

Otimização do Carregamento de Transformadores de Distribuição de Energia Elétrica

E. J. Robba, C.C.B. de Oliveira, C.A. Penin, R.P. Casolari, Universidade de São Paulo
L.N. da Silva, H.R.P.M. de, AES Sul

Resumo - O desenvolvimento de nova sistemática para estabelecimento de carregamento ótimo de transformadores de distribuição é o foco deste trabalho, que avalia a situação do universo de transformadores reais pertencentes a cada conjunto e fornece diretrizes para o remanejamento de unidades em locais de instalação e zonas de atendimento adequadas às suas características, maximizando assim a quantidade de transformadores com faixas de carregamento adequado, considerando-se a carga atual e o seu crescimento futuro. Avaliou-se a influência dos aspectos de perdas elétricas e de perda de vida útil para a determinação do carregamento ótimo de transformadores de distribuição, em função de modelos de previsão da carga ao longo do tempo, considerando-se a variação da carga em períodos.

Palavras Chave – Planejamento; Carregamento de transformadores; Perda de Vida; Otimização da capacidade.

I. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento de sistemática para estabelecimento de carregamento ótimo de transformadores de distribuição é de grande importância para avaliar a situação do universo de transformadores reais pertencentes a cada conjunto, fornecendo diretrizes para o remanejamento de unidades em locais de instalação e zonas de atendimento adequadas às suas características, maximizando assim a quantidade de transformadores com faixas de carregamento adequado, considerando-se a carga atual e o seu crescimento futuro.

No primeiro ciclo do projeto foi desenvolvida a sistemática para a definição dos parâmetros característicos de cada conjunto, “*família*”, e a metodologia para a definição de amostra representativa do conjunto através de sorteio.

No segundo ciclo foi o desenvolvido do sistema computacional *SISTRAFO* que se destina a:

- Proceder a testes de consistência e analisar os dados levantados em campo referente ao carregamento do transformador e determinar, para cada família, a curva diária média de carregamento, com seu desvio padrão e, ainda, obter a demanda máxima da família e a energia correspondente visando a obtenção da correlação entre energia e demanda máxima. Módulo *Análise de dados*;
- Determinar para uma curva típica de carregamento diário a curva que estabelece a vida útil do

transformador em função de sua demanda máxima. Módulo *Estudo térmico*;

- Levantar, para conjunto de famílias, a curva que correlaciona a demanda máxima com a energia. Módulo *Curvas kVAs*;
- Realização de estudo térmico de transformadores visando estabelecer a vida útil em função do carregamento e da temperatura ambiente. Módulo *Estudo térmico*;
- Determinar a política de carregamento de um transformador que garante custo operacional anual mínimo. A política de carregamento é estabelecida a partir de: carregamento mínimo aceitável, faixa de valores de carregamento e taxa de crescimento do mercado. Módulo *Carregamento*;
- Agrupar os transformadores existentes em famílias e estabelecer a política de remanejamento levando em consideração a política de carregamento para ter-se custo operacional mínimo. Módulo *Agrupamento de trafos*.

II. RESULTADOS ESPERADOS

O projeto obteve os seguintes resultados:

- sistemática de análise e programa computacional para o estabelecimento do carregamento ótimo de transformadores de distribuição, partindo de sua classificação em conjuntos definidos a partir de atributos construtivos e operacionais do equipamento, bem como de atributos que caracterizam o local de instalação e a zona de atendimento;
- permitir a avaliação da influência dos aspectos de perdas elétricas no equipamento e de perda de vida útil para a determinação do carregamento ótimo de transformadores de distribuição, em função de modelos de previsão da carga ao longo do tempo, considerando-se a variação da carga em períodos horário, diário, semanal, mensal e anual;
- a partir do estabelecimento das faixas de carregamento ótimo para os diversos conjuntos, o sistema permite avaliar a situação do universo de transformadores reais pertencentes a cada conjunto, e fornece diretrizes para o remanejamento de unidades em locais de instalação e zonas de atendimento adequadas às suas características, maximizando a quantidade de transformadores com

faixas de carregamento adequado, considerando a carga atual e o seu crescimento futuro.

III. METODOLOGIA ADOTADA

A metodologia de estudo, que será objeto de detalhamento nos subitens subseqüentes, pode ser resumida nos passos a seguir:

- a. **Passo 1 – Medições de campo** - Definem-se as famílias de transformadores e, com base no total de transformadores na área piloto, o número de equipamentos que serão objeto de medições de campo;
- b. **Passo 2 - Curva diária de carga** - Determina-se, para cada família, a partir das medições de campo, a curva diária média de carregamento, com seu desvio padrão;
- c. **Passo 3 - Curva kVAs** - Determina-se, para cada transformador da família, a demanda máxima média verificada no período e seu consumo de energia mensal. Determina-se para a família a curva que relaciona a demanda máxima com a energia mensal, curva “kVAs”;
- d. **Passo 4 - Carregamento admissível** - Determina-se, a partir do carregamento mínimo aceitável, de faixa de valores de carregamento e da taxa de crescimento do mercado, o carregamento ao qual corresponde o custo médio operacional anual mínimo;
- e. **Passo 5 - Remanejamento de transformadores** - Determina-se para o conjunto de transformadores que pertencem à área em estudo, a partir da curva kVAs estimada, e da faixa de carregamento que corresponde ao custo operativo médio anual mínimo, a demanda máxima de cada unidade, destacando-se aquelas unidades em que o carregamento excede o máximo admissível ou está aquém do mínimo aceitável.

As atividades referentes a cada um dos passos, a partir das medições de campo, serão levadas a efeito através do programa computacional **SISTRAFO** que conta com os módulos:

- *Análise de dados*, que se destina à análise de consistência dos dados das campanhas de medições e preparação de dados para os demais estudos;
- *Curva kVAs*, que se destina à determinação da curva kVAs para famílias ou agrupamentos de famílias;
- *Estudo térmico*, que se destina ao cálculo da perda de vida anual e o estabelecimento, para uma dada família, da curva de vida útil da família em função do carregamento máximo admissível;
- *Carregamento*, que se destina a estabelecer o carregamento máximo que garante o custo operacional médio anual mínimo.

A. Classificação e Estabelecimento de Amostras

A AES SUL utiliza a função kVAs para gerenciamento dos transformadores de distribuição. Essa função é baseada em dois patamares que procuram levar em conta os períodos de ponta e fora de ponta e sua metodologia não utiliza as curvas de perda de vida de transformadores em função da temperatura dos enrolamentos (ANSI, PECO, Montsinger, NBR5416, etc.) nem a tipologia de curva de carga diária dos consumidores baseada nos hábitos de consumo de cada tipo de consumidor: residencial, comercial, rural e industrial.

Assim, a metodologia da função kVAs, a qual classifica os transformadores em subcarregado, ideal, sobrecarregado e com necessidade urgente de remanejamento, recebeu um tratamento mais científico, e a metodologia utilizada para estabelecimento da amostra representativa do universo de transformadores de distribuição, bem como a definição dessas amostras para a realização de uma campanha de medições, visando estabelecer curvas típicas de carregamento para os diversos grupos de transformadores da empresa, serão apresentados a seguir.

Os seguintes tópicos foram abordados:

- a. Validação dos atributos dos transformadores de distribuição para sua classificação em grupos com características semelhantes, feita na primeira etapa, com os ajustes necessários.
- b. Definição da metodologia utilizada para estabelecimento da amostra representativa do universo de transformadores;
- c. Estabelecimento das amostras representativas, para uma campanha de medições, selecionando transformadores de distribuição em função das semelhanças de seus atributos.

Com as medições dos transformadores comparou-se a demanda máxima medida com aquela obtida da função kVAs, visando-se obter curvas típicas para análise de vida útil dos transformadores.

B. Seleção de Medições

O número de medições em transformadores foi definido para determinados estratos representativos do universo da AES SUL, levando em consideração os atributos: potência nominal do transformador, carregamento do transformador e tipo de mercado atendido pelo transformador.

Foram obtidas as seguintes relações entre as potências nominal e média do transformador:

$$P_{\text{nom}}/P_{\text{med}} = 1,4 \text{ (transformador residencial)}$$

$$P_{\text{nom}}/P_{\text{med}} = 1,75 \text{ (transformador não residencial)}$$

A partir deste valor, obtém-se a seguinte relação para o transformador residencial:

$$\frac{P_{nom}}{P_{med}} = \frac{S_{nom} \times \cos \varphi}{\frac{Consumo}{730}} = 1,4$$

$$\frac{Consumo}{S_{nom}} = \frac{730 \times 0,95}{1,4} = 495 \frac{kWh}{kVA}$$

A relação Consumo/S_{nom} acima obtida corresponde a um carregamento de 100% para o transformador.

Similarmente, para o transformador não residencial:

$$\frac{P_{nom}}{P_{med}} = \frac{S_{nom} \times \cos \varphi}{\frac{Consumo}{730}} = 1,75$$

$$\frac{Consumo}{S_{nom}} = \frac{730 \times 0,95}{1,75} = 396 \frac{kWh}{kVA}$$

E obteve-se o valor de 396 kWh/kVA para a relação Consumo/S_{nom}.

A AES Sul conta com um total de 35.033 transformadores que estão distribuídos nas quatro regiões em que a área de concessão está subdividida como a seguir:

- Região Metropolitana, contando com 9.884 transformadores, que representam o 28,21 % do total. Desses transformadores 2528 estão instalados na área urbana e 7356 em áreas não urbanas;
- Região Central, contando com 12.103 transformadores, que representam o 34,55 % do total. Desses transformadores 9527 estão instalados na área urbana e 2576 em áreas não urbanas;
- Região Fronteira, contando com 4.430 transformadores, que representam o 12,65 % do total. Desses transformadores 2756 estão instalados na área urbana e 1.674 em áreas não urbanas;
- Região Vales, contando com 8.616 transformadores, que representam o 24,59 % do total. Desses transformadores 5.708 estão instalados na área urbana e 2.908 em áreas não urbanas.

A seguir, a partir do universo de transformadores, dividido segundo os atributos escolhidos, quais sejam:

- potência do transformador
- tipo de mercado atendido
- carregamento do transformador

foram apresentados os valores referentes a quantidade de medições em consumidores necessárias para o estudo, definida conforme a Metodologia Para Definição do Tamanho da Amostra. Os transformadores a serem medidos estiveram sob a responsabilidade do time de Montenegro, da região Metropolitana. As medições foram realizadas com duração de dez dias e intervalo de leitura, na maioria dos casos, de 15 minutos.

C. Curva Diária de carga das Famílias

O procedimento adotado para a obtenção da curva diária de demanda das famílias resume-se nos passos a seguir:

1. Convertem-se os valores das demandas medidas, kVA, em por unidade, utilizando-se como valor de base a potência nominal do transformador;
2. Determina-se para cada transformador da família a curva de carga diária média, em que, o valor da demanda para cada período da curva, duração de 15 minutos, é obtido pela média aritmética dos valores observados em cada um dos dias de medição acompanhado de seu desvio padrão. Para cada período determinam-se ainda os valores, máximo e mínimo, da demanda que correspondem ao maior e menor valor observado, no intervalo considerado, durante o tempo de medição;
3. Com procedimento análogo determina-se a curva diária de carga da família. A demanda média, em por unidade, no intervalo de tempo “i”, $d_{méd}(i)$, é dada por:

$$d_{méd}(i) = \frac{\sum_{k=0,n} d_k(i)}{n}$$

e o desvio padrão, $\delta(i)$, é dado por:

$$\delta(i) = \frac{\sqrt{\sum_{k=0,n} [d_k(i) - d_{méd}(i)]^2}}{n}$$

onde $d_k(i)$ representa a demanda média, em pu, do transformador “k” no intervalo de tempo “i” e “n” representa o número de transformadores que constituem a família considerada. Nas Tab. 3.3 apresentam-se os valores alcançados.

D. Curva KVAs

A curva que correlaciona a demanda máxima com a energia mensal é estimada, pelo método de desvio médio quadrático mínimo, através dos pares de valores “demanda – energia” disponíveis. Pode-se utilizar curva exponencial do tipo:

$$D_{Máx} = D_0 \times \epsilon_{Mês}^B$$

ou linear, do tipo:

$$D_{Máx} = D_0 + B \times \epsilon_{Mês}$$

A dupla de pontos “demanda – energia” pode corresponder a todos os transformadores cujas medições estão disponíveis ou a conjunto de transformadores.

A título de exemplo, apresenta-se na Fig.1 as curvas alcançadas no programa para o caso de todos os transformadores disponíveis.

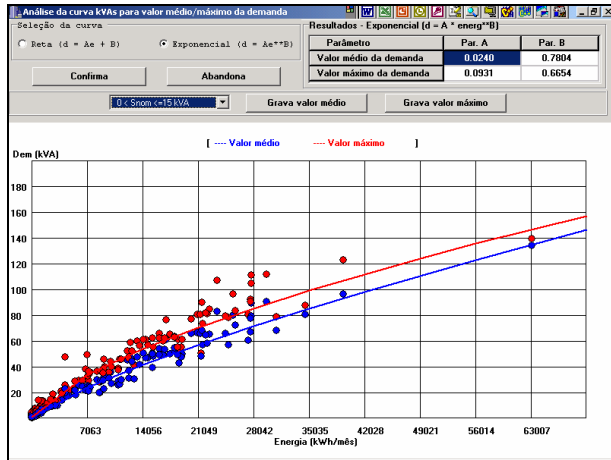


Fig. 1. Curva KVA's exponencial para todos os transformadores

E. Estudo Térmico

Neste item apresenta-se o equacionamento térmico de transformadores, que se baseia na norma NBR 5416/1981 e em documentação produzida pela Philadelphia Electric Company. Ao par da estimativa de perda de vida útil, tratar-se-ão ainda os tópicos:

- Comparação entre a perda de vida entre os transformadores componentes da família e a da família, propriamente dita;
- Obtenção da curva que estabelece a vida útil do transformador em função de sua demanda máxima, para uma curva de carga típica, representativa de uma família.

O equacionamento térmico de um transformador, instalado ao ar livre, baseia-se em:

- no núcleo de ferro há produção de calor, $P_{PF\epsilon}$, devido às perdas por histerese e Foucault, que é consumido, em parte, para o aquecimento do núcleo, e o saldo, $P'_{PF\epsilon}$, é transferido ao óleo. As perdas no ferro, que dependem somente da tensão aplicada ao trafo, são consideradas um invariante, portanto, após o transitório inicial de energização do trafo, todo o calor produzido é transferido ao óleo, ou seja a parcela $P'_{PF\epsilon}$ representa todo o calor produzido pelas perdas no ferro;
- nos enrolamentos há produção de calor, P_{PCu} , devido às perdas Joule, que é consumido, em parte, para o aquecimento dos enrolamentos e o saldo, P'_{PCu} , é transferido ao óleo. Em regime, todo o calor produzido é transferido ao óleo;
- há absorção de calor, aquecimento do óleo, e há transferência de calor do óleo ao meio.

Salienta-se que a temperatura do ponto quente, para operação em regime permanente à plena carga, é um dado padronizado no projeto do transformador. A título de exemplo, a norma NBR 5416/1981 fixa, para o carregamento nominal, a elevação da temperatura do ponto quente, sobre o ambiente, em 80 °C para transformadores de 65 °C e em 65 °C para transformadores de 55 °C.

A perda de vida diária no transformador é calculada, conforme normas da ABNT, *NBR 5461*, e da ANSI, *C57.91*, pela equação:

$$PV(dia) = 100 \sum t(i) \times 10^{-[A+B/T_{hs}(i)]} \quad (\%)$$

onde

- PV(dia) - representa a porcentagem de perda de vida diária do transformador;
- $T_{hs}(i)$ - representa a temperatura do ponto quente, em °K, para o intervalo “i”;
- t(i) - representa a duração do intervalo “i”, em horas.

As constantes A e B, para ambas as normas, apresentam os valores da Tab. 3.7.

Classe do transformador	ABNT		ANSI	
	A	B	A	B
55 °C	-	6972,15	11,968	6328,8
65 °C	-	6972,15	11,269	6328,8

Tab.3.7 – Parâmetros da perda de vida para normas ABNT e ANSI

A vida útil total, em anos, será dada por:

$$Vida(anos) = \frac{100}{365 \times PV(dia)}$$

A Philadelphia Electric Company utiliza a equação:

$$PV(dia) = \sum t(i) \times e^{34,129 - 15457,225 / T_{hs}(i)} \quad \text{para trafos de } 55 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$PV(dia) = \sum t(i) \times e^{32,480 - 15253,903 / T_{hs}(i)} \quad \text{para trafos de } 65 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Tendo em vista comparar os resultados alcançados para as curvas diárias de carga da família e aquelas dos transformadores que a compõem definiu-se, utilizando-se a metodologia preconizada na norma NBR-5416/1981, da ABNT, que consiste em se substituir a curva de carga diária por um ciclo de carga retangular definido por demanda inicial, $d_{Inicial}$, ou pré-ponta, constante durante $t_{Inicial}$ horas do dia e demanda de ponta, d_{Ponta} , constante durante t_{Ponta} horas do dia, fig. 3.3. O ciclo de carga equivalente é determinado pela equação:

$$D_{Ponta}^2 T_{Ponta} + D_{Inicial}^2 T_{Inicial} = \sum_{i=1, N_{Per}} d_i^2 \Delta t_i$$

onde:

- d_i - demanda da curva diária de carga no intervalo de tempo “i”;
- Δt_i - duração, em horas, do intervalo de tempo “i”;
- N_{Per} - número total de intervalos de tempo durante o dia.

F. Curva de perda de vida em função do carregamento

Para cada transformador representativo de uma família determinou-se a curva que associa sua perda de vida útil, ou o que é equivalente, sua vida útil em função de seu carregamento. O procedimento adotado baseou-se na

variação da demanda máxima diária conservando-se o aspecto da curva de carga diária, isto é, a curva de carga diária, para uma demanda máxima qualquer $d_{Máx,i}$ é obtida multiplicando-se todos os valores da curva de carga diária representativa da família, cuja demanda máxima é $d_{Máx,fam}$, pela relação $d_{Máx,i} / d_{Máx,fam}$. Os resultados alcançados estão apresentados na Fig. 2, para algumas das famílias diversas estudadas.

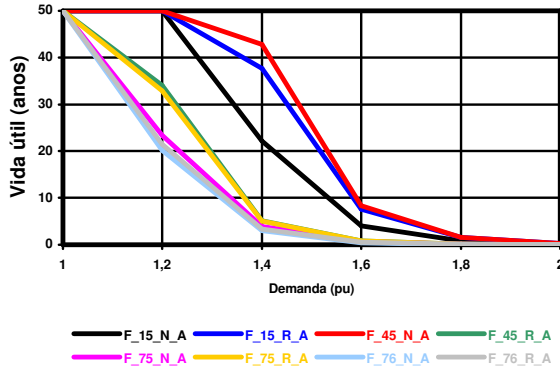


Fig. 2. Curva de perdas de vida útil para as famílias de carregamento alto (> 70%).

As curvas de vida útil em função da demanda serão utilizadas na determinação do carregamento econômico de transformadores e no estudo de remanejamento de transformadores.

G. Carregamento Econômico De Transformadores

Este item, que trata do carregamento econômico de transformadores, será desenvolvido seguindo-se as duas linhas:

1. Estabelecimento do carregamento que apresente a relação benefício / custo máxima;
2. Estabelecimento do carregamento que apresente custo operacional médio mínimo.

Para ambas as linhas os passos básicos são:

1. Fixa-se a família de transformadores a ser analisada;
2. Seleciona-se a potência nominal do transformador a ser considerado. Destaca-se que o transformador poderá ter seus parâmetros selecionados dentre aqueles dos transformadores da série padronizada ou definido arbitrariamente. Impõe-se como restrição que a potência nominal do transformador seja menor que a potência máxima da família considerada;
3. Define-se a demanda mínima, $d_{Mín}$, em pu, do transformador quando ele for comissionado na rede;
4. Definem-se conjuntos de valores limite de carregamento, em pu, de modo que quando tal limite é alcançado o transformador será substituído pelo subsequente na série padronizada;
5. Assume-se que o crescimento da carga é linear ou exponencial e fixa-se sua taxa de crescimento anual,

t_{cres} . Destaca-se que a carga inicial é dada pelo valor do item 3 e seu valor no tempo, d_i , será dado por:

6. Crescimento linear: $d_i = d_{Mín} + t_{cres} \times t_i$;
7. Crescimento exponencial: $d_i = d_{Mín} \times (1 + t_{cres})^{t_i}$;
8. Calcula-se, para o ano genérico “ r ”, os custos anuais, referidos ao ano inicial, de amortização do transformador, das perdas no cobre e no ferro;
9. Calcula-se para o ano genérico “ r ”, o valor anual, referido ao ano inicial, da energia vendida aos consumidores da rede de baixa tensão;
10. Determina-se o custo total da política, em valor presente, adiciona-se o custo da remoção e instalação do novo transformador;
11. O custo operacional médio é dado pelo custo total, apurado no item precedente, dividido pelos anos que corresponderam à política em tela;
12. A relação benefício – custo é obtida dividindo-se o montante apurado com a venda de energia pelo custo da política.

A título de exemplo, apresenta-se o análise do carregamento admissível para um transformador monofásico de 15 kVA, família F_15_N_A . Os dados gerais utilizados e os resultados alcançados estão apresentados na Tab. 1, onde se observa que o custo operacional mínimo e a relação benefício – custo máxima correspondem à demanda máxima de 1,60 pu.

Dem.máxima (pu)	Ano limite	Custo oper. médio (R\$)	Relação benefício/custo
1,00	11	95,63	28,02
1,10	13	84,43	29,00
1,20	15	75,39	29,79
1,30	16	71,51	30,13
1,40	18	64,74	30,70
1,50	19	61,85	30,91
1,60	20	59,33	31,03

Dados utilizados

Trafo monof. - Pot.nom. = 15.0 kVA - Custo do trafo = R\$1093.81
 Perda de vida acumulada no período 36.80 %
 Cresc.expon.com dem.inicial = 0.600 pu - Taxa crês.= 5.00 % aa
 Custo dem.perdas = 16,20 R\$/MW - Custo ener.perdas 167,97 R\$/MWh
 Taxa de juros 18 % aa - Custo inst./rem R\$250,00
 Custo da energia em baixa tensão 295,54 R\$/MWh

Tab. 1 - Resultados para família com trafos até 15 kVA, não residenciais, com nível de carregamento alto.

H. Remanejamento De Transformadores

O procedimento geral do estudo de remanejamento de transformadores resume-se nos passos a seguir:

1. Levanta-se a tabela do conjunto de transformadores existentes na região, com suas potências nominais e energias supridas mensalmente às categorias de consumo: residencial, comercial, industrial, rural e outros;
2. Agrupam-se os transformadores pela famílias básicas, isto é, famílias identificadas pela potência nominal do transformador e a porcentagem de consumo de energia dos consumidores residenciais;
3. Utilizando-se as curvas kVAs para o agrupamento das famílias por potência nominal e categoria de consumo, determina-se a demanda máxima de todos os transformadores. Através da demanda máxima agrupam-se todos os transformadores nas famílias propriamente ditas;
4. Estabelece-se, através do estudo econômico, o carregamento inicial do transformador e seu carregamento limite;
5. Definem-se aqueles transformadores que devem ser retirados da rede por apresentarem carregamento superior ao limite máximo admissível;
6. Definem-se aqueles transformadores que estão situados na faixa de carregamento baixo. Estes transformadores necessitam de remanejamento para operar no limite inferior.

Na fig.3 apresenta-se a distribuição dos transformadores da região Metropolitana por faixas de carregamento. Observa-se a baixa incidência de transformadores com carregamento acima do limite e a alta concentração de transformadores com baixo carregamento.

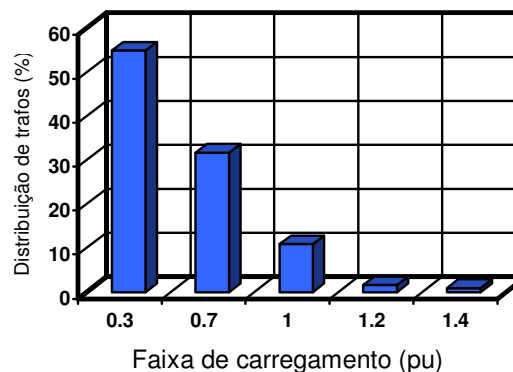


Fig. 3 – Distribuição de transformadores por faixa de carregamento.

III. CONCLUSÕES

As etapas previstas no projeto alcançaram os resultados esperados, tendo-se desenvolvido a sistemática de estudo e o sistema computacional que subsidia o estabelecimento do carregamento ótimo de transformadores de distribuição, a partir de sua classificação em conjuntos, “famílias”. A determinação do carregamento ótimo de transformadores de distribuição, em função de modelos de previsão da carga ao longo do tempo, é estabelecida através da avaliação da relação “benefício-custo” da instalação, onde o benefício é determinado em função da energia vendida aos consumidores secundários e o custo leva em conta a amortização do transformador, em função da perda de vida útil, e o custo de suas perdas no ferro e no cobre. Alternativamente o carregamento ótimo pode ser avaliado através do custo operacional médio do transformador. O custo operacional engloba, em valor presente, a amortização do transformador, considerando sua vida útil, e as perdas no ferro e no cobre. O sistema computacional desenvolvido permite, ainda, a partir do estabelecimento dos critérios para definição de famílias, avaliar a situação do universo de transformadores reais pertencentes a cada conjunto. O sistema foi desenvolvido de modo a permitir maximização da quantidade de transformadores operando com faixas de carregamento adequado, considerando-se a carga atual e o seu crescimento futuro.

IV. BIBLIOGRAFIA

- [1] BLAKE, J.H; KELLY, E.J. Oil-Immersed Power Transformer Overload Calculations by Computer. Philadelphia Electric Company. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-88, n.8, August 1969.
- [2] MONTSINGER, V.M. Loading Transformer by Temperature. AIEE Transactions, 1930.
- [3] ANSI, Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Overhead and Pad-Mounted Distribution Transformers. C57.91, 1981.
- [4] ABNT, Aplicação de Cargas em Transformadores de Potência - Procedimentos. NBR-5416, 1981.
- [5] IEC, Loading Guide for Oil-Immersed Power Transformers. IEC-354, 1991.

- [6] AHN, S.U. Política de Carregamento dos Transformadores de Distribuição. Dissertação de Mestrado, EPUSP, 1993.
- [7] JARDINI, J. A.; SCHMIDT, H. P.; TAHAN, C. M. V. T.; OLIVEIRA, C. C. B.; AHN, S. U. Distribution transformer loss of life evaluation: a novel approach based on daily load profiles. IEEE Transactions on Power Delivery, VOL. 15, n.1, Jan 2000, p. 361-366
- [8] H. LEE WILLIS et al., Load Transfer Coupling Regression Curve Fitting for Distribution Load Forecasting, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, May 1984.
- [9] Wu-H-C; Lu-C-N, Automatic fuzzy model identification for short-term load forecast, IEE-Proceedings:-Generation,-Transmission-and-Distribution. v 146 n 5 1999, p 477-482