

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

OCTÁVIO VIEIRA MONIZ

**Perda de Vida Útil Técnica e Perda de Vida Útil  
Econômica dos Transformadores de Distribuição**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica**

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

**Orientador:** Prof. Manuel Luis B. Martinez, Dr.

**Setembro de 2007**

**Itajubá – MG**

## AGRADECIMENTOS

A elaboração de qualquer tarefa, mesmo sendo individual, requer o apoio e o estímulo de pessoas e instituições capacitadas. É com um sentimento de imensa gratidão e satisfação que expresso estas palavras de apreço para todos os que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização deste trabalho.

Primeiramente, cabe-me agradecer ao Governo Brasileiro pelo apoio financeiro prestado por meio da CAPES, Agência do Ministério da Educação que gerencia o programa de Estudante-Convênio de Pós-Graduação (PEC-PG), tornando possível a obtenção do visto de estudo de entrada como estudante no Brasil, à frequência do curso de mestrado e à manutenção da minha estadia neste País durante este período.

Aos coordenadores da Universidade de Itajubá (UNIFEI) que após terem analisado a documentação por mim apresentada, decidiram aceitar-me como aluno regular para o curso de mestrado em Engenharia Elétrica desta universidade, possibilitando assim a minha seleção como bolsista da CAPES.

À Universidade de Itajubá que me acolheu, a todos os professores do curso do mestrado, funcionários desta universidade e colegas do curso que sempre demonstraram apreço e respeito pela minha pessoa.

Ao Professor Doutor Manuel Luís Barreira Martinez, meu orientador, pela sua disponibilidade mostrada desde o dia em que o escolhi para acompanhar a realização deste trabalho. Agradeço-lhe igualmente pelos pertinentes comentários, sugestões valiosas, orientação e pela indicação da colaboradora com quem trabalhei diretamente.

À aluna do curso de Doutorado, Alessandra Picanço, minha colaboradora direta, pela incansável e pronta disponibilidade na análise e apreciação crítica do trabalho e pelas palavras de encorajamento.

A todos os alunos pesquisadores do Laboratório de Alta Tensão da Universidade de Itajubá pela colaboração e companheirismo.

## *RESUMO*

O transformador é um equipamento muito importante dentro do contexto de um sistema elétrico de potência, pois viabiliza o fornecimento de energia elétrica. A vida útil técnica de um transformador depende da sua eficiência, do carregamento imposto e da temperatura do ambiente onde opera, enquanto a sua vida útil econômica depende da sua vida útil técnica, da quantidade de energia fornecida, do preço de compra e das taxas de juros aplicadas. A temperatura do ponto mais quente do enrolamento é o fator mais importante relacionado com a perda de vida útil do equipamento. Portanto, quanto maior for a quantidade do calor transferida do transformador para o ambiente, maior é a capacidade física do mesmo em suportar uma determinada sobrecarga e menor é o seu ritmo de envelhecimento. Por isso, os processos utilizados na dissipação do calor do transformador são fatores muito importantes na definição do seu perfil térmico. A vida útil técnica estimada de um transformador a operar em plena carga é de 20 anos, mas quando opera em sub carga, a sua vida útil técnica passa a ser superior a 20 anos e, quando opera em sobrecarga, a sua vida útil técnica torna-se inferior a 20 anos. A otimização da operação do transformador depende do objetivo traçado. Se o objetivo é fornecer a máxima quantidade de energia possível sem pôr em risco a viabilidade econômica do investimento, o máximo carregamento do transformador não deve implicar na redução da sua vida útil técnica para um valor inferior em relação ao seu tempo do retorno do investimento, mas se o objetivo é obter um benefício adicional, a vida útil técnica do equipamento deve ser superior em relação ao tempo do retorno do investimento.

## *ABSTRACT*

The transformer is a very important equipment inside of the context of an electrical power system. It makes possible the electric energy supply. The useful life technique of a transformer depends on its efficiency, its loading and the temperature of the environment where it operates, while its economic useful life depends on its useful life technique, the amount of supplied energy, its price of purchase and the applied taxes of interests. The temperature of the hottest point of the windings is the most important factor of the loss of useful life technique of the equipment. This way, how much greater is the amount of the temperature of the hottest point of the windings it will be transferred to the environment in heat form, the capacity of the transformer will be greater in supporting a determined overload and its rhythm of aging will be minor. Therefore, the processes used in the waste of the heat in the transformer are very important factors in the definition of a thermal profile of the transformer. The estimated useful life technique of a transformer to operate in full load is 20 years, but when it operates under load, its useful life is superior 20 years, and when it operates overloaded its life is inferior 20 years. Therefore, the optimization of the operation of the transformer depends on the traced objective. If the objective is to supply de maximum amount of possible of energy without putting in risk the economic viability of the investment, the maximum loading to the transformer does not imply in the reduction of its useful life technique for an inferior value to its time return of the investment, but if the objective is to get an additional benefit, the technique useful life of the transformer must be superior in relation to its time of the return of the investment gotten in detriment of the loading.

## SUMÁRIO

<i>Agradecimentos</i> -----	I
<i>Resumo</i> -----	II
<i>Abstract</i> -----	III
<i>Lista de abreviaturas e siglas</i> -----	XIX
<i>Lista de figuras</i> -----	XXVIII
<i>Lista de tabelas</i> -----	XXX
<b>1. Introdução</b> -----	<b>31</b>
<b>2. Princípio de Funcionamento do Transformador de Distribuição</b> -----	<b>35</b>
2.1 – DEFINIÇÃO DO CARREGAMENTO DO TRANSFORMADOR-----	35
2.2 - PRINCÍPIO DE TRANSFORMAÇÃO NO TRANSFORMADOR-----	35
2.3 - PERDAS NOS TRANSFORMADORES-----	42
2.3.1 – PERDAS NOS ENROLAMENTOS-----	42
2.3.1.1-PERDA POR EFEITO JOULE-----	42
2.3.1.2-PERDAS POR EFEITO DE CORRENTES PARASITAS NO ENROLAMENTO-----	43
2.3.1.3-PERDAS POR EFEITO DE CORRENTES PARASITAS EM OUTRAS PARTES ESTRUTURAIS DO TRANSFORMADOR, $P_{CPO}$ .-----	45
2.3.2-PERDA NO CIRCUITO MAGNÉTICO: NÚCLEO-----	46
2.3.2.1-PERDA POR HISTERESE-----	49
2.3.2.2-PERDA POR CORRENTE DE FOUCAULT-----	50
2.3.3-PERDA DE NATUREZA HARMÔNICA. -----	51
2.3.4-DESEMPENHO DOS TRANSFORMADORES-----	53
 <b>3. Perfis de sobrecargas - Índice de Carregamento e Dissipação de Calor ---</b> -----	 <b>59</b>
3.1. – CONSIDERAÇÕES GERAIS-----	59

3.2. – <i>MODELO TÉRMICO PARA CARREGAMENTO DINÂMICO DOS TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA</i> -----	61
3.2.1 – <i>EQUAÇÃO DIFERENCIAL DO TOPO DO ÓLEO.</i> -----	61
3.2.2 – <i>EQUAÇÃO DIFERENCIAL DO PONTO MAIS QUENTE DO ENROLAMENTO</i> ----	62
3.2.3 – <i>RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DO MODELO TÉRMICO PARA CARREGAMENTO DINÂMICO</i> -----	64
3.3 – <i>PERFIS DE CARREGAMENTO DO TRANSFORMADOR SEGUNDO NBR 5416</i> -----	69
3.4 – <i>FATORES QUE INTERFEREM NOS PERFIS DE SOBRECARGAMENTO DOS TRANSFORMADORES</i> -----	70
3.4.1 – <i>EFEITO DA TEMPERATURA AMBIENTE NO SOBRECARGAMENTO DOS TRANSFORMADORES</i> -----	70
3.4.2 – <i>EFEITO DO TEMPO DE OPERAÇÃO NO SOBRECARGAMENTO DO TRANSFORMADOR</i> -----	72
3.4.3 – <i>EFEITO DOS PROCESSOS DE DISSIPACÃO DO CALOR NO SOBRECARGAMENTO DOS TRANSFORMADORES</i> -----	72
3.4.3.1 – <i>TRANSFERÊNCIA DE CALOR POR CONDUÇÃO NA ISOLAÇÃO INTERNA DO TRANSFORMADOR</i> -----	73
3.4.3.2 – <i>TRANSFERÊNCIA DE CALOR POR CONDUÇÃO NO NÚCLEO</i> ----	74
3.4.3.3 – <i>TRANSFERÊNCIA DE CALOR POR RADIAÇÃO</i> -----	75
3.4.3.4 – <i>TRANSFERÊNCIA DE CALOR POR CONVECÇÃO</i> -----	77
3.4.4 – <i>EFEITO DA ALTITUDE NA DISSIPACÃO DO CALOR</i> -----	81
3.4.5 – <i>POTÊNCIA DISSIPADA DO ÓLEO DO TRANSFORMADOR SOBRE A SUPERFÍCIE DO TANQUE DO TRANSFORMADOR</i> -----	86
4. <b>Definição de Sobrecargas, Tempo, Duração, Perfil Térmico e Envelhecimento: perda de vida útil técnica e econômica dos transformadores</b> -----	<b>89</b>
4.1 – <b>DEFINIÇÃO DE SOBRECARGAS</b> -----	<b>89</b>
4.2 – <b>PERDA DE VIDA ÚTIL (TÉCNICA) DOS TRANSFORMADORES COM O CICLO DE CARGA DIÁRIO: PERFIL TÉRMICO</b> -----	<b>90</b>
4.2.1 – <b>EFEITO DO TEMPO DE OPERAÇÃO NA PERDA DE VIDA DO TRANSFORMADOR</b> -----	<b>90</b>
4.2.1.1 - <b>TEMPO E A ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA DO TOPO DO ÓLEO</b> -----	<b>90</b>

4.2.1.2 – TEMPO E A ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA DO PONTO MAIS QUENTE DO ENROLAMENTO-----	92
4.2.2–EFEITO DO CARREGAMENTO SOBRE O ENVELHECIMENTO DOS TRANSFORMADORES-----	93
4.2.2.1-CARREGAMENTO NORMAL E ENVELHECIMENTO DO TRANSFORMADOR: PERFIL TÉRMICO-----	93
4.2.2.2 - SOBRECARGAS E ENVELHECIMENTO DOS TRANSFORMADORES: PERFIS TÉRMICOS-----	93
4.3 – PERDA DA VIDA ÚTIL (TÉCNICA) DOS TRANSFORMADORES COM A TAXA DE CRESCIMENTO ANUAL DE CARGA-----	107
4.4 – ANÁLISE ECONÔMICA: VIDA ÚTIL ECONÔMICA DOS TRANSFORMADORES -----	709.
4.4.1-CONSIDERAÇÕES GERAIS-----	709
4.4.2 – CUSTO TOTAL CAPITALIZADO DO TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO-----	709
4.4.3 – AMORTIZAÇÃO DO CUSTO COM AQUISIÇÃO DO TRANSFORMADOR-----	110
4.4.4 – CUSTO DE INVESTIMENTO CAPITALIZADO-----	111
4.4.5 – CAPITALIZAÇÃO DAS PERDAS EM VAZIO-----	111
4.4.6 – CAPITALIZAÇÃO DAS PERDAS EM CARGA-----	112
4.4.7 – ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA-----	114
4.4.8 – RETORNOS DOS INVESTIMENTOS COM AS TAXAS DE JUROS ANUAIS, CARREGAMENTOS DOS TRANSFORMADORES, PREÇO DE COMPRA DOS EQUIPAMENTOS E CUSTOS ANUAIS DAS PERDAS-----	115
4.4.9–CUSTOS CAPITALIZADOS EM FUNÇÃO DAS TAXAS DE JUROS ANUAIS, CARREGAMENTOS INICIAL DOS TRANSFORMASDORES E DAS TAXAS ANUAIS DE CRESCIMENTO DE CARGA-----	117
4.4.10 – SUBSTITUIÇÃO DOS TRANSFORMASDORES COM AS EVOLUÇÕES DIÁRIAS DA CARGA, DA TAXA DE JUROS E DA TAXA ANUAL DE CRESCIMENTO DE CARGA-----	119
4.4.11 - BENEFÍCIO A OBTER COM A SUBSTITUIÇÃO DOS TRANSFORMADORES-----	120
4.4.12 - BENEFÍCIO TOTAL COM A SUBSTITUIÇÃO DOS TRANSFORMADORES-----	122
<b>5. Estudo de Casos e Avaliação dos Resultados-----</b>	<b>125</b>
5.1 – PERDA DE VIDA ÚTIL TÉCNICA DOS TRANSFORMADORES VERSUS TIPOS DE CONSUMIDORES, EM FUNÇÃO DOS SEUS PERFIS TÉRMICOS-----	125
5.1.1 – PERFIL TÉRMICO-----	129
5.1.1.1 - TOPO DO ÓLEO DO TRANSFORMADOR-----	129

5.1.1.2 – PONTO MAIS QUENTE DO ENROLAMENTO DO TRANSFORMADOR-----	133
5.1.2 - PERDA DE VIDA ÚTIL TÉCNICA DO TRANSFORMADOR-----	139
5.2 – VIABILIDADE E PERDA DE VIDA ÚTIL ECONÔMICA DOS TRANSFORMADORES EM FUNÇÃO DAS TAXAS DE JUROS, DO CARREGAMENTO MÉDIO DIÁRIO, DO TEMPO DO RETORNO DO INVESTIMENTO E DA SUA VIDA ÚTIL TECNICA-----	146
5.2.1 – ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DO INVESTIMENTO-----	146
5.2.1.1 – CUSTOS TOTAIS CAPITALIZADOS DOS TRANSFORMADORES-----	149
5.2.1.2 – RETORNOS DOS INVESTIMENTOS DOS TRANSFORMADORES VERSUS TIPOS DE CONSUMIDORES-----	161
5.2.2 – BENEFÍCIO ADICIONAL ECONÔMICO DOS TRANSFORMADORES-----	164
<b>6. Conclusão, Recomendações e Trabalhos Futuros-----</b>	<b>169</b>
6.1–CONCLUSÃO-----	169
6.2–RECOMENDAÇÕES-----	171
6.3–TRABELHOS FUTUROS-----	172
<b>Referências Bibliográficas-----</b>	<b>173</b>

## Lista de Abreviaturas e Siglas

- A.T** -Alta tensão.
- NA** -secção transversal do núcleo.
- [A]** -Ampère.
- $A_{ei}$**  -Secção do condutor dos enrolamentos referente a fase i.
- [A – esp]** - Ampère x espira.
- $A_M$ , *Amort*** –Amortizações.
- $A_d$**  -Área da superfície de dissipação do calor.
- A** -Constantes da curva de expectativa de vida do transformador.
- $A^{irs}$**  -Amortização do custo com a compra do transformador a ser substituído.
- $A^{irm}$**  -Amortização do custo com a compra do transformador a ser mantido.
- $A_{FE}$**  -Fator de perda no núcleo.
- ANSI** -The American National Standard.
- a** -Relação de transformação no transformador.
- $a_f$**  -É a função de  $\frac{1}{2}(\theta_2 - \theta_o)$ .
- $\alpha$**  -Constantes fornecidos pelos fabricantes das lâminas de aço-silício.
- B.T.** -Baixa tensão.
- B** -Densidade de fluxo magnético.
- $B_{max}$**  -Valor máxima de densidade do fluxo magnético.
- B** -Campo magnético originado pela circulação da corrente negativa no enrolamento.
- $B_{ex}$**  -Constantes da curva de expectativa de vida do transformador.
- $B_{cu}$**  -Fator de perda no enrolamento.
- $B_N$**  -Benefício a obter com a substituição do transformador no ano  $N$ .
- $B_{NC}$**  -Benefício capitalizado ao longo do período do tempo  $N$ .
- $B_{ET}$**  -Benefício total a obter com a substituição do transformador.
- $B_L$**  -Benefício líquido (efetivo) obtido com a substituição do transformador.
- $B_{AD}$**  -Benefício adicional econômico obtido com a substituição do transformador.
- $\beta$**  -Constantes fornecidos pelos fabricantes das lâminas de aço-silício.
- $\beta_r$**  -Relação entre a perda em carga e a perda em vazio.
- $\beta_o$**  -Coeficiente de expansão térmica do óleo isolante.

- $C$  -Uma constante.
- $C_p$  -Calor específico do óleo isolante utilizado.
- $C_T$  -Capacidade térmica do transformador para fluxo de óleo não dirigido.
- $C_{TO}$  -Custo total capitalizado.
- $c$  -Preço de compra do transformador.
- $C_{WO}$  -Custo de capitalização das perdas em vazio.
- $C_{WO(N)}$ -Custo total de perda no ferro para  $N$  anos de utilização do equipamento.
- $C_E$  -Custo das perdas em vazio no núcleo por cada  $MWh$  de energia.
- $CE_{LA}$  -Custo de energia anual consumida pelo transformador para uma curva de carga média.
- $C_{WL}$  -Custo capitalizado das perdas em carga nos enrolamentos do transformador para um período de análise  $N$ .
- $C_{UE}$  -Preço de cada transformador adquirido para substituir o transformador em operação.
- $C_{UP}$  -Preço do transformador em operação a ser substituído.
- $C_{WOP}$  -Custo capitalizado das perdas em vazio no núcleo do transformador a ser substituído.
- $C_{WLP}$  -Custo capitalizado das perdas em carga nos enrolamentos do transformador adquirido para substituir o transformador em operação.
- $C_{WOE}$  -Custo capitalizado das perdas em vazio no núcleo do transformador a substituir o transformador em operação.
- $C_{WLE}$  -Custo capitalizado das perdas em carga nos enrolamentos do transformador a substituir o transformador em operação.
- $C_{AETP}$  -Custo anual de energia de um transformador em operação a ser substituído.
- $C_{AETE}$  -Custo anual de energia de um transformador a ser utilizado na substituição de um transformador em operação.
- $CP_{ENR}$  -Custo das perdas nos enrolamentos do transformador referente ao ano  $N$ .
- $(C_A)_n$  -Custo total de operação do transformador no ano  $N$ .
- $C_{VAR}$  -Custo das perdas variáveis.
- $C_{TNI}$  -Valor presente do custo a obter com a decisão substituição do transformador ao invés de manutenção.
- $C_{TN2}$  -Valor presente do custo com a opção de efetuar a manutenção ao invés de substituição do transformador.

- $C_{TROCA}$  -Custo com a troca do transformador.
- $C^{novo}$  -Custo a obter com o transformador adquirido para substituir o transformador em operação.
- $C^{atual}$  -Custo a obter com o transformador a ser substituído.
- [*cm*] -Centímetro.
- $C_{TNOVO}$ -Custo com aquisição do novo transformador.
- $C_C$  e  $C_{INV}$ -Custo capitalizado do investimento.
- Com* -Comercial.
- C.P.* -Custo capitalizado.
- C.P.cAP.* -Custo capitalizado das perdas.
- C. Inv* -Custo do investimento.
- C.P.V.C* -Custo capitalizado das perdas em vazio.
- conv-radiano* -Convecção e radiação.
- [ $^{\circ}C$ ] -Graus Centígrados.
- $D_o$  -Demanda inicial do transformador em uma região onde se prevê uma taxa de crescimento de carga.
- $d_c$  -Diâmetro do condutor do enrolamento.
- $D_{MAXi}$  -Demanda referente ao patamar *i*.
- $D_{MAX}$  -Pico de carga máximo.
- $D_{MEDM}$  -Demanda máximo referente ao ciclo de carga média
- $D_{MEDI}$  -Demanda referente ao patamar *i* da carga média.
- $e_1$  - Tensão induzida no enrolamento primário do transformador.
- $e_2$  - Tensão induzida no enrolamento secundário do transformador.
- $\bar{E}$  -Valor médio da tensão induzida.
- $E_m$  -Fator de emissividade utilizada na transferência do calor por radiação.
- $E$  -Base logarítmica (2,71828).
- $E_{LA}$  -Perda anual de energia em carga nos enrolamentos, *MWh*.
- $E_{Li}(\Delta t_i)$  - Perda de energia anual nos enrolamentos do transformador correspondente ao patamar *i*.
- $E_{Li}[dia]$ -Energia consumida pelo transformador durante o dia
- $E_{Li}[365]$ -Energia consumida pelo transformador durante um ano.
- $E_{rms}$  -Valor eficaz da tensão induzida no enrolamento do transformador.
- $E_{I rms}$  -Valor eficaz da tensão induzida no enrolamento primário do transformador.

- $F_{FMM_P}$  – Força Magnetomotriz no enrolamento primário do transformador.
- $F_{FMM_S}$  – Força Magnetomotriz no enrolamento secundário do transformador.
- $f$  – Freqüência Hz.
- $F$  – Fator de fricção do ar.
- $F_{AAN}$  – Fator de aceleração do envelhecimento do transformador durante um intervalo de tempo  $\Delta t_n$ .
- $F_E$  – Fator de energia consumida em um dia típico.
- $g$  – Aceleração de gravidade.
- $h$  – Ordem harmônica.
- $[Hz]$  – Hertz.
- $h_{max}$  – Ordem harmônica máxima.
- $+H$  – Campo exterior aplicado a um circuito eletromagnético originado pela circulação da corrente positiva no enrolamento.
- $-H_C$  – Campo coercivo originado pela circulação da corrente negativa no enrolamento.
- $H$  – Altitude em metros.
- $+H_C$  – Campo magnético correspondente ao módulo do valor do campo coercivo originado pela circulação da corrente positiva nos enrolamentos.
- $h$  – Horas.
- $h_i$  – Fator relativo de carregamento referente ao patamar de carga  $i$ .
- $h_c$  – Coeficiente de óleo isolante utilizado no transformador para a transferência do calor para o meio ambiente.
- $I_1$  – Valor eficaz da corrente no enrolamento primário do transformador.
- $I_2$  – Valor eficaz da corrente no enrolamento secundário do transformador.
- $I_h$  – Valor eficaz da corrente harmônica de ordem  $h$ .
- $I_C$  – Valor eficaz da corrente de carga fornecida pelo transformador.
- $I_{max}$  – Magnitude máxima da corrente da corrente eficaz.
- $I_E$  – Corrente do enrolamento.
- $I_{pu}$  – Corrente de carga em p.u..
- $i$  – Índice que corresponde a diferentes demandas de carga.
- $Ind$  – Industrial.
- $IEEE$  – Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- $J$  – Densidade da corrente.
- $j$  – Taxa de juros.
- $k_f$  – Fator de forma.

- $K$**  -Quociente entre o fator de forma e a relação entre o tempo de duração e o período da tensão induzida.
- $K_u$**  -Fator de utilização.
- $K_f$**  -Constante que depende da dimensão do núcleo, da resistência específica das chapas de lâminas e de massa do núcleo.
- $K_F$**  -Fator multiplicativo
- $K_N$**  - Constantes fornecidos pelos fabricantes das lâminas de aço-silício.
- $k$**  -Uma constante igual a 234,5 para condutor do cobre e 225,0 para condutor do alumínio.
- $K_{Rd}$**  -Uma constante igual a  $3.68 \times 10^{-11}$  utilizada na transferência do calor por radiação.
- $k_{rd}$**  -Uma constante igual a  $1,84 \times 10^{-18}$ .
- $k_o$**  -Condutividade térmica do óleo isolante.
- $k_a$**  -Uma constante referente a uma superfície plana do tanque do transformador situada a nível médio da água do mar utilizado na determinação do calor dissipado por processo de convecção.
- $k_r$**  -Fator de redução para carregamento de um transformador a uma altitude superior a 1000 metros que varia em função do tipo de resfriamento do transformador.
- $K_o$**  -Uma constante que depende da configuração da superfície do tanque do transformador utilizada na determinação potência dissipada do óleo para o tanque.
- $K_{LN}$**  -Carga expressa em p.u. relativa à carga nominal.
- $K_h$**  -Constante dependente da característica do material do núcleo.
- $K'_h$**  -Quociente entre a tensão induzida eficaz no primário do transformador e a perda por histerese no núcleo do referido transformador.
- $kg$**  -Quilograma.
- $[K]$**  -Kelvin.
- $[kVA]$**  -Kilovolt-Ampère.
- $k_\theta$**  -Fator de correção devido às variações ocorridas na resistência com a variação na carga.
- $L_e$**  -Comprimento das espiras dos enrolamentos.
- $L$**  -Comprimento das espiras.
- $l_f$**  -Comprimento das linhas de força do campo magnético.
- $L_i$**  -Espessura do material isolante.
- $m_N$**  -Massa do núcleo.
- $[mm]$**  -Milímetro.

- [MW]** -Mega-watt.
- [m]** -Metro.
- M** -Magnetização do núcleo originada pela circulação da corrente negativa nos enrolamentos.
- $m_e$**  -Expoente que define a não linearidade devido às variações de temperatura do ponto mais quente do enrolamento com as variações da carga.
- MWh** -Megawatt-hora.
- $N_1$**  -Número de espiras do enrolamento primário do transformador.
- $N_2$**  -Número de espiras do enrolamento secundário do transformador.
- $N_e, N$**  -Número de espiras nos enrolamentos.
- $N_{ei}$**  -Número de espiras do enrolamento  $i$ .
- $n_s$**  -Constante de Steinmetz.
- $n_o$**  -Expoente que define a não linearidade devido às variações de temperaturas do topo de óleo com as variações nas cargas.
- $n_d$**  -Número de patamares de carga diária.
- $\eta$**  -Eficiência do transformador.
- $n_a$**  -Uma exponencial que varia de 1,0 a 1,25 utilizado na determinação de quantidade de calor dissipado pelo processo de convecção.
- $n_h$**  -Índice de intervalo de tempo,  $t_h$  para determinar  $PV_{EQA}$ .
- $N_h$**  -É o número total de intervalos de tempo para determinar  $F_{EQA}$ .
- $n_{PO}$**  -Uma constante que depende da configuração da superfície do tanque do transformador usada na determinação de transferência do calor do óleo para superfície do tanque e desta para o ambiente.
- $N_P$**  -Número de patamares de carga em dia típico.
- $n$**  -Número de patamares de carga por ano.
- $N$**  -**Período** de análise do investimento.
- ONAN** -Resfriamento a óleo natural, ar natural.
- ONAF** -Resfriamento a óleo natural, ar forçado.
- OFAF** -Resfriamento a óleo forçado não dirigido, ar forçado.
- ODAF** -Resfriamento a óleo dirigido, ar forçado.
- $P_{cu}$**  -Perda no cobre.
- $P_{TCP}$**  -Perda total por efeito de correntes parasitas.
- $P_{CPE}$**  -Perda por efeito de correntes parasitas nos enrolamentos.

- $P_{CPO}$  -Perda por efeito de correntes parasitas em outras partes estruturais do transformador que não seja enrolamentos.
- $P_{TL}$  -Perda total em carga nos enrolamentos do transformador.
- $P_{TMC}$  -Perda total medida em carga.
- $P_{ADCP}$  - Perda adicional por corrente parasitas nos enrolamentos.
- $P_s$  -Perda dissipada por correntes parasitas em um ambiente abundante de cargas não-lineares.
- $P_{ENTRADA}$  -Potência de entrada no transformador.
- $P_{SAIDA}$  -Potência de saída no transformador.
- $P_{NS}$  -Potência fornecida pelo transformador.
- $P_{FE}$  -Perda total no núcleo de um circuito real submetido a uma frequência constante  $f$ .
- $[Pa]$  -Pascal.
- $P_{EC-R}$  -É a perda por corrente de Foucault em p.u. em plena carga.
- $P$  -Pressão atmosférica.
- $P_r$  -Potência reduzida devido ao efeito de altitude.
- $P_{NA}$  -Potência nominal do transformador a funcionar numa altitude superior a 1000 metros.
- $P_{DA}$  - Demanda de potência em uma altitude superior a 1000 metros.
- $P_{NAP}$  -Potência nominal do transformador projetada para operar a operar em uma altitude superior a 1000 m.
- $[p.u.]$  -Por unidade.
- $PV_{EQV}$  -Perda de vida equivalente do transformador.
- $P_{C-PT}$  -Diferença entre a perda total na condição de carga a ser mantida e a perda dissipada nas paredes dos tanques.
- $\%PV(\%)$  -Perda de vida em percentagem durante o período do tempo  $t_h$ .
- $\Delta P_{ret}$  -Diferença entre os preços de compras dos transformadores utilizados na substituição no momento de implantação de obra.
- $PV_{UT}$  -Perda de vida útil econômica do transformador substituído.
- $R$  -Resistência dos enrolamentos.
- $R_{FE}$  -Resistência do núcleo.
- $R_1$  -Resistência do primário do transformador.
- $R_2$  -Resistência do secundário dos enrolamentos do transformador.
- $[rad]$  -Radiano.
- $[R\$/ano]$  -Real por ano.
- $R_t$  -Resistividade térmica do material.

$R_{CV}$	-Relação entre Perda em carga e perda em vazio.
$Res$	-Residencial.
$Rur$	-Rural.
$\mathfrak{R}$	-Relutância magnética do circuito magnético.
$[s]$	-Segundo.
$S_E$	-Fator do espaço.
$S_N$	-Capacidade nominal do transformador, $kVA$ .
$S_{emerg}$	-Carga de emergência considerada, $kVA$ .
$S_{\Delta t_i}$	-Patamar $i$ da curva de carga característica diária.
<b>S.A.</b>	-Sociedade anônima.
$T_e$	-Período de tensão induzida em segundos.
$t_i$	-espessura das lâminas do núcleo.
$[T]$	-Tesla.
$\tau_H$	-É a constante de tempo do ponto mais quente do enrolamento.
$t_h$	-Tempo de duração em horas.
$T_A$	-Temperatura absoluta da superfície do tanque de transformador.
$T_T$	-Temperatura absoluta do ambiente.
$\Delta t$	-Intervalo de tempo de operação do transformador.
$\Delta t_{nh}$	-Intervalos de tempo para determinação de $PV_{EQA}$ .
$T_a$	-Temperatura absoluta, Kelvin.
$T_{RET}$	-Tempo do retorno do investimento com a substituição do transformador.
$t_k$	-Taxa anual de crescimento de carga.
$\tau_o$	-Constante do tempo do topo do óleo.
$\tau_{TO,R}$	- Constante do tempo do topo do óleo sob carregamento nominal.
$\Delta t_i$	-Intervalo de do patamar de carga $i$ .
$t_l$	-Tempo limite do carregamento do transformador a ser substituído.
$t_{rs}$	-Índice que corresponde ao transformador a ser substituído.
$t_{rm}$	-Índice que corresponde ao transformador a ser mantido.
<b>Trafo10 -Trafo15</b>	-Substituição do transformador de 10 kVA pelo transformador de 15 kVA.
<b>Trafo10 –Trafo25</b>	-Substituição do transformador de 10 kVA pelo transformador de 25 kVA.
<b>Trafo15 –Trafo25</b>	-Substituição do transformador de 15 kVA pelo transformador de 25 kVA.
<b>T10</b>	-Transformador de 10 kVA.
<b>T15</b>	-Transformador de 15 kVA.

**T25** -Transformador de 25 kVA.

**temp** -Temperatura.

**TaxaenvelhecimentoT55Ref95** -Taxa de envelhecimento do transformador de 55°C sob temperatura máxima de referência de 95°C.

**TaxaenvelhecimentoT65Ref95** -Taxa de envelhecimento do transformador de 55°C sob temperatura máxima de referência de 110°C.

**$U_1$**  -Tensão eficaz no enrolamento primário do transformador.

**$U_2$**  -Tensão eficaz no enrolamento secundário do transformador.

**$U_{1M}$**  -tensão máxima aplicada no enrolamento primário.

**$U_{2M}$**  -tensão máxima aplicada no enrolamento secundário.

**$U$**  -Valor eficaz da tensão aplicada a cada fase dos enrolamentos.

**[V]** -Volt.

**$V_e$**  -Volume do enrolamento.

**$V_N$**  -Volume do núcleo.

**$\nu_o$**  -Viscosidade do óleo isolante.

**$\Delta V_{[24 h](\%)}$**  – taxa de envelhecimento global do transformador ao longo de 24 horas.

**$\Delta V_{Pi(\%)}$**  -Taxa de envelhecimento do transformador referente a patamar de carga  $i$ .

**$\nu_u$**  -Vida útil dos transformadores.

**$V_P$**  -Valor presente para  $N$  anos de operação do transformador do novo transformador instalado na substituição.

**$V_r$**  -Valor residual obtido com a venda do transformador substituído.

**vida65Ref110°C** -Vida útil do transformador de 65°C sob a temperatura máxima de referência de 110°C.

**vida65Ref120°C** -Vida útil do transformador de 65°C sob a temperatura máxima de referência de 120°C.

**vida55Ref95°C** - Vida útil do transformador de 55°C sob a temperatura máxima de referência de 95°C.

**$V_{UT}$**  -Vida útil técnica do equipamento substituído.

**$w$**  -Frequência angular.

**[ $W_b$ ]** -Weber.

**[W]** -Watt.

**$W'_R$**  -Perda ôhmica nos enrolamentos do transformador à temperatura de referência  $\theta'$ .

**$W_R$**  -Perda ôhmica nos enrolamentos do transformador à temperatura inicial  $\theta$ .

- $W'_c$  -Potência dissipada em forma de calor através de um material isolante.
- $W_{Ln}$  -Largura das lâminas do núcleo.
- $W'_{Rd}$  -Potência dissipada por cada 6,45 cm<sup>2</sup> da superfície do tanque do transformador por radiação.
- $W_a$  -Potência dissipada através do ar pelo processo de convecção.
- $W_{aA}$  -Potência dissipada do transformador com a variação de altitude.
- $W_{OT}$  -Potência dissipada do óleo sobre a superfície do tanque do transformador em kW.
- $W_{CR}$  -Potência total dissipada pelos processos de convecção e de radiação.
- $W_o$  -Perda em vazio no núcleo do transformador.
- $W_L$  -Perda em carga.
- $X$  -Fator multiplicativo para determinar as perdas no núcleo do transformador.
- $X_d$  -Distância da extremidade das lâminas do núcleo a qualquer ponto dessas lâminas.
- Y-Y** -Ligação dos enrolamentos do primário e do secundário do transformador em estrela.
- $Y$  -Fator multiplicativo para determinar as perdas nos enrolamentos do transformador.
- $\Phi_1$  -Valor máximo de fluxo magnético no enrolamento primário.
- $\theta_1$  -Valor do fluxo magnético eficaz no enrolamento primário.
- $\theta'$  -Temperatura de referência nos enrolamentos.
- $\theta_i$  -Temperatura inicial nos enrolamentos.
- $\theta_o$  -Temperatura do topo do óleo.
- $\theta_A$  -Temperatura ambiente.
- $\Delta\theta_o$  -Elevação de temperatura do topo do óleo.
- $\theta_H$  -Temperatura do ponto mais quente do enrolamento.
- $\theta_2$  -Máxima temperatura média admissível após ocorrência do curto-circuito.
- $\Delta\theta$  -Diferença de temperatura entre duas superfícies em contatos térmicas.
- $\Delta\theta_N$  -Elevação de temperatura em qualquer ponto das lâminas do núcleo a partir das suas extremidades.
- $\Delta\theta_T$  -Elevação de temperatura na superfície do tanque do transformador.
- $\Delta\theta_H$  -Elevação de temperatura do enrolamento sobre o topo do óleo isolante.

- $\Delta\theta_a$  -Elevação de temperatura sobre o ar durante o processo de transferência do calor por convecção.
- $\Delta\theta_{aA}$  -Elevação de temperatura do ar em função de altitude.
- $\Delta\theta_{TA}$  -Elevação de temperatura do topo do óleo sobre o ambiente em função da potência total dissipada em  $kW$ .
- $\Delta\theta_T$  -Elevação de temperatura da superfície do tanque do transformador no processo de transferência de calor por radiação.
- $\Delta\theta_{TO}$  -Elevação de temperatura do topo de óleo sobre o ambiente no fim de um tempo  $t_h$ .
- $\Delta\theta_{FO}$  -Elevação de temperatura final do topo de óleo sobre o ambiente para qualquer carregamento.
- $\Delta\theta_{IO}$  -Elevação de temperatura do topo do óleo no início de um período de tempo,  $t_h$ .
- $\Delta\theta_{im}$  -Diferença entre a temperatura do topo de óleo e a do óleo médio.
- $\Delta\theta_{OM}$  -Elevação de temperatura de óleo médio estimada.
- $\Delta\theta_{HF}$  -Elevação de temperatura final do ponto mais quente do enrolamento sobre o topo de óleo para qualquer carregamento.
- $\Delta\theta_{HI}$  -Elevação inicial de temperatura do ponto mais quente sobre o topo de óleo para qualquer carregamento.
- $\Delta\theta_{OCN}$  -Elevação de temperatura do topo de óleo sobre ambiente em condição de carga nominal.
- $\Delta\theta_{HCN}$  -Elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre o topo de óleo em condição de carga nominal.
- $\Delta\theta_{OKPi}$  - É a elevação de temperatura final e inicial do topo do óleo referente ao patamar de carga  $P_i$ .
- $\Delta\theta_{HKPi}$  - É a elevação de temperatura inicial e final do ponto mais quente do enrolamento referente ao patamar de carga  $P_i$ .
- $\rho_o$  -Densidade do óleo isolante.
- $\rho$  -Resistividade do condutor dos enrolamentos.
- $\rho_N$  -Densidade do material do núcleo.
- $\mu_m$  -Permeabilidade magnética do material do núcleo.
- [ $\Omega$ ] -Ohm

>20 -Tempo de retorno do investimento maior que 20 anos.

[%] -Percentagem.

# *Lista de Figuras*

<b>Figura 2.1</b> - Circuito eletromagnético de um transformador monofásico de dois Enrolamentos <sup>[1]</sup> -----	37
<b>Figura 2.2</b> - Fluxos dispersos no transformador <sup>[6]</sup> -----	44
<b>Figura 2.3</b> –Interdependência entre a corrente de excitação, campo exterior aplicado, H, o campo magnético induzido e a tensão de excitação, <sup>[20]</sup> -----	47
<b>Figura 2.4</b> - Curva típica do ciclo de histerese <sup>[21]</sup> -----	48
<b>Figura 2.5</b> - Relação entre a perda em vazio, perda em carga e a eficiência máxima do transformador-----	56
<b>Figura 2.6</b> – Relação entre carregamento em % e a eficiência em % de um transformador de 75 kVA tipo seco de 75 kVA <sup>[22]</sup> -----	56
<b>Figura 2.7</b> - Curvas hipotéticas da eficiência de um transformador de núcleo amorfo e um transformador de núcleo de material de aço-silício <sup>[23]</sup> -----	57
<b>Figura 3.1</b> - Modelo térmico do topo de óleo modelado no Simulink/Matlab-----	62
<b>Figura 3.2</b> -Modelo térmico do ponto mais quente do enrolamento modelado no Simulink/Matlab-----	64
<b>Figura 3.3</b> – Carregamento de 1,0 p.u. submetido ao transformador durante 24 horas.-----	65
<b>Figura 3.4</b> – Temperaturas e elevações de temperaturas do ponto mais quente e do topo do óleo para transformadores operando sob pico de carga máximo de 1,0 p.u. com duração de 24 h, à temperatura ambiente de 30°C-----	65
<b>Figura 3.5</b> - Temperaturas e elevações de temperaturas do ponto mais quente e do topo do óleo para transformadores operando sob pico de carga máximo de 1,0 p.u. com duração de 24 h, à temperatura ambiente de 40°C-----	66
<b>Figura 3.6</b> – Demanda de potência em patamares com pico máximo de 1,6 p.u. -----	67
<b>Figura 3.7</b> –Temperaturas e elevações de temperaturas do ponto mais quente e do topo do óleo para transformadores operando sob condição de carregamento dinâmico com pico máximo de 1,6 p.u. durante uma hora, à temperatura ambiente de 30°C-----	68

<b>Figura 3.8</b> -Temperaturas e elevações de temperaturas do ponto mais quente e do topo do óleo para transformadores operando sob condição carregamento dinâmico com pico máximo de 1,6 p.u. durante uma hora, à temperatura ambiente de 40°C-----	68
<b>Figura 3.9</b> – Potência dissipada por radiação da superfície do tanque do transformador versus fator de emissividade-----	76
<b>Figura 3.10</b> – Elevação de temperatura da superfície do tanque do transformador versus fator de emissividade-----	76
<b>Figura 3.11</b> - Calor dissipada da superfície do tanque do transformador por radiação versus temperatura do ambiente-----	77
<b>Figura 3.12</b> – Variação de temperatura da superfície do tanque do transformador por radiação versus temperatura do ambiente-----	77
<b>Figura 3.13</b> – Calor dissipada por convecção da superfície do tanque do transformador para o ar versus pressão atmosférica-----	80
<b>Figura 3.14</b> – Elevação de temperatura do ar por convecção x pressão atmosférica-----	80
<b>Figura 3.15</b> – Potência dissipada no topo do gás em contato com as superfícies verticais planas e corrugadas do tanque de um transformador seco-----	81
<b>Figura 3.16</b> – Elevação de temperatura no topo do gás em contato com as superfícies planas verticais e corrugadas do tanque de um transformador seco-----	81
<b>Figura 3.17</b> – Influência da pressão atmosférica na dissipação do calor do tanque do transformador para o ar-----	82
<b>Figura 3.18</b> – Influência da pressão atmosférica na elevação de temperatura do ar em contato com a superfície do tanque do transformador-----	82
<b>Figura 3.19</b> – Dissipação do calor do transformador pelos processos de convecção e de radiação-----	83
<b>Figura 3.20</b> – Potência reduzida versus aumento de altitude-----	84
<b>Figura 3.21</b> – Potência nominal projetado para um transformador que opera em altitude superior a 1000 m-----	85
<b>Figura 3.22</b> – Potência dissipada do óleo do transformador para a superfície do tanque do transformador, originando a elevação de temperatura do ambiente-----	87

<b>Figura 3.23</b> – Elevação de temperatura na superfície do tanque do transformador em contato com o ambiente originado pela dissipação de potência em kW nessa superfície -----	87
<b>Figura 4.1</b> –Vida útil dos transformadores versus temperaturas máximas de referências do ponto mais quente dos enrolamentos-----	100
<b>Figura 4.2</b> –Taxa de envelhecimento dos transformadores versus temperaturas do ponto mais quente dos enrolamentos-----	101
<b>Figura 4.3</b> - Fator de envelhecimento versus vida útil do transformador de 65°C, p.u.-----	104
<b>Figura 4.4</b> – Evolução do tempo limite do carregamento do transformador versus taxa anual de crescimento de carga-----	109
<b>Figura 5.1</b> - Demandas médias de potências referentes ao consumidor típico residencial e rural-----	126
<b>Figura 5.2</b> - Figura 5.1 - Demandas médias de potências referentes ao consumidor típico comercial e industrial-----	126
<b>Figura 5.3</b> – Valor ao quadrado das demandas referentes ao consumidor típico residencial e rural para carga com pico máximo de 1,0 p.u. -----	128
<b>Figura 5.4</b> - Valor ao quadrado das demandas referentes ao consumidor típico comercial e industrial para carga com pico máximo de 1,0 p.u-----	128
<b>Figura 5.5</b> - Valor ao quadrado das demandas referentes ao consumidor típico residencial e rural para carga com pico máximo de 1,2 p.u-----	128
<b>Figura 5.6</b> - Valor ao quadrado das demandas referentes ao consumidor típico comercial e industrial para carga com pico máximo de 1,2 p.u.-----	128
<b>Figura 5.7</b> - Valor ao quadrado das demandas referentes ao consumidor típico residencial e rural para carga com pico máximo de 1,6 p.u. -----	128
<b>Figura 5.8</b> - Valor ao quadrado das demandas referentes ao consumidor típico comercial e industrial para carga com pico máximo de 1,6 p.u-----	128
<b>Figura 5.9</b> - Elevação de temperatura máxima do topo do óleo para a um carregamento com pico máximo de 1,0 p.u referente ao consumidor típico residencial e rural-----	129
<b>Figura 5.10</b> - Elevação de temperatura máxima do topo do óleo para a um carregamento com pico máximo de 1,0 p.u referente ao consumidor típico comercial e residencial-----	129

- Figura 5.11** - Elevação de temperatura máxima do topo do óleo para a um carregamento com pico máximo de 1,2 p.u. referente à carga residencial e rural-----130
- Figura 5.12** - Elevação de temperatura máxima do topo do óleo para a um carregamento com pico máximo de 1,2 p.u. referente ao consumidor típico comercial e residencial-----130
- Figura 5.13** - Elevação de temperatura máxima do topo do óleo para a um carregamento com pico máximo de 1,6 p.u. referente ao consumidor típico residencial e rural-----130
- Figura 5.14** - Elevação de temperatura máxima do topo do óleo para a um carregamento com pico máximo de 1,6 p.u. referente ao consumidor típico comercial e residencial-----  
-----130
- Figura 5.15** - Constante de tempo do topo do óleo para carregamento com pico máximo de 1,0 p.u. referente ao consumidor típico residencial e rural-----131
- Figura 5.16** - Constante de tempo do topo do óleo para carregamento com pico máximo de 1,0 p.u. referente ao consumidor típico comercial e industrial-----131
- Figura 5.17** - Constante de tempo do topo do óleo para carregamento com pico máximo de 1,2 p.u. referente ao consumidor típico residencial e rural-----131
- Figura 5.18** - Constante de tempo do topo do óleo para carregamento com pico máximo de 1,2 p.u. referente ao consumidor típico comercial e industrial-----131
- Figura 5.19** - Constante de tempo do topo do óleo para carregamento com pico máximo de 1,6 p.u. referente ao consumidor típico residencial e rural-----131
- Figura 5.20** - Constante de tempo do topo do óleo para carregamento com pico máximo de 1,6 p.u. referente ao consumidor típico comercial e industrial-----131
- Figura 5.21** – Elevação de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura do ambiente para carregamento com pico máximo de 1,0 p.u. referente ao consumidor típico residencial e rural-----132
- Figura 5.22** – Elevação de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura do ambiente para carregamento com pico máximo de 1,0 p.u. referente ao consumidor típico comercial e industrial-----132
- Figura 5.23** – Elevação de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura do ambiente para carregamento com pico máximo de 1,2 p.u. referente ao consumidor típico residencial e rural-----132

- Figura 5.24** – Elevação de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura do ambiente para carregamento com pico máximo de 1,2 p.u. referente ao consumidor típico comercial e industrial-----132
- Figura 5.25** – Elevação de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura do ambiente para carregamento com pico máximo de 1,6 p.u. referente ao consumidor típico residencial e rural-----133
- Figura 5.26** – Elevação de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura do ambiente para carregamento com pico máximo de 1,6 p.u. referente ao consumidor típico comercial e industrial-----133
- Figura 5.27** – Elevação máxima de temperatura do ponto mais quente do enrolamento em relação ao topo do óleo com o carregamento para o pico de carga máximo de 1,0 p.u. referente ao consumidor típico residencial e rural-----134
- Figura 5.28** – Elevação máxima de temperatura do ponto mais quente do enrolamento em relação ao topo do óleo com o carregamento para o pico de carga máximo de 1,0 p.u. referente ao consumidor típico comercial e industrial-----134
- Figura 5.29** – Elevação máxima de temperatura do ponto mais quente do enrolamento em relação ao topo do óleo com o carregamento para o pico de carga máximo de 1,2 p.u. referente ao consumidor típico residencial e rural-----134
- Figura 5.30** – Elevação máxima de temperatura do ponto mais quente do enrolamento em relação ao topo do óleo com o carregamento para o pico de carga máximo de 1,2 p.u. referente ao consumidor típico comercial e industrial-----134
- Figura 5.31** – Elevação máxima de temperatura do ponto mais quente do enrolamento em relação ao topo do óleo com o carregamento para o pico máximo de carga de 1,6 p.u. referente ao consumidor típico residencial e rural-----134
- Figura 5.32** – Elevação máxima de temperatura do ponto mais quente do enrolamento em relação ao topo do óleo com o carregamento para o pico máximo de carga de 1,6 p.u. referente ao consumidor típico comercial e industrial-----134
- Figura 5.33** – Elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento do transformador sobre o topo do óleo para as cargas com o pico máximo de 1,0 p.u. referentes ao consumidor típico residencial e rural-----135

- Figura 5.34** – Elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento do transformador sobre o topo do óleo para cargas com o pico máximo de 1,0 p.u. referentes ao consumidor típico comercial e industrial-----135
- Figura 5.35** – Elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento do transformador sobre o topo do óleo para as cargas com o pico máximo de 1,2 p.u. referentes ao consumidor típico residencial e rural-----136
- Figura 5.36** – Elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento do transformador sobre o topo do óleo para as cargas com o pico máximo de 1,2 p.u. referentes ao consumidor típico comercial e industrial-----136
- Figura 5.37** – Elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento do transformador sobre o topo do óleo para as cargas com o pico máximo de 1,6 p.u. referentes ao consumidor típico residencial e rural-----136
- Figura 5.38** – Elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento do transformador sobre o topo do óleo para as cargas com o pico máximo de 1,6 p.u. referentes ao consumidor típico comercial e industrial-----136
- Figura 5.39**-Temperatura do ponto mais quente do enrolamento do transformador para as cargas com o pico máximo de 1,0 p.u. referente ao consumidor típico residencial e rural-----  
-----138
- Figura 5.40** - Temperatura do ponto mais quente do enrolamento do transformador para as cargas com o pico máximo de 1,0 p.u. referente ao consumidor típico comercial e industrial--  
-----138
- Figura 5.41**-Temperatura do ponto mais quente do enrolamento do transformador para as cargas com o pico máximo de 1,2 p.u. referente ao consumidor típico residencial e rural-----  
-----138
- Figura 5.42**-Temperatura do ponto mais quente do enrolamento do transformador para as cargas com o pico máximo de 1,2 p.u. referente ao consumidor típico comercial e industrial--  
-----138
- Figura 5.43**-Temperatura ponto mais quente do enrolamento do transformador para as cargas com o pico máximo de 1,6 p.u. referente ao consumidor típico residencial e rural-----138
- Figura 5.44** - Temperatura do ponto mais quente do enrolamento do transformador para as cargas com o pico máximo de 1,6 p.u. referente ao consumidor típico comercial e industrial--  
-----138

- Figura 5.45** –Taxa de envelhecimento do transformador em % à temperatura ambiente de 30°C para cargas com o pico máximo de 1,0 p.u. referente ao consumidor típico residencial e rural-----140
- Figura 5.46** –Taxa de envelhecimento do transformador em % à temperatura ambiente de 30°C para cargas com o pico máximo de 1,0 p.u. referente ao consumidor típico comercial e industrial-----140
- Figura 5.47** –Taxa de envelhecimento do transformador à temperatura ambiente de para o pico de carga máxima de 1,2 p.u. referente ao consumidor típico residencial e rural, à ambiente de 30°C-----140
- Figura 5.48** –Taxa de envelhecimento do transformador à temperatura ambiente de 30°C para cargas com o pico máximo de 1,2 p.u. referente ao consumidor típico comercial e industrial-----140
- Figura 5.49** –Taxa de envelhecimento do transformador à temperatura ambiente de 30°C para cargas com o pico máximo de 1,6 p.u. referente ao consumidor típico residencial e rural-----140
- Figura 5.50** –Taxa de envelhecimento do transformador à temperatura ambiente de 30°C para cargas com o pico máximo de 1,6 p.u. referente ao consumidor típico comercial industrial-----140
- Figura 5.51** – Perda de vida útil do transformador à ambiente de 30°C e submetido às demandas de carga com pico máximo de 1,0 p.u., referente ao consumidor típico residencial e rural-----141
- Figura 5.52** – Perda de vida útil do transformador à ambiente de 30°C e submetido às demandas de carga com pico máximo de 1,0 p.u., referente ao consumidor típico comercial e industrial-----141
- Figura 5.53** – Perda de vida útil do transformador à ambiente de 30°C e submetido às demandas de carga com pico máximo de 1,2 p.u., referente ao consumidor típico residencial e rural-----141
- Figura 5.54** – Perda de vida útil do transformador à ambiente de 30°C e submetido às demandas de carga com pico máximo de 1,2 p.u., referente ao consumidor típico comercial e industrial-----141

- Figura 5.55** – Perda de vida útil do transformador à ambiente de 30°C e submetido às demandas de carga com pico máximo de 1,6 p.u., referente ao consumidor típico residencial e rural-----142
- Figura 5.56** – Perda de vida útil do transformador à ambiente de 30°C e submetido às demandas de carga com pico máximo de 1,6 p.u., referente ao consumidor típico comercial e industrial-----142
- Figura 5.57** – Perda de vida útil do transformador à ambiente de 40°C e submetido às demandas de carga com pico máximo de 1,0 p.u., referente ao consumidor típico residencial e rural-----143
- Figura 5.58** – Perda de vida útil do transformador à ambiente de 40°C e submetido às demandas de carga com pico máximo de 1,0 p.u., referente ao consumidor típico comercial e industrial-----143
- Figura 5.59** – Perda de vida útil do transformador à ambiente de 40°C e submetido às demandas de carga com pico máximo de 1,2 p.u., referente ao consumidor típico residencial e rural-----143
- Figura 5.60** – Perda de vida útil do transformador à ambiente de 40°C e submetido às demandas de carga com pico máximo de 1,2 p.u., referente ao consumidor típico comercial e industrial-----143
- Figura 5.61** – Vida útil total do transformador à ambiente de 30°C-----144
- Figura 5.62** – Vida útil total do transformador à ambiente de 40°C-----144
- Figura 5.63** – Fator de energia consumida em um dia típico pelos transformadores de 10, 15 e 25 kVA, em horas. -----147
- Figura 5.64** – Amortizações, custo do investimento e custo capitalizado das perdas em vazio para o transformador de 10 kVA submetido a um carregamento com pico de carga máximo de 1,0 p.u. -----151
- Figura 5.65** – Amortizações, custo do investimento e custo capitalizado das perdas em vazio para os transformadores de 15 e 25 kVA submetidos a um carregamento com pico de carga máximo de 1,0 p.u.-----152
- Figura 5.66** – Amortizações, custo do investimento e custo capitalizado das perdas em vazio para os transformadores de 15 kVA submetidos a um carregamento com pico máximo de 1,2 p.u.-----153

<b>Figura 5.67</b> – Amortizações, custo do investimento e custo capitalizado das perdas em vazio para o transformador de 25 kVA submetidos a um carregamento com pico de carga máximo de 1,2 p.u.-----	155
<b>Figura 5.68</b> – Custo anual das perdas em carga-----	156
<b>Figura 5.69</b> – Custos capitalizados das perdas em carga referentes às taxas de juros de 3% e 13 dos transformadores de 10, 15 e 25 kVA, pico 1,0 p.u.-----	158
<b>Figura 5.70</b> – Custo total capitalizado das perdas em carga referente à taxa de juros de 3% e 13% dos transformadores de 15 e 25 kVA, pico 1,2 p.u.-----	158
<b>Figura 5.71</b> – Custo total capitalizado referente à curva de carga com pico máximo de 1,0 p.u. e às taxas de juros de 3% e 13% para transformadores de 10, 15 e 25 kVA-----	160
<b>Figura 5.72</b> – Custo total capitalizado referente á curva de carga com pico máximo de 1,2 p.u. e às taxas de juros de 3% e 13% para transformador de 15 e 25 kVA-----	160
<b>Figura 5.73</b> –Tempo do retorno do investimento para a substituição dos transformadores referentes à curva de carga com pico máximo de 1,0 p.u.-----	162
<b>Figura 5.74</b> – Tempo do retorno do investimento para a substituição dos transformadores referentes à curva de carga com pico máximo de 1,2 p.u.-----	162
<b>Figura 5.75</b> – Diferença entre os custos totais anuais das perdas referentes aos transformadores utilizados na substituição-----	163

## *Lista de Tabelas*

<b>Tabela 3.1</b> – Parâmetros de entradas para a simulação do modelo térmico-----	64
<b>Tabela 3.2</b> – Demandas de potência em patamares aplicadas ao modelo térmico do transformador, em p.u. -----	67
<b>Tabela 3.3</b> – Perfil de carregamento do transformador <sup>[13]</sup> -----	69
<b>Tabela 4.1</b> – Dados dos ensaios sobre a perda de vida de um transformador de 65°C em função das demandas, à temperatura ambiente de 30°C <sup>[14]</sup> -----	95
<b>Tabela 4.2</b> – Vida útil estimada dos transformadores de 55°C e 65°C determinadas através das Equações (4.11) a (4.13) em função da temperatura do ponto mais quente do enrolamento-----	99
<b>Tabela 4.3</b> – Taxa de envelhecimento global dos transformadores de 55°C e 65°C em % operando durante 24 h em função dos seus perfis térmicos-----	102
<b>Tabela 4.4</b> – Vida útil dos transformadores em anos determinadas em função dos seus perfis térmicos-----	103
<b>Tabela 5.1</b> – Características dos transformadores de 55°C, sob carga nominal segundo NBR 5416-----	126
<b>Tabela 5.2</b> - Dados sobre transformadores padrão -----	129
<b>Tabela 5.3</b> - Fator de energia consumida em um dia típico em horas-----	147
<b>Tabela 5.4</b> – Preço de compra e venda de energia elétrica-----	149
<b>Tabela 5.5</b> –As amortizações, os custos capitalizados dos investimentos e das perdas em vazio e os custos anuais das perdas em vazio para transformador de 10 kVA em relação às cargas com o pico máximo de 1,0 p.u.-----	151
<b>Tabela 5.6</b> - As amortizações, os custos capitalizados dos investimentos, e das perdas em vazio e os custos anuais das perdas em vazio para transformador de 15 e 25 kVA em relação às cargas com o pico máximo de 1,0 p.u -----	151
<b>Tabela 5.7</b> - As amortizações, os custos capitalizados dos investimentos, e das perdas em vazio e os custos anuais das perdas em vazio para transformador de 15 kVA em relação às cargas com o pico máximo de 1,2 p.u. -----	152

<b>Tabela 5.8</b> - As amortizações, os custos capitalizados dos investimentos, e das perdas em vazio e os custos anuais das perdas em vazio para transformador de 25 kVA em relação às cargas com o pico máximo de 1,2 p.u. -----	155
<b>Tabela 5.9</b> - Custo anual das perdas em carga -----	156
<b>Tabela 5.10</b> - Custo total capitalizado e custo capitalizado das perdas em carga à taxa de juros de 3%, referente ao pico de carga de 1,0 p.u. -----	157
<b>Tabela 5.11</b> - Custo total capitalizado e custo capitalizado das perdas em carga à taxa de juros de 13%, referente ao pico de carga de 1,0 p.u -----	157
<b>Tabela 5.12</b> - Custo total capitalizado e custo capitalizado das perdas em carga à taxa de juros de 3%, referente ao pico de carga de 1,2 p.u -----	157
<b>Tabela 5.13</b> – Custo total capitalizado e custo capitalizado das perdas em carga à taxa de juros de 13%, referente ao pico de carga de 1,2 p.u -----	157
<b>Tabela 5.14</b> –Tempo do retorno do investimento de substituição do transformador referente ao pico de carga de 1,0 p.u. -----	161
<b>Tabela 5.15</b> – Tempo do retorno do investimento de substituição do transformador referente ao pico de carga de 1.2 p.u. -----	161
<b>Tabela 5.16</b> – Diferença entre os custos totais anuais das perdas e diferença entre os preços de compra dos transformadores utilizados na substituição-----	163
<b>Tabela 5.17</b> – Vida útil técnica dos transformadores em anos-----	165
<b>Tabela 5.18</b> – Benefício adicional econômico com a substituição dos transformadores sob a curva de carga com pico máximo de 1,0 p.u. em anos -----	165
<b>Tabela 5.19</b> - Benefício adicional econômico com a substituição dos transformadores sob a curva de carga com pico máximo de 1,2 p.u. em anos. -----	165

# Capítulo 1

## Introdução

O transformador é um equipamento de importância fundamental dentro do contexto de um sistema elétrico, utilizado para viabilizar a transmissão de energia elétrica em alta tensão. Dessa forma, é utilizado nas usinas de geração para elevar a tensão em níveis de transmissão acima de 69 kV no Brasil, nas subestações dos centros de consumo ou subestações de grandes consumidores para abaixar o nível de tensão em níveis de distribuição tipicamente de 13,8 kV e 23 kV, e também nas subestações de interligação para compatibilizar os diversos níveis de tensão provenientes das diversas linhas de transmissão.

A eficiência do transformador está ligada à sua perda técnica e buscar uma forma de reduzi-la passa a ser uma tarefa árdua de alguns engenheiros eletricitas e pesquisadores da área de materiais. Aumentar a eficiência do transformador significa aumentar a sua vida útil técnica e reduzir seu custo de operação.

O aumento da vida útil técnica do transformador com aumento da sua eficiência nem sempre resulta no aumento da sua vida útil econômica, pois o aumento da eficiência é sempre acompanhado de utilização de materiais de melhor qualidade e na introdução de nova tecnologia na fabricação desse equipamento, aumentando o custo de capital inicial, ou seja, o custo com aquisição do equipamento. Se o aumento da eficiência do transformador não resultar no aumento excessivo do preço de compra do equipamento, o aumento da sua vida útil técnica poderá influenciar no aumento da sua vida útil econômica.

Nesse contexto, o custo de operação do transformador está ligado diretamente às perdas, enquanto o custo do capital inicial está ligado ao custo de compra ou de fabricação do equipamento.

Portanto, a estimativa das perdas técnicas é um dos principais requisitos utilizados na busca do equilíbrio entre a viabilidade econômica do investimento (vida útil econômica do equipamento) e a vida útil técnica do equipamento, pois existe possibilidade de redução global das perdas baseada na crescente capacitação tecnológica dos fabricantes e na disponibilidade dos transformadores de distribuição

com alternativas de custos e níveis de perdas diferenciados no mercado. O objetivo global é reduzir o custo total do investimento. A redução deste custo total capitalizado consegue-se com a redução dos custos totais das perdas em uma proporção superior em relação ao aumento dos custos do capital inicial, resultante da melhoria da qualidade de material e da aplicação de nova tecnologia na fabricação do equipamento.

Este trabalho tem como objetivo principal analisar a perda de vida útil técnica e econômica de um determinado investimento em relação a diferentes tipos de consumidores, focando, portanto, sobre a viabilidade do investimento com as demandas impostas ao equipamento.

A perda de vida útil técnica do transformador é determinada sob ponto de vista do seu perfil térmico que é uma consequência do carregamento aplicado, enquanto a perda de vida útil econômica é calculada em função da quantidade de energia fornecida, da taxa de juros aplicada, da eficiência do equipamento e do seu preço de compra e é analisada em relação ao tempo do retorno do investimento. Para o estudo dos casos, a perda de vida útil técnica do transformador de cada patamar de carga é determinada através da vida útil técnica total. A perda de vida útil econômica do equipamento pode ser analisada pela diferença entre a vida útil técnica e o tempo do retorno do investimento. Portanto, a perda de vida útil econômica do equipamento é considerada quando o tempo do retorno do investimento é superior à vida útil técnica. Consegue-se obter benefício adicional, em tempo de exploração, quando o tempo do retorno deste investimento é inferior à vida útil técnica do equipamento.

Este trabalho encontra-se estruturado em cinco capítulos.

O capítulo dois aborda a definição do carregamento do transformador de distribuição e o seu princípio de funcionamento. Apresenta um estudo das perdas no equipamento, incluindo o impacto das cargas não-lineares, e a conceituação da sua eficiência.

O capítulo três analisa as influências de alguns fatores no carregamento dos transformadores, tais como a duração da ponta de carga, o carregamento inicial do transformador, o período do tempo de ponta de carga, a temperatura ambiente, a altitude e diferentes processos de transferência do calor utilizados na dissipação do mesmo em consequência do perfil de carga aplicado.

O capítulo quatro aborda a definição, as causas e as consequências da sobrecarga sobre o desempenho, a perda de vida útil técnica e econômica dos transformadores submetidos a um ciclo de carga variável ao longo de 24 horas. A

perda de vida útil técnica dos transformadores é abordada com base na temperatura do ponto mais quente do seu enrolamento de acordo com o procedimento padronizado nas normas IEEE, em decorrência dos ciclos de carga aplicados. A perda de vida útil econômica é abordada mediante o ciclo de carga aplicado, à energia fornecida pelo transformador, as taxas de juros aplicadas, o preço de compra do equipamento e a eficiência do transformador.

No capítulo cinco efetua-se um estudo sobre a estimativa da perda de vida do transformador de 55°C conectado aos consumidores residencial, rural, comercial e industrial com base na temperatura do ponto mais quente dos seus enrolamentos de acordo com o procedimento padronizado nas normas Internacional e Brasileira de forma a determinar o tipo de consumidor que fornece uma melhor relação custo - benefício em função das demandas.

No capítulo seis, estão os resultados, as recomendações e a sugestão para trabalhos futuros.



## Capítulo 2

# Princípio de Funcionamento do Transformador de Distribuição

Este capítulo aborda a definição de carregamento do transformador de distribuição e o seu princípio de funcionamento. Apresenta um estudo das perdas no equipamento, incluindo o impacto das cargas não-lineares do sistema e a conceituação da sua eficiência.

### 2.1 – DEFINIÇÃO DO CARREGAMENTO DO TRANSFORMADOR

O carregamento de um transformador pode ser definido como uma solicitação realizada no seu circuito secundário, considerando condições máximas e mínimas. Um carregamento mínimo corresponde aos valores mínimos das grandezas elétricas impostas a um transformador durante um ciclo de carga de 24 horas, enquanto que um carregamento máximo corresponde aos valores máximos destas grandezas impostas.

### 2.2 - PRINCÍPIO DE TRANSFORMAÇÃO NO TRANSFORMADOR

Um transformador, na sua forma monofásica, é um equipamento constituído por um núcleo magnético, que por sua vez, possui um pacote de chapas isoladas umas das outras – fechando um circuito – normalmente envolvido por dois enrolamentos que recebem os nomes de primário e secundário. Quando este circuito magnético possui um terceiro enrolamento, este recebe o nome de terciário.

A aplicação de uma tensão alternada  $U_1$  nas extremidades do enrolamento primário do transformador provoca a circulação de uma corrente alternada  $i_1$ , ocasionando a magnetização alternada do núcleo, formando uma fonte de fluxo alternado.

A variação do fluxo magnético alternado  $\phi_1$  através do enrolamento primário permite, neste enrolamento, o estabelecimento de uma força eletromotriz também alternada,  $e_1$ .

Considerando-se o caso de um transformador sem perdas, isto é, um transformador ideal, a tensão aplicada nos terminais do enrolamento primário é igual à força eletromotriz induzida neste enrolamento.

A variação do fluxo magnético  $\phi_1$  no enrolamento secundário produz neste enrolamento uma força eletromotriz alternada,  $e_2$ . Para o caso de um transformador ideal, a tensão aplicada ao enrolamento primário relaciona-se com a tensão nos terminais do secundário pela relação do número de espiras dos respectivos enrolamentos. A força eletromotriz induzida no primário, provocada pela variação de fluxo magnético neste enrolamento, também se relaciona com a força eletromotriz induzida no enrolamento secundário pela relação do número de espiras dos respectivos enrolamentos. Neste caso, a tensão aplicada nas extremidades do enrolamento primário do transformador,  $U_1$ , é igual à força eletromotriz induzida neste enrolamento  $e_1$ , enquanto que a força eletromotriz induzida no enrolamento secundário  $e_2$  é igual à tensão nos seus terminais  $U_2$ .

A relação de transformação pode ser expressa pelas Equações (2.1) e (2.2) [1].

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (2.1)$$

$$\frac{e_1}{e_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (2.2)$$

Organizando as Equações (2.1) e (2.2), tem-se as equações utilizadas para determinar a tensão nos terminais do enrolamento secundário e sua força eletromotriz ao aplicar uma tensão no enrolamento primário, conforme Equações (2.3) e (2.4) [1].

$$U_2 = \frac{N_2}{N_1} \times U_1 \quad (2.3)$$

$$e_2 = \frac{N_2}{N_1} \times e_1 \quad (2.4)$$

Onde:

$U_1$  é a tensão eficaz aplicada nos terminais do enrolamento primário, [V];

$U_2$  é a tensão eficaz aplicada nos terminais do enrolamento secundário, [V];

$e_1$  é a tensão induzida no enrolamento primário, [V];

$e_2$  é a tensão induzida no enrolamento secundário, [V];

$N_1$  é o número de espiras do enrolamento primário;

$N_2$  é o número de espiras do enrolamento secundário.

Portanto, a tensão eficaz aplicada nas extremidades do enrolamento primário provoca a circulação da corrente  $I_1$  neste enrolamento e produz o fluxo magnético  $\phi_1$  que ao variar através do enrolamento secundário induz uma força eletromotriz neste enrolamento do transformador,  $e_2$ , e esta força eletromotriz gera, caso exista carga conectada, a circulação da corrente  $I_2$  que, por sua vez, origina o fluxo magnético no enrolamento secundário  $\phi_2$ , opondo ao  $\phi_1$ , no sentido de reduzi-lo. Esta redução é compensada por um fluxo de compensação originado pela passagem de  $\phi_2$  através do enrolamento primário.

As correntes nos dois enrolamentos estão relacionadas com o número de espiras dos enrolamentos de acordo com a Equação (2.5) [1].

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} \quad (2.5)$$

Onde:

$I_1$  é o valor eficaz da intensidade de corrente no enrolamento primário do transformador, [A];

$I_2$  é o valor eficaz da intensidade de corrente no enrolamento secundário do transformador, [A].

A Figura 2.1 apresenta o circuito eletromagnético simplificado de um transformador de dois enrolamentos, onde se verifica que o fluxo desenvolvido pela corrente  $I_2$  no enrolamento secundário do transformador opõe-se ao fluxo gerado pela corrente  $I_1$  no enrolamento primário. Este transformador não apresenta os fluxos dispersos entre a região de alta e de baixa tensão, pois trata-se de um transformador “ideal”.

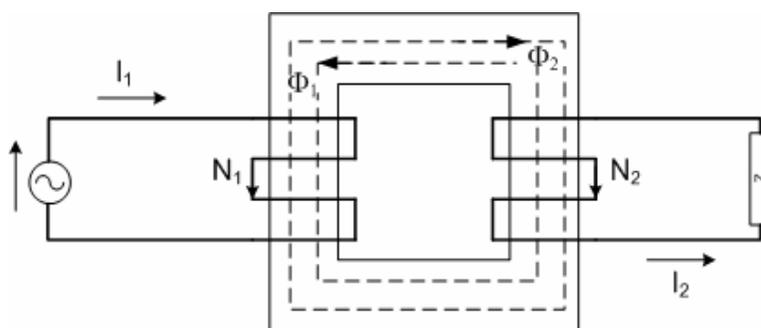


Figura 2.1-Circuito eletromagnético de um transformador<sup>[1]</sup>.

Segundo a Lei de Lenz, o fluxo magnético no transformador reage em sentido contrário às causas que o originou (circulação da corrente elétrica nos enrolamentos). Esta relação pode ser mostrada através da Equação (2.6) [1].

$$FMM_p + FMM_s = 0 \Leftrightarrow N_1 \times I_1 + N_2 \times I_2 = 0 \Leftrightarrow N_1 \times I_1 = -N_2 \times I_2 \Leftrightarrow -\frac{N_2}{N_1} = \frac{I_1}{I_2} \quad (2.6)$$

Onde:

$FMM_p$  é a força magnetomotriz no enrolamento primário, [A.esp];

$FMM_s$  é a força magnetomotriz no enrolamento secundário, [A.esp].

O sinal negativo na Equação 2.6 indica que as correntes nos enrolamentos primário e secundário estão em sentidos opostos aos seus respectivos fluxos magnéticos. Esta relação é verificada na Figura 2.1.

O valor máximo da potência que pode ser fornecida aos enrolamentos primário e secundário é dado pela Equação (2.7) [1].

$$U_1 \times I_1 = U_2 \times I_2 \quad (2.7)$$

Pode-se notar na Equação (2.7), que a potência no enrolamento primário é igual à potência no secundário de um transformador “ideal”.

Como o desfasamento da corrente  $I_2$  em relação à tensão  $U_2$  não depende do próprio transformador, mas do circuito alimentado, não é possível prever qual é o fator de potência de funcionamento e, portanto, o transformador não pode ser classificado por indicação de uma potência ativa, mas por intermédio dos produtos  $U_1 \times I_1$  ou  $U_2 \times I_2$ , que correspondem às potências aparentes máximas na qual pode-se operar, para caso de transformador monofásico. Para um transformador trifásico estes produtos devem ser multiplicados por  $\sqrt{3}$ . Por estes motivos os transformadores, tal como os geradores de corrente alternada, são classificados pela sua capacidade em Volt. Amperes.

Como, na realidade, não existem transformadores ideais, a potência aparente aplicada aos terminais do enrolamento primário é superior à potência que chega aos terminais do enrolamento secundário. Isto se deve à queda de tensão ocorrida ao longo

dos enrolamentos devido às perdas, pelo que a força eletromotriz induzida no enrolamento primário torna-se inferior à tensão aplicada aos seus terminais. Portanto, o primário do transformador é como uma carga elétrica.

O fluxo magnético  $\phi$  induzido pela passagem de uma corrente elétrica através de um enrolamento pode ser mostrado na Equação (2.8) [1].

$$\phi = \Phi \times \sin\left(wt - \frac{\pi}{2}\right) = -\Phi \times \cos(wt) \quad (2.8)$$

A tensão alternada aplicada nas extremidades do enrolamento primário e a correspondente força eletromotriz induzida podem ser mostradas através das Equações (2.9) e (2.10) [1].

$$U_1 = U_{1M} \times \text{sen}(wt) \quad (2.9)$$

$$e_1 = -N_1 \times \frac{d\phi_1}{dt} = -N_1 \times w \times \Phi_1 \times \text{sen}(wt) \quad (2.10)$$

Onde:

$U_1$  é a tensão eficaz aplicada no enrolamento primário, [V];

$U_{1M}$  é o valor de tensão máxima nos terminais do enrolamento primário, [V];

$e_1$  é a tensão induzida no enrolamento primário, [V];

$N_1$  é o número de espiras do enrolamento primário;

$w$  é a frequência angular, [rad];

$\Phi_1$  é o fluxo magnético máximo no primário, [Wb];

$\phi_1$  é o valor do fluxo eficaz no enrolamento primário, [Wb].

A força eletromotriz induzida no enrolamento secundário e a tensão alternada aplicada aos seus terminais podem ser mostradas pelas Equações (2.11) e (2.12) [1].

$$e_2 = -N_2 \times \frac{d\phi_2}{dt} = -N_2 \times w \times \Phi_2 \times \text{sen}(wt) \quad (2.11)$$

$$U_2 = U_{2M} \times \text{sen}(wt) \quad (2.12)$$

Onde:

$U_2$  é a tensão eficaz no enrolamento secundário, [V];

$U_{2M}$  é o valor de tensão máxima no enrolamento secundário, [V];

$e_2$  é a tensão induzida no enrolamento secundário, [V];

$N_2$  é o número de espiras do enrolamento secundário;

$\omega$  é a freqüência angular, [rad];

$\Phi_2$  é o fluxo magnético máximo no secundário, [Wb];

$\phi_1$  é o valor eficaz do fluxo magnético no secundário do transformador, [Wb].

Do ponto de vista construtivo, os fluxos  $\Phi_1$  e  $\Phi_2$  necessários à existência de forças eletromotrizes  $e_1$  e  $e_2$ , no primário e no secundário do transformador, respectivamente, depende do número de espiras dos dois enrolamentos. Portanto, se o número de espiras aumenta para se obter  $\Phi_1$  e  $\Phi_2$  desejados, aumenta-se a resistência do enrolamento e, como conseqüência, o aumento das perdas no cobre. Para evitar o aumento destas perdas, tecnicamente deve-se aumentar a seção do condutor para que a resistência dos enrolamentos se mantenha constante, embora esta medida tenda a elevar o custo do transformador.

Das equações (2.10) e (2.11) [1], pode-se obter a Equação (2.13) para determinar o valor máximo da força eletromotriz.

$$E = N \times \omega \times \Phi \quad (2.13)$$

Onde  $N$  é número de espiras dos enrolamentos.

O valor eficaz de tensão induzida é dado pela Equação (2.14) [1].

$$E_{rms} = \frac{E}{\sqrt{2}} = \frac{2 \times \pi \times f \times N \times \Phi}{\sqrt{2}} = 4,44 \times f \times N \times B \times A_N \quad (2.14)$$

Onde:

$f$  é a freqüência da tensão induzida, [Hz];

$B$  é a densidade de fluxo magnético, [T];

$A_N$  é a seção transversal do núcleo, [m<sup>2</sup>].

O valor médio de tensão induzida no enrolamento para um período de tempo  $t_h$  é dado pela Equação (2.15) [2].

$$\bar{E} = \frac{1}{t_h} \int_0^{t_h} e \times dt = \frac{1}{t_h} N_e \times B \times A \quad (2.15)$$

Onde:

$N_e$  é o numero de espiras do enrolamento;

$A$  é a seção transversal do núcleo magnético, [m<sup>2</sup>];

$B$  é a densidade do fluxo magnético, [T].

Existe uma relação entre ao valor de tensão eficaz,  $U$ , aplicada ao enrolamento do transformador e a tensão induzida média  $\bar{E}$ . Esta relação é designada por fator de forma e pode ser mostrada através da Equação (2.16) [2].

$$k = \frac{U}{\bar{E}} \quad (2.16)$$

Combinando as Equações (2.15) e (2.16), o valor da tensão eficaz pode ser representado pela Equação (2.17) [2].

$$U = \frac{k}{t_h / T_e} f \times N_e \times B \times A = K \times f \times N_e \times B \times A \quad (2.17)$$

Onde:

$U$  é a tensão eficaz aplicada a cada fase do transformador, [V];

$f$  é a freqüência de tensão induzida, [Hz];

$T_e$  é o período da tensão induzida, [s];

$k$  é o fator de forma;

$K$  é o quociente entre o fator de forma e a relação entre o tempo e o período do tempo da tensão induzida;

$\bar{E}$  é a tensão média induzida.

Para uma onda senoidal perfeita  $K=4,44$  e para uma onda quadrada  $K= 4,0$ .

## 2.3 - PERDAS NOS TRANSFORMADORES

Os transformadores são máquinas estáticas e, portanto, não possuem perdas mecânicas como acontece nas máquinas rotativas, limitando-se às perdas de outras naturezas como perda por efeito Joule nos circuitos elétricos, perdas magnéticas no núcleo da máquina, e perdas adicionais.

As perdas por efeito Joule nos enrolamentos são denominadas perdas no cobre se for o caso, ou de forma genérica nos enrolamentos, e as perdas nos circuitos magnéticos, perdas de fauoult e histerese.

### 2.3.1 – PERDAS NOS ENROLAMENTOS

Uma corrente alternada ao percorrer o condutor dos enrolamentos produz uma perda adicional à perda por efeito de Joule ( $R_{dc} \times I^2$ ). A perda adicional por efeito de correntes parasitas no transformador é atribuída aos fluxos magnéticos dispersos nos enrolamentos, núcleo, paredes de tanque e entre outras partes estruturais. Portanto, a perda adicional por correntes parasitas no transformador divide-se em perda adicional por correntes parasitas nos enrolamentos ( $P_{EC}$ ) e perda adicional por correntes parasitas em outras partes estruturais do transformador que não sejam enrolamentos ( $P_{OSL}$ ).

A perda total nos enrolamentos é igual à soma das perdas por efeito Joule com as perdas por correntes parasitas nos enrolamentos.

#### 2.3.1.1-PERDA POR EFEITO JOULE

A perda por efeito Joule é causada pela passagem da corrente elétrica de carga nos enrolamentos. Esta perda é diretamente proporcional ao quadrado da corrente que atravessa o enrolamento e diretamente proporcional a sua resistência, de acordo com a Equação (2.18) [2].

$$P_{CU} = \sum R_{dc} \times I^2 = \rho \sum_{i=1}^n \frac{N_{ei} \times L_e \times (J \times A_{ei})^2}{A_{ei}} = \rho \times V_e \times k_u \times J^2 \quad (2.18)$$

Onde:

$P_{cu}$  é perda no enrolamento, [W];

$R$  é a resistência dos enrolamentos, [ $\Omega$ ];

$I$  é a corrente nos enrolamentos, [A];

$N_{ei}$  é o número de espiras do enrolamento  $i$ ;

$J$  é a densidade da corrente, [A/m<sup>2</sup>];

$A_{ei}$  é a seção do condutor dos enrolamentos referente à fase  $i$ , [m<sup>2</sup>];

$K_u$  é o fator de utilização;

$\rho$  é a resistividade do condutor do enrolamento, [ $\Omega \times m$ ];

$V_e$  é o volume do enrolamento, m<sup>3</sup>;

$L_e$  é o comprimento de espiras do enrolamento, [m].

### 2.3.1.2-PERDAS POR EFEITO DE CORRENTES PARASITAS NO ENROLAMENTO, $P_{CP}$ .

Quando os enrolamentos dos transformadores são percorridos por uma corrente alternada, cada condutor do enrolamento é cortado pelo campo eletromagnético alternado cuja intensidade é diretamente proporcional à magnitude dessa corrente.

Portanto, cada condutor metálico envolvido pelo fluxo magnético fica sujeita a uma tensão induzida responsável pelo fluxo de corrente parasita e, conseqüentemente, pela perda por efeito desta corrente no enrolamento do transformador ocasionando uma elevação de temperatura adicional aos enrolamentos.

A perda por correntes parasitas nos enrolamentos é proporcional ao quadrado da corrente de carga que a produziu e ao quadrado da freqüência da corrente alternada.

O aspecto do campo eletromagnético alternado que corta os condutores do enrolamento percorridos pela corrente é apresentado na Figura 2.2 [3], correspondente a um corte seccional do núcleo, enrolamento e tanque do transformador.

De acordo com a Figura 2.2 [3], os fluxos dispersos nos enrolamentos fluem axialmente através das bobinas e depois se curvam radialmente através dos enrolamentos. Estes fluxos apresentam sua maior concentração nas regiões entre os enrolamentos de alta e de baixa tensão. Esta concentração de fluxos magnéticos produz correntes parasitas com maior intensidade no início e no fim destes enrolamentos, produzindo um aquecimento maior nesta região. Portanto, pode-se constatar que a região do interior do enrolamento de baixa tensão possui densidade de fluxo radial mais elevada devido a maior permeabilidade do núcleo que constitui o trajeto de retorno destes fluxos magnéticos.

Para reduzir a concentração de fluxos nas regiões entre o enrolamento de alta e de baixa tensão, deve-se aproximar estes enrolamentos de forma a aumentar o acoplamento entre os dois enrolamentos e reduzir a reatância de dispersão. Dentro deste contexto, consegue-se diminuir o número de linhas de fluxos neste espaço.

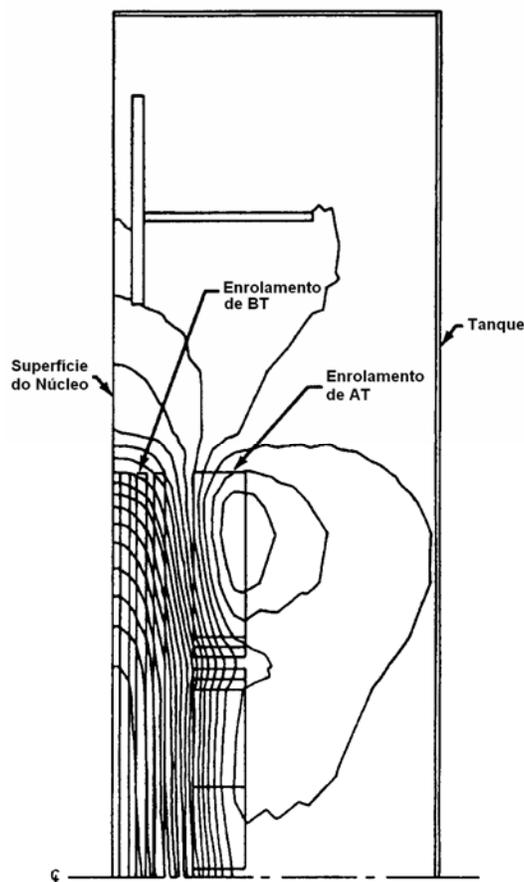


Figura 2.2-Fluxos dispersos nos transformadores <sup>[3]</sup>.

O enrolamento interno da baixa tensão do transformador geralmente é o que apresenta uma perda maior por correntes parasitas quando comparado com o enrolamento de alta tensão, pois o fluxo magnético disperso procura percurso de menor valor de relutância magnética como o núcleo.

As perdas por efeito de correntes parasitas nos enrolamentos, ao contrário das perdas por efeito Joule, variam inversamente com o aumento da temperatura e da resistência dos enrolamentos, pois para um determinado carregamento, ao aumentar a resistência desse enrolamento, que é a consequência do aumento do número de espiras, aumenta a temperatura do mesmo e reduz a corrente parasita que é o quociente entre a

tensão induzida nesse enrolamento e a sua resistência.

### 2.3.1.3-PERDAS POR EFEITO DE CORRENTES PARASITAS EM OUTRAS PARTES ESTRUTURAIS DO TRANSFORMADOR, $P_{CPO}$ .

As perdas em outras partes estruturais do transformador também são proporcionais ao quadrado da corrente de carga, mas não varia na proporção do quadrado da frequência, como é o caso da perda por correntes parasitas nos enrolamentos. Por isso, a elevação de temperatura adicional por efeito de correntes parasitas nestas partes do transformador é menor do que a elevação de temperatura por efeito de correntes parasitas nos enrolamentos.

A perda total dissipada no transformador por efeito de correntes parasitas pode ser determinada através da Equação (2.19) [3].

$$P_{TCP} = P_{CPE} + P_{CPO} \quad (2.19)$$

Onde:

$P_{TCP}$  é a perda total por efeito de correntes parasitas, [W];

$P_{CPE}$  é a perda por correntes parasitas nos enrolamentos, [W];

$P_{CPO}$  é a perda por correntes parasitas em outras partes estruturais do transformador, [W].

A perda total nos transformadores, em carga, pode ser determinada através da Equação (2.20) [3].

$$P_{TL} = I^2 R + P_{CPE} + P_{CPO} \quad (2.20)$$

Onde:

$P_{TL}$  é a perda total em carga no transformador, [W];

$I^2 R$  é a perda por efeito joule, [W].

Os valores das perdas adicionais nos enrolamentos e em outras partes do transformador são obtidos, nos ensaios, pela diferença entre a perda total medida em carga e a perda por efeito de Joule  $I^2 R_{dc}$  através da Equação (2.21) [3].

$$P_{CPE} + P_{CPO} = P_{TMC} - I^2 R_{dc} \quad (2.21)$$

Onde:

$P_{TMC}$  é a perda total medida em carga, [W].

### 2.3.2-PERDA NO CIRCUITO MAGNÉTICO: NÚCLEO

Durante o processo de magnetização do núcleo, a energia é dissipada devido ao ciclo de histerese e referida como perda por histerese. A perda por histerese é proporcional à área fechada do ciclo de histerese e, portanto, depende da qualidade do material do núcleo.

O fluxo magnético induz no núcleo uma tensão, que no caso de um trajeto fechado, produz a corrente de Foucault responsável pela geração da perda por efeito Joule ( $R_{FE} I^2$ ) denominado de perda por corrente de Foucault no núcleo do transformador.

A perda total no núcleo do transformador é causada pela circulação da corrente de excitação no enrolamento primário. A corrente de excitação, portanto, divide-se em três componentes:

- Uma componente fundamental em fase com a tensão induzida que corresponde à potência ativa no núcleo;
- A componente fundamental defasada de 90° da tensão induzida denominada de corrente de magnetização;
- Uma família de harmônicas de ordem ímpares com predominância dos harmônicos de ordem três e cinco.

A Figura 2.3 [5] mostra a forma da onda de corrente de excitação obtida através da forma de onda da tensão de excitação e da curva do ciclo de histerese. Nessa Figura, a tensão de excitação é indicada pela letra  $t$  sobre o eixo do campo exterior aplicado,  $H$ , enquanto a corrente de excitação,  $I$ , é apresentada sobre o eixo do campo magnético,  $B$ .

Conforme se pode constatar na Figura 2.3 [20], a bobina é alimentada com uma tensão senoidal que gera um fluxo senoidal, mas como a característica de magnetização não é linear, a forma de onda da corrente obtida pela curva de magnetização não é senoidal. Como se vê, a curva de corrente é deformada, sendo fácil constatar que corresponde a uma onda sinusoidal contendo o terceiro harmônico. Conclui-se, portanto

que o aparecimento do terceiro e quinto harmônico é consequência da saturação de um circuito magnético com ferro.

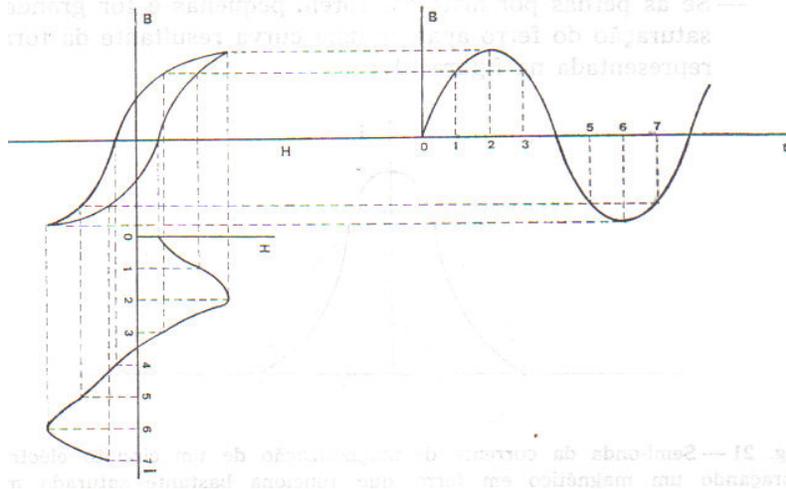


Figura 2.3 - Interdependência entre a Corrente de excitação,  $I$ , o campo exterior aplicado,  $H$ , o campo magnético induzido,  $B$ , e a tensão de excitação,  $U$ , representada na figura por  $t$  [23].

Uma alternativa para reduzir a corrente de excitação é atuar na relutância magnética do circuito magnético, aumentando a sua seção, diminuindo o seu comprimento e aumentando a permeabilidade magnética deste circuito. O aumento da permeabilidade magnética implica a utilização de aço de boa qualidade ocasionando um aumento no custo do transformador.

A relutância do circuito magnético é expressa pela Equação (2.22) [4].

$$\mathfrak{R} = \frac{l_f}{\mu_m \times A_N} \quad (2.22)$$

Onde:

$\mathfrak{R}$  é a relutância magnética do circuito magnético, [A/Wb];

$l_f$  é o comprimento das linhas de força do campo magnético, [m];

$\mu_m$  é a permeabilidade magnética do material do núcleo, [Wb/A × m];

$A_N$  é a seção transversal do núcleo, [m<sup>2</sup>].

Um material ferromagnético, que possui um elevado valor de permeabilidade magnética, conduz facilmente o fluxo magnético e requer, para a sua magnetização, baixos valores da força magnetomotriz,  $N \times I_E$ .

O limite de utilização dos circuitos magnéticos é alcançado quando se verifica a sua saturação. Na Figura 2.4 [21], inicialmente pode-se verificar que há um aumento da indução magnética ( $B$ ) e, com o aumento da corrente nas espiras, a um determinado instante, atinge-se o ponto de saturação,  $P$ .

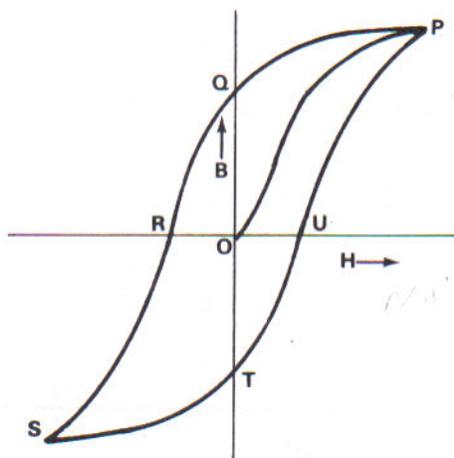


Figura 2.4-curva típica do ciclo de histerese<sup>[7]</sup>.

A corrente de excitação responsável pela geração da força magnetomotriz  $NxI_E$  é menor quanto maior for número de espiras empregado nos enrolamentos, porém o aumento do número de espiras aumenta o valor de resistência do circuito respectivo. Desta forma, pode-se diminuir as perdas com a excitação de acordo com o aumento do volume das bobinas, com aumentos da seção do condutor e do número de espiras dos enrolamentos.

As letras na Figura 2.4 indicam:

$P$  – É o ponto de saturação, onde a magnetização  $M$ , e o campo magnético  $B$ , originados pela passagem de corrente positiva nas espiras ( $+H=NxI/L$ ) atingem os seus valores máximos;

$Q$  – Corresponde a magnetização remanescente e acontece quando o campo exterior originado pela passagem da corrente positiva nas espiras ( $+H=IxN/L$ ) decresce até igualar a zero, ou seja, quando a corrente positiva decresce até atingir o valor zero;

$R$  – Corresponde ao valor negativo do campo coercivo,  $-H_c$ , indicando a desmagnetização total do material ferromagnético com a corrente negativa ao atingir um determinado valor;

$S$  – É o ponto de saturação, onde a magnetização,  $-M$ , e o campo magnético,  $-B$ , originados pela passagem de corrente negativa nas espiras ( $-H=-NxI/L$ ) atingem os seus pontos máximos;

$T$  - Corresponde a magnetização remanescente e acontece quando o campo exterior originado pela passagem da corrente negativa nas espiras ( $-H=-IxN/L$ ) decresce até igualar a zero;

$U$  – Corresponde ao valor positivo do campo coercivo,  $+H_c$ , onde a partir do qual, consegue-se fechar o ciclo de histerese completo PQRSTUP;

$O$  – Ponto onde a magnetização,  $M$ , e o campo magnético,  $B$ , são nulos, pois não há corrente circulando nas espiras.

O núcleo, portanto é constituído por dois tipos de perdas: a perda por histerese e a perda por corrente de Foucault.

### 2.3.2.1-PERDA POR HISTERESE

A perda por histerese é uma componente da perda no núcleo que ocorre no material magnético devido ao fluxo magnético alternado. Esta perda depende da natureza magnética do material utilizado na fabricação do núcleo e pode ser determinada segundo Steinmetz na Equação (2.23) [1].

$$P_h = K_h \times f \times B_{max}^{n_h} \quad (2.23)$$

Onde:

$K_h$  é uma constante que depende da natureza do material do núcleo;

$n_h$  é uma exponencial que varia com a qualidade do núcleo de 1,6 a 2,0;

$f$  é a frequência, [Hz];

$B_{max}$  é o valor máximo da densidade do fluxo magnético, [T].

Como a tensão induzida é proporcional à densidade do fluxo magnético, de acordo com a expressão  $E_{1rms} = 4,44 \times f \times N_1 \times B \times A$ , para o valor máximo de  $n_h$  igual a 2, a perda por histerese também é diretamente proporcional à tensão induzida no enrolamento primário, conforme Equação (2.24) [5].

$$P_h = K'_h \times \frac{E_{1rms}^{n_h}}{f} \quad (2.24)$$

Onde:

$K'_h$  é uma constante que depende da natureza do material do núcleo;

$E_{1rms}$  é a tensão induzida no enrolamento primário, [V].

### 2.3.2.2-PERDA POR CORRENTE DE FOUCAULT

As perdas por corrente de Foucault nos enrolamentos do transformador tendem a ser proporcionais ao quadrado da corrente de carga, enquanto que as perdas por correntes de Foucault no núcleo variam com o quadrado da indução magnética,  $B$ .

As perdas por correntes parasitas no núcleo são perdas que resultam da corrente induzida no núcleo devido à variação do fluxo magnético. Essas perdas podem ser mostradas segundo Steinmetz pela Equação (2.25) [1].

$$P_f = K_f \times (B_{\max} \times t \times f)^2 \quad (2.25)$$

Onde:

$t_l$  é a espessura das lâminas, [mm];

$K_f$  é a constante que depende da dimensão do núcleo, da resistência específica das chapas de lâminas e da massa do núcleo.

Para atenuar as perdas por correntes parasitas e por correntes de Foucault, opera-se o núcleo a baixa densidade do fluxo e na sua fabricação utiliza-se material de alta permeabilidade com espessura das lâminas reduzidas.

Com a redução da espessura das lâminas aumenta-se a sua resistência e diminui a corrente que circula através do núcleo. Desse modo, esse material ferromagnético produz perdas por correntes de faucoult tão reduzidas quanto possível.

A perda total no núcleo é obtida somando-se a perda por histerese e a perda por corrente de Foucault, desprezando a perda por corrente de magnetização no enrolamento primário, conforme Equação (2.26) [2]:

$$P_{FE} = m_N \times k_N \times f^\alpha \times B_m^\beta = \rho_N \times V_N \times k_N \times f^\alpha \times B_{\max}^\beta \quad (2.26)$$

Onde:

$\rho_N$  é a densidade do material utilizado na fabricação do núcleo, [ $kg \times m^{-2}$ ];

$V_N$  é o volume do núcleo, [ $m^3$ ];

$k_N$ ,  $\alpha$ ,  $\beta$  são as constantes dadas pelos fabricantes das lâminas de aço-silício;

$m_N$  é a massa do núcleo, [kg].

Para um circuito real submetido a uma frequência  $f$  constante, tendo a resistência do material do núcleo  $R_{FE}$ , a perda total no núcleo do transformador da Equação (2.26) pode ser determinada através da Equação (2.27) [5].

$$P_{FE} = \frac{E_{rms}^2}{R_{FE}} \quad (2.27)$$

Onde:

$R_{FE}$  é a resistência do material do núcleo, [ $\Omega$ ]

. Portanto, pode-se verificar na Equação (2.27) [5] que a potência dissipada no núcleo é diretamente proporcional ao quadrado da tensão induzida no circuito.

A perda no núcleo é basicamente uma função da laminação, da quantidade e da qualidade do aço silício utilizada no núcleo, da frequência de operação e do fator de distorção dado para o aço durante a fase de corte e empilhamento. Esta perda geralmente é dada em watt por kg da massa do material utilizado no núcleo.

### 2.3.3-PERDA DE NATUREZA HARMÔNICA.

Com o crescente desenvolvimento tecnológico de equipamentos eletrônicos e suas utilizações alimentadas pelos transformadores de distribuição, surgem como conseqüências as cargas não lineares e as distorções nas formas de ondas das correntes. Os efeitos das correntes e tensões não-senoidais em transformadores aumentam as perdas adicionais, que elevam ainda mais a temperatura em transformadores, comprometendo a isolação e reduzindo a sua vida útil.

De acordo com [7], os transformadores de potência imersos em óleo não devem ser submetidos às cargas com um fator de harmônica excedendo a 5% do valor nominal, embora se reconheça que a distorção harmônica da tensão, na maioria do sistema de potência, está abaixo de 5%.

As cargas que sobrelevam harmônicas de corrente de ordem ímpar múltiplas de três podem gerar em transformadores conectados em Y-Y um aumento da corrente de excitação, elevando as perdas no núcleo.

Os harmônicos presentes na corrente de carga podem criar distorções na forma de onda da tensão, que juntamente com a componente contínua da corrente de carga tem, como conseqüência, uma maior indução nas partes que compreendem o núcleo, ocasionando um aumento da corrente de excitação, elevando a temperatura no núcleo e de outras partes internas do equipamento. Vale ressaltar que a alta indução no núcleo pode ocasionar um aumento na sua saturação, afetando a curva de histerese e contribuindo para o aumento das perdas.

O efeito das correntes harmônicas em relação ao valor eficaz da corrente de carga influencia na perda dos enrolamentos. Isto porque com o aumento das correntes harmônicas tem-se um aumento proporcional do valor eficaz da corrente de carga ocasionando um aumento na perda por efeito Joule. Este fenômeno pode levar o transformador a operar em sobrecarga, salvo pela redução da componente fundamental da corrente de carga com a adição destas harmônicas.

Os fluxos dispersos, correspondentes aos componentes harmônicos, ao cortar através das espessuras dos condutores dos enrolamentos geram as perdas por correntes parasitas, que geralmente são proporcionais ao quadrado das correntes harmônicas que circulam no condutor. É de realçar que a perda por correntes parasitas nos enrolamentos apresenta variação com o quadrado da intensidade do campo eletromagnético.

A perda por correntes parasitas nos enrolamentos, contendo a componente harmônica de acordo com [3], pode ser definida pela Equação (2.28) [6].

$$P_{ADCP} = P_{CPE} \sum_{h=1}^{h=h \max} \left( \frac{I_h}{I_C} \right)^2 \times h^2 = P_{CPE} \times K_F \quad (2.28)$$

Onde:

$P_{ADCP}$  é a perda adicional por correntes parasitas em enrolamentos, [W];

$I_h$  é o valor eficaz da corrente harmônica de ordem  $h$ , [A];

$I_C$  é valor eficaz da corrente de carga, [A];

$h$  é a ordem harmônica;

$K_F$  é o fator multiplicador.

O fator multiplicador  $K_F$  é utilizado para ajustar as características construtivas dos transformadores às perdas por correntes parasitas em ambientes considerados ricos em harmônicas. Esse fator indica que a perda devido às correntes parasitas nesse ambiente é  $K_F$  vezes o valor das perdas correspondentes a um ambiente onde existe apenas carga linear, ou seja, a componente fundamental da corrente.

Quando um transformador for submetido a um ambiente rico em harmônicas, a perda harmônica variará proporcionalmente com o quadrado da frequência para cada componente harmônica [7] de acordo com a Equação (2.29).

$$P_s = Cf^2 I_{\max}^2 \quad (2.29)$$

Onde:

$P_s$  é a potência dissipada devido as correntes parasitas em um ambiente abundante de cargas não-lineares, [W];

$C$  é uma constante que cresce com aumento da carga não linear;

$f$  é frequência da corrente, [Hz];

$I_{\max}$  é a magnitude máxima da corrente eficaz, [A].

O efeito das correntes harmônicas sobre a perda por correntes parasitas em outras partes estruturais dos transformadores é proporcional ao quadrado da corrente de carga. Essa perda não aumenta na proporção do quadrado da frequência, como é o caso da perda por correntes parasitas nos enrolamentos.

#### 2.3.4-DESEMPENHO DOS TRANSFORMADORES

O termo mais importante ligado ao desempenho de um transformador é o termo eficiência representada pelo símbolo  $\eta$ . A eficiência de um transformador define-se como a relação entre a potência de entrada e a potência de saída de um transformador, expressa em porcentagem, conforme Equação (2.30) [9].

$$\eta = \frac{P_{SAIDA}}{P_{ENTRADA}} \times 100\% = \frac{P_{ENTRADA} - \Delta P}{P_{ENTRADA}} \times 100\% = \left[ 1 - \frac{\Delta P}{P_{ENTRADA}} \right] \times 100\% \quad (2.30)$$

Onde:

$\eta$  é o símbolo da eficiência do transformador, [%];

$P_{entrada}$  é a potência de entrada, [W];

$P_{saida}$  é a potência de saída, [W].

Um aumento na queda de tensão significa um aumento das perdas no transformador, prejudicando o seu desempenho. Por esta razão, deve-se analisar a relação entre a eficiência do transformador, as suas perdas e o fator de potência da carga de acordo com a Equação (2.31) [9].

$$\eta = \frac{U_2 \times I_2 \times \cos \theta_2}{U_2 \times I_2 \times \cos \theta_2 + P_h + P_f + I_2^2 (R_2 + R_1 / a^2)} \quad (2.31)$$

Onde:

$\cos \theta_2$  é o fator de potência da carga;

$U_2$  é a tensão eficaz no secundário, [V];

$I_2$  é a corrente eficaz no secundário, [A];

$P_h$  e  $P_f$  são perdas por histerese e por corrente de Foucault, [W];

$R_1$  e  $R_2$  são resistências do primário e do secundário, [ $\Omega$ ].

Analisando a Equação (2.31) [8], a eficiência é máxima para um valor mínimo de perda total no transformador. Considerando um transformador ideal, a perda total é nula e a eficiência do transformador é igual à unidade. Também, com o aumento do fator de potência, a corrente de carga  $I_2$  reduz e, da mesma forma, reduz a perda no enrolamento, aumentando a eficiência do transformador substancialmente.

Na realidade, como a perda no núcleo não depende da carga e é menor do que a perda no cobre, baseado nesta perda no ferro, pode-se melhorar a eficiência do transformador, reduzindo a perda no cobre em plena carga para um valor mínimo possível de acordo com Equação (2.32) [9].

$$I^2_2(R_2 + R_1/a^2) \leq P_h + P_f \quad (2.32)$$

Portanto, dependendo da perda no núcleo, a máxima eficiência do transformador pode ocorrer em plena carga ou dentro de uma determinada fração da plena carga. Por exemplo, considerando-se que a potência nominal da saída de um transformador seja igual a  $P_{NS}$ , as perdas no núcleo e no cobre sejam de  $X \times P_{NS}$  e  $Y \times P_{NS}$  respectivamente, a eficiência em plena carga do transformador pode ser interpretada pela Equação (2.33) [9].

$$\eta = \frac{P_{NS}}{P_{NS} + X \times P_{NS} + Y \times P_{NS}} \quad (2.33)$$

Onde:

$P_{NS}$  é a potência fornecida pelo transformador, [W];

$X$  é um fator multiplicativo para determinar as perdas no núcleo;

$Y$  é um fator multiplicativo para determinar as perdas no cobre.

Considerando-se que, em plena carga, a perda de um transformador é maior do que a sua perda em vazio, relação  $X/Y < 1$ , então a máxima eficiência do equipamento, de acordo com a Figura 2.6 [10], situa-se aproximadamente a 35% da sua carga nominal. Caso contrário, a relação  $X/Y > 1$ , a máxima eficiência do transformador encontra-se acima da plena carga. Para o caso onde, em plena carga, a perda em carga for igual à perda em vazio, relação  $X/Y = 1$ , de acordo com a Figura 2.5, a máxima eficiência do transformador consegue-se, operando o transformador em plena carga. A Figura 2.6 [10] refere-se à relação eficiência-carregamento de um transformador tipo seco de 75 kVA em %.

Para a máxima eficiência de um transformador em plena e acima da plena carga, isto indica que este transformador é muito eficiente. A sua fabricação depende do objetivo, pois o seu custo de fabricação é elevado em relação ao transformador padrão, podendo inviabilizar a sua utilização. O importante é analisar onde deve situar a eficiência do transformador para que o aumento do custo de fabricação seja compensado com a redução da perda.

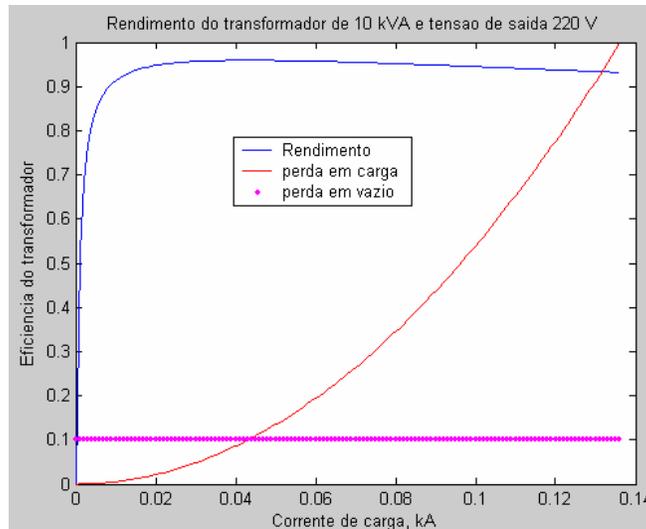


Figura 2.5-Relação entre perdas em vazio, perdas em carga e a eficiência máxima do transformador em carga, considerando-se a corrente de carga em kA.

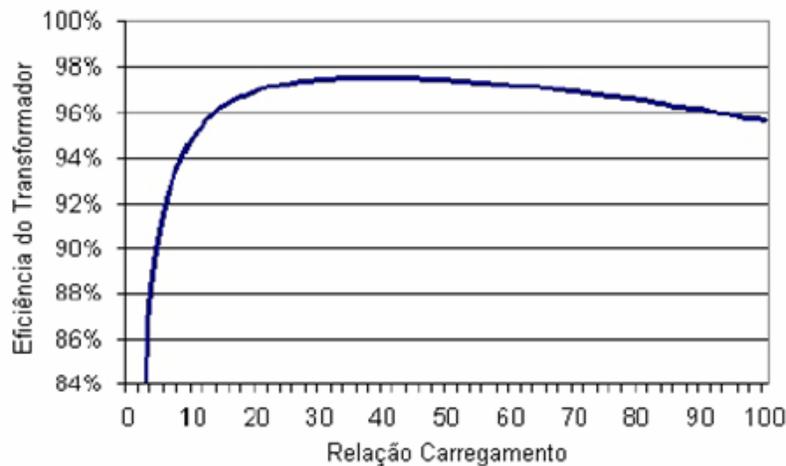


Figura 2.6 - Relação Carregamento em função da eficiência do transformador<sup>[10]</sup>.

A eficiência de transformadores também pode ser comparada em relação à característica do material do núcleo. Atualmente, tem-se transformadores com núcleo de aço-silício (núcleo convencional) e transformadores com núcleos de liga de metais magnética (núcleo amorfo).

Um transformador de núcleo amorfo tem vantagem sobre um transformador de núcleo convencional por apresentar uma menor perda no núcleo quando opera em baixa carga. A desvantagem é o processo de fabricação que encarece o custo e apresenta um rendimento inferior em relação ao transformador de núcleo convencional quando submetido a um carregamento elevado.

A Figura 2.7 [11] apresenta duas curvas de eficiências de dois hipotéticos transformadores, um de núcleo amorfo e outro de núcleo convencional.

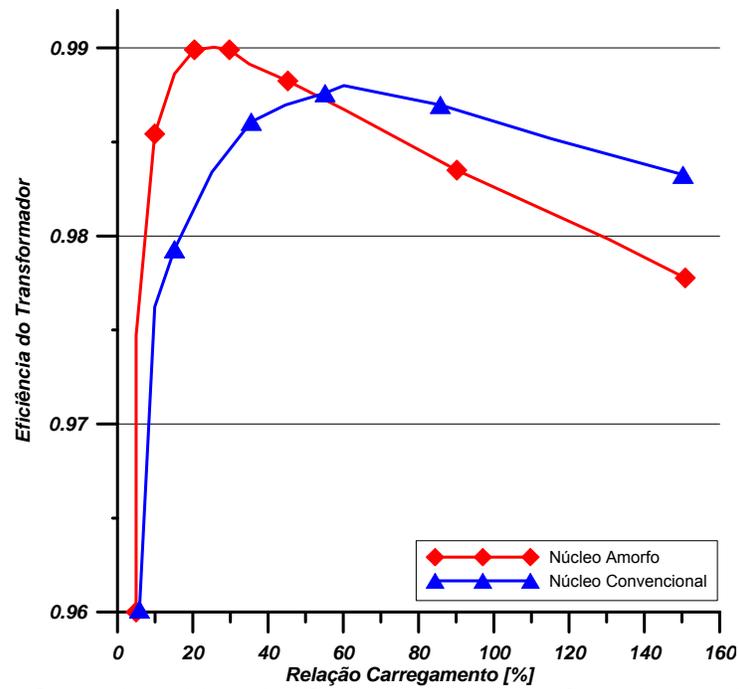


Figura 2.7- Curvas hipotéticas de eficiências de um transformador de núcleo amorfo e um transformador de núcleo de material de aço-silício<sup>[11]</sup>.



## Capítulo 3

# *Perfis de sobrecargas – Índice de Carregamento e Dissipação de Calor*

Neste capítulo, são analisadas as influências de alguns fatores no carregamento dos transformadores, tais como a duração da ponta de carga, o próprio carregamento inicial do transformador, a temperatura ambiente, a altitude, os diferentes processos de transferência de calor utilizados na dissipação de calor, entre outros.

### *3.1. – CONSIDERAÇÕES GERAIS*

O transformador de distribuição pode suportar uma carga acima do seu valor nominal, por certo intervalo de tempo, desde que compensada por uma carga abaixo do valor nominal, no período restante. Desta forma, consegue-se compensar a maior perda de vida, na hora de ponta, com a menor perda de vida, na hora fora de ponta.

O carregamento do transformador varia desde um carregamento inferior a 25 % da sua potência nominal até sobrecargas superiores a 150 %. Portanto, sobrecarga em termos de carregamento do transformador pode ser definida como um carregamento superior ao carregamento nominal imposto ao transformador.

O nível de sobrecarga para a condição de carregamento do transformador igual ou superior a 150% da sua carga nominal implica em queda de tensão e geração de calor excessivo no circuito interno do equipamento. A queda de tensão pode atingir valores superiores a 5%, dependendo da condição do fator de potência da rede secundária na hora da demanda máxima. A partir da temperatura de 130°C, começa-se a decrescer a concentração de oxigênio no óleo isolante e ocorrem as reações de oxidação no sistema óleo mineral – papel isolante, ou seja, a partir dessa temperatura a formação de gases no óleo isolante ocorre a um ritmo mais acelerado. Isto pode causar avarias ao equipamento ou pode causar o seu envelhecimento precoce.

A relação entre as perdas ôhmicas e o valor da temperatura nos enrolamentos do transformador pode ser demonstrada através da Equação (3.1) de acordo com a NBR 5380/1993 [12].

$$W'_R = W_R \times \frac{k + \theta'}{k + \theta} \quad (3.1)$$

Onde:

$W'_R$  é a perda ôhmica à temperatura de referência  $\theta'$ , [W];

$W_R$  é a perda ôhmica à temperatura inicial  $\theta$ , [W];

$k$  é uma constante igual a 234,5 para cobre e 225,0 para alumínio.

Organizando a Equação (3.1) [12], obtêm-se a Equação (3.2).

$$\theta' = \frac{W'_R \times (k + \theta)}{W_R} - k \quad (3.2)$$

Na Equação (3.2) verifica-se que o valor da temperatura de referência aumenta com aumento da perda ôhmica relativa à temperatura de referência e diminui com a perda ôhmica a temperatura inicial.

A elevação da temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos e do topo do óleo são os dois fatores mais importantes que limitam a capacidade de sobrecarregamento de um transformador para cada ciclo de carga de 24 horas.

O transformador pode apresentar a temperatura média de funcionamento do enrolamento de aproximadamente 67°C, em razão do perfil de carga aplicada, de características construtivas e de sua instalação. Esta afirmação pode ser demonstrada, determinando a temperatura média do ponto mais quente do enrolamento na Figura 5.41. Nesta Figura constata-se que as temperaturas mínima e máxima são de 51,0 e 109,03°C, respectivamente, em relação ao consumidor residencial.

Para admitir um carregamento maior que a potência nominal nos transformadores de distribuição, esses equipamentos devem ser projetados especificamente para tal, com um rigoroso gerenciamento da carga aplicada, de forma periódica e sistemática.

Para apresentar os diferentes perfis de sobrecarregamento dos transformadores e seus efeitos sobre a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos e do topo do óleo, elaborou-se um modelo térmico para o carregamento dinâmico de transformadores de potência no aplicativo Simulink/Matlab®. Como complemento deste estudo é utilizada a Tabela B.1 da NBR 5416/1997[13] que apresenta informações sobre os diferentes perfis de carregamento de um transformador classe 65°C com sistema de resfriamento *ODAF* e submetido a um carregamento inicial de 50% da sua carga nominal.

### 3.2. – MODELO TÉRMICO PARA CARREGAMENTO DINÂMICO DOS TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA.

Este modelo é utilizado para calcular as temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente dos enrolamentos, e as elevações de temperaturas do ponto mais quente do enrolamento sobre o topo do óleo e a elevação de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente, através das suas equações Diferenciais.

#### 3.2.1 – EQUAÇÃO DIFERENCIAL DO TOPO DO ÓLEO.

O modelo térmico do topo do óleo pode ser obtido através da Equação (3.3) de acordo com a norma IEEE sobre a “Conference Record of the 2006 International Symposium on Electrical Insulation” [14].

$$\frac{I_{pu}^2 \times \beta_r + 1}{\beta_r + 1} \times [\Delta\theta_{o-R}]^{1/n_0} = \tau_o \frac{d\theta_o}{dt} + [\theta_o - \theta_A]^{1/n_0} \quad (3.3)$$

A Equação (3.4) representa a equação diferencial do topo do óleo obtida a partir da Equação (3.3).

$$\left[ \frac{I_{pu}^2 \times \beta_r + 1}{\beta_r + 1} \times [\Delta\theta_{o-R}]^{1/n_0} - [\theta_o - \theta_A]^{1/n_0} \right] \times \frac{1}{\tau_o} = \frac{d\theta_o}{dt} \quad (3.4)$$

Considerando um ciclo de carga de 24 horas, tem-se a Equação (3.5) a partir da Equação (3.4) sobre a temperatura do topo do óleo.

$$\int_0^{24} \left[ \frac{1}{\tau_o} \left( \frac{I_{pu}^2 \times \beta_r + 1}{\beta_r + 1} \right) \times [\Delta\theta_{o-R}]^{1/n_o} - [\theta_o - \theta_A]^{1/n_o} \right] dt = \theta_o \quad (3.5)$$

Onde:

$I_{pu}$  é a corrente de carga, p.u.;

$\beta_r$  é a relação entre a perda em carga e a perda em vazio;

$\Delta\theta_{o-R}$  é a elevação de temperatura nominal do topo do óleo sobre ambiente, [°C];

$\tau_o$  é a constante do tempo do topo do óleo, [h];

$\theta_o$  é a temperatura do topo do óleo, [°C];

$\theta_A$  é a temperatura ambiente, [°C];

$n_o$  é um expoente que define a não linearidade devido às variações na elevação de temperatura do topo do óleo com as variações nas cargas.

A Figura 3.1 apresenta o modelo térmico simulado no aplicativo *simulink/Matlab* para obter a temperatura e a elevação de temperatura do topo do óleo.

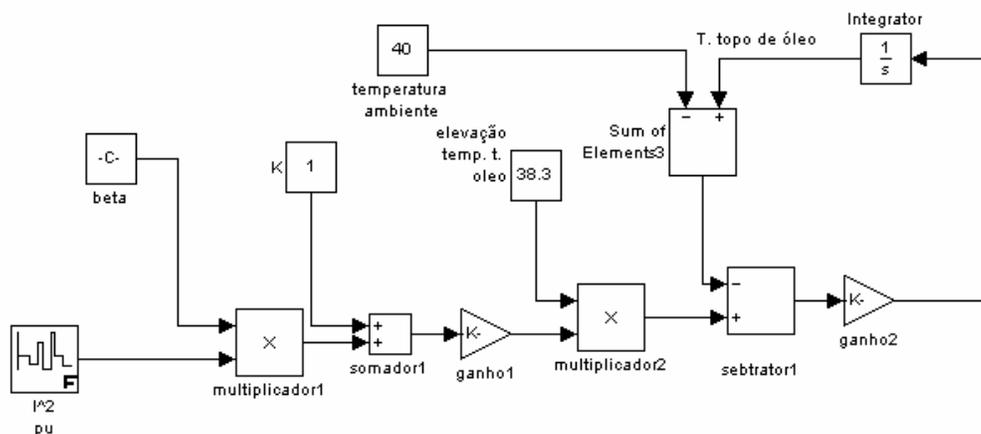


Figura 3.1-Modelo Térmico do Topo do óleo.

### 3.2.2 – EQUAÇÃO DIFERENCIAL DO PONTO MAIS QUENTE DO ENROLAMENTO.

O modelo térmico do ponto mais quente do enrolamento pode ser obtido através da Equação (3.6) de acordo com a norma IEEE sobre a “Conference Record of the 2006 International Symposium on Electrical Insulation” [14].

$$\frac{I_{pu}^2 \times \left[ k_{\theta} + \frac{P_{EC-R}}{k_{\theta}} \right]}{1 + P_{EC-R}} [\Delta\theta_{H-R}]^{1/m_e} = \tau_H \times \frac{d\theta_H}{dt} + [\theta_H - \theta_o]^{1/m_e} \quad (3.6)$$

Deduzindo a Equação (3.6) tem-se a equação diferencial do ponto mais quente do enrolamento conforme Equação (3.7).

$$\left[ \frac{I_{pu}^2 \times \left[ k_{\theta} + \frac{P_{EC-R}}{k_{\theta}} \right]}{1 + P_{EC-R}} [\Delta\theta_{H-R}]^{1/m_e} - [\theta_H - \theta_o]^{1/m_e} \right] \times \frac{1}{\tau_H} = \frac{d\theta_H}{dt} \quad (3.7)$$

A temperatura do ponto mais quente do enrolamento para um ciclo de carga de 24 horas é determinada conforme Equação (3.8).

$$\int_0^{24} \left[ \frac{I_{pu}^2 \times \left[ k_{\theta} + \frac{P_{EC-R}}{k_{\theta}} \right]}{1 + P_{EC-R}} \times [\Delta\theta_{H-R}]^{1/m_e} - [\theta_H - \theta_o]^{1/m_e} \right] \times \frac{1}{\tau_o} dt = \theta_H \quad (3.8)$$

Onde:

$k_{\theta}$  é o fator de correção devido às variações ocorridas na resistência com a variação na carga;

$P_{EC-R}$  é a perda por corrente Foucault em plena carga, [pu];

$\Delta\theta_{H-R}$  é a elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre o óleo, em plena carga, [°C];

$\tau_H$  é a constante do tempo do ponto mais quente, [h];

$m_e$  é a exponencial usada para avaliar a variação de elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento com as variações na carga.

A Figura 3.2 trata-se de um modelo térmico modelado no aplicativo Matlab/simulink para simular a temperatura e a elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento.

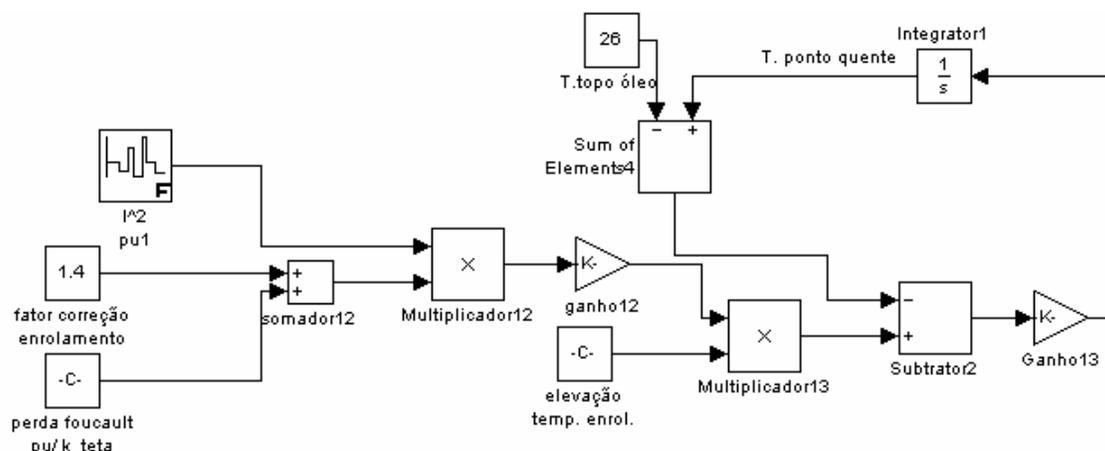


Figura 3.2-Modelo térmico do ponto mais quente do enrolamento

### 3.2.3 – RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DO MODELO TÉRMICO DE UM DETERMINADO PERFIL DE CARGA

Para a obtenção dos resultados das simulações do modelo térmico são consideradas as características do transformador de 55°C sob carga nominal, na Tabela A2 da NBR 5416/1997 [10], tipo de resfriamento *ODAF* (óleo dirigido, ar forçado). Estas características são mostradas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Parâmetros de entrada para simulação do modelo térmico

<b>Ponto Mais Quente</b>					<b>Topo do Óleo</b>			
$K_O$	$P_{EC-R}$	$\Delta\theta_{H-R}$	$\tau_H$	$m_e$	$B_r$	$\Delta\theta_{O-R}$	$\tau_O$	$n_O$
1,2	0,65	28°C	0,08	1,0	5,0	37°C	1,25	1,0

Nas Figuras 3.4 a 3.8, sobre os resultados dos perfis térmicos do transformador simulados nos modelos térmicos das Figuras 3.1 e 3.2, as curvas apresentadas referem-se às temperaturas do ponto mais quente do enrolamento e do topo do óleo, às elevações de temperatura do topo do óleo sobre o ambiente e do ponto mais quente do enrolamento sobre o topo do óleo, em relação às temperaturas ambientes de 30°C e 40°C. Nestas Figuras, o eixo horizontal corresponde ao período do tempo, de 0 a 24 horas, e o eixo vertical, as demandas em p.u.

Os resultados do carregamento constante de 1,0 p.u. da Figura 3.2 aplicado ao modelo térmico do transformador são mostrados nas Figuras 3.3 e 3.4 em relação às temperaturas ambientes de 30°C e de 40°C, respectivamente.

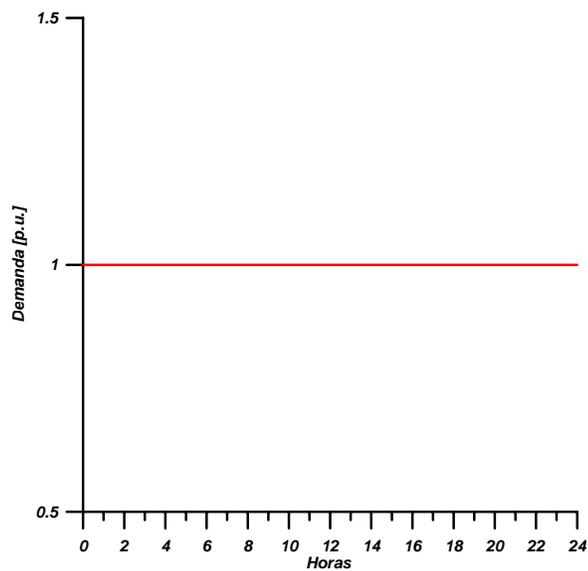


Figura 3.3 – Carregamento de 1,0 p.u. submetido ao transformador durante 24 horas

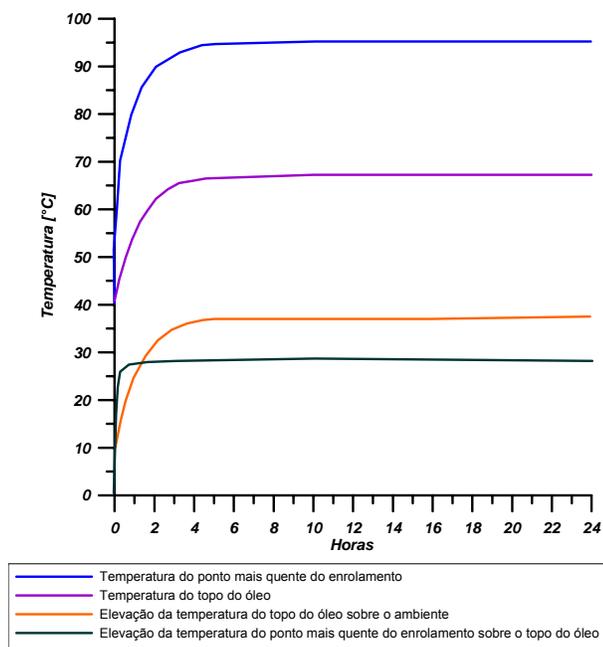


Figura 3.4 – Temperaturas e elevações de temperaturas do ponto mais quente e do topo do óleo para um transformador operando em plena carga durante 24 horas, à ambiente de 30°C.

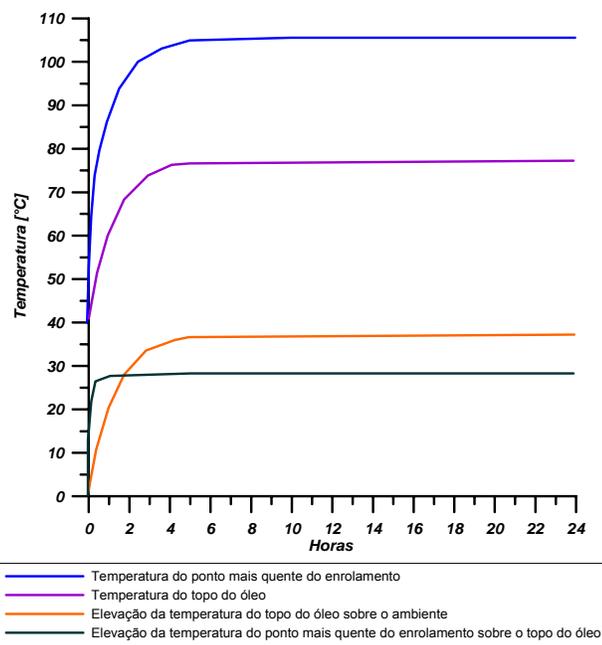


Figura 3.5 – Temperaturas e elevações de temperaturas do ponto mais quente e do topo do óleo para o transformador operando em plena carga durante 24 horas, à ambiente de 40°C.

Conforme se observa nas Figuras 3.4 e 3.5, as temperaturas máximas do ponto mais quente do enrolamento do transformador são iguais a 95°C e 105°C, referentes às temperaturas ambientes de 30°C e 40°C, respectivamente, enquanto as temperaturas do topo do óleo são de 67°C e 77°C em relação às temperaturas ambientes de 30°C e 40°C, respectivamente. Pode-se notar ainda que as elevações de temperatura do topo do óleo sobre o ambiente e do ponto mais quente sobre o topo do óleo são de 37°C e 28°C. No entanto, analisando a Tabela B.37 da NBR 5416/1997 [13] sobre transformador *ODAF* (óleo dirigido, ar forçado), constata-se que os resultados sobre os perfis térmicos do transformador, nestas Figuras, estão dentro dos limites máximos estipulados nesta norma.

Comparando as temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente dos enrolamentos das Figuras 3.4 e 3.5, verifica-se que com o aumento de temperatura ambiente de 30°C para 40°C, tem-se um aumento de 10°C nas temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento, correspondendo a um acréscimo de 14,93% para topo do óleo e 10,53% para o ponto mais quente do enrolamento. O topo do óleo, portanto, sofre maior aumento.

A seguir, os perfis térmicos do transformador são analisados, considerando-se um carregamento dinâmico durante 24 horas na Tabela 3.2 e na Figura 3.6. As Figuras 3.7 e 3.8 apresentam os resultados sobre as temperaturas e as elevações de temperaturas do

topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento do transformador submetido a este carregamento dinâmico.

Tabela 3.2 – Demandas de potência, em patamares, aplicadas ao modelo térmico, em p.u.

<i>Patamares De 1 a 12</i>	0,55	0,43	0,42	0,42	0,43	0,6	0,73	0,93	1,0	1,0	1,2	1,5
<i>Patamares De 12 a 24</i>	0,87	0,9	1,0	1,0	1,0	1,2	1,6	1,4	1,3	1,0	0,89	0,71

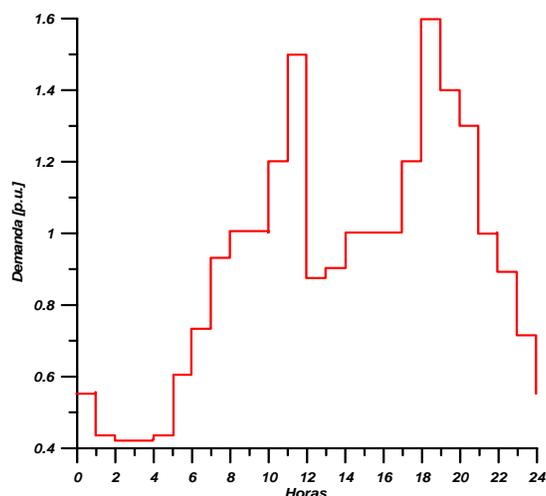


Figura 3.6 – Demandas de potência em patamares com pico máximo de 1.6 p.u.

Considerando-se que o carregamento máximo do transformador, na Tabela B.37 da NBR 5416/1997 [13], é de 121% e 112% em relação às temperaturas ambientes de 30 e 40°C, respectivamente, ao longo de 1,0 hora; e que, nesta mesma tabela, as temperaturas máximas do topo do óleo não devem ultrapassar 84°C e 70°C em relação às temperaturas ambientes de 30 e 40°C, respectivamente; e que a temperatura do ponto mais quente do enrolamento não deve ultrapassar 105°C, portanto, constata-se na Figura 3.7 que, em relação à temperatura ambiente de 30°C, somente os picos de cargas superior a 1,2 p.u. elevam as temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento acima dos valores máximos admissíveis, enquanto na Figura 3.8, em relação à temperatura ambiente de 40°C, o pico de cargas de 1,2 também eleva as temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente acima desses valores admissíveis. Em relação ao valor máximo de temperatura admissível na NBR 5416/1997 [13], o pico de carga de 1,6 p.u., na Figura 3.7, provoca um acréscimo em relação a temperaturas do ponto mais quente do enrolamento e topo do óleo de 3,9% e 19,05%, respectivamente; enquanto que, na Figura 3.8, com aumento de temperatura ambiente de 30°C para 40°C, os

aumentos de temperaturas em relação às temperaturas máximas exigidas são de 15,59 e 40,3%, respectivamente. Percentualmente, com aumento de temperatura ambiente de 30°C para 40°C, as temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento aumentam 4,0 e 2,2 vezes, respectivamente.

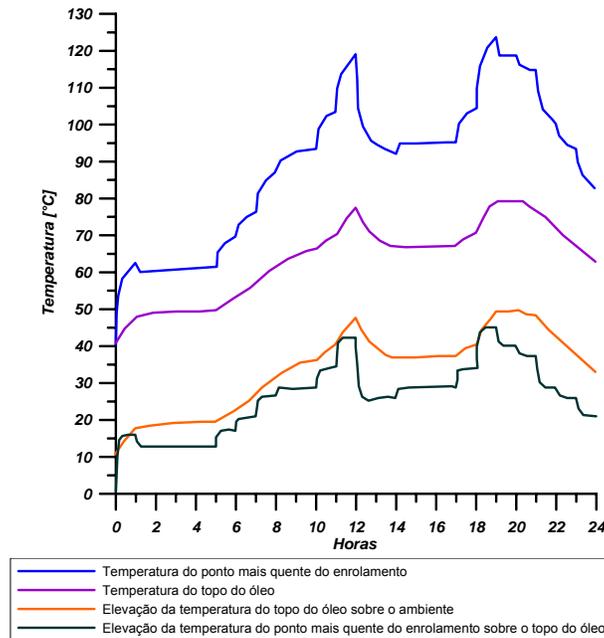


Figura 3.7 – Temperaturas e elevações de temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento em condição de sobre carregamento de 1,6 p.u., à temperatura ambiente de 30°C.

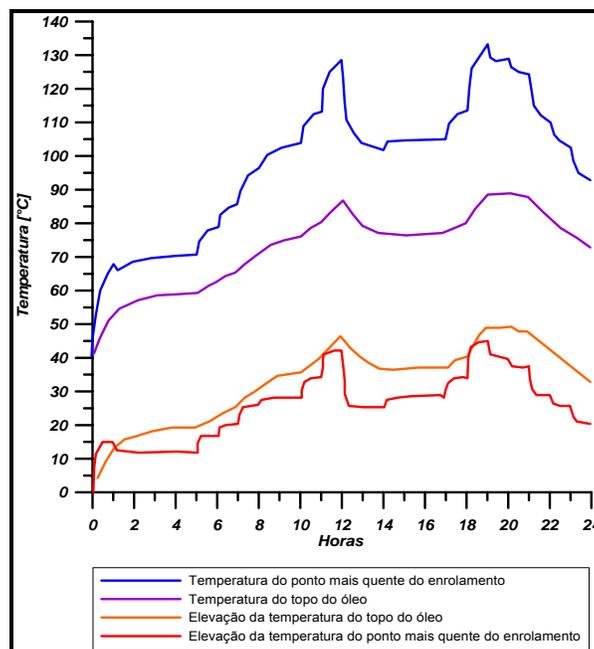


Figura 3.8 – Temperaturas e elevações de temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento em condição de sobre carregamento de 1,6 p.u. à temperatura ambiente de 40°C.

Portanto, para a temperatura ambiente de 30 e 40°C, verifica-se que as temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento ultrapassam os limites na NBR 5416/1997 [13] em relação aos patamares de cargas de 1,3 p.u. a 1,6 p.u., tornando a situação extremamente crítica. Em suma, o carregamento referente à Figura 3.6 ultrapassa a capacidade desse equipamento.

### 3.3 – PERFIS DE CARREGAMENTO DO TRANSFORMADOR SEGUNDO NBR 5416.

O perfil de carregamento do transformador, de acordo com a NBR 5416 [13], para um transformador classe 65°C, com sistema de resfriamento ONAN e com um carregamento inicial de 50% é apresentado na Tabela 3.3.

Tabela 3.3-Perfil de carregamento do transformador [13]

<b>DURAÇÃO DO TEMPO DE PONTA DE CARGA, HORAS</b>	<b>TEMPERATURA AMBIENTE, °C</b>	<b>CARGA DURANTE O TEMPO DE PONTA, %</b>	<b>TEMPERATURA DO TOPO DO ÓLEO, °C</b>	<b>TEMPERATURA DO PONTO MAIS QUENTE, °C</b>
0,5	10	150	47	95
	25	150	62	100
	40	150	67	105
1,0	10	150	56	104
	25	150	71	119
	40	131	81	120
2,0	10	150	70	118
	25	136	79	120
	40	118	87	120
4,0	10	137	78	120
	15	123	85	120
	40	108	92	120
4,0	10	137	78	120
	15	123	85	120
	40	108	92	120
8,0	10	129	83	120
	25	116	89	120
	40	102	94	120
24,0	10	126	84	120
	25	113	89	119
	40	100	95	120

Para a determinação dos valores de temperaturas nas partes internas do transformador, pode-se optar por medição da sobrecorrente ou pela instalação de um sensor de temperatura no interior do equipamento.

Uma vez conhecendo os valores da corrente que percorre os enrolamentos e da secção do condutor desse enrolamento, a sua temperatura de referência pode ser calculada através da Equação (3.9) de acordo com a norma Brasileira NBR 5356/1993 [15].

$$\theta = \theta_i + a \times j^2 \times t_h \times 10^{-3} \quad (3.9)$$

Onde:

$\theta$  é a temperatura de referência nos enrolamentos, [°C];

$\theta_i$  é a temperatura inicial do enrolamento, [°C];

$t_h$  é a duração, [h];

$J$  é a densidade de corrente, [A/mm<sup>2</sup>].

$a_f$  é a função de  $\frac{1}{2}(\theta_2 + \theta_i)$ , [°C];

$\theta_2$  é a máxima temperatura média admissível após curto-circuito, [°C].

### 3.4 – FATORES QUE INTERFEREM NOS PERFIS DE SOBRECARGAMENTO DOS TRANSFORMADORES

A capacidade de um transformador em suportar sobre carregamentos depende de diferentes fatores, desde a temperatura ambiente às características dos materiais utilizados na fabricação do seu isolamento.

#### 3.4.1 – EFEITO DA TEMPERATURA AMBIENTE NO SOBRECARGAMENTO DOS TRANSFORMADORES.

A temperatura ambiente é um fator importante para a determinação da capacidade de carregamento de um transformador, devido à sua parcela na contribuição da elevação da temperatura para qualquer carga.

De acordo com a simulação do modelo térmico, o aumento no valor da temperatura ambiente de 30°C para 40°C, aumenta a temperatura do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento, aumentando a possibilidade de danos térmicos nos transformadores.

Para um transformador imerso em óleo e arrefecido a ar, operando em plena carga, a temperatura ambiente pode atingir valor máximo de 40°C e a elevação de temperatura do topo do óleo, sobre o ambiente, é limitada a 55°C, para uma isolação de 55°C, e 65°C, para uma isolação 65°C. Porém, a expectativa de vida útil do transformador pode ultrapassar a expectativa estimada de sua vida útil devido ao fato de que o transformador não opera continuamente em plena carga e a temperatura média ambiente nem sempre atinge o valor máximo aceitável.

A operação contínua de um transformador de classe de isolamento 55°C, em plena carga, a uma elevação de temperatura do topo de óleo sobre o ambiente de 55°C, é aceitável quando a temperatura média e a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos excedem 85°C e 105°C respectivamente.

Na prática, raras vezes a temperatura ambiente máxima aceitável coincide com operação do transformador em plena carga. Mas quando isto acontece durante um longo período, o transformador pode correr o risco de sofrer uma redução adicional de vida útil. Por essa razão, a temperatura média diária ambiente não deve exceder 30°C para uma máxima de 40°C.

Em regra, quando a temperatura ambiente ultrapassar os 40°C, o período de tempo durante o qual opera o transformador deverá ser reduzido para evitar falha ou envelhecimento precoce do equipamento. Conforme a Tabela 3.3, tem-se que para uma temperatura ambiente igual a 10°C, um carregamento imposto ao transformador de 150% durante 0,5 hora provoca um aumento da temperatura no topo do óleo de 47°C e no ponto mais quente dos enrolamentos de 95°C, e, quando a temperatura ambiente aumenta para 40°C, durante o mesmo período, as temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente aumentam para 67°C e 105°C, respectivamente.

Pode-se constatar na Tabela 3.3 que quando o período do tempo de operação do transformador aumenta de 0,5 hora para 1,0 hora e a temperatura ambiente aumenta de 30°C para 40°C, o carregamento do transformador deve baixar de 150% para 131% para evitar que a temperatura do ponto mais quente do transformador ultrapasse o limite máximo (120°C).

Isso mostra que quando aumenta a temperatura ambiente, aumenta também a temperatura nas partes internas do transformador e, conseqüentemente, reduz-se a capacidade do transformador em suportar a sobrecarga. O perfil de sobrecarregamento do transformador, portanto, torna-se mais crítico para a sobrevivência da máquina.

#### *3.4.2—EFEITO DO TEMPO DE OPERAÇÃO NO SOBRECARGAMENTO DO TRANSFORMADOR.*

Comparando o perfil de carregamento para as temperaturas ambientes de 10°C e 40°C, tem-se que quando o transformador for submetido a um sobrecarregamento igual a 150% da sua carga nominal, para um intervalo de tempo de operação do transformador de 30 minutos conforme a Tabela 3.3, a temperatura do topo do óleo será de 47°C e a temperatura do ponto mais quente do enrolamento de 95°C. Para o tempo de operação de 1 hora, a temperatura do topo de óleo aumenta para 56°C e a do ponto mais quente do enrolamento, para 104°C; e para o tempo de operação de 2 horas, as temperaturas do topo de óleo e do ponto mais quente aumentam para 70°C e 118°C, respectivamente. Portanto, durante uma hora sob carregamento de 1,5 p.u., os acréscimos nas temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento são de 25% e 13,5% respectivamente. Entretanto, a influência do tempo sobre o sobre-carregamento do transformador deve ser considerada.

O tempo pode constituir um instrumento importante no controle de temperaturas nas partes internas dos transformadores, pois de acordo com a Tabela 3.3 sobre o perfil de carregamento do transformador, constata-se que quando a carga começa a atingir um valor crítico, o tempo de operação do equipamento deve ser reduzido para evitar alguns riscos à integridade do equipamento. No entanto, à plena carga, a temperatura do topo de óleo e do ponto mais quente do enrolamento não deve ultrapassar os limites máximos aceitáveis, 95 e 120°C, durante um período de tempo de 24 horas, para um transformador de 65°C.

#### *3.4.3 – EFEITO DOS PROCESSOS DE DISSIPACÃO DO CALOR NO SOBRE CARGAMENTO DOS TRANSFORMADORES.*

A geração de calor nas partes internas do transformador, durante a sua operação em carga, limita a capacidade de carregamento do equipamento. Portanto, há vários processos utilizados para dissipar certa quantidade deste calor para o meio ambiente. No entanto, quanto maior for a quantidade de calor dissipada para o ambiente, maior será a

capacidade do transformador em suportar o sobre-carregamento, causador do aquecimento excessivo, e menor será o risco de avaria que a máquina estará sujeito.

A dissipação de calor faz-se pelos processos de condução, de radiação e de convecção.

#### 3.4.3.1 – TRANSFERÊNCIA DE CALOR POR CONDUÇÃO NA ISOLAÇÃO INTERNA DO TRANSFORMADOR.

A transferência de calor por condução através de um material isolante é diretamente proporcional à diferença de temperatura entre a isolação e as partes do transformador em contato e, é inversamente proporcional à resistividade térmica desse material, conforme Equação (3.10) [16].

$$W'_C = \frac{A_d \times \Delta\theta}{L_i \times R_t} \quad (3.10)$$

Onde:

$W'_C$  é a potência dissipada em forma de calor através do material isolante, [W/6,45cm<sup>2</sup>];

$A_d$  é a área da superfície de dissipação de calor, [cm<sup>2</sup>];

$L_i$  é a espessura do material isolante, [mm];

$\Delta\theta$  é a diferença de temperatura entre duas superfícies em contacto, [°C];

$R_t$  é a resistividade térmica do material isolante, [m x °C/W].

A equação (3.10) indica que, se a resistividade térmica do material isolante utilizado na isolação das partes internas do transformador for elevada, a transferência de calor através desse material será reduzida, podendo prejudicar a capacidade de carregamento do transformador.

Reescrevendo a Equação (3.10), obtém-se a Equação (3.11) que permite analisar diretamente a diferença de temperatura entre duas superfícies em contacto em função da potência dissipada e da resistividade térmica do material.

$$\Delta\theta = \frac{W'_R \times R_t \times L_i}{A} \quad (3.11)$$

A Equação (3.11) mostra que um valor elevado da resistividade térmica de um material isolante não facilita a dissipação de calor através dele e dele para o ambiente.

Através das Equações (3.10) e (3.11), pode-se constatar que um material isolante que possui um elevado valor de resistividade térmica, dificulta a transferência de calor por processo de condução e, portanto, reduz a capacidade de carregamento do equipamento. Por exemplo, dois transformadores com a mesma capacidade, porém, fabricados com materiais isolantes diferentes, o material isolante com um valor de resistividade térmica menor estará menos exposto a avarias.

### 3.4.3.2 – TRANSFERÊNCIA DE CALOR POR CONDUÇÃO NO FERRO DO TRANSFORMADOR (MATERIAL DO NÚCLEO)

Para uma condição onde o calor é gerado uniformemente no núcleo, a variação de temperatura ao longo das suas lâminas é mostrada pela Equação (3.12) [16].

$$\Delta\theta_N = W_{Ln} \times R_t \times S_E \times \left( \frac{W_{Ln} \times X_d}{2} - \frac{X_d^2}{2} \right) \quad (3.12)$$

Onde:

$\Delta\theta_N$  é a elevação de temperatura da extremidade à qualquer ponto da lâmina, [°C];

$S_E$  é o fator de espaço (unidade para superfície sólida);

$W_{Ln}$  é a espessura das lâminas do núcleo, [mm];

$X_d$  é a distância da extremidade a qualquer ponto da lâmina, [mm].

A Equação (3.12), à semelhança da Equação (3.11), mostra que quanto maior for a resistividade térmica do material do núcleo, menor será a quantidade de calor dissipada para o óleo isolante, pelo processo de condução do calor, reduzindo a sua capacidade de carregamento em relação a um outro equipamento com a mesma capacidade e com um núcleo fabricado de material da melhor qualidade, ou seja, de baixa resistividade térmica. Dentro deste contexto, esse transformador, que apresenta um núcleo com baixo valor da resistividade térmica, está menos sujeito a operar em sobrecarga, pois a transferência de calor pelo processo de condução funciona de forma mais eficiente.

### 3.4.3.3 – TRANSFERÊNCIA DE CALOR POR RADIAÇÃO.

A transferência de calor por radiação acontece porque todos os corpos a uma temperatura elevada irradiam calor sobre a sua vizinhança em forma de onda.

Quando a cor de uma superfície possuir um fator de emissividade igual à unidade, a quantidade de calor transferida, por radiação, é máxima. Portanto, as emissividades da maioria das pinturas usadas, na prática, variam de 0,90 a 0,95.

A transferência de calor por radiação é mostrada pela lei de Stefan-Boltzmann, segundo a Equação (3.13) [16].

$$W'_{Rd} = K_{Rd} \times E_m \times (T_T^4 - T_A^4) \quad (3.13)$$

Onde:

$W'_{Rd}$  é a potência dissipada da superfície do tanque, [W x 6,45<sup>-1</sup> x cm<sup>-2</sup>];

$K_{Rd}$  é uma constante igual a 3,68 x 10<sup>-11</sup>;

$E_m$  é o fator de emissividade (varia com a cor da superfície do tanque);

$T_A$  é a temperatura ambiente absoluta, [K];

$T_T$  é a temperatura absoluta da superfície do tanque, [K].

Analisando a Equação (3.13), pode-se perceber que a potência dissipada por radiação na superfície do tanque ou no radiador  $W'_{Rd}$  é diretamente proporcional ao fator de emissividade e à diferença entre a temperatura da superfície do radiador ou do tanque do transformador e a temperatura do ambiente.

Para uma elevação de temperatura da superfície do tanque até 75°C e à temperatura ambiente de 0°C, a Equação (3.13) pode ser substituída pela Equação (3.14) [16].

$$W'_{Rd} = k_{rd} \times E_m \times \Delta\theta_T^{1.17} \quad (3.14)$$

Onde:

$\Delta\theta_T$  é a elevação de temperatura na superfície do tanque do transformador, [°C];

$W'_{Rd}$  é potência dissipada por cada 6,45 cm<sup>2</sup> da superfície do radiador, [W];

$k_{rd} = 1,84 \times 10^{-3}$ ;

$E_m$  é o fator de emissividade que varia de 0,2 a 0,95.

A partir da Equação (3.14), tem-se a Equação (3.15) que mostra uma relação direta entre a elevação de temperatura da superfície do tanque e o fator de emissividade.

$$\Delta\theta_T = 1,17 \sqrt{\frac{W'_{Rd}}{K_{Rd} \times E_m}} \quad (3.15)$$

Na Equação (3.15) pode-se constatar que a elevação da temperatura na superfície do tanque  $\Delta\theta_T$ , para uma determinada potência dissipada, reduz com o aumento do fator de emissividade. Isto indica que o aumento do fator de emissividade implica em uma maior quantidade de calor dissipada da superfície do tanque para o ambiente.

A potência dissipada em função do fator de emissividade, por cada 6,45 cm<sup>2</sup> (1,0 polegada<sup>2</sup>) de uma superfície plana do tanque do transformador, para uma elevação de temperatura da superfície do tanque do transformador igual a 75 °C, e a elevação de temperatura desta superfície de tanque do transformador para uma dissipação de potência de 0,14 W por cada 6,45 cm<sup>2</sup> desta superfície, considerando esta superfície situada a nível médio de água do mar e um fator de emissividade de 0,95, são mostradas nas Figuras 3.9 e 3.10, respectivamente. Conforme se pode verificar nestas Figuras, o aumento do fator de emissividade implica no aumento da potência dissipada em forma de calor na superfície do tanque e na redução de elevação de temperatura na superfície do tanque, para uma determinada quantidade de calor dissipada, aumentando, portanto, a capacidade de carregamento do transformador e, ao mesmo tempo, reduz os riscos de avaria ao equipamento.

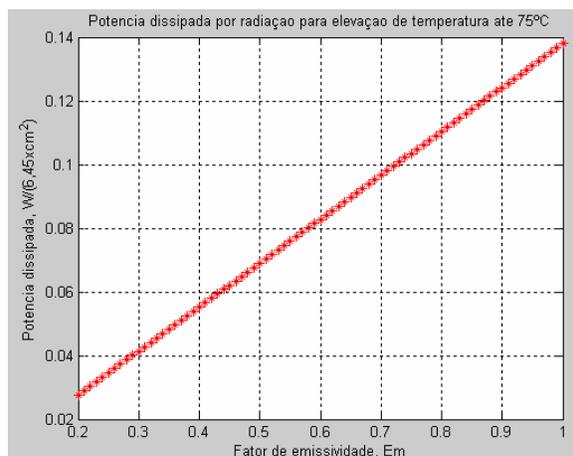


Figura 3.9 – Potência dissipada, por radiação, do tanque do transformador versus fator de emissividade.

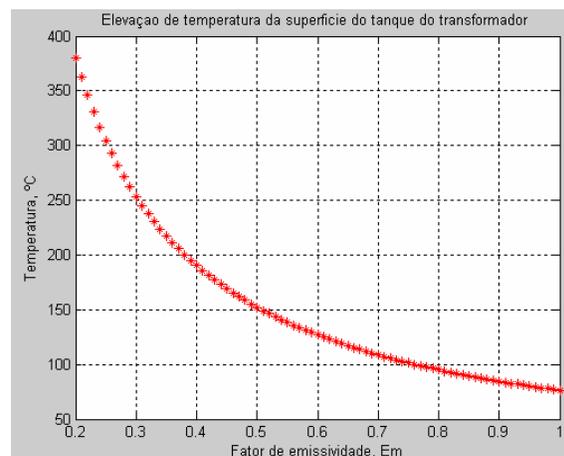


Figura 3.10 – Elevação de temperatura da superfície do tanque transformador versus fator de emissividade

A temperatura ambiente influencia também na transferência de calor por radiação. À temperatura média ambiente de 25°C, a Equação (3.16) [16] descreve a variação de dissipação de calor com a temperatura ambiente. Segundo Equação (3.16) tem-se que a potência dissipada por radiação cresce aproximadamente 1,1 por cento para cada aumento de 1°C na temperatura ambiente, de 0 a 50°C.

$$W'_{Rd} = 1,84 \times 10^{-3} \times \Delta\theta_T^{1,19} \times E_m \times \left( 1 + \frac{1,1 \times \theta_A}{100} \right) \quad (3.16)$$

As Figuras 3.11 e 3.12 descrevem a evolução da potência dissipada em Watts por cada 6,45 cm<sup>2</sup>, considerando a elevação de temperatura na superfície do tanque do transformador de 75°C e um fator de emissividade igual a 0,95, e a elevação de temperatura desta superfície do tanque por 0,22 W de potência dissipada por cada 6,45 cm<sup>2</sup> da superfície do tanque do transformador em função da temperatura ambiente.

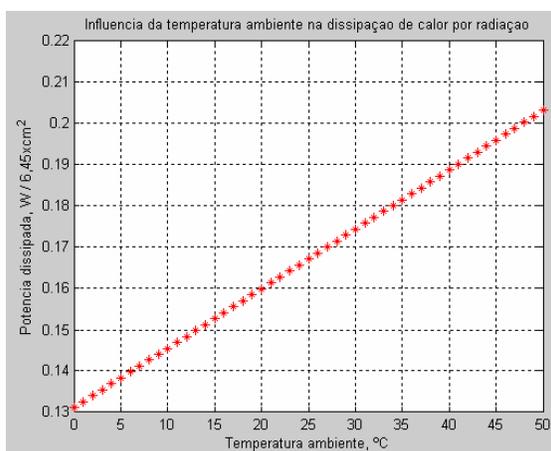


Figura 3.11 – Calor Dissipada do Tanque do Transformador

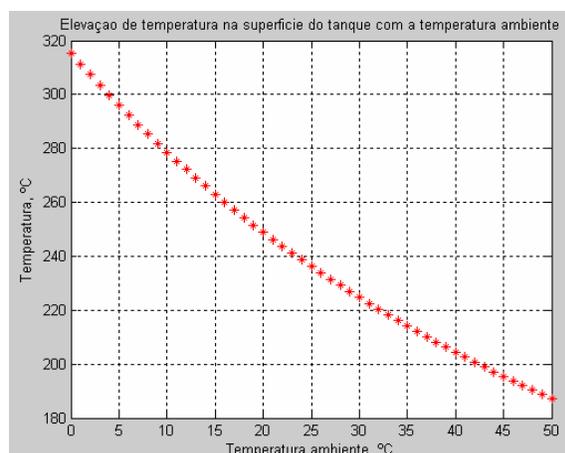


Figura 3.12 – Variação de temperatura no Tanque do Transformador

#### 3.4.3.4 – TRANSFERÊNCIA DE CALOR POR CONVECÇÃO NO TOPO DO ÓLEO VERSUS SUAS CARACTERÍSTICAS.

A elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre o topo do óleo pode ser determinada pela Equação (3.18) deduzida da Equação (3.17) [16]:

$$\frac{h_c \times d_c}{\kappa_o} = \left( \frac{\rho_o^2 \times g \times \beta_o \times C_p \times d_c^3 \times \Delta\theta_H}{\nu_o \times \kappa_o} \right) \quad (3.17)$$

$$\Delta\theta_H = \left( \frac{h_c \times d_c \times v_o \times \kappa_o}{\rho_o^2 \times g \times \beta_o \times C_p \times d_c^3} \right) \quad (3.18)$$

Onde:

$k_o$  é a condutividade térmica do fluido, [W/(hxm<sup>2</sup>x°Cxm)];

$h_c$  é o coeficiente da superfície de transferência de calor, [W/(hxm<sup>2</sup>°C)];

$d_c$  é o diâmetro do condutor, [mm];

$\rho_o$  é a densidade do óleo, [kg/m<sup>3</sup>];

$g$  é a aceleração de gravidade, [m/h<sup>2</sup>];

$\beta_o$  é o coeficiente de expansão térmica do óleo, [1/°C];

$C_p$  é o calor específico do óleo, [W/(kgx°C)];

$\Delta\theta_H$  é a elevação de temperatura dos enrolamentos sobre o óleo, [°C];

$v_o$  é a viscosidade do óleo, [kg/(hxm)];

$h$  é o tempo, [horas].

A Equação (3.18) mostra que a elevação de temperatura do enrolamento sobre o topo do óleo é diretamente proporcional à viscosidade do óleo, a condutividade térmica do óleo e ao diâmetro do enrolamento, e é inversamente proporcional a densidade do óleo.

Portanto, para um determinado carregamento, quanto maior for a viscosidade do óleo isolante, menor será a quantidade de calor dissipada do enrolamento através o óleo, e este óleo torna menos adequado como fluido dielétrico, pelo que o valor da temperatura do topo do óleo é menor em relação a um óleo menos viscoso, aumentando a diferença de temperatura entre o ponto mais quente do enrolamento e esse topo do óleo. Pelo contrário, quando a densidade do óleo é elevada, a transferência do calor do enrolamento para o topo do óleo é elevada, aumentando a temperatura do topo do óleo e reduzindo a diferença de temperatura entre o ponto mais quente e o topo do óleo, melhorando a qualidade do óleo isolante.

Para casos onde a transferência de calor por convecção faz-se através de um gás, ou seja, quando se trata de um transformador seco, a quantidade de potência dissipada por este meio pode ser calculada através da Equação (3.19) [16].

$$W_a = K_a \times \Delta\theta_a^{na} \quad (3.19)$$

Onde:

$W_a$  é a potência dissipada no topo do gás, [ $W \times 6,45^{-1} \text{cm}^{-2}$ ];

$k_a$  é uma constante igual a  $1,4 \times 10^{-3}$  para superfície do tanque plana e vertical situada a nível médio da água do mar a uma elevação de temperatura de até  $75 \text{ }^\circ\text{C}$ ;

$\Delta\theta_a$  é a elevação de temperatura sobre o topo do gás, [ $^\circ\text{C}$ ];

$n_a$  é uma exponencial que varia de 1,0 a 1,25.

O parâmetro  $n_a$  varia de acordo com o formato e a posição onde se encontra a superfície a arrefecer. Para uma superfície plana e vertical exposta ao ar ambiente situada a nível médio de água do mar, onde a elevação de temperatura atinge até  $75^\circ\text{C}$ , este valor é igual a 1,25.

Para uma superfície corrugada, ou seja, uma superfície que representa resistência ao fluxo de ar, a Equação (3.19) é substituída pela Equação (3.20) [16].

$$W_a = 1,4 \times 10^{-3} F \sqrt{P} \times \Delta\theta_a^{1,25} \quad (3.20)$$

Onde:

$F$  é o fator de fricção de ar;

$P$  é a pressão barométrica (1,0 a nível médio da água do mar), [Pa].

A Equação (3.20) mostra que com o aumento da pressão atmosférica e do fator de fricção do ar, aumenta a potência dissipada.

Deduzindo a equação (3.20) tem-se a Equação (3.21) que permite analisar diretamente a elevação de temperatura do topo do gás com a variação de pressão atmosférica.

$$\Delta\theta_a = \sqrt[1,25]{\frac{W_a}{1,4 \times 10^{-3} \times F \times \sqrt{P}}} \quad (3.21)$$

A Equação (3.21) mostra que com aumento do fator de fricção do ar e da pressão atmosférica, a elevação de temperatura do topo do gás diminui, ou seja, a maior quantidade de calor é dissipada sobre a superfície do tanque, pois este tanque possui maior superfície ou maior massa em relação a uma superfície plana, para além da contribuição do aumento da pressão.

A relação entre a potência dissipada, para uma elevação de temperatura sobre o gás de  $80^{\circ}\text{C}$ , e a elevação de temperatura do gás para  $0,32\text{ W}$  de potência dissipada por cada  $6,45\text{ cm}^2$  da superfície do tanque, em função da pressão atmosférica, podem ser analisadas através das Figuras 3.13 e 3.14, respectivamente.

Observa-se nestas Figuras, que enquanto a transferência de calor por convecção, através do ar, aumenta com aumento da pressão atmosférica, a elevação da temperatura através deste meio diminui com aumento da pressão atmosférica, indicando que aumento de pressão melhora a capacidade do transformador frente a um determinado sobre carregamento.

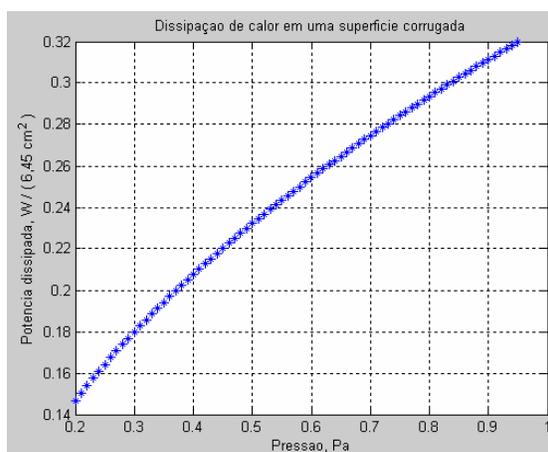


Figura 3.13 – Calor Dissipado do tanque para o ar por Convecção x Pressão Atmosférica.

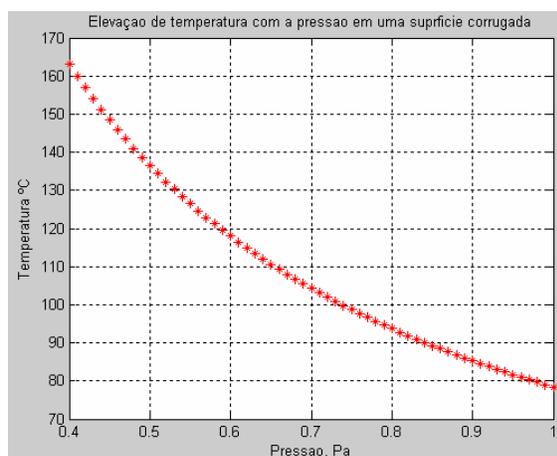


Figura 3.14 – Elevação de temperatura do ar por Convecção x Pressão Atmosférica.

Conforme se refere, a Equação (3.19) é usada quando uma superfície plana vertical em contacto com o gás utilizado como o meio de transferência do calor possui uma altura aproximadamente igual a  $70\text{ cm}$  e submetida a uma elevação de temperatura máxima de  $75^{\circ}\text{C}$ . Quando esta superfície é corrugada viu-se que a Equação (3.19) é substituída pela Equação (3.20). A comparação dos resultados da potência dissipada e da elevação de temperatura, através desse gás, obtidos, utilizando estas duas Equações, podem ser constatada nas Figuras 3.15 e 3.16, por cada  $6,45\text{ cm}^2$  da superfície do tanque do transformador, considerando-se o fator de fricção do ar de  $0,98$  e a pressão atmosférica para uma altitude de aproximadamente  $1,0\text{ m}$  acima do nível do mar igual a  $0,925\text{ Pa}$ .

As Figuras 3.15 e 3.16 mostram que devido ao efeito da pressão e do fator de fricção do ar considerados, a potência dissipada através do gás por cada unidade da superfície corrugada do tanque do transformador é menor em relação a uma superfície plana, enquanto a diferença de temperatura entre o gás envolvente e esta superfície

corrugada é maior em relação a uma superfície plana lisa, para um determinado carregamento. Isto deve-se ao fato de que uma superfície corrugada por ser maior recebe maior quantidade do calor do gás dissipador, ficando, portanto, este gás com uma menor quantidade de calor e conseqüentemente a uma temperatura mais baixa.

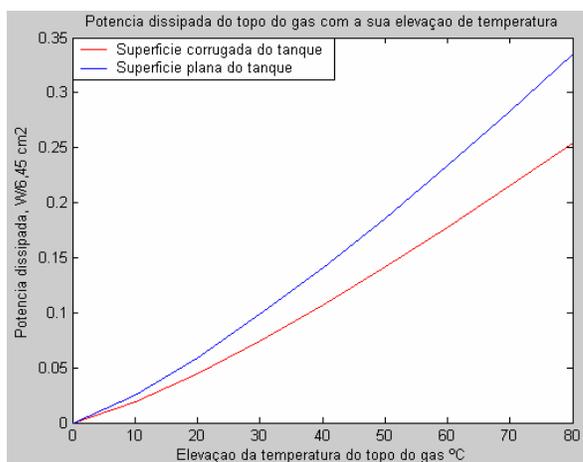


Figura 3.15 – Potência dissipada no topo do gás em contato com as superfícies verticais planas e corrugadas do tanque de um transformador

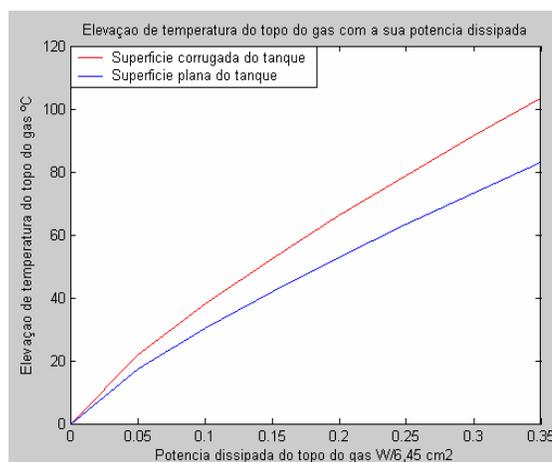


Figura 3.16 – A diferença de temperatura entre o gás e a superfícies verticais plana e corrugadas do tanque de um transformador

#### 3.4.4 – EFEITO DA ALTITUDE NA DISSIPAÇÃO DO CALOR.

A transferência de calor é afetada pela densidade do ar e todos os transformadores auto-arrefecidos são afetados pela altitude durante o processo de carregamento

A transferência de calor por convecção, portanto, é afetada pela elevação da altitude. Para compensar este efeito, deve-se melhorar o processo de transferência de calor por radiação, de modo que a sua contribuição na dissipação do calor do transformador para o ambiente seja superior a 50%.

Da Equação (3.20) [16], deduzem-se as Equações (3.22) e (3.23) que mostram o efeito da altitude no processo de transferência de calor por convecção através dum gás.

$$\Delta\theta_{aA} = \frac{191 \times W_{aA}^{0,8}}{F^{0,8} \times P^{0,4}} \quad (3.22)$$

$$W_{aA} = 0,8 \sqrt[0,8]{\frac{\Delta\theta_{aA} \times F^{0,8} \times P^{0,4}}{191}} \quad (3.23)$$

Onde:

$P$  é a pressão barométrica, [Pa];

$F$  é o fator de fricção de ar;

$W_{aA}$  é a potência dissipada do transformador com variação de altitude, [W];

$\Delta\theta_{aA}$  é a elevação de temperatura do ar em função de altitude, [°C].

A Equação (3.22) mostra que ao reduzir a pressão atmosférica, aumenta a elevação de temperatura sobre o gás para uma determinada potência dissipada, enquanto que a Equação (3.23) mostra que com a redução da pressão atmosférica, reduz-se a potência dissipada sobre esse gás e sobre o ambiente. Estas relações podem ser mostradas, através das Figuras 3.17 e 3.18 para o valor de fricção do ar igual a 0,95.

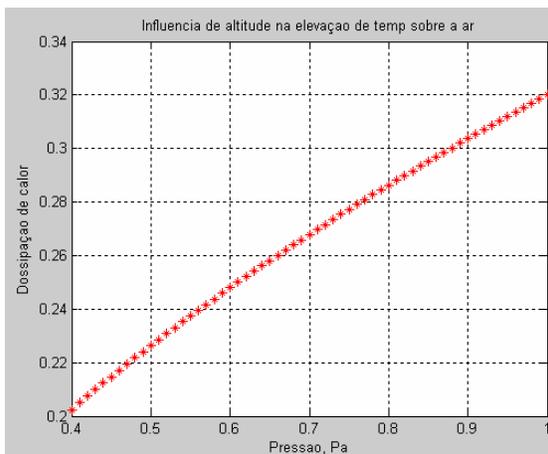


Figura 3.17 – Influência da pressão atmosférica na dissipação de Calor sobre o gás em contato com o tanque do Transformador, temperatura do tanque 75°C.

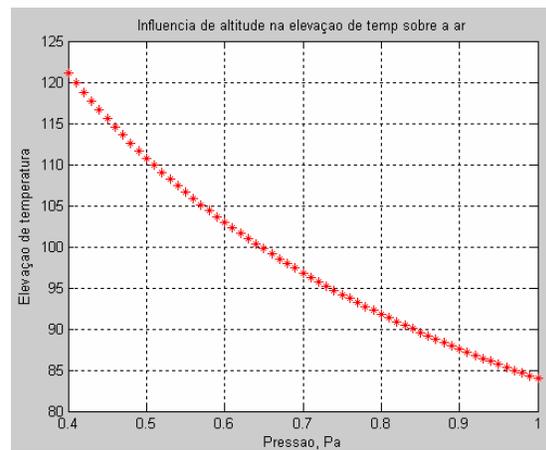


Figura 3.18 – Influência da pressão atmosférica na elevação de temperatura do gás em contato com o tanque do transformador, 0,32 W dissipada por 6,45 cm<sup>2</sup> desse tanque.

A dissipação total de potência em forma de calor em um transformador é igual à soma das potências dissipadas pelo processo de radiação e pelo processo de convecção.

Quando a superfície do tanque é plana e vertical a potência dissipada total pode ser expressa pela Equação (3.24) [16].

$$W = 1,84 \times 10^{-3} \times E_m \times \Delta\theta_T^{1,19} \left( 1 + \frac{1,1 \times \theta_A}{100} \right) + 1,4 \times 10^{-3} \times F \times \Delta\theta_a^{1,25} \sqrt{P} \quad (3.24)$$

Onde:

$E_m$  é o fator de emissividade;

$\Delta\theta_T$  é a elevação de temperatura na superfície do tanque do transformador, °C;

$\theta_A$  é a temperatura ambiente, °C;

$F$  é o fator de emissividade;

$P$  é a pressão atmosférica, PA.

Como a transferência de calor por radiação não é influenciada pela altitude, 55% ou mais da potência dissipada deve ocorrer pelo processo de radiação e a outra parte pelo processo de convecção. Esta relação pode ser analisada através da Figura 3.19, considerando um fator de fricção de ar igual 0,98, a temperatura ambiente, 25 °C e elevação de temperatura na superfície de tanque igual a 70 °C.

A Figura 3.19 mostra que, aumentando o fator de emissividade, aumenta a quantidade de calor dissipada pelo processo de radiação, compensando a redução da dissipação do calor por condução provocada pela diminuição de pressão em consequência do aumento de altitude. Pode-se constatar que enquanto a dissipação do calor por convecção (linha azul) diminui com a altitude, atingindo um valor inferior a 0,3 W/6,45 cm<sup>2</sup>, a dissipação do calor com o aumento do fator de emissividade aumenta, fazendo com que a dissipação total do calor (linha verde) aumente ao invés de acompanhar a evolução da curva de dissipação de calor por convecção.

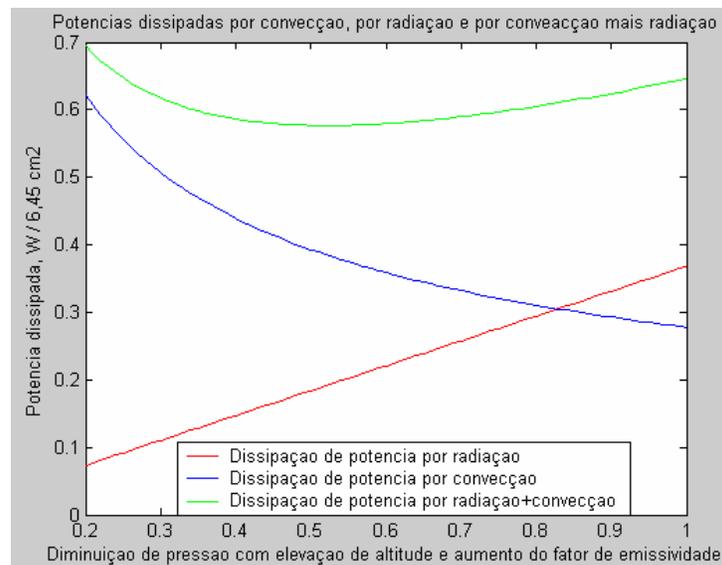


Figura 3.19 – Dissipação do calor do transformador pelos processos de convecção e de radiação

Portanto, um transformador projetado para operar a uma altitude igual a 1000 m, quando opera a uma altitude superior, a sua capacidade de carregamento é reduzida de acordo com a Equação (3.25) [16], pois a diminuição da pressão em função do aumento

de altitude favorece a formação de bolhas de gás, facilitando a ionização e a descarga elétrica em zona de alto gradiente elétrico.

$$P_r = P_{NA} \times \left( 1 - k_r \frac{H - 1000}{100} \right) \quad (3.25)$$

Onde:

$P_r$  é a potência reduzida, [kVA];

$P_{NA}$  é a potência nominal do transformador, [kVA];

$H$  é a altitude, [m];

$K_r$  é o fator de redução (0,004 para resfriamento natural e 0,005 para resfriamento forçado).

A redução do carregamento do transformador em função da elevação da altitude pode ser analisada através da Figura 3.20, para a potência nominal igual a 10 kVA e fator de redução igual a 0,005.

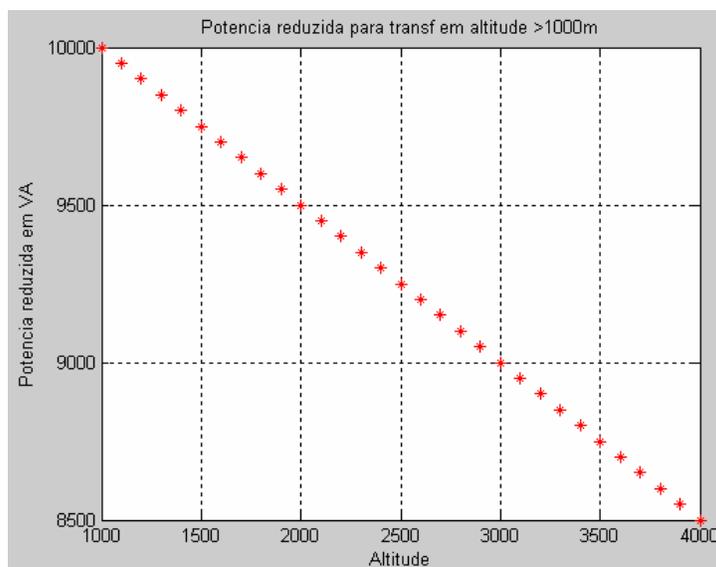


Figura 3.20 - Potência reduzida versus aumento de altitude

A Figura 3.20 mostra que a potência nominal de um transformador igual a 10 kVA deve ser reduzida para 9,5 kVA quando o transformador opera a uma altitude igual a 2000 m. Esta potência ainda reduz para 8,5 kVA quando a altitude aumenta para 4000 m.

Organizando a Equação (3.27), tem-se a Equação (3.28) que permite determinar a potência nominal de um transformador projetado para operar em altitudes superiores a 1000 m.

$$P_{NAP} = \frac{P_{DA}}{\left(1 - k_r \times \frac{H - 1000}{100}\right)} \quad (3.26)$$

Onde:

$P_{DA}$  é a demanda, [kVA];

$P_{NAP}$  é a potência nominal do transformador projetado para satisfazer a demanda, [kVA];

$H$  é a altitude, [m];

$k_r$  é o fator de redução (0,004 para resfriamento natural e 0,005 para resfriamento forçado).

A Equação (3.26) pode ser mostrada através da Figura 3.21, para a demanda igual a 10 kVA e fator de redução igual a 0,005.

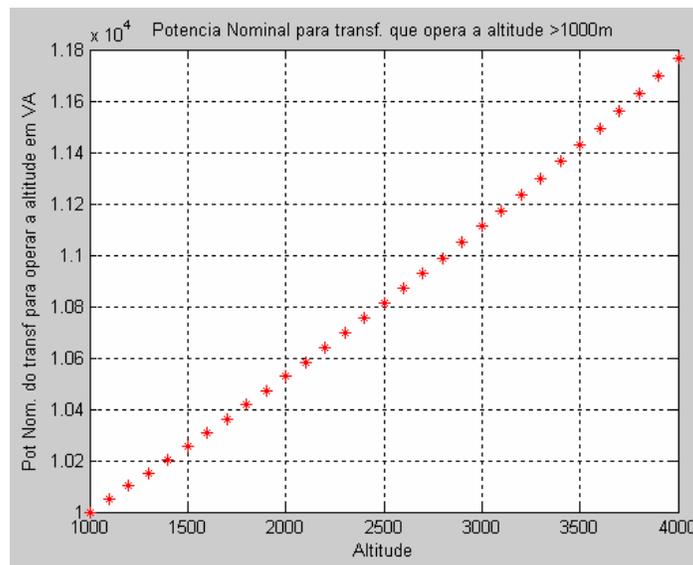


Figura 3.21 – Potência nominal do transformador versus elevação altitude

Conforme se pode analisar na Figura 3.21, quando o valor de altitude ultrapassar os 1000 m, a capacidade do transformador, para satisfazer a demanda de 10 kVA, deve aumentar.

### 3.4.5 – POTÊNCIA DISSIPADA DO ÓLEO DO TRANSFORMADOR EM FUNÇÃO DO FORMATO DO TANQUE DO TRANSFORMADOR E DA TEMPERATURA AMBIENTE.

Vários ensaios realizados mostraram que a potência dissipada do óleo para a superfície do tanque versus elevação de temperatura sobre o ambiente pode ser expressa pelas Equações (3.27) e (3.28) [16].

$$W_{OT} = K_o \times \Delta\theta_{TA}^{n_{po}} \quad (3.27)$$

$$\sqrt[n_{po}]{\frac{W_{OT}}{K_o}} = \Delta\theta_{TA} \quad (3.28)$$

Onde:

$W_{OT}$  é a potência dissipada do óleo sobre a superfície do tanque do transformador em contato com o ambiente, [kW];

$K_o$  é uma constante que depende da configuração da superfície do tanque do transformador;

$\Delta\theta_{TA}$  é a elevação de temperatura na superfície do tanque do transformador em contato com o ambiente, [°C],

$n_{po}$  é uma constante que depende da configuração da superfície do tanque do transformador.

Para uma superfície do tanque do transformador plana,  $K_o$  é igual a 0,03 e  $n_{po}$  é igual a 1,19; para um tanque do transformador com superfície corrugada n° 1,  $K_o$  é igual a 0,067 e  $n_{po}$  é igual a 1,27; e para um tanque do transformador com superfície corrugada n° 2,  $K_o$  é igual a 0,08 e  $n_{po}$  é igual a 1,245. Uma superfície corrugada n° 1 possui 6,73 cm de largura e 8,89 cm de profundidade, enquanto uma superfície corrugada n°2 possui 5,62 cm de largura e 21,06 cm de profundidade.

A potência total dissipada sobre as três formas da superfície do tanque do transformador, em função das suas elevações de temperatura, e a elevação de temperatura dessas superfícies com a potência dissipada sobre as mesmas descritas pelas Equações (3.27) e (3.28) podem ser analisadas nas Figuras 3.22 e 3.23.

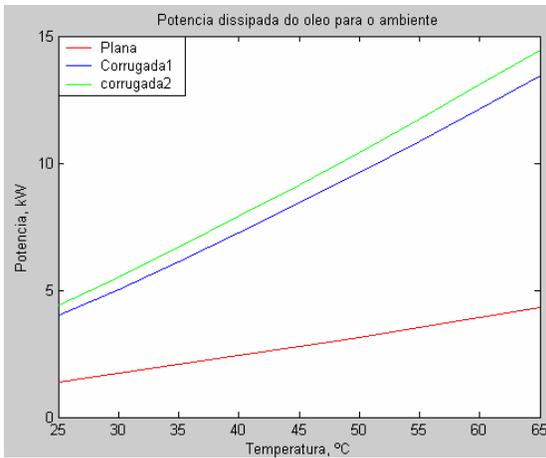


Figura 3.22 – Potência dissipada do óleo para a superfície de tanque do transformador, originando a elevação de temperatura dessas superfícies em contato com o ambiente.

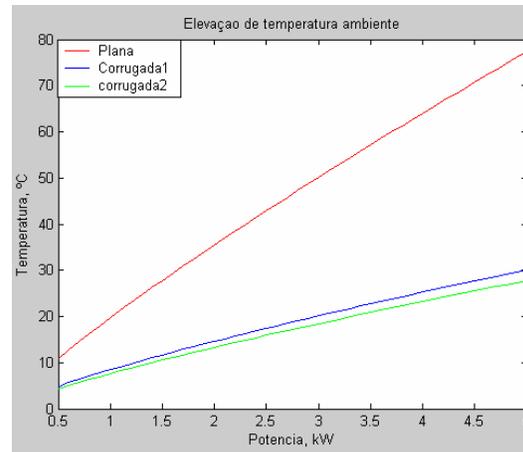


Figura 3.23 – Elevação de temperatura sobre a superfície do tanque em contato com o ambiente com a dissipação de potência em kW sobre essa superfície.

Conforme se pode constatar, a potência total dissipada do óleo do transformador sobre a superfície corrugada da parede do tanque do transformador é mais elevada em relação à potência dissipada sobre uma superfície plana lisa da parede do tanque, pois a área de uma superfície corrugada do tanque de um transformador é maior em relação à área lisa de um transformador da mesma capacidade. Da mesma forma se pode notar que a elevação de temperatura sobre uma superfície lisa do transformador em contato com o ambiente é mais elevada em relação a uma superfície corrugada do tanque de um transformador da mesma capacidade, pois quanto menor é a área do tanque do transformador, maior é a sua elevação de temperatura para uma determinada potência dissipada. Pode-se verificar ainda que quanto maior é a superfície corrugada (as superfícies corrugadas nº1 e nº2 são de 59,9 cm<sup>2</sup> e 118,4 cm<sup>2</sup>, respectivamente), maior é a potência dissipada nesta superfície e menor é a sua elevação de temperatura.



## Capítulo 4

# Definição de Sobrecargas, Tempo, Duração, Perfil Térmico e Envelhecimento: perda de vida útil técnica e econômica dos transformadores.

Neste capítulo, são abordadas as definições, as causas e conseqüências da sobrecarga sobre o desempenho do transformador, as perdas de vida útil técnica e vida útil econômica dos transformadores submetidos a um ciclo de carga variável ao longo de 24 horas.

São realizadas as comparações entre as perdas de vida úteis técnica e as taxas de envelhecimento dos transformadores, classes de isolamento 55°C, em temperatura de referência de 95°C, classe de isolamento 65°C, em temperatura de referência de 110°C, e classe de isolamento 65°C, em temperatura de referência de 120°C.

### 4.1 – DEFINIÇÃO DE SOBRECARGAS

Em regra, sobrecarga é o resultado de um fluxo excessivo de corrente que percorre os enrolamentos dos equipamentos, causando aumento adicional de temperatura. Esta sobre temperatura pode causar a deterioração da isolação, afetando sua vida útil. Em um caso extremo, a sobrecarga pode provocar o incêndio do transformador.

A deterioração da isolação do transformador em função do aquecimento depende também da qualidade do material utilizado na sua fabricação. Por exemplo, dois transformadores de fabricantes diferentes com as mesmas características e operando nas mesmas condições podem sofrer degradação a ritmos diferentes.

Geralmente, admite-se que o aquecimento em plena carga seja de tal forma que a temperatura do óleo na parte superior do tanque ultrapasse 50°C, enquanto o cobre pode alcançar uma temperatura 10°C a 15 °C acima da do topo do óleo.

O aquecimento do transformador é função das perdas no cobre uma vez que as perdas no ferro são funções diretas da tensão aplicada normalmente considerada constante.

Se se pretende constituir uma imagem dos fenômenos térmicos que se passam no transformador, é necessário considerar duas constantes de tempo: uma pequena em torno de 10 minutos, relativa à passagem do calor dos condutores para o óleo, e a outra maior que diz respeito à transmissão do calor para o meio ambiente ou ao agente de arrefecimento, cujo valor é da ordem de 1,0 a 2,0 horas.

A capacidade de sobrecarga dos transformadores varia com os seguintes fatores:

- A temperatura do ponto mais quente do enrolamento;
- A elevação média de temperatura do enrolamento sobre o ambiente;
- A relação entre a perda em carga e a perda em vazio;
- A constante do tempo e;
- A temperatura ambiente.

#### 4.2 – PERDA DE VIDA ÚTIL TÉCNICA DOS TRANSFORMADORES COM O CICLO DE CARGA DIÁRIO: PERFIL TÉRMICO.

##### 4.2.1 – EFEITO DO TEMPO DE OPERAÇÃO NA PERDA DE VIDA DOS TRANSFORMADORES.

O tempo no qual um transformador opera em sobrecarga influencia diretamente na elevação de temperatura do óleo e do ponto mais quente do seu enrolamento e, conseqüentemente, na perda de vida útil técnica adicional caso a temperatura limite do isolamento for ultrapassada.

##### 4.2.1.1-TEMPO E A ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA DO TOPO DO ÓLEO

A relação entre o tempo e a elevação de temperatura do topo do óleo é mostrada através da Equação (4.1) [19]:

$$\Delta\theta_{TO} = (\Delta\theta_{FO} - \Delta\theta_{IO}) \times (1 - e^{-t_h/\tau_o}) + \Delta\theta_{IO} \quad (4.1)$$

Onde:

$\Delta\theta_{TO}$  é a elevação de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente no fim do tempo  $t_h$ , [°C];

$\Delta\theta_{FO}$  é a elevação de temperatura final do topo do óleo sobre a temperatura ambiente para qualquer carregamento, [°C];

$\Delta\theta_{IO}$  é a elevação inicial de temperatura de topo do óleo no início de intervalo do tempo  $t_h$ , [°C].

$\tau_o$  é a constante de tempo do topo do óleo, [h];

$t_h$  é o período de tempo de operação do transformador, [h].

Quando um transformador opera em condição de sobrecarga, a elevação de temperatura  $\Delta\theta_{TO}$  a um determinado instante de tempo  $t_h$  atinge um valor acima do normal, que é regulamentado na Norma Brasileira NBR 5416/1997 [13], comprometendo a isolamento e o desempenho da máquina. Portanto, nessa condição de operação, para que o envelhecimento do transformador ocorra sob um ritmo normal a partir deste instante do tempo, a carga deve ser reduzida. Sabe-se, portanto, que o aumento de temperatura pode causar a formação de gases e vapores solúveis no óleo, constituindo perigo para isolamento.

A constante de tempo térmico do topo do óleo,  $\tau_o$ , correspondente à sobrecarga é calculada conforme a Equação (4.2) [19]:

$$\tau_o = \frac{C_T \times (\Delta\theta_{FO} - \Delta\theta_{IO})}{P_{C-PT}} \quad (4.2)$$

Onde:

$C_T$  é a capacidade térmica do transformador para o fluxo de óleo não dirigido, [Wh /°C];

$P_{C-PT}$  é a perda total na condição de carga a ser mantida, menos a perda dissipada pelas paredes dos tanques, [W].

Durante um intervalo de tempo  $t_h$  de 0,0 a 0,15 hora, a diferença entre a temperatura do topo de óleo e a do óleo médio  $\Delta\theta_{tm}$  pode ser calculada conforme a Equação (4.3) [13]:

$$\Delta\theta_{tm} = 7 \times t_h + 6 \quad (4.3)$$

Onde:

$t_h$  é o tempo em horas, [h];

$\Delta\theta_{tm}$  é a diferença entre a temperatura do topo do óleo e a do óleo médio, [°C].

De acordo com a norma Brasileira NBR 5416/1997 [10], a elevação de temperatura do óleo médio  $\Delta\theta_{tm}$  pode ser estimada pela Equação (4.4) [13]:

$$\Delta\theta_{OM} = \Delta\theta_{TO} - \Delta\theta_{im} \quad (4.4)$$

Onde:

$\Delta\theta_{OM}$  é a elevação de temperatura do óleo médio, [°C].

Das expressões (4.3) e (4.4), pode-se determinar uma Equação que relaciona o tempo  $t_h$  com a elevação de temperatura do topo do óleo, como segue:

$$\Delta\theta_{TO} = 7 \times t_h + 6 + \Delta\theta_{OM} \quad (4.5)$$

Da expressão (4.5) deduz-se a Equação através da qual se pode calcular o período de tempo de funcionamento do transformador sob uma determinada condição de carregamento que originou a referida elevação temperatura do topo do óleo.

$$t_h = \frac{\Delta\theta_{TO} - 6 - \Delta\theta_{OM}}{7} \quad (4.6)$$

Se o equipamento for um transformador classe de isolamento 65°C, a sua temperatura máxima do topo do óleo não deve ultrapassar 105°C e do enrolamento 120°C, em condição de operação normal, a fim de evitar o envelhecimento acelerado do equipamento. A partir desta temperatura, pode-se considerar que o transformador opera em condição de sobrecarregamento extremo e a carga deve ser reduzida de imediato. Por isso, o período do tempo de operação do equipamento, em condição de sobrecarregamento, deve ser controlado de acordo com as Tabelas B1 a B40 da NBR 5416/1997 [10]. Estas Tabelas indicam os períodos de operação dos transformadores sob um determinado carregamento em função dos tipos de resfriamento, da temperatura ambiente e do carregamento inicial. É importante ter em mente que a condição normal de funcionamento não significa operação em condição nominal em que o transformador pode operar continuamente durante 24 horas.

#### 4.2.1.2—TEMPO E A ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA DO PONTO MAIS QUENTE DO ENROLAMENTO.

Ao tratar-se do enrolamento do transformador, a relação entre o tempo e a temperatura nos enrolamentos pode ser mostrada através da Equação (3.9) de acordo com NBR 5356/1993 [15].

De acordo com a Equação (3.9) da NBR 5356/1993 [15], perante a um determinado perfil de sobrecarregamento do transformador, a temperatura do seu enrolamento é função direta do tempo de operação assim como da perda de vida útil do seu isolamento.

#### *4.2.2–EFEITO DO CARREGAMENTO SOBRE O ENVELHECIMENTO DOS TRANSFORMADORES.*

##### *4.2.2.1-CARREGAMENTO NORMAL E ENVELHECIMENTO DO TRANSFORMADOR: PERFIL TÉRMICO.*

Na norma Brasileira NBR 5416/1997 [13], a expectativa de vida útil dos transformadores, em condição normal de operação é de 7,42 anos. No entanto, na norma ANSI/IEEE C57. 91-1981 [18], através dos ensaios em modelos sob condição de operação contínua, indicam uma expectativa de vida para os transformadores de distribuição e de potência de 20 anos.

Admitindo-se que os transformadores de distribuição possam operar em condição de carregamento de até 150% da sua potência nominal implica em risco de deterioração de isolamento e de aparecimento de falhas quando há descarga atmosférica ou curto-circuito. É de realçar que a partir de 130°C começa-se a decrescer a concentração de oxigênio e iniciam-se as reações de oxidação e à medida que aumenta a temperatura, aumenta o teor de água solúvel no óleo que o contamina e, portanto, aumenta o seu ritmo de envelhecimento.

A título de prudência, para que o envelhecimento do transformador ocorra em um ritmo normal, o critério de carregamento máximo do transformador de distribuição deve ser igual à sua potência nominal especificada pelo fabricante, embora se possa admitir uma sobrecarga de 120% para as condições de emergência e/ou transitória.

##### *4.2.2.2-SOBRECARGAS E ENVELHECIMENTO DOS TRANSFORMADORES: PERFIS TÉRMICOS*

A vida de isolamento de transformadores está ligada diretamente a pontos nos quais existem concentrações de perdas, ou seja, nas regiões de altas temperaturas. Esta região de alta densidade de perdas paralelamente ao estado do isolamento sólido e líquido do transformador se torna os principais fatores na determinação do desempenho e de vida útil dos transformadores.

Conforme se refere, a operação dos transformadores a uma temperatura superior a 130 °C pode causar a formação de gases no seu isolamento sólido e no

óleo, causando riscos à integridade da sua resistência dielétrica, acelerando o ritmo de envelhecimento ou provocando falha ao equipamento.

A relação entre a temperatura do ponto mais quente do enrolamento do transformador com a temperatura média do enrolamento, em condição de carga variável, é máxima nos períodos de transição para a ponta de carga quando a taxa de crescimento de calor gerado nos enrolamentos é maior que a taxa de dissipação proporcionada pelo sistema de refrigeração. É neste período que acontece a perda adicional de vida dos transformadores caso o período do tempo desta sobre-temperatura seja superior ao valor máximo aceitável, de acordo com as Tabelas B.1 a B.40 da norma Brasileira NBR 5416/1997 [13]

Portanto, a perda de vida útil dos transformadores com o sobrecarregamento é função das propriedades mecânicas do papel isolante, que depende da temperatura e do tempo de operação.

O envelhecimento térmico do óleo isolante em transformadores ocorre a partir da ordem de 75°C. À medida que aumenta a temperatura, aumenta a presença de contaminação sólida simultaneamente com a água no óleo, reduzindo cada vez mais a sua constante dielétrica e constituindo, portanto, um campo ideal para a descarga elétrica, aumentando ainda mais o seu ritmo de envelhecimento térmico. A contaminação líquida provém de formação de partículas de água solúvel no óleo, enquanto a contaminação sólida, do processo de degradação de fibra celulose e da corrosão da cuba, formando partículas sólidas de óxidos.

A vida útil do equipamento é tanto maior quanto maior for a sua potência nominal instalada para uma determinada demanda.

Para analisar a perda de vida dos transformadores com carregamento, apresenta-se a Tabela 4.1 da norma ANSI/IEEE C57. 91-1981 [18] que mostra os dados de ensaio realizado sobre a perda de vida de um transformador classe 65°C à temperatura média ambiente de 30°C. Os valores neste guia de carregamento do transformador é determinado, considerando as constantes do tempo do topo do óleo e do ponto mais quente de 3,5 h e 0,0834, respectivamente, e o valor da relação entre as perdas no enrolamento e no ferro de 2,7. Estes valores são diferentes aos valores utilizados na NBR 5416/1997 [13].

De acordo com a Tabela 4.1 da norma ANSI/IEEE.C57.91-1981 [18], em um transformador submetido a um carregamento inicial de 50%, um pico de carga de 2,12 p.u. durante 1,0 hora, não ocasiona a perda de vida adicional ao equipamento. Portanto, a sua perda de vida útil estimada no período normalizado de 20 anos, ocorre

a um ritmo normal, ou seja, 0,0137% por dia ( $0,0137\% \times 365 \times 20 \text{ anos} \cong 100\%$ ). Para carregamentos iniciais superiores a 50%, os respectivos picos de carga devem ser reduzidos para que o ritmo do envelhecimento ocorra normalmente.

Tabela 4.1-Dados dos ensaios sobre a perda de vida do transformador com carregamentos a ambiente de  $30^\circ\text{C}$ <sup>[18]</sup>

$t_h$ (h)	Perda de vida extra (%)	Carga inicial igual a 50%			Carga inicial igual a 75%			Carga inicial igual a 90%		
		Pico de Carga (p.u.)	$\theta_H$ (max) ( $^\circ\text{C}$ )	$\theta_{TO}$ (max) ( $^\circ\text{C}$ )	Pico de Carga (p.u.)	$\theta_H$ (max) ( $^\circ\text{C}$ )	$\theta_{TO}$ (max) ( $^\circ\text{C}$ )	Pico de Carga (p.u.)	$\theta_H$ (max) ( $^\circ\text{C}$ )	$\theta_{TO}$ (max) ( $^\circ\text{C}$ )
1	Normal	2,12	156	89	1,96	152	94	1,82	148	96
	0,05	2,38	176	96	2,27	175	101	2,16	173	105
	0,10	2,49	186	99	2,37	184	104	2,27	182	108
	0,50	2,76	209	107	2,65	207	112	2,56	207	116
2	Normal	1,79	148	97	1,68	145	99	1,57	141	100
	0,05	2,02	169	107	1,93	167	110	1,85	164	111
	0,10	2,10	177	111	2,02	175	114	1,95	174	116
	0,50	2,34	200	122	2,26	199	125	2,20	197	127
4	Normal	1,50	140	102	1,44	138	102	1,38	133	100
	0,05	1,70	161	114	1,65	159	114	1,60	157	114
	0,10	1,77	168	118	1,72	167	119	1,68	165	119
	0,50	1,97	191	132	1,93	189	132	1,89	188	132
8	Normal	1,28	130	100	1,25	127	99	1,21	124	97
	0,05	1,46	149	112	1,43	147	112	1,41	146	111
	0,10	1,53	157	118	1,50	155	116	1,47	153	116
	0,50	1,69	177	131	1,67	176	130	1,65	174	129
24	Normal	1,08	112	90	1,07	111	89	1,07	111	89
	0,05	1,24	130	101	1,24	129	101	1,23	128	100
	0,10	1,30	136	105	1,29	135	105	1,29	135	105
	0,50	1,45	154	118	1,45	154	118	1,45	153	117
	1,00	1,53	164	124	1,52	163	124	1,52	163	124

Onde:

$\theta_H$  é a temperatura máxima do ponto mais quente do enrolamento;

$\theta_{TO}$  é a temperatura máxima do topo do óleo.

Pela exposição, percebe-se que as sobrecargas elevadas geram calor excessivo que eleva a temperatura das partes internas do transformador, causando uma aceleração no ritmo de envelhecimento do seu isolamento.

Segundo IEEE Std C57.91 [17], a temperatura do ponto mais quente do enrolamento do transformador  $\theta_H$  é calculada adicionando a temperatura ambiente às elevações de temperatura de topo do óleo e do ponto mais quente como mostra a Equação (4.7):

$$\theta_H = \theta_A + \Delta\theta_{TO} + \Delta\theta_H \quad (4.7)$$

Onde:

$\theta_A$  é a temperatura ambiente, [°C];

$\Delta\theta_{TO}$  é a elevação de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente, [°C];

$\Delta\theta_H$  é a elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo no fim de um tempo  $t_h$ , [°C].

A elevação da temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo, à semelhança da Equação da elevação de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente mostrada na Equação (4.1), pode ser determinada através da Equação (4.8) [19]:

$$\Delta\theta_H = (\Delta\theta_{HF} - \Delta\theta_{HI}) \times (1 - e^{-\frac{t_h}{\tau_H}}) + \Delta\theta_{HI} \quad (4.8)$$

Onde:

$\Delta\theta_{HF}$  é a elevação da temperatura final do ponto mais quente do condutor sobre a temperatura do topo do óleo para qualquer carga  $k$ , [°C].

$\Delta\theta_{HI}$  é a elevação da temperatura inicial do ponto mais quente do condutor sobre a temperatura do topo do óleo para qualquer carregamento  $k$ , [°C];

$\tau_H$  é a constante de tempo do ponto mais quente do enrolamento, [h];

$t_h$  é o período de tempo de operação, [h].

Portanto, de acordo com essa norma, os valores finais e iniciais das elevações de temperaturas do topo do óleo sobre o ambiente e de enrolamento sobre o topo do óleo, que resultam da variação de um patamar de carga aplicada aos enrolamentos do transformador, são determinados pelas Equações (4.9) e (4.10) [19]:

$$\Delta\theta_{OKPi} = \left[ \left( K_{LPi}^2 \times R_{CV} + 1 \right) / \left( R_{CV} + 1 \right) \right]^{n_o} \times \Delta\theta_{OCN} \quad (4.9)$$

$$\Delta\theta_{HKPi} = K_{LPi}^{2 \times m_e} \times \Delta\theta_{HCN} \quad (4.10)$$

Onde:

$\Delta\theta_{OKPi}$  corresponde,  $\Delta\theta_{FO}$ , quando  $P_i$  é considerado o último patamar de carga e corresponde,  $\Delta\theta_{IO}$ , quando o patamar de carga é considerado inicial.

$\Delta\theta_{HKPi}$  corresponde,  $\Delta\theta_{HF}$ , quando  $P_i$  é considerado o último patamar de carga e corresponde,  $\Delta\theta_{HI}$ , quando o patamar de carga é considerado inicial.

$K_{LPi}$  é a demanda de potência referente ao patamar  $P_i$ , [p.u.];

$R_{cv}$  é a relação entre a perda em carga e a perda em vazio do transformador;

$\Delta\theta_{HCN}$  é a elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo, em condição de carregamento normal, [°C];

$\Delta\theta_{OCN}$  é a elevação de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente, em condição de carregamento normal, [°C];

$m_e$  é um valor que relaciona perdas nos enrolamentos com a variação de temperatura;

$n_o$  relaciona variação de temperatura do óleo isolante com a variação na carga.

Na Tabela B.1 da NBR 5416/1997 [10], sobre o perfil de carregamento do transformador 65°C, nota-se que a carga submetida ao transformador não deve ultrapassar 150% sob pena de ocorrer uma perda adicional do equipamento, pois sob esta condição de operação, o calor liberado ultrapassa o valor máximo que este equipamento pode suportar. No entanto, na Tabela 4.1 verifica-se que um transformador da mesma classe suporta uma carga de 212% durante o mesmo período do tempo, cujos valores de temperaturas do ponto mais quente do enrolamento e do topo do óleo atingem valores de 156 e 89°C, respectivamente. Isto acontece porque as constantes do tempo do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento utilizado no guia de carregamento dos transformadores na norma ANSI/IEEE C57. 91-1981 [18] é mais elevada em relação à utilizada na NBR 5416/1997 [10], enquanto a relação entre as perdas no cobre e no ferro nesta norma ANSI/IEEE C57. 91-1981 [18] é mais baixa do que a utilizada na NBR 5416/1997[13]. No entanto, no guia de carregamento desta norma ANSI/IEEE C57. 91-1981 [18], um transformador suporta um carregamento de 300% durante 0,5 h e, sob este carregamento, as temperaturas do ponto mais quente do enrolamento e do topo do óleo atingem valores de 200°C e 120°C, respectivamente. Nesta condição, a norma NBR 5416/1997 [13] estipula que a carga máxima imposta ao transformador deve ser de 150% e que as temperaturas máximas do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento não devem ultrapassar 67°C e 115°C, respectivamente. Portanto, se um transformador com as mesmas características dos da norma Brasileira NBR 5416/1997 [13] fosse submetido a um carregamento de 300%, isto implicaria no aumento excessivo de formação de gases e água no seu isolamento líquido e sólido, aumentando o seu ritmo de envelhecimento na mesma proporção e pondo em risco sua integridade física.

Para entender melhor a diferença dos resultados na Tabela 4.1 da guia de carregamento na norma ANSI/IEEE C57. 91-1981 [18] e da Tabela B.1 da norma

Brasileira NBR 5416/1997 [13], deve-se analisar a evolução dos resultados que se pode obter em relação aos parâmetros considerados nestas Tabelas, como as constantes do tempo do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento e a relação entre as perdas no cobre e no ferro, aplicados nas Equações (4.1), (4.8) e (4.9) [19], sobre as elevações de temperaturas do topo do óleo, do ponto mais quente do enrolamento e final do topo do óleo, respectivamente. Pode-se verificar, portanto, que quanto menor for a relação entre as perdas no cobre e no ferro e quanto maior for as constantes do tempo do topo do óleo e do ponto mais quente, menor são as elevações de temperaturas do topo do óleo, do ponto mais quente e final do topo do óleo, respectivamente, para um determinado período do tempo de operação. Isto mostra que a qualidade e a quantidade dos materiais utilizados na fabricação dos transformadores têm grande importância na determinação do perfil térmico dos transformadores. Por isso, para atingir um determinado valor da elevação de temperatura do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento, a carga aplicada ao transformador utilizado no guia de carregamento da norma ANSI/IEEE C57. 91-1981 [18] deve ser mais elevado em relação ao transformador referido na norma Brasileira NBR 5416/1997 [13]. A quantidade dos materiais como um dos meios utilizados na redução das perdas e, conseqüentemente, na redução do aquecimento do transformador é um dos assuntos abordados no capítulo 2.

A vida útil estimada em p.u. dos transformadores de distribuição, de acordo com a norma IEEE Std C57.91<sup>TM</sup> – 1995 / Cor 1-2002 [19], para isolamento 55°C, pode ser calculada pela Equação (4.11) [19]:

$$Vida \text{ _útil _por _unidade} = 2,00 \times 10^{-18} \times e^{(15000/(\theta_H+273))} \quad (4.11)$$

Onde:

$\theta_H$  é a temperatura do ponto mais quente do enrolamento, [°C].

De modo similar, a vida útil dos transformadores de isolamentos classe 65°C, para a temperatura máxima de referência dos pontos mais quentes dos enrolamentos iguais a 110°C e 120°C, em p.u., pode ser calculada através das Equações (4.12) [19] e (4.13) [17], respectivamente.

$$Vida\_por\_unidade = 9,8 \times 10^{-18} \times e^{15000/(\theta_H+273)} \quad (4.12)$$

$$Vida\_por\_unidade = 2,65 \times 10^{-17} \times e^{(15000/(\theta_H+273))} \quad (4.13)$$

Portanto, a interpretação que se pode fazer das Equações (4.11) a (4.13) é que quanto maior for a temperatura do ponto mais quente do enrolamento, consequência da sobrecarga imposta ao transformador, menor é a sua vida útil estimada.

Comparando as Equações (4.11) a (4.13), pode-se constatar que a vida útil do transformador estimada pela Equação (4.13) é maior, enquanto a vida útil estimada pela Equação (4.11) é menor. Portanto um transformador classe de isolamento 65°C apresenta uma vida útil estimada maior em relação a um transformador classe de isolamento 55°C, conforme a Tabela 4.2..

Tabela 4.2 - Vida útil estimada do transformador em função da temperatura do ponto mais quente do enrolamento

<i>Transformador classe Isolamento 55°</i>		<i>Transformador classe Isolamento 65°</i>		<i>Transformador classe Isolamento 65°</i>	
<i>Temperatura máxima de Referência 95°C</i>		<i>Temperatura máxima de Referência 110°</i>		<i>Temperatura máxima de Referência 120°C</i>	
$\theta_H$	<i>Vida p.u.</i>	$\theta_H$	<i>Vida p.u.</i>	$\theta_H$	<i>Vida p.u.</i>
50	294,77512	50,0	1444,40	50	3905,78
60	73,085510	60,0	358,12	60	968,39
70	19,655440	70,0	96,3125	70	260,44
80	5,694530	80,0	27,9032	80	75,46
90	1,766330	90,0	8,655	90	23,41
100	0,583369	100	2,859	100	7,73
110	0,204146	110	1,000	110	2,71
120	0,075361	120	0,3693	120	1,000
130	0,029230	130	0,144	130	0,388
140	0,011870	140	0,0582	140	0,158
150	0,005029	150	0,0247	150	0,067
160	0,002218	160	0,0109	160	0,030
170	0,001015	170	0,00498	170	0,0135
180	0,000486	180	0,00236	180	0,0064
190	0,000235	190	0,00116	190	0,0032
200	0,000119	200	0,000581	200	0,0016

Em operação contínua por um período de 24 horas, de acordo com a Tabela 4.2, pode-se constatar que um transformador classe de isolamento 65°C e temperatura de referência de 110 °C tem uma vida útil sob esta temperatura de 1,0 p.u., quando a temperatura de referência é nominal e, quando a temperatura do seu ponto mais quente aumenta para 120°C, a sua vida útil estimada diminui para 0,37 p.u. Quanto ao transformador classe de isolamento 65°C e temperatura de referência de 120°C, a sua vida útil estimada sob esta temperatura de referência é de 1,0 p.u., e quando a temperatura do seu ponto mais quente reduz para 110°C, a vida útil estimada aumenta para 2,7 p.u. O transformador classe de isolamento 55°C em relação aos transformadores de 65°C apresenta uma deterioração a um ritmo mais acelerado sob um determinado carregamento.

A evolução das vidas úteis estimadas desses transformadores, em operação contínua, pode ser analisada através da Figura 4.1 para as temperaturas de referências de 95°C, 110°C e 120°C, relativas aos transformadores classes 55°C e 65°C respectivamente.

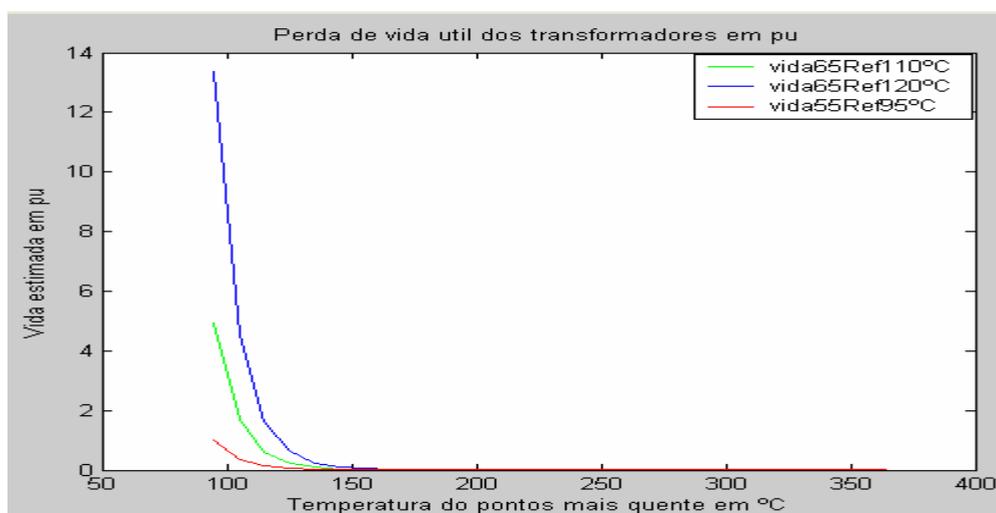


Figura 4.1-Vida útil dos transformadores em p.u. x temperaturas de referência do ponto mais quente

A Figura 4.1 mostra que o comportamento do transformador de 55°C, quanto à perda de vida útil, é mais sensível à temperatura do ponto mais quente do enrolamento em relação aos transformadores de 65°C de referência 110°. Da mesma forma, o transformador classe isolamento 65°C, em temperatura de referência 110°C, é mais sensível à temperatura do ponto mais quente do enrolamento em relação ao transformador 65°C de temperatura de referência 120°C.

Para converter a vida útil estimada do transformador em p.u. para uma base de 65000 horas que corresponde a 7,42 anos, de acordo com DEIS Feature Article “Risk Assessment Using Transformer Loss of Life Data” March/April 2004 – Vol.20, No. 2 (From IEEE Standard C57.91.1981) [18], em desacordo com o estabelecido em ensaios em modelos, tem-se a Equação (4.14):

$$Vida(p.u.) = \frac{1}{65000} \times Vida\_estimada \quad (4.14)$$

A determinação da taxa de envelhecimento global do transformador em % é determinada pela Equação (4.15) [18]:

$$\Delta V(\%) = 100 \times 10^{-(A+B/(\theta_H+273))} \times \Delta t \quad (4.15)$$

Onde:

$\Delta t$  é o intervalo de tempo de funcionamento do transformador, [h];

$A$  é igual a -14,133 para transformador de 55°C e -13,391 para transformador de 65°C;

$B$  é igual a 6972,15.

A taxa de envelhecimento do transformador determinada pela Equação (4.15) [14], em um período de 24 horas, pode ser analisada através da Tabela 4.3 e da Figura 4.2, para transformadores classe 55°C e 65°C:

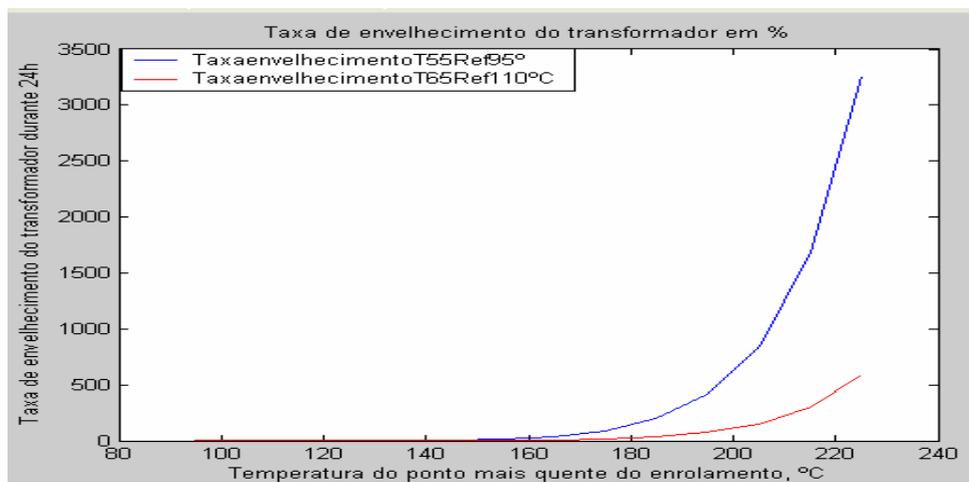


Figura 4.2-Taxa de envelhecimento do transformador x temperatura do enrolamento em %

Tabela 4.3-Taxa de envelhecimento global dos transformadores durante 24 horas.

Transformador Classe 55°C		Transformador Classe 65°C (110°C)	
$\theta_H$ (°C)	Taxa de envelhecimento (%)	$\theta_H$ (°C)	Taxa de envelhecimento (%)
95	0,036	95	0,007
105	0,18	105	0,02
115	0,35	115	0,06
125	0,99	125	0,18
135	2,66	135	0,48
145	6,82	145	1,24
155	16,72	155	3,03
165	39,36	165	7,13
175	89,21	175	16,16
185	195,06	185	35,31
195	412,53	195	74,72
205	845,52	205	153,15
215	1682,75	215	304,81
225	3257,69	225	590,08

Como se pode notar na Tabela 4.3 e na Figura 4.2, o ritmo de envelhecimento do transformador aumenta com aumento de temperatura dos seus enrolamentos.

A vida útil técnica total dos transformadores, em anos, para curva de carga considerada constante ao longo do dia, pode ser determinada através da Equação (4.16):

$$Vida\_útil(anos) = \frac{100\%}{[\Delta V_{[24h]}(\%)] \times 365} \quad (4.16)$$

Onde:

$\Delta V_{[24h]}$  (%) é a taxa de envelhecimento global do transformador ao longo de 24 horas.

Utilizando os valores da taxa de envelhecimento do transformador na Tabela 4.3 e a Equação (4.16), tem-se a Tabela 4.4 apresentando a vida útil dos transformadores com classes de isolamentos 55°C e 65°C em função das temperaturas:

Tabela 4.4-Vida útil dos transformadores em anos.

Transformador Classe 55°C		Transformador Classe 65°C (110°C)	
$\theta_H$ (°C)	Vida útil em anos	$\theta_H$ (°C)	Vida útil em anos
95	7,42	95	40,98
105	2,34	105	12,93
110	1,34	110	7,43
115	0,78	115	4,33
125	0,28	125	1,53
135	0,11	135	0,57
145	0,04	145	0,22

Os ritmos de envelhecimento dos transformadores para classes de isolamentos 55°C e 65°C são 0,036% e 0,007%, respectivamente, correspondente à temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos igual a 95°C. Portanto, a esta temperatura, que corresponde à temperatura de referência do transformador classe de isolamento 55°C, a vida útil deste transformador é de 7,42 anos, enquanto a vida útil de um transformador classe isolamento 65°C, para essa temperatura, é de 40,978 anos. Isto mostra que o transformador classe de isolamento 65°C é mais adequado termicamente em relação a um transformador classe de isolamento 55°C. Mas quando o transformador classe de isolamento 65°C opera sob a sua temperatura de referência (110°C), a vida útil reduz de 40,978 anos para 7,42 anos. De uma forma similar, quando o transformador classe de isolamento 55°C opera sob um perfil de temperatura de 110°C, a sua vida útil reduz para 1,34 anos, mostrando que é menos adequado em relação ao transformador classe de isolamento 65°C. Pode-se concluir, no entanto, que a vida útil dos transformadores operando continuamente sob respectivas temperaturas de referência é de 7,42 anos, à temperatura ambiente de 30°C, contrariando a norma ANSI/IEEE C57. 91-1981 [18] que estima a vida útil dos transformadores operando sob estas condições através de ensaios em modelos 20 anos. Este assunto é analisado pormenorizadamente no estudo dos casos no Capítulo 5.

Para uma carga que varia durante 24 horas, costuma-se calcular um fator de envelhecimento equivalente do transformador. Este fator indica o ritmo de envelhecimento do transformador equivalente ao ritmo de envelhecimento do transformador quando a carga é considerada constante.

O fator de envelhecimento em regime contínuo de carga de 24 horas,  $F_{AA}$ , para a classe de isolamento 65°C, pode ser determinado pela Equação (4.17) [19]:

$$F_{AA} = e^{\left[ \frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_H + 273} \right]} \quad (4.17)$$

Onde:

$e$  é a base logaritmo, igual a 2,71;

$\theta_H$  é a temperatura do ponto mais quente do enrolamento, [°C].

De acordo com a Figura 4.3, pode-se verificar que para a temperatura do ponto mais quente do enrolamento acima da temperatura de referência de um transformador classe de isolamento 65°C (110°C), o fator de envelhecimento do transformador é maior que a unidade, enquanto a sua vida útil é menor que a unidade. Por outro lado, para a temperatura do ponto mais quente do enrolamento abaixo da temperatura de referência, o fator de envelhecimento deste transformador é menor que unidade e a sua vida útil é maior que a unidade. À temperatura de referência, este fator é igual à unidade, indicando que a perda de vida do transformador ocorre a um ritmo normal.

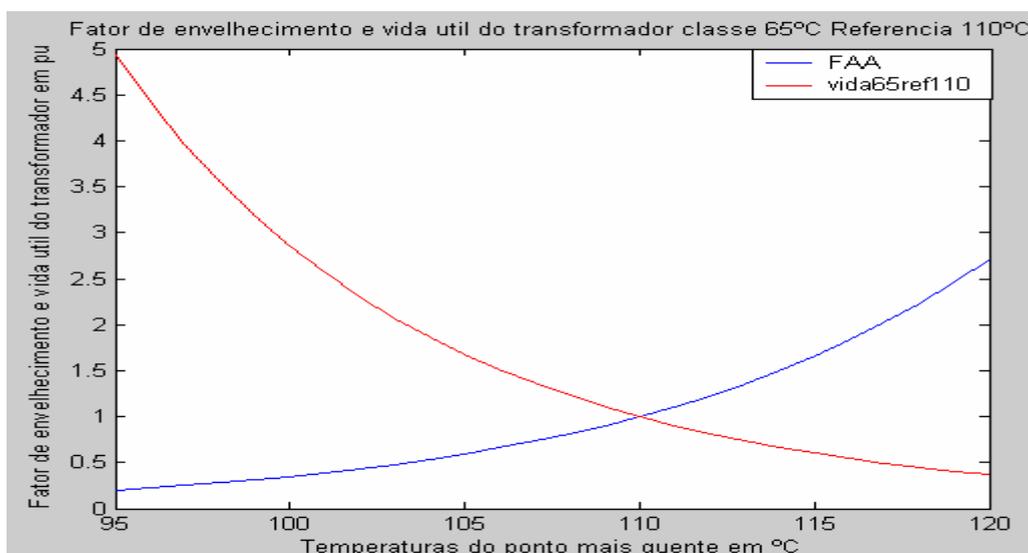


Figura 4.3-Fator de envelhecimento versus vida útil do transformador classe 65°C em p.u.

A perda de vida equivalente de um transformador em p.u., que corresponde à perda de vida média constante ao longo da vida útil do equipamento, à temperatura de referência, pode ser calculada através da Equação (4.18) [19]:

$$PV_{EQV} = \frac{\sum_{nh=1}^{N_h} F_{AA_n} \times \Delta t_{nh}}{\sum_{nh=1}^{N_h} \Delta t_{nh}} \quad (4.18)$$

Onde:

$PV_{EQV}$  é a perda de vida equivalente do transformador;

$n_h$  é o índice referente ao intervalo de tempo;

$N_h$  é o número total de intervalos de tempo;

$F_{AA_n}$  é o fator de envelhecimento do transformador em um intervalo de tempo  $\Delta t_{nh}$ , [h].

Mediante a aplicação do fator de envelhecimento equivalente, a perda de vida em percentagem durante um período do tempo  $t_h$ , normalmente 24 horas, pode ser determinada pela Equação (4.19) [19]:

$$\%PV = \frac{PV_{EQV} \times t_h \times 100}{Vida \text{ \_ } \acute{u}til} \quad (4.19)$$

Antes do período  $t_h$ , se o transformador for considerado velho, a vida útil técnica estimada não é atingida. De modo contrário, se o transformador for considerado adequado para prosseguir a operar após este período, a vida útil técnica real do transformador é superior a estimada.

A deterioração do isolamento em função do tempo e da temperatura pode ser calculada de acordo com a Norma Brasileira NBR 5416/1997 [13], utilizando a teoria de Arrhenius, descrita pela Equação (4.20):

$$\text{Log \_ } Vida \text{ (horas) } = A + \frac{B_{EX}}{T_a} \quad (4.20)$$

Onde:

$T_a$  é a temperatura absoluta do ponto mais quente do enrolamento, Kelvin ( $\theta_H + 273,15^\circ C$ );

A e  $B_{EX}$  são constantes da curva de expectativa de vida segundo NBR 5416/97.

De acordo com a Equação (4.20) [13], a vida útil do transformador, em horas e em anos, é determinada através das Equações (4.21) e (4.22):

$$Vida\_útil(horas) = 10^{\left(A + \frac{B_{EX}}{\theta_H + 273}\right)} \quad (4.21)$$

$$Vida\_útil(anos) = \frac{10^{\left(A + \frac{B_{EX}}{\theta_H + 273}\right)}}{1870} \quad (4.22)$$

A taxa de envelhecimento e a perda de vida útil dos transformadores também são determinadas para cada patamar de carga que corresponde a média das demandas durante um determinado período  $\Delta t$ .

A vida útil total do transformador, em anos, considerando a curva da demanda representada por uma carga média em intervalos de tempo  $\Delta t$ , formando patamares, pode ser determinada através da Equação (4.23):

$$Vida\_útil(anos) = \frac{100\%}{365 \times \sum_{i=1}^{N_p} \Delta V_{Pi}(\%)} \quad (4.23)$$

Onde:

$\Delta V_{Pi}(\%)$  é a taxa de envelhecimento do transformador para cada patamar de carga  $i$ , determinada pela Equação (4.15), ao longo do período do tempo  $\Delta t$ , [%];

$N_p$  corresponde ao número de patamares de carga em dia típico.

Portanto, através dos resultados da Equação (4.23), é determinado o período de vida perdido em patamar de carga conforme a Equação (4.24):

$$P_{V(anos)Pi} = \frac{365 \times Vida^2\_útil(anos) \times \Delta V_{Pi}(\%)}{100} \quad (4.24)$$

Os valores das constantes de tempo do topo do óleo de cada patamar de carga, quando o transformador não opera sob condição de carga nominal, podem ser determinados pela Equação (4.25) [19]:

$$\tau_{TO[Pi]} = \tau_{TO,R} \times \frac{\left(\frac{\Delta\theta_{FO}}{\Delta\theta_{OCN}}\right) - \left(\frac{\Delta\theta_{IO}}{\Delta\theta_{OCN}}\right)}{\left(\frac{\Delta\theta_{FO}}{\Delta\theta_{OCN}}\right)^{0,8} - \left(\frac{\Delta\theta_{IO}}{\Delta\theta_{OCN}}\right)^{0,8}} \quad (4.25)$$

Onde:

$\tau_{TO[Pi]}$  é a constante de tempo do topo do óleo sob qualquer carga, [h];

$\tau_{TO,R}$  é a constante de tempo do topo do óleo do transformador sob carga nominal (2,7 h para transformador classe 55°C – [13], [h];

$\Delta\theta_{FO}$  é a elevação de temperatura final do topo do óleo para patamar de carga  $i$ , [°C];

$\Delta\theta_{OCN}$  é a elevação de temperatura máxima admissível do topo do óleo sobre o ambiente, [°C]

$\Delta\theta_{IO}$  é a elevação de temperatura inicial para patamar de carga  $i$ , [°C].

#### 4.3 – PERDA DA VIDA ÚTIL TÉCNICA DOS TRANSFORMADORES COM A TAXA DE CRESCIMENTO ANUAL DE CARGA.

O estudo de vida útil técnica dos transformadores foi relacionado somente com a demanda de carga diária imposta a este equipamento sem considerar a taxa de crescimento anual de carga.

No entanto, a projeção da demanda do circuito também deve ser considerada de modo a satisfazer uma determinada evolução futura de carga, pois a taxa anual de crescimento de carga pode ter um impacto na perda de vida dos transformadores.

Para determinar o tempo limite de carregamento de um transformador com a taxa anual de crescimento de carga, pode-se utilizar a Equação (4.26) [21]:

$$t_1 = \frac{\ln\left(\frac{S_N(1 + S_{emerg})}{D_o}\right)}{\ln(1 + t_k)} \quad (4.26)$$

Onde:

$S_N$  é a potência nominal do transformador a instalar, [kVA];

$S_{emerg}$  é o carregamento de emergência ou sobrecarga admissível em [p.u.];

$D_o$  é a carga ou demanda inicial [kVA];

$t_k$  é a taxa anual de crescimento da carga.

Considerando-se um transformador de 15 kVA, um carregamento inicial de 14 kVA, uma sobrecarga admissível de 20 % e uma taxa de crescimento anual de carga igual a 2% ao ano, utilizando a Equação (4.26), o tempo limite do carregamento deste transformador é igual a 12,7 anos. Portanto, a taxa anual de crescimento de carga teve impacto adicional de 38% na redução do tempo limite do carregamento do

equipamento, considerando a sua vida útil estimada de 20 anos de acordo com a norma ANSI/IEEE C57. 91-1981 [18]. A partir deste instante ou deve-se proceder ao monitoramento em tempo real das temperaturas do topo do óleo ou o transformador deve ser substituído por outro de maior capacidade porque, a partir deste instante, o transformador está sujeito a operar em sobrecarga e, em consequência disto, está mais exposto à avaria. O transformador substituído em bom estado de conservação vale um determinado valor designado por valor residual.

De acordo com a Equação (4.26) [21], se o dimensionamento do transformador não for otimizado, ou seja, se a demanda inicial for muito elevada em relação à potência nominal, o equipamento corre o risco de operar em sobrecarga, caso o tempo limite de operação não for cuidadosamente determinado. Por outro lado, se o carregamento inicial for excessivamente pequeno em relação à potência instalada, a potência ociosa do equipamento pode ser muito elevada, sobretudo no início de instalação do equipamento. O primeiro caso tem a ver com a característica física do equipamento e o segundo, com o investimento, pois os transformadores operando muito abaixo das suas capacidades nominais podem tornar menos atrativo o investimento.

A relação entre o tempo limite, em anos, de carregamento de um transformador e a taxa anual de evolução de carga, de acordo com a Equação (4.26) [21], pode ser analisada na Figura 4.4.

A Figura 4.4 mostra que à taxa anual de crescimento de carga de 1%, admitindo-se uma sobrecarga de 120%, o tempo limite de carregamento do transformador é superior a 25 anos. Admitindo-se esta mesma sobrecarga e, conforme comentado, para uma taxa de crescimento de carga de 5%, este tempo diminui para 5,16 anos. Após o tempo limite de carregamento, o transformador deve ser substituído por outro de maior capacidade. Portanto, em termos de conclusão, pode-se admitir que o aumento da demanda de carga acima do valor normal implica a perda de vida útil técnica adicional ao equipamento.



Figura 4.4 - Evolução do tempo limite de carregamento do transformador versus taxa anual de crescimento de carga

#### 4.4—ANÁLISE ECONÔMICA: VIDA ÚTIL ECONÔMICA DOS TRANSFORMADORES.

##### 4.4.1-CONSIDERAÇÕES GERAIS

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

Com o aperfeiçoamento na fabricação do material do núcleo já se consegue a redução global das perdas. Portanto, há disponibilidade de tecnologia para a fabricação de transformadores de distribuição com alternativas de custos e perfis de perdas diferenciados.

A vida útil econômica dos transformadores está intimamente relacionada com a sua vida útil técnica, pois se a vida útil técnica de um transformador for longa a sua viabilidade econômica torna-se atraente.

##### 4.4.2 – CUSTO TOTAL DE CAPITALIZAÇÃO DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Para selecionar os transformadores por critérios econômicos, a Equação convencional e tradicionalmente utilizada nos processos de capitalização dos investimentos de acordo com [22] é mostrada pela Equação (4.27):

$$C_{TO} = W_o \times A_{FE} + W_L \times B_{CU} + C_c \quad (4.27)$$

Onde:

$C_{TO}$  é o custo total capitalizado, [R\$];  
 $W_o$  é a perda em vazio a plena carga, [W];  
 $A_{FE}$  é o fator de perda no núcleo, [R\$/MW];  
 $W_L$  é a perda em plena carga nos enrolamentos, [W];  
 $B_{cu}$  é o fator de perda no cobre, [R\$/MW];  
 $C_c$  é o custo do investimento capitalizado, [R\$].

$C_C$  é, portanto, o que se designa de custo de investimento ( $C_{INV}$ );  $W_o \times A_{FE}$ , custo de capitalização das perdas em vazio ( $C_{WO(N)}$ ); e  $W_L \times B_{CU}$ , capitalização das perdas em carga ( $C_{WL}$ ).

Da equação (4.27), o único custo que pode variar ao longo dos tempos é o custo anual de perdas em carga, pois este custo está relacionado com o carregamento do transformador.

O custo de aquisição e instalação acontece na implantação da obra, mas os custos das perdas de energia se distribuem ao longo da vida do equipamento. Portanto, como se refere acima, quanto maior for a vida útil técnica de um equipamento, maior é a viabilidade econômica, pois, o aumento da vida física do equipamento implica na diminuição das amortizações, e conseqüentemente, do custo de investimento analisado em um determinado período.

#### 4.4.3 – AMORTIZAÇÃO DO CUSTO COM AQUISIÇÃO DO TRANSFORMADOR

O preço do transformador conhecido no momento da compra deve ser convertido em custos anuais, considerando-se uma taxa de juros  $j$ . A amortização do transformador faz-se ao longo da sua vida útil estimada pela Equação (4.28) [22]:

$$A_M = c \times \frac{(1+j)^{v_u} \times j}{(1+j)^{v_u} - 1} \quad (4.28)$$

Onde:

$A_M$  é a prestação a pagar ao longo da vida útil do transformador (20 anos);  
 $c$  é o preço de compra do equipamento;  
 $j$  é a taxa de juros anual;  
 $v_u$  é a vida útil do transformador, normalmente considerada 20 anos.

#### 4.4.4 – CUSTO DE INVESTIMENTO CAPITALIZADO.

O custo do investimento capitalizado é diferente do custo da aquisição amortizado do transformador, pois o custo de investimento é determinado ao longo de um determinado período de análise,  $N$ , e não ao longo da vida útil do equipamento.

O custo de investimento capitalizado pode ser determinado através da Equação (4.29) [22]:

$$C_{INV} = A_M \times \frac{(1+j)^N - 1}{(1+j)^N \times j} \quad (4.29)$$

#### 4.4.5 – CAPITALIZAÇÃO DAS PERDAS EM VAZIO

O custo das perdas é obtido separadamente em parcelas associadas às perdas no ferro e no cobre, respectivamente, devido às suas particularidades.

Para determinar a perda anual de energia no núcleo do transformador, em MWh, a perda em W deve ser convertida em MW e depois multiplicada por 8760 h que corresponde a energia dissipada em um ano de operação ininterrupta do equipamento.

Portanto, o custo anual da perda de energia, em vazio e em R\$/ano, é determinado através da Equação (4.30):

$$C_{WO} = 8760 \times 10^{-6} MW \times W_o \times C_{FE} \quad (4.30)$$

Onde:

$C_{WO}$  é o custo anual das perdas em vazio, [R\$];

$W_o$  é o valor da perda em vazio do transformador a plena carga, [W];

$C_{FE}$  é o custo unitário de perdas em vazio, [R\$/MWh].

Admitindo-se uma taxa anual de juros constante  $j$ , o custo total capitalizado das perdas em vazio  $C_{WO(N)}$  para  $N$  anos de utilização, ou seja, a capitalização destas perdas referida ao momento da aquisição do transformador é calculada pela Equação (4.31) [22]:

$$C_{WO(N)} = C_{WO} \times \frac{(1+j)^N - 1}{(1+j)^N \times j} \quad (4.31)$$

Onde:

$C_{WO(N)}$  é o custo total capitalizado das perdas em vazio para  $N$  anos de utilização do equipamento, [R\$].

#### 4.4.6 – CAPITALIZAÇÃO DAS PERDAS EM CARGA

As perdas nos enrolamentos variam com o quadrado da carga, dependendo, portanto, das curvas de carga do transformador.

A determinação da perda anual de energia nos enrolamentos do transformador deve ser baseada em uma curva de carga variável ao longo das 8760 horas. Logo, a Equação (4.32) é aplicada para determinar a perda anual de energia nos enrolamentos.

$$E_{LA} = W_L \times h_1 \times \Delta t_1 + W_L \times h_2 \times \Delta t_2 + \dots + W_L \times h_n \times \Delta t_n = \sum_{i=1}^n W_L \times h_i \times \Delta t_i \quad (4.32)$$

Onde:

$E_{LA}$  é a perda anual de energia nos enrolamentos, [MWh];

$W_L$  é a perda nos enrolamentos a plena carga, [MW];

$\Delta t_i$  é intervalo de tempo do patamar  $i$  ou do fator relativo de carregamento  $h_i$ , [h];

$h_i$  é o fator relativo de carregamento,  $\left[ \frac{S_{\Delta t_i}}{S_N} \right]^2$ , por patamar de carga  $i$ ;

$i$  refere-se aos índices de 1 a  $n$  que corresponde a diferentes demandas de carga.

$n$  é o número de patamares de carga por ano.

Considerando-se que a variação dessa carga repete-se anualmente, a sua capitalização é efetuada pela Equação (4.33) [22]:

$$C_{WL[E_{LA}]} = E_{LA} \times C_E \times \frac{(1+j)^N - 1}{(1+j)^N \times j} \quad (4.33)$$

Onde:

$C_E$  é o custo de compra de energia, [R\$/MWh];

$N$  é o período de capitalização, [anos].

A outra solução para capitalizar as perdas em carga consiste em efetuar o cálculo baseado em diagramas de cargas diários médios, em patamares.

De acordo com os diagramas de carga diários médios, considerando-se que a carga varia ao longo de 24 horas e que esta variação se repete ao longo da vida útil do equipamento, a perda de energia durante o ano, correspondente a cada patamar de carga, pode ser determinada através da Equação (4.34):

$$E_{Li}(\Delta t_i) = 365 \times \Delta t_i \times W_L \times \left[ \frac{S_{\Delta ti}}{S_N} \right]^2 \quad (4.34)$$

Onde:

$E_{Li}(\Delta t_i)$  é a perda de energia anual nos enrolamentos de transformador correspondente ao patamar  $i$ , [MWh];

$W_L$  é a perda no transformador em plena carga, [MW];

$S_{\Delta ti}$  é o patamar  $i$  da curva de carga diária, [kVA];

$S_N$  é a capacidade nominal do transformador, [kVA];

$\Delta t_i$  é o intervalo de tempo do patamar de carga  $i$ , [h].

Portanto, para um dia com  $n_d$  patamares de carga em dia típico, o fator de energia consumida é mostrado através da Equação (4.35):

$$F_E = \sum_{i=1}^{n_d} \left( \frac{S_{\Delta ti}}{S_N} \right)^2 \times \Delta t_i \quad (4.35)$$

A energia consumida pelo transformador durante o dia é determinada pela Equação (4.36).

$$E_{Li[diã]} = W_L \times \sum_{i=1}^{n_d} \left( \frac{S_{\Delta ti}}{S_N} \right)^2 \times \Delta t_i \quad (4.36)$$

Onde:

$n_d$  é o número de patamares de carga diários;

$F_E$  é o fator de energia consumida em um dia típico [h];

$E_{L[\text{dia}]}$  e a energia consumida em um dia típico, [MWh].

Para determinar a energia consumida pelo transformador durante um ano, para a curva de carga média em patamares de carga, utiliza-se a Equação (4.37):

$$E_{L[365]} = 365 \times W_L \times F_E \quad (4.37)$$

Onde:

$E_{L[365]}$  é a energia consumida pelo transformador durante um ano, [MWh].

O custo de energia anual consumida pelo transformador, para essa curva de carga média, é calculado segundo a Equação (4.38):

$$CE_{LA} = E_{L[365]} \times C_E = 365 \times W_L \times F_E \times C_E \quad (4.38)$$

Onde:

$CE_{LA}$  é o custo anual de energia consumida pelo transformador, [R\$].

A capitalização das perdas, em carga, durante o período de análise, para a demanda média em patamares, é realizada de acordo com a Equação (4.39) [22]:

$$C_{WL} = CE_{LA}(N) = CE_{LA} \times \frac{(1+j)^N - 1}{(1+j)^N \times j} \quad (4.39)$$

Onde:

$C_{WL}$  é o custo das perdas em carga capitalizado para um período de  $N$  anos, [R\$];

#### 4.4.7 – ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA.

O estudo de viabilidade econômica é realizado, utilizando a Equação de custo total capitalizado (4.27), a curva de carga e os dados referentes às perdas dos transformadores, preços de energia entre outros, como as taxas de juros.

Os custos unitários das perdas normalmente são conhecidos nas concessionárias através dos preços de compra e de venda de energia. Portanto, a diferença entre a compra e venda de energia corresponde ao valor da tarifa a ser utilizada na capitalização das perdas.

**4.4.8 – RETORNOS DOS INVESTIMENTOS COM AS TAXAS DE JUROS ANUAIS, CARREGAMENTOS DOS TRANSFORMADORES, PREÇO DE COMPRA DOS EQUIPAMENTOS E CUSTOS ANUAIS DAS PERDAS.**

A substituição de um transformador por outro de maior capacidade ou mais eficiente pode ser realizada mediante a análise do tempo de retorno do investimento e do benefício a obter com essa substituição.

A determinação do tempo de retorno de investimento tem como base a Equação (4.40):

$$V_R = C_{UE} - C_{UP} - [(C_{WOP} + C_{WLP}) - (C_{WOE} + C_{WLE})] \quad (4.40)$$

Onde:

$V_R$  é o valor relativo;

$C_{UE}$  é o preço do transformador adquirido para substituir o transformador em operação, [R\$];

$C_{UP}$  é o preço do transformador a ser substituído, [R\$];

$C_{WOP}$  é o custo capitalizado das perdas em vazio no núcleo do transformador a ser substituído, [R\$];

$C_{WLP}$  é o custo capitalizado das perdas em carga nos enrolamentos do transformador adquirido para substituir o transformador instalado, [R\$];

$C_{WOE}$  é o custo capitalizado das perdas vazio no núcleo do transformador adquirido para substituir o transformador de menor capacidade ou menos eficiente [R\$];

$C_{WLE}$  é o custo capitalizado das perdas em carga nos enrolamentos do transformador adquirido para substituir o transformador instalado, [R\$].

Portanto, se  $V_R$  for negativo, ou seja, se a diferença entre os custos das perdas do transformador a ser substituído e do transformador adquirido para proceder esta substituição é maior que a diferença entre os preços de compra desses transformadores, isto significa que se consegue obter lucro adicional. Mas isso só se consegue se a característica física do transformador a ser substituído permitisse. Portanto, é neste sentido que a vida útil técnica influencia a vida útil econômica. Pode-se notar, portanto, que enquanto um determinado aumento de carregamento implica a redução da vida útil técnica do equipamento, este mesmo carregamento pode favorecer a sua vida útil econômica.

O momento do retorno do investimento é calculado fazendo  $V_R$  igual a zero. Se tecnicamente for possível explorar o transformador para além do  $V_R$  igual a zero, está-se a obter um benefício adicional.

Da Equação (4.39), Fazendo-se  $0 = C_{UE} - C_{UP} - [(C_{WOP} + C_{WLP}) - (C_{WOE} + C_{WLE})]$  tem-se a Equação (4.41) que permite determinar o tempo de retorno do investimento para  $N$  anos de operação, para a condição de carregamento manter constante ao longo dos anos:

$$\frac{C_{UE} - C_{UP}}{C_{AETP} - C_{AETE}} - \frac{(1+j)^N - 1}{(1+j)^N \times j} = 0 \quad (4.41)$$

Onde:

$C_{AETP}$  é o custo de energia do transformador a ser substituído durante um ano de utilização; [R\$];

$C_{AETE}$  é o custo de energia do transformador adquirido para substituir o antigo durante um ano de utilização, [R\$].

O tempo de retorno do investimento é determinado atribuindo valores a  $N$  na Equação (4.42) até que essa igualdade se verifique. Quando isto acontecer,  $N$  corresponde a este tempo de retorno de investimento, e através deste tempo de retorno do investimento se pode analisar a perda de vida útil econômico do equipamento, pois este tempo corresponde ao tempo em que o investimento é pago pela disponibilidade relativa à relação entre a diferença dos preços de compra desses transformadores e diferença dos seus respectivos custos anuais de energia. Se o tempo do retorno do investimento é superior à sua vida útil técnica, há perda adicional da sua vida útil econômica e o investimento, portanto, não é rentável.

Portanto, na Equação (4.42), pode-se notar que se o preço do transformador adquirido para substituir o transformador instalado for muito elevado, o tempo do retorno do investimento  $N$  é também elevado, tornando-se, deste modo, o investimento menos viável. Por outro lado, se a diferença entre os custos das perdas anuais no denominador da Equação (4.42) for elevada, ou seja, se o custo anual total da perda de energia do transformador a ser substituído for muito elevado em relação ao custo total anual de perda do transformador novo, o tempo do retorno do investimento  $N$  é baixo e a sua viabilidade econômica é mais atraente. Mas, como se afirmou anteriormente, o custo de energia depende do carregamento e este carregamento

deve ser limitado considerando as características físicas do transformador a ser substituído. Quando um transformador operar muito abaixo da sua capacidade nominal instalada, a sua perda de vida econômica é substancialmente elevada.

No entanto, ao atribuir valores a  $N$  para encontrar o tempo do retorno do investimento pode acontecer que o resultado da Equação (4.42) não seja determinado, ou seja, o seu resultado pode não tender para zero. Como o preço do transformador mais eficiente ou de maior capacidade é sempre maior que o preço do transformador menos eficiente ou de menor capacidade, quando o custo anual de perda de energia do transformador adquirido para substituir o transformador menor ou menos eficiente é maior que o do transformador a ser substituído. Então o valor da Equação (4.42) tende sempre para um número negativo. Isto significa que economicamente o investimento não é viável porque só tem sentido substituir um transformador por outro quando o custo das perdas do transformador a ser substituído é maior. Enquanto este custo não for maior, a troca do transformador é feita antes do tempo, significando, portanto, que o custo do transformador substituído não foi liquidado na sua totalidade. Por outro lado, se a diferença dos custos anuais das perdas dos dois transformadores for muito pequena ou se a diferença entre os preços de compras dos dois transformadores for muito elevado, o tempo de retorno do investimento é muito elevado. Também neste caso a viabilidade econômica não é adequada porque não é viável economicamente um tempo de retorno do investimento superior a 20 que é a vida útil técnica máxima estimada do equipamento.

#### 4.4.9—CUSTOS CAPITALIZADOS EM FUNÇÃO DAS TAXAS DE JUROS ANUIAS, CARREGAMENTOS INICIAL DOS TRANSFORMADORES E DAS TAXAS ANUIAS DE CRESCIMENTO DE CARGA.

Considerando-se que a carga cresce a uma taxa anual constante  $t_k$ , o custo das perdas nos enrolamentos  $CP_{ENR}$  referente ao ano  $N$  é dado pela Equação (4.42) [21].

$$CP_{ENR} = 365 \times 10^{-6} \times W_L \times C_E \times \sum_{i=1}^{n_d} \left[ \Delta t_i \times \left( \frac{S_{\Delta ti}}{S_N} \right)^2 \right] \times \left[ \frac{S_o (1 + t_k)^N}{S_N} \right]^2 \quad (4.42)$$

Onde:

$CP_{ENR}$  é o custo das perdas nos enrolamentos referente ao ano  $N$  ( $N= 1, 2, \dots, N$ ), [R\$];

$S_{\Delta ti}$  é o patamar  $i$  da curva de carga característica diária;

$\Delta t_j$  é o intervalo de tempo de patamar  $i$ ;

$C_E$  é o valor de custo unitário das perdas de energia em carga, [\$/MWh];

$S_N$  é a potência nominal do transformador, [kVA];

$S_o$  é o carregamento inicial do transformador, [kVA];

$N_d$  é o número de patamares de carga diário;

$t_k$  é a taxa anual de crescimento de carga.

Na Equação (4.42), pode-se constatar que os custos com as perdas nos enrolamentos aumentam com o valor do carregamento inicial e diminui com o valor da potência nominal do transformador instalado.

O custo total no ano  $N$  é dado pela Equação (443):

$$(C_A)_N = A_M + C_{WO} + CP_{ENR} \quad (4.43)$$

Onde:

$(C_A)_N$  é o custo total no ano  $N$

$A_M$  é a amortização;

$W_O$  é a perda em vazio no ferro do transformador, [W];

$C_E$  é o custo de uma MWh de energia, [R\$/MWh].

O custo total capitalizado,  $C_{TN}$ , para  $N_U$  anos de utilização, referido ao momento da aquisição e/ou instalação do transformador é calculado pela Equação (4.44) [21]:

$$C_{TN} = (A_M + C_{WO}) \times \frac{(1+j)^{N_U} - 1}{(1+j)^{N_U} \times j} + W_L \times C_{VAR} \times \left( \frac{S_o}{S_N} \right)^2 \times \frac{\alpha(\alpha^{N_U} - 1)}{\alpha - 1} \quad (4.44)$$

Sendo:

$C_{TN}$  é o custo total capitalizado para  $N_U$  ano de utilização do transformador, [R\$];

$W_L$  é a perda nos enrolamentos, [W];

$C_{VAR}$  é o custo das perdas variáveis (perda em carga), [R\$ ao ano];

$t_k$  é a taxa de crescimento de carga;

$$\alpha = \frac{(1+t_k)^2}{(1+j)} \quad [18];$$

$j$  é a taxa de juros.

O custo das perdas variáveis é dado conforme a Equação (4.45).

$$C_{VAR} = 365 \times 10^{-6} \times C_E \times \sum_{i=1}^{n_d} \left[ \Delta t_i \times \left( \frac{S_{\Delta i}}{S_N} \right)^2 \right] \quad (4.45)$$

#### 4.4.10 – SUBSTITUIÇÃO DOS TRANSFORMADORES COM AS EVOLUÇÕES DIÁRIAS DA CARGA, DA TAXA DE JUROS E DA TAXA ANUAL DE CRESCIMENTO DE CARGA.

A menor potência nominal padronizada  $ST_1$  que atende às condições impostas é definida pela Equação (4.46) [21]:

$$ST_1 \geq \frac{D_o}{(1 + S_{emerg})} \quad (4.46)$$

Onde:

$D_o$  é a demanda inicial, [kVA];

$S_{emerg.}$  é a sobrecarga ou carga de emergência considerada, em [p.u].

Uma vez determinado a menor potência padronizada que satisfaz as condições impostas, aplicando a Equação (4.26) [21] determina-se o momento limite em anos  $t_1$  no qual o carregamento limite é atingido.

No início do estudo sobre um investimento, deve-se analisar qual seria a melhor decisão a tomar quanto ao processo de manutenção ou de substituição do transformador para um determinado período do tempo após sua instalação. Por exemplo, para um investimento ao longo de um período de tempo  $t_2$  igual a vinte anos, o estudo deve basear-se no sentido de pesquisar se seria melhor optar-se pela instalação de um transformador de menor capacidade que operasse até um tempo limite  $t_1$  menor que  $t_2$  e no fim do  $t_1$  proceder-se a substituição do referido transformador por um transformador de maior capacidade ou optar por instalar desde o início o transformador de maior capacidade e proceder, portanto, só a sua manutenção ao invés de substituição.

Os valores presentes dos custos das duas alternativas (substituição do transformador de menor capacidade ou a manutenção do transformador de maior capacidade) são dados pelas Equações (4.47) e (4.48) [21]:

$$C_{TN1} = (A^{irs}_M + C_{WO}^{irs}) \times \frac{(1+j)^N - 1}{(1+j)^N \times j} + \left(\frac{S_o}{S_N}\right)^2 \times C_{WL}^{irs} \times \frac{\alpha(\alpha^{t_1} - 1)}{\alpha - 1} + \frac{C_{troca}}{(1+j)^{t_1}} \quad (4.47)$$

$$C_{TN2} = (A^{irm}_M + C_{WO}^{irm}) \times \frac{(1+j)^N - 1}{(1+j)^N \times j} + \left(\frac{S_o}{S_N}\right)^2 \times C_{WL}^{irm} \times \frac{\alpha(\alpha^{t_1} - 1)}{\alpha - 1} \quad (4.48)$$

Sendo:

$C_{TN1}$  é o valor presente do custo com a substituição do transformador, [R\$];

$C_{TN2}$  é o valor presente do custo com a manutenção do transformador, [R\$];

$t_{rs}$  é o índice correspondente ao transformador a ser substituído;

$t_{rm}$  é o índice correspondente ao transformador a manter;

$t_l$  é o tempo limite do carregamento do transformador a substituir, [ano].

$C_{WO}$  é o custo das perdas anual do transformador em vazio no núcleo, [R\$/ano];

$C_{WL}$  é o custo das perdas anual do transformador em carga nos enrolamentos, [R\$/ano];

$C_{troca}$  é o custo com a troca do equipamento, [R\$];

$A^{irs}$  é a amortização do transformador a ser substituído, [R\$];

$A^{irm}$  é a amortização do transformador a ser mantido, [R\$].

#### 4.4.11 - BENEFÍCIO A OBTER COM A SUBSTITUIÇÃO DOS TRANSFORMADORES.

Economicamente, a substituição de um transformador é realizada no momento em que o benefício  $B$  gerado pela aplicação de um novo transformador for maior do que o custo equivalente  $C_{eq}$ . O custo equivalente é igual ao produto entre uma taxa de remuneração mínima aceitável na empresa e o custo de troca de transformador.

O benefício a obter no ano  $N$  com a substituição do transformador é obtido pela Equação (4.49) [21]:

$$B_N = (C_A^{atual} - C_A^{novo}) \quad (4.49)$$

Onde:

$C_A^{atual}$  é o custo no ano  $N$  da substituição do transformador a ser substituído [R\$/ano];

$C_A^{novo}$  é o custo no ano  $N$  do transformador novo, [R\$/ano];

$B_N$  é o benefício a obter com a troca do transformador para  $N$  anos de utilização do novo transformador, [R\$].

Se  $B_N$  é negativo, o momento de substituição desse transformador não é adequado.

O benefício capitalizado com a troca do transformador ao longo do período de tempo de operação do novo transformador pode ser determinado através da Equação (4.50):

$$B_{NC} = (C_A^{atual} - C_A^{novo}) \times \frac{(1+j)^N - 1}{(1+j)^N \times j} \quad (4.50)$$

Onde:

$B_{NC}$  é o benefício capitalizado a obter com a substituição do transformador ao longo do período de tempo de operação  $N$  do novo transformador utilizado na substituição [R\$].

O valor presente ao longo do tempo limite de carregamento do novo transformador pode ser determinado através da Equação (4.51):

$$V_P = -C_C + (C_A^{atual} - C_A^{novo}) \times \frac{(1+j)^N - 1}{(1+j)^N \times j} \quad (4.51)$$

Onde:

$V_P$  é o valor presente ao longo do tempo limite de operação do novo transformador utilizado na substituição, [R\$];

$C_C$  é o preço de aquisição do novo transformador, [R\$].

Se  $V_P$  é negativo, o benefício obtido com a substituição desse transformador liquida na totalidade o investimento realizado com esta substituição para o período considerado; se  $V_P$  é igual a zero, o benefício obtido liquida na totalidade o investimento realizado nesse período de tempo; e se  $V_P$  é maior que zero, para o período de análise considerado, conseguiu-se obter um lucro líquido.

Os custos ( $C_A^{atual}$  e  $C_A^{novo}$ ) referentes ao ano de utilização a que se pretende proceder a substituição do transformadores é calculado através da Equação (4.42).

#### 4.4.12 - BENEFÍCIO TOTAL A OBTER COM A SUBSTITUIÇÃO DOS TRANSFORMADORES

O benefício com a substituição do transformador, até aqui, é analisado somente em relação aos custos com cada um dos transformadores. Mas, para uma análise mais complexa no estudo do benefício total com a substituição dos transformadores deve ser considerado o preço de aquisição do transformador a ser substituído no momento inicial do investimento, o preço na fábrica do novo transformador neste momento, o preço deste novo transformador no momento de substituição e o valor residual do transformador a ser substituído.

O benefício total a obter com a substituição dos transformadores pode ser determinado através da Equação (4.52):

$$B_{ET} = \left[ \Delta P_{reT} \times \frac{(1+j)^{t_l} - 1}{(1+j)^{t_l} \times j} \right] + B_a + V_r \quad (4.52)$$

Onde:

$B_{ET}$  é o valor total do benefício obtido com a substituição de um transformador, [R\$];

$\Delta P_{reT}$  é a diferença entre os preços de compras dos dois transformadores no momento da implantação da obra (preço do transformador novo) - (preço do transformador substituído), [R\$];

$V_r$  é o valor residual obtido com a venda do transformador substituído, [R\$];

$t_l$  é igual ao tempo limite do carregamento do transformador substituído, [ano];

$j$  é a taxa de juros considerada.

Portanto, subtraindo o custo com a compra do novo transformador efetuado no momento da substituição do valor da Equação (4.52), obtém-se o lucro líquido com esta substituição, conforme a Equação (4.53):

$$B_L = \left[ \Delta P_{reT} \times \frac{(1+j)^{t_l} - 1}{(1+j)^{t_l} \times j} \right] + B_a + V_r - C_{TNovo} \quad (4.53)$$

Onde:

$B_L$  é o lucro ou benefício líquido a obter com a substituição dos transformadores, [R\$];

$C_{TNovo}$  é o custo com a aquisição do novo transformador, [R\$].

O resultado obtido pela Equação (4.53) pode ser traduzido da seguinte maneira:

$B_L > 0$  indica que o benefício obtido com a opção de substituir o transformador, em detrimento de manutenção, foi maior do que o custo com a compra do novo transformador no momento da sua instalação, isto é, a empresa consegue obter um lucro efetivo com essa substituição;

$B_L = 0$  indica que o benefício obtido com a substituição do transformador foi igual ao custo obtido com aquisição do novo equipamento, ou seja, a empresa não obteve um lucro efetivo, mas não precisou mobilizar recursos de outras origens para concretizar essa substituição;

$B_L < 0$  indica que para concretizar a substituição do transformador, a empresa necessita de utilizar recursos de outra procedência para poder proceder à dita substituição.



## Capítulo 5

### *Estudo de Casos e Avaliação dos Resultados*

Neste capítulo, são analisados os perfis térmicos e as perdas de vida útil técnica e econômica dos transformadores de distribuição. Na análise da perda de vida útil técnica é utilizado um transformador de 15 kVA, e na análise de perda de vida útil econômica são utilizados transformadores de 10 kVA, 15 kVA e 25 kVA. Estes transformadores são conectados a diferentes tipos de consumidores – comerciais, industriais, rurais e residenciais - submetidos às demandas, cujos picos máximos são de 1,0, 1,2 e 1,6 p.u.

Este estudo permite avaliar e confrontar os valores calculados sobre a perda de vida útil técnica e econômica dos transformadores conectados a estes diferentes tipos de consumidores, com os valores estimados na Norma Brasileira e Internacional.

#### 5.1 – PERDA DE VIDA ÚTIL TÉCNICA DOS TRANSFORMADORES VERSUS TIPOS DE CONSUMIDORES, EM FUNÇÃO DOS SEUS PERFIS TÉRMICOS.

De acordo com os resultados das medições das demandas de potência elétrica, em p.u., referentes às cargas típicas residenciais, comerciais, industriais e rurais, obtidas junto à empresa distribuidora de energia elétrica, AES-SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S.A., foram determinadas curvas de carga média em patamares com a duração de uma hora para cada um destes patamares.

Os dados referentes às demandas médias, em patamares, determinados através das medições realizadas, encontram-se nas Figuras 5.1 e 5.2. Nestas Figuras pode-se constatar que os carregamentos referentes aos transformadores conectados aos consumidores industrial e rural atingem os seus valores máximos ao mesmo instante de tempo (19 h) e que o pico de carga mais elevado corresponde ao do consumidor industrial.

Para a determinação da elevação de temperatura no topo do óleo e no ponto mais quente do enrolamento, de acordo com o item 6.3 da NBR 5416/1997 [10], o carregamento do transformador considera ciclos de carga, com duração de 24 horas. Para este cálculo, assume-se a situação mais desfavorável em que, de acordo com o item 6.5.2 desta norma, a temperatura máxima limite para o topo do óleo e do ponto

mais quente do enrolamento, referente ao transformador classe de isolamento 55 °C é de 95 °C e 105 °C, respectivamente, considerando-se uma temperatura ambiente de 40 °C.

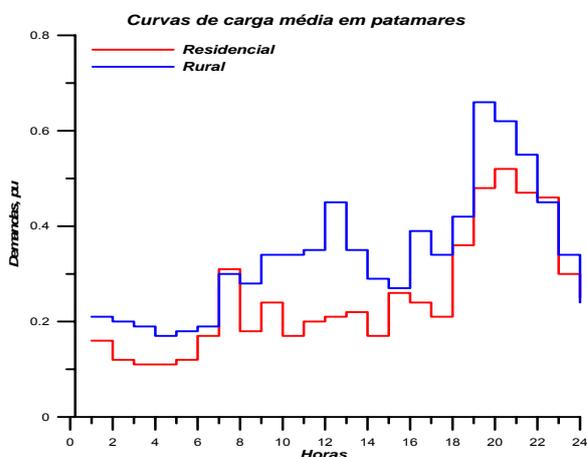


Figura 5.1 – Demandas médias de potências referentes aos consumidores residencial e rural

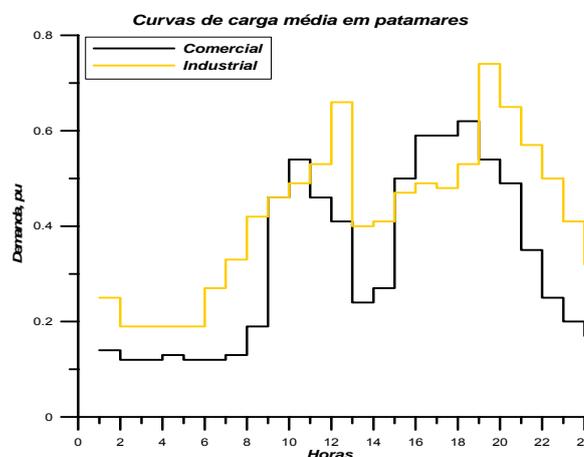


Figura 5.2 – Demandas médias de potências referentes aos consumidores comercial e industrial

Os dados referentes às características dos transformadores padrão de 55°C sob condição de carregamento nominal e máximo encontram-se na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Características dos transformadores de 55°C, sob carga nominal, segundo<sup>[13]</sup>.

Método de resfriamento	ONAN	ONAF	OFAF	ODAF
Elevação de temperatura nominal do ponto mais quente acima do ambiente.	65 °C	65 °C	65 °C	65 °C
Elevação de temperatura nominal do topo do óleo acima do ambiente	55 °C	40 °C	37 °C	37 °C
Constante do tempo do topo do óleo $\tau_o$ (h)	2,7 h	1,7 h	1,25 h	1,25 h
Constante do tempo do ponto mais quente $\tau_H$ (h)	0,08	0,08	0,08	0,08
Expoente de elevação de temperatura do enrolamento em função das perdas no cobre $n_e$ .	0,80	0,80	0,80	1,0
Expoente de elevação temperatura do topo do óleo em função das perdas totais $n_o$ .	0,80	0,90	1,0	1,0
Elevação máxima de temperatura do topo do óleo acima do ambiente, em operação normal.	55°C	-	-	-
Elevação máxima de temperatura I do ponto mais quente acima do topo do óleo, em operação normal.	10°C	-	-	-

Os valores referentes às curvas de carga com picos máximos de 1,0 1,2 e 1,6 p.u. são obtidos, aplicando os dados das demandas médias das Figuras 5.1 e 5.2 na Equação 5.1.

$$D_{MAXi} = \frac{D_{MAX}}{D_{MEDM}} \times D_{MEDI} \quad (5.1)$$

Onde:

$D_{MAXi}$  são os valores das demandas referentes aos patamares  $i$  de cada curva de demanda em p.u.;

$D_{MAX}$  correspondem aos valores dos picos máximos considerados neste estudo (1,0, 1,2 e, 1,6), em p.u.;

$D_{MEDM}$  é o valor máximo da demanda correspondente à curva de carga média, em p.u.;

$D_{MEDI}$  são os valores das demandas referentes aos patamares  $i$  da curva de carga média, em p.u..

Com os dados obtidos pela Equação 5.1, pode-se analisar o comportamento dos transformadores conectados a estes consumidores sob o ponto de vista dos seus perfis térmicos e das influências que essas demandas têm nas perdas de vida útil técnica e econômica dos transformadores.

Os valores ao quadrado das demandas,  $K^2$ , que refletem uma idéia da evolução das perdas determinadas pela Equação 5.1, são mostrados nas Figuras 5.3 a 5.8. Nestas Figuras, pode-se notar que há semelhança em termos da evolução de carga entre os consumidores comercial e industrial e entre os consumidores residencial e rural. Das 6,0 horas às 10,0 horas e das 14,0 horas às 19,0 horas, as demandas referentes aos consumidores industrial e comercial crescem praticamente continuamente e decrescem nos restantes períodos de tempo. Quanto ao consumidor rural e residencial, verifica-se que as demandas flutuam constantemente entre valores mais elevados e mais baixos, praticamente a cada hora. Portanto, a frequência com que as demandas flutuam em relação um transformador conectado aos consumidores comercial e industrial, geralmente, é inferior em relação à frequência com que as demandas flutuam em relação ao transformador conectado aos consumidores residencial e rural, enquanto a carga média determinada em um período de 24 horas para transformador conectado aos consumidores comercial e industrial, geralmente, é superior em relação à carga média determinada em um período de 24 horas em relação aos consumidores residencial e rural.

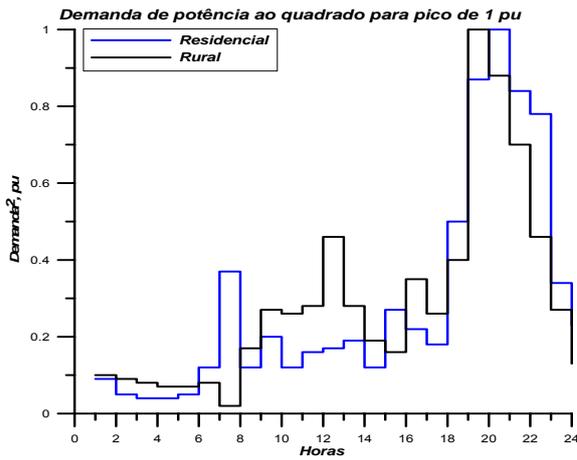


Figura 5.3 – Valor ao quadrado das demandas referentes aos consumidores residencial e rural para pico de 1,0 p.u.

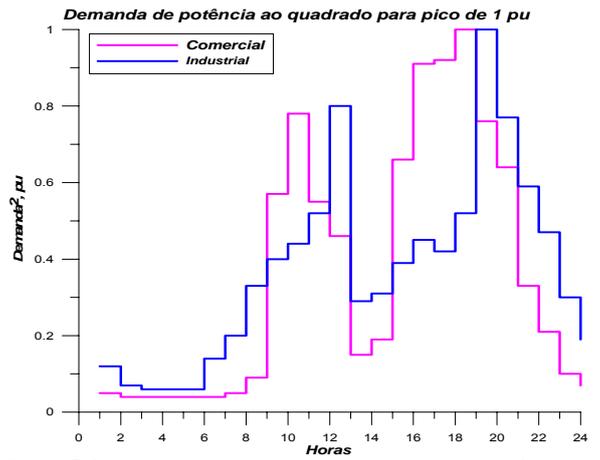


Figura 5.4 – Valor ao quadrado das demandas referentes aos consumidores comercial e industrial para pico de 1,0 p.u.

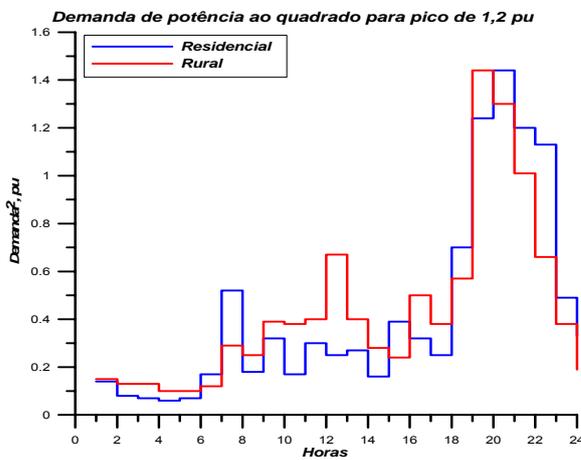


Figura 5.5 – Valor ao quadrado das demandas referentes aos consumidores residencial e rural para pico de 1,2 p.u.

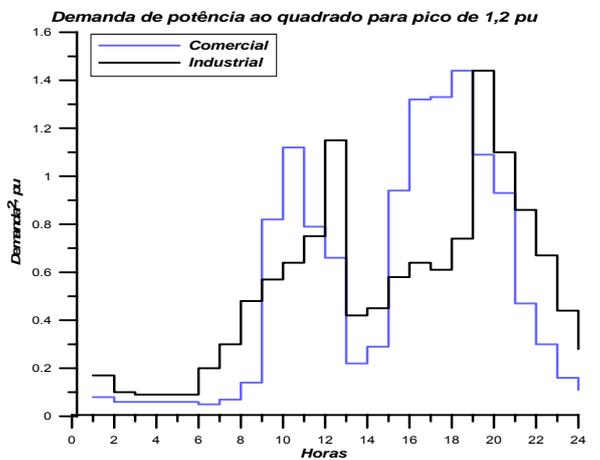


Figura 5.6 – Valor ao quadrado das demandas referentes aos consumidores comercial e industrial para pico de 1,2 p.u.

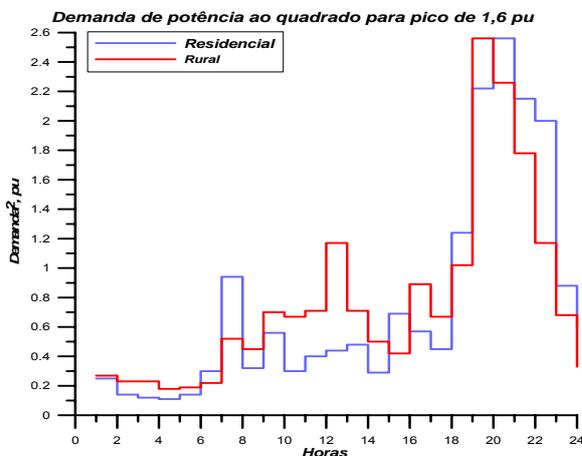


Figura 5.7 – Valor ao quadrado das Demandas referentes aos consumidores residencial e rural para pico de 1,6 p.u.

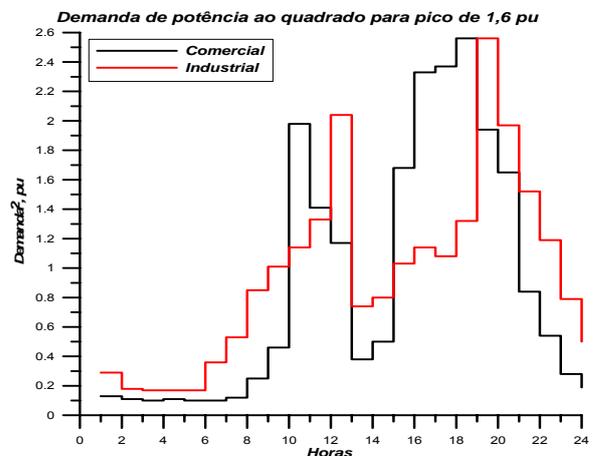


Figura 5.8 – Valor ao quadrado das demandas referentes aos consumidores industrial e comercial para pico de 1,6 p.u.

## 5.1.1 – PERFIL TÉRMICO

### 5.1.1.1 - TOPO DO ÓLEO DO TRANSFORMADOR

Os dados sobre as perdas no ferro,  $W_o$ , as perdas no cobre,  $W_L$ , os preços de compra e a relação entre as perdas no cobre e no ferro,  $W_L/W_o$ , dos transformadores a serem analisados ao longo deste estudo encontram-se na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Transformadores padrão [13]

Potência (kVA)	Perdas no Ferro ( $W_o$ )	Perdas no Cobre ( $W_L$ )	Preços (R\$)	Relação $W_L/W_o$
10	70	215	1300,00	3,07
15	90	305	1450,00	3,39
25	130	450	1650,00	3,46

#### a) Elevação de temperatura do topo do óleo com o carregamento.

Aplicando os valores da elevação máxima admissível de temperatura do topo do óleo do transformador,  $\Delta\theta_{OCN}$ , e do expoente de elevação de temperatura do topo do óleo em função das perdas totais,  $n_o$ , na Tabela 5.1, os valores das demandas das Figuras 5.3 a 5.8 e o valor da relação entre as perdas no cobre e no ferro do transformador de 15 kVA,  $W_L/W_o$ , mostrado na Tabela 5.2, na Equação (4.9),  $[(K^2_{LP} \times R_{CV} + 1)/(R_{CV} + 1)]^{n_o} \times \Delta\theta_{OCN}$ , obtêm-se as elevações de temperatura máxima do topo do óleo para cada um dos patamares de carga mostradas nas Figuras 5.9 a 5.14.

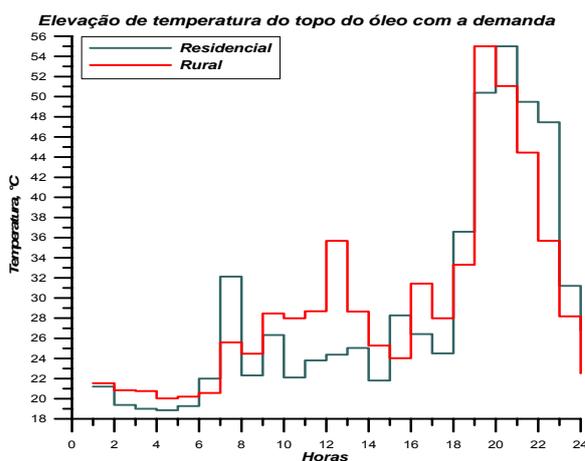


Figura 5.9 - Elevação de temperatura máxima para topo do óleo para carregamento com pico máximo de 1,0 p.u., em °C.

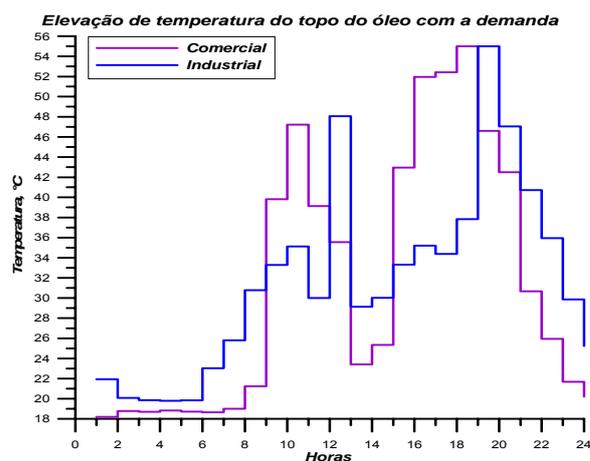


Figura 5.10 - Elevação de temperatura máxima para topo do óleo para carregamento com pico máximo de 1,0 p.u., em °C.

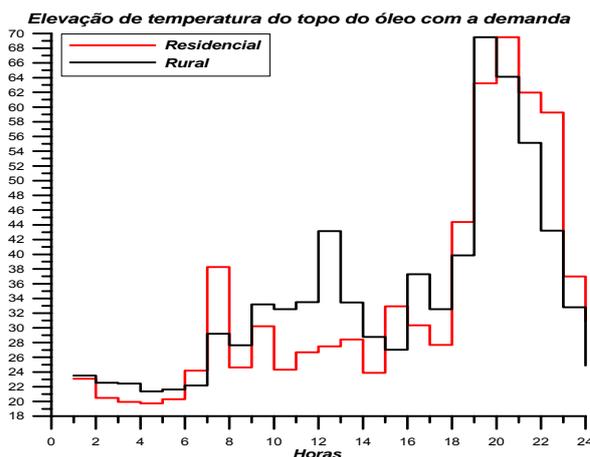


Figura 5.11 - Elevação de temperatura máxima para topo do óleo para carregamento com pico máximo de 1,2 p.u., em °C.

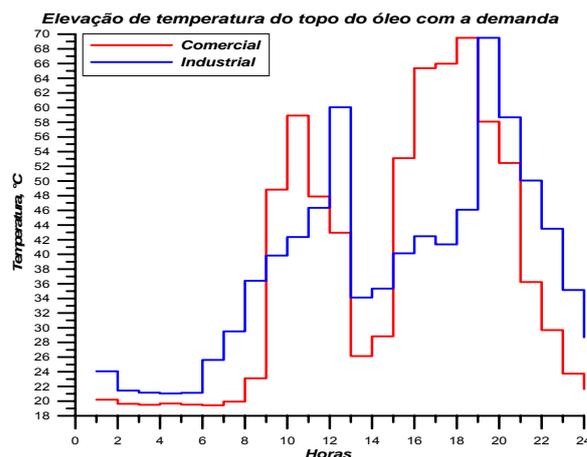


Figura 5.12 - Elevação de temperatura máxima para topo do óleo para carregamento com pico máximo de 1,2 p.u., em °C.

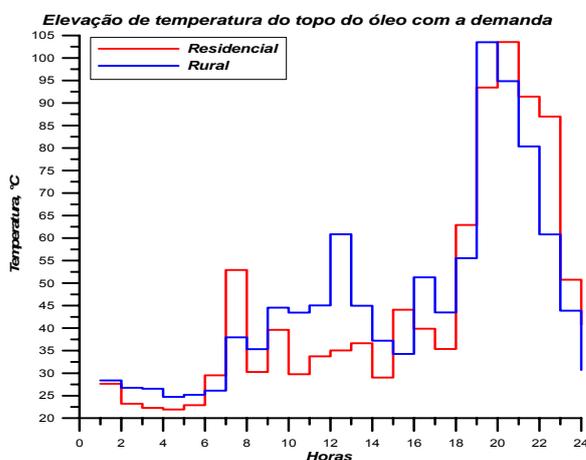


Figura 5.13 - Elevação de temperatura máxima para topo do óleo para carregamento com pico máximo de 1,6 p.u., em °C.

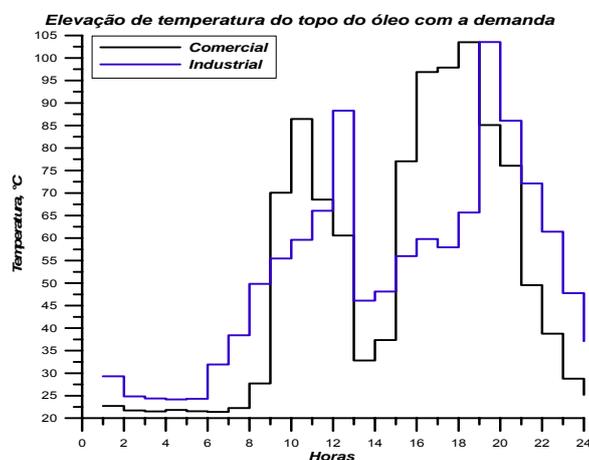


Figura 5.14 - Elevação de temperatura máxima para topo do óleo para carregamento com pico máximo de 1,6 p.u., em °C.

Analisando os dados das Figuras 5.9 a 5.14, pode-se constatar que a elevação de temperatura máxima para o topo do óleo é diretamente proporcional ao quadrado das demandas submetidas ao transformador. A elevação de temperatura máxima mais elevada corresponde, portanto, aos picos máximos das respectivas curvas de carga.

#### b) Constante de tempo do topo do óleo.

Aplicando o valor máximo admissível da elevação da temperatura do topo do óleo sobre o ambiente,  $\Delta\theta_{OCN}$ , e o valor da constante do tempo do topo do óleo nominal,  $\tau_{TO,R}$ , na Tabela 5.1, e os dados referentes às elevações de temperaturas do topo do óleo final e inicial com o carregamento das Figuras 5.9 a 5.14,  $\Delta\theta_{FO}$  e  $\Delta\theta_{IO}$ , na Equação (4.25),  $\tau_{TO[Pij]} = \tau_{TO,R} * [(\Delta\theta_{FO}/\Delta\theta_{OCN}) - (\Delta\theta_{IO}/\Delta\theta_{OCN})] / [(\Delta\theta_{FO}/\Delta\theta_{OCN})^{1/0,8} - (\Delta\theta_{IO}/\Delta\theta_{OCN})^{1/0,8}]$ , obtêm-se as constantes do tempo do topo do óleo referente a cada patamar de cargas mostradas nas Figuras 5.15 a 5.21.

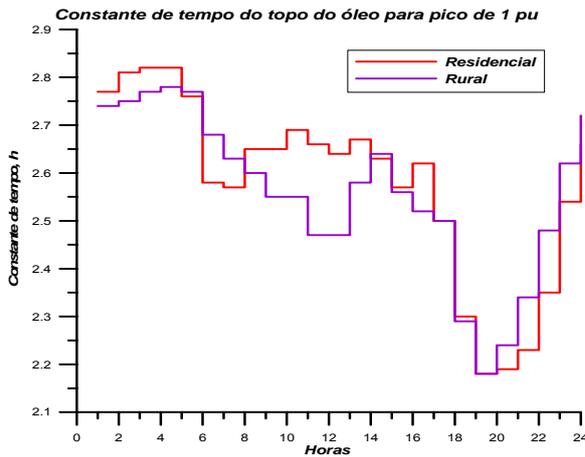


Figura 5.15 - Constante do tempo do topo do óleo para carregamento com pico máximo de 1,0 p.u., em h.

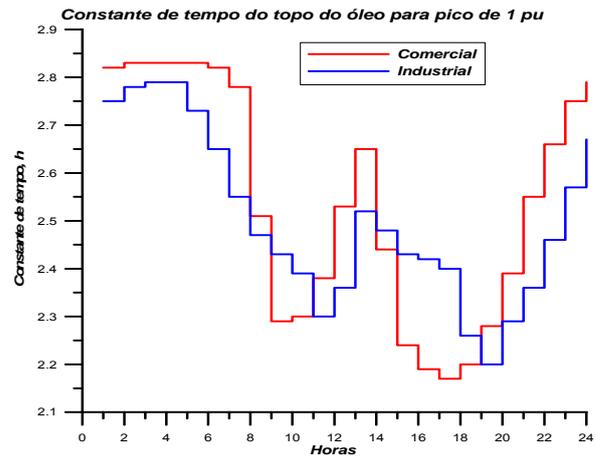


Figura 5.16 - Constante do tempo do topo do óleo para carregamento com pico máximo de 1,0 p.u., em h.

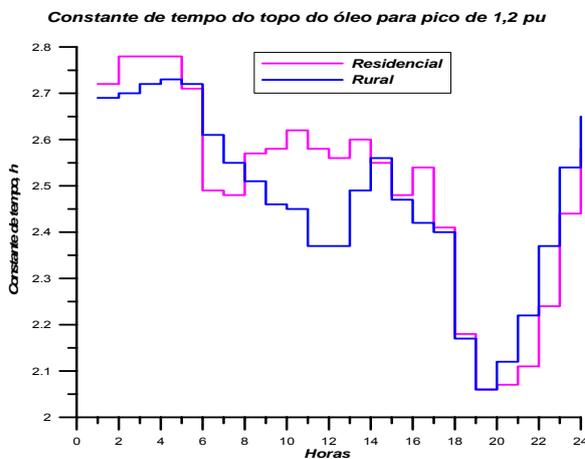


Figura 5.17 - Constante do tempo do topo do óleo para carregamento com pico máximo de 1,2 p.u., em h.

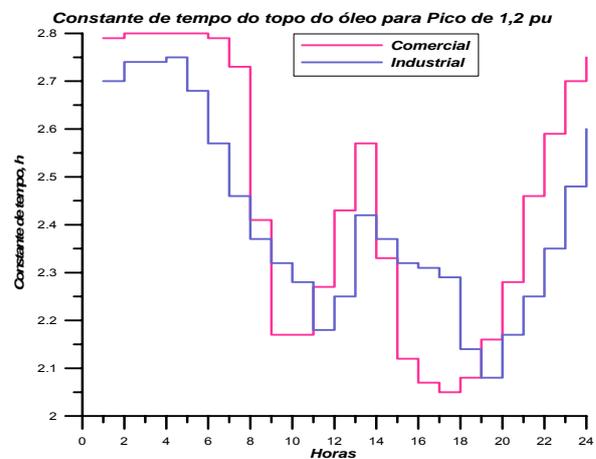


Figura 5.18 - Constante do tempo do topo do óleo para carregamento com pico máximo de 1,2 p.u., em h.

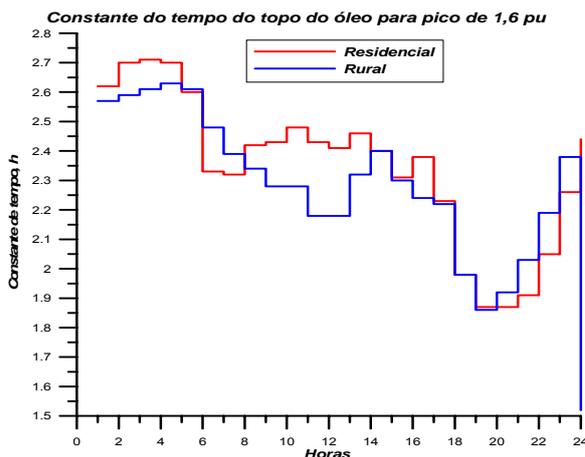


Figura 5.19 - Constante do tempo do topo do óleo para carregamento com pico máximo de 1,6 p.u., em h.

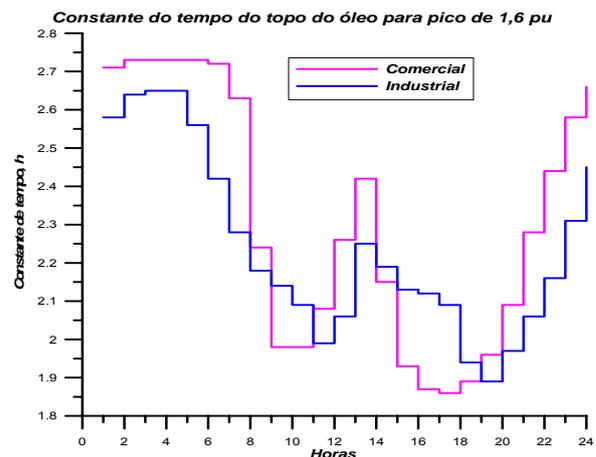


Figura 5.20 - Constante do tempo do topo do óleo para carregamento com pico máximo de 1,6 p.u., em h.

De acordo com as demandas de potência, nas Figuras 5.3 a 5.8, e dos resultados obtidos sobre a elevação de temperatura do topo do óleo com o carregamento, nas Figuras 5.9 a 5.14, pode-se constatar, nas Figuras 5.15 a 5.20, que

as constantes de tempo do topo do óleo são inversamente proporcionais aos aumentos das demandas de potência e, conseqüentemente, das elevações de temperatura do topo do óleo.

c) *Elevação de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente.*

Aplicando o valor da elevação de temperatura do topo do óleo com carregamento das Figuras 5.9 a 5.14 e o valor da constante do tempo do topo do óleo das Figuras 5.15 a 5.20, na Equação (4.1),  $\Delta\theta_{TO} = (\Delta\theta_{FO} - \Delta\theta_{IO}) * (1 - e^{-t/\tau_o}) + \Delta\theta_{IO}$ , obtêm-se as elevações de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente, mostradas nas Figuras 5.21 a 5.26.

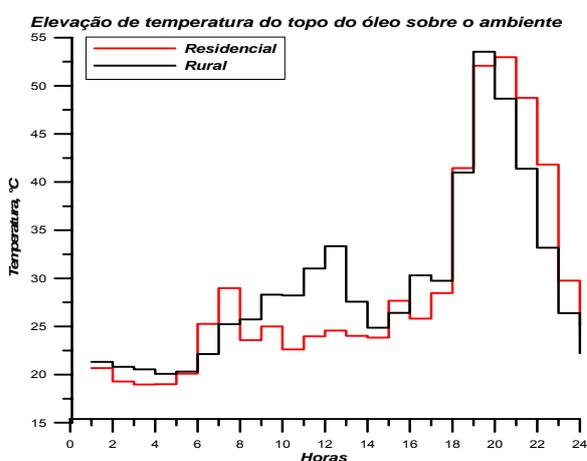


Figura 5.21 – Elevação de temperatura do topo do óleo sobre o ambiente para carregamento com pico máximo de 1,0 p.u., °C.

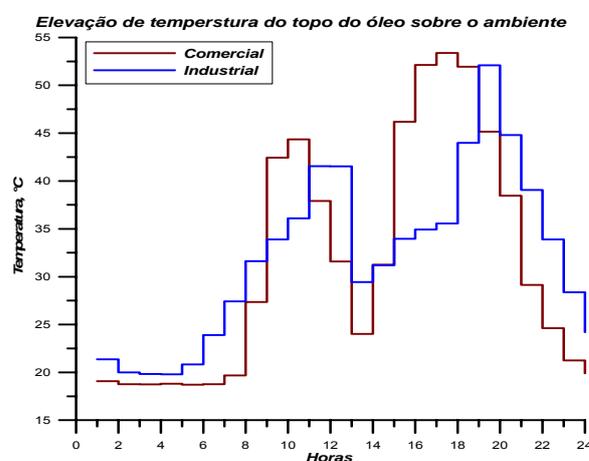


Figura 5.22 - Elevação de temperatura do topo do óleo sobre o ambiente para carregamento com pico máximo de 1,0 p.u., °C.

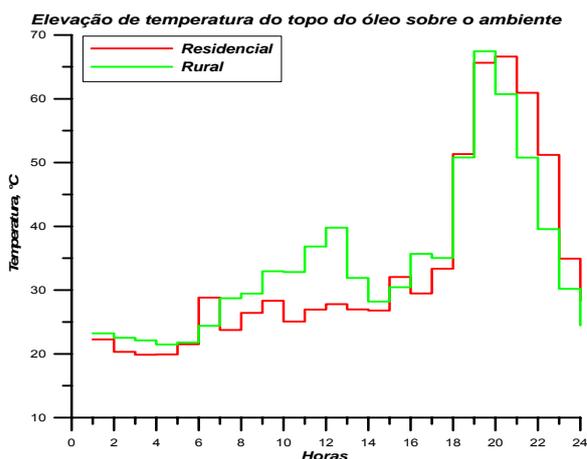


Figura 5.23 - Elevação de temperatura do topo do óleo sobre o ambiente para carregamento com o pico de 1,2 p.u., °C.

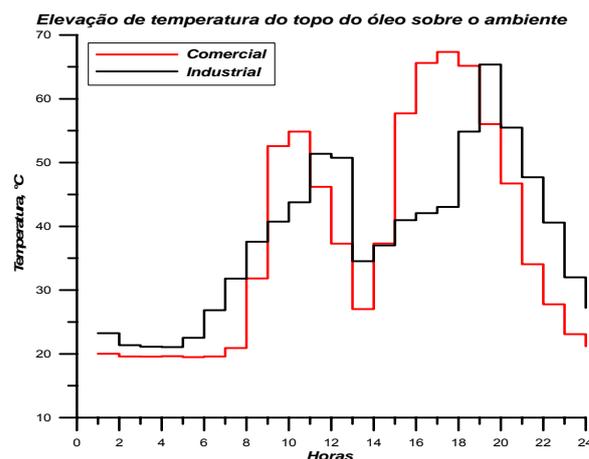


Figura 5.24 - Elevação de temperatura do topo do óleo sobre o ambiente para carregamento com o pico de 1,2 p.u., °C.

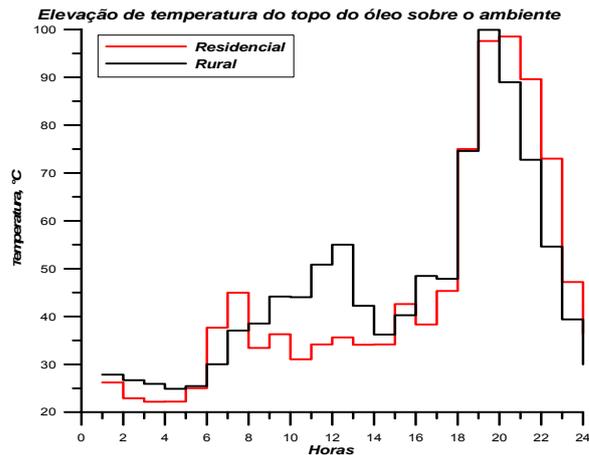


Figura 5.25 - Elevação de temperatura do topo do óleo sobre o ambiente para carregamento com pico máximo de 1,6 p.u., °C.

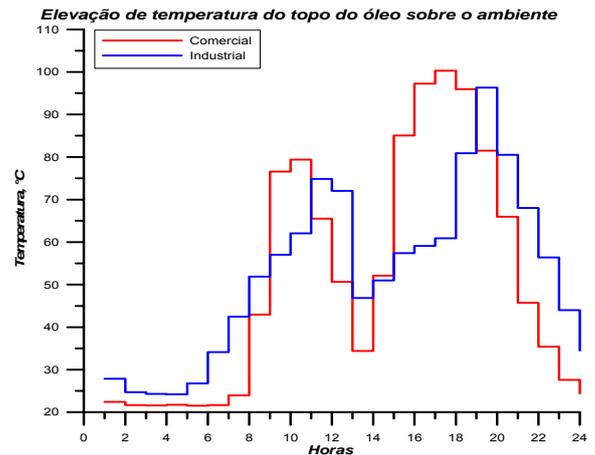


Figura 5.26 - Elevação de temperatura do topo do óleo sobre o ambiente para carregamento com pico máximo de 1,6 p.u., °C.

Analisando as Figuras 5.21 a 5.26, pode-se constatar que a elevação de temperatura do topo do óleo, para pico de carga máximo de 1,0 p.u., não ultrapassa o valor máximo admissível de acordo com NBR 5416/1997 [13]. Quanto aos carregamentos com picos máximos de 1,2 p.u. e 1,6 p.u., as elevações de temperaturas do topo do óleo sobre o ambiente, correspondentes a alguns patamares de carga, ultrapassam os limites máximos normalizados admissíveis. O carregamento referente ao pico de carga máximo de 1,6 p.u. torna-se, no entanto, impraticável à operação deste transformador, pois, a elevação máxima de temperatura do topo do óleo ultrapassa 95°C por 2,0 horas. Quanto ao carregamento com o pico máximo de 1,2 p.u., de acordo com a normalização existente e considerando a temperatura média ambiente de 30°C, o transformador pode operar durante 1,0 hora sob um carregamento de 141%, onde a elevação de temperatura do topo do óleo não deve ultrapassar 62°C. Portanto, para as demandas cujo valor máximo do pico é de 120%, a elevação de temperatura do topo do óleo de 67,43 °C verificada nas Figuras 5.23 e 5.24 pode não causar um grande impacto na perda de vida adicional ao transformador, considerando um ambiente de 30 °C, pois, com exceção de três patamares de carga, o transformador opera em sub carregamento, compensando, portanto, o período em que o mesmo opera em sobrecarga. Esta afirmação é verificada na análise de perda de vida útil técnica do transformador.

#### 5.1.1.2 – PONTO MAIS QUENTE DO ENROLAMENTO DO TRANSFORMADOR

a) *Elevação máxima da temperatura do ponto mais quente do enrolamento de acordo com carregamento.*

Aplicando o valor máximo permitido da elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo,  $\Delta\theta_{HCN}$ , e o expoente de

elevação de temperatura do enrolamento em função das perdas no cobre,  $m_e$ , na Tabela 5.1, e as demandas de potência das Figuras 5.3 a 5.8, na Equação (4.10),  $K_{LPi}^{2xme} \Delta\theta_{HCN}$ , obtém-se a elevação máxima de temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre o topo do óleo nas Figuras 5.27 a 5.32.

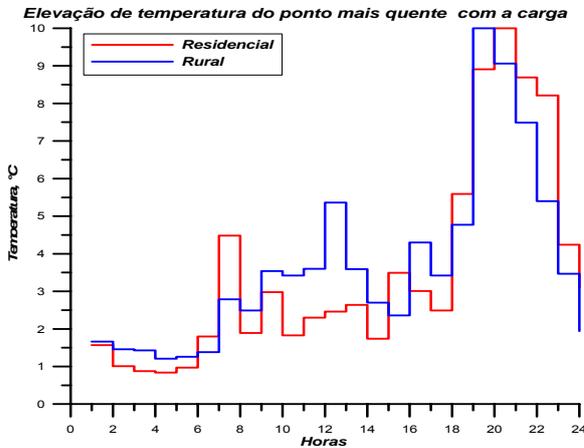


Figura 5.27 – Elevação máxima de temperatura do ponto mais quente em relação ao topo do óleo com o carregamento para pico de carga máximo de 1,0 p.u.

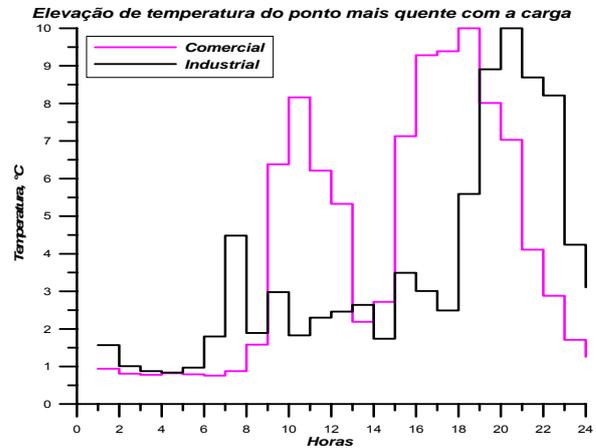


Figura 5.28 - Elevação máxima de temperatura do ponto mais quente em relação ao topo do óleo com o carregamento para pico de carga máximo de 1,0 p.u.

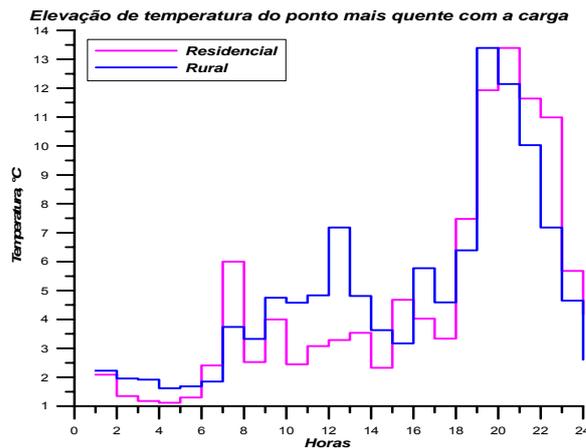


Figura 5.29 - Elevação máxima de temperatura do ponto mais quente em relação ao topo do óleo com o carregamento para pico de carga máximo de 1,2 p.u.

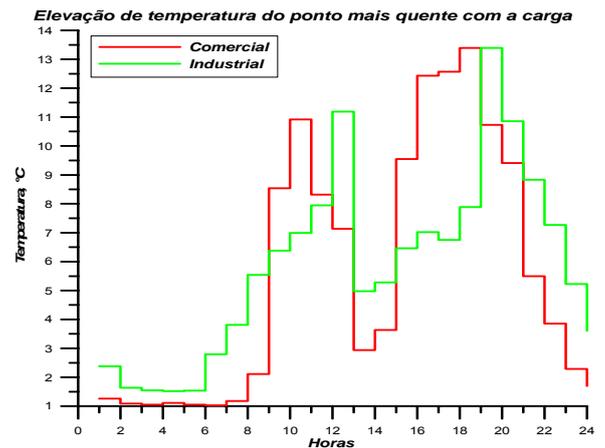


Figura 5.30 - Elevação máxima de temperatura do ponto mais quente em relação ao topo do óleo com o carregamento para pico de carga máximo de 1,2 p.u.

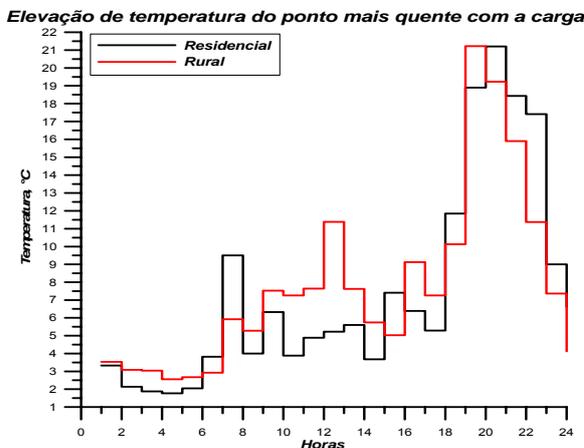


Figura 5.31 - Elevação máxima de temperatura do ponto mais quente em relação ao topo do óleo com o carregamento para pico de carga máximo de 1,6 p.u.

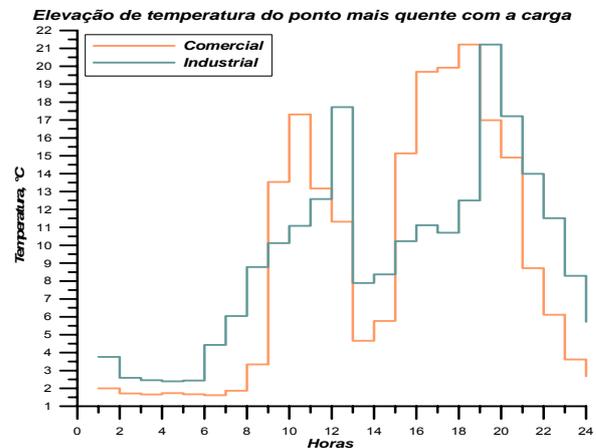


Figura 5.32 - Elevação máxima de temperatura do ponto mais quente em relação ao topo do óleo com o carregamento para pico de carga máximo de 1,6 p.u.

De acordo com as Figuras 5.27 a 5.32, pode-se constatar que a elevação máxima de temperatura do ponto mais quente do enrolamento aumenta com aumento de carregamento. Para a curva de carga com pico máximo de 1,0 p.u., a elevação máxima de temperatura do ponto mais quente é de 10 °C, enquanto as elevações máximas de temperaturas do ponto mais quente do enrolamento para picos de 1,2 e 1,6 p.u. são de 13,39 e 21,22 °C, respectivamente. Houve um acréscimo na elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento do transformador conectado à carga com o pico máximo de 1,6 p.u. de 112% e 58,48% em relação aos transformadores conectados às cargas com picos máximos de 1,0 e 1,2 p.u., respectivamente. Quanto ao aumento da elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento do transformador ligado à carga com o pico de 1,2 p.u., houve um acréscimo de 33,90 % em relação ao transformador com pico máximo de 1,0 p.u.

*b) Elevação das temperaturas do ponto mais quente do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo*

Aplicando os dados das elevações de temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos das Figuras 5.27 a 5.32,  $\Delta\theta_{HKPi}$ , e o valor da constante de tempo do ponto mais quente do enrolamento,  $\tau_H$ , da Tabela 5.1, na Equação (4.8),  $\Delta\theta_H = (\Delta\theta_{HF} - \Delta\theta_{HI}) \times (1 - e^{-t_h/t_H}) + \Delta\theta_{HI}$ , obtêm-se os valores da elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre o topo do óleo mostrados nas Figuras 5.33 a 5.38.

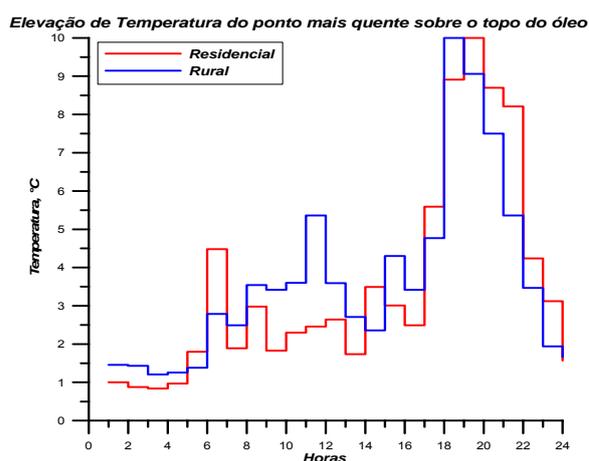


Figura 5.33 - Elevação de temperatura do ponto mais quente sobre o topo do óleo para o pico de carga máximo de 1,0 p.u.

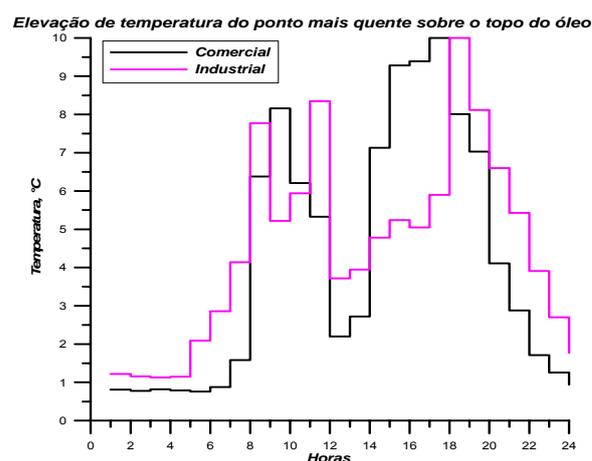


Figura 5.34 - Elevação de temperatura do ponto mais quente sobre o topo do óleo para o pico de carga máximo de 1,0 p.u.

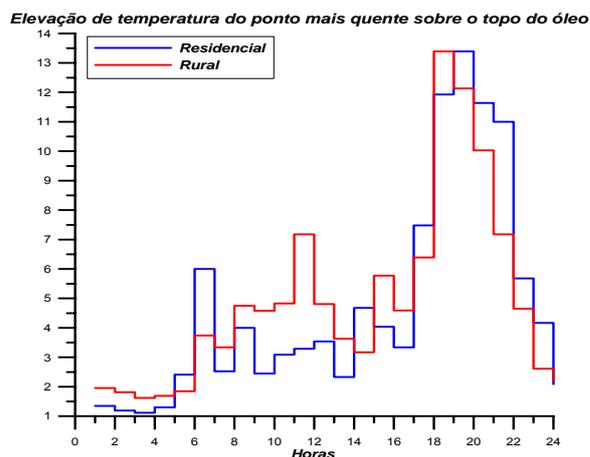


Figura 5.35 - Elevação de temperatura do ponto mais quente sobre o topo do óleo para o pico de carga máximo de 1,2 p.u.

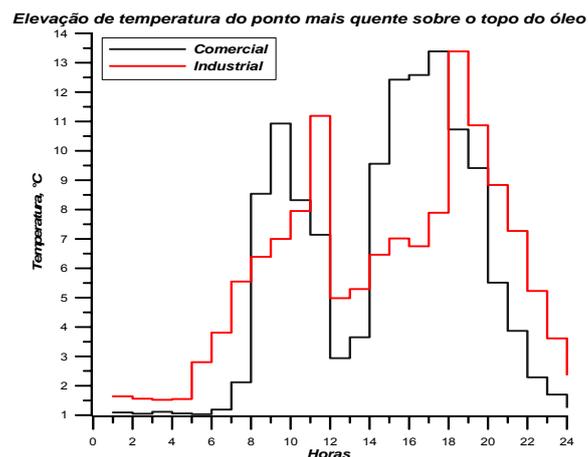


Figura 5.36 - Elevação de temperatura do ponto mais quente sobre o topo do óleo para o pico de carga máximo de 1,2 p.u.

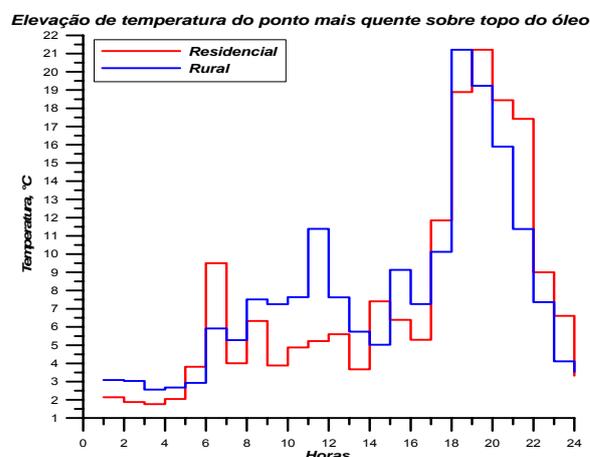


Figura 5.37 - Elevação de temperatura do ponto mais quente sobre o topo do óleo para o pico de carga máximo de 1,6 p.u.

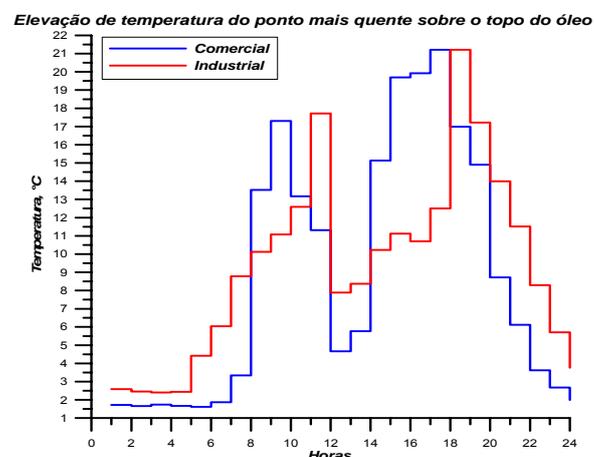


Figura 5.38 - Elevação de temperatura do ponto mais quente sobre o topo do óleo para o pico de carga máximo de 1,6 p.u.

De acordo com os dados nas Figuras 5.33 a 5.38, pode-se constatar que a elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento,  $\Delta\theta_H$ , sobre o topo do óleo, referente ao transformador com pico máximo de 1,0 p.u., não ultrapassa o limite máximo indicado na NBR 5416/1997 [13]. Quanto aos transformadores conectados às cargas com os picos máximos de 1,2 e 1,6 p.u., as elevações de temperaturas dos seus pontos mais quentes ultrapassam os limites máximos considerados em 33,9 e 112,2 % em relação ao valor máximo aceitável, respectivamente.

### c) Temperatura do ponto mais quente do enrolamento

A temperatura do ponto mais quente do enrolamento determinada pela aplicação do valor da elevação da temperatura do topo do óleo,  $\Delta\theta_{TO}$ , sobre a temperatura ambiente,  $\theta_A$ , nas Figuras 5.21 a 5.26, e dos valores da elevação de temperaturas do ponto mais quente do enrolamento,  $\Delta\theta_H$ , sobre a temperatura do topo do óleo, nas

Figuras 5.33 a 5.38, na Equação (4.7),  $\theta_H = \theta_A + \Delta\theta_H + \Delta\theta_{TO}$ , é mostrada nas Figuras 5.39 a 5.44, para a temperatura ambiente,  $\theta_A$ , de 30 °C.

Analisando os resultados das Figuras 5.39 a 5.44, pode-se constatar que as temperaturas do ponto mais quente do enrolamento com pico máximo de 1,0 p.u. não ultrapassam o valor máximo admissível para uma operação normal do transformador de acordo com NBR 5416/1997 [10]. No entanto, para as curvas de carga com picos máximos de 1,2 e 1.6 p.u., em alguns patamares, essas temperaturas ultrapassam o valor limite máximo de 105°C, podendo em alguns casos ter um efeito nefasto no desempenho e na perda de vida global do equipamento.

Em termos percentuais, o transformador com pico máximo de 1,2 p.u. sofre acréscimos na temperatura do seu ponto mais quente do enrolamento,  $\theta_H$ , em relação à temperatura máxima admitida, de 3,84%, 4,38%, 5,53% e 1,24%, referentes aos consumidores residencial, rural, comercial e industrial, respectivamente; enquanto o transformador com o pico máximo de 1,6 p.u. está sujeito a aumentos de temperaturas do seu ponto mais quente do enrolamento, em relação à temperatura máxima admitida, de 41,80%, 42,01%, 43,81% e 36,20%, para os consumidores residencial, rural, comercial e industrial, respectivamente. Estes valores percentuais substancialmente elevados nos acréscimos da temperatura do ponto mais quente do enrolamento do transformador de 15 kVA, em relação à curva de carga com pico máximo de 1,6 p.u., mostram a incapacidade deste equipamento em operar sob esta condição de carregamento. Os valores reduzidos dos acréscimos na temperatura do ponto mais quente do enrolamento do transformador submetido a um pico de carga de 1,2 p.u., em relação ao valor máximo admissível, podem não provocar a perda de vida adicional ao transformador estimada de 20 anos [18], considerando que com a exceção dos patamares 17, 19 e 20, as temperaturas do ponto mais quente do enrolamento são consideravelmente inferiores em relação ao valor máximo exigido. É de realçar que o transformador conectado ao consumidor industrial sofre um menor acréscimo na temperatura do seu ponto mais quente com aumento do carregamento, enquanto a temperatura do ponto mais quente do transformador conectado ao consumidor comercial sofre um maior acréscimo.

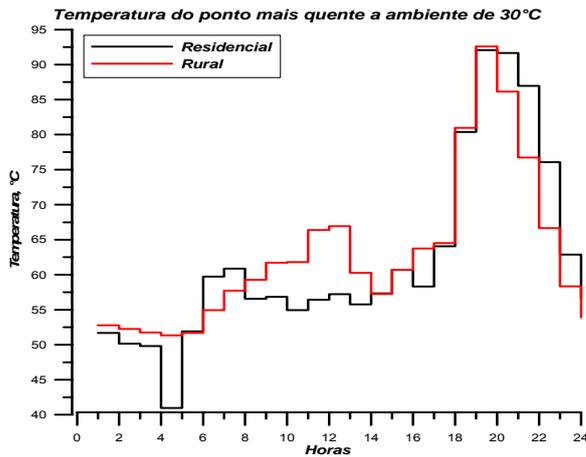


Figura 5.39 - Temperatura do ponto mais quente do enrolamento para o pico máximo de carga de 1,0 p.u.

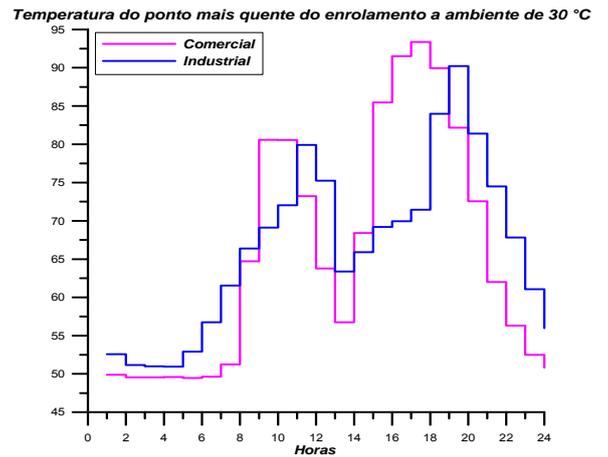


Figura 5.40 - Temperatura do ponto mais quente do enrolamento para o pico máximo de carga de 1,0 p.u.

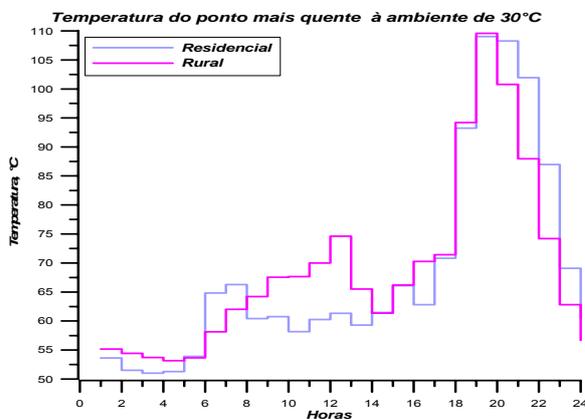


Figura 5.41 - Temperatura do ponto mais quente do enrolamento para o pico máximo de carga de 1,2 p.u.

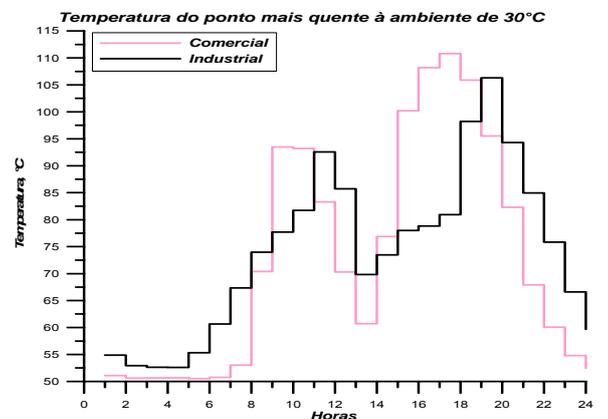


Figura 5.42 - Temperatura do ponto mais quente do enrolamento para o pico máximo de carga de 1,2 p.u.

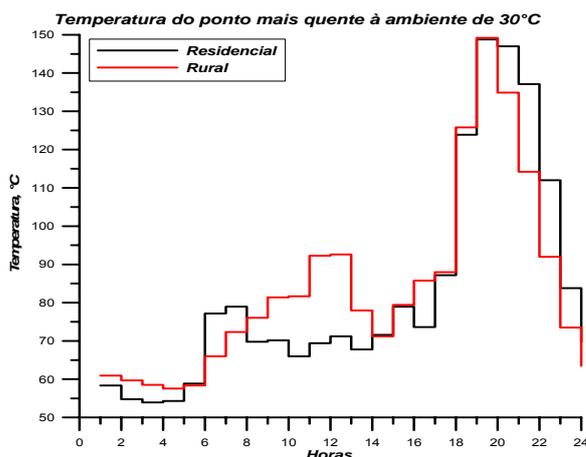


Figura 5.43 - Temperatura do ponto mais quente do enrolamento para o pico máximo de carga de 1,6 p.u.

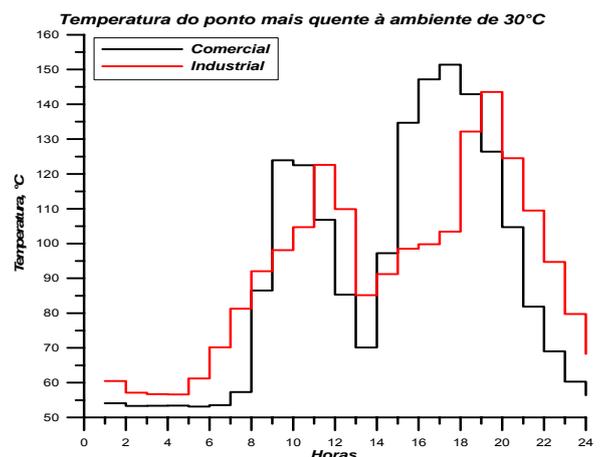


Figura 5.44 - Elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento para o pico máximo de carga de 1,6 p.u.

### 5.1.2 - PERDA DE VIDA ÚTIL TÉCNICA DO TRANSFORMADOR.

#### a) Taxa de envelhecimento do transformador

As taxas de envelhecimento do transformador, em %, para cada patamar de carga, calculadas através da aplicação dos valores da temperatura do ponto mais quente do enrolamento das Figuras 5.39 a 5.44 na Equação (4.15),  $\Delta V(\%) = 100 \times 10^{(A+B/(\theta_H+273))} \times \Delta t$ , encontram-se nas Figuras 5.45 a 5.50.

Confrontado os resultados sobre as taxas de envelhecimento do transformador,  $\Delta V(\%)$ , nas Figuras 5.45 a 5.50, com os resultados das temperaturas do ponto mais quente,  $\theta_H$ , nas Figuras 5.39 a 5.44, pode-se constatar que a taxa de envelhecimento do transformador ocorre em uma relação diretamente proporcional à temperatura do ponto mais quente do enrolamento e do carregamento deste transformador. O ritmo de envelhecimento do transformador, suprimindo uma carga com um pico máximo de 1,2 p.u., cresce, em relação a um suprimento com um pico máximo de 1,0 p.u., de 600%, 574,2%, 666,67% e 550,82%, referente ao consumidor residencial, rural, comercial e industrial, respectivamente; enquanto o ritmo do envelhecimento do transformador submetido a um pico máximo de 1,6 cresce, em relação ao transformador suprimindo um pico de carga de 1,0 p.u., de 36354,50%, 34316,67%, 42150% e 30132,56%, referentes aos consumidores residencial, rural, comercial e industrial, respectivamente. Nota-se, portanto, que o transformador conectado ao consumidor comercial sofre um maior aumento na sua taxa de envelhecimento em relação aos demais consumidores. Os valores muito elevados nas taxas de envelhecimentos dos transformadores suprimindo picos máximos de 1,6 p.u., em relação aos que suprem picos de 1,0 p.u., garantem que a vida útil técnica deste equipamento seja reduzida de forma significativa. Os acréscimos excessivos nos ritmos de envelhecimentos dos transformadores quando os picos de carga aumentam de 1,0 p.u. para 1,2 e 1,6 p.u., deve-se ao fato de que a Equação (4.15),  $\Delta V(\%) = 100 \times 10^{(A+B/(\theta_H+273))} \times \Delta t$ , utilizada na determinação da taxa de envelhecimento do transformador aumenta ou reduz exponencialmente com a temperatura do ponto mais quente do enrolamento. Portanto, como as diferenças entre as temperaturas dos pontos mais quentes dos enrolamentos do transformador com pico máximo de 1,0 p.u. e com picos máximos de 1,2 e 1,6 p.u. são de 15°C e 55°C, respectivamente, matematicamente são esperados estes resultados elevados.

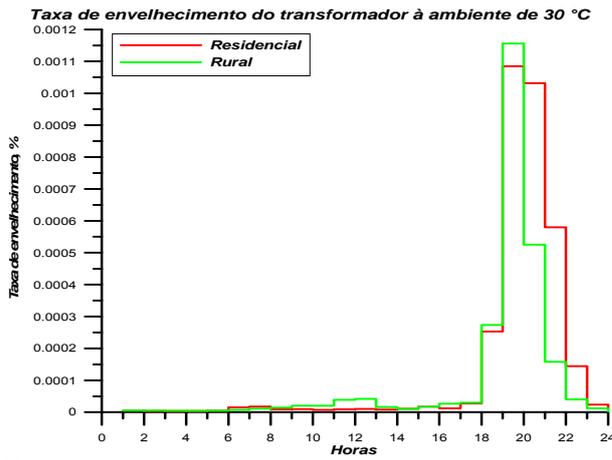


Figura 5.45 - Taxa de envelhecimento do transformador em % à temperatura ambiente de 30°C para pico máximo de 1,0 p.u.

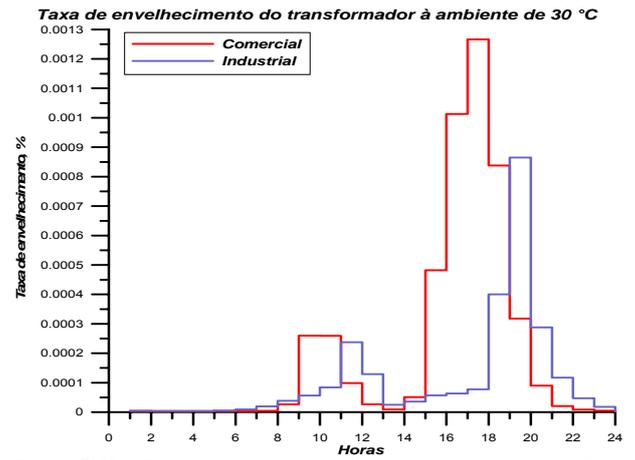


Figura 5.46 - Taxa de envelhecimento do transformador em % à temperatura ambiente de 30°C para pico máximo de 1,0 p.u.

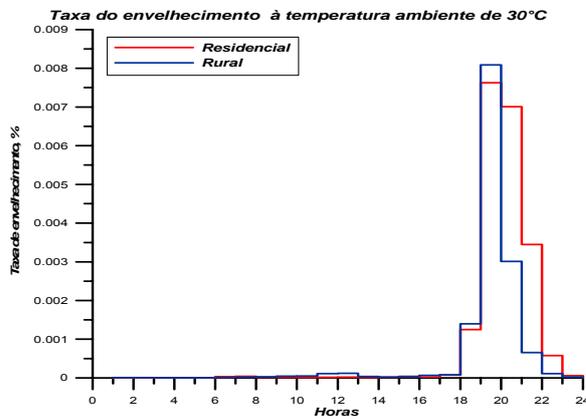


Figura 5.47 - Taxa de envelhecimento do transformador em % à temperatura ambiente de 30°C para o pico máximo de 1,2 p.u.

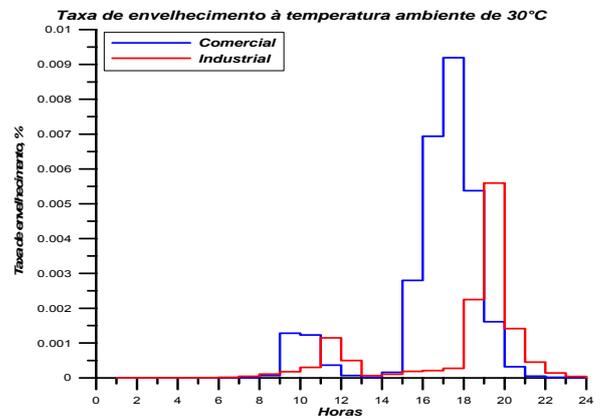


Figura 5.48 - Taxa de envelhecimento do transformador em % à temperatura ambiente de 30°C para o pico máximo de 1,2 p.u.

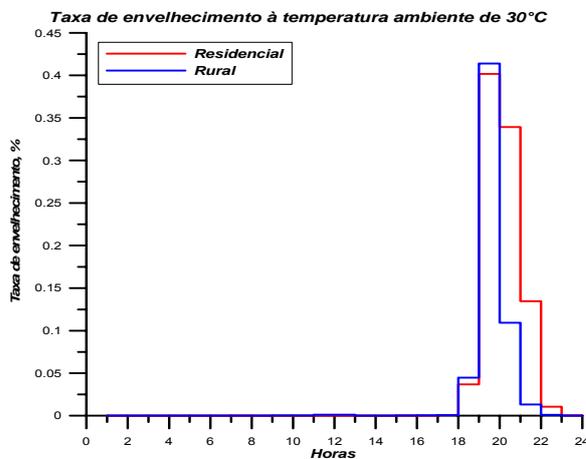


Figura 5.49 - Taxa de envelhecimento do transformador em % à temperatura ambiente de 30°C, para o pico máximo de 1,6 p.u.

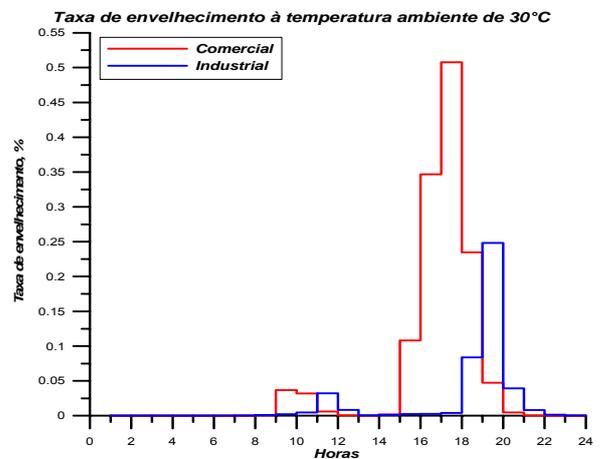


Figura 5.50 - Taxa de envelhecimento do transformador em % à temperatura ambiente de 30°C para o pico máximo de 1,6 p.u.

b) Perda de vida útil do transformador por cada patamar de carga

Conforme mostrado nas Figuras 5.45 a 5.50, a taxa de envelhecimento dos transformadores depende do seu carregamento. Deste modo, a perda de vida útil total de um transformador é distribuída em patamares de perda que também são função do carregamento. Logo, os períodos de vida, em relação a vida útil total que é reduzida com o carregamento, para condições de picos máximos de carga de 1,0 p.u., 1,2 p.u. e 1,6 p.u., determinados, aplicando os valores da taxa de envelhecimento do transformador das Figuras 5.45 a 5.50,  $\Delta V_{Pi}(\%)$  e a sua vida útil técnica total,  $Vida\_útil(ano)$ , na Equação (4.24),  $P_{V(anos)Pi} = 365 \times Vida\_útil(ano)^2 / 100$ , são mostrados nas Figuras 5.51 a 5.56. Esta perda de vida, portanto, é maior onde maior é a taxa de envelhecimento do transformador.

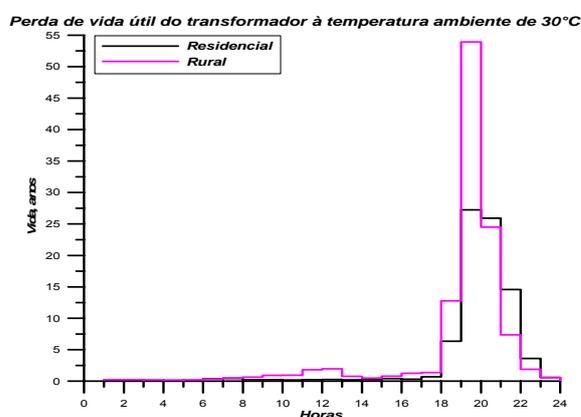


Figura 5.51 – Perda de vida útil do transformador à ambiente de 30°C e submetido às demandas horárias individuais por um período de 24 horas contínuas ao longo de toda sua vida útil para condição de pico máximo de 1,0 p.u.

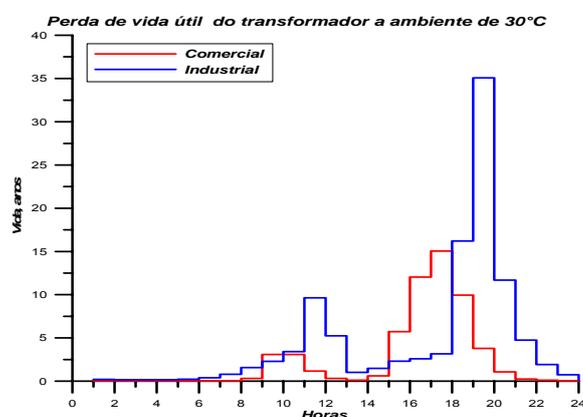


Figura 5.52 – Perda de vida útil do transformador à ambiente de 30°C e submetido às demandas horárias individuais por um período de 24 horas contínuas ao longo de toda sua vida útil para condição de pico máximo de 1,0 p.u.

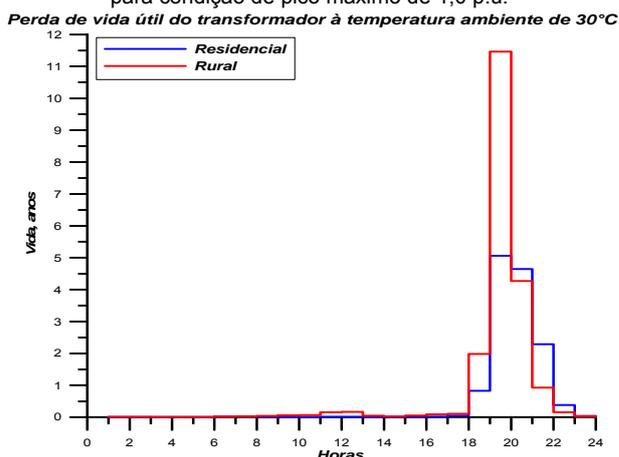


Figura 5.53 – Perda de vida útil do transformador à ambiente de 30°C e submetido às demandas horárias individuais por um período de 24 horas contínuas ao longo de toda sua vida útil para condição de pico máximo de 1,2 p.u.

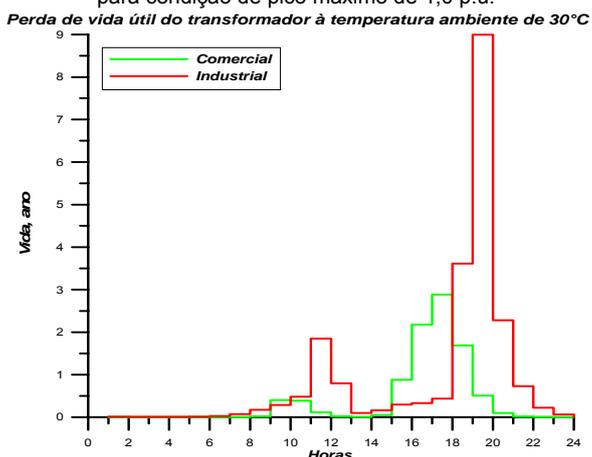


Figura 5.54 – Perda de vida útil do transformador à ambiente de 30°C e submetido às demandas horárias individuais por um período de 24 horas contínuas ao longo de toda sua vida útil para condição de pico máximo de 1,2 p.u.

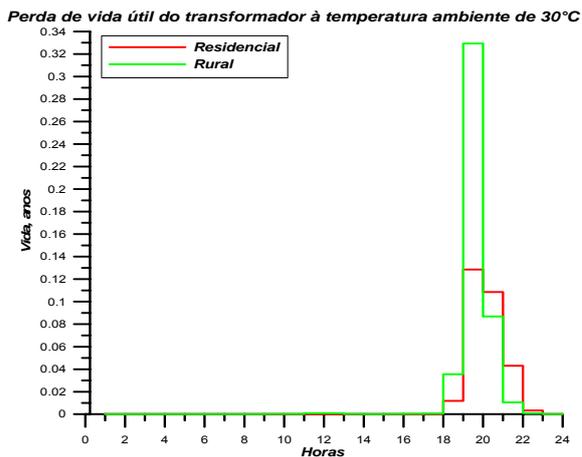


Figura 5.55 – Perda de vida útil do transformador à ambiente de 30°C e submetido às demandas horárias individuais por um período de 24 horas contínuas ao longo de toda sua vida útil para condição de pico máximo de 1,6 p.u.

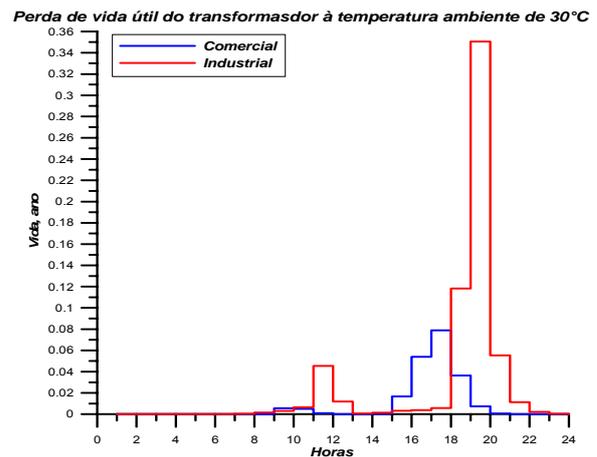


Figura 5.56 – Perda de vida útil do transformador à ambiente de 30°C e submetido às demandas horárias individuais por um período de 24 horas contínuas ao longo de toda sua vida útil para condição de pico máximo de 1,6 p.

Confrontando os resultados das Figuras 5.3 a 5.8, sobre as demandas ao quadrado,  $K^2$ , os resultados das Figuras 5.39 a 5.44, sobre as temperaturas do ponto mais quente do enrolamento,  $\theta_H$ , e os resultados das Figuras 5.51 a 5.56, sobre a perda de vida útil do transformador por cada patamar de carga,  $P_{V(\text{anos})P_i}$ , constata-se que a perda de vida útil máxima ocorre nos patamares correspondentes ao pico de carga máxima e, conseqüentemente, nos patamares onde a temperatura do ponto mais quente é mais elevada, em relação a uma determinada curva de carga. Portanto, quando o pico de carga aumenta de 1,0 p.u. para 1,2 p.u., a perda de vida útil do transformador correspondentes a estes patamares sofre um aumento de 438,34, 363,37, 420,79 e 288,76% referente ao consumidor residencial, rural, comercial e industrial respectivamente. Quando este aumento é de 1,6 p.u., a perda de vida útil técnica do transformador, em relação ao pico de 1,0 p.u., aumenta para 20853,85, 15933,43, 18925,32 e 9874,29% referentes ao consumidor residencial, rural, comercial e industrial, respectivamente. Quanto ao aumento muito elevado na perda vida útil do transformador verificada quando as demandas aumentam de 1,0 p.u. para 1,2 e 1,6 p.u. em relação a estes patamares, isto pode ser explicada da mesma forma como acontece com o aumento do ritmo do envelhecimento com aumento das demandas.

Viu-se, portanto, a influência do fator carregamento na perda de vida útil técnica do equipamento. Pensa-se que é de extrema importância analisar também o efeito de aumento de temperatura ambiente na perda de vida útil técnica deste transformador. Para esta análise, é mostrada nas Figuras 5.57 a 5.60 a perda de vida útil técnica deste transformador à temperatura média ambiente de 40°C, para que se possa

efetuar uma análise comparativa com as perdas de vida útil técnica do transformador à temperatura ambiente de 30°C nas Figuras 5.51 a 5.56.

Perda de vida útil do transformador à temperatura ambiente de 40°C

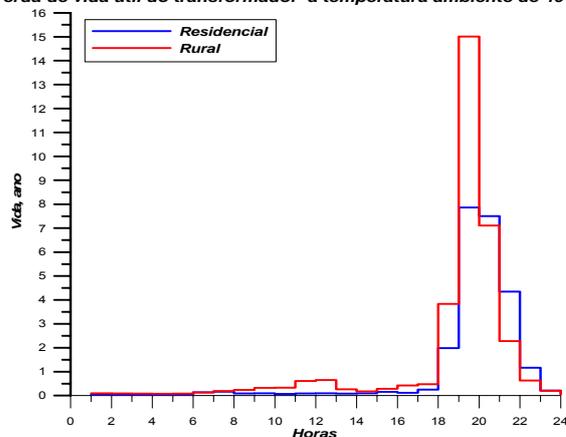


Figura 5.57 - Perda de vida útil do transformador à ambiente de 40°C e submetido às demandas horárias individuais por um período de 24 horas contínuas ao longo de toda sua vida útil para condição de pico máximo de 1,0 p.u.

Perda de vida útil do transformador à temperatura ambiente de 40°C

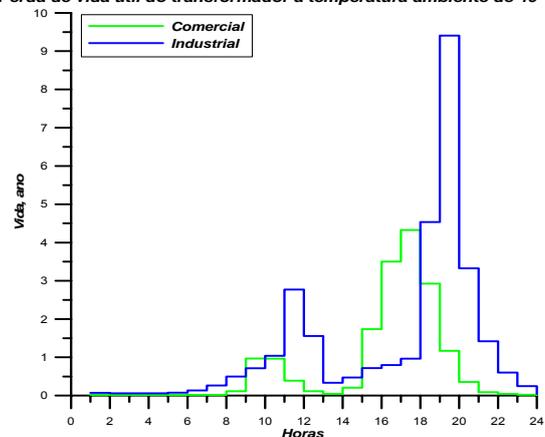


Figura 5.58 - Perda de vida útil do transformador à ambiente de 40°C e submetido às demandas horárias individuais por um período de 24 horas contínuas ao longo de toda sua vida útil para condição de pico máximo de 1,0 p.u.

Comparando os valores das perdas de vida útil técnica do transformador à temperatura ambiente de 30 °C, na Figura 5.51 a 5.56, com os valores da perda da perda de vida útil técnica do transformador à temperatura ambiente de 40 °C, nas Figuras 5.57 a 5.60, verifica-se que, para carregamento com pico máximo de carga de 1,0 p.u., o aumento da temperatura ambiente de 30°C para 40 °C implica um aumento na perda de vida útil técnica do transformador de 246,20, 251,44, 247,12 e 270,99%, referentes aos consumidores residencial, rural, comercial e industrial, respectivamente.

Perda de vida útil do transformador à temperatura ambiente de 40°C

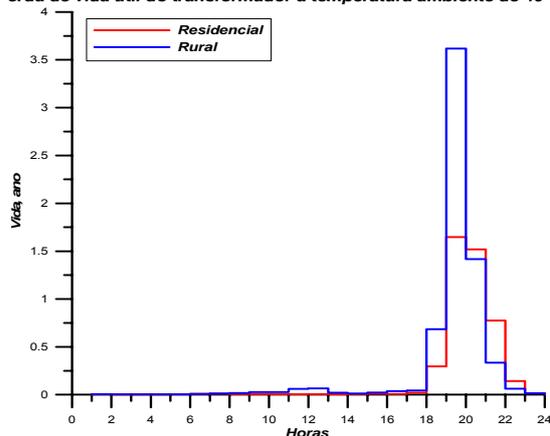


Figura 5.59 - Perda de vida útil do transformador à ambiente de 40°C e submetido às demandas horárias individuais por um período de 24 horas contínuas ao longo de toda sua vida útil para condição de pico máximo de 1,2 p.u.

Perda de vida útil do transformador à temperatura ambiente de 40°C

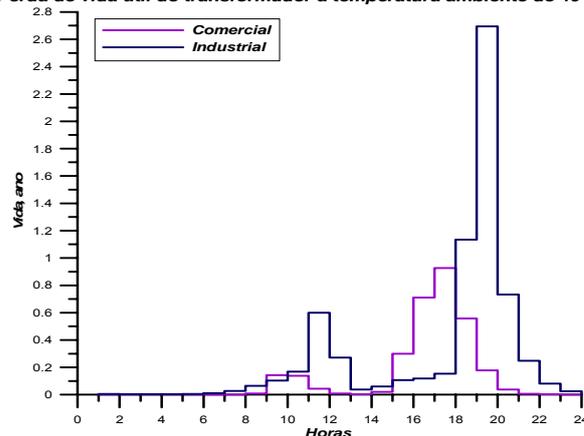


Figura 5.60 - Perda de vida útil do transformador à ambiente de 40°C e submetido às demandas horárias individuais por um período de 24 horas contínuas ao longo de toda sua vida útil para condição de pico máximo de 1,2 p.u.

Quanto à curva de carga com pico máximo de 1,2 p.u., nas Figuras 5.59 e 5.60, o aumento de temperatura ambiente de 30 para 40 °C causa um aumento na perda de vida útil técnica do transformador de 206,67, 214,48, 210,33 e 232,59%, referente aos consumidores residenciais, rurais, comerciais e industriais, respectivamente, em relação aos valores das perdas de vida útil técnica do transformador à temperatura ambiente de 30°C, na Figura 5.51 a 5.56. Desta análise comparativa, nota-se que a perda de vida útil técnica do transformador com o aumento de carregamento ocorre a um ritmo mais acelerado em relação à perda de vida útil técnica do transformador com o aumento da temperatura ambiente de 30°C para 40°C, relativo a um determinado carregamento. Portanto, o aumento do pico de carga do transformador de 1,0 para 1,2 e 1,6 p.u. merece um maior cuidado em relação ao aumento de temperatura ambiente de 30 para 40°C, quando esta variação de temperatura ambiente é considerada em relação a um determinado carregamento.

A vida útil técnica total dos transformadores obtida pelo somatório das perdas de vida úteis técnicas do transformador de cada patamar nas Figuras 5.51 a 5.56 é mostrada nas Figuras 5.61 e 5.62, para as temperaturas ambientes de 30 e 40°C., onde as mesmas podem ser confrontadas com a vida útil técnica do transformador estimada pelas Normas Internacional e Brasileira.

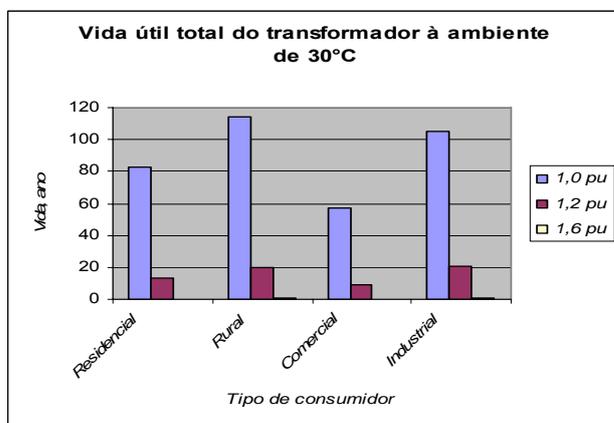


Figura 5.61 - Vida útil total do transformador à temperatura ambiente de 30 °C

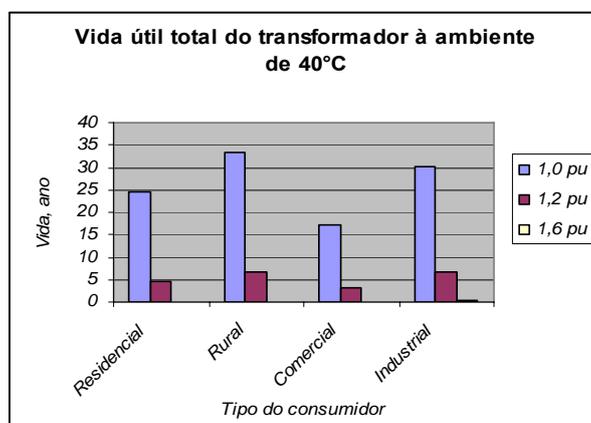


Figura 5.62 - Vida útil total do transformador à temperatura ambiente de 40 °C

De acordo com estas Figuras, pode-se constatar que para a temperatura ambiente de 30 °C, a vida útil técnica total dos transformadores conectados aos consumidores Rurais e industriais referente à curva de carga com pico de 1,2 p.u., está de acordo com a vida útil estimada pela norma ANSI / IEEE C57.91-1981 [18], 20 anos. Quanto à curva de carga com pico de 1,0 p.u., verifica-se que a vida útil técnica total do transformador é muito elevada em relação à vida útil estimada pelas Normas

internacionais à ambiente de 30 °C. Nesta condição, o transformador opera em sub-carregamento, ou seja, a sua capacidade ociosa é muito elevada. À temperatura ambiente de 30°C, a vida útil técnica do transformador conectado ao consumidor comercial referente à curva de carga com pico máximo de 1,2 p.u. aproxima-se da vida útil técnica estimada de um transformador de 55°C operando continuamente a plena carga na NBR 5416/1997 [13]. É de se lembrar que a vida útil do transformador estimada na NBR 5416/1997 [13], operando continuamente a plena carga, é de 7,42 anos, enquanto a vida útil técnica do transformador conectado ao consumidor comercial sob uma curva de carga variável com pico máximo de 1,2 p.u., na Figura 5.61, é de 9,30 anos. Quando a temperatura ambiente aumenta de 30 para 40 °C, a vida útil técnica do transformador referente à curva de carga com pico de 1,2 p.u. diminui para um valor inferior ao valor estimado na norma ANSI / IEEE C57.91-1981 [18] como mostra a Figura 5.62. Com este aumento de temperatura ambiente, a vida útil dos transformadores conectados aos consumidores rurais e industriais referentes à curva de carga com pico máximo de 1,2 p.u. reduz-se, aproximando da vida útil estimada na NBR 5416/1997 [13]. Quanto à vida útil técnica do transformador conectado à carga com pico de 1,0 p.u. à temperatura ambiente de 40°C, somente a vida útil técnica do transformador referente ao consumidor residencial e comercial aproxima-se mais dos 20 anos estimada na norma ANSI / IEEE C57.91-1981 [18]. No que concerne à vida útil técnica do transformador conectado à cargas com pico de 1,6 p.u., a sua vida útil é reduzida significativamente conforme mostram as Figura 5,61 e 5.62. Portanto, fica demonstrada que a o carregamento de um transformador não deve ultrapassar 150% em relação a seu valor nominal de acordo com NBR 5416/1997 [13].

Percentualmente, com aumento do carregamento à temperatura ambiente de 30°C, ocorre uma redução na vida útil técnica total do transformador de 515,22%, 475,86%, 439,36% e 401,50%, referente ao aumento de carregamento de 1,0 p.u. para 1,2 p.u., e de 27826,94%, 24112%, 24146,25% e 16805,15%, relativo ao aumento de carregamento de 1,0 p.u. para 1,6 p.u., referentes aos consumidores residenciais, rurais, comerciais e industriais, respectivamente. Analisando a oscilações de carga nas Figuras 5.1 a 5.8, pode-se verificar que normalmente as freqüências de oscilação de carga podem estar relacionadas com a redução de vida útil técnica do transformador a um ritmo superior em relação ao normal, sobretudo quando freqüentemente algumas destas oscilações elevam as temperaturas do ponto mais quente dos enrolamentos para valores superiores ao valor máximo admissível. Por exemplo, o carregamento médio diário do transformador conectado ao consumidor industrial é superior em relação ao carregamento médio do transformador conectado

ao consumidor residencial, mas de acordo com as Figuras 5.41 e 5.42, devido a maior frequência de oscilações de carga do consumidor residencial em relação ao consumidor industrial, a temperatura do ponto mais quente do enrolamento do transformador conectado a este consumidor residencial ultrapassa o valor máximo admissível em mais de um patamar de carga, ou seja, em mais de uma hora, reduzindo a sua vida útil técnica a um valor inferior em relação ao do transformador conectado ao consumidor industrial em que somente em um patamar de carga, correspondente a 1,0 hora, a sua temperatura ultrapassa o valor máximo admissível. Quanto ao aumento da temperatura ambiente de 30°C para 40°C, em relação ao pico de carga de 1,0 p.u., ocorre uma redução na vida útil técnica do transformador de 234,45, 240,06, 233,65 e 248,30%, e, em relação ao carregamento com o pico de 1,2 p.u., quando a temperatura ambiente aumenta de 30 para 40°C, a redução de perda de vida útil técnica total do transformador é de 199,6%, 202,55%, 200,13% e 214,35%, referentes aos consumidores residenciais, rurais, comerciais e industriais, respectivamente. O consumidor industrial, portanto, provoca a menor redução na vida útil técnica do transformador com o aumento de pico de carga de 1,0 para 1,2 e 1,6 p.u. e uma maior redução na vida do transformador com aumento da temperatura ambiente de 30 para 40°C em relação ao respectivo carregamento. Registra-se, portanto, um maior aumento na redução de vida útil técnica total do transformador com o aumento do carregamento em relação à redução de vida útil técnica do transformador com aumento de temperatura ambiente de 30 para 40°C sob um determinado carregamento. Portanto, constata-se que paralelamente às demandas, a temperatura ambiente constitui um dos fatores mais importantes na redução vida útil técnica total do transformador.

## 5.2 – VIABILIDADE E PERDA DE VIDA ÚTIL ECONÔMICA DOS TRANSFORMADORES EM FUNÇÃO DAS TAXAS DE JUROS, DO CARREGAMENTO MÉDIO DIÁRIO, DO TEMPO DO RETORNO DO INVESTIMENTO E DA SUA VIDA ÚTIL TECNICA.

### 5.2.1 – ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DO INVESTIMENTO

O estudo deste item tem como objetivo analisar a perda de vida útil econômica do transformador em função das demandas, das taxas de juros aplicadas, do tempo do retorno do investimento determinado e da sua vida útil técnica.

Para o estudo econômico dos transformadores, conectados à esses diferentes tipos de consumidores, determina-se o fator de energia consumida em um dia típico, aplicando os resultados correspondentes às demandas calculadas pela Equação (5.1)

na Equação (4.35),  $F_E = \sum_{i=1}^{n_d} \left( D_{MAXi} \times \frac{S_{\Delta ti}}{S_N} \right)^2 \times \Delta t_i$ , utilizando os transformadores de 10

kVA, 15 kVA e 25 kVA. Os fatores de energia consumida, em um dia típico, referente aos transformadores de 10 kVA, 15 kVA e 25 kVA, considerando os perfis de carregamento para o transformador de 15 kVA como base, são mostrados na Tabela 5.3. Para facilitar a interpretação destes dados, os mesmos podem ser analisados na Figura 5.63. Nesta Figura, os consumidores indicados por *Res*, *Rur*, *Com* e *Ind* referem aos consumidores residencial, rural, comercial e industrial, respectivamente.

Tabela 5.3-Fator de energia consumida em um dia típico, em horas.

Consumidor	Transformador de 10 kVA			Transformador de 15 kVA			Transformador de 25 kVA		
	Perfis de carregamento na base de 15 kVA			Perfis de carregamento na base de 15 kVA			Perfis de carregamento na base de 15 kVA		
	1,0	1,2	1,6	1,0	1,2	1,6	1,0	1,2	1,6
Residencial	15,96	22,99	40,88	7,09	10,22	18,17	2,55	3,70	6,54
Rural	16,31	23,50	41,74	7,24	10,44	18,55	2,60	3,80	6,68
Comercial	19,63	28,30	50,26	8,73	12,57	22,34	3,14	4,53	8,04
Industrial	20,13	29,10	51,57	8,94	12,90	22,92	3,22	4,65	8,25
Sobrecarga real na base do transformador	1,5 p.u.	1,8 p.u.	2,4 p.u.	1,0 p.u.	1,2 p.u.	1,6 p.u.	0,6 p.u.	0,72 p.u.	0,96 p.u.

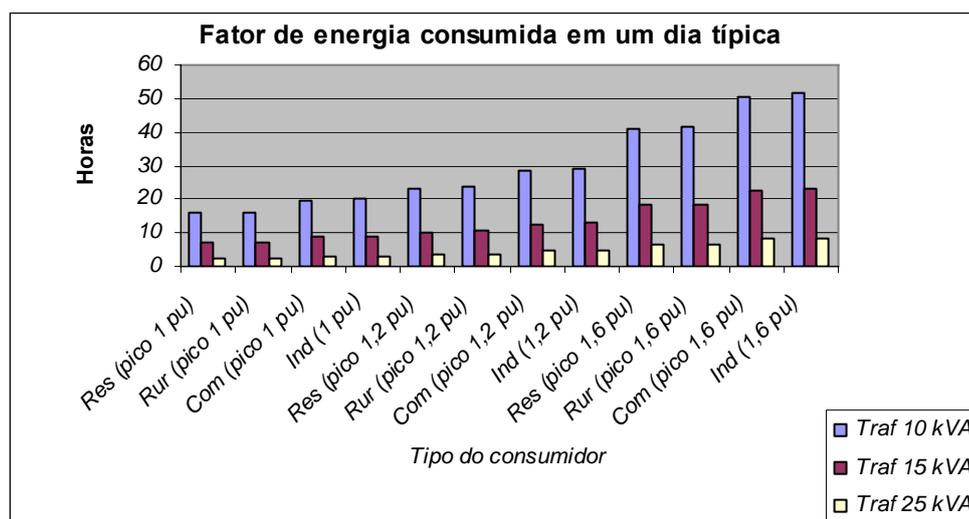


Figura 5.63 – Fator de energia consumida em um dia típico pelos transformadores de 10, 15 e 25 kVA, em horas.

Conforme se pode constatar, na Tabela 5.3 e na Figura 5.63, os fatores de energia consumida em um dia típico pelo transformador de 10 kVA ultrapassam o

limite de 24 horas em relação aos consumidores comercial e industrial referente à curva de carga com pico máximo de 1,2 p.u., enquanto que em relação à curva de carga com pico máximo de 1,6 p.u. estes fatores de energia consumida também ultrapassam o limite máximo em relação aos consumidores residencial e rural. Por isso, tendo em conta ainda que a sobrecarga real do transformador de 10 kVA na base do transformador é superior a 1,5 p.u. em relação às curvas de carga com picos máximos de 1,2 e 1,6 p.u., o estudo sobre perda de vida útil econômica do transformador de 10 kVA é realizado somente em relação à curva de carga com pico máximo de 1,0 p.u., correspondente à sobrecarga real na base do transformador de 1,5 p.u. - ver Tabela B.21 da norma Brasileira NBR 5416/1997 [10] - sobre o carregamento máximo admissível. Quanto ao transformador de 15 kVA, verifica-se que o seus fatores de energia consumidos são inferiores a 24 horas, mas tendo em conta que as suas vida útil técnica na Figura 5.61 em relação à curva de carga com pico máximo de 1,6 p.u. são de 0,297, 0,467, 0,206 e 0,622 anos correspondentes aos consumidores residenciais, rurais, comerciais e industriais, respectivamente, a análise sobre a perda de vida útil econômico dos transformadores para esta curva de carga não é realizada. No que se refere ao transformador de 25 kVA, os valores reduzidos de sobrecarga real na base do transformador e do fator de energia consumida em um dia típico, na Tabela 5.3, indicam que o transformador opera em sub-carregamento em relação a qualquer um destes consumidores e a qualquer uma destas curvas de carga em análise. Também se constata que os fatores de energia consumida pelo transformador conectado ao consumidor industrial e comercial são mais elevados em relação aos consumidores rurais e residenciais, indicando, portanto, que os carregamentos médios diários do transformador conectado aos consumidores industriais e comerciais são mais elevados em relação aos consumidores rurais e residenciais.

O efeito do fator de energia consumida em um dia típico tem uma influência direta sobre as capacidades dos transformadores a instalar, pois se verifica que o transformador de 10 kVA atinge o seu limite de carregamento a um ritmo mais acelerado em relação aos transformadores de 15 kVA e este, por sua vez, atinge o seu limite de carregamento a um ritmo mais rápido em relação a um transformador de 25 kVA, de acordo com os dados na Tabela 5.3 e na Figura 5.63. O fator de energia consumida, nesta Tabela, portanto, mostra que quanto menor é a capacidade do transformador a instalar, maior é a sua sensibilidade ao carregamento.

Os custos unitários das perdas normalmente são conhecidos nas concessionárias através dos preços de compra e de venda de energia.

Os preços de venda e compra de energia elétrica foram obtidos junto da Empresa AES-Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. e encontram-se na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – preços de compra e venda de energia elétrica

<i>Compra de Energia (R\$/MWh)</i>	<i>Venda de Energia (R\$/MWh)</i>	<i>Custo de Energia (R\$/MWh)</i>
93,84	256,83	162,99

O valor da tarifa a ser utilizada na capitalização das perdas obtém-se da diferença entre a o valor de compra e venda de energia na Tabela 5.4.

#### 5.2.1.1 – CUSTOS TOTAIS CAPITALIZADOS DOS TRANSFORMADORES.

Os períodos de amortizações para transformadores de 15 e 25 kVA conectados à curva de carga com pico máximo de 1,0 p.u. são considerados de 20 anos, pois as vidas úteis técnicas destes transformadores sob estas demandas são superiores a 20 anos, como mostra a Figura 5.61. Quando a curva de carga característica aumenta o seu pico para 1,2 p.u. em relação ao valor médio obtido na medição, o período de amortização em relação ao transformador de 25 kVA continua a ser de 20 anos, enquanto os períodos de amortização em relação ao transformador de 15 kVA passam a corresponder as vidas úteis deste transformador sob este carregamento que é de 13,5, 19,7, 9,3 e 20 anos em relação aos consumidores residenciais, rurais, comerciais e industriais, respectivamente. Quanto ao transformador de 10 kVA, a sua análise é realizada somente em relação à curva de carga com pico máximo de 1,0 p.u., cujos períodos de amortização correspondem também às suas vidas úteis técnicas calculadas de 1,84, 2,8, 1,3 e 3,4 em relação aos consumidores residencial, rural, comercial e industrial, respectivamente. No que refere ao período de análise do investimento para os transformadores de 15 e 25 kVA conectados à curva de carga com pico máximo de 1,0 p.u., este período é considerado de 15 anos, enquanto que o período de análise do investimento em relação à curva de carga com pico de 1,0 p.u. em relação ao transformador de 10 kVA corresponde a sua menor vida útil técnica observada que é a sua vida útil técnica em relação ao consumidor comercial, 1,3 ano. No que concerne aos períodos de análises dos investimentos dos transformadores de 15 e de 25 kVA conectados à curva de carga com pico máximo de 1,2 p.u., estes

períodos correspondente a menor vida útil técnica do transformador de 15 kVA conectado ao consumidor comercial, 9,3 anos.

Considerando-se os custos constantes, ou seja, investimento e custo das perdas em vazio, aplicando os dados das Tabelas 5.2 e 5.4 nas Equações  $A_M = [cx(1+j)^{vu}xj]/[(1+j)^{vu}-1]$ ,  $C_{inv} = A_M x [(1+j)^N - 1]/[(1+j)^N x j]$ ,  $C_{WO} = 8760 x 10^{-6} MW x W_O x C_{FE}$ ,  $C_{WO(N)} = [C_{WO} x (1+j)^N - 1]/[(1+j)^N x j]$ , as amortizações, indicados por  $A_M$ , os custos capitalizados dos investimentos, indicados por  $C_{INV}$ , os custos das perdas anuais em vazio, indicados por  $C_{WO}$  e os custos das perdas capitalizados em vazio, indicados por  $C_{WO(N)}$ , podem ser analisados na Tabela 5.5 e interpretados na Figura 5.64.

Analisando a Tabela 5.5 e a Figura 5.64, sobre as amortizações, os custos do investimento e das perdas capitalizadas em vazio, verifica-se que as amortizações, indicadas por  $A_M$ , e os custos dos investimentos, indicados por  $C_{INV}$ , aumentam com aumento de taxa de juros, enquanto os custos capitalizados das perdas em vazio, indicados  $C_{WO(N)}$ , diminuem com aumento desta taxa de juros. Nesta Tabela e nesta Figura, verifica-se ainda que o transformador conectado ao consumidor comercial, que possuiu uma vida útil técnica inferior em relação aos transformadores conectados aos consumidores residenciais, rurais e industriais, apresenta uma amortização mais elevada. As amortizações, portanto, devem aumentar com a redução da vida útil técnica total do equipamento para que os custos de investimentos capitalizados desejados sejam obtidos ao longo desta vida útil do equipamento. Como exemplo, na Tabela 5.5 constata-se que ao longo do período de capitalização de 1,3 anos que corresponde a vida útil técnica do transformador conectado ao consumidor comercial, consegue-se capitalizar o custo do investimento que é de R\$1300,00, enquanto os custos dos investimentos dos transformadores conectados aos consumidores residenciais, rurais e industriais, cujas vida útil é mais elevada em relação ao transformador conectado ao consumidor comercial, fica abaixo de R\$13000,00, pois enquanto o período de capitalização utilizado corresponde a vida útil técnica deste transformador ligado ao consumidor comercial, os períodos de amortização dos custos de aquisição dos equipamentos correspondem as vidas úteis técnicas dos respectivos transformadores. O período de análise do investimento de 1,3 ano aplicado em relação a todos os consumidores tem por objetivo realizar uma análise comparativa dos investimentos entre os transformadores conectados a estes diferentes consumidores. Portanto, viu-se que o custo capitalizado do investimento do transformador referente ao consumidor comercial é obtido em primeiro lugar e o do transformador referente ao consumidor industrial, que tem uma maior vida útil técnica, é obtido em último lugar.

No entanto, quanto menor é a vida útil técnica do transformador, mais rápido deve ser capitalizado o seu custo do investimento.

Tabela 5.5 - As amortização, os custos capitalizados dos investimentos e das perdas em vazio e os custos anuais das perdas em vazio, para o transformador de 10 kVA, sob pico de 1,0 p.u., R\$.

Itens	Residencial		Rural		Comercial		Industrial	
	Juros: 3%	Juros: 13%	Juros: 3%	Juros: 13%	Juros: 3%	Juros: 13%	Juros: 3%	Juros: 13%
$A_M$	725,25	827,18	490,99	583,16	1034,56	1150,42	407,89	497,04
$C_{INV}$	911,33	934,73	616,97	658,99	1300,00	1300,00	512,55	561,67
$C_{WO}$	99,95	99,95	99,95	99,95	99,95	99,95	99,95	99,95
$C_{WO(N)}$	125,59	112,95	125,59	112,95	125,59	112,95	125,59	112,95

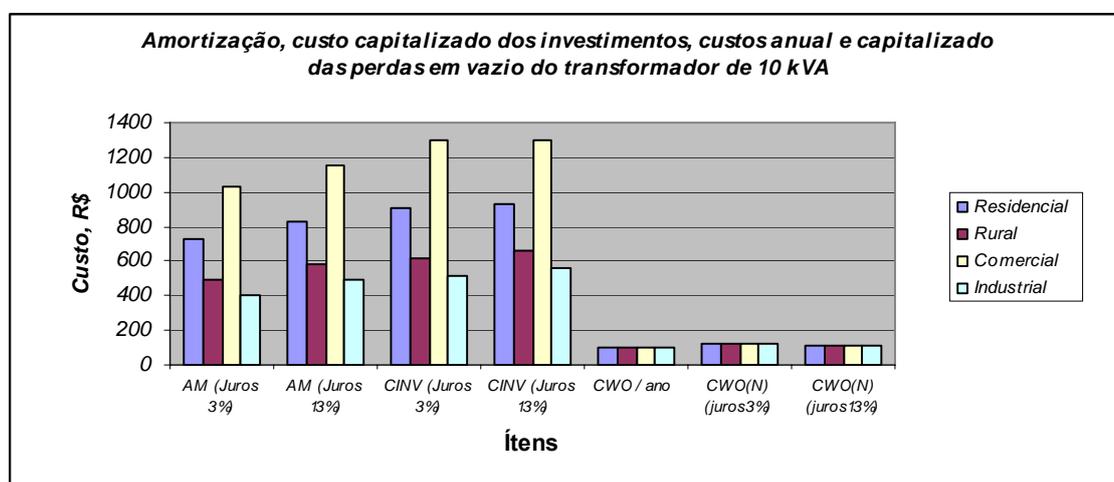


Figura 5.64 – Amortizações, custo do investimento e custo capitalizado das perdas em vazio para o transformador de 10 kVA submetido a um carregamento com pico de carga máximo de 1,0 p.u.

As Tabelas 5.6 a 5.8 e as Figuras 5.65 a 5.67 descrevem os comportamentos das amortizações, dos custos dos investimentos e das perdas em vazio referentes aos transformadores de 15 e 25 kVA sob curvas de carga com picos máximos de 1,0 e 1,2 p.u., respectivamente.

Tabela 5.6 - As amortização, os custos capitalizados dos investimentos e das perdas em vazio e os custos anuais das perdas em vazio, para o transformador de 15 e 25 kVA, pico 1,0 p.u., R\$.

Itens	Transformador de 15 kVA		Transformador de 25 kVA	
	Taxa juros 3%	Taxa juros 13%	Taxa juros 3%	Taxa juros 13%
$A_M$	97,46	206,41	110,91	234,89
$C_{INV}$	1163,51	1333,92	1323,99	1517,91
$C_{WO}$	128,50	128,50	185,62	185,62
$C_{WO(N)}$	1534,04	830,42	2215,84	1199,50

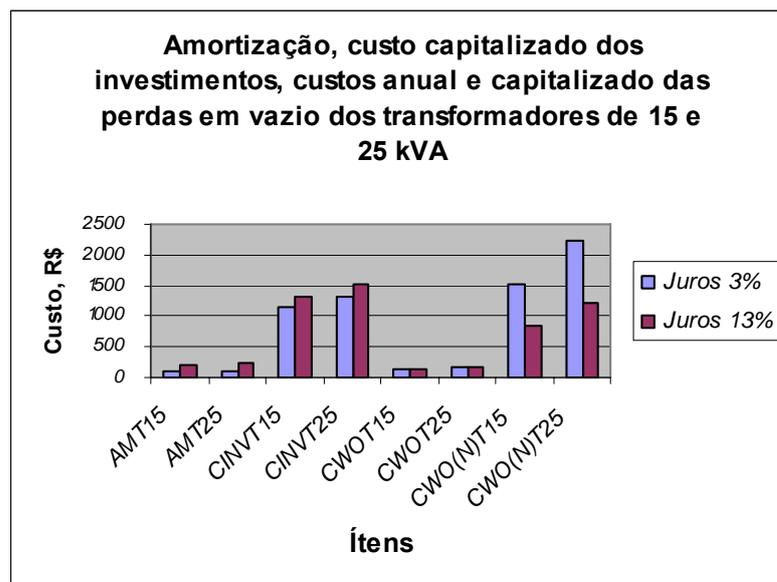


Figura 5.65 - Amortizações, custo do investimento e custo capitalizado das perdas em vazio para os transformadores de 15 e 25 kva submetidos a um carregamento com pico de carga máximo de 1,0 p.u.

Na Tabela 5.6 e Figura 5.65, como as vida útil destes equipamentos são superiores a 20 anos, aplica-se os períodos de amortizações e de capitalização dos investimentos de 20 e 15 anos, respectivamente. Os custos capitalizados do transformador de 25 kVA são superiores em relação aos do transformador de 15 kVA, pois os preços de compra e a perda em vazio do transformador de 25 kVA é maior. Da comparação com a Tabela 5.5 sobre o transformador de 10 kVA, pode-se verificar que as amortizações referentes a este transformador é substancialmente superior em relação a amortizações na Tabela 5.6 referentes aos transformadores de 15 e 25 kVA devido ao menor período de amortização dos transformadores de 10 kVA.

Tabela 5.7 - As amortização, os custos capitalizados dos investimentos e das perdas em vazio e os custos anuais das perdas em vazio, para o transformador de 15 kVA, sob pico de 1,2 p.u., R\$.

Ítems	Residencial		Rural		Comercial		Industrial	
	Juros: 3%	Juros: 13%	Juros: 3%	Juros: 13%	Juros: 3%	Juros: 13%	Juros: 3%	Juros: 13%
$A_M$	132,21	233,31	98,56	207,15	180,99	277,58	97,47	206,42
$C_{INV}$	1059,22	1218,8	789,57	1082,2	1450	1450	780,84	1078,3
$C_{WO}$	128,50	128,50	128,50	128,50	128,50	128,50	128,50	128,50
$C_{WO(N)}$	1029,5	671,28	1029,5	671,28	1029,5	671,28	1029,5	671,28

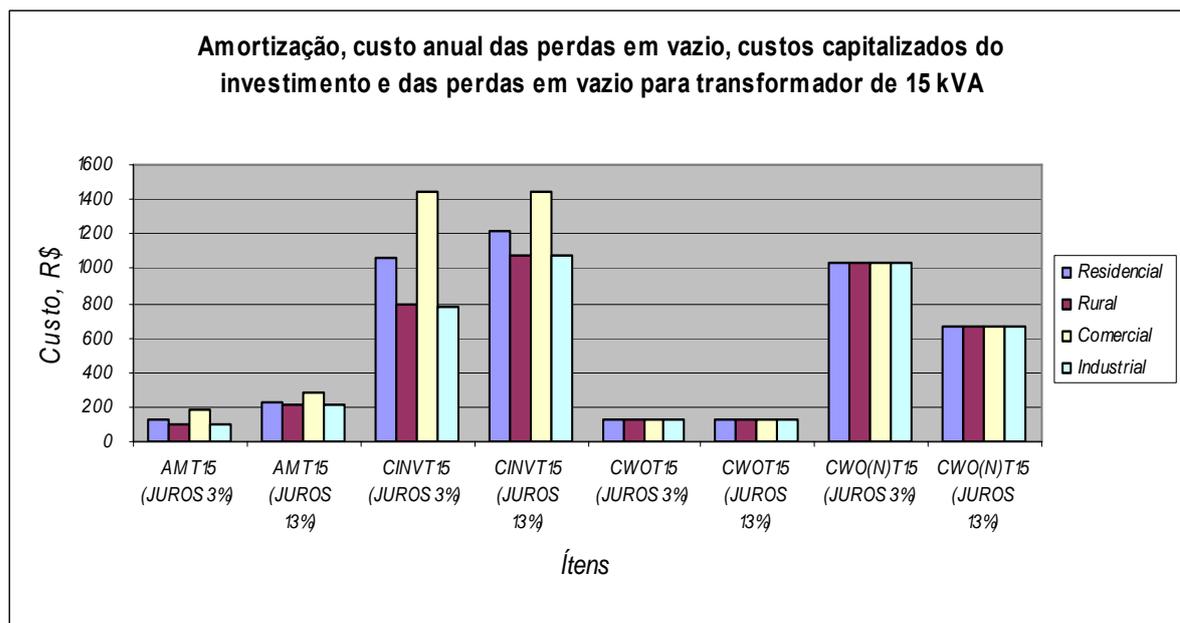


Figura 5.66 - Amortizações, custo do investimento e custo capitalizado das perdas em vazio para os transformadores de 15 kVA submetidos a um carregamento com pico de carga máximo de 1,2 p.u.

Na Tabela 5.7 e na Figura 5.66, à semelhança da Tabela 5.5 e Figura 5.64, os períodos de amortização aplicados correspondem à respectiva vida útil técnica dos equipamentos e o período de capitalização dos investimentos e das perdas em vazio usados correspondem a menor vida útil do transformador que corresponde ao do transformador conectado ao consumidor comercial, 9,3 anos. Pode-se verificar que como acontece em relação ao transformador de 10 kVA na Tabela 5.5, consegue-se capitalizar os custos dos investimentos do transformador conectado ao consumidor comercial, R\$1450,00 ao longo deste período, enquanto a capitalização dos outros transformadores só vai ocorrer posteriormente. Destaca ainda que as amortizações em relação ao transformador de 10 kVA na Tabela 5.5 sob carregamento de 1,0 p.u. são superiores em relação às da Tabela 5.7 referentes aos transformadores de 15 kVA sob uma curva de carga com pico máximo de 1,2 p.u., enquanto os custos dos investimentos referentes a este transformador de 15 kVA são superiores em relação aos do transformador de 10 kVA. Portanto, o custo capitalizado do investimento aumenta com o período de análise ou de capitalização do investimento aplicado, enquanto as amortizações diminuem com aumento do período de amortização. Também se verifica que os custos anuais e capitalizados das perdas em vazio dos transformadores de 15 kVA são superiores em relação aos dos transformadores de 10 kVA na Tabela 5.5, pois os custos anuais e capitalizados das perdas em vazio são funções diretas das capacidades e do período de capitalização dos investimentos aplicados.

A Tabela 5.8 e a Figura 5.67 descrevem as amortizações, os custos capitalizados dos investimentos e das perdas em vazio e os custos anuais das perdas em vazio referente ao transformador de 25 kVA, submetido à curva de carga com pico máximo de 1,2 p.u. Nesta Tabela, a semelhança dos dados na Tabela 5.6 sobre os custos capitalizados dos investimentos e das perdas em vazio do transformador de 25 kVA, aplica-se um período de amortização de 20 anos em relação a qualquer consumidor, mas, como o objetivo é efetuar uma análise comparativa entre os custos capitalizados dos investimentos deste transformador com os custos capitalização dos investimentos do transformador de 15 kVA na Tabela 5.7, o período de análise do investimento aplicado é o mesmo em relação ao período de análise do investimento aplicado para o transformador de 15 kVA na Tabela 5.7, 9,3 anos. Portanto, em relação ao transformador de 25 kVA submetido à curva de carga com pico máximo de 1,2 p.u., os custos capitalizados dos investimentos e das perdas em vazio na Tabela 5.8 são inferiores em relação aos dados na Tabela 5.6 referente a este mesmo transformador submetido à curva de carga com pico máximo de 1,0 p.u., pois os períodos de análises dos investimentos aplicados em relação aos dados nas Tabelas 5.6 são de 15 anos, enquanto este período na Tabela 5.8 é de 9,3 anos, o mesmo aplicado na análise do investimento em relação ao transformador de 15 kVA na Tabela 5.7. Portanto, estes custos não variam com o carregamento, isto é, variam somente com os períodos de amortização e de análise do investimento e com as taxas de juros. Vale a pena realçar que os custos capitalizados dos investimentos do transformador de 15 kVA referente aos consumidores comerciais e residenciais na Tabela 5.7 é superior em relação aos custos capitalizados dos investimentos na Tabela 5.8 referente ao transformador de 25 kVA conectados a estes mesmos consumidores. Isto se deve a maior influência que o aumento do período de amortização com a redução de vida útil técnica do transformador de 15 kVA tem em relação à influência que o preço mais elevado de compra do transformador de 25 kVA tem sobre o aumento do seu custo capitalizado em relação ao transformador de 15 kVA. Como exemplo, enquanto o preço de compra do transformador de 25 kVA é 13,8% mais elevado em relação ao preço de compra do transformador de 15 kVA, a amortização do transformador de 15 kVA, em relação ao consumidor comercial, é 63,19% mais elevada em relação à amortização do transformador de 25 kVA.

Tabela 5.8 - As amortização, os custos capitalizados dos investimentos e das perdas em vazio e os custos anuais das perdas em vazio, para o transformador de 25 kVA, sob pico de 1,2 p.u. considerando a sua vida útil, R\$.

Ítems	Taxa de juros de 3%	Taxa de juros de 13%
$A_M$	110,91	234,89
$C_{INV}$	888,54	1227,00
$C_{WO}$	185,62	185,62
$C_{WO(N)}$	1487,07	969,62

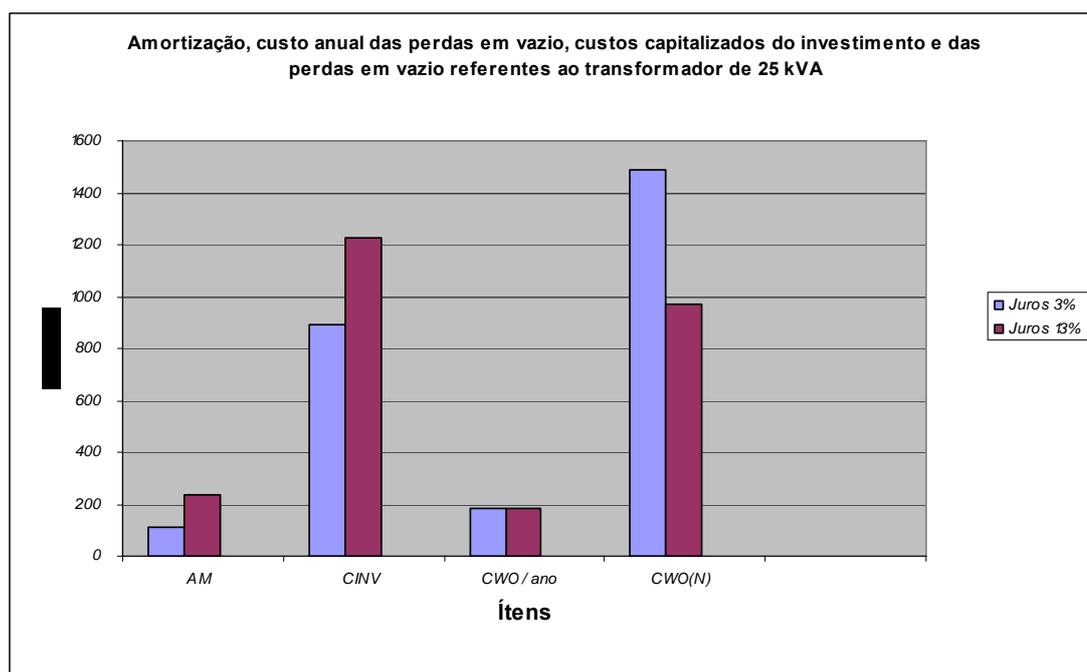


Figura 5.67 - Amortizações, custo do investimento e custo capitalizado das perdas em vazio para o transformador de 25 kVA submetidos a um carregamento com pico de carga máximo de 1,2 p.u.

Os custos anuais das perdas em carga determinados, aplicados às perdas em carga na Tabela 5.2,  $W_L$ , os custos de energia na Tabela 5.4,  $C_E$ , e os dados dos fatores de carga consumidos em um dia típico da Tabela 5.3,  $F_E$ , na Equação (4.38),  $CE_{LA}=365xW_LxF_ExC_E$ , são apresentados na Tabela 5.9. e podem ser interpretados na Figura 5.68.

Conforme se pode constatar na Tabela 5.9 e na Figura 5.65, os custos anuais das perdas em carga variam proporcionalmente com as demandas, enquanto o aumento destes custos ocorre em sentido inverso das capacidades dos transformadores instaladas. Deste modo, verifica-se, nesta Tabela, que os consumidores que possuem um carregamento médio mais elevado refletido pelo fator de energia consumida em um dia típico na Tabela 5.3 apresentam um custo anual das

perdas em carga mais elevado. Portanto, os custos das perdas anuais dos transformadores conectados ao consumidor industrial são mais elevados, enquanto os mesmos referentes ao consumidor residencial são mais baixos.

Tabela 5.9 – Custo anual das perdas em carga em R\$

Consumidor	Transformador de 10 kVA			Transformador de 15 kVA			Transformador de 25 kVA		
	1,0 p.u.	1,2 p.u.	1,6 p.u.	1,0 p.u.	1,2 p.u.	1,6 p.u.	1,0 p.u.	1,2 p.u.	1,6 p.u.
Residencial	204,2	a)	a)	128,7	185,4	329,6	68,4	98,5	175,1
Rural	208,5	a)	a)	131,4	189,3	336,6	69,8	100,5	178,7
Comercial	251,1	a)	a)	158,3	227,9	405,3	84,1	121,1	215,2
Industrial	257,5	a)	a)	162,3	233,9	415,9	86,2	124,2	220,9

a) A capacidade do transformador de 10 kVA não suporta a este carregamento.

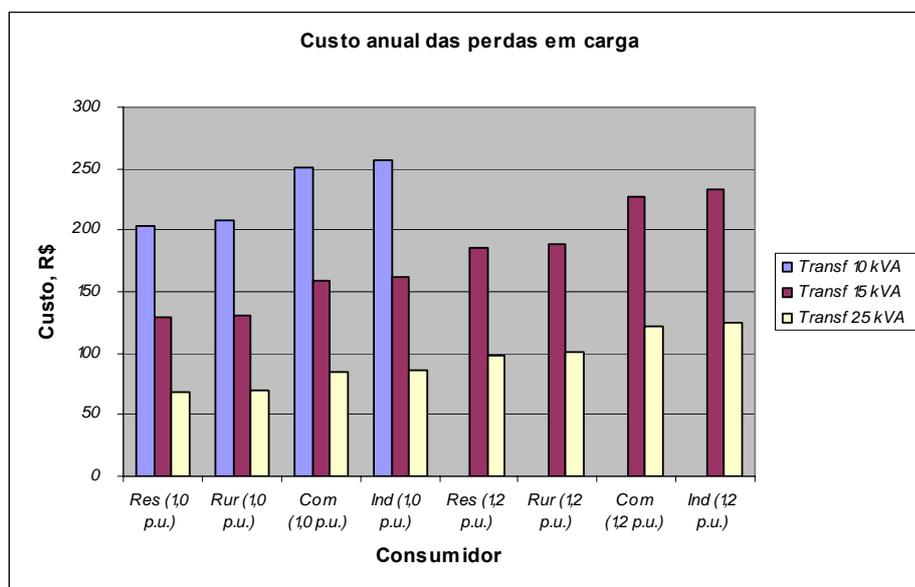


Figura 5.68 – Custo anual das perdas em carga

O estudo da viabilidade econômica, ou seja, a obtenção do custo total capitalizado de um investimento é determinada somando-se os valores capitalizados do custo do investimento,  $C_{INV}$ , e do custo das perdas em vazio,  $C_{WO(N)}$ , na Tabela 5.5 e os valores capitalizados das perdas em carga,  $C_{WL}$ , nas Tabelas 5.10 a 5.13. Os valores dos custos totais capitalizados,  $C_{TO}$ , e os valores capitalizados das perdas em carga,  $C_{WL}$ , são mostrados nas Tabelas 5.10 a 5.13 e nas Figuras 5.69 a 5.72.

Tabela 5.10 - Custo total capitalizado e custo capitalizado das perdas em carga à taxa de juros de 3% e pico de carga de 1,0 p.u.

Transformador	Residencial		Rural		Comercial		Industrial	
	$C_{WL}$ , R\$	$C_{TO}$ , R\$						
10 kVA	256,65	1293,57	262,05	1004,61	315,54	1741,13	323,61	961,71
15 kVA	1537,3	4234,9	1569,6	4267,2	1890,0	4587,6	1938,4	4635,9
25 kVA	816,60	4356,4	833,70	4373,6	1003,9	4543,7	1029,6	4569,4

Tabela 5.11 - Custo total capitalizado e custo capitalizado das perdas em carga à taxa de juros de 13% e pico de carga de 1,0 p.u.

Transformador	Residencial		Rural		Comercial		Industrial	
	$C_{WL}$ , R\$	$C_{TO}$ , R\$						
10 kVA	230,81	1278,49	235,66	1007,60	283,76	1696,71	291,01	965,63
15 kVA	832,2	2996,6	849,7	3014,1	1023,2	3187,5	1049,3	3213,7
25 kVA	442,1	3159,5	451,31	3168,8	543,5	3260,9	557,4	3274,8

Tabela 5.12 - Custo total capitalizado e custo capitalizado das perdas em carga à taxa de juros de 3% e pico de carga de 1,2 p.u.

Transformador	Residencial		Rural		Comercial		Industrial	
	$C_{WL}$ , R\$	$C_{TO}$ , R\$						
10 kVA	a)							
15 kVA	1485,63	4093,38	1516,88	3335,96	1826,49	4306,00	1874,25	3684,60
25 kVA	789,09	3164,70	805,69	3181,30	970,14	3345,75	995,51	3371,12

a) A capacidade do transformador de 10 kVA não suporta a este carregamento.

Tabela 5.13 – Custo total capitalizado e custo capitalizado das perdas em carga à taxa de juros de 13% e pico de carga de 1,2 p.u.

Transformador	Residencial		Rural		Comercial		Industrial	
	$C_{WL}$ , R\$	$C_{TO}$ , R\$						
10 kVA	a)							
15 kVA	968,68	2858,71	989,05	2742,44	1190,93	3312,21	1222,07	2971,62
25 kVA	514,51	2711,13	525,33	2721,95	632,56	2829,18	649,10	2845,72

a) A capacidade do transformador de 10 kVA não suporta a este carregamento.

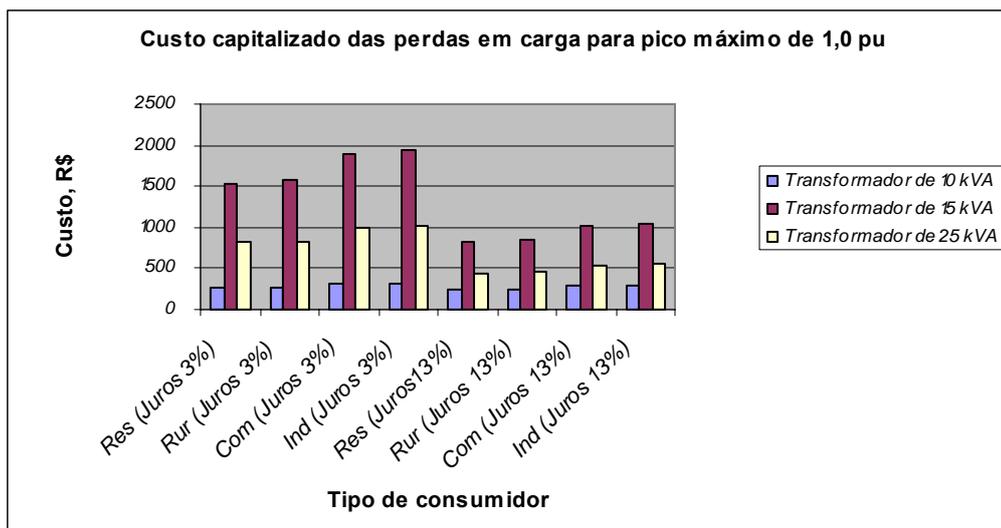


Figura 5.69 – Custos capitalizados das perdas em carga referentes às taxas de juros de 3% e 13 referentes aos transformadores de 10, 15 e 25 kVA.

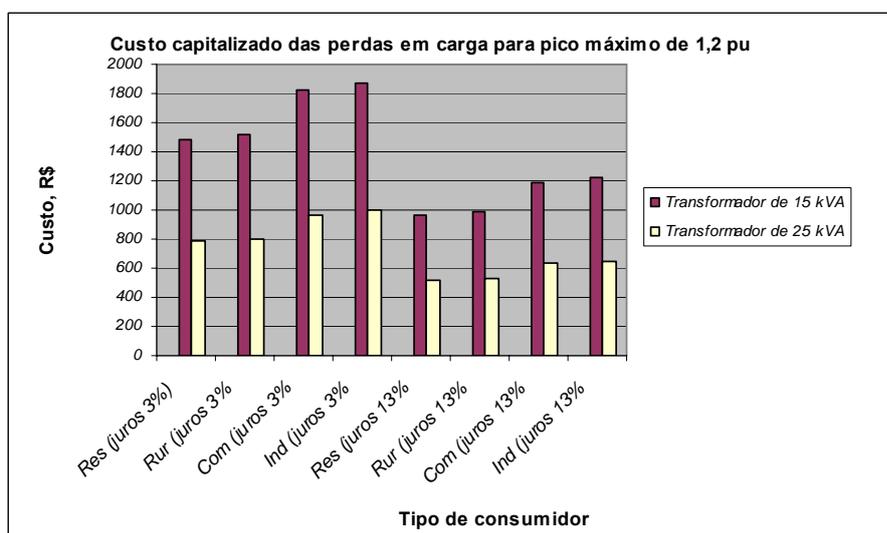


Figura 5.70 – Custo total capitalizado das perdas em carga referente à taxa de juros de 3% e 13% referentes aos transformadores de 15 e 25 kVA

Os custos capitalizados das perdas em carga como referido, normalmente é função inversa da capacidade dos transformadores, mas nas Tabelas 5.10 e 5.11 e na Figura 5.69, verifica-se que os custos capitalizados das perdas em carga referente ao transformador de 10 kVA submetido à curva de carga com pico máximo de 1,0 p.u. são inferiores em relação aos dos transformadores de 15 e 25 kVA submetidos a este mesmo carregamento. Isto deve-se aos referidos períodos de capitalização aplicados, pois se sabe que o período de capitalização das perdas em carga referente ao transformador de 10kVA corresponde a sua vida útil técnica que é inferior em relação ao período de capitalização das perdas em carga dos transformadores de 15 e de 25 kVA. Deve-se recordar que enquanto o período de capitalização das perdas em carga do transformador de 10 kVA é de 1,3 anos, o período de capitalização dos custos das

perdas dos transformadores de 15 e 25 kVA é de 15. Em relação aos diferentes consumidores na Tabela 5.69 referente ao transformador de 10 kVA, verifica-se que enquanto os custos capitalizados das perdas em carga aumentam com aumento de carregamento médio, os custos totais capitalizados não refletem o mesmo comportamento, pois nota-se que o custo total capitalizado do transformador conectado ao consumidor Industrial que possui um maior fator de carga consumida em um dia típico é inferior em relação aos custos totais capitalizados dos transformadores conectados aos consumidores residenciais rurais e comerciais que possuem menores fatores de energia consumidos em um dia típico. Isto deve-se aos períodos de amortizações aplicados que por sua vez refletem diretamente nos custos capitalizados dos investimentos,  $C_{INV}$ . Como a amortização e o custo capitalizado do investimento, para um determinado período de análise do investimento, é função inversa da vida útil técnica do equipamento, neste caso particular, a evolução do custo total capitalizado em relação ao transformador de 10 kVA, nas Tabelas 5.10 e 5.11 em função destes diferentes consumidores, acompanha a evolução dos custos capitalizados dos investimentos e não aos custos capitalizados das perdas, pois as amortizações não influenciam os custos capitalizados das perdas. Quanto aos transformadores de 15 e 25 kVA, como os períodos de amortização e de análise do investimento são de 20 e 15 anos, respectivamente, em termos de análise comparativa entre estes dois transformadores, estas tabelas refletem um comportamento esperado, ou seja, os custos capitalizados das perdas em carga do transformador de 15 kVA são superiores em relação ao do transformador de 25 kVA e ambos os custos capitalizados das perdas em carga e totais dos investimentos são funções diretas do fator de energia consumida em um dia típico. Para a curva de carga com pico máximo de 1,2 p.u. nas Tabelas 5.12 e 5.13, nota-se que os custos capitalizados das perdas em carga do transformador de 15 kVA, como se esperava, são superiores em relação aos do transformador de 25 kVA, enquanto os custos totais capitalizados dos investimentos contrariamente do que se verifica nas Tabelas 5.10 e 5.11 são sempre superiores em relação aos custos totais capitalizados do transformador de 25 kVA. Isto se deve a um maior aumento do custo capitalizado do investimento devido ao aumento do período de amortização influenciado pela redução de vida útil técnica do transformador de 15 kVA em relação ao custo capitalizado do investimento do transformador de 25 kVA, pois na capitalização das perdas e dos custos dos investimentos em relação aos transformadores de 15 e 25 kVA é utilizado o mesmo período de análise do investimento que corresponde a menor vida útil técnica do transformador de 15 kVA, 9,3 anos, enquanto os períodos de amortização do transformador de 15 kVA correspondem à vida útil técnica deste transformador em relação aos respectivos

consumidores na Figura 5.61, enquanto o período de amortização do transformador de 25 kVA é de 20 anos, portanto superior.

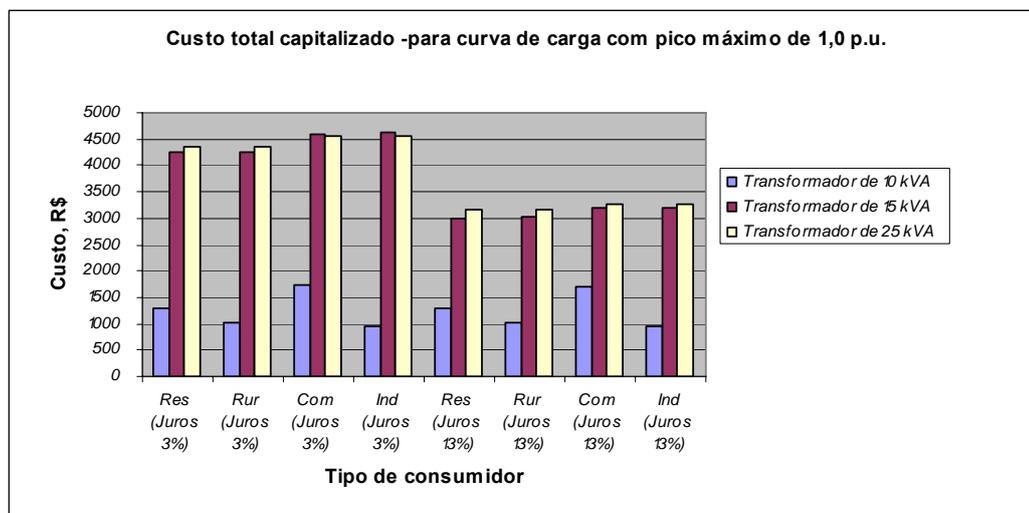


Figura 5.71 – Custo total capitalizado referente a curva de carga com pico máximo de 1,0 p.u. e às taxas de juros de 3% e 13%.

Em relação às variações dos custos capitalizados das perdas em carga com os carregamento e com as taxas de juros, se verifica que estes custos diminuem com aumento das taxas de juros e aumentam com aumento de carregamentos. Percentualmente, em relação ao transformador de 10 kVA, quando as demandas aumentam de 1,0 para 1,2 p.u., os custos capitalizados das perdas em carga aumentam de 44,0 %, 48,15 %, 44,0 % e 45,18%, enquanto que quando as taxas de juros aumentam de 3,0 para 13%, os custos capitalizados das perdas em carga reduzem-se para 10,72, 11,20, 11,20 e 11,21%, em relação aos consumidores residenciais, rurais, comerciais e industriais, respectivamente.

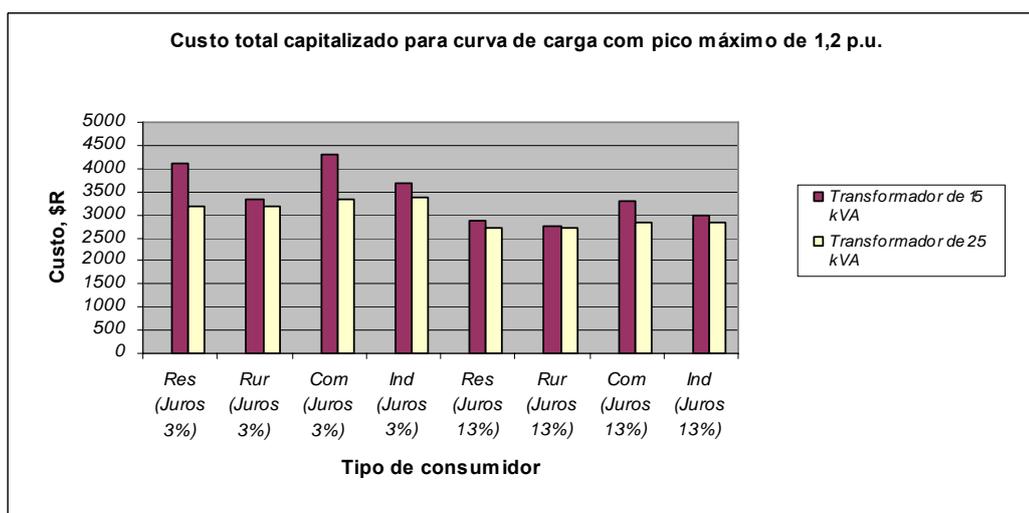


Figura 5.72 – Custo total capitalizado referente á curva de carga com pico máximo de 1,2 p.u. e às taxas de juros de 3% e 13%.

### 5.2.1.2 – RETORNOS DOS INVESTIMENTOS DOS TRANSFORMADORES VERSUS TIPOS DE CONSUMIDORES.

Os tempos de retornos dos investimentos, com a substituição dos transformadores, determinados, aplicando os preços de compras dos transformadores, da Tabela 5.2, os custos totais anuais das perdas obtidos da soma dos valores das perdas anuais em vazio e em carga, das Tabelas 5.5 e 5.9, na Equação (4.41),  $[(C_{UE} - C_{UP}) / (C_{AETP} - C_{AETE})] - [(1+j)^N - 1] / [(1+j)^N \times j] = 0$ , podem ser analisados nas Tabelas 5.14 a 5.15 e interpretados nas Figuras 5.73 e 5.74.

Nas Tabelas 5.14 e 5.15, *Traf10 -Traf15*, *Traf10 -Traf25* e *Traf15 -Traf25* referem-se às substituições do transformador de 10 kVA pelo de 15 kVA, do transformador de 10 kVA pelo de 25 kVA e do transformador de 15 kVA pelo o de 25 kVA, respectivamente.

Tabela 5.14 – Tempo de retorno do investimento para a substituição do transformador - pico de 1,0 p.u.

Transformador kVA	Residencial		Rural		Comercial		Industrial	
	Juros		Juros		Juros		Juros	
	3%	13%	3%	13%	3%	13%	3%	13%
<i>Traf10 -Traf15</i>	3,4	4,3	3,2	4,2	2,4	3,0	2,3	2,8
<i>Traf10 -Traf25</i>	7,9	19,4	7,4	15,9	4,6	6,7	4,4	6,2
<i>Traf15 -Traf25</i>	>20	>20	>20	>20	14,6	>20	12,8	>20

Tabela 5.15 – Tempo de retorno do investimento para a substituição do transformador - pico 1,2 p.u.

Transformador kVA	Residencial		Rural		Comercial		Industrial	
	Juros		Juros		Juros		Juros	
	3%	13%	3%	13%	3%	13%	3%	13%
<i>Traf10 -Traf15</i>	1,9	2,3	1,8	2,2	1,4	1,6	1,4	1,6
<i>Traf10 -Traf25</i>	3,3	4,3	3,2	4,1	2,3	2,8	2,2	2,7
<i>Traf15 -Traf25</i>	7,5	16,7	7,1	14,0	4,3	6,0	4,0	5,5

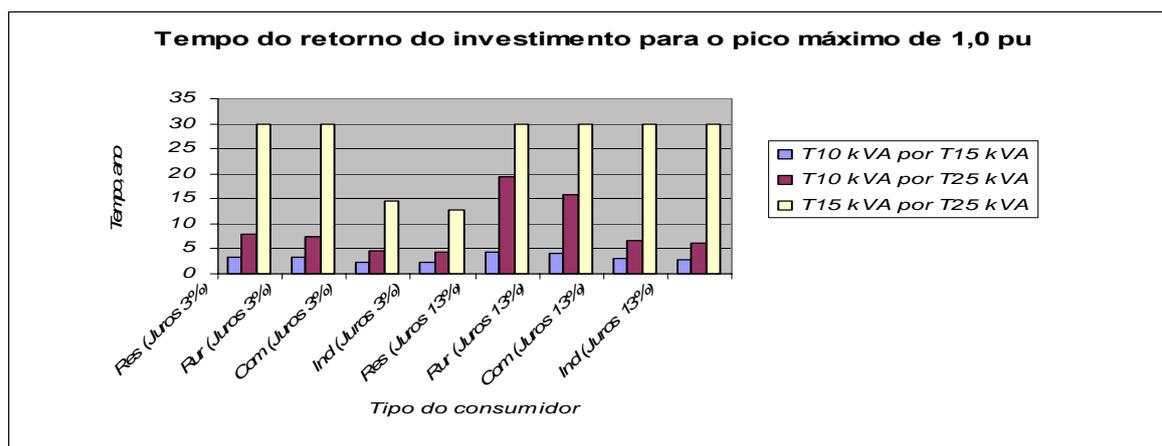


Figura 5.73 – Tempo do retorno do investimento para a substituição dos transformadores referentes à curva de carga com pico máximo de 1,0 p.u.

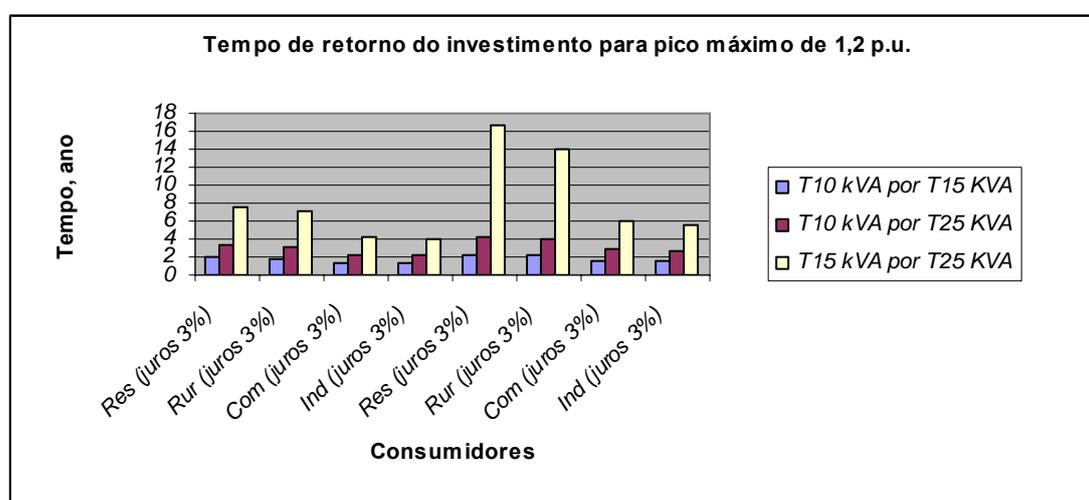


Figura 5.74 – Tempo do retorno do investimento para a substituição dos transformadores referentes à curva de carga com pico máximo de 1,2 p.u.

Analisando as Tabelas 5.14 e 5.15 ou as Figuras 5.73 e 5.74, verifica-se que o tempo do retorno do investimento aumenta com o aumento da taxa de juros e diminui com o aumento do carregamento. Portanto, o aumento do carregamento viabiliza o investimento, enquanto o aumento de taxas de juros tem um efeito contrário. O menor tempo de retorno do investimento refere-se ao transformador conectado ao consumidor industrial, seguido do consumidor comercial. O transformador que apresenta maior tempo do retorno do investimento é o conectado ao consumidor residencial. Portanto, o investimento relativo ao consumidor residencial é menos atrativo. Entretanto, como o aumento do tempo do retorno do investimento para além da vida útil técnica do equipamento implica na perda de vida útil econômica adicional do equipamento, um transformador operando muito abaixo da sua capacidade nominal instalada pode incrementar a sua perda de vida útil econômica.

O valor muito elevado do tempo de retorno do investimento registrado na Tabela 5.14 e indicado por  $> 20$ , referente à substituição do transformador de 15 kVA pelo

transformador de 25 kVA referidos por *traf15 – traf25*, deve-se aos valores reduzidos da diferença entre os custos totais das perdas anuais dos transformadores utilizados na substituição e/ou devida à elevada diferença entre os preços de compra desses transformadores em relação aos tempos do retorno dos investimentos com as substituições do transformador de 10 kVA pelos os de 15 kVA e 25 kVA. De modo contrário, o menor tempo do retorno do investimento corresponde à substituição do transformador de 10 kVA pelo transformador de 15 kVA, pois a diferença entre os preços de compras destes dois transformadores é inferior em relação às diferenças dos preços de compras entre os transformadores de 10 kVA e de 25 kVA e entre os transformadores de 15 kVA e de 25 kVA. Esta relação pode ser analisada através da Equação (4.41),  $[(C_{UE}-C_{UP})/(C_{AETP}-C_{AETE})]-[(((1+j)^N-1)/(1+j)^N*j)]=0$ . Para elucidar esta afirmação, apresentam-se as diferenças entre os custos totais anuais das perdas dos transformadores usados nas substituições nas Tabelas 5.16 e Figura 5.75.

Tabela 5.16 – Diferenças entre os custos totais anuais das perdas e diferenças entre os preços de compra dos transformadores em R\$ utilizados nas substituições.

Consumidor	Diferença entre os custos anuais totais das perdas dos transformadores utilizados nas substituições (R\$)						Diferença entre os preços de compra dos transformadores (R\$)		
	Curva de carga pico 1,0 p.u			Curva de carga pico 1,2 p.u					
	T10-T15	T10-T25	T15-T25	T10-T15	T10-T25	T15-T25	C10-C15	C10-C25	C15-C25
Residencial	46,91	50,18	3,27	a)	a)	29,83	150	350	200
Rural	48,49	53,13	4,54	a)	a)	31,66			
Comercial	64,23	81,34	17,11	a)	a)	49,77			
Industrial	66,60	85,61	10,01	a)	a)	52,57			

a) A capacidade do transformador de 10 kVA não é adequada a este carregamento

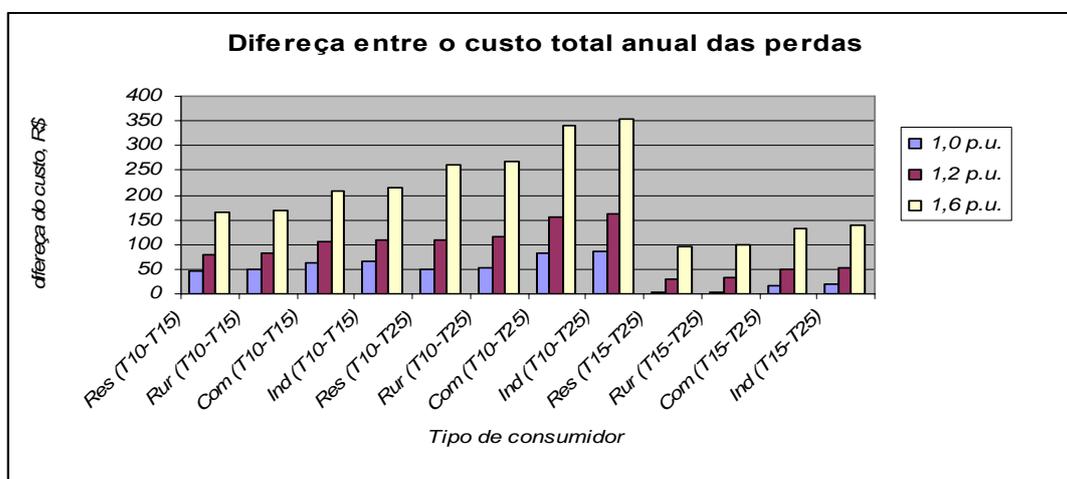


Figura 5.75 – Diferença entre os custos totais das perdas referentes aos transformadores utilizados na substituição.

Na Tabela 5.16, constata-se que a coluna referente à substituição do transformador de 15 kVA pelo transformador de 25 kVA referente ao pico de 1,0 p.u. indicado por  $T_{15} - T_{25}$  corresponde aos menores valores das diferenças entre os custos totais anuais das perdas dos transformadores, justificando, portanto, os valores elevados do tempo do retorno do investimento referidos na Tabela 5.14 pela expressão  $> 20$ . Contrariamente, verifica-se que as colunas referentes à substituição do transformador de 10 kVA pelo transformador de 25 kVA, na Tabela 5.16, representam valores mais elevados das diferenças entre os custos totais anuais das perdas em relação às colunas referentes à substituição do transformador de 15 kVA pelo 25 kVA, razão pela qual o tempo do retorno do investimento em relação à substituição do transformador de 10 pelo 25 kVA seja inferior em relação à substituição do transformador de 15 pelo 25 kVA nas Tabelas 5.14 e 5.15. Por último, verifica-se que valores mais reduzidos da diferença entre os preços de compra dos transformadores de 10 kVA e de 15 kVA também contribuem para reduzir o tempo do retorno do investimento nas Tabelas 5.14 e 5.15 em relação a outras substituições.

#### 5.2.2 – BENEFÍCIO ADICIONAL ECONÔMICO DOS TRANSFORMADORES

Considera-se que quando a substituição de um transformador apresenta um tempo do retorno de investimento inferior à vida útil do transformador a ser substituído, é gerado um benefício adicional econômico em relação ao tempo de exploração. O benefício adicional econômico dos transformadores é determinado através da Equação 5.2.

$$B_{AD} = V_{UT} - T_{RET} \quad (5.2)$$

Onde:

$B_{AD}$  é o benefício adicional com a substituição do transformador;

$V_{UT}$  é a vida útil técnica total do transformador a ser substituído

$T_{RET}$  é o tempo do retorno do investimento nas Tabelas 5.14 e 5.15.

Para a análise do benefício adicional econômico dos transformadores, o limite máximo da vida útil técnica dos transformadores considerada é de 20 anos para os transformadores em que a sua vida útil técnica determinadas em função das demandas são superiores a 20 anos, como o caso do transformador de 15 kVA submetido a uma curva de carga, cujo pico máximo é de 1,0 p.u., e o transformador de 25 kVA que opera em sub carregamento de acordo com a sobrecarga real na base do

transformador na Tabela 5.3. As vida útil técnica total do transformador utilizado na análise sobre o benefício adicional econômico dos transformadores é mostrada na Tabela 5.17

Tabela 5.17 – Vida útil técnica dos transformadores, anos.

Transformador	Residencial		Rural		Comercial		Industrial	
	1,0 p.u.	1.2 p.u	1,0 p.u.	1.2 p.u	1,0 p.u.	1.2 p.u	1,0 p.u.	1.2 p.u
Transformador 10 kVA	1,8	a)	2,8	a)	1,3	a)	3,4	a)
Transformador 15 kVA	20	13,5	20	19,7	20	9,3	20	20
Transformador 25 kVA	20	20	20	20	20	20	20	20

a) Capacidade do transformador de 10 kVA é inadequada a este carregamento.

Aplicando os dados das Tabelas 5.14 e 5.15, sobre os tempos de retornos dos investimentos com as substituições dos transformadores, e os dados na Tabela 5.17, sobre a vida útil técnica dos transformadores, na Equação (5.2), obtem-se o benefício adicional econômico dos transformadores mostrado na Tabela 5.18. Este benefício, portanto, constitui o período do tempo em que o transformador opera após se ter capitalizado o investimento.

Tabela 5.18 – Benefício adicional econômico dos transformadores substituídos sob curva de carga com pico máximo de 1,0 p.u. em anos.

Transformador kVA	Residencial		Rural		Comercial		Industrial	
	Juros		Juros		Juros		Juros	
	3%	13%	3%	13%	3%	13%	3%	13%
Traf10 -Traf15	-1,6	-2,5	-0,4	-1,4	-1,1	-1,7	1,1	0,6
Traf10 -Traf25	-6,1	-17,6	-4,6	-13,1	-3,3	-5,4	-1,0	-2,8
Traf15 -Traf25	b)	b)	b)	b)	b)	b)	b)	b)

b) Os tempos dos retornos dos investimentos são superiores a 20 anos

Tabela 5.19 – Benefício adicional econômico dos transformadores substituídos sob curva de carga com pico máximo de 1,2 p.u..em anos

Transformador kVA	Residencial		Rural		Comercial		Industrial	
	Juros		Juros		Juros		Juros	
	3%	13%	3%	13%	3%	13%	3%	13%
Traf10 -Traf15	a)	a)	a)	a)	a)	a)	a)	a)
Traf10 -Traf25	a)	a)	a)	a)	a)	a)	a)	a)
Traf15 -Traf25	6,0	-3,2	12,6	5,7	5,0	3,3	16,0	14,5

a) Capacidade do transformador de 10 kVA é inadequada a este carregamento

As tabelas 5.18 e 5.19 indicam duas situações distintas: uma situação em que é obtido um benefício adicional com a substituição do transformador indicada por números positivos, pois o transformador só é substituído no fim da sua vida útil

técnica, e uma situação em que não é obtido o benefício adicional indicada por números negativos, uma vez que o período de substituição do transformador é inferior em relação ao seu tempo do retorno do investimento. Portanto, a primeira situação, que acontece quando a vida útil técnica do equipamento substituído é superior em relação ao seu tempo do retorno do investimento, indica a rentabilidade econômica do investimento, enquanto a segunda situação indica prejuízo ao investidor. Se a perda de vida útil técnica do transformador ocorresse a um ritmo considerado normal, ou seja, se a vida útil técnica do equipamento fosse igual ao seu tempo do retorno do investimento, os valores nestas Tabelas seriam nulos, indicando, portanto, que não houve nem benefício adicional, nem prejuízo com a substituição do equipamento. Esta situação, portanto, não penaliza o investidor, mas pode beneficiar aos novos consumidores, uma vez que a redução do benefício adicional como consequência da redução de vida útil técnica do equipamento indica aumento de carregamento.

. O benefício adicional econômico do transformador, portanto, aumenta com a redução de taxas de juros, com a redução do tempo do retorno dos investimentos e com o aumento de carregamento médio diário refletido pelo fator de energia consumida na Tabela 5.3, fator este que influencia diretamente na redução deste tempo do retorno do investimento.

O aumento do benefício adicional econômico dos transformadores com o aumento da sua vida útil técnica e com a redução do seu tempo do retorno do investimento pode ser entendida, confrontando os dados nas Tabelas 5.14 e 5.15, sobre tempos do retorno dos investimentos, os dados na Tabela 5.17, sobre a vida útil técnica dos equipamentos, e os dados nas Tabelas 5.18 a 5.21, sobre o benefício adicional econômico do equipamento. Por exemplo, verifica-se que os tempos de retornos dos investimentos do transformador conectado ao consumidor industrial são inferiores, enquanto a sua vida útil técnica é maior em relação aos transformadores conectados aos consumidores residenciais, rurais e comerciais. Por isso, o benefício adicional econômico nas Tabelas 5.20 e 5.21 em relação ao transformador conectado ao consumidor industrial é superior. De modo contrário, verifica-se na Tabela 5.14 e 5.15 que o tempo do retorno do investimento em relação ao transformador conectado ao consumidor residencial é superior em relação aos transformadores conectados aos consumidores rurais, comerciais e industriais, enquanto a sua vida útil técnica, na Tabela na Figura 5.17, é inferior em relação à dos transformadores conectados aos consumidores rurais e industriais, razão pela qual o seu benefício adicional econômico é inferior. O menor tempo do retorno do investimento, em relação ao consumidor industrial, e o maior tempo do retorno do investimento, em relação ao consumidor

residencial, estão intimamente relacionados com os respectivos fatores de energia consumidos nas tabelas 5.3, pois nesta Tabela verifica-se que o fator de energia consumida do transformador conectado ao consumidor industrial é superior em relação ao do transformador conectado ao consumidor residencial.

No entanto, fica demonstrado que quanto maior é a vida útil técnica de um equipamento e quanto menor é o seu tempo do retorno do investimento, maior é o benefício adicional econômico obtida com a sua substituição e mais atrativa, portanto, é a sua rentabilidade econômica; e que, para não haver a inviabilidade econômica de um investimento, a máxima quantidade de energia fornecida não deve implicar na redução da vida útil técnica do equipamento para um valor inferior ao seu valor tempo do retorno de investimento, ou seja, deve haver um equilíbrio entre a perda de vida útil técnica do transformador e o seu tempo do retorno do investimento. No entanto, só ocorre perda de vida útil econômica de um transformador quando a sua vida útil técnica é inferior em relação ao seu tempo do retorno do investimento.

De acordo com a Tabela 5.18, verifica-se que somente a substituição do transformador de 10 kVA pelo de 15 kVA gera benefícios adicionais em relação ao consumidor industrial, para cargas com pico máximo de 1,0 p.u. Quando as cargas aumentam, elevando o pico máximo de 1,0 para 1,2 p.u., os tempos do retorno do investimento com a substituição do transformador de 15 kVA pelo de 25 kVA na Tabela 5.18 diminuem, melhorando, portanto, a rentabilidade econômica como mostra a Tabela 5.19. Nesta Tabela, pode-se verificar que o único consumidor que não gera benefício adicional é o consumidor residencial em relação à taxa de juros de 13%.



## Capítulo 6

# Conclusão, Recomendações e Trabalhos Futuros.

### 6.1—CONCLUSÃO

O aumento do número de espiras dos enrolamentos com a finalidade de aumentar o fluxo magnético e a força eletromotriz resulta no aumento da resistência desses enrolamentos e, como conseqüência, no aumento das suas perdas. Para reduzir estas perdas, deve-se utilizar condutor do enrolamento de melhor qualidade possível e de maior seção. Porém, esta medida aumenta o custo de fabricação.

As perdas no circuito magnético do transformador, durante o processo de magnetização do núcleo, são funções inversas da sua seção, da qualidade de aço utilizada na sua fabricação, das proximidades entre os enrolamentos de alta e de baixa tensão e é função direta do seu comprimento.

O carregamento máximo que um transformador suporta depende das suas características. Estas características dependem da quantidade e da qualidade do material utilizado na sua fabricação.

A vida útil técnica dos transformadores está intimamente ligada ao carregamento imposto, que é conseqüência da elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento. O ritmo de envelhecimento do transformador submetido ao carregamento superior a 150% é elevado. A este carregamento, se medidas não forem tomadas, o transformador está sujeito a avarias independentemente do período do tempo de operação [13].

A perda de vida útil econômica de um transformador depende das taxas de juros aplicadas, do custo de fabricação, do carregamento imposto e, sobretudo, da perda de vida útil técnica. Quando a vida útil técnica é inferior ao período de retorno do investimento, verifica-se que o investimento não é rentável como acontece com a substituição do transformador de 10 kVA pelo de 15 kVA para as cargas com pico de 1,0 p.u. em relação aos consumidores residenciais, rurais e comerciais. Neste caso, portanto, pode-se considerar que houve a perda na vida útil econômica do equipamento. Com aumento de cargas com pico de 1,0 p.u. para 1,2 p.u., em relação à substituição do transformador de 15 pelo de 25 kVA, constata-se que a vida útil

técnica é superior ao período de retorno do investimento. Neste caso, ao invés de perda de vida útil econômica, verifica-se um benefício adicional com a substituição, tornando, portanto, muito atrativo o investimento.

Quando o objetivo é fornecer a máxima quantidade de energia possível sem comprometer a rentabilidade econômica do investimento, uma das medidas a tomar é preferir o benefício adicional a favor deste fornecimento de energia. Neste caso, a vida útil técnica do transformador deve ser igual ao tempo de retorno do investimento. Isto pode ser obtido através de um controle rigoroso das cargas impostas, limitando o pico máximo de carga a 1,2 p.u.

A perda de vida útil técnica reflete diretamente nas amortizações, que, por sua vez, refletem na capitalização do custo do investimento. Portanto, quando o período de amortização aplicado corresponde à vida útil técnica do equipamento, o custo capitalizado do investimento é obtido no fim do período. A amortização aumenta também com aumento de taxa de juros, enquanto os custos capitalizados das perdas reduzem com o aumento da taxa de juros.

Paralelamente às características intrínsecas do transformador, verifica-se que os fatores externos como a temperatura ambiente e a altitude têm uma grande importância na elevação de temperatura do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento, e conseqüentemente na perda de vida útil do equipamento.

Em condições de cargas variáveis também se constata que a temperatura do ponto mais quente atinge seus máximos nos horários em que a corrente sofre seus maiores aumentos, como na transição para a ponta de carga.

No estudo dos casos sobre a perda de vida de um transformador classe de isolamento 55°C, conectado aos consumidores típicos residenciais, rurais, comerciais e industriais, de acordo com as suas características na Norma Brasileira 5416, constata-se que a temperatura do ponto mais quente do enrolamento conectado à carga típica industrial é inferior em relação aos conectados às cargas comerciais, rurais e residenciais em cerca de 3%, 2,78% e 1,74%, respectivamente, considerando aos picos máximos de carga. O fator de energia consumida em um dia típico do transformador conectado à carga típica industrial é superior em relação às cargas típicas comerciais, rurais e residenciais de 1,72%, 26,14% e 25,25%, respectivamente, pelo que se conclui que enquanto a perda de vida útil técnica de um transformador depende do carregamento que é a conseqüência da temperatura do seu ponto mais quente do enrolamento, do ambiente e do período do tempo em que este transformador é submetido a este carregamento, a sua perda de vida útil econômica

está relacionada com a quantidade de energia fornecida ao longo de um determinado período de tempo, da sua vida útil técnica e das taxas de juros aplicadas. Portanto, uma das formas de se adequar a vida útil técnica à vida útil econômica do transformador é o controle do carregamento. Para um carregamento cujo pico de carga máximo é de 1,0 p.u., verifica-se que as vidas úteis técnica e econômica do equipamento são muito elevadas, resultando em um tempo de retorno do investimento superior a 20 anos, consideradas inadequadas. Para a curva de carga com pico máximo de 1,2 p.u., verifica-se que as vidas úteis técnica e econômica do equipamento se reduzem para valores aceitáveis; enquanto para curva de carga com pico máximo de 1,6 p.u., a vida útil técnica do equipamento reduz praticamente para zero. Entre estas três curvas de cargas, a curva de cargas com pico máximo de 1,2 p.u. é mais adequada, pois a vida útil técnica e econômica do equipamento submetido a este carregamento aproximam-se mais dos valores estimados nas normas Brasileira e Internacional, ou seja, podem ser considerados reais. Percentualmente, em relação ao transformador de 15 kVA, o pico de carga máximo de 1,0 p.u. teve uma contribuição em relação à perda de vida útil técnica total do equipamento de 33,2%, 26,36%, 46,66% e 32,85%; a curva de carga com pico máximo de 1,2 p.u., de 42,83%, 31,12%, 57,985, e 37,54%; e a curva de carga com pico máximo de 1,6 p.u., de 56,28%, 38,305, 70,45% e 43,785, em relação aos consumidores típicos industriais, comerciais, rurais e residenciais, respectivamente. Quanto à evolução de cargas, as cargas típica industrial e comercial crescem de uma forma praticamente constante ao longo de um período de tempo considerado duradouro em relação às cargas típica residencial e rural, pois estas crescem e decrescem praticamente a cada hora. Portanto, as cargas típica residencial e rural são mais instáveis em relação às cargas típica comercial e industrial.

A temperatura ambiente também é um fator importante na perda de vida útil técnica do transformador, mas o impacto do aumento de temperatura ambiente de 30°C para 40°C sobre a perda de vida útil técnica do equipamento é inferior em relação ao impacto do aumento de carregamento sobre esta perda de vida.

## 6.2—RECOMENDAÇÕES

Viu-se que os picos máximos correspondem às sobrecargas que representam, em percentagem, valores substanciais das perdas de vida útil técnica do equipamento em relação à sua vida útil total. Portanto, recomenda-se que seja introduzido no sistema um controle que limita o carregamento máximo do transformador de 1,2 p.u.

durante um período máximo de uma hora e, paralelamente à esta medida, incentivar alguns consumidores a poupar energia, sobretudo nesse período ou deslocar a carga para os patamares onde as demandas são reduzidas a fim de evitar que o carregamento do transformador resulte na redução da vida útil técnica do mesmo para um valor inferior em relação ao seu tempo do retorno do investimento para evitando-se prejuízos ao investidor.

### *6.3—TRABELHOS FUTUROS*

Para trabalhos futuros, sugere-se o aperfeiçoamento e o aprofundamento deste trabalho de modo a contribuir, por um lado, para esclarecer certo desacordo notado entre a vida útil técnica do transformador operando em plena carga estimada pelas Normas ANSI (20 anos) e Brasileira (7,42 anos); enquanto, por outro lado, sugere-se ainda realizar estudos, cujo objetivo é contribuir para a utilização do transformador mais eficiente em detrimento do atual transformador padrão sem inviabilizar o investimento, através da compensação dos custos adicionais com a aquisição deste transformador eficiente, recuperando a energia dissipada durante a hora de ponta e/ou obter um diferencial não negativo entre os custos totais capitalizados dos investimentos dos transformadores eficientes e padronizados ao longo das suas respectivas vidas úteis. Com o resultado deste estudo, pode-se contribuir não só para a economia de energia, como também para a redução do custo ambiental.

## *Referências Bibliográficas*

- [1] Richard C. Dorf. "The Electrical Engineering Handbook", Second Edition, Published in Cooperation with IEEE Press, University of California, Davis.
- [2] IEEE Transaction on Power Electronics, vol. 13, No. 4, July 1998 "Optimized Transform Design, Inclusive of High Frequency effects"
- [3] IEEE Std C57.110 "IEEE Recommended Practice for Establishing Transformer Capability when Supplying Non sinusoidal Load Currents"
- [4] IEEE Std C57.12.80. "IEEE Standard Terminology for Power and Distribution –Transformers" 2002
- [5] Ernest Mandrela "EE 3410 Electric Power- Transformer" 2003
- [6] John J. Winders, Jr. "Power Transformer – Principles and Applications", printed in the United States of America for: Marcel Dekker, INC. New York – Basel.
- [7] Sushil Kumar Mendiratta "Introdução ao Electromagnetismo", 2ª edição, Edição da Fundação Caloust Gulbenkian, Av. de Berna / Lisboa – 1995 (pág. 290)
- [8] IEEE Transaction on power electronic, vol. 11, No. 1, January 1996 "Evaluating Harmonic – Induced Transformer Heating"
- [9] Alexander S. Langsdorf. "Theory of Alternating Current Machinery", Second Edition, International Student Edition
- [10] Market and Technology Assessment
- [11] Agency Atmospheric Pollution Prevention. "The Economic and Environmental Benefits of High – Efficiency" (pag.3-6)
- [12] Norma Brasileira, NBR 5380 "Elevação de temperatura do topo do óleo do transformador de potência "
- [13] Norma Brasileira, NBR 5416 " Características nominal do transformador, Perfil térmico e perfil do carregamento de um transformador"
- [14] IEEE Conference Record of the 2006 International Symposium on Electrical Insulation

- [15] Norma Brasileira, NBR 5356 “Máxima Temperatura atingida após curto-circuito ocorrido em transformador de potência” – 1993.
- [16] Blume, L. F., Boyajian, A., Camili, G., Lennox, T.C., Minneci, S., and Montsinger, V. M. “Transformer Engineering. A Treatise on the Theory, Operation, and Application of Transformers”, Second Edition
- [17] IEEE Std C57.91 “IEEE Guid for Loading Mineral -oil-lmersed Transformer” – 1995
- [18] ANSI / IEEE C57.91-1981- American National Standard.- “guide for loading mineral – oil – immersed overhead and pad-mounted distribution Transformers, rated 500 kVA and less with 65°C 55°C average winding rise”
- [19] IEEE Std C57.91<sup>TM</sup> – 1995 / Cor 1-2002, IEEE Guide for Loading Mineral – Oil – Immersed Transformers – Corrigendum 1 - 12 June 2003.
- [20] DEIS Feature Article “Risk Assessment Using Transformer Loss of Life Data” March/ April 2004 – Vol.20, No. 2 (From IEEE Standard C57.91.1981)
- [21] L. C. O. de Oliveira, J. C. Rossi, M. A. Pereira, D. R. Garcia, D. Gonzáles. “Otimização Técnica e Econômica da Aplicação de Transformadores em Redes de Distribuição”, II Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (Anais do II CITENEL / 2003)
- [22] Walter Hulshorst. “Total Cost of Ownership for distribution Transformers”, KEMA, September 2005 (Walter.hulshorst@Kema.com).
- [23] Diogo de Paiva Leite Brandão “Electrotecnicia Geral”, Edição de Fundação Caloust Gulbenkian, Avenida de Berna / Lisboa.
- [24] Kostenko, M. and Piotrovski, L “Máquinas Elétricas: Máquinas de corrente contínua e Transformadores”. Vol. 1, Editora Lopes da Silva, 1979.