

Nova Metodologia para Estimativa das Perdas de Transformadores de Distribuição

Gerson L. Kissula	Antonio J. S. S. Soares	Marcelo A. Ravaglio	Renata J. Bacheга
COPEL Distribuição	COPEL Distribuição	LACTEC	LACTEC
kissula@copel.com	ajsoares@copel.com	marcelo@lactec.org.br	renata.bacheга@lactec.org.br

Palavras-chave

Cadastro,
Perdas em Carga,
Perdas em Transformadores de Distribuição,
Perdas em Vazio,
Perdas Técnicas

RESUMO

COPEL e LACTEC realizaram conjuntamente um trabalho de Pesquisa & Desenvolvimento para a readequação do processo de cálculo das perdas técnicas causadas por transformadores de distribuição, visando a melhoria da exatidão desta estimativa, determinada até então pelos limites máximos prescritos pela norma ABNT NBR 5440, versões de 1987 e 1999, sem levar em consideração a variação das perdas em vazio com o perfil de tensão do alimentador e a variação das perdas em carga com o perfil de carregamento do alimentador. Em paralelo, foi realizada a consistência e a correção do banco de dados de transformadores de distribuição em operação na companhia, definindo critérios para a atualização das perdas de cada transformador cadastrado através de dados de ensaios de rotina fornecidos pelos seus fabricantes, assim como pela definição de critérios de correção do cadastro considerando a época e o processo utilizado para a aquisição de tais equipamentos.

1. INTRODUÇÃO

O cálculo atual das perdas técnicas, de demanda e de energia, usado pelo sistema de gerenciamento computacional da rede de distribuição da COPEL Distribuição é realizado da seguinte maneira:

- Perdas nos núcleos:

	DEMANDA [W]	ENERGIA [kWh/ano]
Transformador	$(FE)_i$	$(FE)_i \cdot 8,76$
Alimentador	$\sum_i (FE)_i$	$\sum_i (FE)_i \cdot 8,76$

- Perdas nos enrolamentos:

	DEMANDA [W]	ENERGIA [kWh/ano]
Transformador	$(CU)_i \cdot (CAR)_i^2$	$(CU)_i \cdot (CAR)_i^2 \cdot 8,76 \cdot (FP)_i$
Alimentador	$\sum_i (CU)_i \cdot (CAR)_i^2$	$\sum_i (CU)_i \cdot (CAR)_i^2 \cdot 8,76 \cdot (FP)_i$

sendo:

$(FE)_i$ [W] – Perdas de demanda no núcleo do transformador i ;

$(CU)_i$ [W] – Perdas de demanda nos enrolamentos do transformador i , sob carga nominal;

$(CAR)_i$ [pu] – Carregamento máximo do transformador i ;

$(FP)_i$ [pu] – Fator de perdas do transformador i .

Os valores cadastrados das perdas $(FE)_i$ e $(CU)_i$ coincidem com os limites permitidos pela ABNT no momento de aquisição dos transformadores de distribuição.

Esta forma de cálculo apresenta o importante mérito da simplicidade e é aceita pela ANEEL. Os resultados obtidos, porém, não são de boa qualidade pela existência de erros, cuja correção constitui o objetivo do presente trabalho.

O primeiro erro resulta do cadastramento das perdas nominais pelos limites da ABNT. Há muitos anos que a COPEL Distribuição inclui a capitalização dos custos das perdas na compra dos seus transformadores. Como consequência, tem normalmente adquirido transformadores com perdas inferiores aos limites da ABNT, de eficiência direcionada no sentido de maximizar a modicidade tarifária. Assim, tornou-se necessário corrigir integralmente o cadastro dos transformadores, a partir de dados disponíveis na COPEL Distribuição e de informações recuperadas de fornecedores (compras recentes). Para os transformadores mais antigos foram estabelecidos diversos critérios de correção, descritos no Capítulo 2.

Os demais erros são decorrentes da não consideração da variação das perdas em vazio com a tensão de alimentação de cada transformador e das perdas em carga em função de sua temperatura real de operação, conforme avaliação realizada nos demais capítulos deste trabalho.

2. CONSISTÊNCIA E CORREÇÃO DO BANCO DE DADOS DE TRANSFORMADORES

O objetivo principal da avaliação realizada no banco de dados de transformadores foi corrigir os valores cadastrados de perdas em vazio, perdas em carga, corrente de excitação e impedância percentual, até então coincidentes com os valores máximos admissíveis das normas ABNT NBR 5440/1987 e NBR 5440/1999.

Ainda que a correção do banco de dados de transformadores não fosse uma atividade originalmente proposta neste trabalho, concluiu-se desde seu início que sem ela, não seria possível obter resultados coerentes e com qualidade suficiente. Como primeiro passo, visando a correção do banco de dados, decidiu-se solicitar aos fabricantes mais tradicionais e com maior quantidade de transformadores em operação na rede de distribuição da COPEL o fornecimento em meio digital dos resultados dos ensaios de rotina destes equipamentos. No início de 2006, a COPEL Distribuição possuía aproximadamente 450 mil transformadores de distribuição cadastrados no seu banco de dados, muitos dos quais já sucateados, furtados ou recuperados.

Considerando-se que o emprego de meios digitais para o armazenamento de planilhas de ensaios de rotina, pelos fabricantes, teve início em 1996, vislumbrou-se a possibilidade de correção dos valores de perdas em vazio e perdas em carga de pelo menos 102.500 transformadores de distribuição cadastrados (1/3 dos transformadores em operação no sistema), a partir dos dados obtidos de apenas sete dos principais fornecedores da COPEL Distribuição. Apesar de insistentes tentativas para a obtenção destas informações, apenas três fabricantes nacionais de transformadores de distribuição consultados encaminharam dados em meio digital, totalizando quase 25 mil registros de ensaios de rotina de transformadores, o que permitiu corrigir diretamente os dados de aproximadamente 5,5 % dos transformadores cadastrados. Para complementar a correção do banco de dados de transformadores da Companhia, critérios específicos foram criados para a consistência dos demais transformadores cadastrados.

Durante a validação dos critérios de correção propostos, identificou-se um número significativo de transformadores com inconsistência no cadastro, incluindo o número de série, relação de tensões primária e secundária, potência nominal, número de fases e data de fabricação. Por esta razão, além da correção dos valores de perdas e corrente de excitação, também foram criados critérios para a correção das demais informações que caracterizam os transformadores cadastrados.

A COPEL Distribuição vem utilizando a capitalização de perdas na aquisição de transformadores novos desde 1994, possibilitando a operação de equipamentos com menores perdas no ferro, se comparadas com os valores limites prescritos nas normas técnicas vigentes, na época de fabricação desses transformadores. A adoção de critérios de capitalização de perdas também propiciou a otimização dos projetos de transformadores de distribuição, assim como o emprego de materiais e processos com maior tecnologia agregada. Por isso, as perdas dos transformadores de distribuição adquiridos diretamente pela COPEL Distribuição foram avaliadas em dois períodos distintos: antes e após o início da capitalização de suas perdas, que ocorreu no final de 1993.

Transformadores adquiridos pela COPEL Distribuição pelo sistema *turn-key*, a partir de Agosto de 1995, por outro lado, apresentam perdas no ferro e no cobre limitadas apenas pelos valores máximos prescritos nas normas ABNT NBR 5440, de 1987 e 1999. Deste modo, as perdas de transformadores adquiridos pelo sistema *turn-key*, assim como a de equipamentos de terceiros e os incorporados ao sistema por doação, foram avaliadas em outros dois períodos distintos: antes e após a publicação da revisão da norma NBR 5440, que ocorreu no final de 1999.

Finalmente, os transformadores mais antigos em operação na rede de distribuição apresentam maiores dimensões, utilizam materiais menos nobres, conseqüentemente com perdas no ferro e perdas no cobre superiores. É difícil precisar o momento em que os projetos dos transformadores se tornaram mais eficientes, porém, pode-se admitir que tenha ocorrido em 1987, com a publicação da norma ANBT NBR 5440/1987. Portanto, devem-se ainda avaliar as perdas nos transformadores de distribuição antes e após 1987, a fim de levar em conta a evolução da tecnologia para sua fabricação seriada.

Os seguintes critérios gerais de correção das perdas em vazio, perdas em carga e corrente de excitação foram adotados para a correção do banco de dados de transformadores da COPEL Distribuição:

a) Para os transformadores adquiridos diretamente pela COPEL Distribuição, desde 2000, atendendo critérios de capitalização de perdas, observam-se as seguintes relações médias entre as perdas medidas pelos fabricantes e os valores médios padronizados pela norma NBR 5440/1999:

- Perdas em vazio: 76,2 % do valor padronizado;
- Perdas em carga: 96,4 % do valor padronizado;
- Perdas totais: 91,9 % do valor padronizado;
- Corrente de excitação: 48,2 % do valor padronizado, para as classes 15 e 36,2 kV.

b) Para os transformadores adquiridos pela COPEL Distribuição pelo sistema *turn-key* e para equipamentos incorporados de terceiros, desde 2000, foram aplicados os seguintes percentuais aos valores de perdas padronizados na norma NBR 5440/1999, com base no projeto “Redução de Perdas em Transformadores de Distribuição”, realizado pelo LACTEC:

- Perdas em vazio: 86,0 % do valor padronizado;
- Perdas em carga: 103,0 % do valor padronizado;
- Perdas totais: 98,8 % do valor padronizado;
- Corrente de excitação: 85,2 % do valor padronizado para a classe 15 kV
- Corrente de excitação: 62,1 % do valor padronizado para a classe 36,2 kV.

c) Para os transformadores adquiridos diretamente pela COPEL Distribuição, entre 1994 e 1999, atendendo critérios de capitalização de perdas, foram aplicados os seguintes percentuais aos valores padronizados na norma NBR 5440 / 1987, de modo a manter as perdas em vazio e as perdas em carga similares àquelas dos transformadores fabricados a partir de 2000:

- Perdas em vazio: 65,1 % do valor padronizado;
- Perdas em carga: 96,4 % do valor padronizado;
- Perdas totais: 88,6 % do valor padronizado;
- Corrente de excitação: 44,7 % do valor padronizado, para as classes 15 e 36,2 kV.

d) Para os transformadores adquiridos diretamente pela COPEL Distribuição, entre 1988 e 1993, e aqueles comprados pelo sistema *turn-key* ou incorporações de terceiros, entre 1988 e 1999, adotou-se os seguintes critérios de correção em relação aos valores prescritos na norma NBR 5440/1987, com base nos resultados de ensaios de rotina em equipamentos novos, avaliados no projeto “Redução de Perdas em Transformadores de Distribuição”, realizado pelo LACTEC:

- Perdas em vazio: 76,4 % do valor padronizado
- Perdas em carga: 103,0 % do valor padronizado
- Perdas totais: 95,7 % do valor padronizado
- Corrente de excitação: 84,0 % do valor padronizado para a classe 15 kV
- Corrente de excitação: 57,1 % do valor padronizado para a classe 36,2 kV.

e) Para os transformadores fabricados antes de 1987, incluindo equipamentos adquiridos diretamente pela COPEL Distribuição e de terceiros, adotou-se os seguintes critérios de correção em relação aos valores padronizados na norma NBR 5440/1987, com base nos resultados de ensaios de rotina de equipamentos retirados de operação, avaliados no projeto “Redução de Perdas em Transformadores de Distribuição”, realizado pelo LACTEC:

- Perdas em vazio: 77,6 % do valor padronizado;
- Perdas em carga: 107,5 % do valor padronizado;
- Perdas totais: limitadas a 100,0 % do valor padronizado;
- Corrente de excitação: 103,0 % do valor padronizado para a classe 15 kV;
- Corrente de excitação: 63,0 % do valor padronizado para a classe 36,2 kV.

Adicionalmente, adotou-se que todos os transformadores novos adquiridos pela COPEL Distribuição serão cadastrados pelas suas perdas individuais, medidas nos ensaios de recepção. Para tanto, criou-se procedimento informatizado para o recebimento dos dados referentes aos ensaios de rotina dos transformadores novos, por meio digital, pelo preenchimento destas informações em arquivo com formato padronizado pelos seus fabricantes, procedimento que se pretende implementar brevemente.

3. AVALIAÇÃO DAS PERDAS EM VAZIO EM FUNÇÃO DA TENSÃO DE OPERAÇÃO

As perdas no núcleo dos transformadores costumam ser designadas por perdas constantes, por não dependerem da carga dos transformadores. Estas perdas são extremamente sensíveis ao valor da tensão aplicada. No caso da COPEL Distribuição, o ensaio de referência, que define a perda nominal do transformador, prevê a alimentação do secundário com a tensão 220/127 V (trifásicos) ou 254/127 V (monofásicos), com o primário em aberto. Os transformadores da COPEL Distribuição têm uma única relação de transformação (sem derivações), e os valores referidos à alta tensão equivalem a 13.200 V e 33.000 V. Além da tensão de referência, usualmente são efetuadas medições adicionais de perdas, cobrindo a faixa de $\pm 5\%$. Nesta faixa, a demanda de perdas em vazio varia da seguinte forma:

$$FE(V) = FE(V_R) \cdot \left(\frac{V}{V_R} \right)^\alpha \quad [\text{W}], \quad \alpha \approx 4 \quad (1)$$

onde V_R é a tensão de referência (220 V ou 254 V) e V , outro valor de tensão, na faixa de $V_R \pm 5\%$. Sempre que a tensão de alimentação dos transformadores for superior à sua tensão de referência, os transformadores operam sobre-excitados e as perdas no ferro geradas são superiores aos valores correspondentes medidos nos ensaios de rotina.

O expoente $\alpha \approx 4$ foi determinado experimentalmente pelo LACTEC, a partir de medições de perdas em vazio em 192 transformadores de distribuição novos, retirados de operação e recuperados, observando-se sua variação na faixa de 1,2 a 6,5. De modo geral, pode-se afirmar que um acréscimo de 1% na tensão de alimentação dos transformadores causa, em média, um aumento de 4% nas perdas em vazio e de 12 % na sua corrente de excitação.

A cada momento, a tensão primária oferecida a cada transformador varia com a sua posição na rede: maior, quando está mais perto da subestação e menor nos pontos mais afastados. Por outro lado, essa tensão também varia ao longo do tempo de acordo com as condições operativas da rede e sazonalidade da carga. Os dois efeitos podem ser expressos através da seguinte equação:

$$V_T(i, t) = V_B(t) - QTP(i, t) \quad [\text{V}] \quad (2)$$

sendo

- $V_T(i, t)$ – Tensão primária do transformador i no instante t [V];
- $V_B(t)$ – Tensão no barramento da subestação no instante t [V];
- $QTP(i, t)$ – Queda de tensão até o transformador i no instante t [V].

A COPEL Distribuição tem um acordo operativo com a Área de Transmissão da companhia que recomenda as seguintes faixas de tensão de operação na barra das subestações $[V_B(t)]$:

- Carga Pesada: 13,70 – 13,80 kV / 34,25 – 34,50 kV;
- Carga Intermediária: 13,50 – 13,70 kV / 33,75 – 34,25 kV;
- Carga Leve: 13,20 – 13,50 kV / 33,00 – 33,75 kV.

Estes limites são realmente verificados em 60 a 70% dos alimentadores em operação, mas não são totalmente obedecidos nos restantes. Além disso, as amplitudes das faixas operativas estabelecidas não ajudam a definir as perdas com a precisão desejada. Por estas razões, para a realização deste trabalho foi necessário selecionar alimentadores com disponibilidade de medições horárias, e por períodos longos (até um ano ou 8.760 horas), não só da tensão no barramento como também do carregamento (kW), para viabilizar um número representativo de simulações, que permitisse calcular para o transformador de distribuição i :

$$(P_{FE})_i = (FE)_i \cdot \sum_1^{8760} [V(i, t)]^4 = 8,76 \cdot (FE)_i \cdot (K_1)_i \quad [\text{kWh/ano}] \quad (3)$$

onde:

- $(P_{FE})_i$ – Perdas anuais de energia no núcleo do transformador i [kWh/ano];
- $(FE)_i$ – Perdas nominais no núcleo do transformador i [W];
- $V(i, t)$ – Tensão aplicada do transformador i no instante t , tendo como base a tensão de ensaio utilizada para a medição das perdas em vazio ($V_R=13.200$ V ou $V_R=33.000$ V) [pu].

Admitindo-se que, para cada transformador de distribuição, o efeito da variação de tensão ao longo de 365 dias possa ser representado por um fator de correção $(K_1)_i$, deveriam ser realizados 8.760 cálculos de fluxo de potência (*load-flow*) na rede de distribuição para sua determinação, ou seja:

$$(K_1)_i = \frac{\sum_1^{8760} [V(i, t)]^4}{8760} \quad (4)$$

Denominando-se P_{FE} as perdas anuais de energia despendida com perdas no núcleo do conjunto de n transformadores de distribuição instalados em cada alimentador, obtém-se:

$$P_{FE} = 8,76 \cdot \sum_1^n [(FE)_i \cdot (K_1)_i] = 8,76 \cdot \sum_1^n (FE)_i \cdot K_1 \quad [\text{kWh/ano}] \quad (5)$$

ou finalmente,

$$K_1 = \frac{\sum_1^n [(FE)_i \cdot (K_1)_i]}{\sum_1^n (FE)_i} \quad (6)$$

O significado de K_1 pode ser explicado pelo conceito de *tensão equivalente*, que é o valor da tensão, constante e aplicada a todos os transformadores de distribuição instalados em cada alimentador, que conduz ao mesmo valor de perdas em vazio.

TABELA 1 – VALORES DE K_1 PARA ALGUNS VALORES DE TENSÃO EQUIVALENTE

K_1	Tensão Equivalente [V]	
1,06	13394	33484
1,03	13298	33245
1,00	13200	33000
0,97	13100	32750
0,94	12997	32493

Resta mostrar que existem valores típicos e estáveis de K_1 , em função dos atributos dos alimentadores, confirmando a possibilidade de representar os efeitos da variação de tensão por um simples fator de correção e dispensando a necessidade de efetuar, como rotina, um número imenso de simulações e cálculos de fluxo de potências. Com esta perspectiva, os capítulos seguintes mostram como os alimentadores da COPEL Distribuição foram classificados em famílias e, em seguida, sorteadas as amostras e calculados os respectivos valores de K_1 .

4. AVALIAÇÃO DAS PERDAS EM CARGA EM FUNÇÃO DA TEMPERATURA

As perdas variáveis são compostas pelas perdas ôhmicas nos enrolamentos dos transformadores de distribuição e pelas perdas adicionais, resultantes de forças eletromotrizes geradas pela dispersão do fluxo magnético. Os estudos de perdas ignoram a existência das perdas adicionais, por serem normalmente inferiores a 5% das perdas variáveis e também para evitar cálculos complexos sem influência sensível nos resultados. O presente trabalho segue este procedimento, e faz coincidir as perdas variáveis com as perdas ôhmicas.

A norma NBR 5440 / 1999 não prescreve limites máximos de perdas em carga na padronização atual de transformadores de distribuição, porém define os valores máximos de perdas em vazio e perdas totais, possibilitando estimar o valor admissível de perdas em carga, referidas a 75 °C, pela diferença entre os dois valores. Sabe-se que muitos transformadores produzidos atualmente no país apresentam perdas em vazio significativamente inferiores aos limites admissíveis, com perdas em carga superiores ao valor estimado, a fim de manter as perdas totais bem próximas do seu valor máximo.

As perdas de demanda em carga de cada transformador variam segundo o quadrado da relação entre a carga suprida e a carga nominal, e são proporcionais à temperatura absoluta dos enrolamentos, variável ao longo do tempo, conforme a expressão 7. No cálculo atual admite-se que todos os enrolamentos encontram-se permanentemente a 75°C. Assim, quando a temperatura exceder a 75°C, o que pode acontecer no horário de ponta, o cálculo atual apresenta perdas inferiores às reais, e nos períodos que a temperatura for menor que 75°C, o cálculo conduz a resultados exagerados.

Integrando ao longo do período de um ano (ou fazendo o somatório de 8.760 demandas horárias) as perdas de demanda em carga de todos os transformadores de um alimentador, obtêm-se as perdas anuais de energia em carga desse conjunto de transformadores. O presente trabalho procura determinar a relação entre as perdas reais (temperaturas variáveis dos enrolamentos) e as perdas obtidas no cálculo atual (temperatura fixa de 75°C), considerando períodos anuais e também períodos restritos aos horários de ponta, pois os efeitos da variação de temperatura dos enrolamentos são diferentes.

A análise detalhada do que se passa no horário de ponta é importante para introduzir as melhorias do presente trabalho nos cálculos dos custos unitários das perdas usados na compra de transformadores.

Os custos unitários das perdas são sempre baseados nos custos marginais dos níveis A.3.a e A.4 (tarifa azul), levando-se em conta que a energia e a demanda de perdas são mais caras durante o horário da ponta, porém despreza o efeito da maior temperatura de operação dos transformadores neste período. A temperatura real de operação de cada transformador é variável e depende da temperatura ambiente e do ciclo de carga. Como as perdas no cobre, medidas nos ensaios de rotina de transformadores de distribuição são geralmente referenciadas à temperatura de 75°C, a demanda de perdas variáveis em cada momento pode ser definida por:

$$CU(i,t) = (CU)_i \cdot \frac{234,5 + \theta(i,t)}{234,5 + 75} \cdot [CAR(i,t)]^2 \quad [\text{W}] \quad (7)$$

A energia anual despendida com perdas variáveis no transformador é:

$$(P_{CU})_i = (CU)_i \cdot \sum_1^{8760} \left\{ \frac{234,5 + \theta(i,t)}{234,5 + 75} \cdot [CAR(i,t)]^2 \right\} = 8,76 \cdot (CU)_i \cdot (CAR)_i^2 \cdot (FP)_i \cdot (K_2)_i \quad (8)$$

sendo:

- $(P_{CU})_i$ – Perdas anuais de energia nos enrolamentos do transformador i [kWh/ano];
- $(CU)_i$ – Perdas nominais nos enrolamentos do transformador i [W];
- $CAR(i,t)$ – Carregamento do transformador i no instante t [pu];
- $\theta(i,t)$ – Temperatura média dos enrolamentos do transformador i no instante t [°C];
- $(CAR)_i$ – Carregamento máximo do transformador i [pu];
- $(FP)_i$ – Fator de Perdas do Transformador i .

Na avaliação das perdas em vazio, um fator de correção $(K_1)_i$ representava o efeito das variações de tensões, calculadas para cada hora, a partir das tensões nos barramentos e das quedas de tensão. Neste caso, procurou-se representar o efeito da variação da temperatura dos enrolamentos por um novo fator de correção $(K_2)_i$. Como é praticamente impossível definir a temperatura de operação dos enrolamentos do transformador com a precisão requerida, optou-se em utilizar os resultados de medições de perdas em carga realizados pelo LACTEC em 192 transformadores de distribuição, onde se mostrou ser suficiente a aplicação do expoente 2,18, em vez do quadrado, para levar em conta a temperatura real de operação dos enrolamentos sobre as perdas em carga geradas, ou seja:

$$(P_{CU})_i = (CU)_i \cdot \sum_1^{8760} \cdot [CAR(i,t)]^{2,18} = 8,76 \cdot (CU)_i \cdot (CAR)_i^2 \cdot (FP)_i \cdot (K_2)_i \quad (9)$$

Para o conjunto dos transformadores de cada alimentador, obtém-se:

$$P_{CU} = 8,76 \cdot \sum_1^n [(CU)_i \cdot (CAR)_i^2 \cdot (FP)_i \cdot (K_2)_i] = 8,76 \cdot \sum_1^n [(CU)_i \cdot (CAR)_i^2 \cdot (FP)_i] \cdot K_2 \quad (10)$$

O significado de K_2 fica mais claro com o conceito de *temperatura equivalente*, que é uma temperatura constante e comum a todos os transformadores instalados no alimentador, que conduz ao mesmo valor de perdas em carga, ou seja:

$$K_2 = \frac{234,5 + \theta_E}{234,5 + 75} \quad \theta_E = K_2 \cdot (234,5 + 75) - 234,5 \quad [^\circ\text{C}] \quad (11)$$

A expressão 11 é válida para enrolamentos de transformadores fabricados em cobre. No caso de enrolamentos em alumínio, a constante 234,5 °C deve ser substituída pelo valor 225,0 °C.

Pode-se também utilizar o conceito de *carregamento equivalente*, constante e comum a todos os transformadores instalados no alimentador e que também conduz aos mesmos valores de perdas:

$$K_2 = \frac{(CAR)_E^{2,18}}{(CAR)_E^2} \quad \log(CAR)_E = \frac{\log(K_2)}{0,18} \quad (12)$$

TABELA 2 – VALORES DE K_2 , TEMPERATURA E CARREGAMENTOS EQUIVALENTES

K_2	θ_E (°C)	CAR _E (%)
1,04	87,38	124,35
1,00	75,00	100,00
0,96	62,62	79,71
0,92	50,24	62,92
0,90	44,05	55,69
0,88	37,86	49,16
0,86	31,67	43,26
0,84	25,48	37,96
0,82	19,29	33,2
0,80	13,10	28,95
0,78	6,91	25,15
0,76	0,72	21,77

A expressão 11, origem dos valores de θ_E , é totalmente verdadeira, por isto considerou-se que K_2 não pode ser inferior a 0,80, sobe pena de admitir uma temperatura equivalente inferior à temperatura média verificada no Estado do Paraná. O processo foi aplicado à mesma amostra de alimentadores utilizada na validação de K_1 .

5. SIMPLIFICAÇÕES E VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA DE CÁLCULO PROPOSTA

O cálculo preciso da tensão de alimentação de cada transformador, a partir de registros horários da tensão e demanda medidas na barra de saída dos 1.500 alimentadores da COPEL Distribuição, ao longo de 8.760 horas anuais, exigiria imenso volume de recursos computacionais e de mão-de-obra especializada. Supondo que cada cálculo de fluxo de potência consuma apenas 0,5 s de tempo de processamento, seriam necessários 76 dias para a realização de 1.500 x 8.760 cálculos de fluxo de potência em um computador de grande porte.

Na impossibilidade de realização da análise em todos os alimentadores da COPEL Distribuição, procurou-se classificá-los estatisticamente em famílias, com base em suas características físicas e elétricas. Inicialmente, estes alimentadores foram classificados em dez grupos (*clusters*), com base na bitola dos condutores, demanda máxima, número de postes e comprimento total. Tais atributos foram considerados os mais significativos, dentre os 17 disponíveis no sistema computacional, para a avaliação da energia despendida com perdas de transformadores de distribuição.

Após eliminar os atributos interdependentes, como o comprimento do alimentador e o número de postes instalados, assim como a demanda máxima e a bitola dos condutores, concluiu-se que seriam suficientes apenas cinco famílias para a avaliação das perdas de transformação nos alimentadores de classe 15 kV e, de apenas um para os alimentadores de classe 36,2 kV. A Figura 1 mostra os critérios determinados para a classificação dos alimentadores da classe 15 kV.

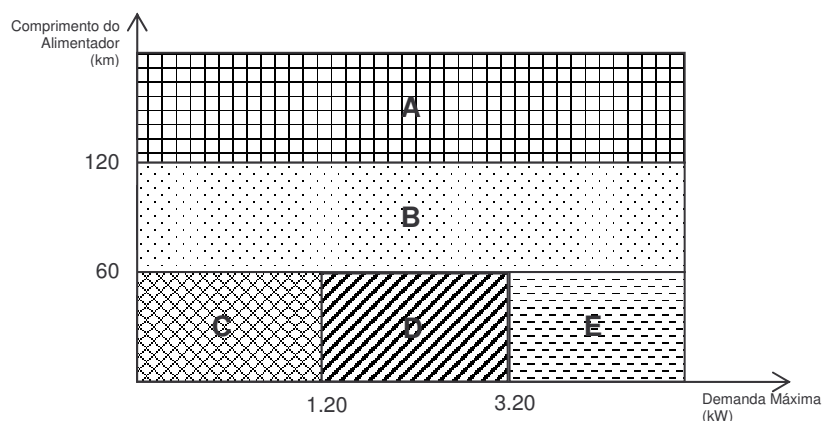


FIGURA 1 - CRITÉRIOS DE CLASSIFICAÇÃO DE FAMÍLIAS DE ALIMENTADORES DE 13,8 kV

As famílias A e B foram definidas independentes da demanda máxima, enquanto as famílias C, D e E, apenas para comprimentos dos alimentadores inferiores a 60 km, ou seja:

- Família A – comprimento maior que 120 km (277 alimentadores, 24,4 %);
- Família B – comprimento entre 60 e 120 km (153 alimentadores, 13,4 %);
- Família C – demanda máxima de até 1.200 kW (124 alimentadores, 10,9 %);
- Família D – demanda máxima entre 1.200 e 3.200 kW (315 alimentadores, 27,7 %);
- Família E – demanda máxima maior que 3.200 kW (268 alimentadores, 23,6 %).

Para cada família, foram sorteados 10 alimentadores para avaliação da energia despendida com perdas em transformadores. Adicionalmente, foram sorteados 10 alimentadores reservas, para uso eventual no caso de inconsistências nos dados registrados ou forte condição de sazonalidade no carregamento.

No caso dos alimentadores de classe 36,2 kV, com número significativo de alimentadores expressos, utilizados na alimentação de subestações de distribuição, cujas perdas são pouco afetadas pelos transformadores de distribuição, optou-se por realizar a avaliação das perdas de transformação em uma única família, composta por treze alimentadores urbanos e rurais, com a maior parte dos consumidores pertencentes ao Grupo B.

Durante a validação do procedimento proposto para o cálculo da energia despendida com perdas de transformadores de distribuição, verificou-se a possibilidade de determinação de perfis médios diários da tensão e da demanda na barra de saída subestação, com apenas 24 horas, equivalentes aos perfis horários correspondentes para o período de 8.760 horas anuais. Esta simplificação permitiu determinar com precisão adequada a energia com perdas de transformação em alimentadores de 13,8 kV e 34,5 kV, com a realização de apenas 24 cálculos de fluxo de potências para cada alimentador, a partir de suas curvas diárias equivalentes de tensão e demanda, conforme exemplificado na Figura 2.

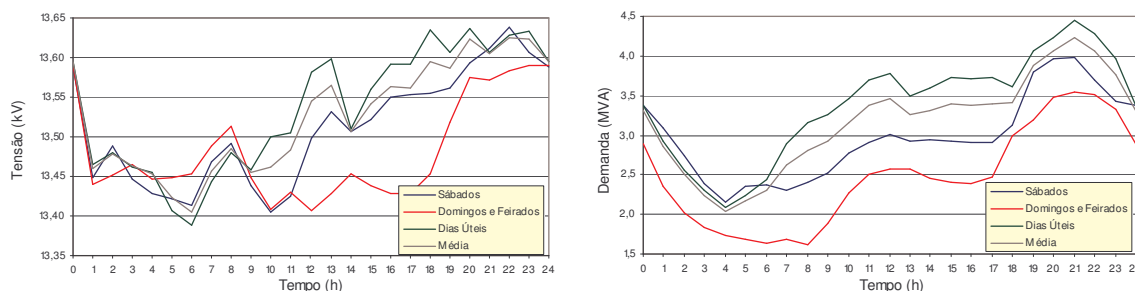


FIGURA 2 – TENSÃO E DEMANDA EQUIVALENTES DE ALIMENTADOR URBANO DA FAMÍLIA E

Todos os cálculos previstos no procedimento proposto, incluindo a determinação da tensão e demanda equivalentes de cada alimentador e do fluxo de potências, foram implementados pelo LACTEC em planilhas eletrônicas do Excel, considerando as características físicas e a distribuição das cargas ao longo do alimentador, sazonalidades, a operação de bancos de capacitores e de reguladores de tensão, a identificação dos consumidores alimentados do Grupo A, cujas perdas de transformação não são de responsabilidade da Concessionária, e, particularmente para os alimentadores da rede de 34,5 kV, a capacitância própria dos condutores da rede de distribuição.

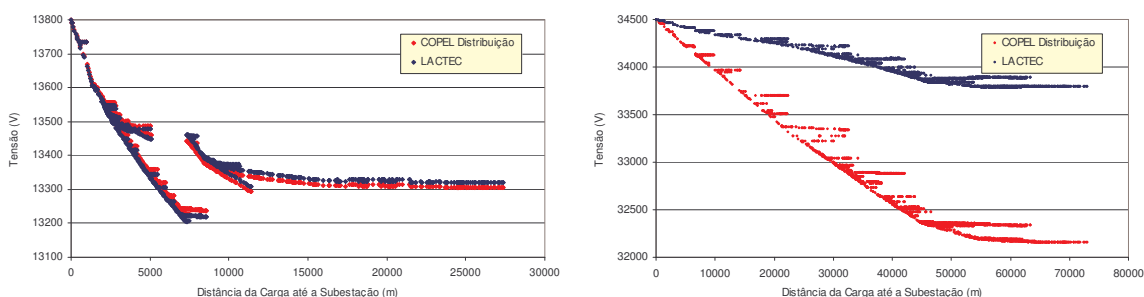


FIGURA 3 – TENSÃO CALCULADA AO LONGO DE ALIMENTADORES DE 13,8 kV (FAMÍLIA B) E 34,5 kV

De modo geral, observa-se que o valor médio determinado para o coeficiente de correção K_1 dos alimentadores de 34,5 kV (1,1428) é significativamente maior que o dos alimentadores de 13,8 kV (1,0557), para os quais a capacitância própria da rede de distribuição pode ser desprezada. Por outro lado, os coeficientes de correção K_2 das famílias de alimentadores de 13,8 kV e 34,5 kV são da mesma ordem de grandeza, assumido valores médios de 0,8402 e 0,8264, respectivamente.

A fim de obter maior simplicidade na correção da energia despendida com perdas de transformadores distribuição, calculada segundo a metodologia atual da COPEL Distribuição, e reduzir a influência de alguns alimentadores com características atípicas, optou-se em estabelecer um coeficiente de correção K_1 para todos os alimentadores de 13,8 kV, formando uma única família, com valor $1,0557 \pm 0,90 \%$, e outro para os alimentadores de 34,5 kV, com valor $1,1428 \pm 4,61 \%$. Para K_2 , decidiu-se estabelecer um único coeficiente de correção para todos os alimentadores, com valor $0,8374 \pm 1,03 \%$.

Visando auxiliar a COPEL Distribuição no processo de revisão tarifária, foram determinados os coeficientes de correção K_1 e K_2 de alimentadores de 13,8 kV e 34,5 kV, considerando as condições operacionais do sistema durante sua ponta de carga de dias úteis (18 às 21 horas) e durante os demais períodos da semana, excluindo a ponta de carga. Nesta análise, verificou-se que, em média, a variação do coeficiente de correção K_1 em função das condições impostas na ponta e fora da ponta pode ser desprezada. Por outro lado, o coeficiente de correção K_2 é maior na ponta de carga, com acréscimos médios de aproximadamente 5,5 % e 7,3 % em relação aos valores calculados fora da ponta, respectivamente para as redes de 13,8 kV e 34,5 kV.

7. CONCLUSÕES

A COPEL Distribuição possui mais de 300 mil transformadores de distribuição em operação, dos quais quase dois terços são monofásicos e estão instalados na rede rural. Os transformadores de distribuição são responsáveis por uma parcela bem significativa das perdas técnicas no sistema de distribuição. A metodologia adotada pela COPEL Distribuição para esta estimativa empregava os valores admissíveis de perdas em vazio e de perdas em carga prescritos nas normas NBR 5440/87 e NBR 5440/99, conduzindo a um grau elevado de incerteza nas perdas técnicas do sistema de distribuição, em função da imprecisão dos dados utilizados.

Como primeira etapa para reduzir a incerteza na estimativa das perdas de transformação, realizou-se a correção do banco de dados de transformadores da Companhia, a fim de levar em conta os valores medidos de perdas em vazio, perdas em carga e corrente de excitação, obtidos a partir de informações fornecidas pelos fabricantes, histórico de equipamentos adquiridos com capitalização de perdas e resultados do projeto "Redução de Perdas em Transformadores de Distribuição da COPEL". Além disso, foi desenvolvido pela COPEL Distribuição procedimento informatizado para o recebimento dos dados referentes aos ensaios de rotina dos transformadores novos, por meio digital, pelo preenchimento pelos fabricantes destas informações em arquivo com formato padronizado.

Os transformadores padronizados na COPEL Distribuição não possuem derivações e, em função de suas características nominais, muitos deles operam sobre-excitados, particularmente aqueles instalados próximos da subestação. Embora as perdas em vazio sejam medidas nos ensaios de recebimento, tais valores são determinados apenas para a relação nominal de transformação, desprezando a variação da tensão de alimentação e sem impor valores admissíveis para a condição da tensão máxima prevista.

Por outro lado, considerando-se que os transformadores de distribuição operam sub-carregados a maior parte do tempo, a energia despendida com perdas no cobre é, em geral, superestimada no procedimento de cálculo convencional, pois este despreza a redução das perdas em decorrência da menor temperatura de operação. Tal efeito é importante no sistema da COPEL Distribuição devido ao número significativo de transformadores operando na rede rural.

Trabalhos de P&D realizados pelo LACTEC indicaram que as perdas em vazio crescem na proporção de 4 % para cada 1 % de acréscimo da tensão de alimentação do transformador. Além disso, indicaram que as perdas no cobre são proporcionais à corrente de carga elevada ao expoente 2,18, e não somente ao quadrado, a fim de considerar a temperatura real de operação dos transformadores.

Assim, para levar em conta a variação das perdas em vazio com a tensão de alimentação e das perdas em carga com a temperatura de operação dos transformadores, desenvolveu-se metodologia inédita para o cálculo da energia com perdas de transformação. Foram consideradas as medições horárias da tensão e da demanda de cada alimentador, a sazonalidade das cargas, critérios operacionais de bancos de capacitores e reguladores de tensão, assim como a capacitância própria da rede de distribuição.

Visando obter facilidade na implementação da nova metodologia no sistema computacional da COPEL Distribuição, optou-se em corrigir as estimativas da energia com perdas em vazio e com perdas em carga de transformadores de distribuição, calculadas segundo a metodologia atual, apenas multiplicando os valores determinados pelos coeficientes K_1 e K_2 , respectivamente, a saber:

- Coeficiente de correção K_1 (representa o efeito das variações de tensões sobre as perdas no ferro):
 - Alimentadores de 13,8 kV: $1,0557 \pm 0,90$ %;
 - Alimentadores de 34,5 kV: $1,1428 \pm 4,61$ %.
- Coeficiente de correção K_2 (representa o efeito da variação da temperatura dos enrolamentos sobre as perdas no cobre):
 - Alimentadores de 13,8 kV e 34,5 kV: $0,8374 \pm 1,03$ %.

Ainda que a metodologia proposta para a estimativa da energia despendida com perdas de transformação tenha sido desenvolvida para o sistema da COPEL Distribuição, ela é útil, precisa e pode ser aplicada na avaliação das perdas técnicas de outras concessionárias de energia elétrica, bastando recalcular os coeficientes de correção K_1 e K_2 .

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] **ABNT NBR 5356** *Transformadores de Potência - Especificação*, ABNT, 1993.
- [2] **ABNT NBR 5380** *Transformadores de Potência - Método de Ensaio*, ABNT, 1993.
- [3] **ABNT NBR 5440** *Transformadores para Redes Aéreas de Distribuição. Características Elétricas e Mecânicas - Padronização*, ABNT, 1987.
- [4] **ABNT NBR 5440** *Transformadores para Redes Aéreas de Distribuição. Características Elétricas e Mecânicas - Padronização*, ABNT, 1999.
- [5] **CODI - Comitê de Distribuição** *Relatório CODI - 3.2.19.34.0. Método para determinação, análise e otimização das perdas técnicas em sistemas de distribuição*. ABRADE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, 1997.
- [6] **COPEL** *Caracterização da Carga da COPEL*, Grupo de Trabalho Política Tarifária, Relatório 2, COPEL, Janeiro de 1997.
- [7] **Cruz, F.L.; Oliveira, A. M., Brigatto, G. A. A., Valle, A. C. M.** *Programa de Cálculo de Perdas e Níveis de Tensão em Alimentadores Utilizando Curvas de Carga* – Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE, 2006
- [8] **Ravaglio, M.A., Schaefer, J.C., Gamboa, L.R.A.** *Projeto Avaliação da Vida Útil dos Transformadores de Distribuição da COPEL, Relatório Final*, UAT-0195/2003 LACTEC, Curitiba, Novembro de 2003.
- [9] **Ravaglio, M.A., Schaefer, J.C., Gamboa, L.R.A., 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.
- [10] **Ravaglio, M.A., Bachega, R.J., Kissula, G.L., Serpa Soares, A.J.S.** *Relatório Final do Projeto "Reavaliação da Metodologia para Estimativa das Perdas Técnicas Causadas por Transformadores de Distribuição"*, LACTEC e COPEL Distribuição, Outubro de 2007.
- [11] **Valença, M.M.** *Estudo sobre Metodologia de Cálculo de Curva de Carga em Transformadores de Distribuição*, COPEL, Julho de 1999.