

Otimização Técnica e Econômica da Aplicação de Transformadores em Redes de Distribuição

L. C.O. de Oliveira, J. C. Rossi, M. A. Pereira, D. R.Garcia, D. Gonzáles, UNESP Ilha Solteira; J. P. Mamede, ELEKTRO

RESUMO

O gerenciamento de transformadores de distribuição é um procedimento indispensável, visto que, a utilização adequada destes equipamentos resulta em economia nos investimentos da empresa, redução da ociosidade e um melhor compromisso com as perdas. Este assunto é abordado neste trabalho sob o enfoque da otimização técnica e econômica do processo de suprimento, planejamento e substituição de transformadores, conforme metodologia proposta pelo Comitê de Distribuição – CODI. Com base nesta metodologia foi desenvolvido um programa computacional interativo para apoio ao gerenciamento de transformadores de distribuição.

PALAVRAS CHAVE

Otimização, transformadores, perdas.

I. INTRODUÇÃO

Os transformadores de distribuição são equipamentos existentes em grande quantidade nas redes de distribuição de energia elétrica. Embora sejam de baixo custo unitário, em conjunto representam boa parte dos investimentos das empresas de energia. Assim a seleção e o gerenciamento desses transformadores torna-se um fator importante para as empresas do setor.

A estimativa das perdas técnicas é um dos principais requisitos nos processos de análise dos custos operacionais dos transformadores de potência.

Trabalhos recentes publicados pelo LAC – Laboratório Central de Pesquisas da UFPR e Copel [01], mostram que existe possibilidades de uma redução global das perdas baseada na crescente capacitação tecnológica dos fabricantes nacionais. Ensaio experimentais realizados com 21 transformadores classe 15 kV de sete fabricantes nacionais, mostram uma tendência decrescente das perdas nominais. De um modo geral, os valores para as perdas em vazio e perdas em carga, medidos pelo LAC, em transformadores novos são bem inferiores aos padronizados pela NBR 5440/87. A figura 1 ilustra a comparação dos valores médios de perdas obtidas pelo LAC, com aquelas estabelecidas nas normas técnicas, para transformadores de 75 kVA.

Diante dos fatos relatados constata-se claramente que há disponibilidade de tecnologia no país para a fabricação de transformadores de distribuição com alternativas de custos e níveis de perdas diferenciados. O mercado nacional, entretanto ainda não exige a fabricação de transforma-

dores nessas condições. Estima-se que somente 60% dos transformadores de distribuição fabricados no país são adquiridos por concessionárias de energia que possuem procedimentos rígidos de comissionamento e/ou empregam critério de capitalização das perdas [01].

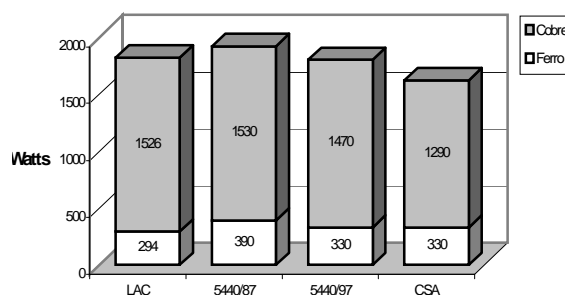


FIGURA 1. Perdas em transformadores de 75 kVA

II. CUSTO OPERACIONAL DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Para selecionar o transformador por critérios econômicos, as seguintes parcelas de custos deverão ser consideradas para se obter o custo total de operação [02]:

$$\text{Custo Total} = C_{\text{trafo}} + C_{\text{perdas}} + C_{\text{instalação}} \quad (1)$$

sendo: C_{trafo} - Custo anual do transformador para atender uma determinada demanda;

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

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

Do ponto de vista econômico, os conceitos relativos a 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.

A. Suprimento

No processo de compra de transformadores de distribuição deve-se considerar as parcelas relativas ao custo do equipamento e demais custos associados a sua operação no intervalo de vida útil, já que existe no mercado alternativas de custos e níveis de perdas diferenciados [01], [02].

Por outro lado, enquanto que o custo de aquisição e instalação acontece na implantação da obra, os custos das perdas de energia se distribuem ao longo da vida do

equipamento. Assim, somar diretamente estas duas grandezas no tempo não é correto. Para tanto, recorre-se aos conceitos de matemática financeira para referir todos os custos envolvidos a um único momento de análise.

O custo do transformador, conhecido no momento da compra C_{trafo} , e deve ser convertido em custos anuais considerando uma taxa de anualização “a” composta por uma taxa de remuneração e outra de depreciação.

O custo das perdas é obtido separadamente em parcelas associadas as perdas no ferro e no cobre respectivamente, devido as particularidades de cada uma delas. São calculados a partir do valor anual de cada parcela de perda e de seus respectivos custos unitários.

Os custos unitários das perdas normalmente são conhecidos nas concessionárias. Caso contrário, estes podem ser obtidos a partir das curvas de carga médias anuais [02].

Desta forma, a primeira parcela referente ao custo anual das perdas no ferro, C_{Apf} é calculado a partir do custo unitário de perdas constantes, C_{cons} e do valor da perda no ferro do transformador, P_{fe} equação (2) em R\$/ano.

$$C_{Apf} = P_{fe} \cdot C_{cons} \quad (2)$$

A segunda parcela refere-se as perdas no cobre que por sua vez, são variáveis com o quadrado da carga, dependendo portanto da curva de carga do transformador.

A solução mais prática consiste em realizar o cálculo baseado nos diagramas de cargas anuais médios a partir da determinação dos fatores de carga e fatores de perdas conforme estabelecido na referência [02].

A partir do conhecimento do valor do custo unitários da perdas variáveis, C_{var} da perda nominal no cobre P_{cu} e da demanda passante. Considerando que a carga cresça a uma taxa anual constante j, o custo anual das perdas no cobre C_{Apcu} , é dado por:

$$C_{Apcu} = P_{cu} \cdot \left[\frac{S_o(1+j)^n}{S_N} \right]^2 C_{var} \quad (3)$$

sendo: S_N - Potência nominal do transformador [kVA]
 S_o - Carregamento inicial do transformador (kVA)

Desta forma, o custo total no n-ésimo ano será dado por:

$$(C_A)_n = aC_{trafo} + P_{fe}C_{const} + P_{cu} \left[\frac{S_o(1+j)^n}{S_N} \right]^2 C_{var} \quad (4)$$

Admitindo-se uma taxa anual de desconto constante i, o custo total VP, para N anos de utilização, referido ao momento da aquisição do transformador, é calculado pela equação (5).

$$VP = (aC_{trafo} + P_{fe}C_{const})FVA(N, i) + \left(\frac{S_o}{S_N} \right)^2 P_{cu} C_{var} \cdot \frac{\alpha(\alpha^N - 1)}{\alpha - 1} \quad (5)$$

sendo: $\alpha = \frac{(1+j)^2}{(1+i)}$; $FVA(N, i) = \frac{(1+i)^N - 1}{i(1+i)^N}$

$FVA(N, i)$ - fator de valor atual de uma série de pagamentos uniformes, durante N anos, com taxa de desconto i

B. Planejamento e Projeto

O gerenciamento das perdas técnicas, no processo de planejamento do sistema elétrico, consiste em definir as ações específicas que podem contribuir para a minimização do valor presente do CGS- Custo Global do Serviço.

Na comparação das alternativas possíveis para atender um circuito de demanda inicial D_0 e com taxa de crescimento de carga previsto j, há que se considerar pelo menos duas hipóteses. A primeira consiste em utilizar o menor transformador possível com o objetivo de minimizar o investimento inicial, admitindo-se a necessidade de intervenção na rede no prazo de t_1 quando o limite físico de carregamento for atingido, figura 2. Na segunda hipótese, utiliza-se diretamente o transformador de maior potência de modo que seu limite físico seja atingido em um tempo t_2 maior que t_1 .

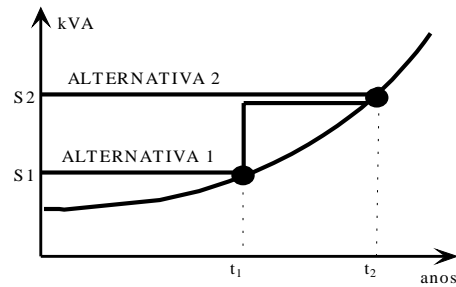


FIGURA2. Comparação das alternativas

Considerando-se a carga inicial D_0 e a sobrecarga admissível T (pu), define-se a menor potência nominal padronizada S_{T1} que atende as condições impostas.

$$S_{T1} \geq \frac{D_0}{(1+T)} \quad (6)$$

Nestas condições, considerando-se o crescimento da carga a uma taxa anual j, a partir da equação (5), determina-se o momento t_1 , no qual o carregamento limite é atingido.

$$t_1 = \frac{\ln\left(\frac{S_{T1}(1+T)}{D_0}\right)}{\ln(1+j)} \quad (7)$$

Supondo que a intervenção, realizada em t_1 , seja a substituição do transformador menor pelo transformador de maior potência, as duas alternativas são iguais a partir desse instante e o período de comparação econômica reduz-se a $t_0 - t_1$. Os valores presentes, referidos a t_0 , dos custos das alternativas 1 e 2 são dados pelas equações (8) e (9), respectivamente.

$$VP_1 = (aC_{trafo}^1 + P_{fe}^1 C_{const})FVA(t_1, i) + \left(\frac{S_o}{S_{T1}} \right)^2 P_{cu}^1 C_{var} \frac{\alpha(\alpha^{t_1} - 1)}{\alpha - 1} + \frac{C_{troca}}{(1+i)^{t_1}} \quad (8)$$

$$VP_2 = (aC_{trafo}^2 + P_{fe}^2 C_{const})FVA(t_1, i) + \left(\frac{S_o}{S_{T1}} \right)^2 P_{cu}^2 C_{var} \frac{\alpha(\alpha^{t_1} - 1)}{\alpha - 1} \quad (9)$$

sendo: 1,2- índices relativos transformadores utilizados;
 C_{troca} - Custo da troca dos transformadores

C. Substituição de Transformadores de Distribuição

O momento adequado para a substituição de um transformador é definido quando o seu custo anual equivalente for igual ao benefício anual resultante proporcionado pela sua substituição. O custo anual equivalente C_{Ae} , considerando-se uma taxa de remuneração mínima aceitável b , é dado pela equação (10).

$$C_{Ae} = b \cdot C_{troca} \quad (10)$$

Neste cenário, a primeira hipótese considera a manutenção do transformador atual de potência S_{atual} e a segunda supõe a troca do transformador por um outro de potência S_{novo} . O custo anual gerado utilizando-se o transformador genericamente representado por pelo índice k , referidos ao ano inicial estudo, são dados pela equação (11) em R\$/ano.

$$C_A^k = a \cdot C_{trafo}^k + P_{fe}^k \cdot C_{const} + P_{cu}^k \cdot \left[\frac{S_o}{S_N^k} \right]^2 C_{var} \quad (11)$$

Assim, o benefício anual gerado pela aplicação de um novo transformador é dado pela equação (12).

$$B_a = C_A^{atual} - C_A^{novo} \quad (12)$$

A substituição imediata do transformador atual pelo novo é indicada se o benefício anual resultante for maior que o custo anual equivalente dos procedimentos de substituição.

$$B_a > C_{Ae} \quad (13)$$

Caso tal premissa não seja verdadeira, considerando-se o crescimento da carga ao longo dos anos, é possível definir o limite de carregamento para o qual o transformador atual ainda oferece um benefício igual ao custo anual equivalente. Este carregamento, denominado carregamento econômico S_e , é calculado através da equação (14).

$$S_e = \sqrt{\frac{B_a + [C_{trafo}^{novo} - C_{trafo}^{atual}] \cdot a + [P_{fe}^{novo} - P_{fe}^{atual}] \cdot C_{const}}{[P_{cu}^{atual} / (S_N^{atual})^2 - P_{cu}^{novo} / (S_N^{novo})^2] C_{var}}} \quad (14)$$

Nestas condições o momento economicamente adequado para a substituição do transformador é dado pela equação (15), com $S = S_{econ}$ e $n = n_e$ (anos). Caso o carregamento econômico obtido seja maior que o carregamento técnico admissível a substituição do transformador será definida pelo limite técnico, neste caso $S = S_{técnico}$ e $n = n_T$.

$$n = \frac{\ln\left(\frac{S}{D_0}\right)}{\ln(1+j)} \quad (15)$$

III. PROGRAMA COMPUTACIONAL PARA GERENCIAMENTO DE TRANSFORMADORES

Baseado na formulação proposta, foi desenvolvido um programa computacional para apoio ao gerenciamento de transformadores de distribuição.

Em geral, a precisão dos resultados muitas vezes está associada a um grande volume de dados de entrada, nem sempre todos disponíveis e alguns até de difícil obtenção. Por outro lado, propostas mais modestas sob o ponto de vista da precisão dos resultados obtidos acabam sendo mais aceitas, pela simplicidade de utilização, dados de entrada de fácil obtenção e até porque os resultados gerados normalmente acabam sendo conservativos.

Os procedimentos adotados no desenvolvimento e implantação do programa visaram, não só produzir resultados numéricos com qualidade e precisão adequadas, mas também apresentar versatilidade de uso, facilidade de implementação de dados, interatividade com o usuário.

As rotinas de cálculo utilizadas seguem as modelagens estabelecidas nos itens anteriores deste trabalho e foram implementadas através de planilhas eletrônicas. Para proporcionar interatividade com o usuário, as planilhas desenvolvidas são gerenciadas através de uma interface desenvolvida em Visual Basic 5.0.

Os custos unitários das perdas técnicas são utilizados em todos os aplicativos implementados e trata-se portanto de um item indispensável, segundo a metodologia proposta pelo CODI. A determinação destas grandezas no programa desenvolvido pode ser feita a partir de informações mínimas tais como fator de carga do alimentador e fator k [2] ou através das curvas de cargas, quando disponíveis. O sistema tarifário utilizado para custeio das perdas pode ser selecionado no sentido de atender aplicações específicas. A figura 3 ilustra um detalhe da tela interativa deste módulo, quando se utiliza a curva de carga para o cálculo dos custos unitários.

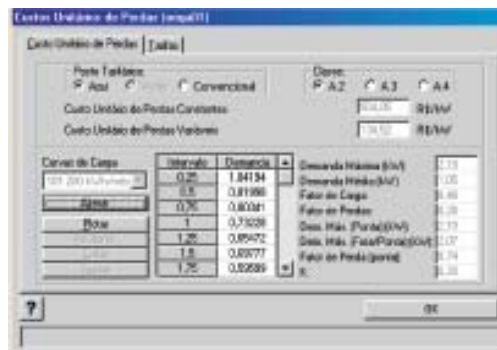


FIGURA 3. Custos unitários de perdas técnicas

A figura 4 ilustra a tela da rotina destinada ao apoio ao processo de aquisição de unidades transformadoras. Neste caso as planilhas efetuam cálculos no sentido de identificar no arquivo de dados de fornecedores cadastrados qual deles apresenta o menor custo total, dentro das características operacionais desejadas ou previstas para a carga.

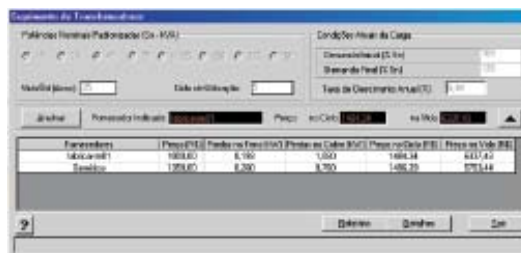


FIGURA 4. Suprimento de Transformadores

No item planejamento é possível definir através do programa qual é o sequenciamento que apresenta a maior atratividade econômica, a partir das unidades transformadoras disponíveis no almoxarifado considerando-se as condições atuais e o crescimento previsto para a carga. A tela interativa desta rotina é ilustrada na figura 5.

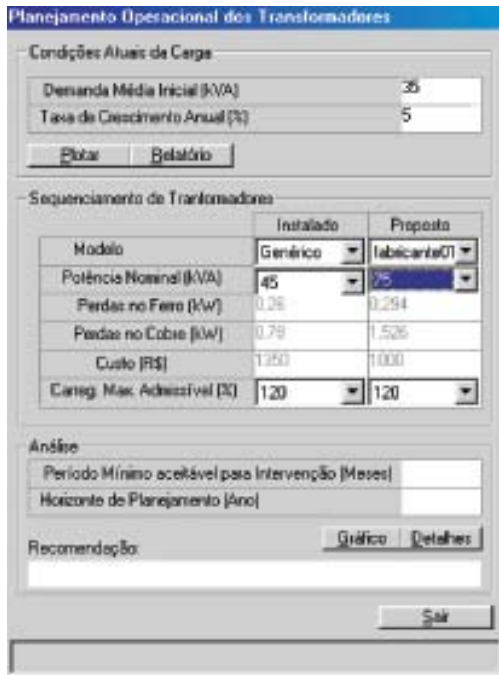


FIGURA 5. Projeto e planejamento.

A substituição de transformadores pode ser tratada de forma individualizada, para um caso específico, através da rotina, cuja tela interativa é ilustrada na figura 6. Dadas as condições atuais do sistema, verifica-se se a instalação de um novo transformador para atender a demanda é recomendável sob o ponto de vista técnico e econômico.



FIGURA 6. Substituição de transformadores

Para um tratamento genérico do problema da substituição de transformadores, pode também ser considerada as características regionais de evolução da carga e definir uma estratégia global para substituição dos transformadores, por critérios técnico e econômico, como ilustrado na figura 7. A tela grafica interativa deste aplicativo é ilustrada na figura 8.



FIGURA 7. Dados para indicativos de substituição

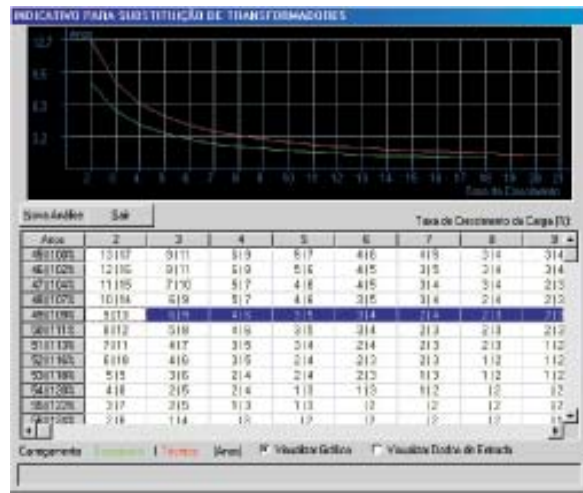


FIGURA 8. Indicativos para substituição de transformadores

Em cada um dos ambientes descritos é possível acompanhar o comportamento das diferentes variáveis envolvidas através do item “detalhes” disponível em cada aplicativo, assim como gerar relatórios técnicos sistematizados, contendo as principais conclusões do estudo.

O software dispõe ainda de ambientes próprios para cadastro de fornecedores, atualização de dados econômicos, tarifas e estoque. Possui ainda um sistema de ajuda “on-line” com orientações diretas para uso do programa, detalhes sobre a metodologia de cálculo empregada nos diferentes aplicativos bem como um “tutorial” sobre transformadores de potência.

IV. CONCLUSÕES

Neste trabalho foram apresentados os resultados obtidos no âmbito do projeto de P&D - Determinação de um Sistema de Busca da Otimização Técnica e Econômica, nos Processos de Suprimento, Planejamento e Projeto e Substituição de Transformadores de Distribuição.

A metodologia para análise das alternativas tecnicamente viáveis foi baseada na proposta apresentada pelo Comitê de Distribuição CODI, referente a otimização de perdas técnicas em sistemas de distribuição.

Finalmente, desenvolveu-se um programa computacional para simulação digital e análise técnica e econômica das alternativas disponíveis em um ambiente gráfico e interativo.

V. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[01] Ravaglio, M. A; Schaefer, J.C; Teixeira, J.A. – “Estudo de Redução de Perdas em Transformadores de Distribuição”. Artigo técnico do Laboratório Central de Pesquisas da UFPR e Copel, 1999.

[02] Comitê de Distribuição CODI-3.2.19.34.0 – “Método Para Determinação, Análise e Otimização das Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição”.