

FACULDADE DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

PROGRAMA DE PÓS – GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**“PROPOSTA DE DIAGNÓSTICO PARA USO,
INSTALAÇÃO E DESCARTE DE TRANSFORMADORES
DE DISTRIBUIÇÃO RECUPERADOS”**

Rafaela Filomena Alves Guimarães

Engenheira Eletricista – FEIS / UNESP

Orientador: Prof. Dr. Falcondes José Mendes de Seixas

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia – UNESP – Campus de Ilha Solteira, para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Conhecimento: Automação.

Ilha Solteira – SP
Dezembro / 2010

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Seção Técnica de Aquisição e Tratamento da Informação
Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação da UNESP - Ilha Solteira.

G963p	Guimarães, Rafaela Filomena Alves. Proposta de diagnóstico para uso, instalação e descarte de transformadores de distribuição recuperados / Rafaela Filomena Alves Guimarães. -- Ilha Solteira : [s.n.], 2010 128 f. : il. Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2010 Orientador: Falcondes José Mendes de Seixas Inclui bibliografia 1. Transformadores elétricos. 2. Transformadores recuperados. 3. Perdas elétricas. 4. Viabilidade econômica. 5. Descarte de transformadores.
-------	---



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

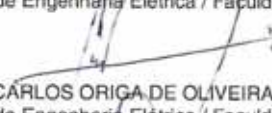
TÍTULO: Proposta de diagnóstico para uso, instalação e descarte de transformadores de distribuição recuperados

AUTORA: RAFAELA FILOMENA ALVES GUIMARAES

ORIENTADOR: Prof. Dr. FALCONDES JOSE MENDES DE SEIXAS

Aprovada como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica ,
Área: AUTOMAÇÃO, pela Comissão Examinadora:


Prof. Dr. FALCONDES JOSE MENDES DE SEIXAS
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. LUIS CARLOS ORIGA DE OLIVEIRA
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. LUIZ CARLOS GOMES DE FREITAS
Centro de Ciências Exatas e Tecnologia / Faculdade de Engenharia Elétrica / Universidade Federal de Uberlândia

Data da realização: 03 de dezembro de 2010.

Aos meus pais Cidinha e Flávio, meu irmão Fábio por toda ajuda e suporte para a realização deste sonho e ao professor José Carlos Rossi (*in memmoriã*) por sua amizade fraterna.

AGRADECIMENTOS

Em especial a Deus por me fortalecer no árduo caminho do aprendizado profissional, inclusive algumas vezes fazendo os prazos se estenderem devido a dificuldades criadas por outros compromissos na empresa onde trabalho.

A minha família e amigos pelo carinho, paciência e infinito amor, sendo desde companheiros nas inúmeras viagens de 600 km em um dia até na leitura prévia de todo o material.

A Combustol Indústria e Comércio Ltda pelo sustento e meus colegas de trabalho, Rui, Edson, Adriano, José Geraldo e Mark, por todos os dias de suporte enquanto me dedicava à elaboração desta dissertação e pela revisão do abstract tanto da tese como do artigo. Foi graças ao início do curso que consegui este emprego.

A Medral Equipamentos, em especial aos Engenheiros Wagner e Juliana pelos ensinamentos compartilhados, por sempre me tratarem como uma amiga esclarecendo minhas dúvidas em finais de semana e feriados e por permitir fotografar todo o processo de produção da empresa para ilustração deste trabalho.

Ao Professor Doutor José Carlos Rossi por ter aceitado ser meu orientador e principalmente por toda a amizade e apoio quando até mesmo eu duvidei que pudesse chegar ao término desta etapa.

Ao Professor Doutor Luís C. Origa de Oliveira por todas as diretrizes e norteamento técnico deste trabalho, além da amizade e confiança depositada em mim, foi com a sua ajuda que este trabalho ganhou uma finalidade empresarial além da acadêmica.

Ao Professor Doutor Falcondes José Mendes de Seixas por continuar o trabalho de orientação já iniciado, e especialmente por todos os conselhos, cobranças e sugestões, foi pela sua insistência que nosso artigo foi aceito no XL IGIP International Symposium on Engineering Education e os ensaios de rotina foram obtidos junto a empresa reformadora.

“A mente que se abre a uma nova idéia jamais voltará ao seu tamanho original.”

Albert Einstein (1879 – 1955)

RESUMO

A proposta deste trabalho é analisar o comportamento de transformadores de distribuição trifásicos após a recuperação estudando suas perdas elétricas fixas e variáveis tomando-se o transformador como uma unidade consumidora para demonstrar a viabilidade econômica da reforma, principalmente àquelas que não alteram o núcleo. Foram utilizados os ensaios de rotina de uma empresa recuperadora para uma importante concessionária de distribuição de energia. Este trabalho também faz uma recomendação sobre o descarte deste material segundo conceitos ambientais para uma melhor utilização dos recursos naturais. É importante mencionar o fato que muitos dos transformadores analisados operam a mais de 20 anos. A recuperação permite as concessionárias fornecer energia elétrica para consumidores residenciais e rurais de baixa renda mediante um pequeno investimento na construção de novas linhas de distribuição.

Palavras-chave: Transformadores recuperados. Perdas elétricas. Viabilidade econômica. Descarte.

ABSTRACT

The purpose of this paper is to analyze the behavior of three-phase distribution transformers when submitted to recovery, taking into consideration fixed and variable electric losses considering the transformer as a consumer unit to demonstrate the economical feasibility, especially those that do not modify the core. It has been used routine tests data obtained from a company that recover for an important power deliver. This paper also deals with the disposal of the material considering environmental concerns, for a better use of natural resources. It is important to mention the fact that many transformers have already operated for more than 20 years. The recover allows the deliver to provide energy to residential or rural low-income consumer through a low investment with the construction of new electric power grid.

Keywords: Transformers reform. Electric losses. Economical feasibility. Discard, or recovered.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO..... 13

1.1	<i>Considerações Iniciais.....</i>	13
1.2	<i>Breve Histórico.....</i>	15
1.3	<i>Normas Aplicáveis e Legislação das Concessionárias.....</i>	17
1.4	<i>Legislação das Concessionárias de Energia Elétrica quanto à Colocação de Transformadores Reformados em sua Rede de Energia Elétrica.....</i>	21
1.4.1	<i>Concessionária de Energia Elétrica I.....</i>	21
1.4.2	<i>Concessionária de Energia Elétrica II.....</i>	22
1.4.3	<i>Concessionária de Energia Elétrica III.....</i>	22
1.4.4	<i>Concessionária de Energia Elétrica IV.....</i>	23
1.5	<i>Considerações.....</i>	23

CAPÍTULO 2 - PERDAS NOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO24

2.1	<i>Descrição.....</i>	24
2.2	<i>Perdas em Vazio.....</i>	25
2.3	<i>Perdas nos Enrolamentos.....</i>	25
2.4	<i>Expectativa de Vida de um Transformador de Distribuição.....</i>	26
2.4.1	<i>Vida.....</i>	26
2.4.2	<i>Vida Estimada.....</i>	27
2.5	<i>Causas da Retirada de Operação de Transformadores.....</i>	27
2.6	<i>Valoração das Perdas em Transformadores de Distribuição.....</i>	29
2.6.1	<i>Custo Operacional dos Transformadores de Distribuição Reformados.....</i>	29

2.6.2	Previsão de Crescimento de Carga.....	32
2.6.3	Fator de Carga e Fator de Perdas	32
2.7	<i>Custos Unitários de Perdas Técnicas.....</i>	35
2.8	<i>Sistemas de Tarificação.....</i>	36
2.8.1	Custo de Perdas Constantes.....	41
2.8.2	Custo de Perdas Variáveis.....	41
2.9	<i>Metodologia para Suporte Técnico e Econômico para a Verificação da Viabilidade da Reforma de Transformadores.....</i>	41
2.10	<i>Viabilidade da Reforma de Unidades Transformadoras</i>	42
2.10.1	Custo do equipamento.....	43
2.10.2	Custo das Perdas	44
2.10.2.1	Custo Anual das Perdas no Ferro.....	44
2.10.2.2	Custo Anual das Perdas no Cobre	45
2.10.3	Custo Total Capitalizado sem Considerar o Efeito do Crescimento da Carga	46
2.10.4	Custo Total Capitalizado Considerando-se o Efeito do Crescimento da Carga	47
2.11	<i>Considerações.....</i>	48

CAPÍTULO 3 - PESQUISA BIBLIOGRÁFICA REFERENTE A TRANSFORMADORES RECUPERADOS50

3.1	<i>Estudo de Redução de Perdas em Transformadores de Distribuição</i>	50
3.2	<i>Avaliação da Vida Útil de Transformadores.....</i>	51
3.3	<i>Dispositivo para a Indicação Visual de Sobrecarga em Transformadores de Distribuição.....</i>	53
3.4	<i>Mitigação das Causas de Queima de Transformadores de Distribuição</i>	54
3.5	<i>Considerações.....</i>	55

CAPÍTULO 4 - CAUSAS E ETAPAS DA REFORMA DE TRANSFORMADORES.....57

4.1	<i>Causas da Reforma</i>	60
4.1.1	<i>Infiltração de Água</i>	61
4.1.2	<i>Defeito Construtivo</i>	61
4.1.3	<i>Corrosão</i>	62
4.1.4	<i>Descarga Atmosférica</i>	63
4.1.5	<i>Curto Circuito Interno</i>	64
4.1.6	<i>Manuseio Inadequado</i>	65
4.1.7	<i>Sobrecarga</i>	66
4.1.8	<i>Vazamento de Óleo</i>	67
4.2	<i>Etapas da Reforma</i>	68
4.2.1	<i>Substituição de Enrolamentos de Alta e Baixa Tensão</i>	69
4.2.1.1	<i>Enrolamento Tipo Camada</i>	69
4.2.1.2	<i>Enrolamento Tipo Panqueca</i>	69
4.2.2	<i>Parte Ativa</i>	71
4.2.3	<i>Óleo Isolante</i>	72
4.2.3.1	<i>Óleo Naftênico</i>	72
4.2.3.2	<i>Óleo Parafínico</i>	73
4.2.4	<i>Radiadores e Tanque</i>	74
4.2.5	<i>Laboratório de Ensaio</i>	76
4.3	<i>Instalação dos Transformadores de Distribuição</i>	78
4.4	<i>Considerações</i>	79

CAPÍTULO 5 - VIABILIDADE DA REFORMA ATRAVÉS DA ANÁLISE DOS RELATÓRIOS DE ROTINA80

5.1	<i>Causas da Reforma dos Transformadores Analisados</i>	80
5.2	<i>Ano de Fabricação e Expectativa de Vida</i>	83
5.3	<i>Fabricantes dos Transformadores Reformados</i>	85
5.4	<i>Serviços Executados na Reforma da Amostra</i>	86
5.5	<i>Perdas em Vazio</i>	90

5.6	<i>Perdas Totais</i>	94
5.7	<i>Viabilidade da Reforma</i>	99
5.8	<i>Considerações</i>	108

CAPÍTULO 6 - DESTINO DOS TRANSFORMADORES ... 109

6.1	<i>Considerações</i>	112
------------	-----------------------------------	------------

CAPÍTULO 7 - CONCLUSÕES 113

REFERÊNCIAS.....115

APÊNDICE A 120

A.1	<i>Conceitos de Matemática Financeira</i>	120
A.2	<i>Valor Futuro</i>	121
A.3	<i>Valor Atual e Fator de Valor Atual</i>	122
A.4	<i>Fator de Acumulação de Capital - FAC</i>	124
A.5	<i>Fator de Formação de Capital</i>	125
A.6	<i>Fator de Recuperação de Capital</i>	125
A.7	<i>Métodos de Avaliação Econômica de Projetos</i>	126
A.8	<i>Período de Recuperação de Capital ou "Payback Period"</i>	127
A.9	<i>Valor Presente Líquido (VPL)</i>	128
A.10	<i>Taxa Interna de Retorno (TIR)</i>	128

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

A decisão de aquisição ou reforma de um transformador de distribuição se tornou alvo de amplas análises e levantamentos considerando-se os fatores financeiro, ambiental e econômico. Assim o descarte de um transformador deixou de ser algo simples, realizados através de leilões, vendidos como simples sucatas, passando a ser balizado por uma preocupação ecológica acima até mesmo da econômica.

Com a globalização e a forte concorrência todo e qualquer aporte monetário necessário para se construir ou ampliar uma rede de distribuição de energia elétrica, deve ser estudado detalhadamente. Muitos investimentos obrigatórios para a construção de linhas aéreas passaram a ser monitorados pelo governo, por meio de metas e resoluções normativas, regendo assim a expansão mínima da rede de distribuição, representando uma expressiva porcentagem neste investimento a aquisição de novos transformadores.

Um grande número de publicações técnicas indica o relevante interesse e a importância do estudo de transformadores, na área de distribuição de energia. Todavia, considerando-se a ampla utilização de transformadores recuperados por todas as concessionárias de energia elétrica do país, não importando se como uma decisão da própria companhia ou da aceitação da instalação de transformadores reformados na sua área de concessão é pequena a extensão de artigos envolvendo os transformadores de distribuição reformados.

Esta Dissertação de Mestrado tem como objetivo analisar o comportamento de transformadores trifásicos de distribuição quando de sua recuperação, estudando-se as perdas de energia resultantes após a reforma e analisando-se a

viabilidade econômica de sua recuperação, através de uma abordagem estatística e financeira de relatórios de ensaios, obtidos junto a uma empresa reformadora de transformadores para uma grande concessionária de energia elétrica.

A reforma de um transformador de distribuição compreende os seguintes itens: revitalização de isolamento (secagem da parte ativa e filtragem e/ou regeneração do óleo); revitalização da parte ativa (revisão e isolamento do núcleo, atuação nos pontos quentes, substituição e/ou reaperto das bobinas de alta e/ou baixa tensão e revisão dos comutadores); revitalização do tanque (zincagem, revisão e/ou substituição de buchas, troca do comutador de derivações, pintura da caixa, eliminação de vazamentos, substituição do conjunto de juntas de vedação) [1].

Este trabalho apresenta neste capítulo as considerações iniciais, um breve histórico do uso e do início da utilização de unidades transformadoras reformadas e a legislação referente a transformadores recuperados tanto nas normas brasileiras como quanto as adotadas nas concessionárias de energia. No capítulo 2 é apresentado um estudo dos fundamentos teóricos e do tratamento financeiro das perdas, das causas de retirada de operação dos transformadores e da valoração destas perdas com o crescimento da carga para a obtenção do custo de cada transformador ao longo dos anos. No capítulo 3 é destacada uma pesquisa bibliográfica referente a transformadores recuperados. As causas e principais etapas da reforma estão relacionadas no capítulo 4. O capítulo 5 mostra a análise dos dados obtidos para a demonstração da viabilidade da reforma. O capítulo 6 discute o descarte de transformadores usados. O capítulo 7 apresenta as conclusões e as propostas para continuidade deste estudo.

As perdas no sistema elétrico brasileiro aumentaram 0,5% em 2009, de 15,3% em 2008 para 15,8%, atingindo 77.081 GWh. Existem no Brasil mais de 2.900.000 transformadores de distribuição instalados, sendo mais de 60,35% utilizados em área rural [2, 3]. Os transformadores de distribuição são responsáveis por 1 a 2% do total das perdas de energia, valor correspondente a 282,15 a 564,29 GWh, ou, aproximadamente, mais de 4 bilhões de reais de prejuízo (Adotando-se como base para este valor a informação dada em [2], ou seja, as concessionárias forneceram 295,6 TWh com uma receita de R\$76,3 bilhões) [4].

Depois de reformado o transformador, ao longo de sua nova vida útil, vai gerar novos custos operacionais relacionados com as perdas no ferro e no cobre. O mesmo ocorre para transformadores novos. Neste trabalho tratam-se separadamente as parcelas associadas às perdas no ferro e no cobre, considerando-as como sendo um consumidor adicional, associado ao transformador. A valoração deste custo foi realizada aplicando-se sobre este montante de energia perdida um mecanismo de tarifação vigente, definindo-se os chamados custos unitários de perdas versus uma determinada condição de demanda. O mesmo procedimento foi adotado para transformadores novos. Foi simulado um cenário de crescimento de 3,5% ao ano ao longo de vários anos para a demonstração ou não da viabilidade econômica da reforma [5], [6].

A preocupação com o correto descarte deste equipamento deve ser o principal foco das concessionárias, pois o óleo do transformador é altamente poluente e a maioria dos componentes pode ser reciclada, colaborando com a preservação dos recursos ambientais. Muitas das unidades transformadoras analisadas já superaram a expectativa de vida útil e, depois de reformada, estão aptas a funcionar contribuindo assim com a preservação ambiental. O descarte será abordado nas duas maneiras atualmente realizada.

1.2 Breve Histórico

Os primeiros projetos de transformadores eram usados para abaixar a tensão a um valor adequado para os alimentadores das lâmpadas incandescentes. Por volta de 1880 um considerável número de sistemas isolados de distribuição de energia elétrica em corrente contínua já estava instalado e existiam umas poucas centrais geradoras de energia elétrica, que já se encontravam em operação comercial [7].

Em 1885 George Westinghouse foi alertado para as patentes de Gaulard e Gibbs, na Inglaterra, relacionando o transformador a distribuição de energia elétrica

em tensões relativamente maiores do que 100 Volts. O uso de tensões mais elevadas e correntes menores na transmissão de energia elétrica ganhava possibilidades técnicas e comerciais. O circuito secundário do transformador levava corrente aos consumidores em baixa tensão.

Os problemas de regulação de tensão e dispersão de fluxo magnético foram associados e os enrolamentos foram rearranjados para melhorar o desempenho do transformador. O uso do óleo isolante foi imediatamente adotado e a quantidade de ferro e cobre empregada na construção do transformador foi reduzida tornando comercialmente viável este equipamento [7].

A recuperação de transformadores começou com a escassez de matéria-prima devido ao uso bélico de todo material disponível na época das duas grandes guerras mundiais e com a necessidade de se conservar os materiais críticos durante o período entre os conflitos, levando os usuários de transformadores a buscarem uma otimização de seus equipamentos. O próprio crescimento da indústria armamentista gerou um sorvedouro de energia, que precisava ser suprida por equipamentos recuperados, pois os mesmos eram constituídos da mesma matéria-prima necessária dos armamentos de combate.

Após a primeira guerra, tornou-se imprescindível a obtenção da capacidade máxima de sobrecarga dos transformadores, particularmente sob raras condições de emergência, como por exemplo, a sabotagem industrial. Isto resultou no desenvolvimento do primeiro guia de carregamento conhecido, feito pela “AIEE” (*American Institute of Electrical Engineers*) em 1942. Suas contribuições referentes a grandes sobrecargas, até então não consideradas, resultando em sacrifício moderado da vida útil dos transformadores, permitiram a sobra de matérias-primas para a fabricação das armas de guerra.

Ao final da Segunda Grande Guerra Mundial viu-se a possibilidade de reutilizar materiais ou componentes de transformadores para a fabricação de novos transformadores, ou seja, o reaproveitamento de matéria-prima.

A princípio entendia-se que o transformador, por ser um equipamento de suprimento do sistema e, portanto, responsável pela receita da concessionária

deveria ser resguardado de qualquer contingência que viesse a comprometer o mesmo.

Com o passar dos tempos e a interligação dos sistemas, viabilizando o suprimento, mesmo em condições adversas, alguns usuários passaram a aceitar o risco de ocorrência de sobrecargas em condições de emergência, que pouco ou nenhum efeito tinham na expectativa de vida normal dos transformadores.

A partir deste primeiro passo, foram desenvolvidas técnicas de carregamento em transformadores de forma a obter os pontos ótimos de carregamento, pertinentes a cada evento. Isto gerou o guia de carregamento da “ANSI” (*American National Standards Institute*), que é utilizado atualmente. Este guia procura não se ater a casos específicos, mas sim, possibilitar uma visão ampla das conseqüências de uma sobrecarga e as várias formas de sua aplicação visando o não comprometimento da vida útil do equipamento.

Atualmente, o interesse na sobrecarga de equipamentos vem do fato de que o capital investido no transformador é invariavelmente caro. Isto está encorajando os usuários a adquirirem conhecimentos práticos da energia suprida pelos transformadores que venham a otimizar o investimento.

1.3 Normas Aplicáveis e Legislação das Concessionárias

As principais Normas Brasileiras referentes a transformadores são:

- NBR 5356-1 – Transformador de Potência: Generalidades [8];
- NBR 5380 – Transformador de Potência – Método de ensaio [9];
- NBR 5440 – Transformadores para Redes Aéreas de Distribuição – Padronização [10];
- NBR 8371 – Ascarel para Transformadores e Capacitores – Características e Riscos [11];

Neste trabalho também será abordado a Lei Estadual referente à PCB, pois a reformadora possui clientes com área de atuação neste Estado:

- Lei 12288/06 do Estado de São Paulo - Eliminação Controlada dos PCBs e dos seus Resíduos, a Descontaminação e da Eliminação de Transformadores, Capacitores e Demais Equipamento Elétricos que Conttenham PCBs [12];

Define-se PCB's como bisfenilas policloradas, substância sintética constituinte de óleos isolantes utilizados em transformadores, capacitores e outros equipamentos elétricos; comercialmente conhecida como Ascarel ou Askarel, dentre outras denominações, tais como Aroclor, Pyralene, Clorophen, Inerteen, Asbetol e Kneclor [11].

As perdas em vazio são classificadas como “potência ativa absorvida quando a tensão nominal (tensão de derivação) à frequência nominal é aplicada aos terminais de um enrolamento, estando o(s) outro(s) em circuito aberto”. As perdas em carga são “potência ativa absorvida, relativa a um par de enrolamentos, à frequência nominal e à temperatura de referência, quando a corrente nominal (corrente de derivação) flui através do terminal de linha de um dos enrolamentos, e estando os terminais do outro enrolamento curto-circuitados”. “Os demais enrolamentos devem estar em circuito aberto” e finalmente as perdas totais são definidas como “soma das perdas em vazio e das perdas em carga” [8].

As perdas em vazio consistem, principalmente, nas perdas por histerese e por correntes de *Foucault* (parasitas) e são função da amplitude, da frequência e da forma de onda da tensão de alimentação.

As perdas em carga compõem-se das perdas ôhmicas e das perdas adicionais. As perdas ôhmicas aumentam com a elevação de temperatura e são determinadas pela soma das perdas *Joule* ($I^2.R$) dos dois enrolamentos, onde I representa as correntes com as quais foram feito o ensaio das perdas em carga e R representa as resistências medidas dos respectivos enrolamentos, corrigidas para a temperatura de referência.

A tolerância para as perdas em vazio é de +10% e para as perdas em carga é de +6%, para qualquer tipo de transformador.

A norma NBR 5356 também define as condições de funcionamento de um transformador resfriado a ar como “a temperatura de ar de resfriamento (temperatura ambiente) não superior a 40 °C e temperatura média em qualquer período de 24 horas não superior a 30 °C”.

A norma 5440 na sua revisão feita em 1.999 teve uma alteração relevante na diminuição dos valores de perdas e da corrente de excitação se comparada àquela que estava em vigor a partir de 1987 [10].

Os níveis de perdas na derivação principal devem ser garantidos pelo fabricante ou empresa reformadora e são indicadas no Quadro 1.1:

Quadro 1.1: Valores garantidos de perdas em vazio e totais para transformadores trifásicos com tensão máxima de 15 kV.

Potência (kVA)	Em vazio (W) – (1987)	Em vazio (W) – (1999)	Totais (W) – (1987)	Totais (W) – (1999)
15	120	100	460	440
30	200	170	770	740
45	260	220	1040	1000

Pelo Quadro 1.1 é possível perceber a preocupação com as perdas em transformadores. A diminuição dos valores adotados em 1987 para os adotados atualmente, foi de 16,67%, 15% e 15,38% para as perdas em vazio e 4,35%; 3,90% e 3,85% para as perdas totais de transformadores de 15, 30 e 45 kVA, respectivamente. Atualmente as concessionárias podem especificar valores menores de perdas, na solicitação de compra, mas o preço final do equipamento será maior, pois o projeto deixará de ser padrão do fabricante e será necessário calcular o valor dos insumos versus o ganho com a economia de energia. Observa-se também que a norma determina somente os valores para perdas em vazio e total, deixando a cargo do fabricante a definição dos valores da perda nos enrolamentos.

A norma NBR 5440 também estabelece que o núcleo deva ser fabricado com chapas de aço silício de grão orientado, devido às mesmas possuírem baixas perdas e elevada permeabilidade magnética, com as lâminas presas por uma estrutura que sirva para firmar o conjunto núcleo-bobina ao tanque.

Define-se material contaminado por PCB's como todo material sólido, líquido ou pastoso que contenha teor de PCB's superior a 0,005% em peso (50mg/kg), quando analisado segundo os critérios da Norma ABTN NBR 13882 [11].

A maioria das concessionárias de energia elétrica do Brasil aceita a instalação na sua rede de transformadores reformados, seja pelo consumidor ou pela empresa. Algumas adotaram como norma a realização de testes de recebimento em peças por amostragem, não importando se as mesmas são novas ou foram recondicionadas.

Estima-se que somente 60% dos transformadores de distribuição fabricados no Brasil são adquiridos por concessionárias de energia que possuem procedimentos rígidos quanto aos ensaios de rotina (seja no envio de inspetores ou na realização de ensaios de recebimento) ou que empreguem critérios de capitalização de perdas na aquisição de novas unidades. As demais empresas simplesmente realizam uma licitação onde o ganhador é a empresa que oferecer o menor preço [13].

O indicador de perda de todas as concessionárias sofreu alterações devido à Resolução 67/2002 da ANEEL, que alterou os pontos do sistema de medição de fronteira para o registro do volume de energia comprada, transferindo-os para o lado da alta tensão dos transformadores (anteriormente eram no lado de baixa tensão). Com esta alteração, as perdas de energia, que antes eram contabilizadas para as empresas transmissoras, passaram a ser assumidas pelas empresas distribuidoras [14, 16].

O Programa de Universalização instituído pela Resolução nº 223 da ANEEL determina o atendimento a novas ligações e o aumento de carga, sem ônus aos clientes com carga inferior a 50 kVA, ou seja, o custo do atendimento a este consumidor deve ser da distribuidora de energia elétrica [15].

1.4 Legislação das Concessionárias de Energia Elétrica quanto à Colocação de Transformadores Reformados em sua Rede de Energia Elétrica

1.4.1 Concessionária de Energia Elétrica I

Esta concessionária é a proprietária dos transformadores analisados e para os cálculos de viabilidade utilizou-se a maior quantidade possível dos seus dados.

Ela aceita a instalação de transformadores novos e usados de acordo com suas especificações técnicas. Possui uma norma específica usada pela reformadora de energia elétrica para balizar as perdas dos transformadores recuperados.

A taxa de retorno do investimento era de 11,26% e foi reduzida para 9,95% ao ano. Seus índices de DEC (Duração Equivalente por Consumidor), FEC (Frequência Equivalente por Consumidor), perdas de energia, quantidade de furtos de transformadores, vazamento de óleo, taxas de crescimento residencial e rural e quantidade de sucatas estão no Quadro 1.2 [16].

Quadro 1.2: Índices da concessionária de energia I.

Indicadores Operacionais	2005	2006	2007
DEC (horas)	9,11	10,17	9,36
FEC (interrupções)	6,59	6,74	6,41
Perdas de Energia (%)	6,58	6,86	6,86
Quantidade de furtos de transformador (und)	42	103	225
Vazamento de óleo de transformador (litros)	3.891	8.498	16.062
Taxa de crescimento residencial	Ano Base	3,31%	4,05%
Taxa de crescimento rural	Ano Base	3,77%	5,06%
Sucatas metálicas (toneladas)	Não Informado	661.291	881.678

Está entre as 10 maiores concessionárias do país distribuindo energia elétrica para mais de 5,5 milhões de pessoas, com mais de 2 milhões de unidades

consumidoras em mais de 220 municípios. Possui mais de 102 mil km de rede de distribuição [16].

1.4.2 Concessionária de Energia Elétrica II

Os transformadores instalados na rede da concessionária pelo cliente já alcançaram perdas de 40 a 50%. Alguns chegavam ao absurdo índice de 400% acima do aceitável. Hoje as perdas técnicas dos transformadores estão em torno de 3%. A causa desta diminuição foi à criação do Laboratório de Ensaio de Transformadores de Distribuição, subordinado ao Departamento de Manutenção de Distribuição. O cliente só coloca o transformador na rede depois de submetê-lo ao laboratório, que verifica todas as suas características, incluindo a qualidade, e emite um laudo técnico autorizando a sua instalação. Antes, os transformadores eram instalados sem passar por nenhum procedimento de averiguação dos ensaios emitidos pelas empresas. Além de melhorar a qualidade da distribuição com equipamentos mais confiáveis, a medida causou mudanças nos fabricantes, que passaram a ser mais rigorosos. Os primeiros transformadores avaliados, em fevereiro tiveram reprovação de 45% e, em agosto este índice caiu para 2% [17].

O laboratório também exerce fiscalização sobre a padronização construtiva, para itens como ferragens, galvanização, pintura. O serviço de ensaio do transformador, cobrado de acordo com a potência, gera uma receita mensal para a distribuidora de energia elétrica. São ensaiados em média 200 transformadores por mês. Importante destacar que esta concessionária realiza o cálculo da valoração das perdas na aquisição de novos transformadores [18].

1.4.3 Concessionária de Energia Elétrica III

A concessionária aceita a instalação de transformadores de distribuição, novos, recuperados ou usados, destinados à utilização em entradas de serviço e instalações consumidoras atendidas por ela, mediante a apresentação de relatórios

de ensaios pelo fabricante ou empresa recuperadora, com resultados compatíveis com as suas exigências máximas de perdas [19].

1.4.4 Concessionária de Energia Elétrica IV

Possui uma norma estabelecendo as condições mínimas exigíveis que devem ser atendidas quando da recuperação de Transformadores de Distribuição [20].

Os transformadores devem atender aos valores especificados na NBR 5440, revisão da fabricação original do transformador, ou seja, transformadores fabricados até 1999 atendem a norma de 1987, as peças fabricadas depois desta data devem estar de acordo com a revisão de 1999.

A empresa aceitará a instalação de transformadores, novos ou recuperados, mediante a apresentação do relatório de ensaios, realizados pelo fabricante ou empresa recuperadora.

1.5 Considerações

Os transformadores de distribuição começaram a ser recuperados com as Duas Grandes Guerras Mundiais devido à escassez de matéria-prima e atualmente são uma alternativa utilizada por todas as concessionárias de energia elétrica do país que permitem sua instalação por parte dos consumidores e também reformam o seu equipamento em vez de adquirir uma nova unidade.

A preocupação com as perdas de energia na distribuição são ressaltadas com a redução em média de 15,68% para as perdas em vazio e 4,03% para as perdas totais feita na revisão da norma ABNT NBR 5440 em 1999.

CAPÍTULO 2 - PERDAS NOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

2.1 Descrição

Essencialmente, um transformador consiste de dois ou mais enrolamentos interligados por um campo magnético mútuo. Se um dos enrolamentos, o primário for conectado a uma fonte de tensão alternada, um fluxo alternado será produzido no secundário, onde a amplitude dependerá da tensão do primário e do número de espiras. O fluxo mútuo que une o outro enrolamento, o secundário, induzirá uma tensão cujo valor dependerá do número de espiras da bobina do secundário. Pela proporção do número de espiras do primário e do secundário, chega-se a uma relação desejada da tensão, através da relação de transformação [21].

O transformador não é um dispositivo capaz de converter energia, mas um dispositivo capaz de transferir energia elétrica de um circuito para outro. Esta transferência envolve transformação de tensão e, conseqüentemente, de corrente. Isto é, transformação de impedância, mantendo, a menos das perdas, a mesma energia elétrica.

O princípio de funcionamento do transformador depende somente da existência do fluxo mútuo alternado, ligando os dois enrolamentos e a utilização do conceito de indutância mútua [22].

A utilização do núcleo de material ferromagnético além de propiciar uma melhor ligação magnética entre os enrolamentos do primário e secundário, reduzindo o fluxo de dispersão, tem a finalidade de reduzir as perdas provocadas por histerese e Foucault [23].

2.2 Perdas em Vazio

As perdas em vazio são determinadas através do ensaio de rotina do transformador. São resultantes das variações de indução no núcleo ferromagnético do transformador, podendo ser divididas em duas categorias:

- Perdas Foucault, originadas pelas correntes induzidas de mesmo nome;
- Perdas por histerese, devido à Histerese Magnética.

Quando uma massa metálica é submetida a uma variação de fluxo magnético, é gerada uma força eletromotriz E que resulta em intensas correntes elétricas no seu interior, provocando perdas de potência. Estas perdas de potência são transformadas em calor gerado no interior do núcleo de ferro do transformador e quando o transformador está operando sem carga elas são facilmente medidas [23, 24].

Para que as correntes de Foucault sejam bastante reduzidas, utilizam-se chapas de ferro-silício de pequena espessura, separadas com uma fina camada de material isolante. Para finalidades práticas estas perdas podem ser obtidas consultando-se os manuais dos fabricantes das chapas ferromagnéticas que fornecem as perdas em w/kg [23].

As perdas em vazio são também chamadas de perdas constantes, pois independem do transformador operar em vazio ou sob diferentes condições de carga e também independem da temperatura. [5, 6].

2.3 Perdas nos Enrolamentos

As perdas em carga são causadas unicamente pela resistência ôhmica das bobinas dos transformadores, portanto, denominadas perdas no cobre. Estas perdas

são desprezíveis quando o transformador opera em vazio e são máximas quando o transformador opera em carga máxima. No primeiro caso, as perdas no cobre correspondem somente à corrente de magnetização que percorre o enrolamento primário do transformador e, no segundo caso, à corrente absorvida pela carga [23, 24].

As perdas no cobre são devidas ao efeito Joule e dependem da carga elétrica alimentada pelo transformador. A resistividade do cobre aumenta com a temperatura influenciando sobre a resistência dos enrolamentos e nas perdas.

As perdas no cobre são também chamadas de perdas variáveis porque variam com a intensidade das correntes de carga e para sua melhor determinação deve-se conhecer a curva de carga do transformador. Muitos transformadores de distribuição operam em sobrecarga durante algumas horas, normalmente no horário de pico (das 18 às 21 horas). Fora do horário de pico, o equipamento pode atuar com cargas bem inferiores à sua potência nominal [24].

2.4 Expectativa de Vida de um Transformador de Distribuição

Basicamente, as concessionárias determinam o período de tempo no qual o equipamento deve ser amortizado. Este tempo não é igual à sua vida média de utilização. No caso de transformadores de distribuição, por exemplo, este tempo é inferior ao da sua vida média [23].

2.4.1 Vida

Espaço de tempo de duração do equipamento. Considera-se o equipamento como não tendo mais vida útil quando seu estado tem grande probabilidade de vir a comprometer o sistema, isto é, o equipamento encontra-se impossibilitado de funcionar em condições compatíveis com o sistema [23, 25].

2.4.2 Vida Estimada

É o tempo esperado de duração de um equipamento. Dado obtido através da comparação de equipamentos similares, operando em condições equivalentes [25].

Se aceita uma variação entre 25 a 30 anos como sendo o tempo mais provável de vida, muito embora existam equipamentos em uso com mais de 40 anos. Para a comparação estatística considerou-se uma vida de 20 anos [5, 6 e 23].

Além das condições do sistema elétrico, as condições climáticas regionais podem também influir na condição de operação dos transformadores. O mesmo equipamento terá desempenho diversificado em regiões cujas condições climáticas sejam bem distintas. Outro fator é a mudança do transformador de um lugar para outro devido ao aumento da demanda, muitas vezes, em virtude do crescimento do poder aquisitivo dos consumidores, o que obriga as concessionárias a substituírem a unidade transformadora por um equipamento de maior potência.

O remanejamento de transformadores, a reorganização da divisão de circuitos e o balanceamento de carga entre fases, são ações que garantirão a vida útil do transformador e uma condição mais satisfatória de tensão no circuito secundário [26].

2.5 Causas da Retirada de Operação de Transformadores

As principais causas da retirada de transformadores de operação dos transformadores são: descarga atmosférica e sobrecarga [23].

Em função da localização geográfica e da extensão territorial, o Brasil sofre uma grande incidência de descargas atmosféricas, que causam grandes prejuízos à nossa sociedade. Assim é muito comum que as descargas atmosféricas sejam

responsabilizadas por vários problemas, tais como: avarias em equipamentos, incêndios, explosões, pelos mais diversos setores, tais como o elétrico e o industrial. Com certeza o setor elétrico é o mais afetado; estima-se que cerca de 70% dos desligamentos das linhas de transmissão e que de 30% a 60% dos desligamentos das redes de distribuição são causados por descargas atmosféricas [27].

Embora a maioria dos desligamentos não produza danos irreversíveis, têm sido observadas com frequência falhas em equipamentos e componentes de redes, em especial transformadores de distribuição e isoladores de pino, particularmente em casos de redes atravessando áreas rurais, expostas a uma maior incidência de descargas diretas.

A descarga atmosférica inicia-se quando o campo elétrico produzido pelas cargas elétricas contidas nas nuvens excede a capacidade isolante do ar em um dado local na atmosfera, que pode ser dentro da nuvem ou próximo ao solo. Uma vez quebrada a rigidez dielétrica do ar, ionizam-se os átomos de ar e inicia-se um rápido movimento de elétrons de uma região de cargas negativas para uma região de cargas positivas [27].

As descargas atmosféricas são responsáveis em todo o mundo por causarem perturbações em sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica e concentram-se principalmente nos meses de janeiro, fevereiro e março, período do ano coincidente com a época de chuvas. Os distúrbios sempre estiveram presentes na distribuição, mas não eram sentidos pelo fato dos equipamentos serem eletromecânicos e apresentarem maior suportabilidade elétrica.

O circuito primário de uma rede de distribuição aérea convencional é muito exposto a descargas atmosféricas, logo, surgem sobretensões nesses circuitos em decorrência de descargas diretas (que atingem os condutores fase) ou indiretas (quando ocorrem próximas à linha) e são transferidas para o circuito secundário através do transformador, podendo provocar danos às instalações consumidoras e, ocasionalmente, a queima do próprio transformador.

2.6 Valoração das Perdas em Transformadores de Distribuição

Considera-se como perda técnica a energia que se perde durante o transporte, é inerente ao processo e ocorre antes do ponto de entrega da eletricidade [5, 6].

No segmento da distribuição de energia elétrica os transformadores são responsáveis por uma parcela considerável das perdas técnicas. Eles, embora tenham custo unitário relativamente baixo, são encontrados em grande quantidade, de modo que, em conjunto, representam boa parte dos investimentos das concessionárias.

2.6.1 Custo Operacional dos Transformadores de Distribuição Reformados

Em termos gerais, o custo de uma parcela de perdas existente num sistema elétrico é, em cada momento, igual ao benefício que seria obtido se essa parcela de perdas fosse anulada. Este benefício pode assumir duas formas distintas de acordo com a origem das perdas: aumento da receita da empresa e redução do custo do serviço.

Para a seleção dos transformadores por critérios técnicos e econômicos, as seguintes parcelas de custos deverão ser consideradas para se obter o custo total de operação como mostrado na equação 2.1 [5, 6, 28, 29]:

$$C_{total} = C_{trafo} + C_{perdas} + C_{instalação} \quad (2.1)$$

sendo:

- C_{trafo} : custo anual do transformador para atender uma determinada demanda;
- C_{perdas} : custo anual das perdas no ferro e no cobre;

- $C_{instalação}$: custo anual de instalação.

O custo do transformador, C_{trafo} , representa o desembolso efetuado no momento da aquisição ou reforma da unidade transformadora. Ao longo de sua vida útil o transformador vai gerar novos custos operacionais relacionados com as perdas no ferro e no cobre, os quais devem ser considerados no momento da compra. Nesta nova visão, o transformador selecionado será aquele que oferecer o menor custo global considerando-se a perspectiva operacional a que o equipamento ficará submetida ao longo de sua vida útil.

Para avaliação do custo das perdas, C_{perdas} , ao longo de um período de utilização do transformador é necessário tratar separadamente as parcelas associadas às perdas no ferro e no cobre. Este procedimento é recomendável, pois as mesmas possuem naturezas distintas. As perdas no ferro são praticamente independentes das condições de carregamento dos transformadores desde que as tensões de alimentação não sofram variações acentuadas no período de tempo analisado. De fato esta aproximação é aceitável, uma vez que nos limites de variação de tensão recomendados para as redes de distribuição (+5% e -7,5%), as alterações nas perdas no ferro podem, na média, serem desprezadas. Por outro lado, as perdas no cobre estão diretamente relacionadas com a demanda passante e, portanto, são fortemente dependentes das condições de carregamento do transformador. Desta forma para avaliação do custo associado a esta perda de energia a curva de carga diária do transformador é um fator preponderante.

A metodologia a ser adotada para a capitalização das perdas técnicas considera as perdas totais de energia, ou seja, perdas no ferro e no cobre, como sendo um consumidor adicional associado ao transformador. A atribuição do custo destas perdas será realizada aplicando-se sobre este montante de energia um mecanismo de tarifação vigente definindo-se, assim, os chamados custos unitários de perdas associados a uma determinada condição de demanda [5, 6].

O custo da instalação, $C_{instalação}$, é um valor a ser contabilizado toda vez que um procedimento de instalação, substituição ou remanejamento for realizado. O custo deste procedimento pode ser considerado o mesmo para um transformador reformado como para um novo e por este motivo não foi considerado nos cálculos.

Foi adotada a demanda média obtida das curvas de carga média englobando os sábados, domingos, segundas, terças e sextas-feiras para consumidores residenciais até 200 kW representados na figura 2.1. Foram feitas medições em intervalos de 1 hora durante 20 dias.

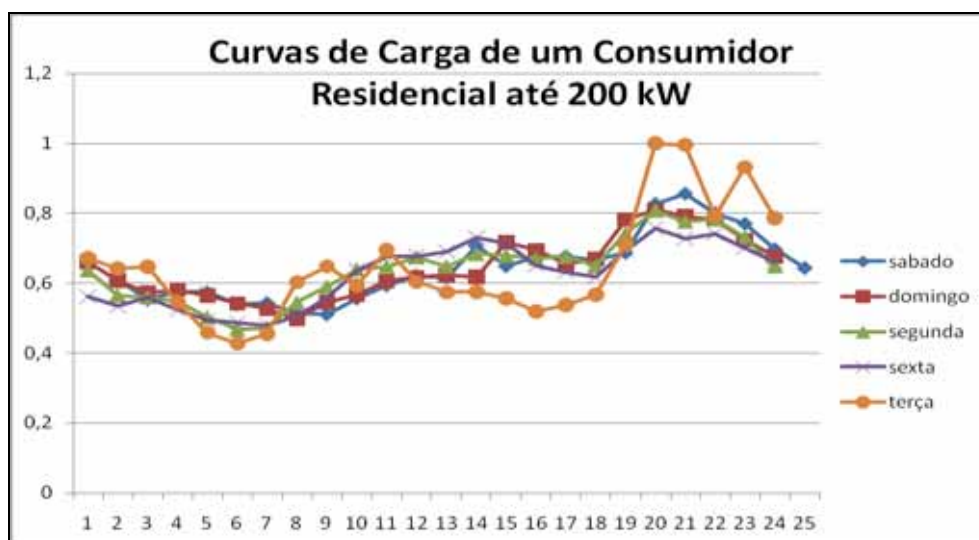


Figura 2.1: Curvas de carga média referente a medições realizadas a cada um hora em consumidores residenciais na faixa de consumo até 200 kW.

A demanda média e o desvio padrão das leituras feitas em intervalos de 1 hora durante 20 dias representados pelas curvas de carga média da figura 2.1 estão ilustrados na figura 2.2.

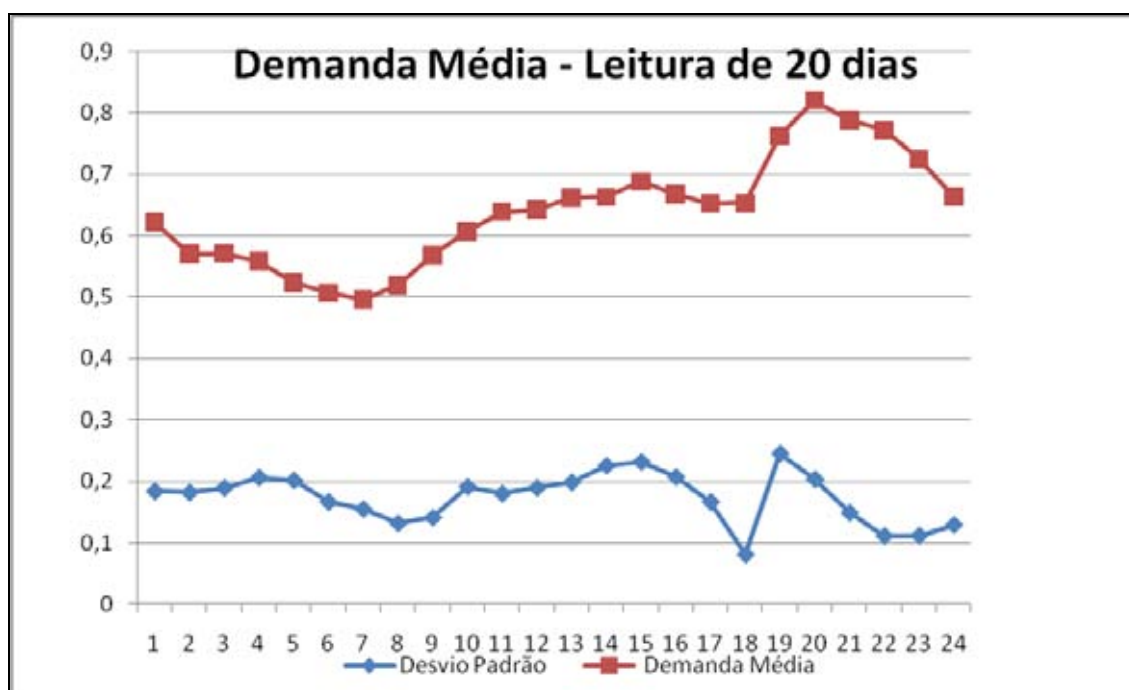


Figura 2.2: Demanda média e desvio padrão da leitura de 20 dias durante 24 horas.

2.6.2 Previsão de Crescimento de Carga

Uma importante tarefa em estudos de planejamento técnico e econômico é a previsão do crescimento de carga. Sob o ponto de vista analítico, recomenda-se que esta previsão seja realizada a partir de métodos estatísticos com o tratamento de dados históricos de consumo, complementados por análises e pesquisas locais, bem como tendências de desenvolvimento regionais [30, 31, 32, 33].

A expressão (2.2) é a mais comumente utilizada para representar o crescimento de carga nas redes de distribuição.

$$P_n = P_o \cdot (1 + r)^n \quad (2.2)$$

sendo:

- P_n : potência no ano “ n ”;
- P_o : potência no ano atual;
- r : taxa de crescimento média anual, em pu;
- n : número de anos.

Assim, com a taxa de crescimento médio anual será possível prever a potência solicitada pela carga nos anos seguintes. Utilizou-se neste estudo a taxa de crescimento do PIB desta década aproximada para 3,5% (o valor real desta taxa é de 3,3%).

2.6.3 Fator de Carga e Fator de Perdas

Define-se Fator de Carga [30, 31, 32], F_c , como sendo a relação entre a Demanda Média (D_{med}) e a Demanda Máxima (D_{max}), ao longo de um período de tempo T :

$$F_C = \frac{D_{med}}{D_{max}} = \frac{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T D(t) \cdot dt}{D_{max}} \quad (2.3)$$

sendo:

- F_C : fator de carga;
- D_{med} : demanda média;
- D_{max} : demanda máxima;
- $D(t)$: demanda no instante t ;
- T : período de tempo.

Por outro lado, tem-se que as demandas instantâneas integralizadas em um período de tempo T representam a energia fornecida ao sistema durante esse período T , dada pela equação (2.4).

$$E = \int_0^T D(t) \cdot dt \quad (2.4)$$

Assim, a partir de (2.4) a expressão (2.3) pode ser simplificada e resultar em:

$$F_C = \frac{E}{T \cdot D_{max}} \quad (2.5)$$

A expressão (2.5) é a forma mais comum de determinação do F_C , visto que E e D_{max} são grandezas normalmente medidas nos pontos de fornecimento dos consumidores mais importantes. Ao se relacionar a demanda e a energia, através de (2.5), o fator de carga é importante para avaliar a economicidade de qualquer fornecimento. Sendo o sistema dimensionado em função da demanda máxima, um fator de carga elevado traduz-se por um alto grau de utilização e, portanto, os custos unitários, por unidade de energia processada, são reduzidos [34, 35].

Em cada instante t o transformador recebe da rede alimentadora uma demanda $D_e(t)$, e fornece aos consumidores uma demanda $D_s(t)$, inferior a $D_e(t)$. A diferença entre estas duas grandezas, também variável ao longo do tempo, representa a perda técnica de demanda no instante t .

$$P(t) = D_e(t) - D_s(t) \quad (2.6)$$

sendo:

- $P(t)$: perda técnica de demanda no instante t ;
- $D_e(t)$: demanda recebida pelo transformador no instante t ;
- $D_s(t)$: demanda fornecida aos consumidores ligados ao transformador no instante t .

Destaca-se que a definição apresentada só é correta se for considerada a demanda efetivamente entregue, independentemente de ser ou não faturada. Define-se então fator de perdas conforme estabelecido na equação (2.7) [30, 31 e 34].

$$Fp = \frac{P_{med}}{P_{max}} = \frac{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T P(t) \cdot dt}{P_{max}} \quad (2.7)$$

sendo:

- F_p : fator de perdas;
- P_{med} : perda média de demanda;
- P_{max} : perda máxima de demanda.

Considerando-se que:

$$E_p = \int_0^T P(t) \cdot dt \quad (2.8)$$

Substituindo-se (2.7) em (2.8), resulta:

$$Fp = \frac{E_p}{T \cdot P_{max}} \quad (2.9)$$

sendo:

- E_p : perda de energia no período T .

Admitindo-se que as cargas apresentam fator de potência praticamente constante e, exprimindo as duas grandezas em pu dos respectivos valores máximos, é possível ainda admitir a seguinte proporcionalidade entre a perda e a demanda [34, 36]:

$$P_u(t) = k \cdot D_u^2(t) \quad (2.10)$$

sendo:

- $P_u(t)$: perda técnica de demanda no instante t em pu;
- $D_u(t)$: demanda no instante t em pu.

Baseado na proporcionalidade dada na equação (2.10), de forma alternativa, o fator de perdas, relacionado com as perdas dependentes da carga, pode também ser determinado a partir da equação (2.11).

$$Fp = \frac{\frac{1}{T} \int_0^T P(t) dt}{P_{\max}^2} = \frac{\frac{1}{T} \int_0^T D^2(t) dt}{D_{\max}^2} \quad (2.11)$$

2.7 Custos Unitários de Perdas Técnicas

Quando se trata de energia elétrica, as perdas são a diferença entre a energia adquirida pelas distribuidoras e a efetivamente fornecida aos consumidores. Existem basicamente dois tipos de perdas na distribuição de energia elétrica, as perdas técnicas e as comerciais. Juntas, elas representam, em média, 15% da energia adquirida pelas distribuidoras.

Nos sistemas de distribuição as perdas técnicas representam a energia dissipada entre os suprimentos de energia da distribuidora e os pontos de entrega nas instalações das unidades consumidoras. Essa perda é decorrente dos

processos de transporte, transformação da energia e as inerentes aos equipamentos de medição.

Reconhecidamente, o maior problema está nas perdas comerciais que se referem a furtos, fraudes e erros nos processos de leitura, medição e faturamento e se transformam em aumento das tarifas para os consumidores [37]. Esta Dissertação de Mestrado tem como foco as perdas técnicas, particularmente, àquelas concentradas nos transformadores de distribuição. Neste enfoque, para que haja um efetivo gerenciamento e melhorias possam ser implementadas no tocante aos equipamentos de transformação de energia, é necessário o desenvolvimento de técnicas e métodos para a medição das perdas e desperdícios que ocorrem neste processo.

2.8 Sistemas de Tarifação

Sob o ponto de vista financeiro, as perdas técnicas nos transformadores representam, simbolicamente, um consumidor fictício não tarifado. Neste contexto, este percentual de receita pode ser quantificada através dos mecanismos vigentes, como sugere a figura 2.3.

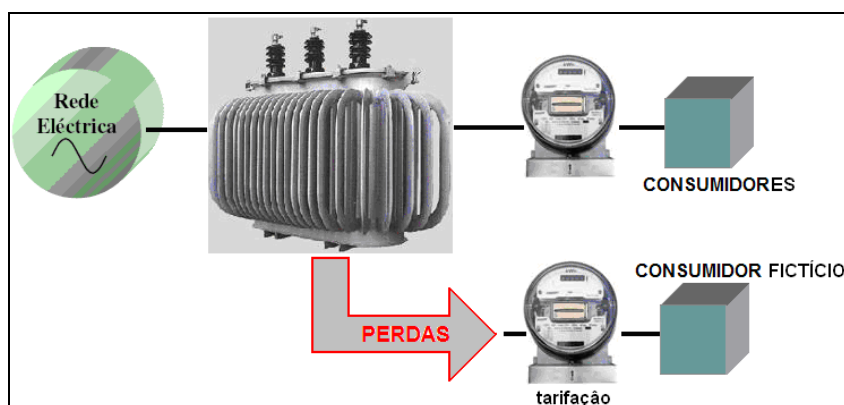


Figura 2.3: Custeio das perdas de energia

As tarifas de aplicação atualmente disponíveis são: tarifa azul, tarifa verde e convencional. A tarifa azul é do tipo horosazonal e é aplicável aos fornecimentos em alta e média tensão. Para este seguimento tarifário, o custo de fornecimento de uma determinada quantidade de energia, de acordo com a teoria marginalista, resulta da

consideração de seis custos unitários relativos a seis postos tarifários, conforme equação (2.12).

$$\text{Custo} = 12(D_1.C_1 + D_2.C_2) + e_1.C_3 + e_2.C_4 + e_3.C_5 + e_4.C_6 \quad \text{R\$/ano} \quad (2.12)$$

sendo:

- C_1 : custo da demanda no horário de ponta [R\$/kW];
- C_2 : custo da demanda fora do horário de ponta [R\$/kW];
- C_3 : custo da energia no horário de ponta em períodos secos [R\$/MWh];
- C_4 : custo da energia no horário de ponta em períodos úmidos [R\$/MWh];
- C_5 : custo da energia fora de ponta em períodos secos [R\$/MWh];
- C_6 : custo da energia fora de ponta em períodos úmidos [R\$/MWh];
- D_1 : demanda no horário de ponta [kW];
- D_2 : demanda fora do horário de ponta [kW];
- e_3 : energia no horário de ponta em períodos secos [MWh] ;
- e_4 : energia no horário de ponta em períodos úmidos [MWh];
- e_5 : energia fora de ponta em períodos secos [MWh];
- e_6 : energia fora de ponta em períodos úmidos [MWh].

Os seguimentos horários totais anuais T_i para cálculo das energias e_3 , e_4 , e_5 e e_6 , bem como os períodos para identificação das demandas D_1 e D_2 , são obtidos a partir dos Quadros 2.1 e 2.2.

Quadro 2.1: Períodos anuais.

Períodos	Duração	Meses	Dias	Horas
Seco	Maio/Novembro	7	214	5.136
Úmido	Dezembro/Abril	5	151	3.624
Total	Ano	12	365	8760

Quadro 2.2: Segmentos horários.

Horário	T(horas)	Período	Observações
Ponta	3	18 às 21	Durante 5 dias úteis
Fora da Ponta	Todas as horas restantes do ano.		

Combinando os períodos e os horários e admitindo que, em média, ocorrem 3 feriados em dias úteis para os períodos seco e úmido, obtém-se os dados apresentados no Quadro 2.3.

Quadro 2.3: Totalização anual.

Horário/Período	Forma de Totalização	Horas/ano
Ponta / Seco	$(3 \times 214 \times 5/7) - (3 \times 3)$	450
Ponta / Úmido	$(3 \times 151 \times 5/7) - (3 \times 3)$	315
Sub-total (Ponta)		765
Fora Ponta / Seco	$5.136 - 450$	4686
Fora Ponta / Úmido	$3.624 - 315$	3309
Sub-total (Fora de Ponta)		7995
TOTAL ANUAL		8760

A tarifa verde é semelhante à anterior, mas com apenas cinco postos tarifários. Apresenta uma só tarifa de demanda, independente do horário em que se verifica a ponta. Os custos unitários da energia são muito elevados no horário de ponta e iguais aos da tarifa azul fora do horário de ponta. Esta tarifa é oferecida como opção aos consumidores de média tensão (classes A2, A3 e A4) e torna-se interessante quando é possível evitar consumos no horário de ponta. Como as perdas se concentram nos horários de ponta, este mecanismo tarifário não é adequado para seu custeio.

Considerando-se as limitações apontadas para a tarifa horosazonal verde e a convencional no tocante ao custeio das perdas de energia, o sistema tarifário azul tem sido o mais recomendado nestas aplicações [38]. Por outro lado, sabendo-se que o mesmo apresenta maior generalidade, será tomado como base para os desenvolvimentos subseqüentes. Objetivando, o custeio das perdas de energia, a equação (2.12) pode ser reescrita, substituindo as demandas na ponta e fora de

ponta pelas perdas nos respectivos seguimentos horários, obtendo-se a equação (2.13).

$$C_{perdas} = 12(P_1.C_1 + P_2.C_2) + e_1.C_3 + e_2.C_4 + e_3.C_5 + e_4.C_6 \quad R\$/ano \quad (2.13)$$

As perdas por efeito Joule nos condutores das bobinas primárias e secundárias dos transformadores variam com o quadrado da corrente ou, desprezando eventuais variações de tensão, com o quadrado da demanda. O custo unitário destas perdas depende, portanto, dos respectivos diagramas anuais de carga. No diagrama de carga do componente do qual se pretende conhecer o custo unitário das perdas variáveis, é possível identificar dois pontos particulares, relacionados com as demandas na ponta e fora de ponta. Estas grandezas são dadas respectivamente pelas equações (2.14) e (2.15) e são apresentadas em valores por unidade tomando-se como base a maior perda registrada ao longo do dia.

$$P_{1x} = \left[\frac{D_{mx}^p}{D_{mx}^{dia}} \right]^2 = \left[\frac{I_{mx}^p}{I_{mx}^{dia}} \right]^2 = 1 \quad (2.14)$$

$$P_{2x} = \left[\frac{D_{mx}^{fp}}{D_{mx}^{dia}} \right]^2 = \left[\frac{I_{mx}^{fp}}{I_{mx}^{dia}} \right]^2 \quad (2.15)$$

sendo:

- D_{mx}^p, D_{mx}^{fp} : demandas máximas na ponta e fora de ponta registradas na curva de carga quadrática x;
- $D_{mx}^{dia}, I_{mx}^{dia}$: demanda e corrente máximas registradas na curva de carga quadrática x;
- I_{mx}^p, I_{mx}^{fp} : correntes máximas na ponta e fora de ponta registradas na curva de carga quadrática x;
- x: indexador relacionado com a curva de carga considerada.

As parcelas relacionadas com as energias elementares e_i , com $i = 1$ a 4, podem ser calculadas a partir do fator de perdas F_p [39]. O fator de perdas é definido conforme expressão (2.16).

$$F_p = \frac{P_{med}}{P_m} = \frac{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T P(t) \cdot dt}{P_m} \quad (2.16)$$

Do ponto de vista discreto, em função dos intervalos de medição, tem-se:

$$F_p = \frac{\sum_{n=1}^N D_n^2}{N \cdot D_m^2} = \frac{\sum_{n=1}^N I_n^2}{N \cdot I_m^2} \quad (2.17)$$

sendo:

- N : número de amostras (para curva horária – 24 amostras);
- D_n, I_n : demanda e corrente registrada na n -ésima amostra;
- D_{max}, I_{max} : demanda e corrente máximas registradas no intervalo de N amostras.

Sabendo-se que

$$\int_0^T P(t) \cdot dt = e \quad (2.18)$$

A energia total no i -ésimo seguimento horário pode ser calculada por:

$$e_i = T_i \cdot F_p \cdot p 10^{-3} \text{ (MWh)} \quad (2.19)$$

Para o custeio das perdas de energia nos transformadores, há de se considerar duas parcelas, praticamente independentes. A primeira esta relacionada com as perdas no núcleo e conseqüentemente são dependentes da tensão de alimentação. Esta parcela é considerada constante uma vez que as variações de tensão, mesmo frente às oscilações da carga devem ficar limitadas a uma faixa considerada admissível, provocando variações desprezíveis nas perdas no ferro. Por outro lado, a segunda parcela de perda representa as perdas no cobre que são totalmente dependentes da energia passante, ou seja, da curva de carga. Devido a sua natureza são consideradas como perdas variáveis.

2.8.1 Custo de Perdas Constantes

Considerando-se as condições definidas nos Quadros 2.1, 2.2 e 2.3 o custo anual unitário de perdas constantes, ou seja, independentes da carga, pode ser obtido considerando-se um fator de perdas unitário ($F_p=1$). Admitindo-se uma demanda constante de 1kW e considerando-se as energias associadas a esta demanda nos diferentes seguimentos de horários da equação de custo (2.13), obtém-se:

$$C_f = 12.(C_1 + C_2) + 0,45.C_3 + 0,315.C_4 + 4,686.C_5 + 3,309.C_6 \quad [R\$/kW.ano] \quad (2.20)$$

2.8.2 Custo de Perdas Variáveis

Para o custo anual unitário de perdas variáveis, o fator de perdas é dependente das curvas de carga. Neste caso, definem-se fatores de perdas na ponta e fora da ponta para a curva de carga x. Nestas condições, considerando-se os seguimentos horários dados nos Quadros 2.1, 2.2 e 2.3 tem-se:

$$C_{vx} = 12 \left(C_1 + \frac{d_{1x}}{d_{2x}} . C_2 \right) + 0,45.C_3.F_{px} + 0,315.C_4.F_{px} + (5,13.F_{fpx} - 0,448.F_{px})C_5 + (3,63.F_{fpx} - 0,317.F_{px})C_6 \quad (2.21)$$

sendo:

- F_{px} : fator de perdas na ponta, calculado na curva de carga x;
- F_{fpx} : fator de perdas fora da ponta, calculado na curva de carga x.

2.9 Metodologia para Suporte Técnico e Econômico para a Verificação da Viabilidade da Reforma de Transformadores

Transformadores de distribuição em geral são comprados ou reformados simplesmente levando-se em conta o preço, o que traz uma visão distorcida quando

o departamento de suprimentos compara equipamentos de diversos fabricantes. Este valor normalmente norteia a seleção dos diferentes fornecedores, escolhendo-se entre eles àquele que oferece o menor preço e que atenda às especificações técnicas. Sabe-se, contudo, que o desembolso efetuado no momento da aquisição da unidade transformadora é apenas uma das parcelas que compõe o custo operacional [5, 6].

Na análise de viabilidade econômica de um transformador, além do preço de compra ou reforma, outro importante fator de decisão está relacionado com as perdas do equipamento. São elas que vão gerar novos custos operacionais ao longo da vida útil do equipamento e, portanto, devem ser consideradas no momento da compra. Nesta nova visão, o transformador selecionado será aquele que oferecer o menor custo global, considerando-se a perspectiva operacional a que o mesmo ficará submetida ao longo de sua vida útil.

2.10 Viabilidade da Reforma de Unidades Transformadoras

Ao se estudar propostas de reforma ou aquisição de um equipamento novo para o fornecimento de transformadores, as concessionárias de energia elétrica se defrontam constantemente com o problema de escolher o equipamento que melhor atenda aos seus interesses tanto técnica como economicamente [38].

No contexto deste trabalho, o processo de compra ou reforma de transformadores de distribuição está baseado na avaliação comparativa dos preços das unidades reformadas e dos preços de unidades novas cotados em três fabricantes adicionados ao custo global das perdas fixas e variáveis calculadas. A primeira parte refere-se ao custo do equipamento proposto pelo fornecedor ou da reforma e a segunda parte esta diretamente ligada à qualidade técnica do produto oferecido, onde foram quantificadas em valores monetários as parcelas das perdas.

Genericamente, trata-se da solução de um problema onde se deseja comparar o custo de diferentes alternativas e identificar aquela que apresenta o menor valor capitalizado. Particularmente, para o caso de suprimento de transformadores existem basicamente dois fatores na composição dos custos anuais, conforme estabelecido na equação (2.22).

$$(C_{trafo}^k)^n = (C_{Afor}^k + C_{Aperdas}^k)^n \quad (2.22)$$

sendo :

- C_{trafo}^k : custo anual do transformador k oferecido (equipamento novo ou reformado) no ano n ;
- C_{Afor}^k : custo anual do equipamento k novo ou reformado;
- $C_{Aperdas}^k$: custo anual das perdas no equipamento k .

2.10.1 Custo do equipamento

O custo do equipamento foi cotado junto a três importantes fornecedores para os transformadores novos e informado pela empresa recuperadora para os transformadores recuperados. Para a anualização considerou-se a taxa composta pelas parcelas de remuneração e depreciação [16], conforme equação (2.23).

$$a = a_r + a_d \quad (2.23)$$

sendo:

- a : taxa de anualização do investimento;
- a_r : taxa de remuneração do investimento;
- a_d : taxa de depreciação do investimento.

Nestas condições o custo anual equivalente do transformador é dado pela equação (2.24).

$$C_{Afor}^k = a \cdot C_{for}^k \quad (2.24)$$

sendo:

- C_{for}^k : custo proposto pelo fornecedor k no momento da compra ou da reforma.

2.10.2 Custo das Perdas

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

$$C_{Aperdas}^k = C_{Apfe}^k + C_{Apcu}^k \quad (2.25)$$

2.10.2.1 Custo Anual das Perdas no Ferro

O custo associado às perdas no ferro (histerese e Foucault) está diretamente relacionado com a tensão de alimentação, uma vez que as perdas no ferro são dependentes da tensão [22]. Considerando-se as incertezas previstas no cenário de análise proposto neste trabalho, é razoável admitir que as alterações das perdas nominais no ferro decorrentes das variações na amplitude da tensão sejam desprezíveis no processo. Tal fato também se justifica, sob o ponto de vista quantitativo, na medida em que as variações de tensão observadas na maioria dos casos estão limitadas a praticamente $\pm 10\%$.

Considerando-se, pois, estas particularidades, o custo anual das perdas no ferro pode então ser calculado a partir do custo unitário de perdas constantes, e do valor nominal das perdas no ferro, conforme estabelecido na equação (2.26).

$$C_{Apfe}^k = P_{fe}^k \cdot C_f \quad (2.26)$$

sendo:

- P_{fe}^k : perdas no ferro (Histerese e Foucault) dos relatórios de ensaio analisados;
- C_f : custo unitário de perdas constantes.

2.10.2.2 Custo Anual das Perdas no Cobre

Como visto anteriormente, as perdas no cobre são variáveis com o quadrado da carga e conseqüentemente dependem fundamentalmente da demanda passante, ou seja, da curva de carga do transformador.

Particularmente, o processo de suprimento de novas unidades transformadoras, em princípio, não exige o conhecimento exato das curvas de carga para cálculo das perdas no cobre [23]. Para efeito de análise de desempenho das unidades transformadoras, basta que as alternativas sejam comparadas sob um mesmo cenário que pode, inclusive, ser hipotético. Nestas condições a perda no cobre pode ser avaliada conforme proposto na equação (2.27).

$$P_{cobre}^k = P_{cu}^k \cdot \left(\frac{D_m}{S_N} \right)^2 \quad (2.27)$$

sendo:

- P_{cobre}^k : perda no cobre dos relatórios de ensaio analisados;
- P_{cu}^k : perda nominal no cobre ou obtida em ensaios, ou garantida pelo fornecedor k ;
- D_m : demanda média passante pelo transformador;
- S_N : potência nominal do transformador.

O custo anual total das perdas no cobre pode então ser obtido a partir da equação (2.28).

$$C_{Ap_{cu}}^k = C_v \cdot P_{cu}^k \cdot \left(\frac{D_m}{S_N} \right)^2 \quad (2.28)$$

sendo:

- C_v : custo unitário de perdas variáveis.

2.10.3 Custo Total Capitalizado sem Considerar o Efeito do Crescimento da Carga

O valor atual do custo global da k -ésima alternativa (fornecedor) ao longo de N anos, admitindo-se uma taxa anual de desconto constante i , é dado pela equação (2.29).

$$VP_k = \sum_1^N \frac{(C_{trafo}^k)^n}{(1+i)^n} \quad (2.29)$$

Trata-se, portanto, de N termos de uma progressão geométrica de razão q , cuja soma é dada por:

$$\sum_1^N a \cdot q^n = \frac{a_1 - a_1 \cdot q^N}{1 - q} \quad (2.30)$$

sendo:

- a : primeiro termo da progressão;
- q : razão da progressão.

Considerando-se a expressão (2.30), a soma dos N primeiros termos da progressão geométrica é dada por:

$$\sum_1^N \frac{(C_{trafo}^k)^n}{(1+i)^n} = \frac{(1+i)^N - 1}{i(1+i)^N} C_{trafo}^k \quad (2.31)$$

ou:

$$FVA(N,i) = \frac{(1+i)^N - 1}{i(1+i)^N} \quad (2.32)$$

sendo:

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

Logo:

$$VP_k = \sum_{n=1}^N \frac{(C_{Afor} + C_{Aperdas})_k^n}{(1+i)^n} \quad (2.33)$$

Substituindo-se as expressões (2.24), (2.26) e (2.28) em (2.30), tem-se:

$$VP_k = [a.C_{for} + P_{fe}.C_f + (D_m/S_N)^2.P_{cu}.C_v]FVA(N,i) \quad (2.34)$$

2.10.4 Custo Total Capitalizado Considerando-se o Efeito do Crescimento da Carga

Como a quantidade de cargas em baixa tensão é normalmente crescente, a vida útil de um transformador de distribuição, estimada em 20 anos, é normalmente composta por uma seqüência de ciclos, definidos como o intervalo entre duas intervenções sucessivas na rede [4, 22]. Na impossibilidade de se prever a vida real dos transformadores, pode-se aceitar a hipótese simplista de ciclos iguais e repetitivos, arbitrando-se a duração mínima do ciclo.

Nesta ótica, envolvendo-se os ciclos operacionais, é possível que os equipamentos apresentem desempenho técnico ou econômico diferente que podem ser motivadores de uma estratégia alternativa que venha a contribuir para a identificação do melhor custo/benefício na aquisição ou reforma das unidades transformadoras. Considerando-se a possibilidade de se explorar esta metodologia, optou-se por aumentar a abrangência da expressão (2.34), incluindo-se também os efeitos relacionados ao crescimento da carga.

Admitindo-se que a carga cresça a uma taxa anual constante j , a demanda média passante no ano n é dada genericamente em função do carregamento inicial do transformador pela equação (2.35).

$$(D_m)_n = D_{mo}(1+j)^n \quad (2.35)$$

sendo:

- D_{mo} : demanda média passante no ano de início de utilização.

Retomando-se a equação (2.29) e considerando-se a progressão anual da carga, obtém-se a expressão (2.36).

$$VP_k = \sum_1^N \left[(a.C_{for} + P_{fe}.C_f) + \left(\frac{D_{mo}(1+j)^n}{S_N} \right)^2 .P_{cu}.C_v \right] \cdot \frac{1}{(1+i)^n} \quad (2.36)$$

Esta expressão pode ser reescrita como:

$$VP_k = \sum_1^N \left[(a.C_{for} + P_{fe}.C_f) \cdot \frac{1}{(1+i)^n} + \left(\frac{D_{mo}}{S_N} \right)^2 .P_{cu}.C_v \cdot \frac{(1+j)^{2n}}{(1+i)^n} \right] \quad (2.37)$$

Ou ainda, considerando-se a soma dos N termos das progressões geométricas, tem-se:

$$\lambda = \frac{(1+j)^2}{(1+i)} \quad (2.38)$$

$$\sum_1^N \lambda^n = \frac{a_1 - a_1 q^N}{1 - q} = \frac{\lambda(\lambda^N - 1)}{\lambda - 1} = FVAC(N, i, j) \quad (2.39)$$

Reorganizando a equação (2.37) a partir de (2.38) e (2.39), obtém-se:

$$VP_k = (a.C_{for} + P_{fe}.C_f) \cdot FVA(N, i) + \left(\frac{D_{mo}}{S_N} \right)^2 .P_{cu}.C_v \cdot FVAC(N, i, j) \quad (2.40)$$

sendo:

- $FVAC(N, i, j)$: fator de valor atual de uma série de pagamentos uniformes, durante N anos, com taxa de desconto i e taxa de crescimento de carga j .

2.11 Considerações

Os valores dos transformadores reformados foram anualizados segundo a equação 2.24 e depois foram acrescidas as perdas inerentes ao processo de transformação de energia. Para isto consideramos esta parcela como um consumidor adicional e utilizamos a tarifa azul para tributar este consumo.

As perdas no ferro foram consideradas constantes, ou seja, não sofrem influência nem da temperatura nem da carga e seus valores foram obtidos a partir dos relatórios de ensaio. As mesmas também foram anualizadas segundo a equação 2.34

Já as perdas no cobre variam com a temperatura por isto são medidas na temperatura ambiente e referenciadas para 75°C e sofrem influência da carga. As mesmas também foram obtidas dos relatórios de ensaios de rotina. As curvas de carga utilizadas para os valores de demanda média, máxima e perdas foram obtidas a partir da figura 2.1 e utilizadas no cálculo das perdas variáveis conforme a equação 2.40. A taxa de crescimento utilizada foi de 3,5% ao ano.

A expectativa de vida de um transformador utilizado neste trabalho foi de 20 anos.

CAPÍTULO 3 - PESQUISA BIBLIOGRÁFICA REFERENTE A TRANSFORMADORES RECUPERADOS

3.1 Estudo de Redução de Perdas em Transformadores de Distribuição

Trabalho referente aos resultados de um levantamento de perdas em transformadores de distribuição, utilizando dados de ensaios realizados em transformadores novos e recuperados retirados de operação, de uma concessionária de distribuição de energia da Região Sul do país [40].

A primeira etapa teve o objetivo de avaliar as perdas em transformadores de distribuição novos e recuperados retirados de operação. Foram ensaiados 26 transformadores de distribuição monofásicos recuperados, sendo 17 da classe de tensão 15 kV e os 09 restantes da classe de 36,2 kV. Para cada transformador recuperado foram medidas as perdas em vazio e a corrente de excitação para o intervalo de 95% a 105% da tensão nominal, as perdas em carga e a impedância além de verificação da suportabilidade quanto aos ensaios dielétricos.

A amostra possuía transformadores com média do ano de fabricação igual a 1984, de diversos fabricantes. Neste caso, aproximadamente 30% dos transformadores de distribuição ensaiados foram reprovados nos ensaios dielétricos, principalmente no de impulso atmosférico. Apenas oito transformadores recuperados atenderam totalmente às prescrições das normas técnicas vigentes em relação aos valores máximos de perdas e de corrente de excitação, além da necessária suportabilidade a ensaios dielétricos.

As perdas em vazio dos transformadores recuperados são, em média, aproximadamente 89% do valor máximo admissível pela NBR 5440/87 e 26% superiores àquelas dos transformadores novos, devido aos transformadores novos já serem fabricados de acordo com a revisão da norma de 1999.

As perdas totais de transformadores recuperados apresentam comportamento similar a dos transformadores novos. As perdas totais, entretanto, são em média

19% superiores aos transformadores novos devido à redução dos valores das perdas totais feitos na mesma versão da norma.

3.2 Avaliação da Vida Útil de Transformadores

Foi estudada a vida útil dos transformadores de distribuição de outra concessionária a partir da análise estatística do seu banco de dados [41].

Dos 370 mil transformadores de distribuição cadastrados na concessionária de distribuição de energia da região Sul do país, 70% é monofásica, de potências nominais de 03 a 15 kVA e pertencem à rede rural de distribuição.

Nesta concessionária, a vida útil é determinada pelo período despendido entre a fabricação e o sucateamento do transformador, não importando quantas recuperações tenham ocorrido. A distribuição estatística de frequências da vida até a primeira falha dos transformadores, com avaria registrada no histórico de movimentações ou deduzida pela data de instalação, está mostrada na Figura 3.1. O ajuste da distribuição de frequências, segundo a curva de Weibull, indica que é de até nove anos a vida de 50% dos transformadores com avarias. A vida real de pouco mais de 93% dos transformadores avariados é de no máximo 20 anos e somente 1% deles apresenta vida superior a 27 anos.

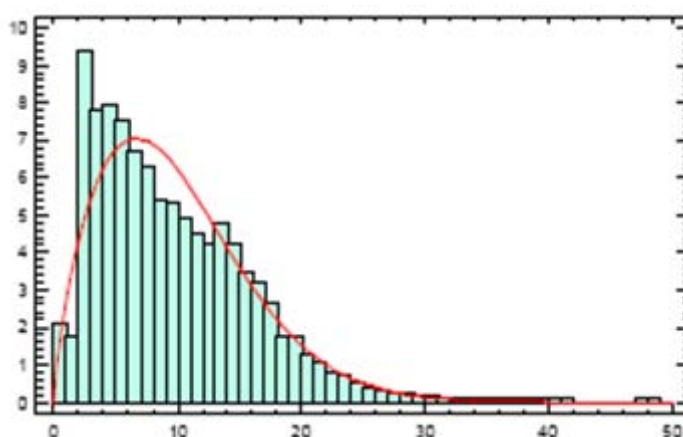


Figura 3.1: Vida até a primeira falha dos transformadores

Depois foi estudada a vida dos transformadores que ainda não apresentaram falha em operação. Neste caso, a aplicação do método da máxima semelhança e da

função de Weibull (função nomeada pelo seu criador *Waloddi Weibull*, é uma função de probabilidade contínua, usada em estudos de tempo de vida de equipamentos e estimativa de falhas) indica que a vida útil de 50% dos transformadores cadastrados é de até 14,4 anos e a probabilidade de se encontrar um transformador com vida útil inferior a 20 anos é de 68,3%, retratada na figura 3.2.

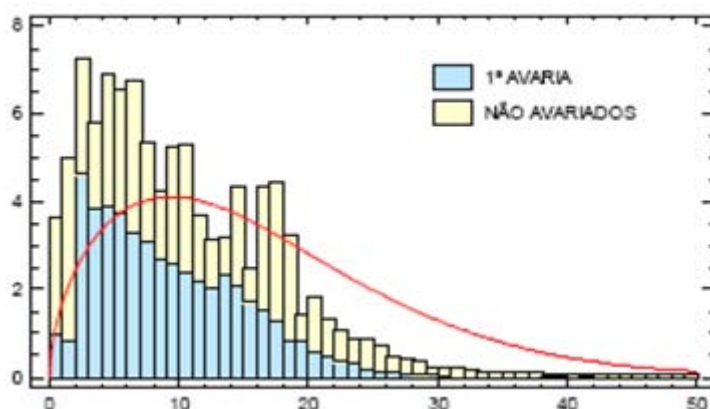


Figura 3.2: Vida útil dos transformadores

O risco de um transformador apresentar falha é em torno de 1,7% para o primeiro ano de vida, de 6,0% para os dez primeiros anos de vida e da ordem de 9% para os 20 anos de operação.

Transformadores urbanos apresentam maior longevidade que os rurais, com a metade das unidades de cada grupo com vida útil de até 17,0 e 13,7 anos, respectivamente. A vida útil da metade dos transformadores da classe 15 kV é de até 15,2 anos; os da classe 36,2 kV é de até 13,3 anos.

A vida útil dos transformadores de distribuição é, em geral, tanto maior quanto maior a potência nominal dos equipamentos cadastrados.

Transformadores incorporados ao sistema de distribuição por doação e adquiridos pelo processo “*turn-key*” apresentam vida, até a primeira falha de até 3,9 anos, para metade do conjunto analisado, e 98,9% deles tem uma expectativa de vida inferior a 20 anos. A taxa de falhas global do conjunto é muito significativa, da ordem de 16,8%. Para quase 280 mil transformadores em operação no sistema da distribuidora de energia, no início de 2003, verifica-se que a maioria tinha regime de carregamento máximo menor ou igual à sua capacidade nominal, especialmente os instalados na área rural.

Como a maior parte dos transformadores instalados na rede rural apresenta carregamentos inferiores a 25%, pode-se afirmar que a vida útil desse grupo não é determinada pelo carregamento imposto. Além disso, a vida útil calculada para pelo menos 60% dos transformadores em operação não supera a expectativa de vida de 20 anos, o que leva a concluir que o fim-de-vida das unidades instaladas é provocado por outras causas, não diretamente relacionada ao carregamento.

Dos 184 mil transformadores de distribuição já avariados, foi identificada a causa da falha em pouco mais de 63 mil unidades. Verifica-se incidência significativa de falhas em transformadores de distribuição decorrentes de descargas atmosféricas (62,5%). A segunda causa identificada de maior incidência aponta para a avaria ou regulação inadequada de dispositivos de proteção com aproximadamente 6% dos casos. Na sequência, curto-circuitos na rede causados por galhos de árvores e sobrecargas devidas ao desequilíbrio de cargas e tensões.

É interessante observar que 55,5% dos transformadores danificados por descargas atmosféricas já foram sucateados e que apenas 21,4% se encontram em operação, após recuperação ou reforma.

3.3 Dispositivo para a Indicação Visual de Sobrecarga em Transformadores de Distribuição

Foi feito o estudo da causa de queima de transformadores de distribuição por sobrecarga no sistema elétrico de outra concessionária de energia elétrica da região Nordeste do Brasil [42].

A queima de transformadores de distribuição por sobrecarga na empresa apresenta índices alarmantes de 10% do parque instalado ao ano. Suas causas são: o crescimento acelerado do Estado que chega a algumas regiões em níveis de 12% ao ano, a instalação de grande parte da carga em apenas uma das fases da máquina (geralmente a fase que possui os cabos da rede secundária mais próxima do solo), instalação por parte dos consumidores de grandes cargas sem que seja feito um comunicado a concessionária e principalmente a grande incidência de cargas clandestinas conectadas na rede da concessionária.

Ficou comprovada a ocorrência das queimas atribuídas à sobrecarga em apenas uma das fases dos transformadores, característica de regiões em que existe um desequilíbrio excessivo entre as correntes das fases do transformador, ocorrendo à queima geralmente na fase C que é a fase mais próxima do solo e por consequência a mais favorável para a instalação de novas cargas ou mesmo de cargas clandestinas.

3.4 Mitigação das Causas de Queima de Transformadores de Distribuição

Este trabalho parte de uma análise detalhada e estratificada das causas que ocasionam defeitos em transformadores de distribuição e realiza de forma sistemática e com maiores detalhes uma pesquisa de métodos e processos que possibilitam a sua redução. O objetivo é a melhoria da confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia [43].

Quatro alimentadores foram selecionados em regiões de cidades do estado de São Paulo, totalizando 902 estações transformadoras e apresentando uma porcentagem média de queima de 8,65% no período de agosto de 2000 a julho de 2001. Para a verificação das causas da queima foram utilizados os levantamentos de dados de uma concessionária de distribuição de energia do estado de São Paulo.

Do total de transformadores analisados e ilustrados na figura 3.3, 17 estavam instalados no fim de linha, 24 transformadores eram reformados, 33 possuíam o tanque enferrujado, nove apresentavam vazamento de óleo e outros nove apresentavam ferrugens e vazamentos de óleo.

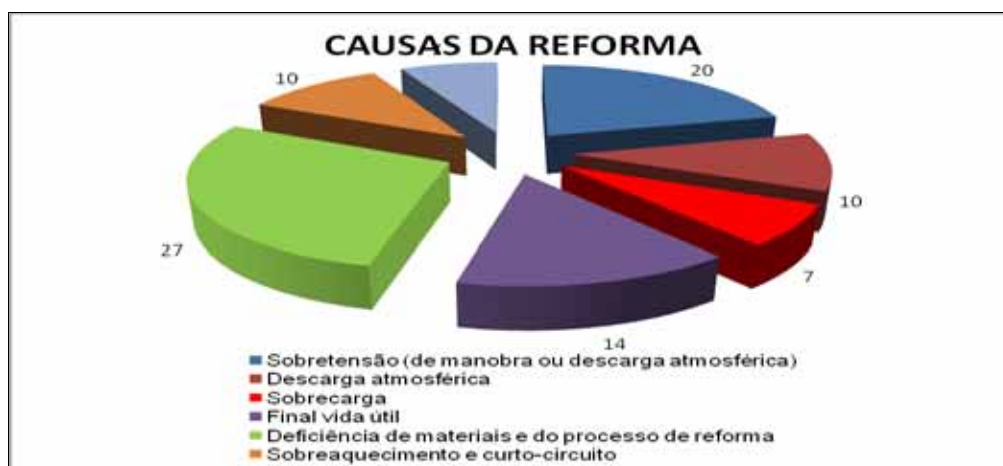


Figura 3.3: Gráfico referente às causas de defeitos em transformadores de distribuição.

Verificou-se que a vida média dos transformadores que é de 16 anos e 2 meses está abaixo dos 20 anos previstos pelos fabricantes como padrão. Os transformadores reformados apresentam uma vida média de 3 anos e 10 meses.

Admitir que os transformadores de distribuição pudessem operar com um carregamento de até 150% da potência nominal implica em risco de deterioração do isolante e de aparecimento de falhas quando da ocorrência de descarga elétrica ou curto-circuito. Na análise de laboratório, constatou-se que os transformadores trifásicos de maior potência são danificados por curto-circuito e os de menor potência, por descarga atmosférica.

Outro ponto importante observado é que a admissão do carregamento de 150% leva a um aumento da queda de tensão interna do transformador de distribuição, que pode atingir valores superiores a 5% de queda de tensão, dependendo das condições do fator de potência na rede secundária, na hora da demanda máxima.

O desequilíbrio de corrente na rede secundária agrava as condições de sobrecarga, além de aumentar a queda de tensão interna no transformador, acarretando inclusive uma tensão inadequada na rede secundária, o que é indesejável sob o ponto de vista Empresa – Consumidor.

A recomendação final é que, a título de prudência, o critério de carregamento do transformador de distribuição seja igual à potência nominal especificada pelo fabricante. Admitir uma sobrecarga de 20% para as condições de emergência e/ou transitórias.

3.5 Considerações

Apenas 8 de 26 transformadores de distribuição analisados no primeiro estudo atenderam satisfatoriamente as normas técnicas e um terço da amostra foi reprovada no ensaio dielétrico, apesar disto as perdas totais dos transformadores reformados apresentaram comportamento similar a dos transformadores novos.

Dos transformadores avariados metade deles possuía vida útil de 9 anos e somente menos de 1% possuía vida útil superior a 27 anos.

A vida útil de metade dos transformadores de distribuição cadastrados na concessionária é de 14,4 anos e também foi demonstrado que transformadores instalados em área urbana apresentam maior vida útil que os de área rural devido a maior incidência de descarga atmosférica nestes equipamentos. Apenas 20% das unidades transformadores danificadas por este motivo foram recuperadas.

No outro estudo também temos a descarga atmosférica como a principal causa da retirada de operação dos equipamentos com uma vida útil de 16 anos.

Outro importante fator da retirada de operação dos transformadores é a sobrecarga devido a ligações clandestinas.

O desequilíbrio de corrente na rede secundária agrava as condições de sobrecarga, além de aumentar a queda de tensão interna no transformador, ressaltando o critério de carregamento do transformador de distribuição como fundamental para a não ocorrência de sobrecargas.

CAPÍTULO 4 - CAUSAS E ETAPAS DA REFORMA DE TRANSFORMADORES

No Aurélio [44] a definição para a palavra recuperado é: “recobrado os valores perdidos, adquirido novamente” e para o termo reformado é “reabilitado”. Na prática usam-se os termos como sinônimos.

O envelhecimento do aço silício, do aço carbono e do cobre é lento. Já a isolação sólida (papel Kraft) e o óleo mineral possuem um envelhecimento mais acelerado.

O ponto mais quente do transformador corresponde à parte superior do enrolamento primário. No entanto, a parte mais fria corresponde à parte inferior do enrolamento primário também, localizado próximo à entrada do óleo que acabou de circular pelos radiadores [23].

Alguns valores são citados para comprovar a importância da temperatura na vida útil do papel isolante [23]:

- Para uma temperatura de 40 °C no ponto mais quente do transformador a vida útil do papel KRAFT 55 °C é de 12.900 anos;
- Para uma temperatura de 80 °C no ponto mais quente do transformador a vida útil do papel KRAFT 55 °C é de 56 anos;
- Para uma temperatura de 100 °C no ponto mais quente do transformador a vida útil do papel KRAFT 55 °C é de 10 meses;

Isto se deve ao fato de que as grandes variações de temperatura resultam na carbonização do óleo isolante, formando gases que provocam alterações no seu *pH*, tornando-o mais ácido e aumentando o nível de oxidação. Esses novos produtos formados no interior do óleo causam o envelhecimento do papel isolante e encurtam a vida útil do transformador.

Nas figuras 4.1 e 4.2 tem-se uma amostra de como os transformadores encontram-se quando são encaminhados para a reforma.



Figura 4.1: Transformadores de distribuição enviados para reforma.



Figura 4.2: Transformadores de distribuição enviados para reforma

Primeiramente os transformadores são analisados para a detecção da presença de PCB's. O equipamento de cromatografia a gás, mostrado na figura 4.3, mede o nível de PCB's através da análise da amostra do óleo retirado de 50 transformadores. Se for detectado na análise deste conjunto alto nível de PCB, a mesma é separada em lotes de 10 até a localização da unidade transformadora contaminada. Assim o equipamento é enviado para uma empresa especializada no tratamento e descarte de todo o material.



Figura 4.3: Equipamento de cromatografia a gás.

Se não forem constatados níveis de PCB's acima da legislação, as peças são abertas para a determinação da causa da reforma e análise dos serviços a serem executados. Esta abertura e definição da causa é acompanhada por um inspetor da concessionária.

Foram analisados 495 relatórios de ensaios de transformadores reformados de propriedade de uma importante concessionária de energia do país com as seguintes divisões de potências: 202 unidades de 15 kVA, 153 de 30 kVA e 140 peças de 45 kVA. As reformas foram feitas entre maio e outubro de 2010. Todos os transformadores são: trifásicos, com ligação área convencional, frequência de 60 Hz, alta tensão de 13,80 kV e baixa de 220/127 V, tipo de ligação Dyn1.

4.1 Causas da Reforma

Os 495 transformadores de distribuição foram reformados por uma empresa do interior do Estado de São Paulo. As causas são divididas em 14 grupos e listadas no Quadro 4.1 [27].

Quadro 4.1: Causas da reforma dos 495 transformadores.

Código	Causas da Reforma
1	Sem defeito
2	Infiltração de água
3	Defeito Construtivo
4	Falha da Reforma
5	Núcleo Solto
6	Conectores
7	Corrosão
8	Descarga atmosférica
9	Curto-circuito interno
10	Curto-circuito externo
11	Manuseio inadequado
12	Sobrecarga
13	Vazamento de óleo
14	Contaminação por PCB

Todas as causas serão ilustradas com figuras e uma breve explicação da razão do transformador ser inserido neste grupo [45].

4.1.1 Infiltração de Água

A infiltração de água pode ser verificada pela ferrugem na parte interna do tanque, a figura 4.4 ilustra a corrosão na estrutura de fixação dos enrolamentos e do núcleo.



Figura 4.4: Detalhe do transformador retirado de operação por infiltração de água.

4.1.2 Defeito Construtivo

O defeito construtivo mostrado na figura 4.5 caracteriza-se pela ocorrência de erros de projeto durante a fase de concepção do equipamento em confronto com os requisitos operacionais, ou então pelo uso de materiais defeituosos, erro de produção ou de montagem.

A identificação de problemas dessa natureza nem sempre ocorre durante a etapa de ensaios em fábrica uma vez que determinados defeitos tornam-se detectáveis somente após a utilização do equipamento em regime de operação.

Não existe padrão específico de falha a partir de um defeito de fabricação, dado que são inúmeros os componentes de um transformador e os processos de manufatura envolvidos. O mesmo só pode ser detectado após a abertura do transformador.



Figura 4.5: Defeito construtivo destacado em azul.

4.1.3 Corrosão

A corrosão afeta principalmente o tanque do transformador e pode ter como causa uma falha na preparação para a pintura do tanque ou no próprio processo de pintura, na figura 4.6 é retratado um transformador em adiantado processo de corrosão.

O processo anticorrosivo mais comumente utilizado é o de decapagem do tanque através de jateamento abrasivo que deve ser feito após a conclusão do processo de soldagem. Em seguida deve ser aplicada internamente uma tinta que serve de base antiferruginosa com espessura mínima de 30 μm que não afete nem

seja afetada pelo óleo. Os equipamentos mais atingidos são os localizados em áreas com alta salinidade.



Figura 4.6: Transformador em acelerado processo de corrosão.

4.1.4 Descarga Atmosférica

Quando a descarga atmosférica atinge o transformador, geralmente em algum terminal, ou em função da limitação da proteção por conta da capacidade e distância dos pára-raios instalados nas linhas. Os danos podem ocorrer a partir da ruptura da isolação entre espiras de um mesmo enrolamento, normalmente próximo ao terminal atingido, entre bobinas ou até mesmo contra partes aterradas como o núcleo e partes do tanque. No transformador da figura 4.7 a fase B foi afetada.



Figura 4.7: Transformador com a fase C danificada por descarga atmosférica.

4.1.5 Curto Circuito Interno

Durante o funcionamento normal, os enrolamentos dos transformadores são submetidos a esforços mecânicos de origem elétrica, motivo pelo qual as bobinas são montadas e prensadas na parte ativa.

Além desses esforços, um transformador também está sujeito à ocorrência de curto-circuitos no sistema por ele alimentado, resultando na ação de esforços eletrodinâmicos de grande intensidade. A referência quanto à suportabilidade de um transformador a esse tipo de fenômeno é definida pelo fabricante a partir de normas que estabelecem limites máximos de amplitude e duração de curto-circuitos. Um transformador com curto-circuito interno é mostrado na figura 4.8.

Ocorre que na prática, quando há uma falha no sistema, esses limites podem ser excedidos em função de particularidades das proteções utilizadas, características do sistema elétrico em que o transformador está instalado e também do tipo de ocorrência.

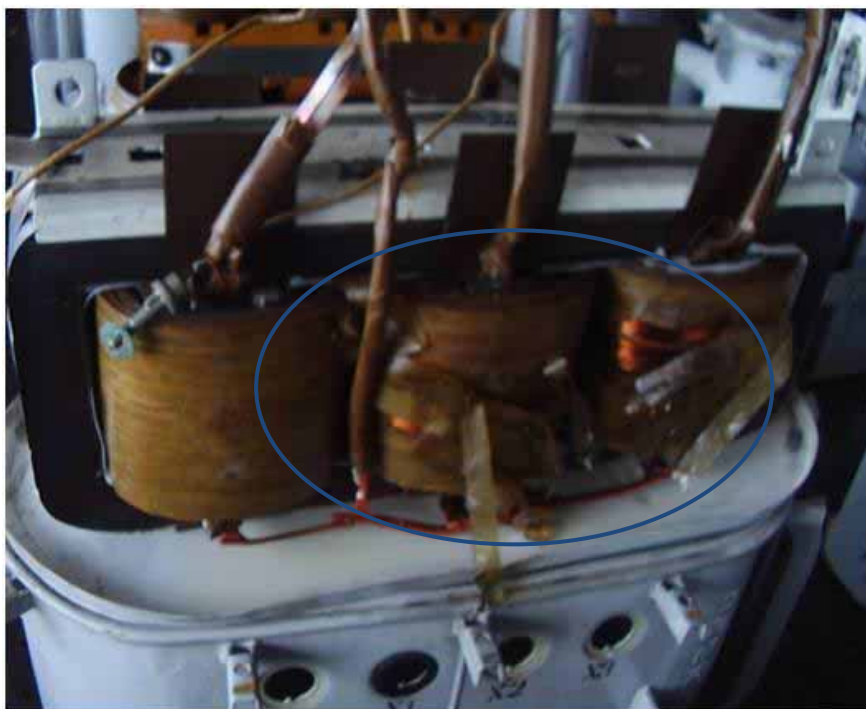


Figura 4.8: Transformador em curto-circuito interno.

Do ponto de vista mecânico, os esforços provocam deformações nos enrolamentos que podem ser divididas em dois tipos:

- Deformações elásticas: são reversíveis e não causam mudança estrutural das bobinas. Esse tipo de deformação não deve trazer implicações ao funcionamento do transformador;
- Deformações plásticas: são mecanicamente irreversíveis, provocando a alteração permanente da estrutura dos condutores, bem como o deslocamento e quebra de suportes isolantes e calços. Neste caso, há deformação das bobinas, fragilização do sistema isolante por atrito e esforços mecânicos, podendo resultar em curto-circuito entre espiras.

4.1.6 Manuseio Inadequado

O transformador é um equipamento robusto e seu manuseio requer atenção e utilização de caminhão guindauto para a instalação do mesmo no poste de energia.

Também podem ocorrer falhas no manuseio no pátio de armazenagem feito através de empilhadeiras. O transformador da figura 4.9 sofreu ao que parece uma queda de uma altura considerável.



Figura 4.9: Transformador totalmente danificado por manuseio inadequado.

4.1.7 Sobrecarga

É quando o transformador é submetido a um carregamento superior a potência nominal por um período em que a temperatura limite do mesmo é ultrapassada [23].

A norma 5416/91 – Aplicação de Carga em Transformadores de Potência – Procedimentos estabelece as condições básicas para que seja feito com segurança o cálculo de carregamento de um transformador numa condição particular de carga. A carga limite pela norma é de 150% e a temperatura é de 55 °C. A temperatura final dos enrolamentos é definida como sendo a temperatura ambiente mais a elevação máxima de temperatura permitida. Geralmente em unidades seladas ocorre uma

expansão do líquido isolante com o aumento da temperatura e, conseqüente, uma sobrepressão no tanque.

A sobrecarga também degrada a isolação devido ao aumento da temperatura conjugada à presença do oxigênio e da água. Na figura 4.10 tem-se uma amostra da situação de uma bobina submetida à sobrecarga.

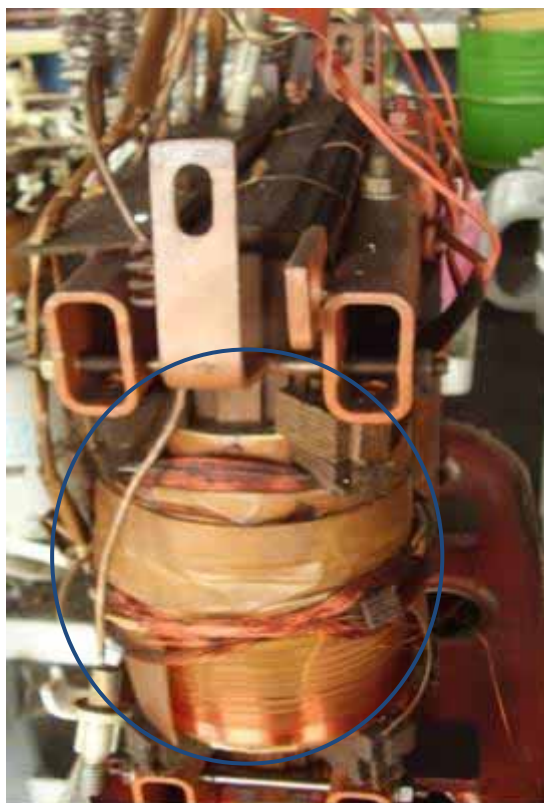


Figura 4.10: Detalhe de uma bobina submetida à sobrecarga.

4.1.8 Vazamento de Óleo

O vazamento do óleo ocorre quando o tanque do transformador apresenta falha no procedimento de soldagem ou nas juntas de vedação. Na figura 4.11 um transformador com o ponto inicial do vazamento destacado.

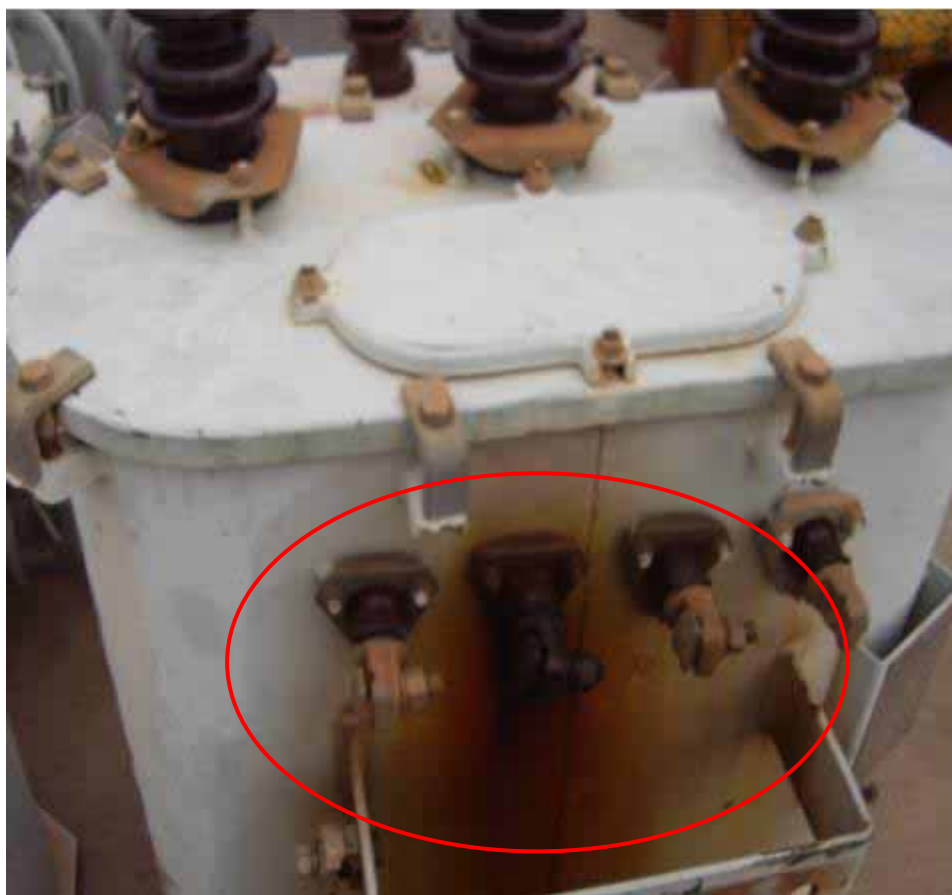


Figura 4.11: Transformador com vazamento de óleo.

4.2 Etapas da Reforma

As etapas da reforma foram divididas segundo o quadro de orçamentos da empresa reformadora para facilitar a somatória dos serviços executados em cada unidade.

4.2.1 Substituição de Enrolamentos de Alta e Baixa Tensão

Os enrolamentos são formados de bobinas primárias e secundárias [23]. Os fios são normalmente de cobre eletrolítico, isolados com esmalte, fitas de algodão ou papel especial. A classe dos enrolamentos deve ser:

- Classe A – temperatura limite de 105 °C;

Os enrolamentos são fabricados com condutor de cobre cuja função é transformar a tensão disponível para uma tensão desejada em uma determinada potência. Como não foi trocado o núcleo, conservou-se o formato dos enrolamentos originais divididos em 02 grupos: tipo camada e panqueca.

4.2.1.1 Enrolamento Tipo Camada

É o caso mais comum na execução dos enrolamentos dos transformadores de distribuição, onde são empregados fios de pequena seção. Neste caso os fios são enrolados em formação helicoidal com espiras sucessivas e imediatamente adjacentes, podendo ter uma ou mais camadas. No final é obtida uma bobina única.

4.2.1.2 Enrolamento Tipo Panqueca

Também conhecido como disco, é um enrolamento constituído de várias seções ou pequenas bobinas enroladas de forma helicoidal com espiras sucessivas e imediatamente adjacentes. As panquecas são montadas verticalmente e ligadas em série. Normalmente são utilizadas em enrolamentos primários de transformadores de distribuição. Do ponto de vista de manutenção são economicamente viáveis já que para pequenas falhas internas no transformador em geral somente uma panqueca precisa ser substituída, em vez do enrolamento

completo da coluna correspondente. As figuras 4.12 e 4.13 apresentam os enrolamentos montados no núcleo.



Figura 4.12: Enrolamentos novos em vermelho e usados em azul.



Figura 4.13: Enrolamentos já montados no núcleo de transformadores reformados.

A empresa reformadora alterou as perdas nos enrolamentos para a adequação com os valores contratuais. Muitas vezes isto pode ser feito alterando-se a bitola do fio de cobre utilizado na fabricação destas peças. As bobinas de baixa tensão são constituídas de fios de seção retangular e as de alta tensão de fios de cobre de seção circular e menor quando comparada com o enrolamento de baixa tensão [26].

4.2.2 Parte Ativa

A Parte Ativa é composta pelo núcleo mais os enrolamentos de alta e baixa tensão, correspondendo ao coração do transformador. Com os enrolamentos concluídos inicia-se a montagem dos mesmos sobre o núcleo completando-se com a execução das conexões e colocação dos comutadores. Na figura 4.14 as conexões são ilustradas em detalhe [23].

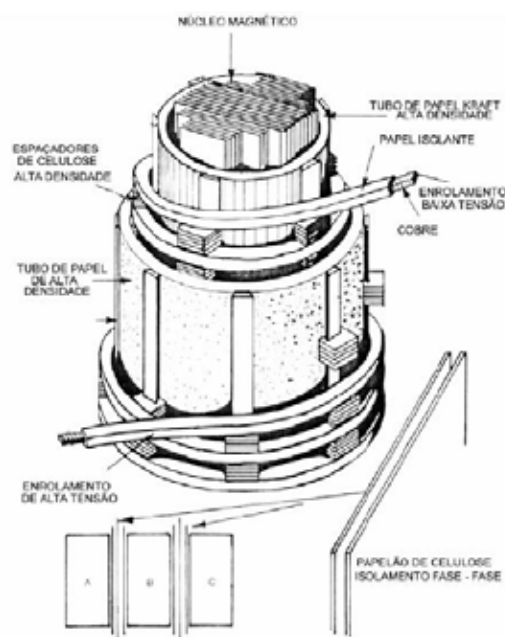


Figura 4.14: Parte ativa de um transformador de distribuição.

Após a montagem do núcleo o transformador é submetido a uma circulação de ar quente e depois levado à estufa, onde passará pela secagem da parte ativa para a retirada de toda a água impregnada na isolação em consequência do próprio meio ambiente. Os processos de secagem mais comumente utilizados são:

- Secagem em estufas com ar quente;
- Secagem em estufas através de vapor de solvente.

O tempo de secagem pode oscilar de cerca de 10 horas até cinco dias. Na figura 4.15 é mostrado o interior de uma estufa de secagem.



Figura 4.15: Vista de dentro da estufa com vários núcleos em processo de secagem.

Concluído o processo de secagem, o núcleo está pronto para ser colocado dentro da carcaça. Após a colocação do núcleo o transformador é preenchido com óleo isolante.

4.2.3 Óleo Isolante

Os líquidos isolantes apresentam baixa viscosidade e são destinados à refrigeração de transformadores ao transferir o calor gerado por efeito Joule às paredes do tanque. Possuem uma elevada rigidez dielétrica, que ao impregnar-se nos elementos isolantes, aumenta o poder destes materiais [23].

Há três tipos diferentes de óleo isolantes atualmente comercializados no Brasil:

- Óleo tipo A ou naftênico;
- Óleo tipo B ou parafínico;
- Óleo de silicone.

4.2.3.1 Óleo Naftênico

O óleo naftênico é feito do petróleo geralmente importado do Oriente Médio e o óleo parafínico foi desenvolvido pela Eletrobrás em parceria com a Petrobras.

4.2.3.2 Óleo Parafínico

O óleo parafínico é o fluido mais comumente utilizado em transformadores. Tem a sua origem num processo químico de fracionamento do petróleo, para logo em seguida ser submetido a um rigoroso sistema de refinação. Apresenta baixo ponto de combustão.

O óleo mineral deve estar livre de impurezas, tais como umidade, poeiras e outros agentes que afetem sensivelmente o seu poder dielétrico, que não deve ser inferior a 30 kV/mm. Contudo, o tempo provoca um processo de envelhecimento do óleo que resulta na formação de ácidos que são prejudiciais aos materiais isolantes do transformador, tornando-se imprestável para uso em equipamentos elétricos.

Todos os transformadores reformados utilizam este tipo de óleo. Os óleos isolantes utilizados em transformadores podem ser regenerados. A figura 4.16 apresenta amostras de óleo novo (mais claro) e usado (mais escuro).



Figura 4.16: Óleo mineral isolante novo (mais claro) e usado.

Um dos principais fatores de degradação do óleo em transformadores é a sobrecarga que provoca uma elevação de temperatura, às vezes, acima dos limites admissíveis. O contato do óleo com o ar ambiente (oxigênio) também é um fator de degeneração, o que geralmente ocorre durante a abertura do transformador para a troca de tapes e outros serviços necessários.

O óleo mineral quando perde as suas qualidades dielétricas, pode ser regenerado através da aplicação de produtos químicos especiais denominados

inibidores. Também pode ser recuperado através de sua passagem por um filtro-prensa, largamente utilizado nos trabalhos de manutenção de transformadores.

4.2.4 Radiadores e Tanque

O Tanque é a parte metálica do transformador que abriga o núcleo e o óleo isolante, transmitindo o calor gerado na parte ativa ao meio exterior e também é onde são fixados os suportes de sustentação dos transformadores para colocação nos postes [23]

O núcleo é fixado através de parafusos e em seguida é introduzido no interior do tanque e depois o tanque recebe o óleo mineral isolante na quantidade adequada ao projeto do transformador.

Os transformadores com potência de 15 kVA possuem um tanque com formato ovalado. Para grandes transformadores além do tanque também são necessários radiadores. O Quadro 4.2 mostra os valores da espessura das chapas que são empregadas na construção de diferentes partes do tanque dos transformadores de distribuição:

Quadro 4.2: Espessura de chapas de tanque

Potência do Transformador		Espessura Mínima	
(kVA)	Tampa	Corpo	Fundo
$P \leq 15$	1,90	1,90	1,90
Superior a 15 e ≤ 225	2,65	2,65	3,15

A área de dissipação dos radiadores somada à área do tanque propriamente dito deve ser suficiente para dissipar todo o calor gerado pelas perdas internas do transformador. A espessura mínima dos radiadores é de 1,6 mm. O tanque está sujeito a processos acelerados de corrosão. A utilização genérica é a da chapa de aço carbono ASTM-1020 tratada através do método da decapagem por jateamento abrasivo ou processo químico. Isto é feito depois de concluído todo o processo de soldagem. Em seguida deve ser aplicada internamente uma tinta que serve de base antiferruginosa, com espessura mínima de 30 μm e que não afete nem seja afetada pelo líquido isolante.

A pintura externa é composta com uma base antiferruginosa com espessura mínima, quando seca, de 40 μm por cima da qual é aplicada uma tinta de acabamento compatível com a base utilizada também com espessura de 40 μm , o que é conseguido com a aplicação de duas demãos de tinta. Os tanques já pintados são mostrados nas figuras 4.17 e 4.18.



Figura 4.17: Tanques de transformadores fabricados pela reformadora.



Figura 4.18: Tanques de transformadores fabricados pela reformadora.

Posteriormente, são montadas as buchas e os acessórios e o transformador está pronto para ser testado.

4.2.5 Laboratório de Ensaio

O laboratório da empresa reformadora é certificado e calibrado com validade para o ano de 2010. A figura 4.19 mostra o analisador digital trifásico de grandezas elétricas, o medidor digital trifásico de relação de transformação, a ponte trifásica Kelvin.



Figura 4.19: Bancada de testes da empresa reformadora

Todos os transformadores reformados foram ensaiados e são fornecidos com o relatório de ensaios. A figura 4.20 retrata um destes relatórios (retirou-se o nome da distribuidora de energia e o número de seu equipamento). Foram tabelados todos os 495 relatórios estudados, com destaque para o ano de fabricação, massa, marca, perdas em vazio, nos enrolamentos e totais, causa da queima (na verdade da reforma) e código dos serviços executados.

RELATÓRIO DOS ENSAIOS DE TRANSFORMADOR																							
ENSAIO DE ROTINA DO TRANSFORMADOR COM AS CARACTERÍSTICAS ABAIXO:																							
CLIENTE : NÚMERO : POTÊNCIA [kVA]: FASES : 3 LIGAÇÃO: Triângulo/Estrela Dyn1 TIPO : AEREO CONVENCIONAL MODELO :	FREQUÊNCIA [Hz]: 60 TENSÕES A.T. [kV]: 13,80 a 13,20 TENSÕES B.T. [V]: 220/127 DERIVAÇÕES : 2 A.T. LIGADA EM [kV]: 13,80 B.T. LIGADA EM [V]: 220	CORRENTE A.T. [A]: 0,63 CORRENTE B.T. [A]: 39,36 DATA FABRICAÇÃO : 1969 ESTADO : USADO MASSA [Kg]: 200 MARCA : AEG																					
ENSAIO DE RESISTÊNCIA ÔHMICA DOS ENROLAMENTOS H1H2: 211,00 [OHMS] X1X2: 52,09 [mOHMS] H1H3: 209,63 [OHMS] X1X3: 52,39 [mOHMS] H2H3: 209,92 [OHMS] X2X3: 52,21 [mOHMS] Enrol. TS: Cobre Enrol. TI: Cobre TEMPERATURA AMBIENTE [°C]: 33,0		DESLOCAMENTO ANGULAR 30 Graus																					
RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO LEITURA AT/BT [MOHMS]: 30000 LEITURA AT/MASSA [MOHMS]: 20000 LEITURA BT/MASSA [MOHMS]: 15000 TENSÃO DO MEGÔMETRO [V]: 5000	TENSÃO APLICADA AT/BT À MASSA [kV]: 25,50 BT/AT À MASSA [kV]: 7,50 FREQUÊNCIA [Hz]: 60 TEMPO DO ENSAIO [s]: 60	TENSÃO INDUZIDA TENSÃO INDUZIDA [V]: 330 FREQUÊNCIA [Hz]: 120 TEMPO DO ENSAIO [s]: 60 MÉTODO DO ENSAIO : NORMAL																					
ENSAIO DE RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 20%;">TAP [V]:</td> <td style="width: 20%;">13800</td> <td style="width: 20%;">13200</td> <td style="width: 20%;"></td> </tr> <tr> <td>FASE 1 :</td> <td>108,69</td> <td>103,95</td> <td></td> </tr> <tr> <td>FASE 2 :</td> <td>108,66</td> <td>103,94</td> <td></td> </tr> <tr> <td>FASE 3 :</td> <td>108,82</td> <td>104,07</td> <td></td> </tr> <tr> <td>ERRO[%]:</td> <td>0,16</td> <td>0,14</td> <td></td> </tr> </table>				TAP [V]:	13800	13200		FASE 1 :	108,69	103,95		FASE 2 :	108,66	103,94		FASE 3 :	108,82	104,07		ERRO[%]:	0,16	0,14	
TAP [V]:	13800	13200																					
FASE 1 :	108,69	103,95																					
FASE 2 :	108,66	103,94																					
FASE 3 :	108,82	104,07																					
ERRO[%]:	0,16	0,14																					
ENSAIO EM VAZIO TENSÃO DO ENSAIO [V]: 220 CORRENTE DE EXCITAÇÃO [A]: 1,67 CORRENTE DE EXCITAÇÃO [%]: 4,24 PERDAS EM VAZIO [W]: 103		ENSAIO EM CURTO CIRCUITO CORRENTE DE CURTO CIRCUITO [A]: 0,63 TENSÃO DE CURTO CIRCUITO [V]: 475,02 POTÊNCIA DE CURTO CIRCUITO [W]: 253 TEMPERATURA AMBIENTE [°C]: 33,0																					
VALORES CORRIGIDOS A 75 [°C] PERDAS NOS ENROLAMENTOS [W]: 291 PERDAS TOTAIS [W]: 393 RENDIMENTO A PLENA CARGA [%]: 97,4 IMPEDÂNCIA DE CURTO CIRCUITO [%]: 3,57		ENSAIO DE PINTURA Espessura da Camada: (ASTM E 376) <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%;">ESPECIFICAÇÃO:</td> <td style="width: 10%;">120</td> <td style="width: 30%;">PINTURA DE FUNDO:</td> <td style="width: 10%;">80</td> </tr> <tr> <td>MÍNIMO :</td> <td>120</td> <td>PINTURA FINAL :</td> <td>120</td> </tr> <tr> <td>MÉDIO :</td> <td>130</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>MÁXIMO :</td> <td>160</td> <td>Unidade:</td> <td>[microns]</td> </tr> </table> Aderência (MB 985) GRAU:		ESPECIFICAÇÃO:	120	PINTURA DE FUNDO:	80	MÍNIMO :	120	PINTURA FINAL :	120	MÉDIO :	130			MÁXIMO :	160	Unidade:	[microns]				
ESPECIFICAÇÃO:	120	PINTURA DE FUNDO:	80																				
MÍNIMO :	120	PINTURA FINAL :	120																				
MÉDIO :	130																						
MÁXIMO :	160	Unidade:	[microns]																				
ENSAIOS DO ÓLEO ISOLANTE TIPO DO ÓLEO : OLEO TIPO A RIGIDEZ DIELÉTRICA: 67,00 [Kv] (MB 330) TENSÃO INTERFACIAL: 45,00 [mN/m] (MB 320) TEOR DE ÁGUA : 14,10 [ppm] (MB 936) DENSIDADE : 0,870 (MB 104) IND. NEUTRALIZAÇÃO: <0,01 [mgKOH/g] (ASTM D 974) F.P. A 100 [°C]: 0,17 [%] (ASTM D 924) F. DISS. A 90 [°C]:		ESTANQUEIDADE E RESISTÊNCIA À PRESSÃO PRESSÃO [Kgf/cm2]: 0,7 TEMPO [Horas]: 1																					
OBSERVAÇÕES CAUSA DE QUEIMA = 07 COD. = 01-18-21-23-26-37-41-59 Número Cia: Normas: NBR5356-1:2007, NBR5440:1990																							

Figura 4.20: Um dos 495 relatórios de testes analisados.

Quando o transformador é aprovado nos testes ele é embalado e está pronto para ser utilizado novamente. A figura 4.21 mostra os transformadores em embalagens para transporte.



Figura 4.21: Transformadores embalados e prontos para utilização.

4.3 Instalação dos Transformadores de Distribuição

Finalmente ilustraram-se como os transformadores de distribuição são conectados ao sistema elétrico através de postes sendo esta a maneira mais usual de instalação no sistema elétrico na figura 4.22.



Figura 4.22: Transformadores de distribuição instalados em postes.

4.4 Considerações

Os transformadores foram reformados sem que seu núcleo fosse alterado. Na reforma as partes danificadas foram substituídas depois da constatação da causa da retirada de operação dos equipamentos.

As principais causas da reforma foram curto-circuito externo, sobrecarga e descarga atmosférica.

Todos os serviços executados foram destacados e os dados como ano de fabricação, fabricante, perdas em vazio e no cobre, causa da retirada de operação foram destacados. Depois de reformados as unidades foram ensaiadas para a verificação se suas características elétricas estão de acordo com o contrato firmado entre a reformadora e a empresa de distribuição de energia proprietária dos transformadores.

CAPÍTULO 5 - VIABILIDADE DA REFORMA ATRAVÉS DA ANÁLISE DOS RELATÓRIOS DE ROTINA

Foram analisados 495 transformadores de distribuição de propriedade de uma grande concessionária de energia elétrica divididos em 202 unidades de 15 kVA, 153 de 30 kVA e 140 de 45 kVA reformados por uma empresa do interior do Estado de São Paulo.

Todos os transformadores são de 13,8 kV / 220 V, 60 Hz nas potências de 15, 30 e 45 kVA. Primeiramente, os mesmos são analisados para a detecção da presença de PCB. Se estes limites forem ultrapassados os equipamentos são imediatamente enviados para uma empresa especializada no tratamento e descarte de todo o material contaminado. Se não forem constatados níveis acima da legislação de PCB, as unidades transformadoras são abertas para a determinação da causa da reforma.

Todos os dados obtidos dos relatórios foram inseridos em uma planilha do Excel e seus valores foram matemática e estatisticamente tratados.

5.1 Causas da Reforma dos Transformadores Analisados

Os três principais fatores responsáveis pela reforma para os transformadores de 15 kVA são: 38,61% por sobrecarga, 20,30% por descarga atmosférica e 16,34% por curto-circuito externo, conforme ilustra a figura 5.1.

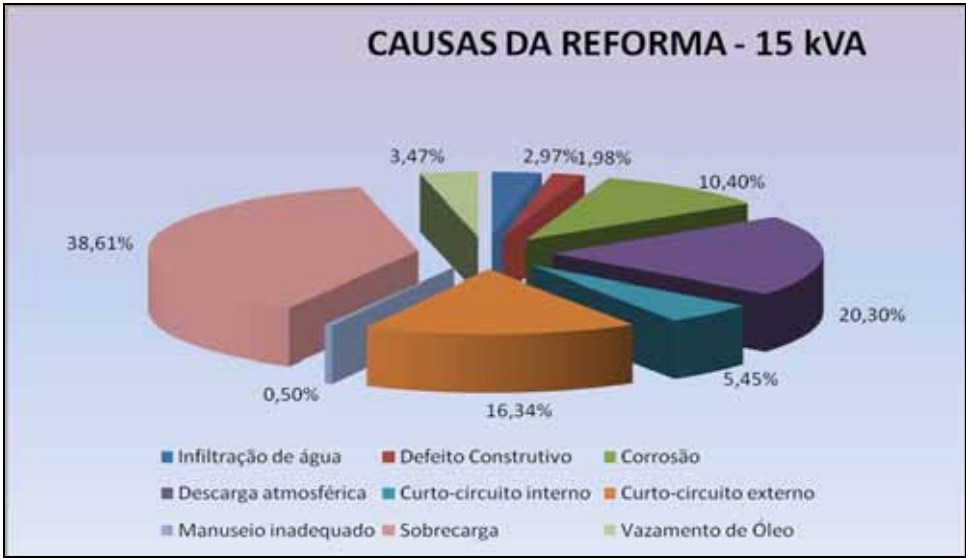


Figura 5.1: Causas da reforma das 202 unidades de transformadores de 15 kVA.

Os três principais fatores responsáveis pela reforma para os transformadores de 30 kVA são: 35,29% por curto-circuito externo, 22,88% por sobrecarga e 15,03% por descarga atmosférica, conforme ilustra a figura 5.2.

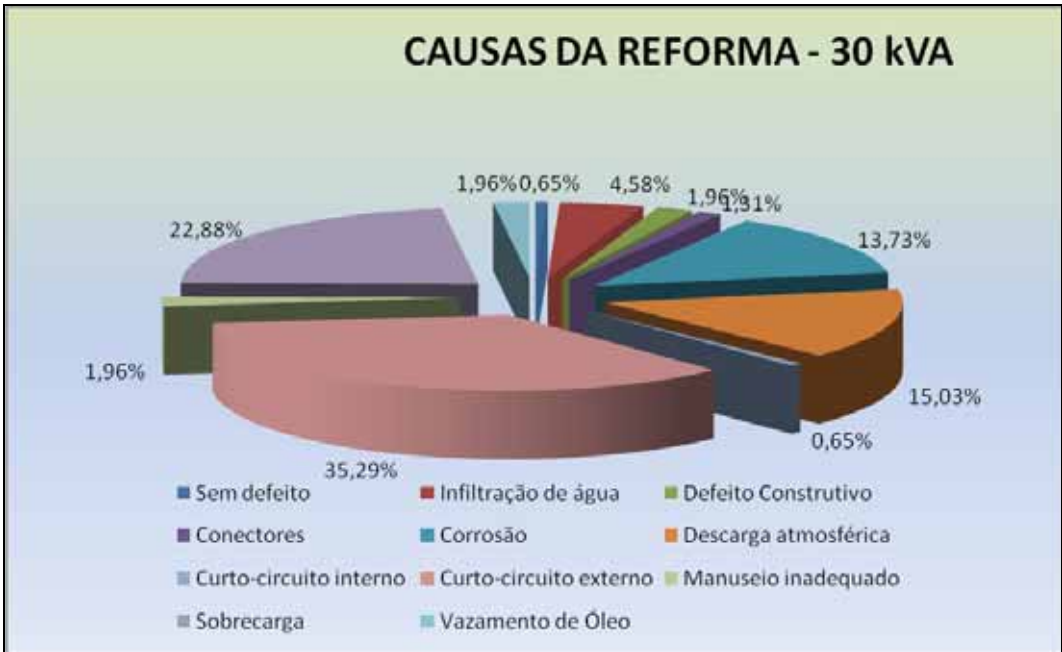


Figura 5.2: Causas da reforma das 153 unidades de transformadores de 30 kVA.

Os três principais fatores responsáveis pela reforma para os transformadores de 45 kVA são: 33,57% por curto-circuito externo, 17,86% por defeito construtivo e 15,71% por corrosão, conforme ilustra a figura 5.3.

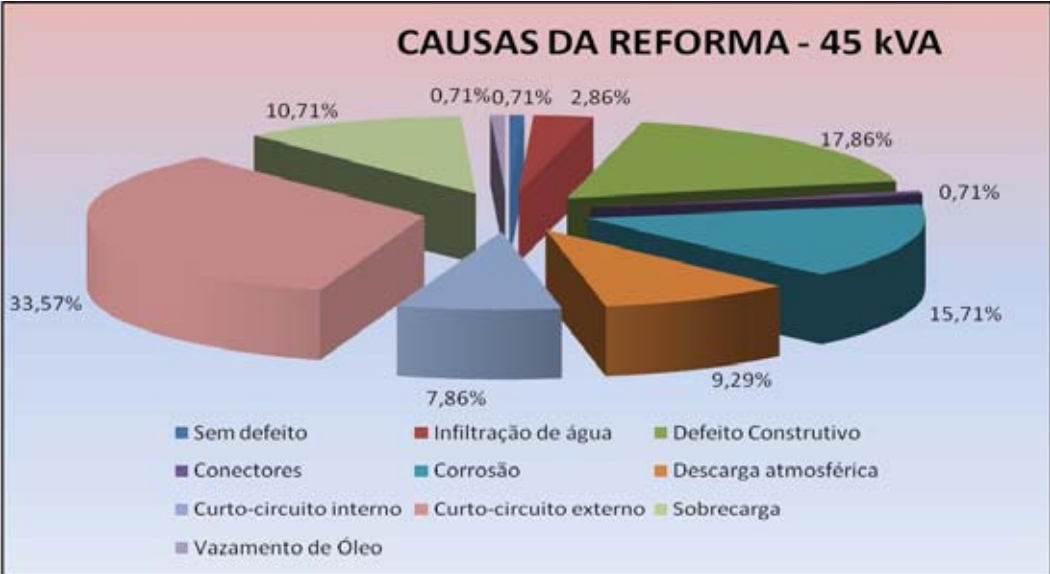


Figura 5.3: Causas da reforma das 140 unidades de transformadores de 45 kVA

No conjunto geral tem-se que 27,07% dos transformadores foram reformados devido a curto-circuito externo, 25,86% a sobrecarga e 15,56% por descarga atmosférica, conforme está ilustrado na figura 5.4.

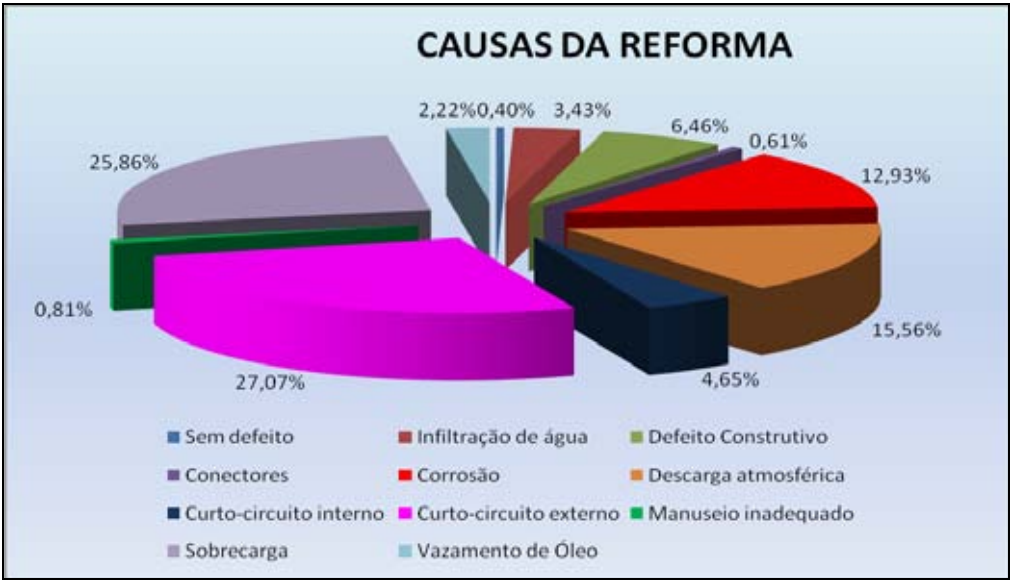


Figura 5.4: Causas da reforma das 495 unidades de transformadores.

5.2 Ano de Fabricação e Expectativa de Vida

Os transformadores de 15 kVA foram fabricados no período de 1969 a 2008, sendo 31,68% na década de 70; 28,22% na década de 80 e 15,84% após o ano de 2001 até o ano de 2008. A figura 5.5 mostra a divisão dos transformadores de 15 kVA por década de fabricação.

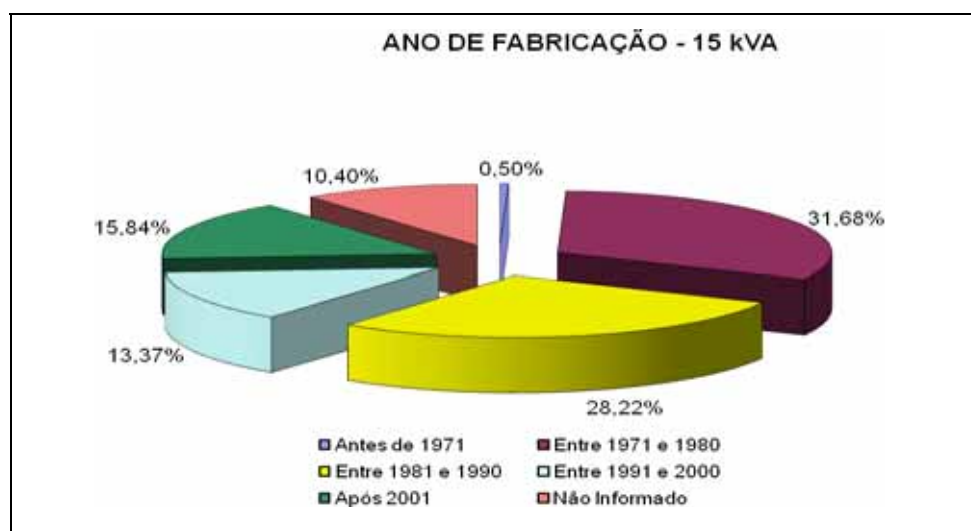


Figura 5.5: Divisão por década de fabricação dos transformadores de 15 kVA.

Os transformadores de 30 kVA foram fabricados no período de 1968 a 2008, sendo 30,07% na década de 90; 23,53% na década de 70 e 21,57% na década de 80. A figura 5.6 mostra a divisão dos transformadores de 30 kVA por década de fabricação.

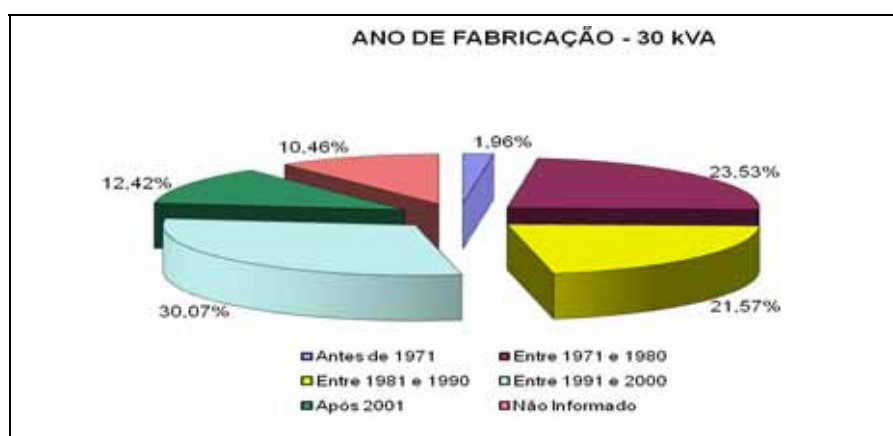


Figura 5.6: Divisão por década de fabricação dos transformadores de 30 kVA.

Os transformadores de 45 kVA foram fabricados no período de 1968 a 2006, sendo 35,71% na década de 90; 19,29% após o ano de 2001 até 2006 e 17,86% na década de 70. A figura 5.7 mostra a divisão dos transformadores de 45 kVA por década de fabricação.

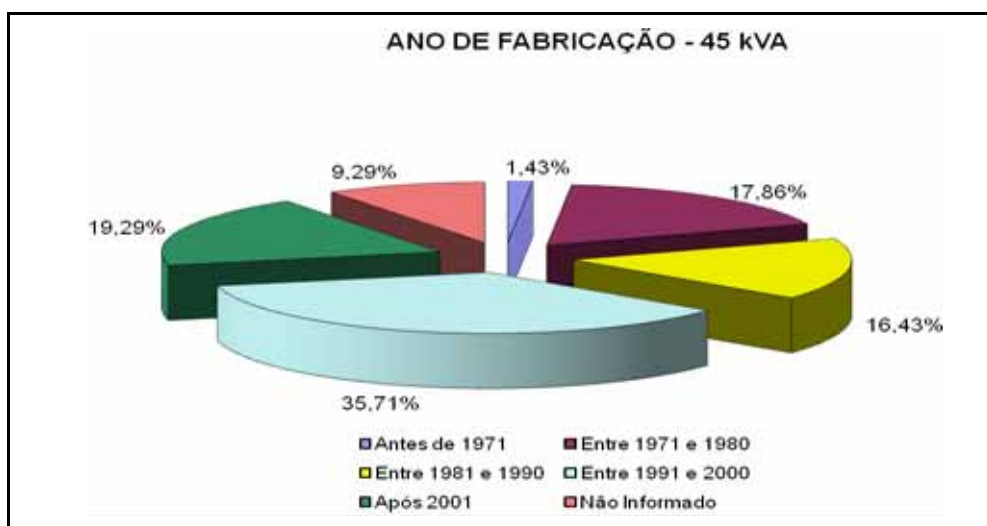


Figura 5.7: Divisão por década de fabricação dos transformadores de 45 kVA.

Para os 495 equipamentos analisados temos a seguinte divisão por período de fabricação 25,25% na década de 70; 24,85% na década de 90 e 22,83% na década de 80. A figura 5.8 mostra esta divisão.

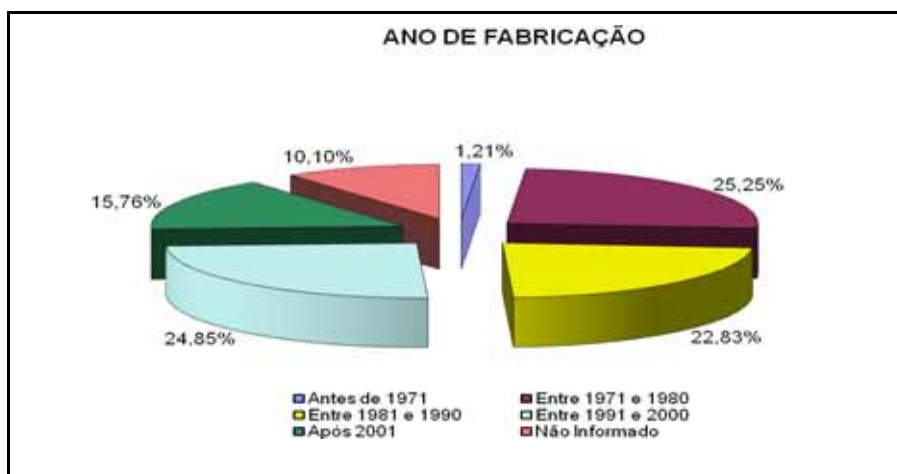


Figura 5.8: Divisão por década de fabricação dos 495 transformadores.

A expectativa de vida útil de um transformador de distribuição adotada neste trabalho foi de 20 anos. Para este valor 49,29% dos transformadores excederam sua expectativa de vida contra 40,61% que foram reformados antes do transformador

atingir 20 anos de operação. A divisão está ilustrada na figura 5.9, ressaltando que 21,21% dos transformadores possuem de 11 a 15 anos, além dos 20 anos em operação, 14,75% estão operando de 6 a 10 anos além dos 20 anos e 11,52%, foram fabricados de 11 a 15 anos atrás. Também vale destacar o expressivo número de 9,49% de transformadores fabricados até 5 anos atrás e que já precisaram de uma reforma.

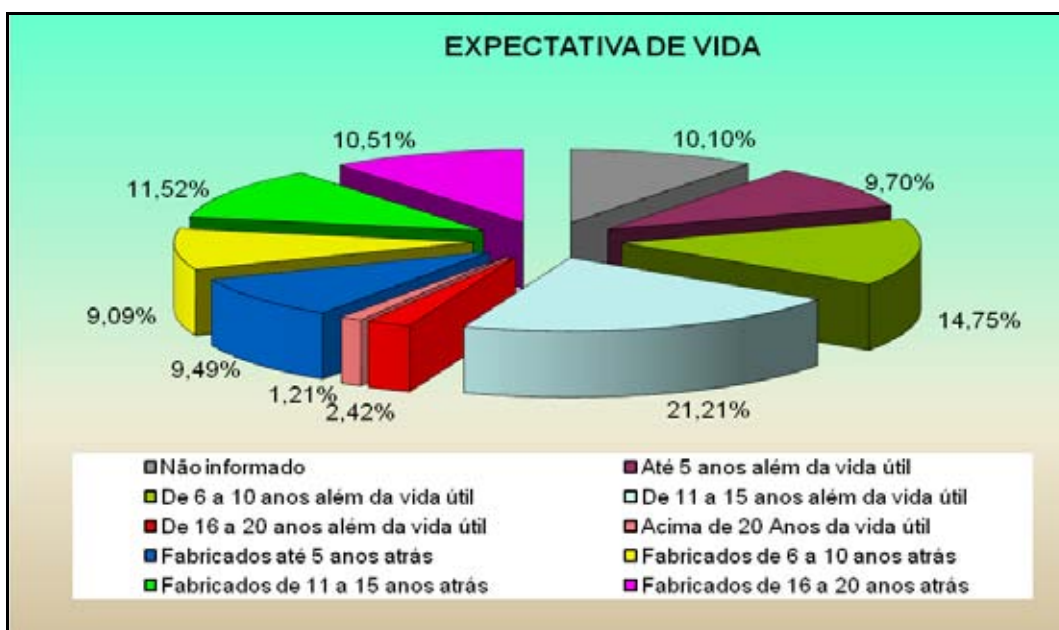


Figura 5.9: Divisão da amostra por unidades que já alcançaram a expectativa de vida ou foram reformadas antes do término de sua vida útil.

5.3 Fabricantes dos Transformadores Reformados

O núcleo não foi refeito em nenhuma unidade analisada, todos os transformadores reformados continuaram com seu núcleo original. Isto gera uma dificuldade para a empresa reformadora devido ao fato das bobinas de alta e baixa tensão substituídas serem encaixadas no núcleo existente, ainda agravado pela quantidade de diferentes fabricantes, como mostra a figura 5.10. As perdas em vazio são relacionadas com o núcleo e não foram alteradas. A maior quantidade de unidades reformadoras de um mesmo fabricante foi representada pela empresa X igual a 22,02%, seguido da empresa P com 12,73% e da empresa D com 10,71%.

Atualmente existem no Brasil algumas dezenas de indústrias que fabricam transformadores de distribuição. O processo de fabricação e a linha de produção destas fábricas são, de maneira geral, semelhantes, logicamente apresentando sensíveis diferenças quanto aos recursos técnicos disponíveis, o que muitas vezes implicam na qualidade final do equipamento.

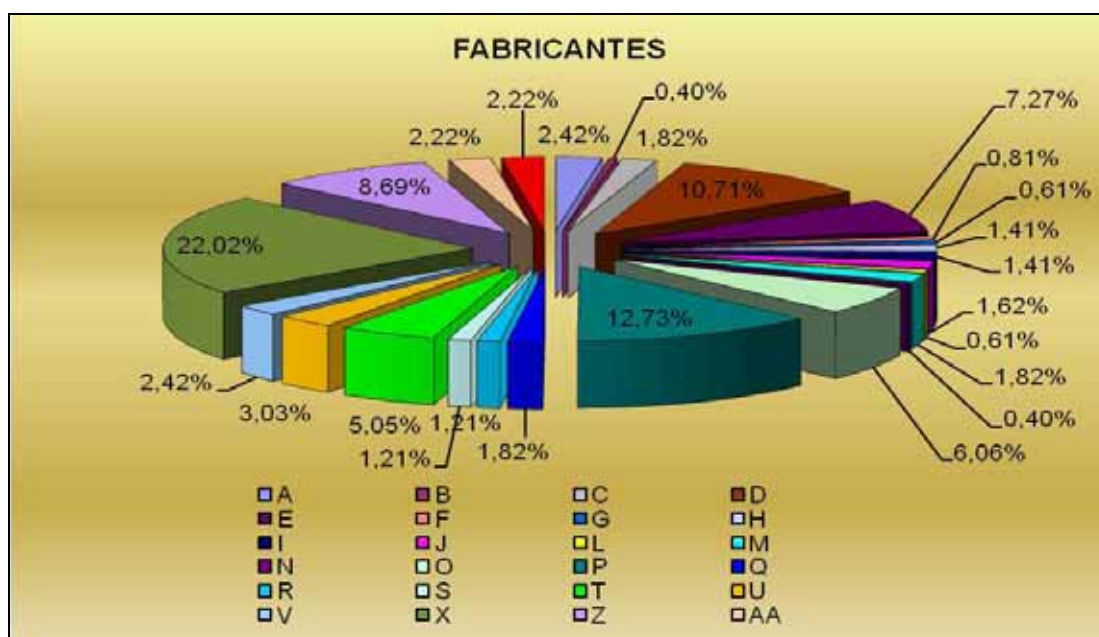


Figura 5.10: Fabricantes dos transformadores reformados.

5.4 Serviços Executados na Reforma da Amostra

Os serviços executados estão referenciados no quadro 5.2 com os respectivos preços referenciados para valores percentuais (adotou-se os valores percentuais tomando-se como base o preço cobrado por uma empresa reformadora para a execução destes serviços em um transformador de 30 kVA. O preço deste equipamento novo foi cotado em três grandes fabricantes, e o seu valor médio dividido pelo valor dos serviços para a obtenção da porcentagem).

A fórmula utilizada é dada pela equação 5.1.

$$\text{Serviço} = \left(\frac{\text{Preço do Serviço}}{\text{Média dos Preços do Transformador Novo}} \right) \times 100\% \quad (5.1)$$

O valor de base adotado foi para transformador de 30 kVA. Para as potências de 15 kVA e 45 kVA o preço foi referenciado segundo o valor de ajuste obtido da divisão da média dos preços também de 3 fabricantes de transformadores pelo valor da base, ou seja, valor médio do transformador de 30 kVA.

Os preços para fins de referência dos transformadores novos foram pesquisados em alguns fabricantes e estão listados no Quadro 5.1.

Quadro 5.1: Preços de transformadores novos.

Potência	Empresa A	Empresa B	Empresa C	Média	Desvio Padrão
15 kVA	2.540,00	2.718,00	2.450,00	2.569,33	136,39
30 kVA	3.355,00	3.402,00	3.150,00	3.302,33	134,00
45 kVA	4.130,00	3.753,00	3.830,00	3.904,33	199,19
Data	26/10/10	25/10/10	27/10/10	Nota: Valores em Reais	

O Quadro 5.2 mostra a descrição dos serviços executados com os respectivos preços percentuais referenciados conforme a equação 5.1.

Quadro 5.2: Serviços executados na reforma de transformadores de distribuição com preços referenciados para uma peça de 30 kVA novo

CÓDIGO	SERVIÇOS	PREÇOS (%)
1	Serviços Gerais	7,57%
2	Troca 01 fase AT-A	9,08%
3	Troca 01 fase AT-B	9,08%
4	Troca 01 fase AT-C	9,08%
5	Troca 01 fase BT-A	10,60%
6	Troca 01 fase BT-B	10,60%
7	Troca 01 fase BT-C	10,60%

8	Troca 02 fases AT-AB	18,17%
9	Troca 02 fases AT-AC	18,17%
10	Troca 02 fases AT-BC	18,17%
11	Troca 02 fases BT-AB	21,20%
12	Troca 02 fases BT-AC	21,20%
13	Troca 02 fases BT-BC	21,20%
14	Troca 03 fases AT	27,25%
15	Troca 03 fases BT	31,80%
16	Troca ½ fase AT	Não Informado
17	Troca caixa completa	13,63%
18	Troca da Tampa	1,67%
19	Colocação Suporte Suspensório	2,42%
20	Comutador Externo	0,00%
21	Troca do comutador de derivações	0,91%
22	Troca tampa de inspeção	0,30%
23	Troca da placa de identificação	0,15%
24	Troca 01 bucha porcelana 15 kV	0,76%
25	Troca 02 buchas porcelana 15 kV	1,51%
26	Troca 03 buchas porcelana 15 kV	2,27%
27	Troca 01 bucha porcelana 15 kV para 25 kV	1,06%
28	Troca 02 buchas porcelana 15 kV para 25 kV	2,12%
29	Troca 03 buchas porcelana 15 kV para 25 kV	3,18%
30	Troca 01 conector de BT	0,39%
31	Troca 02 conectores de BT	0,79%
32	Troca 03 conectores de BT	1,18%
33	Troca 04 conectores de BT	1,57%
34	Troca 01 bucha porcelana BT	0,21%
35	Troca 02 buchas porcelana BT	0,42%
36	Troca 03 buchas porcelana BT	0,64%
37	Troca 04 buchas porcelana BT	0,85%
38	Troca 01 conector de 15 kV	0,45%
39	Troca 02 conectores de 15 kV	0,91%

40	Troca 03 conectores de 15 kV	1,36%
41	Pintura da caixa	2,42%
42	Válvula de alívio de pressão	0,76%
43	Reposição de óleo isolante	5 L
44	Zincagem do tanque	3 KG
45	Ensaaios e laudo do óleo isolante	3,03%
46	Troca conjunto de juntas	1,82%
47	Troca 01 prensa-cabo de AT	0,12%
48	Troca 02 prensa-cabo de AT	0,24%
49	Troca 03 prensa-cabo de AT	0,36%
50	Troca 01 prensa-cabo de BT	0,15%
51	Troca 02 prensa-cabo de BT	0,30%
52	Troca 03 prensa-cabo de BT	0,45%
53	Troca 04 prensa-cabo de BT	0,61%
54	Colocação de 01 parte inf. Bucha BT	Não Informado
55	Colocação de 02 partes inf. Bucha BT	Não Informado
56	Colocação de 03 partes inf. Bucha BT	Não Informado
57	Colocação de 04 partes inf. Bucha BT	Não Informado
58	Regeneração do óleo isolante	4,24%
59	Embalagem	0,61%
60	Separação da Sucata	Não Informado

Foram executados os serviços mostrados na figura 5.11. Todas as 495 unidades receberam serviços gerais e embalagem, 99,80% tiveram a caixa pintada novamente, 70,30% foram trocadas as 3 fases de Alta Tensão, 30,30% as 3 buchas de porcelana de 15 kV foram substituídas, 29,49% as 3 bobinas de baixa tensão foram fornecidas novas, o comutador de derivações foi trocado em 27,27% e a tampa em 20,20% das unidades.

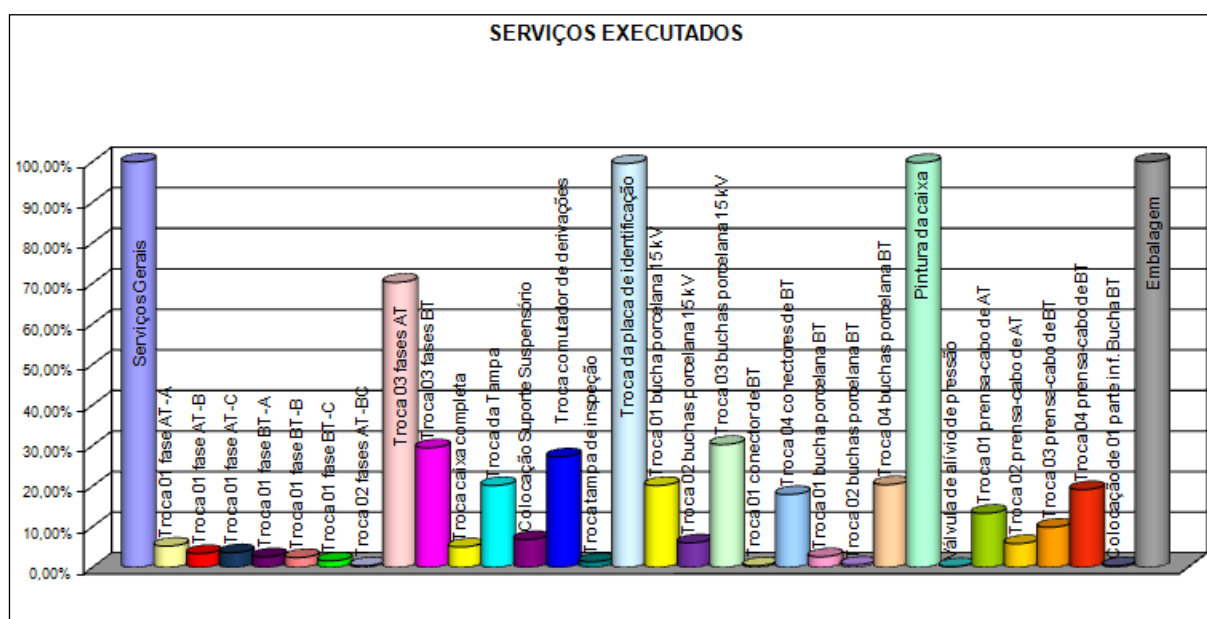


Figura 5.11: Gráfico dos os serviços executados.

5.5 Perdas em Vazio

A norma estabelecida contratualmente como referência para os valores de perdas após a reforma dos transformadores analisados é a NBR 5440 de 1987 enquanto que para transformadores novos a revisão a ser utilizada é a de 1999. Esta não é a única concessionária a utilizar a NBR 5440 na revisão de 1987, algumas outras concessionárias a utilizam para transformadores fabricados até o ano de 2000 [20]. Os transformadores novos utilizados como referência nesta dissertação foram referenciados com as perdas definidas pela norma de 1999 e comparados com os resultados dos transformadores reformados.

Depois de reformados os transformadores de 15 kVA apresentaram média de perdas em vazio de 101,06 W, com desvio padrão de 10,42 W, sendo a mesma estabelecida por norma em 120 W com tolerância de 10%, sendo que 94,55% estão dentro da norma e apenas 5,45% dentro da tolerância. Nenhum transformador estava acima do valor especificado conforme é apresentado na figura 5.12 e representado por valores na figura 5.13.



Figura 5.12: Perdas em vazio para os 202 transformadores de 15 kVA.

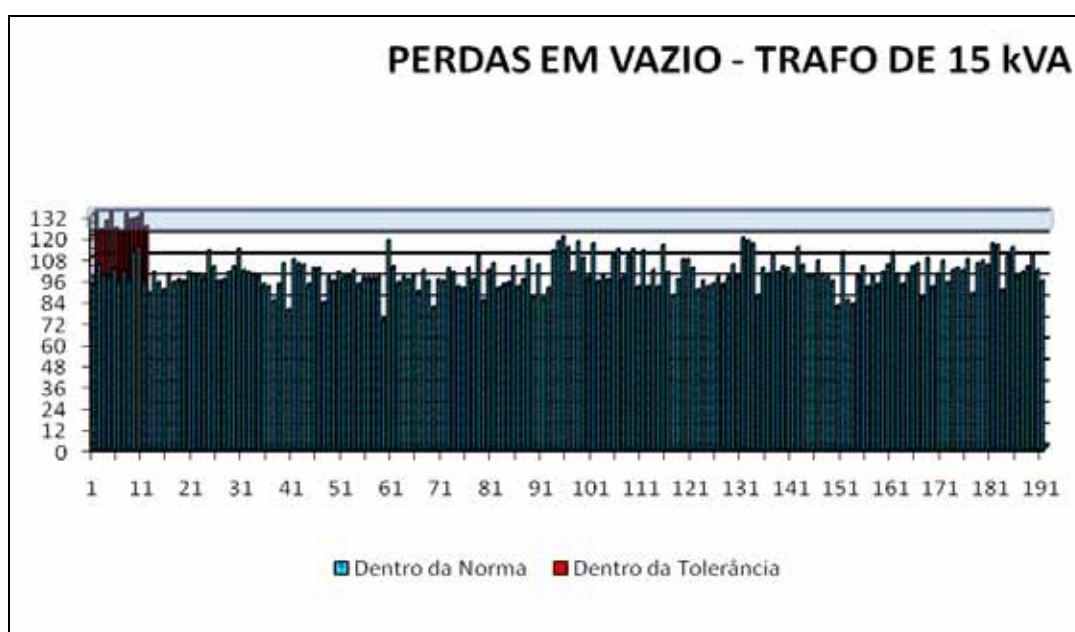


Figura 5.13: Perdas em vazio distribuídas quantitativamente para os transformadores de 15 kVA

Depois de reformados os transformadores de 30 kVA apresentaram média de perdas em vazio de 164,22 W, com desvio padrão de 17,55 W, sendo a mesma estabelecida por norma em 200 W com tolerância de 10%, sendo que 97,39% estão dentro da norma e apenas 2,61% dentro da tolerância. Nenhum transformador estava acima do valor especificado conforme é apresentado na figura 5.14 e representado por valores na figura 5.15.



Figura 5.14: Perdas em vazio para os 153 transformadores de 30 kVA.

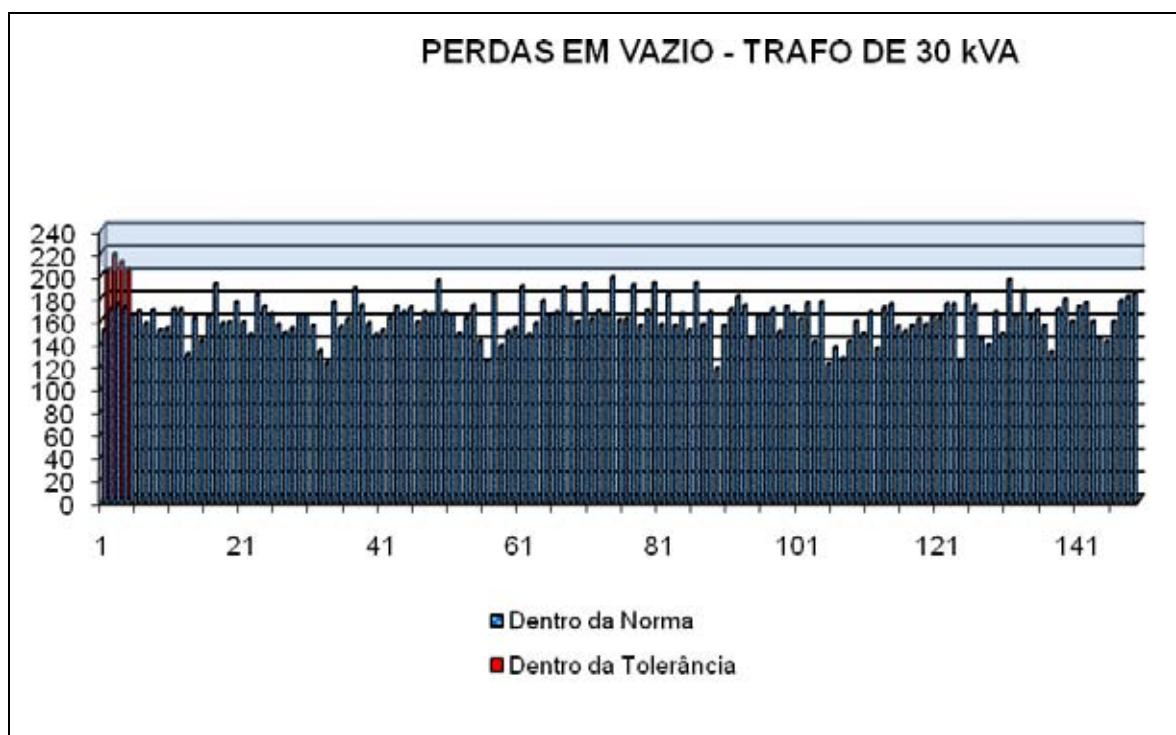


Figura 5.15: Perdas em vazio distribuídas quantitativamente para os transformadores de 30 kVA

Depois de reformados os transformadores de 45 kVA apresentaram média de perdas em vazio de 224,91 W, com desvio padrão de 22,95 W, sendo a mesma estabelecida por norma em 260 W com tolerância de 10%, sendo que 95,71% estão dentro da norma e apenas 4,29% dentro da tolerância. Nenhum transformador estava acima do valor especificado conforme é apresentado na figura 5.16 e representado por valores na figura 5.17.



Figura 5.16: Perdas em vazio para os 140 transformadores de 45 kVA.

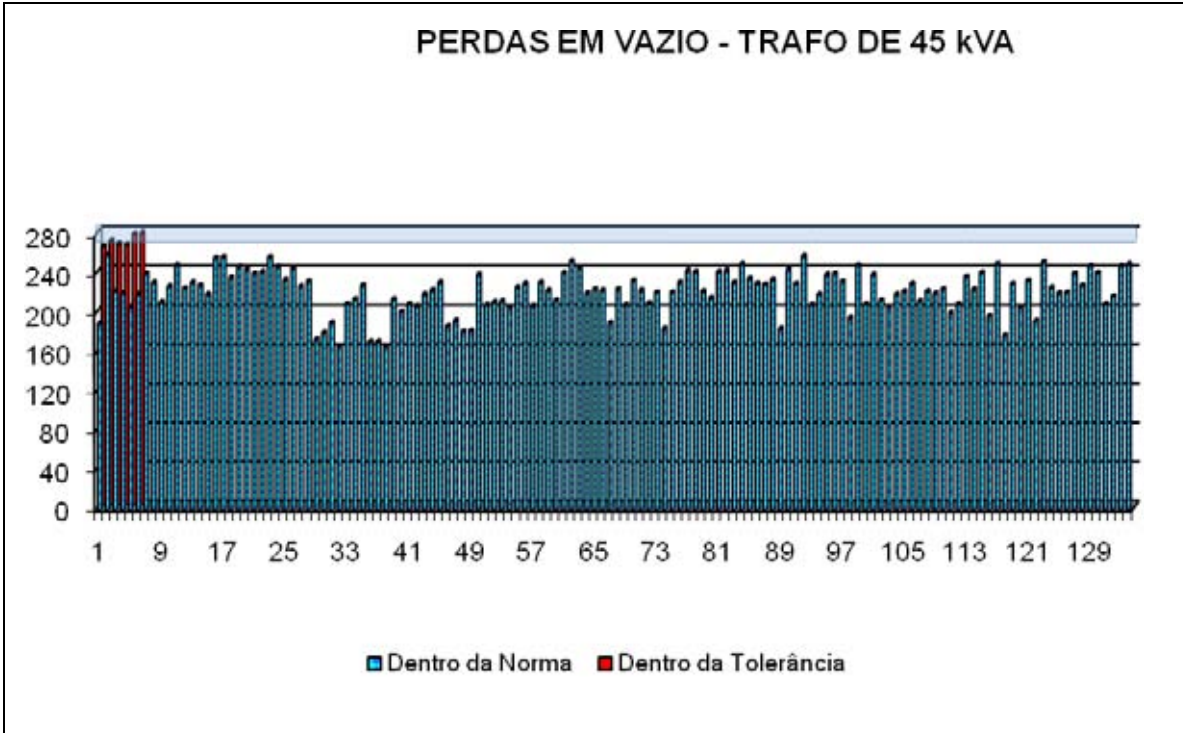


Figura 5.17: Perdas em vazio distribuídas quantitativamente para os transformadores de 45 kVA

5.6 Perdas Totais

Depois de reformados os transformadores de 15 kVA apresentaram média de perdas totais de 445,18 W, com desvio padrão de 18,31 W, sendo a mesma estabelecida por norma em 460 W com tolerância de 6%, sendo que 79,70% estão dentro da norma e 20,30% dentro da tolerância. Nenhum transformador estava acima do valor especificado conforme é apresentado na figura 5.18 e representado por valores nas figuras 5.19 e 5.20.

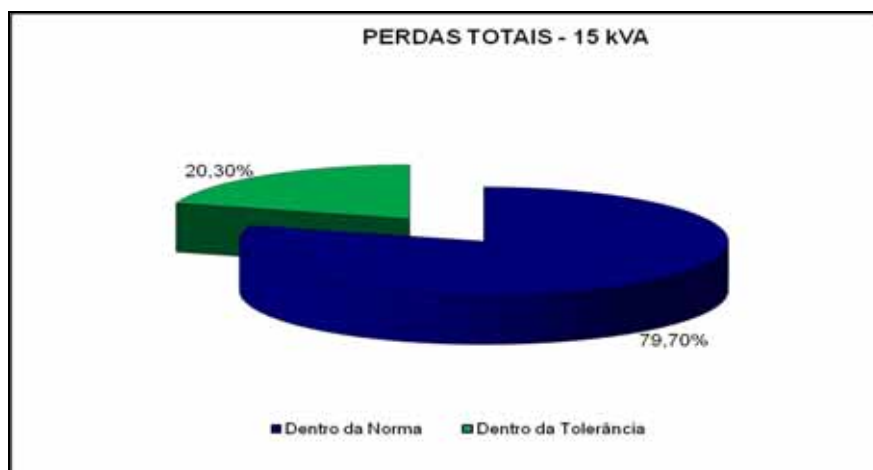


Figura 5.18: Perdas totais para os transformadores de 15 kVA.

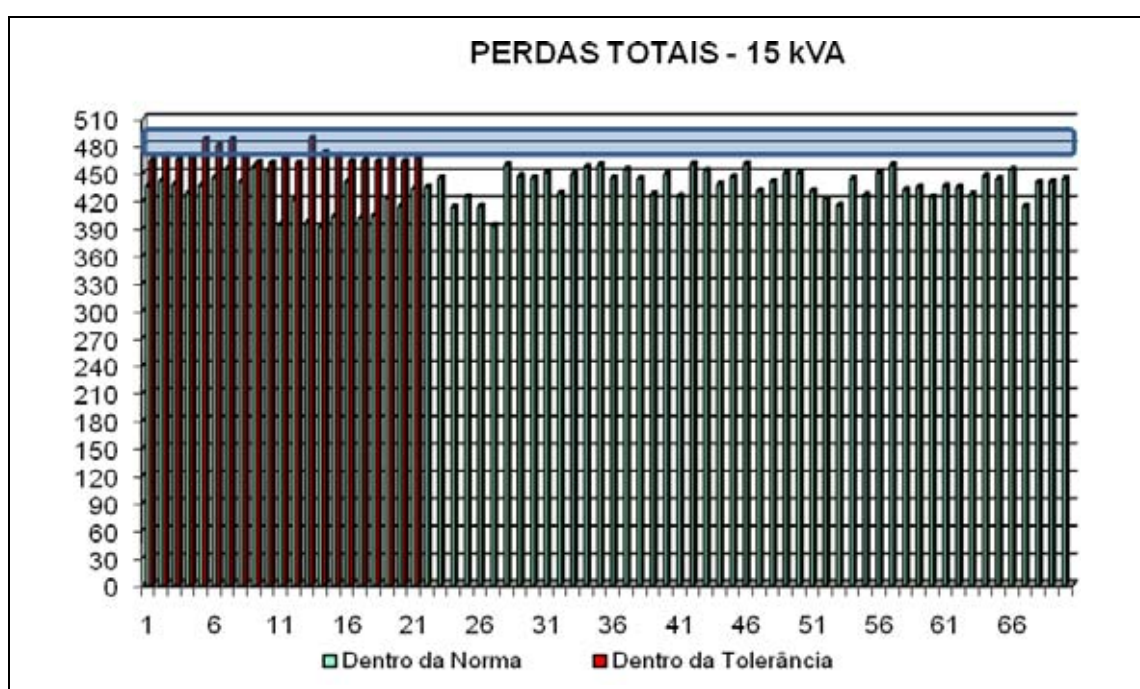


Figura 5.19: Perdas totais distribuídas quantitativamente para os transformadores de 15 kVA – Parte 01

Para facilitar a visualização os valores das perdas totais todos os gráficos foram separados em 02 quantitativos.

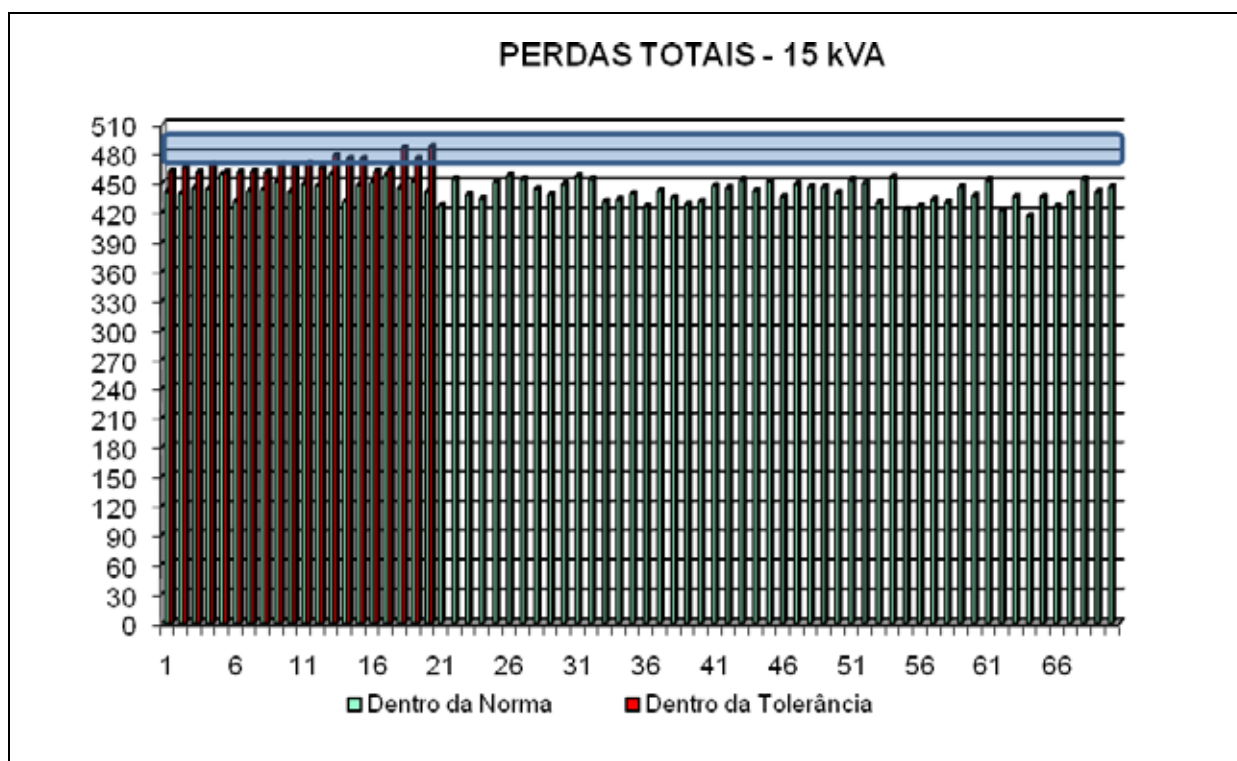


Figura 5.20: Perdas totais distribuídas quantitativamente para os transformadores de 15 kVA – Parte 02

Depois de reformados os transformadores de 30 kVA apresentaram média de perdas totais de 753,37 W, com desvio padrão de 22,99 W, sendo a mesma estabelecida por norma em 770 W com tolerância de 6%, sendo que 79,08% estão dentro da norma e 20,92% dentro da tolerância. Nenhum transformador estava acima do valor especificado conforme é apresentado na figura 5.21 e representado por valores nas figuras 5.22 e 5.23.

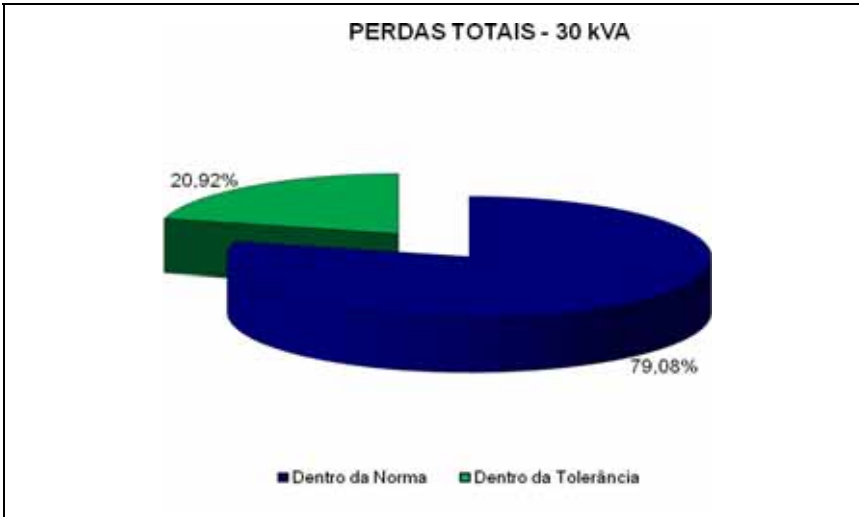


Figura 5.21: Perdas totais para os transformadores de 30 kVA.

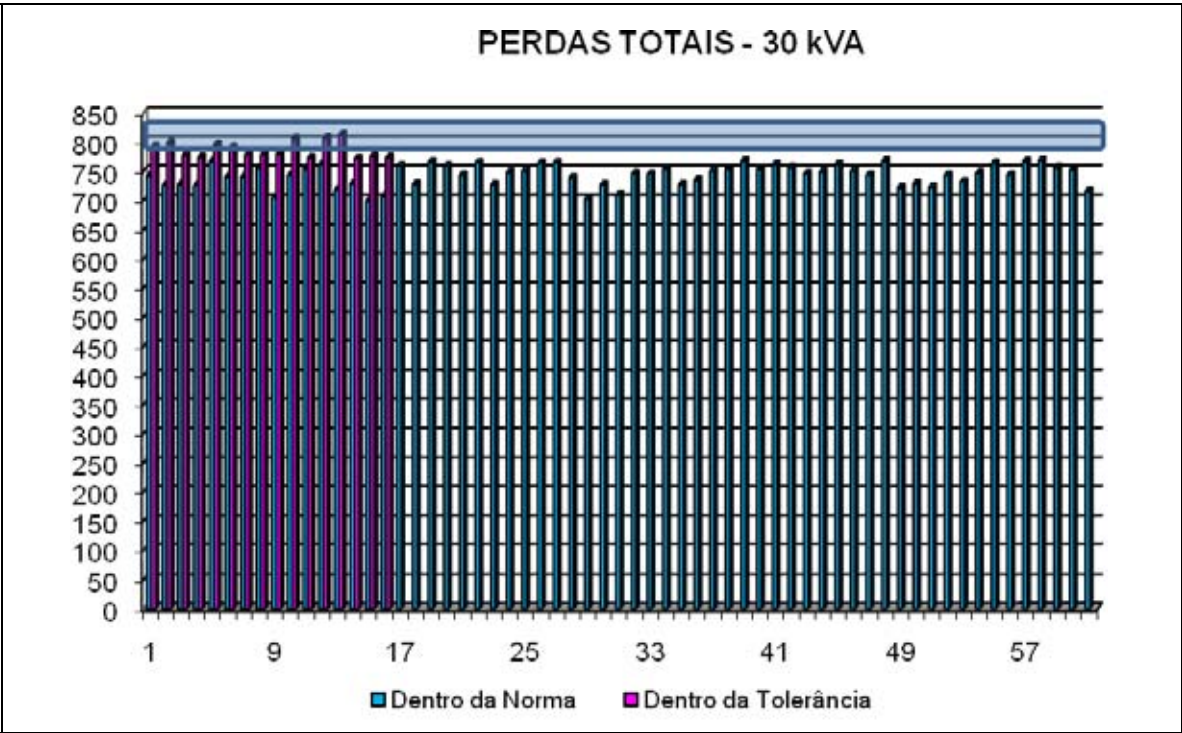


Figura 5.22: Perdas totais distribuídas quantitativamente para os transformadores de 30 kVA – Parte 01

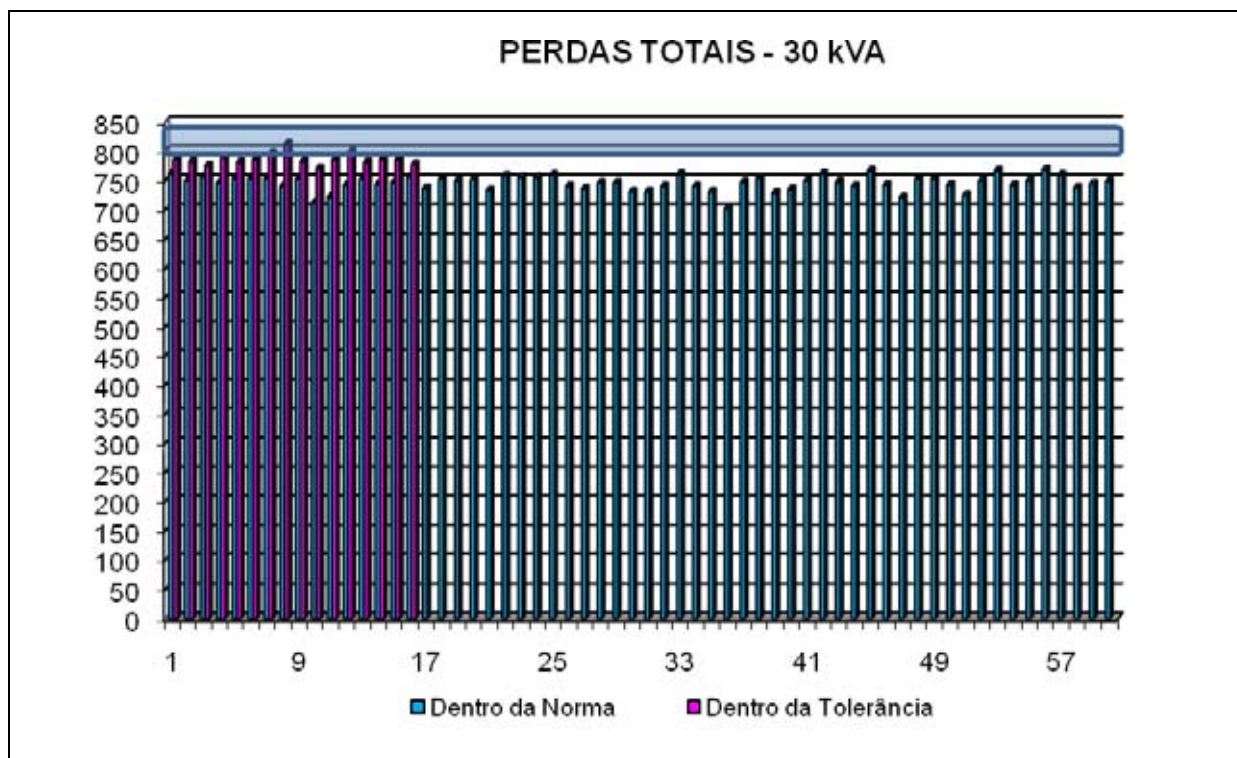


Figura 5.23: Perdas totais distribuídas quantitativamente para os transformadores de 30 kVA – Parte 02

Depois de reformados os transformadores de 45 kVA apresentaram média de perdas totais de 1015,67 W, com desvio padrão de 60,43 W, sendo a mesma estabelecida por norma em 1040 W com tolerância de 6%, sendo que 60,71% estão dentro da norma e 39,29% dentro da tolerância. Nenhum transformador estava acima do valor especificado conforme é apresentado na figura 7.24 e representado por valores nas figuras 7.25 e 7.26.

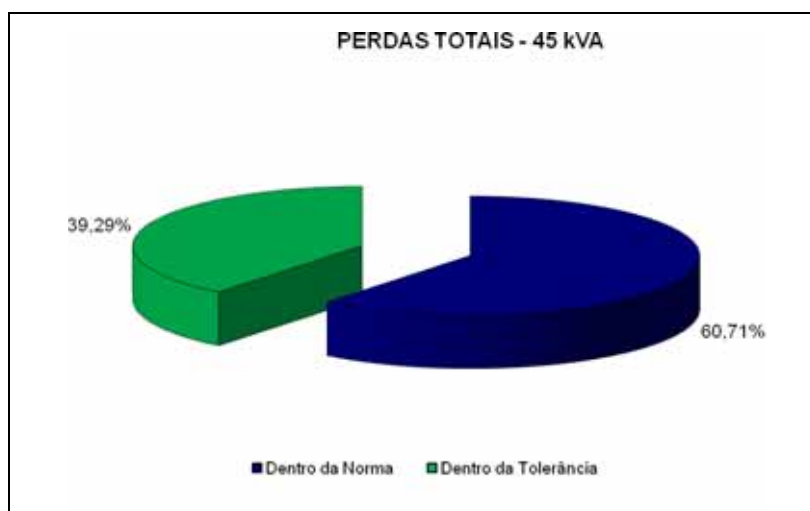


Figura 5.24: Perdas totais para os transformadores de 45 kVA.

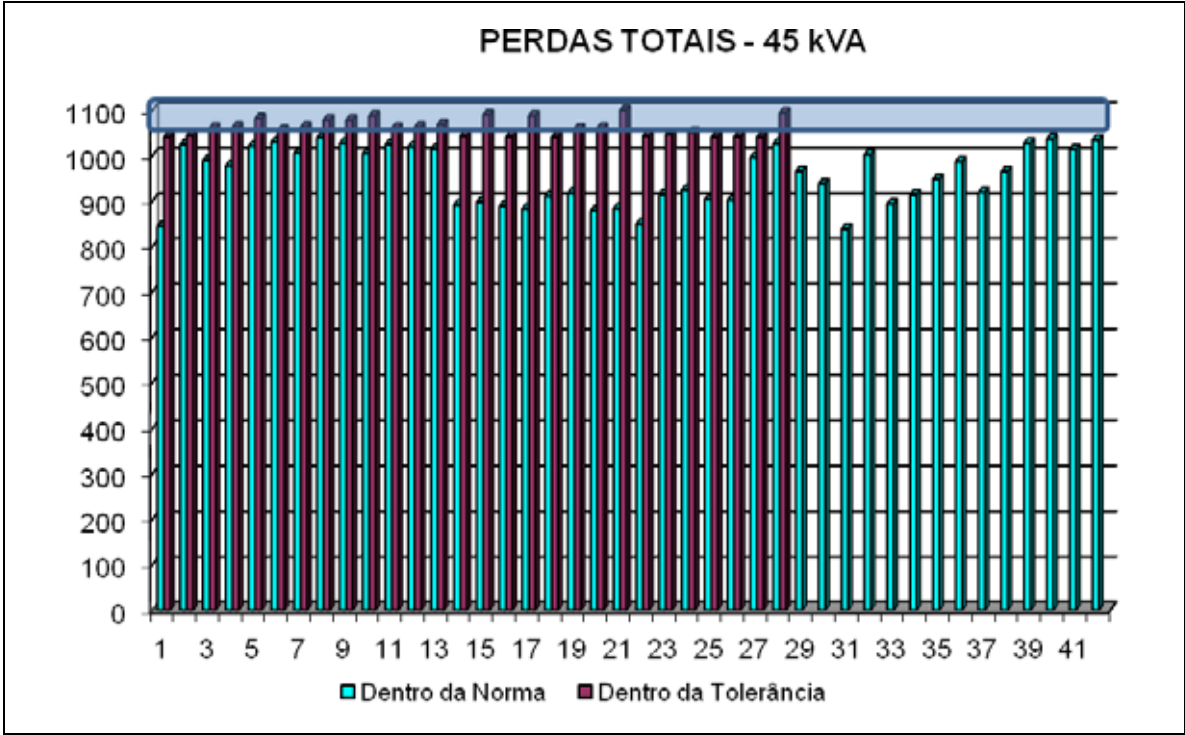


Figura 5.25: Perdas totais distribuídas quantitativamente para os transformadores de 45 kVA – Parte 01

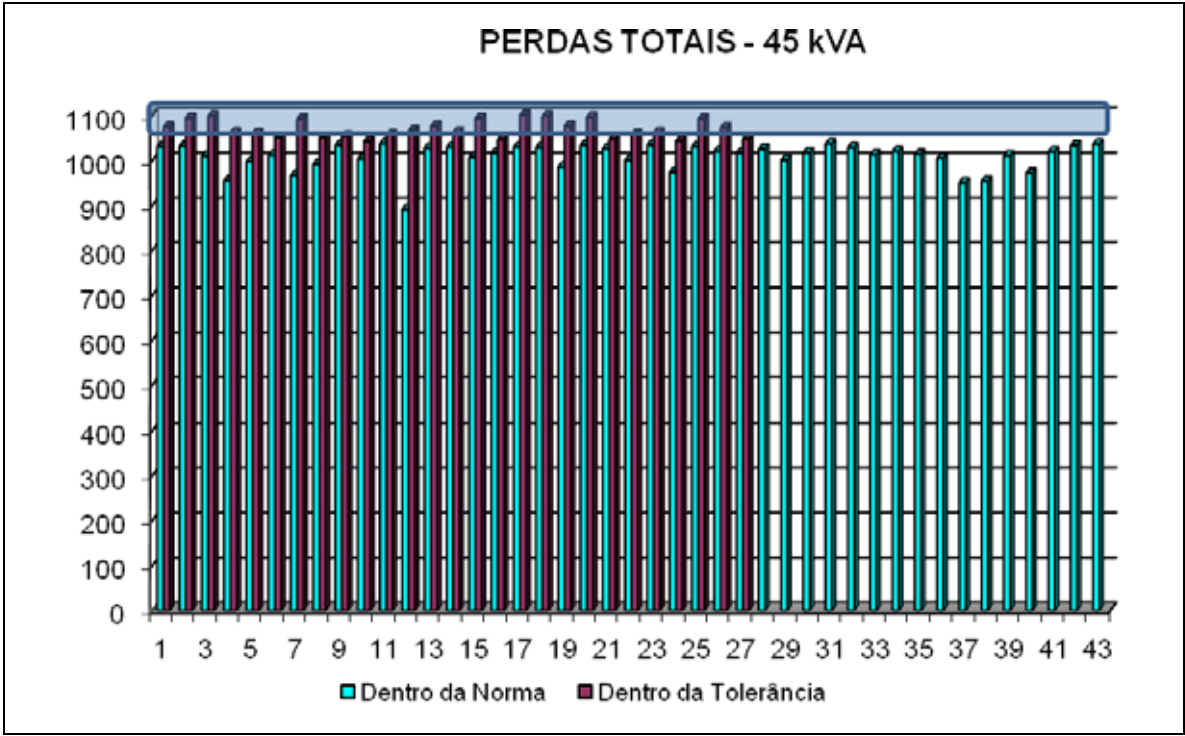


Figura 5.26: Perdas totais distribuídas quantitativamente para os transformadores de 45 kVA – Parte 02

5.7 Viabilidade da Reforma

Os preços da demanda e da energia praticados pela empresa proprietária dos transformadores, estão listados no Quadro 5.3.

Quadro 5.3: Custo de Demanda e Energia (ANEEL 2008 – válidos até 26/08/11)

Postos tarifários – A3 (69 kV)		Custo	Unidade
Demanda no horário de ponta	C_1	34,50	R\$/kW
Demanda fora do horário de ponta	C_2	6,01	R\$/kW
Energia no horário de ponta em períodos secos	C_3	230,98	R\$/MWh
Energia no horário de ponta em períodos úmidos	C_4	209,87	R\$/MWh
Energia fora de ponta em períodos secos	C_5	147,85	R\$/MWh
Energia fora de ponta em períodos úmidos	C_6	135,60	R\$/MWh

O custo da reforma informado pela empresa reformadora para as unidades reformadas de 15 kVA foi em média de 31,50% de um transformador novo com desvio padrão de 9,14%. O maior valor foi de 40,59% para o intervalo entre 31% a 40% do novo conforme ilustra a figura 5.27 [46].

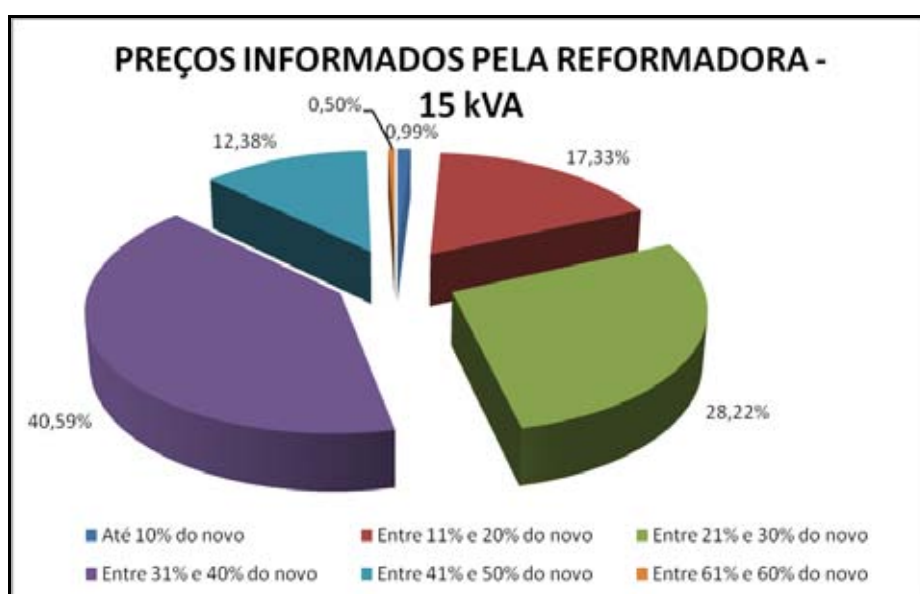


Figura 5.27: Preços informados pela reformadora para os transformadores de 15 kVA.

O custo da reforma informado pela empresa reformadora para as unidades reformadas de 30 kVA foi em média de 34,0% de um transformador novo com desvio padrão de 10,13%. O maior valor foi de 43,14% para o intervalo entre 31% a 40% do novo conforme ilustra a figura 5.28.

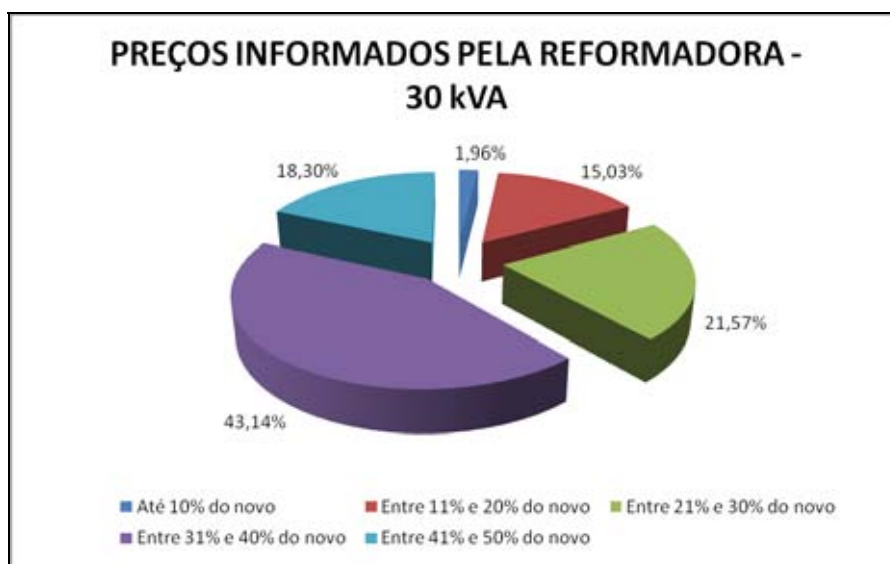


Figura 5.28: Preços informados pela reformadora para os transformadores de 30 kVA.

O custo da reforma informado pela empresa reformadora para as unidades reformadas de 45 kVA foi em média de 31,0% de um transformador novo com desvio padrão de 8,96%. O maior valor foi de 43,57% para o intervalo entre 31% a 40% do novo conforme ilustra a figura 5.29.

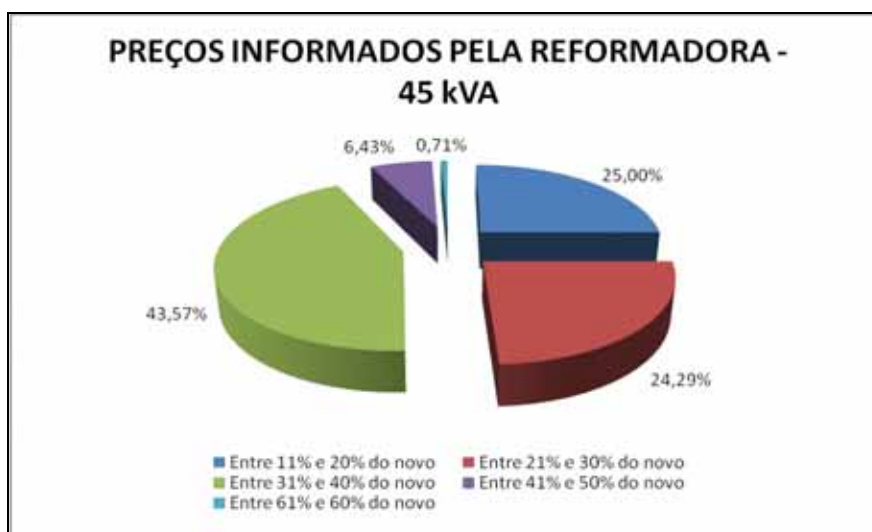


Figura 5.29: Preços informados pela reformadora para os transformadores de 30 kVA.

O custo da reforma informado pela empresa reformadora para as unidades reformadas foi em média de 32,0% de um transformador novo com desvio padrão de 9,45%. O maior valor foi de 42,22% para o intervalo entre 31% a 40% do novo conforme ilustra a figura 5.30.



Figura 5.30: Preços informados pela reformadora para os transformadores.

Os dados dos parâmetros calculados com base na curva de carga de consumidores residenciais até 200 kW mostrado na figura 2.1 são apresentados no Quadro 5.4.

Quadro 5.4: Pontos singulares e perdas de potência obtidos a partir das curvas de carga

Curvas de carga para consumidores residenciais até 200 kW.	
Demanda máxima	1,00000
Demanda média	0,62401
Fator de carga	0,71537
Fator de Perdas	0,18031
Demanda Máxima (horário de ponta)	0,71831
Fator de perdas (horário de ponta)	0,35370

Utilizando-se dos valores captados nas curvas de carga da figura 2.1 e nos valores de tarifas apresentados no Quadro 5.3 foram feitos os cálculos para obtenção dos custos unitários das perdas fixas e variáveis, dadas pela equação 2.20

e 2.21, respectivamente e destacadas no Quadro 5.5.

Quadro 5.5: Custos unitários das perdas variáveis e fixas.

Custos Unitários de Perdas R\$/kW.ano	
Perdas Fixas (dada pela equação 2.20)	R\$ 1.797,70
Perdas Variáveis (dada pela equação 2.21)	R\$ 1.142,20

Para a determinação do valor financeiro do transformador reformado ao longo dos anos e também da valoração de suas perdas totais utilizou-se os dados econômicos propostos no Quadro 5.6.

Quadro 5.6: Dados econômicos adotados.

Dados Econômicos	
Taxa de desconto (%)	9,95%
Taxa de anualização (%):	9,95%
Taxa de remuneração mínima (%)	9,95%

Foi feita uma simulação considerando a taxa de crescimento constante no valor de 3,5% ao longo dos anos, muito próximo ao crescimento do PIB (Produto Interno Bruto) desta década, no valor de 3,3%.

Compararam-se os valores de cada transformador reformado com os valores de transformadores novos comprados com base na NBR 5440 na versão de 1999. Como a concessionária vende os transformadores que não podem ser reformados como sucata e auferir uma renda, adotou-se que esta receita proporciona um abatimento no preço médio dos transformadores novos de 8%.

Para determinação do período em que os transformadores deveriam ser substituídos utilizou-se o critério da sobrecarga. Para tanto se considerou como sobrecarga uma demanda requerida do transformador superior a 20% por um período maior do que 3 horas seguidas. A sobrecarga por este critério é atingida no oitavo ano, mas por motivos econômicos pode-se utilizar o mesmo transformador até o décimo segundo ano quando a sobrecarga afetará a vida útil do transformador podendo até levar o transformador a uma queima, como está destacado na figura 5.31.

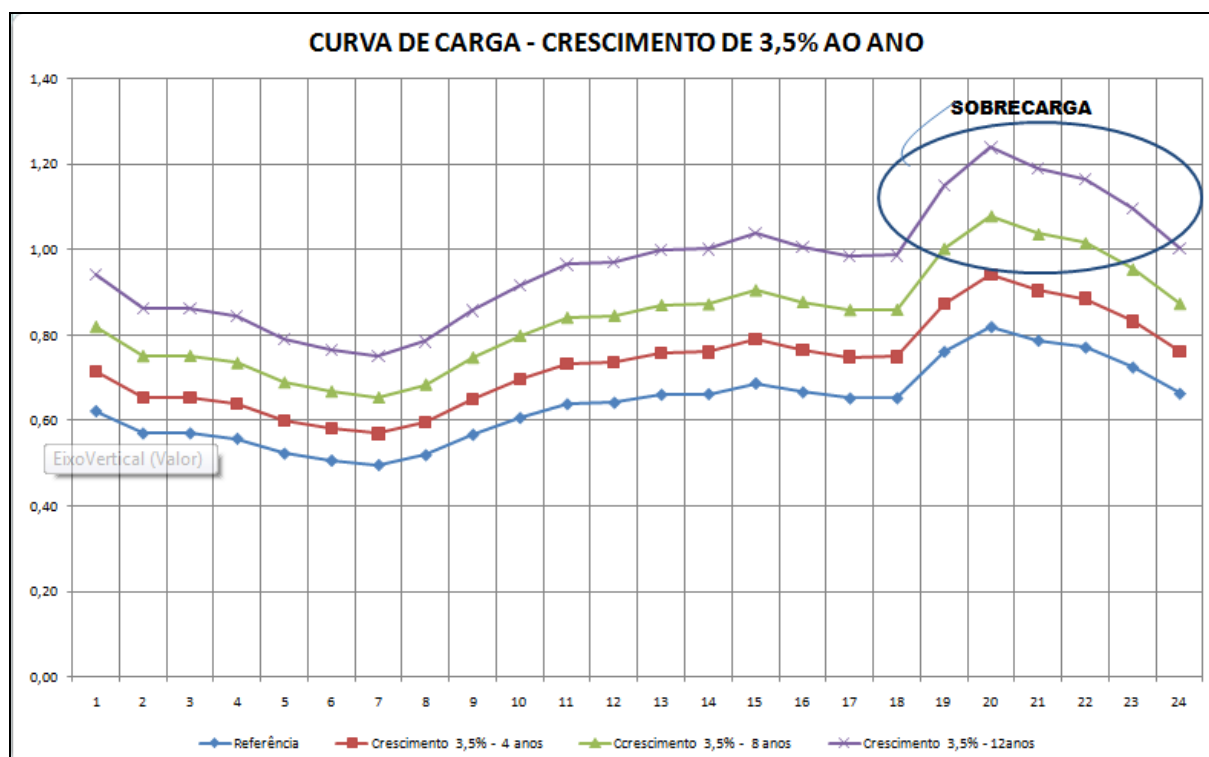


Figura 5.31: Curva de Carga com crescimento constante de 3,5%.

Considerando-se o valor de um transformador novo como 100%, 47,03% dos transformadores reformados representam um custo de 71 a 80% do novo. Ou seja, com a reforma a concessionária obteve no 8º ano uma economia entre 20 e 29% para a potência de 15 kVA. Somente 0,99% das unidades representam um custo acima de 90% do novo conforme a figura 5.32.



Figura 5.32: Transformadores reformado versus transformador novo – 15 kVA – 8º ano.

Considerando-se o valor de um transformador novo como 100%, 45,54% dos transformadores reformados representam um custo de 81 a 85% do novo. Ou seja, com a reforma a concessionária obteve no 12º ano uma economia entre 15 a 19% para a potência de 15 kVA. Somente 0,50% das unidades representam um custo acima de 90% do novo conforme a figura 5.33.



Figura 5.33: Transformadores reformado versus transformador novo – 15 kVA – 12º ano.

Considerando-se o valor de um transformador novo como 100%, 42,48% dos transformadores reformados representam um custo de 81 a 85% do novo. Ou seja, com a reforma a concessionária obteve no 8º ano uma economia entre 15 a 19% para a potência de 30 kVA. Somente 3,92% das unidades representam um custo acima de 90% do novo conforme a figura 5.34.

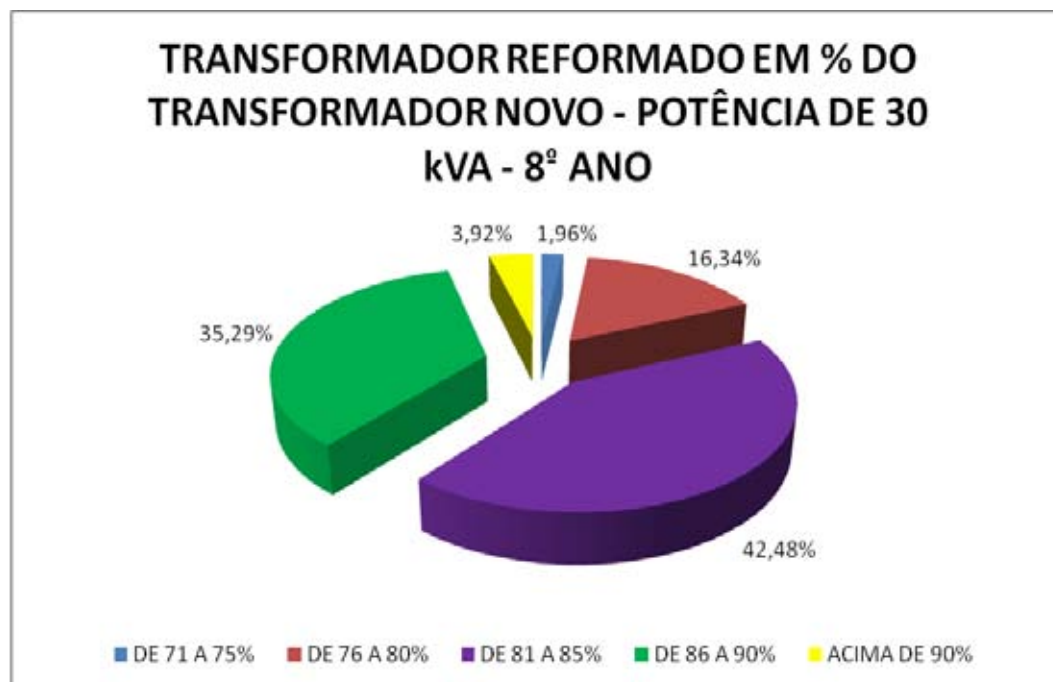


Figura 5.34: Transformadores reformado versus transformador novo – 30 kVA – 8º ano.

Considerando-se o valor de um transformador novo como 100%, 44,44% dos transformadores reformados representam um custo de 81 a 85% do novo. Ou seja, com a reforma a concessionária obteve no 12º ano uma economia entre 15 a 19% para a potência de 30 kVA. Somente 3,92% das unidades representam um custo acima de 90% do novo conforme a figura 5.35.



Figura 5.35: Transformadores reformado versus transformador novo – 30 kVA – 12º ano.

Considerando-se o valor de um transformador novo como 100%, 40,71% dos transformadores reformados representam um custo de 86 a 90% do novo. Ou seja, com a reforma a concessionária obteve no 8º ano uma economia entre 10 a 14% para a potência de 45 kVA. Somente 4,29% das unidades representam um custo acima de 90% do novo conforme a figura 5.36.

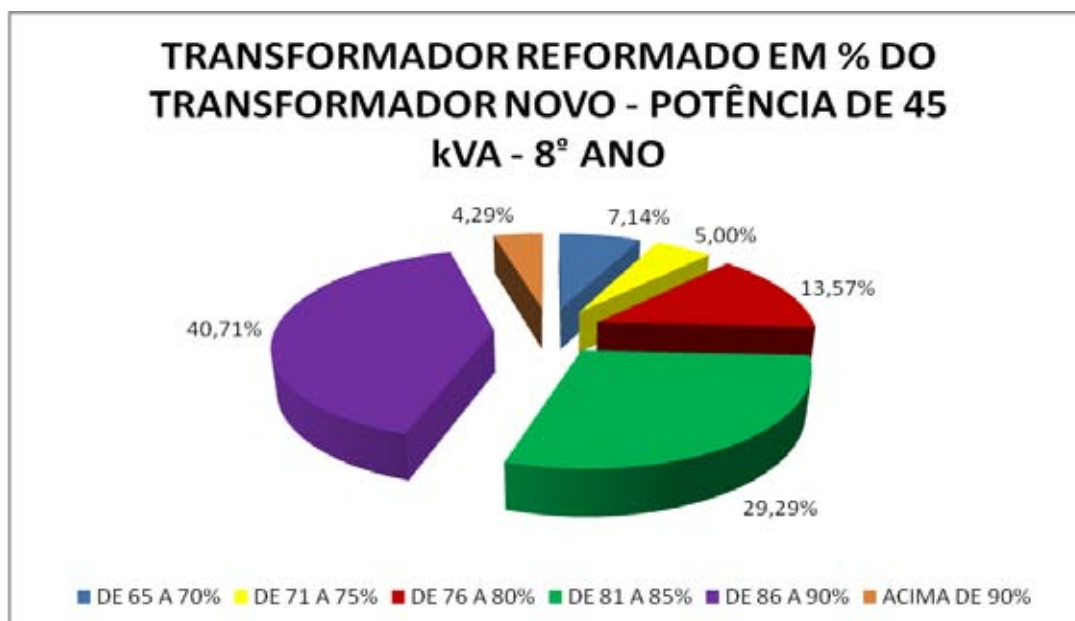


Figura 5.36: Transformadores reformado versus transformador novo – 45 kVA – 8º ano.

Considerando-se o valor de um transformador novo como 100%, 37,14% dos transformadores reformados representam um custo de 86 a 90% do novo. Ou seja, com a reforma a concessionária obteve no 12º ano uma economia entre 10 a 14% para a potência de 45 kVA. Somente 0,71% das unidades representam um custo acima de 95% do novo conforme a figura 5.37.



Figura 5.37: Transformadores reformado versus transformador novo – 45 kVA – 12º ano.

Na figura 5.38 considerou-se o custo de aquisição de um transformador novo como 100% para cada potência e referenciaram-se os valores médios de cada potência com base no equipamento adquirido com sua perda dada pela NBR 5440 versão de 1999. À medida que a potência do transformador aumenta o custo da unidade se aproxima do custo de um transformador novo.

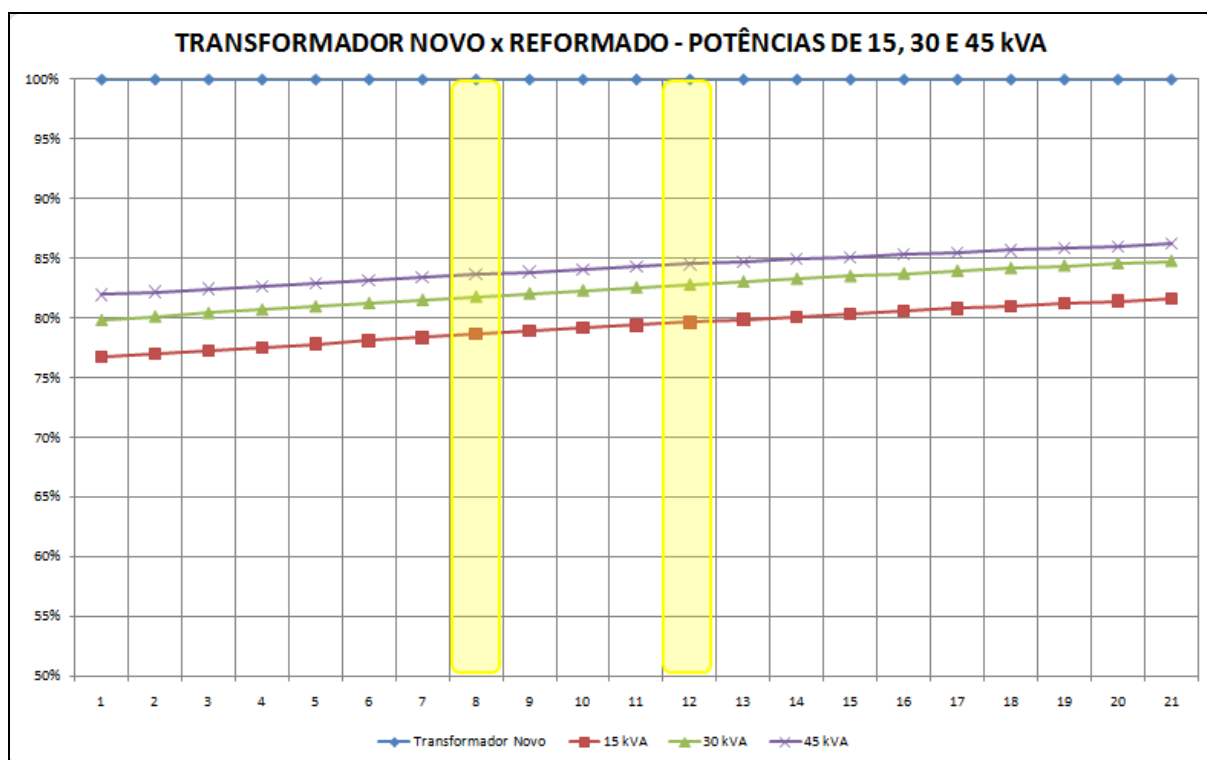


Figura 5.38: Transformador novo versus transformadores reformadores de 15, 30 e 45 kVA (valores médios).

5.8 Considerações

A reforma é mais viável para o oitavo ano do que para o décimo segundo. Os transformadores novos por serem feitos com uma norma que exige menores perdas são mais atrativos para longos períodos (acima de 12 anos os valores se aproximam). A sobrecarga neste caso é o fator determinante para a substituição de um modelo por outro de maior potência.

A economia da concessionária com a reforma foi de 15 a 20,7% para o oitavo ano e de 13,3 a 17,3% para o décimo segundo ano em média. Para uma unidade este valor não é considerável tornando-se significativo quando o número de unidades retiradas de operação é alto, pois o custo de aquisição de novos equipamentos resultaria em um aporte maior do que a reforma.

Um fator importante na análise da aquisição de um transformador novo ou da reforma da unidade danificada é sua vida útil, pois 40,61% de todos os transformadores estudados foram reformados antes de 20 anos de operação, sendo 15,76% deste total fabricado após 2001, ou seja, eles não atingiram 10 anos de operação.

CAPÍTULO 6 - DESTINO DOS TRANSFORMADORES

Os transformadores quando retirados de operação são geralmente armazenados e depois vendidos como sucatas em leilões ou suas peças são armazenadas em “bags” e separadas em sucatas de cobre (figuras 6.1 e 6.2), aço (figuras 6.3 e 6.4) e ferro (figura 6.5) e vendidas por peso para empresas de reciclagem.



Figura 6.1: Sucata de cobre separada em “bags”.



Figura 6.2: Sucata de cobre separada em “bags” com vários enrolamentos de cobre em detalhe.



Figura 6.3: Sucata de aço separada em “bags”, neste caso de madeira devido ao peso.



Figura 6.4: Sucata de aço com detalhe das lâminas do núcleo.



Figura 6.5: Sucata de cobre separada em “bags” com vários enrolamentos de cobre em detalhe.

Quando a concessionária vende o transformador inteiro como sucata é difícil saber se o mesmo voltará para a rede como um transformador reformado com perdas dentro das normas. A única maneira de garantir que este transformador está com suas características dentro da especificação da concessionária é testando algumas unidades de forma aleatória. Poucas distribuidoras possuem laboratório equipado para realizar estes ensaios.

Outra preocupação é sobre a duração e as condições de armazenamento destes lotes, por isto a maioria das unidades já é descartada sem óleo.

A correta estocagem destes transformadores evita que o óleo isolante devido a sua toxicidade possa contaminar lençóis freáticos. Para isto não ocorrer o piso deve ser impermeabilizado com uma bacia de contenção para drenagem e coleta de óleo e a água utilizada na limpeza deve ser tratada como resíduo (Lei 6.938/81, Decreto 8.468/76 e NBR 12.235/92) conforme está ilustrado na figura 6.6.



Figura 6.6: Separação do óleo isolante assinalado em vermelho da água enviada para o esgoto através da tubulação de PVC.

6.1 Considerações

A preocupação ambiental com o descarte dos transformadores deve nortear as concessionárias. Com isto todas devem investir em instalações adequadas para que os transformadores danificados possam ser armazenados e transportados de forma a não poluir o meio ambiente.

Se o equipamento for enviado para a reforma o mesmo poupa recursos naturais devido ao seu aproveitamento e se ele for descartado a concessionária deve garantir que será feito de uma maneira que seus componentes possam ser reciclados.

A concessionária proprietária destes transformadores teve 225 unidades furtadas com um vazamento de óleo de mais de 16000 litros, um aumento de mais de 200% em relação ao ano anterior. Estes números são preocupantes devido ao elevado índice de contaminação do óleo em lençóis freáticos.

CAPÍTULO 7 - CONCLUSÕES

A maioria das distribuidoras de energia aceita a instalação de transformadores reformados na sua rede ou reformam estes equipamentos para uso próprio. Apesar da NBR 5440 na sua versão atual de 1999 ter diminuído as perdas em vazio e total nos transformadores, muitas concessionárias usam como fator limitador destas grandezas a versão da norma de 1987.

Todas as empresas deveriam fazer análise de PCB no óleo isolante do transformador para pelo menos se certificarem que não enviam como sucata um equipamento que deve ser destruído com a devida preocupação ambiental.

Os maiores motivos da recuperação de unidades são curto-circuito externo e sobrecarga. Isto poderia ser evitado em investimentos em proteção de transformadores e otimização das redes elétricas para evitar esse tipo de ocorrência. A incidência de serviços de reforma se concentra na pintura da caixa e troca das 3 fases de alta tensão.

Dos 495 transformadores 25,25% foram fabricados na década de 70 e 49,29% da amostra excedeu a vida útil, ou seja, estas unidades estão operando ao invés de estarem poluindo o meio ambiente se fossem simplesmente descartadas. Mesmo na hipótese do seu correto sucateamento, seria necessária a extração de recursos naturais para a fabricação desta quantidade de transformadores.

Pode-se demonstrar comercialmente a viabilidade da reforma dos transformadores estudados resultando em um baixo custo para a empresa distribuidora de energia. As perdas técnicas dos transformadores se encontram dentro da norma ou da tolerância estabelecida contratualmente. Como estes transformadores muitas vezes são instalados em áreas não lucrativas, por exemplo: comunidades carentes, conjuntos habitacionais para famílias de baixa renda, ou até mesmo comunidades indígenas ou quilombolas, para as concessionárias adquirirem novas unidades o valor despendido nesta aquisição poderia comprometer seu equilíbrio financeiro, principalmente considerando-se que para a ligação de consumidores até 50 kVA a concessionária deve arcar com todo o valor desta ligação. A instalação destas unidades representa somente 32% do valor de equipamentos novos no momento da reforma.

Quando se projeta este cenário atual para um crescimento de 3,5% ao ano, todas as unidades devem ser trocadas no décimo segundo ano devido ao crescimento da carga.

Considerando o custo de aquisição versus a reforma a viabilidade econômica é demonstrada em face de a concessionária poder investir a diferença de preço em outras prioridades, ou na proteção da rede contra sobrecarga e curto-circuitos, que são as principais causas da retirada de operação de transformadores.

A economia da concessionária com a reforma foi de 15 a 20,7% para o oitavo ano e de 13,3 a 17,3% para o décimo segundo ano em média. Para uma unidade este valor não é considerável tornando-se significativo quando o número de unidades retiradas de operação é alto, pois o custo de aquisição de novas unidades resultaria em um aporte maior do que a reforma.

O maior benefício encontrado na análise destes dados é a operação de transformadores acima da vida útil, impedindo o descarte de todos estes equipamentos sem a correta preocupação ambiental. Muitos deles teriam sido sucateados quando a legislação era escassa.

Os critérios na especificação de compra e testes poderiam ser mais rigorosos assim como o investimento em proteção das linhas de distribuição deveria aumentar para elevar a vida útil destes equipamentos.

Com base nestes valores o critério ambiental se torna fundamental, pois o descarte de todos estes transformadores sem nenhuma preocupação ecológica causaria um grande impacto ambiental devido à possibilidade de contaminação e ao tempo de decomposição. Também aumentaria a quantidade de matéria prima extraída para a fabricação de novas unidades se as antigas não fossem reformadas.

As sugestões de trabalhos futuros são: aumento da amostra, inclusão de outras concessionárias de energia e o acompanhamento das unidades por um período de tempo de no mínimo 4 anos para observar o comportamento de cada transformador em operação.

REFERÊNCIAS

- [1] MEDRAL EQUIPAMENTOS. **Formulário de orçamentos**. Dracena, nov. 2010.
- [2] BRASIL. Ministério de Estado de Minas e Energia. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. **Resenha energética brasileira: exercício de 2009 (preliminar)**. Brasília, DF: MME/SPE, mar. 2010.
- [3] MÉFFE, A. **Metodologia para cálculo de perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição**. 2001. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001.
- [4] PERFIL do setor de energia elétrica 2010. **Revista Eletricidade Moderna**, São Paulo, v. 38, n. 436, jul. 2010.
- [5] DE OLIVEIRA, L. C. O. et al. Gerenciamento de transformadores de distribuição. In: LATIN AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION - CLAGTEE, 8., 2009, Ubatuba. **Proceedings...** Guaratinguetá: FEG/UNESP, 2009.
- [6] DE OLIVEIRA, L. C. O. et al. Otimização técnica e econômica da utilização de transformadores em redes de distribuição . In: CONGRESSO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA DE ENERGIA ELÉTRICA - CITENEL, 1., 2001, Brasília. **Anais...** Brasília: [s.n.], 2001.
- [7] GUIMARÃES, H. Mudança de tensão e hábitos (radiografia de transformadores). **Revista O Setor Elétrico**, São Paulo, n. 38, mar. 2009.
- [8] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. **NBR 5356-1**: Transformador de potência: generalidades. Rio de Janeiro, 2007.
- [9] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. **NBR 5380**: Transformador de potência: método de ensaio. Rio de Janeiro, 1993.

-
- [10] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. **NBR 5440:** Transformador para redes aéreas de distribuição: padronização. Rio de Janeiro, 1987, 1999.
- [11] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. **NBR 8371:** Ascarel para transformadores e capacitores: características e riscos. Rio de Janeiro, 2005.
- [12] SÃO PAULO (Estado). Lei n. 12.288, de 22 de fevereiro de 2006. (Projeto de lei n. 871/2005, do Deputado João Caraméz – PSDB). Dispõe sobre a eliminação controlada dos PCBs e dos seus resíduos, a descontaminação e da eliminação de transformadores, capacitores e demais equipamento elétricos que contenham PCBs, e dá providências correlatas. **Diário Oficial do Estado**, São Paulo, Poder Executivo, Seção 1, v. 116, n. 37, p. 3, 23 fev. 2006.
- [13] RAVAGLIO, M. A.; SCHAEFER J. C. E.; TEIXEIRA Jr, J. A. Estudo de redução de perdas em transformadores de distribuição. In: SEMINÁRIO DE MATERIAIS NO SETOR ELÉTRICO - SEMEL, 6., 1998, Curitiba. **Trabalhos apresentados...** Curitiba: [s.n.], 1998.
- [14] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Resolução Normativa n. 67**, de 08 de junho de 2004. Estabelece critérios para a composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional. Brasília, DF, 2004.
- [15] BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Resolução n. 223**, de 29 abril de 2003. Estabelece as condições gerais para elaboração dos planos de universalização de energia elétrica visando ao atendimento de novas unidades consumidoras com carga instalada de até 50 kW. Brasília, DF, 2003.
- [16] ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS. **Relatório de sustentabilidade 2007**. São Paulo, 2007. Disponível em: <www.elektro.com.br>. Acesso em: nov. 2010.
- [17] TRANSFORMANDO perdas. **Jornal Institucional Interligado da CELG**, Goiânia, 2008. Disponível em: <www.celg.com.br>. Acesso em: mar. 2008.
- [18] CELG. **Norma Técnica NTC-10:** Transformadores para redes aéreas de distribuição – Classes 15 e 36,2 k: especificação e padronização. Revisão 3. Goiânia, jun. 2004. Disponível em: <www.celg.com.br>. Acesso em: nov. 2010.

-
- [19] CELPA. **Norma Técnica Rede Energia - NTD-02**: Fornecimento de energia elétrica em tensão primária de distribuição. Revisão 5. Belém, maio 2005. Disponível em: <www.gruporede.com.br/concessionarias/celpa>. Acesso em: nov. 2010.
- [20] COPEL. **Norma Técnica - NTC 810085**: Especificações técnicas para recuperação de transformadores de distribuição. Belém, fevereiro 2007. Disponível em: <www.copel.com>. Acesso em: nov. 2010.
- [21] FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY Jr, C.; KUSKO A. **Máquinas elétricas**: conversão eletromecânica de energia processos, dispositivos e sistemas. São Paulo: Makron Books, 1975.
- [22] Jordão R. G. **Transformadores**. São Paulo: Blucher, 2002.
- [23] MAMEDE FILHO, J. **Manual de equipamentos elétricos**. 3. ed. São Paulo: LTC, 2005.
- [24] DE OLIVEIRA, J. C.; COGO, J. R.; DE ABREU J. P. G. **Transformadores**: teoria e ensaios. Itajubá: Edgard Blücher, 1984.
- [25] PENA, M. C. M. **Falhas em transformadores de potência**: uma contribuição para análise, definições, causas e soluções. 2003. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2003.
- [26] PICANÇO, A. F. **Avaliação econômica de transformadores de distribuição com base no carregamento e eficiência energética**. 2006. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2006.
- [27] SHIGA, A. A. **Avaliação de custos decorrentes de descargas atmosféricas em sistemas de distribuição de energia**. 2007. Dissertação (Mestrado em Energia) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.
- [28] BRANDÃO Jr., A. F. **Políticas de instalação e operação de transformadores**. 1978. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1978.
- [29] AHN, S. E. UN. **Política de carregamento econômico de transformadores de distribuição**. 1993. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1993.

-
- [30] ELETROBRÁS. **Planejamento de sistemas de distribuição**. Rio de Janeiro: Eletrobrás: Campus, 1982. (Coleção Distribuição de Energia Elétrica, v. 1).
- [31] ELETROBRÁS. **Proteção dos sistemas aéreos de distribuição**. Rio de Janeiro: Eletrobrás: Campus, 1982. (Coleção Distribuição de Energia Elétrica, v. 2).
- [32] ELETROBRÁS. **Desempenho de sistemas aéreos de distribuição**. Rio de Janeiro: Eletrobrás: Campus, 1982. (Coleção Distribuição de Energia Elétrica, v. 3).
- [33] ELETROBRÁS. **Manutenção e operação de sistemas de distribuição**. Rio de Janeiro: Eletrobrás: Campus, 1982. (Coleção Distribuição de Energia Elétrica, v. 4).
- [34] ELETROSUL. Departamento de Planejamento da Expansão. **Obtenção do fator de perdas a partir da curva de carga**: nota técnica. Brasília, DF, fev. 1992.
- [35] JARDINI, J. A. et al. Curvas diárias de carga de consumidores comerciais. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 13., 1997, São Paulo. **Anais...** São Paulo: Centro de Excelência em Distribuição Elétrica, 1997.
- [36] BULLER, F. H.; WOODROW, C. A. Load factor: equivalent hour values compared. **Electrical World**, New York, v. 92, n. 2, p. 59-60, 14 July 1928.
- [37] ROBLES Jr, A. **Custos da qualidade**: uma estratégia para a competição global. São Paulo: Atlas, 1994.
- [38] ASSOCIAÇÃO DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA – ABRADÉE. Comitê de Distribuição – CODI. **Documento Técnico CODI-3.2.19.34.0**: método para determinação, análise e otimização das perdas técnicas em sistemas de distribuição. Brasília, DF, 1996.
- [39] ELETROSUL. Departamento de Planejamento da Expansão. **Obtenção do fator de perdas a partir da curva de carga**: nota técnica. Brasília, DF, fev. 1992.

-
- [40] RAVAGLIO, M. A., SCHAEFER J. C.; TEIXEIRA Jr., J. A. Estudo de redução de perdas em transformadores de distribuição. In: SEMINÁRIO DE MATERIAIS NO SETOR ELÉTRICO - SEMEL, 6., 1998, Curitiba. **Trabalhos apresentados...** Curitiba: [s.n.], 1998.
- [41] RAVAGLIO, M. A et al. Avaliação da vida útil de transformadores da COPEL Distribuição: 2. etapa. In: CONGRESSO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA EM ENERGIA ELÉTRICA - CITENEL, 2., 2003, Salvador. **Trabalhos apresentados...** Salvador: [s.n.], 2003.
- [42] MELO, C. F. et al. Dispositivo para a indicação visual de sobrecargas em transformadores de distribuição. In: CONGRESSO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA EM ENERGIA ELÉTRICA - CITENEL, 2., 2003, Salvador. **Trabalhos apresentados...** Salvador: [s.n.], 2003.
- [43] TAKAYANAGI, H. et al. Mitigação das causas da queima de transformadores de distribuição: ciclo 2. In: CONGRESSO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA EM ENERGIA ELÉTRICA - CITENEL, 2., 2003, Salvador. **Trabalhos apresentados...** Salvador: [s.n.], 2003.
- [44] FERREIRA, A. B. H. **Dicionário Aurélio eletrônico**: novo dicionário Aurélio - século XXI (versão 3.0). São Paulo: Nova Fronteira, 1999. CD-ROM.
- [45] BECHARA, R.; BRANDÃO JR., A. F. Identificação das principais falhas em transformadores de potência. **Revista Eletricidade Moderna**, São Paulo, ago. 2010.
- [46] GUIMARÃES, R. F.A. et al. Proposta de diagnóstico para uso, instalação e descarte de transformadores de distribuição recuperados. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON ENGINEERING EDUCATION – IGIP, 40., 2008, São Vicente. **Proceedings...** [S.I.]: COPEC, 2008.

APÊNDICE A

A.1 Conceitos de Matemática Financeira

A matemática financeira, um dos principais instrumentos de decisão da engenharia econômica, observa o princípio econômico de que o dinheiro não possui o mesmo valor ao longo do tempo, mesmo em condições de inflação zero.

Na análise de qualquer investimento, a tomada de decisão sobre comprar ou vender, bem como sobre o custo de capital são tópicos que não podem ser entendidos sem o conhecimento de juros. A taxa de juros é o parâmetro que vai definir o custo do dinheiro ao longo de um período definido [13, 14].

Juro (J) é a remuneração atribuída ao capital, que nada mais é do que o preço ou custo do dinheiro ao longo do tempo.

A taxa de juros, i , por unidade de tempo é feita mediante a consideração do quociente entre a remuneração ao capital e o capital inicialmente aplicado.

O juro composto é considerado a mais importante técnica usada em finanças, onde ao final de cada período de capitalização, os juros são incorporados ao capital, passando a render juros no período seguinte, ou seja, juros sobre juros, e assim sucessivamente. A taxa de juros compostos é a própria taxa de crescimento. Quanto maior a taxa de juros mais rapidamente cresce o valor futuro, isto porque a taxa de juros é, na realidade, a taxa de crescimento.

A.2 Valor Futuro

Define-se valor futuro (VF) como sendo o valor que deverá ser recebido quando se faz uma aplicação por um determinado número de períodos a uma determinada taxa de juros [14], e podem ser calculados utilizando-se as equações (A.1) e (A.2).

$$VF_s = C_0(1 + i/100.n) \quad (\text{A.1})$$

$$VF_c = C_0(1 + i/100)^n \quad (\text{A.2})$$

sendo:

- VF_s, VF_c : valores futuros utilizando-se juros simples e composto, respectivamente;
- n : número de períodos pelo qual este capital é aplicado;
- C_0 : capital inicial;
- i : taxa de juros.

Taxas de juros equivalentes são aquelas que, referindo-se a períodos de tempo diferentes, fazem com que um capital produza o mesmo montante num mesmo tempo.

$$(1 + i_a) = (1 + i_s)^2 = (1 + i_t)^4 \quad (\text{A.3})$$

sendo:

- i_a : taxa de juros anual;
- i_s : taxa de juros semestral;

- i_t : taxa de juros trimestral.

A.3 Valor Atual e Fator de Valor Atual

Define-se valor atual (ou valor presente) de um fluxo de caixa a uma dada taxa de juros, como a quantia hoje equivalente ao fluxo em questão [14]. Para se determinar um valor atual, P , de uma série de valores, R , distribuídos em n períodos subseqüentes, determina-se um fator chamado de fator de valor atual. Nestas condições, tem-se:

$$P = \frac{R}{1+i} + \frac{R}{(1+i)^2} + \dots + \frac{R}{(1+i)^n} \quad (\text{A.4})$$

Ou ainda:

$$P = R \cdot \left[\frac{1}{1+i} + \frac{1}{(1+i)^2} + \dots + \frac{1}{(1+i)^n} \right] \quad (\text{A.5})$$

sendo :

- P : principal, ou seja, capital no dia de hoje;
- R : série uniforme de pagamentos;
- $\frac{R}{(1+i)^n}$: valor da n -ésima parcela de pagamentos uniformes.

Observa-se que a equação (A.5) representa a soma dos n termos de uma progressão geométrica, dado pela equação (A.6).

$$PG_n = \frac{a_1 - a_1 \cdot q^n}{1 - q} \quad (\text{A.6})$$

Nestas condições, sabendo-se que a razão é $q = \frac{1}{1+i}$ e o termo inicial é $a_1 = \frac{1}{1+i}$, tem-se:

$$PG_n = \frac{(1+i)^n - 1}{i \cdot (1+i)^n} \quad (\text{A.7})$$

Portanto:

$$P = R \cdot \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i \cdot (1+i)^n} \right] \quad (\text{A.8})$$

Define-se fator de valor atual de uma série de pagamentos uniformes como sendo;

$$\text{FVA}(i, n) = \frac{(1+i)^n - 1}{i \cdot (1+i)^n} \quad (\text{A.9})$$

Então:

$$S = R \cdot \text{FVA}(i, n) \quad (\text{A.10})$$

A.4 Fator de Acumulação de Capital - FAC

O *FAC* é um fator utilizado para determinar o capital acumulado a partir de uma série uniforme de pagamentos [14]. O capital acumulado a partir de pagamentos uniformes, considerando-se a capitalização por juro composto com taxa i é dada pela equação A.11.

$$S = R.(1+i)^{n-1} + R.(1+i)^{n-2} ++ R.(1+i) + R. \quad (\text{A.11})$$

sendo:

- S : montante, ou seja, capital no final do período n .

Tem-se:

$$S = R \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i} \right] \quad (\text{A.12})$$

Define-se fator de acumulação de capital como sendo:

$$\text{FAC}(i, n) = \frac{(1+i)^n - 1}{i} \quad (\text{A.13})$$

Então:

$$S = R.\text{FAC}(i, n) \quad (\text{A.14})$$

A.5 Fator de Formação de Capital

A partir da expressão (A.12), tem-se:

$$R = S \cdot \left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (\text{A.15})$$

Define-se fator de formação de capital como sendo:

$$\text{FFC}(i, n) = \frac{i}{(1+i)^n - 1} \quad (\text{A.16})$$

Então:

$$R = S \cdot \text{FFC}(i, n) \quad (\text{A.17})$$

A.6 Fator de Recuperação de Capital

Partindo-se da expressão (A.8), tem-se:

$$R = P \cdot \left[\frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (\text{A.18})$$

Define-se fator de recuperação de capital como sendo:

$$FRC(i, n) = \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (\text{A.19})$$

Então:

$$R = P \cdot FRC(i, n) \quad (\text{A.20})$$

A.7 Métodos de Avaliação Econômica de Projetos

Sob o ponto de vista econômico, o objetivo básico de uma empresa é a maximização de seus resultados quando da realização de sua atividade produtiva. Assim sendo, procura-se obter a máxima produção possível em face da utilização de certa combinação de fatores. A otimização dos resultados poderá ser obtida quando for possível maximizar a produção para um dado custo total ou minimizar o custo para um dado nível de produção [15, 16]. No caso específico deste trabalho, o transformador de distribuição é um fator determinante nas análises dos custos de produção.

Neste contexto, há de se destacar dois tipos de custos que compõe o custo total de operação: custos fixos e custos variáveis. Os custos fixos correspondem à parcela dos custos totais que independem da produção. Na temática deste trabalho, estes custos estão associados às perdas constantes, ou perdas no ferro. Estas estão sempre presentes a partir do momento em que um transformador qualquer é energizado e são praticamente independentes da energia disponibilizada para consumo. Em uma ótica mais abrangente dentro da teoria econômica pode ser comparado aos chamados custos indiretos [16, 17].

Os custos variáveis representam a parcela do custo total relacionadas com o volume de produção. Representam, portanto, as perdas no cobre, as quais estão diretamente ligadas à energia disponibilizada para consumo através do

transformador e dos gastos com a matéria prima. No contexto econômico são os chamados custos diretos.

Para avaliação da viabilidade e otimização de projetos é, ainda, importante considerar o chamado custo de oportunidades. Estes são custos implícitos, que não envolvem desembolso monetário e representam os valores dos insumos que pertencem à empresa e são usados no processo produtivo. Estes valores são estimados a partir do que poderia ser ganho no melhor de alternativas diferentes, razão pela qual são também conhecidos como custos alternativos [18]. Dentro do enfoque deste trabalho, são valores apurados quando, por exemplo, um transformador opera com carregamento abaixo de um valor considerado mais produtivo dentro da classe de potência do equipamento.

A.8 Período de Recuperação de Capital ou “Payback Period”

É o tempo necessário para recuperar o capital investido em um empreendimento [18]. Ou seja, é o prazo de tempo até que o investimento inicial seja recuperado por meio de fluxos de caixa líquidos positivos gerados pelo negócio. Corresponde, portanto, ao período de tempo em que os valores dos investimentos realizados e despesas se igualam às entradas de caixa, conforme equação (A.21).

$$\sum_{t=0}^T L_t = 0 \quad (\text{A.21})$$

sendo:

- L_t : fluxo de caixa do projeto;
- T : período total para recuperação do capital.

Esta metodologia tem como elemento de decisão o número de anos ou meses necessários para que se recupere o capital inicial investido.

A.9 Valor Presente Líquido (VPL)

O método do VPL compara todas as entradas e saídas de dinheiro na data inicial do projeto, descontando todos os valores futuros do fluxo de caixa. É uma técnica de análise de fluxos de caixa em estudos de viabilidade de projetos de investimento. A taxa usada é conhecida por custo de oportunidade ou custo do capital para o empresário [18]. Na avaliação das propostas de projetos, o critério de decisão neste caso é selecionar o projeto que apresentar o menor *VPL*.

$$VPL = \sum_{t=0}^T \frac{L_t}{(1+i)^t} \quad (\text{A.22})$$

sendo:

- i : taxa de desconto;
- VPL : valor presente líquido;
- T : horizonte de projeto.

A.10 Taxa Interna de Retorno (TIR)

É a taxa de desconto que leva o valor atual das entradas de caixa a se igualarem ao investimento inicial referente a um projeto [18], conforme equação (A.23).

$$\sum_{t=0}^T \frac{L_t}{(1+i^*)^t} = 0 \quad (\text{A.23})$$

sendo:

- i^* : *TIR*

Um investimento é atraente quando a *TIR* é maior ou igual à taxa de juros vigente no mercado para uma aplicação com o mesmo nível de risco. Resumidamente, o projeto é viável se apresentar *TIR* maior do que o custo do capital.