouco levam em conta movimentos de transporte ou deformações cumulativas de bobinas e calços resultantes de sucessivos esforços de curtos-circuitos a que os transformadores estão sujeitos.

O envelhecimento térmico do óleo isolante em transformadores ocorre a partir de temperaturas da ordem de 75 °C. A presença de oxigênio, umidade e metais em contato com o óleo aceleram sua oxidação, pois estes servem como catalisadores do processo. A degradação acelerada do óleo também se dá por falta de compatibilidade de outros materiais em contato com ele, notadamente tintas e vernizes, que liberam solventes quando seu processo de cura é inadequado.

Nos transformadores de potência é comum a adição de inibidores de oxidação e o monitoramento das propriedades do óleo isolante, de modo que, quando necessário, se efetua a substituição ou o tratamento. Porém, nos transformadores de distribuição, razões econômicas e operacionais impedem o acompanhamento da vida útil do

óleo isolante e outras características do sistema isolante.

Para avaliar a vida dos transformadores em função do estado dos materiais empregados, especialmente no sistema de isolamento, realizou-se uma bateria abrangente de ensaios elétricos e físico-químicos em transformadores novos, avariados pela primeira vez e retirados de operação.

Foram ensaiados 33 transformadores, 11 deles retirados de operação no sistema e sem registro de falha, 6 transformadores novos, submetidos a ciclos de carga em laboratório, e outros 16 que recentemente apresentaram sua primeira falha. Sempre que possível, os transformadores foram submetidos a ensaios elétricos de medição da resistência ôhmica, relação de transformação, resistência do isolamento, fator de potência do isolamento, tensão de retorno, medição de perdas e elevação de temperatura. Também foram coletadas amostras de óleo isolante para ensaios físico-químicos, gascromatografia e de teor de furfuraldeído. Além disso, nos transformadores avariados foram amostradas seções de fio esmaltado de regiões do enrolamento de alta tensão visivelmente sãs para a determinação de sua classe térmica.

Em apenas dez transformadores avariados pela primeira vez foram coletadas amostras de fio esmaltado para análise. Duas não puderam ser ensaiadas por apresentar cobertura irregular e, das amostras restantes, uma delas apresentou classe térmica 129 °C e as demais classes térmicas superiores a 180 °C. É importante observar que a classe considerada mínima para esta aplicação é 180 °C, embora não esteja explicitada na especificação de transformadores.

Em três transformadores avariados, todos da classe 33 kV e de mesmo fabricante, verificou-se acúmulo de material de degradação em fios do enrolamento de alta tensão, no trecho que interliga a saída das bobinas e os terminais das buchas. O material de degradação consiste numa resina de cor amarelada, mostrada na Figura 5, analisado com técnica de espectroscopia infravermelha. A análise apresentou como composição predominante amidas, típicas da degradação do fio esmaltado, e de hidrocarbonetos alifáticos e aminas, procedentes da acentuada degradação do óleo isolante. A falta de cobertura adequada de esmalte no enrolamento de alta tensão indica fragilidade do sistema isolante e pode justificar falhas precoces de transformadores de distribuição.



FIGURA 5. Material de degradação do fio esmaltado

Embora a avaliação do estado dos materiais de vários transformadores de distribuição tenha indicado fragilização do sistema isolante, a identificação da causa da falha é muito complexa. A inspeção visual realizada nestes equipamentos mostra, em geral, um estado que torna difícil estabelecer uma cronologia entre os diversos efeitos destrutivos observados. Também há falta de informações sobre os eventos que acompanharam estas ocorrências e detalhes sobre a instalação dos transformadores.

A degradação do óleo isolante, investigada por análises Físico-Químicas, obedece a processos lentos que ocorrem durante a vida do transformador. São problemas que surgem devido a um estado inicial precário dos materiais ou pela incompatibilidade destes com o óleo isolante. Por outro lado, a não verificação de teores de umidade elevados no óleo isolante e a falta de sinais de corrosão nas regiões de vedação constataram a estanqueidade dos transformadores de distribuição avaliados.

Observa-se que tanto transformadores novos, como retirados de operação e avariados, exceto raras exceções, apresentam teores elevados de umidade no papel, da ordem de 3 %, particularmente quando comparados com os limites aceitáveis de transformadores de potência. Esta deficiência no processo de fabricação não compromete os ensaios de aceitação do transformador, porém promove a degradação não apenas do próprio papel, como a do óleo isolante e dos demais materiais que compõem o sistema isolante do transformador. É importante notar que o teor de umidade inicial do papel, calculado a partir dos valores medidos no ensaio de tensão de retorno e da consideração de taxas de degradação normais, é bastante elevado, bem acima de 1%, o que sugere a necessidade de reavaliar o procedimento de secagem dos transformadores de distribuição em fábrica.

III. AVALIAÇÃO DA VIDA ÚTIL A PARTIR DO BANCO DE DADOS DA COPEL DISTRIBUIÇÃO

A COPEL Distribuição tem aproximadamente 300 mil transformadores de distribuição, dos quais dois terços são monofásicos, na maioria instalados na área rural. A taxa de falhas verificada nessas duas últimas décadas apresentou valores muito acima daquelas registradas em países com sistema de distribuição e níveis carânicos similares aos do Estado do Paraná, como por exemplo a Austrália. No caso dos transformadores instalados na área rural, um grande número de avarias pode ser atribuído aos efeitos das descargas atmosféricas, sua proteção menos eficiente e possível qualidade inferior.

Estudos foram realizados para identificar as principais causas de falha e recomendar providências para sua redução, atualmente da ordem 2,5 % ao ano. Entre outras medi-

das, foram adotadas políticas para o controle de qualidade na aquisição de transformadores novos, restrição em no máximo uma recuperação total, melhor qualificação das empresas recuperadoras, substituição de centelhadores por pára-raios para a proteção contra surtos atmosféricos e revisão da padronização do aterramento do pára-raios, tanque e terminal de neutro do enrolamento de baixa tensão.

A avaliação da vida útil dos transformadores de distribuição foi realizada a partir da análise de aproximadamente 186 mil registros com informações obtidas do banco de dados da COPEL Distribuição. Como o cadastramento dos transformadores de distribuição no banco de dados somente teve início há aproximadamente 10 anos, muitas informações importantes que permitiriam avaliar com exatidão a sua vida real foram perdidas. Apesar disso, informações acumuladas de dois terços dos transformadores instalados no sistema de distribuição, mesmo com a necessidade de inferir algumas ocorrências não registradas de transformadores mais antigos, tornam possível um levantamento considerável da vida desses equipamentos.

A vida dos transformadores instalados foi calculada pela diferença entre a ocorrência de falha mais antiga registrada e a data de fabricação. Para os transformadores mais antigos, a vida até a primeira falha foi estimada pela data de instalação registrada, sempre que a diferença entre ela e a data de fabricação fosse superior a dois anos. Neste caso, assumiu-se que a data de instalação registrada corresponde à data inicial de um novo período de operação do transformador no sistema após recuperação. O cálculo da vida útil dos transformadores foi realizado ajustando-se a distribuição de frequências da vida dos transformadores à função de Weibull, pelo método da máxima verossimilhança, ou seja:

$$f(t) = \alpha^{-\beta} \beta t^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta}, \quad t > 0, \alpha > 0 \text{ e } \beta > 0$$

onde α é o fator de escala e β o fator de forma. Sendo $F(x)$ a função de distribuição de frequências acumuladas, o risco de falhas é definido por:

$$q(x) = \frac{f(x)}{1 - F(x)} = \alpha^{-\beta} \beta x^{\beta-1}, \quad F(x) > 0$$

O risco de falha da distribuição experimental expressa a probabilidade de avaria de um equipamento, para um pequeno incremento de tempo, desde que não haja falhas anteriores ao instante selecionado x .

A distribuição de frequências da vida apenas dos 25 mil transformadores com registro de avaria em banco de dados específico é muito assimétrica, bem diferente de uma distribuição normal, conforme mostra a Figura 6.

O ajuste da distribuição de frequências pela função de Weibull indica que a vida de 50 % dos transformadores avariados é de até 7,2 anos. Aplicando-se procedimento similar para os transformadores recuperados, verifica-se que a vida da metade do conjunto avaliado é no máximo 3,8 anos e 99 % desses transformadores apresenta vida inferior a 14,6 anos.

Em ambos os casos a vida útil determinada para a metade dos transformadores é muito baixa, bem inferior aos 20,5 anos previstos nos guias de carregamento. Para apenas um ano de operação, estima-se que os transformadores avariados pela primeira vez apresentam risco de falhas de 3,7 %, enquanto os recuperados da ordem de 15 %.

Quando se avalia o banco de dados completo da COPEL Distribuição, com 186 mil transformadores, dos quais 101 mil sem nenhum defeito registrado e 85 mil com a primeira falha identificada, verifica-se a função de Weibull é a que melhor se ajusta à distribuição de frequências observada. Além disso, possibilita a determinação da vida útil dos transformadores considerando tanto os equipamentos já avariados, como aqueles que ainda não apresentaram danos.

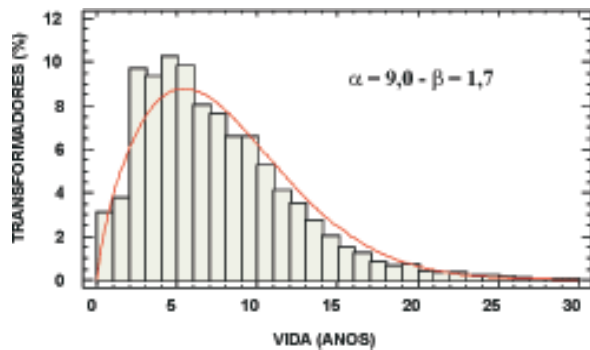


FIGURA 6 Vida dos transformadores avariados

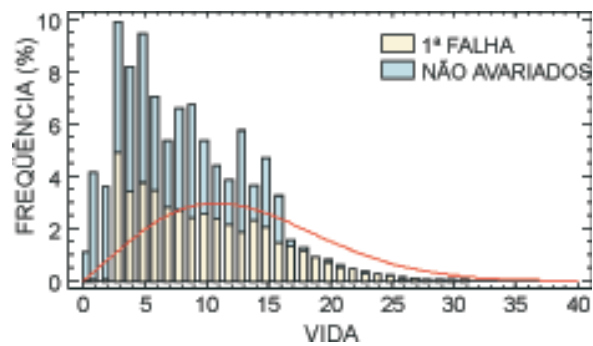


FIGURA 7. Vida útil das transformadores da Copel Distribuição

A curva de frequência acumulada da Figura 8 mostra que apenas alguns transformadores que apresentaram falha precoce, com até três anos de operação, não se enquadram adequadamente ao ajuste determinado. A metade dos transformadores instalados tem vida de até 12,4 anos, porém 84 % não atinge a expectativa de 20,5 anos dos guias de carregamento.

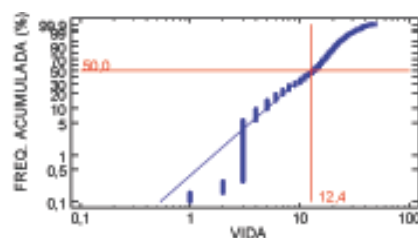


FIGURA 8. Vida útil das transformadores da Copel Distribuição

O risco de falha avaliado para o conjunto completo de transformadores é de aproximadamente 0,8 % para o primeiro ano de vida, de 9,1 % para os dez primeiros anos e da ordem de 19 % para 20 anos de operação.

A vida útil dos transformadores é tanto maior quanto maior for a potência nominal dos transformadores instalados. Para as mesmas potências nominais, transformadores de distribuição de classe de tensão 15 kV também apresentam maior vida útil, especialmente os trifásicos. O risco de falha determinado para uma expectativa de vida de 10 anos é da ordem de 10 % a 11 % para transformadores monofásicos e de 6,5 % a 8,8 % para transformadores trifásicos. Sabendo-se que a maioria dos transformadores monofásicos opera na rede rural, é bem razoável a constatação de que o risco de falha seja maior.

Se os transformadores forem classificados por marca, verifica-se que mesmo os transformadores de fabricantes bem conceituados no Brasil não apresentam vida útil compatível com as prescrições dos guias de carregamento. A diferença de vida útil observada pode indicar o emprego de processos e de materiais distintos, responsáveis por determinar uma menor longevidade ao transformador de distribuição, com requisitos específicos não contemplados adequadamente em sua especificação. Além disso, os modos de proteção e operação do transformador de distribuição no sistema podem ser decisivos para definir sua vida real, eventualmente impondo um risco de falha muito superior ao determinado pela análise estatística apresentada.

O regime de carga imposto aos transformadores é muito variável, desde carregamentos inferiores a 25 % de sua potência nominal até sobrecargas superiores a 150 %. A análise da vida dos transformadores, entretanto, mostra que apenas os carregamentos máximos superiores a 150 % tem alguma influência na vida dos transformadores. Como menos que 5 % dos transformadores analisados possui carregamento dessa ordem de grandeza, a conclusão de que o carregamento aplicado aos transformadores da COPEL Distribuição não é responsável pelo elevado índice de falhas observado é inevitável. Adicionalmente, em torno de 96 % dos transformadores instalados apresentam perda de vida acumulada não superior a 10 %, mesmo admitindo que tenham operado todos os dias de sua vida real em ciclos de carga residencial ou comercial, com carregamento máximo correspondente ao determinado para o final de 2001.

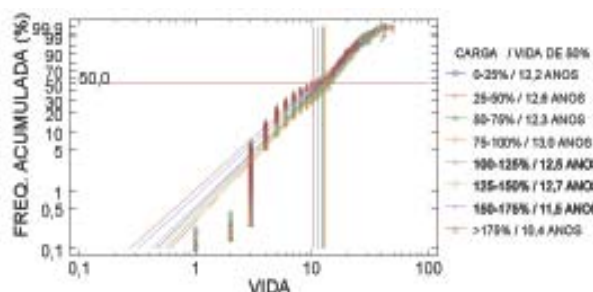


FIGURA 9. Vida útil das transformadores de distribuição x carregamento máximo

A energia despendida com perdas dos transformadores da COPEL Distribuição, por outro lado, é função do carregamento máximo imposto. Admitindo-se que todos os transformadores assumam carregamento do tipo residencial, com fator de carga 0,49, verifica-se que, em média, as perdas em vazio correspondem a aproximadamente 69 % do total de perdas despendidas, sendo um pouco superior nos transformadores monofásicos, especialmente os da classe 33 kV. Apesar disso, transformadores trifásicos, quase na totalidade instalados em áreas urbanas, apresentam maior proporção de perdas em carga, de até 43 % das perdas totais geradas, e são responsáveis por quase dois terços da energia despendida com perdas em transformadores no sistema de distribuição.

Se apenas os transformadores urbanos (trifásicos) forem submetidos a ciclos de carga comerciais, com fator de carga 0,60, verifica-se que as perdas em carga atingem proporções de até 53 %. Isto mostra que as perdas em vazio nem sempre são predominantes e, dependendo do carregamento imposto, somente a sua consideração subestima as perdas reais geradas pelos transformadores, especialmente durante a ponta de carga do sistema. Durante a ponta de carga do sistema (19:00-21:00), pode-se determinar um acréscimo em torno de 17 % na energia total consumida no período, em comparação com a energia despendida pelo mesmo grupo de transformadores submetidos a ciclos de carga residencial.

Em geral, transformadores com menor potência nominal, independente da classe de tensão e número de fases, geram maiores perdas em relação a sua potência, sinalizando para eventual necessidade de remanejamento para otimização do sistema de distribuição e conservação de energia.

IV. CONCLUSÕES

As constantes variações de carga dos transformadores de distribuição impossibilitam o estabelecimento de relações ou cálculos simples para determinar as temperaturas dos seus enrolamentos a partir de grandezas facilmente medidas como a corrente de carga ou a temperatura do óleo do transformador. O cálculo da temperatura média do conjunto de enrolamentos do transformador, utilizando os valores medidos de corrente de carga e as correspondentes perdas, assim como os valores de resistência a quente medidos no ensaio de elevação de temperatura, é procedimento adequado para a determinação da temperatura média de cada uma das bobinas de fase do transformador.

A temperatura do topo do óleo, medida logo abaixo de sua superfície, não é a maior temperatura do óleo. A relação entre a temperatura do óleo no topo dos enrolamentos e a temperatura média do óleo ao longo dos enrolamentos varia durante o ciclo de carga. Em condições de regime esta relação é em torno de 1,1. Em condições de

variação acentuada de carga, como a que ocorre nos períodos de transição para a ponta de carga, esta relação aumenta. Para o ciclo simulado de carga residencial, em regime de sobrecarga de 140 %, registrou-se valor de 1,13.

Pode-se estimar a perda de vida dos transformadores considerando a temperatura do seu ponto mais quente igual a sua temperatura média multiplicada por 1,1. Este procedimento equivale ao da norma IEC 354/1991.

Existem evidências de problemas na qualidade de materiais e nos processos de fabricação em transformadores avariados no sistema. As constatações mais graves referem-se à falta de compatibilidade entre o fio esmaltado e o óleo isolante, com formação de resina específica e degradação acelerada do óleo isolante. Esta incompatibilidade foi particularmente observada em transformadores de distribuição da classe 33 kV, sendo os três piores casos de um mesmo fabricante.

A eficiência do processo de secagem da parte ativa, em fábrica, também merece atenção. Observa-se que tanto transformadores novos, como retirados de operação e avariados, com raras exceções, apresentam teores elevados de umidade no papel, particularmente quando comparados com os limites aceitáveis de transformadores de potência.

Nos transformadores retirados de operação não se verificou correlação entre o estado de degradação dos materiais, o tempo de operação e o carregamento. Alguns transformadores apresentam degradação dos materiais sem que seu carregamento seja excessivo ou tenham operado por tempo prolongado. O estado inicial dos materiais empregados é também desconhecido.

Estimativas realistas da vida útil dos transformadores instalados na COPEL Distribuição foram determinadas a partir da análise estatística de banco de dados com pouco mais de 186 mil registros. Ainda que tenha sido necessário corrigir alguns registros com informações inconsistentes, inclusive deduzindo a data da primeira avaria de alguns transformadores mais antigos, a avaliação de uma amostra de tamanho significativo permitiu estabelecer correlações importantes com o carregamento imposto, classes de tensão, potências, fabricantes, etc.

A vida dos transformadores, independente da forma de agrupamento dos dados, apresenta uma distribuição de frequências que pode ser aproximada pela função de Weibull. Quando se avaliam apenas os registros de transformadores avariados, identificam-se em torno de 25 mil transformadores em primeira falha e de quase 16 mil recuperados. A vida da metade dos conjuntos analisados é de até 7,2 anos para os transformadores em primeira falha e inferior a 3,8 anos para os recuperados. Ainda que não se conheça a causa das avarias registradas, a vida útil determinada é bem inferior à expectativa de 20,5 anos prevista nos guias de carregamento.

Ao se avaliar o banco de dados completo da COPEL Distribuição, com quase 85 mil registros de transformadores em primeira falha e de 101 mil sem registro de avarias, verifica-se que a vida útil determinada para a metade dos transformadores instalados é de até 12,4 anos. Apenas 15 % dos transformadores apresentam vida superior a 20 anos e em raros casos permanecem acima de 40 anos em operação.

A vida útil dos transformadores é tanto maior quanto maior for sua potência nominal. Para as mesmas potências nominais, transformadores classe 15 kV também apresentam maior vida útil, especialmente os trifásicos. Embora transformadores de alguns fabricantes com menor número de unidades instaladas no sistema apresentem maior longevidade, a vida útil dos transformadores da COPEL Distribuição é basicamente determinada por equipamentos de apenas três fabricantes nacionais conceituados.

A diferença verificada na vida de transformadores de marcas diferentes pode indicar o emprego de processos e de materiais distintos, responsáveis por determinar uma menor longevidade ao transformador de distribuição, com requisitos específicos ainda não contemplados adequadamente em sua especificação. Além disso, os modos de proteção e operação do transformador no sistema podem ser decisivos para definir sua vida real, eventualmente impondo um risco de falha muito superior ao determinado pela análise estatística realizada.

Em torno de 95 % dos transformadores de distribuição instalados apresentam carregamento máximo inferior a 125 %. A vida útil desses transformadores sofre alguma influência do carregamento máximo imposto apenas quando submetidos a sobrecargas superiores a 150 %. Como menos de 5 % dos transformadores analisados possui carregamento dessa ordem de grandeza, pode-se concluir que o carregamento aplicado aos transformadores não é responsável pelo elevado índice de falhas observado. Além disso, a perda de vida acumulada de quase 96 % dos transformadores é inferior a 10 %, para uma expectativa de vida de 20,5 anos, mesmo admitindo que tenham operado todos os dias de sua vida real em ciclos de carga residencial ou comercial, com carregamento máximo correspondente ao informado para o final de 2001.

A energia despendida com perdas em vazio de transformadores de distribuição corresponde, em média, aproximadamente 69 % da energia total consumida com perdas. Entretanto, as perdas em vazio nem sempre são predominantes e, dependendo do carregamento imposto, somente a sua consideração subestima as perdas reais geradas pelos transformadores, especialmente durante a ponta de carga do sistema.

V. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ABNT NBR 5440 *Transformadores para Redes Aéreas de Distribuição. Características Elétricas e Mecânicas - Padronização*, ABNT, Jul. 1999.
- [2] ANSI/IEEE C57.91 *IEEE Guide for Loading Mineral-oil-immersed Transformers.*, IEEE, 1995.
- [3] COPEL *Transformador de Distribuição - Especificação NTC 810027*, 1995.
- [4] CSÉPES A.; Hámos G.; Broos, Karius *Practical Foundations of the RVM -- RVM Method for Oil/Paper Insulation Diagnosis*. Tettex, 1998.
- [5] DUDEWICZ Edward J., Mishra, Satya N. *Modern Mathematical Statistics*, John Wiley & Sons, 1988.
- [6] Electric Power Research Institute. *Basic Research on Transformer Life Characteristics*, EPRI EL 2622 Final Report, Set 1982.
- [7] FABRE J.; Pichon A. *Deteriorating Processes and Products of Paper in Oil. Application to Transformers*. CIGRE, Paper 137, Paris, 1960.
- [8] GAMBOA, L. A. *Medição de Tensão de Retorno em Transformadores de Potência. Procedimento de Ensaio e Análise – PEA LAC 024*. Curitiba, Abril, 1998.
- [9] GRANATO R. C.; Tulio Luciane. *Reativação de Óleos Minerais Isolantes*. Relatório LACTEC-AMAT 4260/2000. Curitiba, PR, 2000.
- [10] IEC 354 *Loading Guide for Oil-Immersed Power Transformers*, IEC, 1991.
- [11] LIPSHEIN R. A., Shakhnovich M. I. *Transformer Oil*. IPST Press, Jerusalem, 1970.
- [12] MIT *Magnetic Circuits and Transformers*, Department of Electrical Engineering, John Wiley e Sons Inc., 1962.
- [13] RAVAGLIO, M.A., Schaefer, J.C., Gamboa.,L.R.A., *Projeto Avaliação da Vida Útil dos Transformadores de Distribuição da COPEL - Relatório de Conclusão da 1ª Etapa*, Número AELE-2722/2001, LACTEC, Curitiba, Julho de 2001.
- [14] RAVAGLIO, M.A., Schaefer, J.C., Gamboa.,L.R.A., *Projeto Avaliação da Vida Útil dos Transformadores de Distribuição da COPEL - Relatório de Conclusão da 2ª Etapa*, Número UTAT-0153, LACTEC, Curitiba, Setembro de 2002.
- [15] RAVAGLIO, M.A., Schaefer, J.C., Teixeira Jr.,J.A., *Projeto Redução de Perdas em Transformadores de Distribuição - Relatório de Conclusão do Projeto*, Número AELE-0209/2000, LACTEC, Curitiba, Julho de 2000.
- [16] SAHA T. K.; Darveniza M.; Hill D. J. T.; Le T.T. “*Electrical and Chemical Diagnostics of Transformers Insulation*”. Part A: “*Aged Transformer Samples*”. Part B: “*Accelerated Aged Insulation Samples*”. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 12, n° 4, Oct 1997.
- [17] SPEIEGEL, Murray R. *Estatística*, McGraw-Hill do Brasil, 1985.
- [18] TULIO, L., Levy, N.M., Granato, R.C. *Manutenção de Transformadores Baseada em Ensaios Físico-Químicos e Cromatografia no Sistema Isolante*. LACTEC - AMAT, Março de 2001.
- [19] URBANI G.M.; Brooks R.S. *Using the Recovery Voltage Method to Evaluate Aging in Oil-Paper Insulation*. Haefely Trench AG, Tettex Instruments Division, 1998.
- [20] VALENÇA, M.M. *Estudo sobre Metodologia de Cálculo de Curva de Carga em Transformadores de Distribuição - COPEL*, Julho de 1999.