



# VI SBQEE

21 a 24 de agosto de 2005  
Belém – Pará – Brasil



Código: BEL 09 7787  
Tópico: Impacto Econômico e Responsabilidades

## ANÁLISE DE CUSTOS DE SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES EM AMBIENTES NÃO SENOIDAIS

DANIELLA GONZALEZ TINOIS DA SILVA <sup>1</sup>

UNILINS – FPTE / LINS – SP

DEVAIR RIOS GARCIA <sup>2</sup>

UNILINS – FPTE / LINS – SP

### RESUMO

O valor atual do custo global dos transformadores de distribuição ao longo da sua vida útil, depende dos custos anuais do equipamento e do custo das perdas internas. Entretanto, em ambientes não senoidais, há um incremento das perdas internas causado pelas harmônicas, que resulta em uma diminuição da vida útil do equipamento, fazendo com que os resultados da análise sejam muito diferentes do que aqueles para operação em ambientes senoidais, assim, o presente trabalho busca solução para um problema onde se deseja comparar custos de diferentes alternativas e identificar aquela que apresenta o menor valor capitalizado.

### PALAVRAS CHAVE

Transformadores, gerenciamento, harmônicas, custos.

### 1.0 INTRODUÇÃO

Devido à existência de uma grande quantidade de transformadores no nosso sistema elétrico, eles representam grande parte dos investimentos das empresas de energia. Dessa forma, a seleção e o gerenciamento adequados desses transformadores, ainda que em ambientes senoidais, tornam-se um fator importante para todas as empresas do setor, visto que, resultam em economia nos seus investimentos, redução na ociosidade dos equipamentos e um melhor compromisso de perdas.

Nesse contexto, o carregamento econômico dos transformadores faz parte das principais preocupações das empresas concessionárias de energia elétrica, tanto para o dimensionamento otimizado da rede, quanto na análise tarifária e no gerenciamento de cargas.

A definição de qual é o carregamento adequado para o menor custo não é uma tarefa simples, pois, de um lado está o consumidor que exige energia de qualidade com baixos custos e, do outro, está a concessionária que deverá realizar os investimentos para manter o fornecimento a contento dos consumidores. O carregamento econômico das redes de distribuição é, então, aquele que satisfaz ambos os lados, o que significa fornecer energia de qualidade, com tarifas moderadas, mas que permitam às concessionárias os investimentos necessários na rede de distribuição.

O grande número de variáveis que se apresentam no momento da decisão de instalação, remoção ou substituição de um transformador no sistema de distribuição, requer estudos cada vez mais aprofundados, visto que, além da imposição técnica de projeto entram os custos indexados, sendo a relação custo/benefício um fator determinante. Por exemplo, ao estudar propostas de vários fabricantes para o fornecimento de transformadores, à primeira vista o transformador de menor custo parece a melhor escolha, no entanto, na maioria das vezes ele apresenta altas perdas e, considerando essas perdas ao longo da sua vida útil, pode-se vir a concluir que na realidade não se trata da opção mais econômica.

1. Daniella Gonzalez Tinois da Silva - [daniella@fpte.br](mailto:daniella@fpte.br)

r. Laurindo Fontana, 325 / Jd. Portal do Sol / Marília – SP – Brasil / CEP 17519-390

2. Devair Rios Garcia- [devarios@hotmail.com](mailto:devarios@hotmail.com)

r. Nassif Miguel, 1861 – apto 22 / Jd. Morini / Votuporanga – SP – Brasil / CEP 15500-000

O valor atual do custo global de uma das alternativas depende dos custos anuais do equipamento e do custo das perdas ao longo da vida útil do transformador. Entretanto, em ambientes não senoidais, há um incremento das perdas internas causado pelas harmônicas, que resulta em uma diminuição da vida útil do equipamento, fazendo com que os resultados da análise sejam muito diferentes do que aqueles para operação em ambientes senoidais. [2]

## 2.0 EFEITO DA VARIAÇÃO DA FREQUENCIA NAS PERDAS INTERNAS DO TRANSFORMADOR

### 2.1. Perdas no ferro (no núcleo)

Um transformador operando sob condições senoidais ou não, com uma excitação de frequência  $f$ , tem suas perdas totais no ferro calculadas através da expressão 1.

$$P_{FE} = P_H + P_F \quad (1)$$

Sendo:

- $P_H$  as perdas provocadas pela histerese do material magnético do núcleo;
- $P_F$  as perdas causadas pelas correntes de Foucault;

### 2.2 Perdas no cobre (nos enrolamentos)

Para um transformador alimentando uma carga não linear, ou seja, operando em ambientes não senoidais, as perdas no cobre podem ser calculadas utilizando-se a equação 2.

$$P_{JN} = \left\{ \left[ \sum_0^{\infty} R_n(p) \cdot I_n^2(p) + \sum_0^{\infty} R_n(s) \cdot I_n^2(s) \right] + P_{EC} \right\} \cdot C(t) \quad (2)$$

Onde:

- $R_n(p)$  é a resistência do enrolamento primário para o  $n$ -ésimo harmônico à temperatura ambiente;
- $R_n(s)$  é a resistência do enrolamento secundário para o  $n$ -ésimo harmônico à temperatura ambiente;
- $I_n(p)$  é o valor eficaz da  $n$ -ésima corrente harmônica no primário;
- $I_n(s)$  é o valor eficaz da  $n$ -ésima corrente harmônica no secundário;

-  $P_{EC}$  representa as perdas por correntes parasitas nos enrolamentos para condições não senoidais;

-  $C(t)$  é o fator de correção da resistência com a temperatura.

Para operação senoidal, as perdas no cobre podem ser dadas por:

$$P_{J1} = R_{eqcc} I_1^2(s) \quad (3)$$

Dividindo-se a equação (2) pela equação (3) resulta na equação (4) a seguir, que descreve o aumento das perdas no cobre devido a correntes distorcidas.

$$\frac{P_{JN}}{P_{J1}} = \left\{ \sum_1^n \frac{R_{eqn}}{R_{eqcc}} \left( \frac{I_n(s)}{I_1} \right)^2 + \frac{P_{EC}}{P_{J1}} \right\} \cdot C(t) \quad (4)$$

## 3.0 EXPECTATIVA DE VIDA ÚTIL

A expectativa de vida de um transformador é estimada com base na "Lei de Arrhenius", dada na equação (5), que relaciona a taxa de envelhecimento do material isolante com a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos do transformador. Tem-se:

$$EV_u = K \times a^{\left( A + \frac{B}{T_{hs} + 273} \right)} \quad (5)$$

Sendo:

- A e B constantes do material
- $T_{hs}$  a temperatura do ponto mais quente do material, em °C
- K uma constante que depende da formulação.
- a = 10 ou e (=2,71828)

Assim, se o transformador trabalha com temperatura nominal do ponto mais quente ( $T_N=95$  °C) continuamente a sua vida será aproximadamente  $V_N = 70000$  horas (de ordem de 8 anos).

Dessa forma, a cada hora que ele trabalha com 95 °C ele perde uma hora de vida.

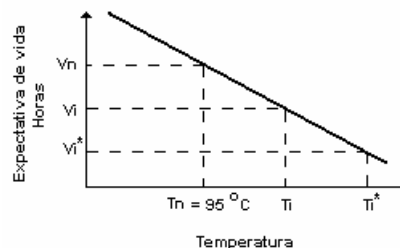


Figura 1 – Vida x Temperatura de ponto quente

Se trabalhar com temperatura  $T_i > T_N$ , conforme ilustrado na figura 1, sua vida será  $V_i$  horas menor que  $V_N$ .

Segue-se que numa hora que ele trabalhar com  $T_i$  ele perderá:

$$\frac{V_N}{V_i} \text{ horas de vida}$$

Se na hora seguinte ele trabalhar com temperatura  $T_i^*$ :

$$\frac{V_N}{V_i^*} \text{ pu}$$

E, portanto nas duas horas consecutivas perderá:

$$\frac{V_N}{V_i} + \frac{V_N}{V_i^*} = V_N \cdot \left( \frac{1}{V_i} + \frac{1}{V_i^*} \right)$$

Quando a soma atingir o valor 1,0 exauriu a vida do transformador.

#### 4.0 CÁLCULOS DOS CUSTOS UNITÁRIOS DAS PERDAS TÉCNICAS

O custo de fornecimento de uma determinada quantidade de energia, de acordo com a teoria marginalista, resulta da consideração de seis custos unitários relativos a seis postos tarifários:

$C_1$  - Custo unitário da demanda no horário de ponta [R\$/kW]

$C_2$  - Custo unitário da demanda fora do horário de ponta [R\$/kW]

$C_3$  - Custo unitário da energia no horário de ponta de períodos secos [R\$/MWh]

$C_4$  - Custo unitário da energia no horário de ponta de períodos úmidos [R\$/MWh]

$C_5$  - Custo unitário da energia fora do horário de ponta de períodos secos [R\$/MWh]

$C_6$  - Custo unitário da energia fora do horário de ponta de períodos úmidos [R\$/MWh]

Definidos os postos tarifários, o custo anual de uma carga faturada por tarifa do tipo hora-sazonal é:

$$C = 12 \cdot D_1 \cdot C_1 + 12 \cdot D_2 \cdot C_2 + e_1 \cdot C_3 + e_2 \cdot C_4 + e_3 \cdot C_5 + e_4 \cdot C_6$$

[R\$/ano]

(6)

(3.1)

Sendo:

$C_i$  - custos unitários, anteriormente referidos [R\$/ano]

$D_1$  - demanda máxima no horário de ponta [kW]

$D_2$  - demanda máxima fora do horário de ponta [kW]

$e_1$  - energia no horário de ponta do período seco [MWh/ano]

$e_2$  - energia no horário de ponta do período úmido [MWh/ano]

$e_3$  - energia fora do horário de ponta do período seco [MWh/ano]

$e_4$  - energia fora do horário de ponta do período úmido [MWh/ano]

As tarifas de aplicação atualmente disponíveis são: tarifa azul, tarifa verde e convencional. A tarifa azul é do tipo hora-sazonal com seis postos tarifários e coincide com a equação (6), ela é aplicável aos fornecimentos em alta e média tensão e foi a tarifa utilizada no presente trabalho, por ser a mais adequada ao custeio das perdas. As perdas de demanda ( $P_1$ ,  $P_2$ ) e energia ( $e_1$ ,  $e_2$ ,  $e_3$ , e  $e_4$ ) elementares a considerar no cálculo dos custos unitários das perdas são: constantes (no ferro) e variáveis (no cobre).

#### 5.0 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO EM AMBIENTES NÃO SENOIDAIS – GERENCIAMENTO

##### 5.1 Custo operacional

Considerando-se o arranjo simplificado de um sistema elétrico de potência típico ilustrado na Figura 1, verifica-se que um observador localizado no ponto A, onde a energia é entregue pelo sistema de transmissão ao sistema de distribuição, é incapaz de distinguir a parcela recebida pelos consumidores e a parcela dissipada em perdas técnicas. Estas parcelas são geradas e percorrem o sistema totalmente misturadas, logo, seus custos unitários são rigorosamente iguais.

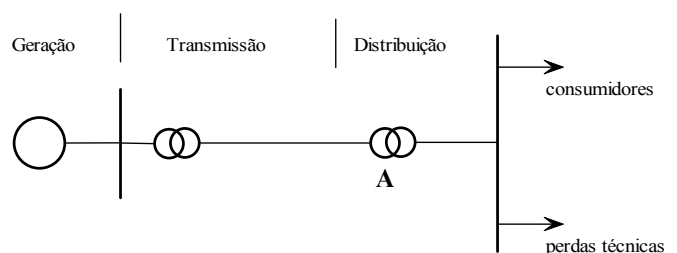


Figura 2- Sistema de Energia Elétrica

Para selecionar o transformador por critérios econômicos, as seguintes parcelas de custos deverão ser consideradas para se obter o custo total de operação [2].

$$\text{Custo Total} = C_{\text{trafo}} + C_{\text{perdas}} + C_{\text{instalação}} \quad (7)$$

Sendo:

$C_{\text{trafo}}$  - Custo anual do transformador para atender uma determinada demanda;

$C_{\text{perdas}}$  - Custo anual das perdas no ferro e no cobre;

$C_{\text{instalação}}$  - Custo anual de instalação;

É normal custear as perdas em cada nível de tensão (média e baixa) pelas tarifas vigentes no próprio nível, o que equivale a considerar, por exemplo, que o sistema de baixa tensão é dimensionado para suprir tanto as cargas como as perdas em baixa tensão. Este critério conduz a custos indevidamente elevados, sendo recomendável não ser utilizado. O novo critério consiste em usar o segmento imediatamente anterior, o que provavelmente introduz um pequeno erro por déficit, porém, preferível a um erro por excesso.

Do ponto de vista econômico, os conceitos relativos à taxa de inflação, custo anual para pagamentos parcelados de empréstimos, valor presente de uma parcela, devem ser considerados para avaliação dos custos operacionais dos transformadores. De um modo geral, na avaliação econômica, os custos unitários são definidos para o ano inicial e para um ano qualquer eles devem ser corrigidos pela taxa de inflação projetada para o período. Por outro lado, do ponto de vista operacional deve também ser considerado o crescimento da carga ao longo dos anos.

Do ponto de vista dos sistemas de geração e de transmissão (e dos segmentos do sistema de distribuição localizados a montante), as perdas num determinado segmento do sistema de distribuição, representam apenas uma carga adicional, embora de características específicas, que é suprida em igualdade de condições com as cargas dos consumidores.

Assim sendo, o benefício de evitar uma unidade de perdas é numericamente igual ao custo de fornecer uma unidade adicional de carga. Esta conclusão genérica é hoje seguida pela maioria das concessionárias em todos os países.

## 5.2 Custo das perdas

O custo das perdas que é composto de duas parcelas, que devem analisadas separadamente devido às características próprias associadas às perdas no ferro e perdas no cobre.

$$C_{\text{Aperdas}} = C_{\text{Apf}} + C_{\text{Apcu}} \quad (8)$$

Sendo:

$C_{\text{Apf}}$  o custo anual das perdas no ferro;

$C_{\text{Apcu}}$  o custo anual das perdas no cobre

### 5.2.1 Custo anual das perdas no ferro

As Perdas no ferro ( $P_{\text{fe}}$ ) são normalmente constantes para formas de onda da tensão de alimentação perfeitamente senoidais.

$$C_{\text{Apf}} = P_{\text{fe}} \cdot C_{\text{const}} \quad [\text{R\$/ano}] \quad (9)$$

Sendo:

$P_{\text{fe}}$  - Perdas no ferro do respectivo transformador em (kW),

$C_{\text{const}}$  - Custo unitário das perdas constantes (R\$/kW.ano)

### 5.2.2 Custo anual das perdas no cobre

As Perdas no Cobre ( $P_{\text{cobre}}$ ), devido ao fato de variarem com a corrente, sofrem um acréscimo em ambientes de correntes não senoidais, por isso geralmente as perdas nominais no cobre fornecidas pelo fabricante devem ser corrigidas. Então a partir do conhecimento do valor dos custos unitários das perdas variáveis obtém-se o custo anual das perdas no cobre, equação (10).

$$C_{\text{Apcu}} = P_{\text{cu}} \cdot \left[ \frac{S_p}{S_N} \right]^2 C_{\text{var}} \quad (10)$$

Sendo:

$P_{\text{cu}}$  - as perdas no cobre (KW)

$C_{\text{Apcu}}$  - custo anual das perdas variáveis [R\$/kW.ano]

### 5.2.3 Custo total capitalizado

O custo total capitalizado das perdas é dado pela expressão (11) a seguir.

$$(VP)_k = (aC_{\text{trafo}} + P_{\text{fe}}C_{\text{const}})FVA(N, i) + \left( \frac{S_o}{S_N} \right)^2 P_{\text{cu}}C_{\text{var}} \cdot \frac{\alpha(\alpha^N - 1)}{\alpha - 1} \quad (11)$$

Sendo:

$a$  - a taxa de anualização do investimento

$C_{\text{trafo}}$  - o custo de compra do transformador (R\$/kW.ano)

$P_{\text{fe}}$  - as perdas no ferro (KW)

$C_{\text{const}}$  - o custo unitário das perdas constantes (R\$/kW.ano)

$FVA(N,i) = \frac{(1+i)^N - 1}{i(1+i)^N}$  - o fator de valor atual de uma série de pagamentos uniformes, durante N anos, com taxa de desconto i.

$S_0$  - a demanda média passante no transformador no ano N (kVA)

$S_N$  - a potência nominal (kVA)

$P_{Cu}$  - as perdas no cobre (KW)

$C_{var}$  - o custo anual das perdas variáveis (R\$/kW.ano)

$\alpha = \frac{(1+j)}{(1+i)}$  - fator que relaciona a taxa de crescimento da carga j e a taxa anual de desconto i.

N - o número de anos de utilização do transformador.

No caso de considerarmos a possibilidade de troca desse transformador

acrescenta-se à expressão (11) o termo:  $\frac{C_{troca}}{(1+i)^{t_1}}$ .

### 6.0 RESULTADOS OBTIDOS – Análise de custos

A metodologia apresentada até agora foi implementada em planilhas eletrônicas. As formas de onda da tensão e da corrente de um dos carregamentos ensaiados e o respectivo espectro harmônico da corrente para esta carga são apresentados nas figuras 2 e 3, respectivamente.

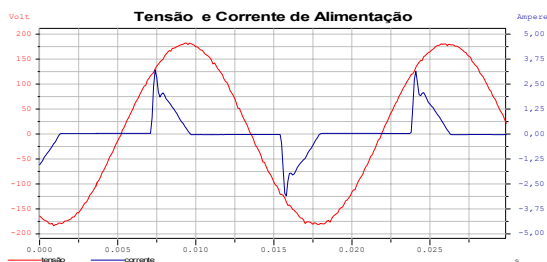


Figura 2 – Formas de onda da tensão e corrente de alimentação

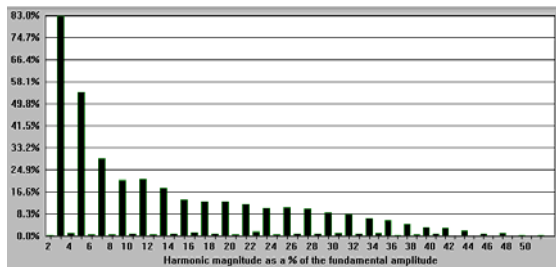


Figura 3 – Espectro harmônico da corrente no enrolamento secundário do transformador.

Com esses dados e sabendo o conteúdo harmônico de corrente do sistema podemos determinar a contribuição das componentes harmônicas para as perdas no cobre e a expectativa de vida útil do transformador para tal carregamento.

Os resultados, para diferentes carregamentos, mostram que realmente o conteúdo harmônico de corrente presente no sistema elétrico tem uma considerável influencia no aumento das perdas no cobre dos transformadores, o que leva a um aumento nos seus custos operacionais.

Tal aumento nos custos faz com que para uma mesma demanda, por exemplo, de 30 KVA, seja mais vantajoso utilizar um transformador maior, de 75 KVA, embora seja também de maior custo inicial, do que um de 45 KVA que parecia ser o mais adequado.

A figura 4 a seguir, mostra a evolução dos custos de dois transformadores, um de 45 KVA e um de 75 KVA para diferentes demandas levando-se em conta o carregamento mostrado na figura 2, que resulta em uma expectativa de vida de, aproximadamente, 12 anos para ambos.

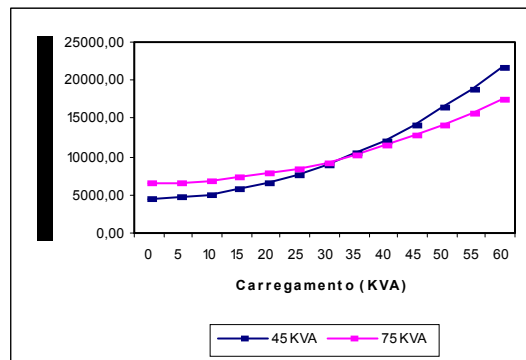


Figura 4 – Comparação dos custos totais capitalizados para dois transformadores, de 45 KVA e 75 KVA, quando alimentando uma carga não linear.

### 7.0 CONCLUSÕES

De um modo geral, os resultados indicaram que as distorções harmônicas de correntes consideradas aumentam as perdas internas dos transformadores e, com isso, diminuem sua vida útil e aumentam os custos totais.

Tais resultados, embora qualitativos, visto que os transformadores foram ensaiados com carregamentos extremos considerando apenas a de perda de vida causada pelo envelhecimento do material isolante dos enrolamentos e sem considerar aumento de carga, mostram que o crescimento das cargas não lineares nos sistemas de energia além de estar afetando o funcionamento dos transformadores, que são projetados para trabalhar com formas de onda

puramente senoidais, causa um aumento significativo nas perdas técnicas e conseqüentemente no custo global do transformador.

Foi possível notar que o transformador submetido a ambientes não senoidais suporta uma demanda inferior àquela demanda que suportaria quando operando com correntes perfeitamente senoidais, o que não possibilitaria o seu funcionamento em condições de sobrecarga.

Essas novas condições de operação se refletem diretamente no gerenciamento, tanto técnico quanto econômico dos transformadores de distribuição.

Assim, o que se sugere com a conclusão deste trabalho é a constante investigação dos elementos da rede elétrica, visto que o crescimento das cargas não lineares no sistema elétrico brasileiro é um fato, e assim obter a otimização do planejamento dos transformadores (e de outros equipamentos) e ainda manter a qualidade no fornecimento de energia.

## 8.0 BIBLIOGRAFIA

- [1] Garcia, Devair R.; “Gerenciamento de transformadores de distribuição quando operando em ambientes não senoidais”; Dissertação de Mestrado Dept. Eng. Elétrica, Univ. Est. Paulista-UNESP; 2002.
- [2] Gonzales, Daniella; “Influência de Correntes Harmônicas na Perda de Vida Útil de Transformadores de Distribuição”; Dissertação de Mestrado Dept. Eng. Elétrica, Univ. Est. Paulista-UNESP; 2002.
- [3] Delayba, A. C.; “Comportamento de Transformadores com Cargas não Lineares: Uma Abordagem Analítica, Experimental e Numérica pelo Método dos Elementos Finitos”; Ph.D.dissertação, Escola Politécnica da USP; 1997.
- [4] Relatório CODI-3.2.19.24.0 – “Metodologia para Cálculo do Limite Máximo de Carregamento de Transformadores de Distribuição”.