

PAULO ROBERTO BIANCHI

**CARACTERIZAÇÃO DE ENVELHECIMENTO DE
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA : ANÁLISE COMPARATIVA**

**Dissertação submetida à
Universidade Federal de Santa
Catarina para a obtenção do grau
de Mestre em Engenharia de
Produção.**

FLORIANÓPOLIS

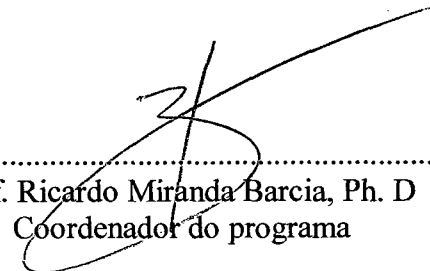
2000

TERMO DE APROVAÇÃO

CARACTERIZAÇÃO DE ENVELHECIMENTO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA : ANÁLISE COMPARATIVA

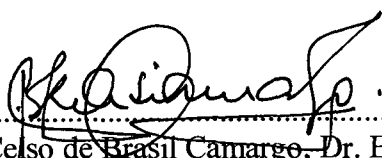
PAULO ROBERTO BIANCHI

Esta dissertação foi julgada adequada para obtenção do título de Mestre em Engenharia, Especialidade Engenharia de Produção, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós – Graduação.



.....
Prof. Ricardo Miranda Barcia, Ph. D
Coordenador do programa

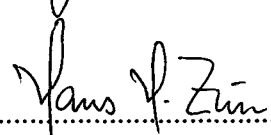
Banca Examinadora:



.....
Prof. C. Celso de Brasil Camargo, Dr. Eng.
Orientador



.....
Prof. Jorge Coelho, D. Sc.



.....
Prof. Hans Helmut Zürn, Ph. D

Florianópolis, 22 de Novembro de 2000

Este trabalho é dedicado a minha esposa e filhos, pela compreensão e incentivo durante todo o desenvolvimento dos trabalhos.

AGRADECIMENTOS

A entidade ITAIPU BINACIONAL, em nome do Diretor Geral Brasileiro, do Diretor Técnico Executivo e do Diretor Administrativo Brasileiro, não só pela oportunidade oferecida como também pelo apoio e suporte durante a realização deste trabalho.

Ao meu chefe, Eng. Ricardo Cesar Pamplona pelas idéias, apoio, incentivo e amizade demonstrada durante todas as etapas deste trabalho.

A Superintendência de Engenharia, em nome do Superintendente Erwin Backmann Beck e do Vice - Superintendente Alexandre Machado Fernandes Filho, pela viabilização deste projeto.

Ao professor C. Celso de Brasil Camargo pelo seu conhecimento, confiança e apoio com que orientou os trabalhos.

Aos professores Jorge Coelho e Hans Helmut Zürn pela participação na banca examinadora.

A LIGHT Serviços de Eletricidade, em nome do engenheiro e amigo Flávio Luciano A. Souza pela possibilidade de utilização de seus dados e experiência no trabalho realizado.

Ao colega Roberval Antonio de Oliveira, que proporcionou o apoio indispensável e seguro na parte de informática quanto aos programas utilizados neste projeto.

A Fernando Bastos Filho, pela troca de idéias e apoio recebido.

Aos professores do curso de Mestrado em nome do coordenador do curso, professor Edson Pacheco Paladini e do professor Osmar Possamai que sempre incentivou a viabilização deste projeto.

Aos colegas de trabalho pelo incentivo e apoio durante o desenvolvimento do projeto

SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS.....	viii
LISTA DE FIGURAS.....	ix
LISTA DE QUADROS.....	ix
LISTA DE SIGLAS.....	ix
RESUMO.....	x
ABSTRACT.....	xi
CAPÍTULO 1- INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Definição do Tema, Problema e Justificativa.....	2
1.2 Objetivos.....	4
1.2.1 <i>Geral</i>	4
1.2.2 <i>Específicos</i>	5
1.3 Resultados Esperados.....	6
1.4 Delimitação do Trabalho.....	6
1.5 Estrutura do Trabalho.....	6
CAPÍTULO 2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	8
2.1 Envelhecimento e Degradação de Equipamentos.....	8
2.2 Vida Útil dos Equipamentos.....	12
2.3 Modelos de Substituição de Equipamentos.....	14
2.4 O Envelhecimento em Transformadores de Potência – Práticas Usuais.....	16
2.5 A Teoria da Caracterização de Envelhecimento de Equipamentos - Metodologia TCE.....	23
2.5.1 <i>IFR - Taxa de Falha Crescente</i>	26
2.5.2 <i>IFRA – Taxa de Falha Crescente na Média</i>	27
2.5.3 <i>NBU – Novo Melhor que Usado</i>	27
2.5.4 <i>NBUE – Novo Melhor que Usado sob o Ponto de Vista da Média</i>	27
2.5.5 <i>NBUFR – Novo Melhor que Usado sob o Ponto de Vista de Risco de Falha.</i>	28
2.5.6 <i>DMRL - Vida Residual Média Decrescente</i>	28
2.6 Falhas em Transformadores de Potência.....	29
2.7 Análise Custo / Benefício.....	31
2.8 Considerações Finais.....	34

CAPÍTULO 3 – MODELO PROPOSTO	35
3.1 Métodos Utilizados na Light Rio	36
3.1.1 <i>Critério de Seleção dos Transformadores</i>	36
3.1.2 <i>Classificação de Risco</i>	39
3.1.3 <i>Revitalização dos Transformadores</i>	40
3.1.4 <i>Principais Resultados</i>	41
3.1.5 <i>Benefícios Obtidos</i>	41
3.1.6 <i>Conclusões</i>	43
3.2 Metodologia TCE	43
3.2.1 <i>IFR 1 – Taxa de Falha Crescente Segundo Ebrahimi</i>	44
3.2.2 <i>IFR 2 – Taxa de Falha Crescente segundo Bagai e Jain</i>	44
3.2.3 <i>IFR 3 – Taxa de Falha Crescente segundo Sengupta</i>	45
3.2.4 <i>IFR 4 – Taxa de falha Crescente segundo Rojo</i>	45
3.2.5 <i>Vida Residual Média</i>	47
3.3 Análise Custo / Benefício	47
3.3.1 <i>Vida Econômica do Transformador Desafiante</i>	48
3.3.2 <i>Determinação do Momento de Substituição</i>	48
3.4 Tratamento dos Dados Coletados	49
3.5 Fluxograma Para a Metodologia Proposta	52
3.5.1 <i>Coleta de Dados</i>	54
3.5.2 <i>Agrupamento dos Transformadores em Famílias</i>	54
3.5.3 <i>Tratamento dos Dados Coletados</i>	54
3.5.4 <i>Aplicação das Funções – Teste pela Metodologia TCE</i>	54
3.5.5 <i>Análise Custo / Benefício</i>	55
3.5.6 <i>Comparação dos Resultados : Metodologia TCE X metodologia Light</i>	55
3.5.7 <i>Análise dos Resultados</i>	55
 CAPÍTULO 4 – APLICAÇÃO PRÁTICA	 56
4.1 A Light Serviços de Eletricidade S.A.	56
4.2 Situação dos Transformadores da Light em 1987	57
4.3 Transformadores a Serem Estudados	58
4.3.1 <i>Transformadores de 15 / 20 MVA – 138 / 13,8 kV</i>	59
4.3.2 <i>Transformadores de 30 / 40 MVA – 138 / 13,8 kV</i>	60
4.4 Resumo das Famílias de Transformadores	61
4.5 Falhas Ocorridas no Período de 1990 a 1999	61
4.6 Aplicação da Metodologia TCE	65
4.6.1 <i>Caracterização do Envelhecimento</i>	65
4.6.2 <i>Vida Residual Média</i>	67
4.6.3 <i>Programa para Aplicação da Metodologia TCE</i>	67
4.7 Aplicação da Análise Custo / Benefício	68
4.7.1 <i>Custos Anuais de Manutenção</i>	68
4.7.2 <i>Custos Anuais de Operação</i>	72
4.7.3 <i>Custos de Energia Não Fornecida</i>	72
4.7.4 <i>Preço dos Transformadores</i>	72
4.7.5 <i>Cálculo da Vida Econômica dos Transformadores Desafiantes</i>	73
4.7.6 <i>Determinação do Momento da Substituição ou Renovação</i>	75
4.7.7 <i>Revitalizar X Substituir</i>	77
4.7.8 <i>Programa para Aplicação da Análise Custo / Benefício</i>	79

4.8 Avaliação de Resultados : Metodologia Light X Metodologia TCE.....	79
CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	83
ANEXO 1 - Fatores para Determinação dos Limites 3σ dos Gráficos de Controle	86
ANEXO 2 - Tela do Programa Visual Basic - Dados de Entrada - Família 1 (sem o ano de 1999)	87
ANEXO 3 - Tela do Programa Visual Basic - Resultado da Função Teste IFR3 - Família 1 (sem o ano de 1999).....	88
ANEXO 4 - Tela do Programa Visual Basic – Dados de Entrada – Família 1 (com o ano de 1999).....	89
ANEXO 5 – Tela do Programa Visual Basic – Resultado da Função Teste IFR4 – Família 1 (com o ano de 1999).....	90
ANEXO 6 – Tabela Financeira.....	91
ANEXO 7 – Vida Econômica dos Transformadores Desafiante – Família 1 – Cálculos.....	92
ANEXO 8 - Vida Econômica dos Transformadores Desafiante – Família 2 – Cálculos.....	93
ANEXO 9 – Análise Custo / Benefício – Família 1.....	94
ANEXO 10 - Análise Custo / Benefício – Família 2	95
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	96

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1	Energia / PIB / População	3
Tabela 2.1	Vida Útil de Alguns Equipamentos de Subestações de Tensão ≥ 123 kV	14
Tabela 2.2	Valores de GP e 2 - FAL	21
Tabela 2.3	Taxas de Falhas por Ano – Transformadores	30
Tabela 2.4	Tempo Médio em Horas Para Reparo em Transformadores	31
Tabela 3.1	Idade dos Transformadores de Potência na Light em 1997.....	37
Tabela 3.2	Transformadores de Potência no Sistema Energético Brasileiro	38
Tabela 3.3	Situação dos Transformadores de Potência da Light em 1997, por Nível de Risco.....	39
Tabela 3.4	Transformadores Instalados X Riscos de Falha – 1997	42
Tabela 3.5	Transformadores Instalados X Riscos de Falha – 1999	43
Tabela 4.1	Resumo de Intervenções nos Transformadores Light Devido à Implantação de Técnicas Preditivas	58
Tabela 4.2	Quantidade e Idade dos Transformadores de 15 / 20 MVA em 1997 – Light	59
Tabela 4.3	Quantidade e Idade dos Transformadores de 30 / 40 MVA em 1997 – Light.....	60
Tabela 4.4	Resumo das Famílias de Transformadores	61
Tabela 4.5	Falhas Evitadas.....	62
Tabela 4.6	Unidades de Transformadores Revitalizados	62
Tabela 4.7	Falhas dos Transformadores nos Enrolamentos	63
Tabela 4.8	Falhas Totais e Taxas de Falhas dos Transformadores - Família 1	64
Tabela 4.9	Falhas Totais e Taxas de Falhas dos Transformadores - Família 2	64
Tabela 4.10	Resultados da Metodologia TCE para os Transformadores de Potência	65
Tabela 4.11	Resultados da Metodologia TCE para os Transformadores de Potência excluindo-se o Ano 1999.....	66
Tabela 4.12	Envelhecimento dos Transformadores Calculados pela Metodologia TCE.....	67
Tabela 4.13	Vida Residual Média dos Transformadores Analisados (Anos) 67	
Tabela 4.14	Custos Totais de Manutenção nos Transformadores de Itaipu - US\$	70
Tabela 4.15	Custos Totais Médios de Manutenção nos Transformadores De Itaipu – US\$.....	70
Tabela 4.16	Custos de Manutenção Periódicas nos Transformadores de Itaipu – US\$	71
Tabela 4.17	Custos Médios de Manutenção Periódica nos Transformadores de Itaipu – US\$	71
Tabela 4.18	Vida Econômica dos Transformadores Desafiante	74
Tabela 4.19	Momento de Substituição do Transformador Defensor	76
Tabela 4.20	Revitalização X Substituição – Custos Anuais Uniformes Equivalentes	78
Tabela 4.21	Comparativo de Valores Aplicando-se as Metodologias Light e TCE	80

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Curva da Banheira	11
Figura 2.2	Distribuição de Falhas em Transformador Regulador	29
Figura 2.3	Taxas de Falhas por Tensão em 1998	30
Figura 2.4	Vida Econômica de um Equipamento	33
Figura 3.1	Ano de Fabricação das Unidades a Serem Revitalizadas	38
Figura 3.2	Exemplo Genérico de Função Convexa	45
Figura 3.3	Gráfico de Controle - Esquemático	51
Figura 3.4	Fluxograma para a Metodologia Proposta	53
Figura 4.1	Fluxo de Caixa - Vida Econômica dos Equipamentos	73
Figura 4.2	Fluxo para Determinação do Momento da Substituição, segundo Casaroto e Kopittke	75
Figura 4.3	Fluxos de Caixa Para Revitalização X Substituição dos Transformadores	78

LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1	Estados de Degradação de Equipamentos	10
------------	---	----

LISTA DE SIGLAS

ABNT	- Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANSI	- American National Standard Institute
CEMIG	- Companhia de Eletricidade de Minas Gerais
CEPEL	- Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CESP	- Companhia Energética de São Paulo
CIGRÉ	- Conférence Internationale des Grands Reseau Electriques à Haute Tension
CPFL	- Companhia Paulista de Força e Luz
GCOI	- Grupo Coordenador para Operação Interligada
IEC	- International Electrotechnical Commission
IEEE	- Institute of Electrical and Eletronics Engineers
NBR	- Norma Brasileira Registrada
PIB	- Produto Interno Bruto
TCE	- Testes de Caracterização do Envelhecimento

RESUMO

Esta dissertação tem por objetivo apresentar o resultado de estudo de um modelo de caracterização de envelhecimento de equipamentos – Metodologia TCE, como mais uma ferramenta no que diz respeito ao gerenciamento da vida de equipamentos elétricos. Para este fim o estudo compara os métodos utilizados por empresa do setor elétrico, quanto à avaliação do estado de degradação dos seus transformadores de potência através de análise do estado dos materiais isolantes, com a metodologia de caracterização de envelhecimento de equipamentos - Metodologia TCE, que compreende a realização de vários testes estatísticos baseados em distribuições de probabilidade com características de envelhecimento. Também nesta dissertação, é apresentado uma análise de custo / benefício, de forma a identificar o momento a ser tomado para a substituição ou renovação dos transformadores estudados bem como realizada uma análise de qual alternativa optar, se pela substituição ou renovação dos referidos equipamentos. A aplicação prática da Metodologia TCE, nos transformadores da Light Serviços de Eletricidade S.A., apresentou resultados bem próximos dos obtidos por esta concessionária ao utilizar-se de seus próprios métodos. Pelo estudo realizado, observa-se que a Metodologia TCE pode ser utilizada como mais uma ferramenta na determinação do estado de degradação dos transformadores de potência em conjunto com os métodos atualmente praticados pelas concessionárias e fabricantes deste equipamentos, requerendo no entanto um histórico bastante confiável das taxas de falhas dos equipamentos.

ABSTRACT

The purpose of this dissertation is to present the results of a study on a model designed to characterise the aging process of equipment - TCE Methodology - as an additional tool for managing the service life of electrical equipment. To this effect, the study makes a comparison between the conventional methods employed by a firm of the electrical sector for the evaluation of the state of degradation of its power transformers by analysing the state of the insulating materials, and those employing the methodology for characterising the aging of equipment - TCE Methodology - comprising the execution of various statistical tests based on the distribution probability of ageing characteristics. This dissertation also presents a cost/benefit analysis intended to identify the moment to be chosen for the replacement or overhaul of the transformers being studied, together with an analysis of which alternative should be adopted: whether to replace or to overhaul the above mentioned apparatus. The practical application of the TCE Methodology to the Light Serviços de Eletricidade S. A. transformers presented results approximating those obtained by this concessionaire utilising its own methods. The present study demonstrates that the TCE Methodology can be used as an additional tool for determining the state of degradation of power transformers, in conjunction with the methods currently practised by the concessionaires and manufacturers of this equipment, requiring, however, very reliable records of the failure indexes of the equipment.

CAPÍTULO 1- INTRODUÇÃO

Um dos grandes problemas para as companhias concessionárias de energia elétrica, diz respeito ao gerenciamento da vida dos equipamentos elétricos. Em função das dificuldades de aquisição de novos equipamentos, devido a problemas de contenção de despesas, e no caso do Brasil, pela existência de uma grande quantidade de equipamentos com idade avançada de operação, este problema fica evidenciado.

Os equipamentos elétricos de alta tensão e em particular os transformadores de potência, objeto de estudo nesta dissertação, possuem um desgaste natural durante sua vida útil ao longo dos anos de operação. De forma a gerenciar este desgaste e de maneira a garantir um adequado nível de confiabilidade, é que sofisticadas estratégias de manutenção têm sido desenvolvidas e aplicadas. Apesar desta manutenção, cada equipamento ou peça possui um determinado tempo de vida, sendo o gerenciamento deste tempo de vida essencial à otimização na tomada de decisão de se proceder a renovação ou a substituição do equipamento em análise.

Observa-se que a decisão de substituição ou renovação de um equipamento envolve grande inversão de capital e afeta de uma maneira geral a qualidade e competitividade das organizações. A deterioração dos equipamentos ocasiona crescente necessidade de manutenção e custos operacionais elevados, fazendo com que o equipamento perca sua eficiência operacional.

Adicionalmente, a crescente evolução tecnológica, com o uso de materiais mais eficientes, coloca em relevância a monitoração contínua do estado dos equipamentos de um moderno sistema elétrico de potência.

1.1 Definição do Tema, Problema e Justificativa

Inicialmente, de forma a enquadrar a dissertação no contexto atual e a importância do tema, faz-se necessário um pequeno histórico da energia elétrica e sua contribuição para a sociedade como um todo.

A energia elétrica, no início do século XIX, estava circunscrita ao campo das curiosidades científicas, sendo posteriormente utilizada como uma forma comercial de energia, primeiramente nas comunicações, depois na metalurgia e na indústria química leve e, finalmente, na iluminação.

Segundo o Centro da Memória da Eletricidade no Brasil [1988, p18], a utilização da eletricidade na iluminação causou um impacto econômico sem precedentes, viabilizando a formação de um novo setor industrial: a indústria elétrica. Esta indústria desenvolveu-se segundo dois ramos: a indústria de equipamentos elétricos, que foi alavancada pelo amplo mercado consumidor para as lâmpadas incandescentes, e a indústria de energia elétrica, que se constituiu no sistema de geração, transmissão e distribuição de corrente elétrica.

A notável difusão do uso da energia elétrica está intimamente ligada a duas de suas características essenciais, que são, a sua transmissibilidade (permitindo a instalação de indústrias e centros urbanos distantes das fontes de energia) e a sua flexibilidade (permitindo a sua conversão em outras formas de energia como o calor e a luz). Isto possibilitou a ampla disseminação da energia elétrica, colocando-a ao alcance de todos.

Pode-se afirmar que o crescimento econômico induzido pela oferta de energia elétrica seguiu paralelo ao desenvolvimento social refletido na elevação da qualidade de vida da população. Esta afirmação pode ser melhor comprovada pelos dados da tabela 1.1, onde observa-se o crescimento da renda per capita da população com o conseqüente aumento per capita do consumo de energia.

Tabela 1.1 – Energia / PIB / População.

ENERGIA / PIB / POPULAÇÃO					
ESPECIFICAÇÃO	1970	1980	1990	1997	1998
POPULAÇÃO - 10 ⁶	93	119	145	159	161
PIB - 10 ⁹ US\$(1998)	236	540	631	772	773
PER CAPITA - 10 ³ US\$	2,53	4,54	4,36	4,86	4,80
OFERTA INTERNA DE ENERGIA - 10⁶tep	74,0	139,2	187,3	242,9	250,1
PER CAPITA - tep	0,79	1,17	1,29	1,53	1,55
POR PIB - tep/10 ³ US\$	0,31	0,26	0,30	0,31	0,32
CONSUMO FINAL DE ENERGIA - 10⁶tep	69,2	127,7	169,4	221,6	228,3
PER CAPITA - tep	0,74	1,07	1,17	1,39	1,42
POR PIB - tep/10 ³ US\$	0,29	0,24	0,27	0,29	0,30
OFERTA DE ELETRICIDADE - TWh	46	139	249	348	361
PER CAPITA - kWh	491	1169	1723	2192	2242
POR PIB - Wh/US\$	194	258	395	451	467

Nota : 1MWh = 3132 Mcal = 0,29 tep

Fonte : Ministério de Minas e Energia [1999]

Percebendo-se a energia elétrica como um dos insumos estratégicos para o desenvolvimento da sociedade e a necessidade de grandes aportes de capital para sua implantação, o Estado, no caso do Brasil e de outros países, assumiu diretamente o controle do setor elétrico, dentro de uma filosofia de garantir o desenvolvimento industrial.

Este modelo vigorou até meados da década de 90, quando então o Estado, premido por dificuldades econômicas e financeiras para expandir o sistema elétrico, reestruturou o setor elétrico brasileiro de forma a viabilizar o aporte de capital privado e introduzindo mecanismos de competição em busca de uma maior eficiência. Iniciou-se, assim, uma nova etapa para o setor, de forma totalmente diferenciada do antigo controle estatal.

Em vista disto, tem-se buscado cada vez mais a utilização dos equipamentos dos sistemas de transmissão de energia elétrica de uma forma mais racional e otimizada, em meio a recursos financeiros escassos. Entre estes equipamentos, os transformadores são os mais onerosos de um sistema de transmissão e a caracterização do seu envelhecimento, visando a determinação do momento mais adequado para sua renovação ou sua substituição, de modo a se manter os altos índices de confiabilidade requeridos pelo sistema energético, desponta como de grande interesse.

Assim para um melhor equacionamento da tomada de decisão, há a necessidade de se determinar o estado atual de degradação do equipamento em estudo, sendo a determinação da idade atual e tempo de vida remanescente dos equipamentos motivo de muitas pesquisas, seja por parte do usuário do equipamento ou por parte de fabricantes, através de novas técnicas de monitoramento “on-line” e/ou “off-line” de grandezas que auxiliem no diagnóstico de seu estado.

1.2 Objetivos

A seguir serão apresentados os objetivos desta dissertação dentro do contexto de substituição ou renovação de equipamentos.

1.2.1 Geral

Comparar os métodos de avaliação do estado de degradação de transformadores de potência, atualmente utilizados pela Light através de análises do estado dos materiais isolantes realizado por diversos métodos que serão descritos no capítulo 3, com a metodologia de caracterização de envelhecimento de equipamentos que se baseia em funções teste que levam em conta o histórico de taxas de falhas dos equipamentos, bem como fazer uma análise custo/benefício visando a escolha de substituição ou renovação dos transformadores estudados.

Nesta dissertação a metodologia teórica a ser utilizada, de forma a comparar com métodos utilizados pela Light Serviços de Eletricidade S.A. para determinação do estado de degradação em transformadores de potência, será a metodologia para caracterização de envelhecimento de equipamentos, denominada metodologia TCE.

A escolha para a utilização da metodologia TCE, deve-se a sua facilidade de implantação através de testes estatísticos baseados nos conceitos de distribuições de probabilidade com características de envelhecimento e que preservam a ordem cronológica dos eventos de falha, ou seja, uma modelagem que se aproxime o mais possível do comportamento de um equipa-

mento durante sua operação. Também esta metodologia é de fácil entendimento e aplicável tanto a equipamentos reparáveis, que é o caso estudado, como para equipamentos não-reparáveis.

1.2.2 Específicos

- a) Coletar os dados de taxas de falhas e resultados de análise efetuados nos transformadores de potência, na empresa concessionária de energia elétrica Light do Rio de Janeiro, e que tenham sido submetidos à análise do estado dos materiais isolantes por metodologia atualmente empregada nesta empresa.
- b) Agrupar os transformadores de potência a serem analisados da Light em famílias, segundo tipos, projetos e tempos de entrada em operação.
- c) Levantar os custos históricos de manutenção e operação nos transformadores a serem analisados.
- d) Verificar pela metodologia de caracterização de envelhecimento de equipamentos, através de uma série de testes estatísticos para determinação dos intervalos de tempo a partir dos quais os transformadores estudados estão apresentando degradação.
- e) Comparar os resultados obtidos pela caracterização do envelhecimento através de testes estatísticos com a metodologia utilizada pela Light quanto ao estado dos materiais isolantes dos transformadores.
- f) Verificar a validade da metodologia de caracterização de envelhecimento de equipamentos para o caso de transformadores de potência.
- g) Realizar uma análise de custo / benefício, quanto à substituição ou à renovação dos transformadores estudados, bem como do momento de sua substituição.

1.3 Resultados Esperados

- a) Verificar a aplicabilidade do modelo de caracterização de envelhecimento como mais uma ferramenta para o gerenciamento de vida para os transformadores, sem a necessidade de uma técnica invasiva, ou seja, que necessite a retirada do equipamento de operação para possibilitar a sua abertura .
- b) Possibilitar a incorporação aos sistemas especialistas de diagnósticos integrados de transformadores, atualmente existentes, o modelo proposto.
- c) Otimizar a decisão de substituição ou renovação de equipamentos, com o modelo proposto.

1.4 Delimitação do Trabalho

- a) O estudo depende das empresas possuírem banco de dados dos equipamentos estudados, quanto a taxa de falhas, custos de manutenção e de operação.
- b) O estudo se atém a um único tipo de equipamento, ou seja, transformadores de potência.
- c) O estudo não se dispõe a utilizar teorias já empregadas em outros trabalhos de substituição ou renovação de equipamentos, tais como a teoria da decisão e multicritério.
- d) A metodologia de caracterização de envelhecimento de equipamentos utilizada, faz uma análise quanto à determinação dos intervalos de tempo em que se inicia o envelhecimento dos equipamentos, porém não indica quão acentuado é este envelhecimento.

1.5 Estrutura do Trabalho

No primeiro capítulo, foram apresentadas razões para a importância da energia elétrica na sociedade moderna, como também de que forma os transformadores de potência se destacam

neste contexto, devido ao seu alto custo e serem peças fundamentais para se manter o alto grau de confiabilidade requerido pelos sistemas elétricos.

Já no segundo capítulo, será feita uma revisão bibliográfica quanto ao problema geral de envelhecimento e degradação de equipamentos de uma forma geral, de estimativas de vida útil de transformadores de potência, dos principais modelos de substituição de equipamentos normalmente utilizados, das práticas usuais de gerenciamento da vida de transformadores utilizados pelas concessionárias de energia elétrica e estudados por centros de pesquisa e universidades.

No terceiro capítulo será apresentado o modelo a ser proposto, utilizando-se a metodologia de caracterização de envelhecimento de equipamentos através de utilização de históricos de taxas de falhas seguida de uma análise de custo / benefício com objetivo de subsidiar a decisão de renovação ou substituição de transformadores de potência, bem como a descrição da metodologia utilizada pela Light.

A seguir, no quarto capítulo, será mostrada a aplicação prática com o modelo de caracterização do envelhecimento em transformadores da Light separados em grupos de famílias, sendo após realizada comparação dos resultados obtidos com a metodologia utilizada pela concessionária na determinação do estado de degradação dos transformadores.

Por fim no quinto e último capítulo, serão apresentadas as conclusões e sugeridas possibilidades de continuação dos estudos ligados ao tema.

CAPÍTULO 2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, serão apresentadas definições dos estados de envelhecimento e degradação de equipamentos, valores usuais de tempo de vida de transformadores de potência e de forma comparativa a outros equipamentos de subestação, bem como princípios que norteiam a decisão de substituição ou de renovação de equipamentos.

Também serão apresentados os métodos e procedimentos utilizados nas empresas concessionárias de energia elétrica visando a determinação do estado de degradação dos transformadores de potência, sendo relatadas ao longo do tempo as diversas metodologias e experiências utilizadas com a correspondente evolução nesta área.

Sendo o objetivo desta dissertação a comparação entre os métodos empregados nas concessionárias de energia elétrica e a metodologia de caracterização de envelhecimento, que faz uso de testes estatísticos para se obter o estado de degradação dos transformadores, também é apresentado o modelo desta teoria.

Por fim neste capítulo, serão mostrados os motivos para a elaboração de uma análise custo / benefício visando a aplicação nos transformadores de potência estudados da Light .

2.1 Envelhecimento e Degradação de Equipamentos

Um equipamento tem sua duração de vida definida, segundo Camargo [1979,p.34], “como a propriedade em conservar sua capacidade de trabalho, com as interrupções necessárias para reparos, até um valor limite fornecido na sua documentação técnica. Este limite pode ser a ruptura ou outro tipo de avaria, bem como um decréscimo no rendimento, na precisão, na potência, etc.”.

Os equipamentos eletromecânicos de uma forma geral possuem seu envelhecimento associado à ocorrência de mudanças irreversíveis e prejudiciais no isolamento de materiais ou sistemas utilizados em sua fabricação. Um equipamento, ao longo de sua vida, irá sofrendo um processo de degradação que poderá se evidenciar pela sua deterioração, que é uma característica do próprio envelhecimento, traduzido pelo acréscimo nos custos de manutenção e de operação e que irá ocasionar sua obsolescência.

A obsolescência, fenômeno que pode encorajar a substituição de um equipamento, não é somente característica dele próprio, leva em consideração, também, as características dos novos equipamentos denominados de desafiantes, em relação aos atuais chamados de defensores, ou seja, leva em conta as inovações tecnológicas na área em consideração.

Assim, conforme Ensslin e Corrêa [1996, p.783], o maior motivo para a substituição de um equipamento é a sua degradação; caso um equipamento não sofresse um processo de degradação e continuasse indefinidamente com o mesmo valor econômico e com a mesma capacidade para executar suas funções, a substituição ocorreria provavelmente por obsolescência tecnológica.

Dessa forma, os fatores que anunciam a chegada do momento de se tomar a decisão quanto a renovação ou substituição de um equipamento, podem ser sintetizados de acordo com o quadro 2.1.

Quadro 2.1 : Estados de Degradação de Equipamentos.

DEGRADAÇÃO				
Atual			Oportunidade	
Deterioração			Custo de Obsolescência	Obsolescência de Mercado
Acréscimo dos custos de operacionais	Diminuição da capacidade nominal	Decréscimo do valor de revenda	Custos operacionais superiores ao de novos equipamentos	Decréscimo do valor das vendas comparado a novo Equipamento
Substituição ou Renovação			Substituição	Substituição Estratégica

Fonte : Baseado em Meyer [1993, p. 213]

No caso de transformadores de potência, a substituição por obsolescência tecnológica não procede, em virtude de até o presente momento não se possuiu uma significativa evolução tecnológica para este equipamento que justifique tal substituição.

A idéia de envelhecimento de equipamentos está muito associada a sua taxa de falhas. Para o caso de transformadores de potência a própria definição de envelhecimento, conforme a norma IEC – Publication 505 apud Pettersen [1990, p.67], é “são alterações danosas irreversíveis à capacidade de serviço do transformador. Tais alterações são caracterizadas por uma taxa de falha crescente com o tempo”.

Como taxa de falha (λ), define-se a relação entre o número de falhas nos equipamentos e o número total dos equipamentos em operação na unidade de tempo, sendo que a experiência tem demonstrado que grande parte dos equipamentos tem sua taxa de falhas em relação ao tempo, conforme a figura 2.1 e que é conhecida como a “curva da banheira”, Camargo [1979, p.45-46].

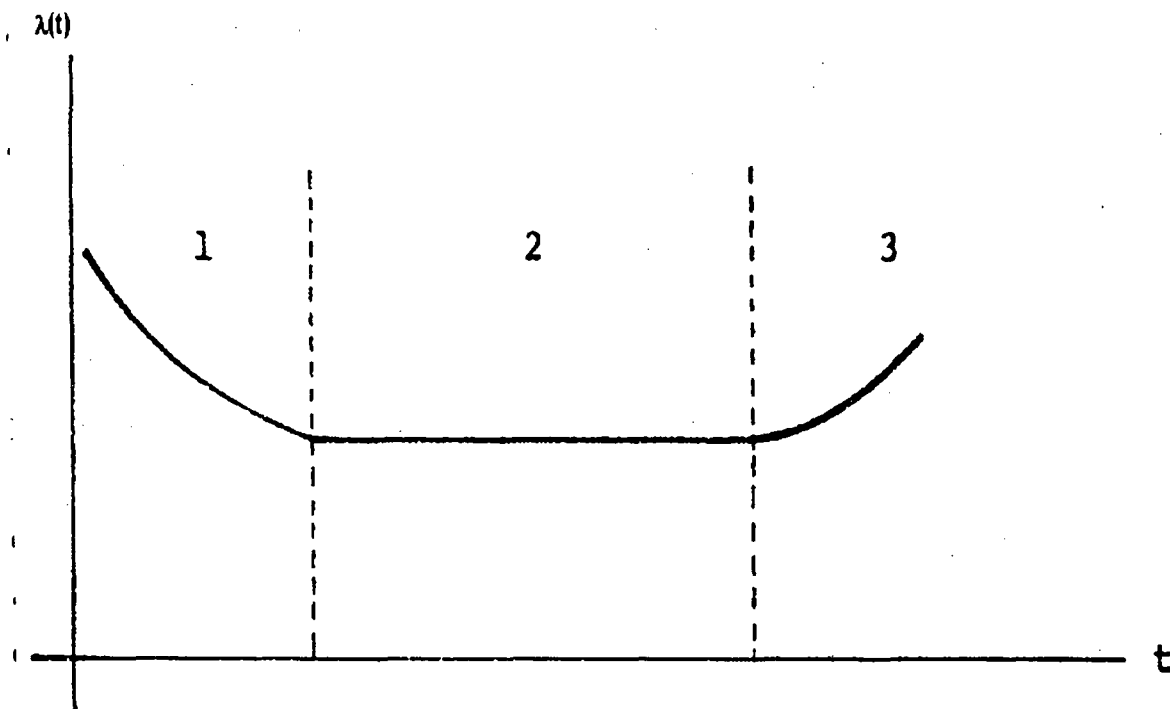


Figura 2.1 – Curva da Banheira

Observa-se que a Curva da Banheira apresenta três fases distintas a saber :

- Fase 1

Os valores de taxas de falha são inicialmente altos, decrescendo em seguida, devendo-se ao fato que muitos elementos apresentam defeitos logo após serem colocados em serviço, seja por projetos inadequados seja por deficiências de fabricação. Nesta fase , o comportamento da curva pode ser representado pela distribuição de Weibull.

- Fase 2

Conhecida como o período de “vida útil”, onde os valores de taxas de falha são aproximadamente constante. Nesta fase, as falhas apresentam características aleatórias. Somente neste período é válida a utilização da distribuição exponencial.

- Fase 3

Conhecida como o período de envelhecimento, onde os valores de taxas de falhas apresentam um rápido crescimento com o tempo. De uma maneira geral, a distribuição normal é a que melhor se apresenta para representar esta fase.

No momento da tomada de decisão, deve-se levar em consideração, também, a possibilidade de extensão da vida útil dos equipamentos através da alteração na política de manutenção e de operação destes equipamentos, ou mesmo na possibilidade de renovação do equipamento propriamente dito.

Vários são os fatores que devem ser levados em conta na tomada de decisão quanto à substituição dos equipamentos, como os citados por Da Rocha [1974]:

- para o equipamento a ser substituído
 - custos de manutenção e operação;
 - vida útil ;
 - idade atual ;
 - tempo de vida remanescente.
- para o equipamento substituído
 - preço ;
 - vida útil ;
 - custos de manutenção e operação ;
 - treinamento ;
 - custo de interrupção quando da troca do equipamento ;
 - custo da mão de obra de instalação, projeto, etc.

2.2 Vida Útil dos Equipamentos

A avaliação da vida útil de um equipamento elétrico, como já foi mencionado, é de grande relevância para as empresas, estando relacionada com o envelhecimento, que é considerado uma das principais causas de falhas dos equipamentos.

Para o caso de transformadores de potência, no Cigré Colloquium de Junho de 1991 realizado em Graz na Áustria, conforme relatado por Shenoy [1992], houve o consenso entre os especialistas de que a vida normal de transformadores é de cerca de 25 anos, porém condicionado às suas condições operativas, tais como :

- Carregamento, ou seja, as solicitações impostas em cada instante ao transformador pelo sistema elétrico a ele ligado. Considera-se que uma carga constante é melhor para os transformadores,
- Sistema de preservação do óleo mineral, que é o líquido isolante em que a parte ativa (núcleo, enrolamentos e suas partes acessórias) está imersa. Este sistema é melhor nos sistemas selados , ou seja, sistemas cuja construção assegura a separação entre os ambientes interno e externo para condições especificadas.
- Temperatura do óleo, que varia de acordo com a carga imposta aos transformadores. Constata-se que uma temperatura constante é melhor para os transformadores.

Cabe aqui ressaltar que o final da vida útil de um equipamento não é de fácil determinação ou seja, um ponto fixo, pois depende da confiabilidade que se requer dele, dentro do sistema em que ele opera. Um indicador desta vida útil pode ser um risco de falha aceitável a ser estabelecido. No Cigré Colloquium de 1994, Graine, Fletcher, Rohsler et al [1994, p.2] publicam artigo no qual consideram a vida útil estimada de transformadores de potência como sendo de 40 a 50 anos.

Visando uma comparação com o tempo de vida útil esperada de alguns outros equipamentos utilizados em subestações, apresentam-se na tabela 2.1 tempos válidos para equipamentos operando na Europa, com manutenção cuidadosa e que não sofreram "estresses" além daquelas da sua especificação.

Tabela 2.1 - Vida Útil Estimada de Alguns Equipamentos de Subestações de Tensão ≥ 123 kV

EQUIPAMENTO	ANOS
SUBEST. ISOLADAS À GÁS	50
DISJUNTOR	25 a 35
TRANSF. DE MEDIÇÃO	30 a 40
CHAVES SECCIONADORAS	30 a 40
PARA- RÁIOS	25 a 30
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA	40 a 50

Fonte : Baseado em Graine, Fletcher, Rohsler et al [1994, p.2]

2.3 Modelos de Substituição de Equipamentos

Sendo a questão da substituição ou renovação de equipamentos um fato enfrentado pelas empresas no seu cotidiano, este problema tem sido bastante estudado e de diferentes maneiras. A forma mais usual de tratar este problema, ainda tem sido dentro da lógica dos métodos convencionais de Análise de Investimentos, que permite a avaliação econômica de possíveis alternativas de substituição de equipamentos. Esta técnica usa de uma abordagem monocriterial, na qual, dependendo da situação, deve-se escolher entre modelos de análise tais como valor presente, custo equivalente anual e taxa interna de retorno, sendo a grande desvantagem a decisão basear-se somente no critério de custos.

Com a intenção de sanar as limitações das técnicas que se baseiam somente na Análise de Investimentos, é que Lezana [1982] apresentou trabalho que complementa os métodos convencionais com a teoria da decisão, elaborando uma metodologia para enfrentar as decisões que provêm de informações estocásticas ou incertas. Este trabalho, segundo o próprio autor, depende de se dispor de um sistema de custos que permita uma apuração periódica, bem como ter uma dependência excessiva do critério da pessoa decisora.

Buscando, ainda, uma otimização na forma de decisão, Rodriguez [1992], apresentou trabalho utilizando-se dos modelos de decisão multicritério, ao invés dos modelos anteriores citados que valiam-se da característica de um único critério, o de custos. Neste trabalho passou-se a levar em consideração também índices tecnológicos e gerenciais bem como as prefe-

rências dos atores no papel decisório e as hierarquias nas preferências dos critérios para cada ator – decisor, sendo utilizadas técnicas de ordenamento de conjuntos difusos.

Rodriguez[1992, p.126] menciona ainda, após o estudo da problemática de substituição ou renovação de equipamentos, sobre a complexidade do processo decisório, ainda mais quando a variável “tecnologia” está presente na tomada de decisão.

Entre os diversos aspectos abordados quanto à substituição de equipamentos, pode-se citar a que utiliza a caracterização do envelhecimento dos equipamentos, na qual Siciliano e Amaral [1993, p.1], relatam a importância de se determinar o real estado de degradação de um equipamento, para a partir daí definir as medidas adequadas, como por exemplo :

- Se a condição for satisfatória, estabelecer um programa de extensão da vida do equipamento, sendo que uma análise de custos é fator determinante;
- Realização de reparos se for economicamente viável;
- Substituição do equipamento.

Como exemplo de extensão de vida de equipamentos vale apenas citar as medidas usuais utilizadas para o caso destes transformadores:

- Tornar a operação do equipamento com medidas restritivas, como por exemplo, evitar-se o funcionamento do transformador com potência superior a sua nominal;
- Proceder a renovação do equipamento;
- Reduzir o valor da corrente de curto-circuito a que o transformador poderá estar submetido;
- Proceder a melhoria da proteção do transformador contra surtos de tensão a que ele possa estar sujeito.

Dentro desta linha de pesquisa, caracterização do envelhecimento dos equipamentos, deve-se citar os trabalhos publicados por Henz [1997] e Henz e Coelho [1999]. Foi desenvolvida uma metodologia, baseada em funções-teste que levam em conta o histórico das taxas de falha e da confiabilidade do equipamento, buscando determinar os intervalos de tempo nos

quais um equipamento inicia o seu processo de envelhecimento e, portanto, fornecendo mais subsídios para se tomar a medida mais adequada dentro do processo de decisão de substituição.

Rodriguez [1992], em seu estudo, apresenta crítica acerca dos vários modelos usuais de substituição ou renovação de equipamentos, sejam eles do tipo monocritério, sejam do tipo multicritério. Dentre os modelos monocritério e multicritério, é feita ainda a divisão dos modelos segundo sua característica difusa ou não. Entende-se por modelos de característica não difusa as decisões do tipo “sim-não” absoluto, ao passo que os modelos de característica difusa referem-se a situações do tipo “mais ou menos” relativo.

Nesta dissertação, vai-se utilizar a metodologia de caracterização de envelhecimento de equipamentos, que permite a determinação através de uma série de funções-testes estatísticas, dos intervalos de tempo a partir dos quais um equipamento está apresentando degradação. Trata-se de um modelo monocritério, sendo as falhas nos equipamentos de natureza aleatória. Pretendendo ainda a elaboração da relação custo/benefício a partir da caracterização de envelhecimento do equipamento estudado, a metodologia aqui proposta, será um modelo híbrido, que levará em consideração os aspectos “falhas de equipamentos” e “custos”.

2.4 O Envelhecimento em Transformadores de Potência – Práticas Usuais

Um dos principais indicativos do estado de envelhecimento de transformadores é obtido ao conhecer-se o estado de degradação térmica do papel isolante utilizado no isolamento das espiras. A técnica analítica tradicional para a sua obtenção, a medição do grau de polimerização (GP) é obtida através da retirada de amostras de papel dos transformadores. Para a obtenção destas amostras, há a necessidade de abertura da unidade de transformação, o que obriga a retirada do equipamento de operação.

Por razões de confiabilidade existe a impossibilidade freqüente de não se dispor do equipamento para esta avaliação, o que tem motivado o desenvolvimento de técnicas não invasivas para a avaliação do estado de envelhecimento dos equipamentos. Por técnicas não invasivas entendem-se aquelas que não necessitem a retirada do transformador de operação para possibilitar a sua abertura.

Em função da procura destas técnicas não invasivas e também buscando-se a determinação da perda de vida útil de equipamentos, as concessionárias de energia elétrica, em vista da demanda crescente da energia e falta de recursos financeiros para a expansão do sistema elétrico, tem buscado soluções alternativas para a operação destes equipamentos.

Um desses exemplos procura uma melhor utilização de transformadores através da avaliação das condições de carregamento térmico desses equipamentos, pois aplicando-se o estabelecido nas normas brasileiras e internacionais, pode-se obter os tempos máximos admissíveis de sobrecarga até o limite de determinada temperatura ou perda de vida percentual.

Para transformadores, tanto para a norma brasileira ABNT NBR- 5416/1997, como para as normas internacionais como a IEC publication 354, ANSI C57.92/1981 e IEEE Std 756, que na realidade são guias de carregamento, o principal fator de envelhecimento e expectativa de vida dos transformadores é o **fator térmico**.

Segunda a norma ABNT-5416/1997, a deterioração da isolação em função do tempo e da temperatura se processa de acordo com uma adaptação da teoria de Arrhenius, pela seguinte relação:

$$\text{LOG VIDA (horas)} = A + B/T \quad (2.1)$$

onde,

T = temperatura absoluta em graus Kelvin ($\theta + 273$)

θ = temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos em graus centígrados

A e B = constantes da curva de expectativa de vida, que é apresentada na pág. 5 da referida norma.

A partir dessa relação, a norma ABNT – 5416 / 1997, mostra que para um carregamento contínuo com o ponto mais quente a 95 °C no caso de transformadores de classe 55 °C ou a 110 °C no caso de transformadores de classe 65 °C, a expectativa de vida nestas temperaturas seria de 7,42 anos.

Ainda, a título ilustrativo, Bezerra [1991,p.113] mostra que para uma expectativa de vida útil (mínima) de 30 anos, os valores resultantes para operação contínua de temperatura do ponto mais quente são de cerca de 83,5 °C e 97,7 °C para transformadores da classe de 55 °C e 65 °C, respectivamente. Dessa forma, pela relação apresentada nas normas, pode-se calcular a perda de vida para os transformadores levando-se em consideração somente o efeito térmico sobre os mesmos.

De acordo com Pettersson [1990,p.65], a filosofia básica dos guias de carregamento, data de mais de cinquenta anos atrás e ensina que o envelhecimento e vida de transformadores podem ser descritos quase que exclusivamente pela degradação das propriedades mecânicas do papel de isolamento dos condutores, ou seja, a vida do transformador é a vida do papel de isolamento.

Ainda, de acordo com Petterson [1990,p71], existem vários outros aspectos que devem ser considerados para a determinação da vida remanescente de transformadores: condição da isolamento interna (em termos de Grau de Polimerização-GP, contaminação, esforços mecânicos, qualidade do óleo, etc.), número e severidade de curtos-circuitos, número de sobretensões, qualidade do tanque e dos equipamentos auxiliares, corrosão etc.

Batista e Mota [1995], apresentaram metodologia de controle da vida útil para transformadores de potência, adotada na CEMIG, que se baseia nos princípios dos guias de carregamento, de forma que a lei de Arrhenius possa ser plenamente aplicável. Para isto, é de fundamental importância que o sistema de preservação do óleo isolante não possibilite a penetração de contaminantes, como o oxigênio e a água, bem como manter as características do óleo isolante dentro de determinadas condições. Admitindo-se que estas condições fossem satisfeitas, consideraram que o envelhecimento fosse predominante devido a aspectos térmicos.

Objetivando sanar o problema da contaminação nos transformadores por oxigênio e água, Maka, Basseto Filho e Aita [1995], relatam trabalho desenvolvido na CPFL e que consistiu no desenvolvimento de uma máquina termovácuo para acondicionamento do óleo isolante e a selagem do transformador com colchão de gás nitrogênio a baixa pressão. Neste relato, são apresentados os efeitos da umidade e oxigênio na aceleração do envelhecimento do papel iso-

lante. Com estas providências, a CPFL estima dobrar a vida útil de seus transformadores de potência de 30 anos para 60 anos.

Já a CESP, em trabalho apresentado por Diogo e Ferratone [1995], visando a detecção do envelhecimento de seus transformadores e por conseguinte viabilizar soluções preventivas antes de uma falha acontecer, partiu para o controle do teor de furfural, que é um composto gerado exclusivamente durante o processo de decomposição do papel isolante.

Com este estudo, algumas observações foram obtidas como a de que os transformadores que possuem um ciclo de carregamento mais acentuado (transformadores elevadores) apresentam valores médios de teor de furfural bem mais elevados, indicando que o processo de envelhecimento da isolação celulósica é mais acelerado. Quanto ao teor de furfural, a CESP considerou que um transformador é considerado prematuramente envelhecido quando o seu teor furfural indicar que sua isolação celulósica se apresenta 20% superior a sua idade real (fabricação).

Em 1996, Batruni, Degeneff e Lebow [1996, p. 1385-1390], publicaram artigo relatando que a degradação do papel isolante, durante a operação dos transformadores, é uma combinação de esforços térmicos, mecânicos e elétricos. Observar que sempre se considerou que a alteração das características mecânicas é que afetavam a vida útil dos transformadores e que as características elétricas permaneciam constante durante o envelhecimento.

Neste artigo os autores demonstram, através de experiências de envelhecimento acelerado de papel Kraft, que o envelhecimento térmico do isolante altera também as características elétricas dos transformadores. Assim, com a correspondente alteração das características nos valores de impedância e admitância, o artigo propõe um primeiro passo para o estabelecimento da vida remanescente dos transformadores através de medidas elétricas a partir dos terminais destes equipamentos, sem a necessidade de procedimentos invasivos.

No XIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, foi apresentado trabalho por Dupont e Cheim [1997], propondo um modelo teórico-experimental para avaliação e modelagem da vida de transformadores a partir da perda de vida percentual

(PV%)- calculada pela equação de Arrhenius, do valor do grau de polimerização (GP) do papel isolante e do teor de 2-Furfuraldeído (2Fal) dissolvido no óleo. Ressalta-se que neste modelo não foram inseridos os efeitos da umidade e teor de oxigênio, variáveis que podem ser razoavelmente controladas pelo uso de transformadores selados.

Neste estudo procurou-se sanar a dificuldade de correlação entre as variáveis GP e PV%, que são funções dependentes pontuais, ou seja, dependem da temperatura e do tempo em que determinado ponto do papel ficou submetido, enquanto o 2Fal é uma variável global que reflete no óleo um efeito médio de degradação de todo papel submetido a gradientes de temperatura. Como uma das conclusões, verificou-se que para a utilização do 2-Fal como ferramenta de diagnóstico, há a necessidade de monitoramento constante do carregamento dos transformadores, da temperatura e das regenerações do óleo, devido o teor de 2-Fal para um mesmo transformador variar com estas grandezas.

A partir de um projeto de pesquisa entre a LIGHT e o CEPEL, segundo Dupont e Chaves [1999], elaborou-se programa computacional baseado em metodologia para a obtenção de parâmetros da modelagem térmica, análise de carregamento e perda de vida percentual de transformadores a partir de dados monitorados ao longo do tempo e de ensaios de campo.

Esta pesquisa envolveu a execução de monitoramento em 10 transformadores, sendo 5 com potência de 20 MVA e 5 com potência de 40 MVA, sendo os resultados teóricos comparados com os valores medidos. Neste estudo, introduziu-se o conceito de “produtividade do transformador” sendo este considerado como um equipamento de transformação de energia. Desta forma opera-se o transformador acima de suas características nominais (condicionado a máximas temperaturas admissíveis, máximas correntes ou a máximas perdas de vida em períodos previamente definidos), desde que a expectativa de vida referencial definida pelo retorno financeiro não seja reduzida. Assim, períodos com produtividade acima de 100% devem ser contrapostos com outros cuja produtividade seja abaixo de 100%.

Segundo ainda, Dupont & Chaves [1999], esta metodologia permitiu a conclusão de que um transformador pode assumir entre 13% e 14% a mais de carga do que assumiria se fosse representado pelos parâmetros da norma NBR 5416, sem comprometimento de sua expectativa de vida.

Ainda na busca de técnicas não invasivas e como mais uma ferramenta auxiliar para a avaliação do estado operativo e caracterização do envelhecimento de equipamentos, pode-se citar o trabalho realizado pelo CEPEL e relatado por Cheim, Varella, Dupont, et al. [1999], quanto à avaliação de expectativa de vida em transformadores, através da elaboração de um modelo teórico experimental computacional a partir do grau de polimerização (GP) do papel isolante e de sua correlação com o teor de 2 furfuraldeído (2Fal) dissolvido no óleo. Como os próprios autores relatam, com este modelo proposto, o objetivo não é a obtenção de valor exato do grau de polimerização (GP), mas uma indicação segura da sua ordem de grandeza em diversas partes do enrolamento e portanto da degradação real do papel. Neste modelo foi introduzida uma representação para o efeito do oxigênio, que atua como agente catalisador, sobre o envelhecimento do papel isolante.

Com fins ilustrativos, na tabela 2.2, são apresentados valores de GP e 2-FAL correspondentes a perdas de percentual de 0% e 100% (início e fim de vida), sendo que o valor de 2-Fal correspondente ao fim de vida não poder ser fixado, pois depende do perfil de temperatura interna do transformador.

Tabela 2.2 - Valores de GP e 2- FAL.

	PV % (%)	GP	2-FAL (ppm)
Início de Vida	0	1100	0.005
Fim de Vida	100	150	-

Fonte : Baseado em Fernandez, Midão e Gonzalez [1998]

Deve-se ressaltar que para se ter o 2-FAL como instrumento de diagnóstico de vida, há a necessidade de conhecer o regime de carga bem como o comportamento do projeto do equipamento quanto às temperaturas máxima e mínima nos enrolamentos.

Visando uma análise integrada dos parâmetros que conduzam a uma melhor caracterização do estado de vida de equipamentos, bem como de se ter um diagnóstico do seu estado

operativo, empresas concessionárias de energia elétrica e o CEPEL vêm trabalhando no desenvolvimento de Sistemas Inteligentes de Diagnóstico e Monitoramento de transformadores de potência, conforme mencionado por Cheim, Varella, Dupont et al [1999].

Estes sistemas levam em consideração diversos parâmetros provenientes do envelhecimento dos transformadores, tais como: concentração de gases dissolvidos no óleo isolante, taxa de evolução dos gases, grau de polimerização do papel isolante (GP), teor de 2 – Furfuraldeído (2FAL), temperatura do óleo, ambiente e do enrolamento e carregamento, permitem um diagnóstico integrado das condições do transformador.

Vale ressaltar, mencionado pelos autores do artigo, que os sistemas especialistas devem levar em conta no diagnóstico a posição do especialista humano, detentor dos detalhes da operação, manutenção e funcionamento normal do equipamento, itens que nenhum software é capaz de conhecer.

Pelo lado dos fabricantes, deve-se mencionar a tendência demonstrada pelos diversos fabricantes de transformadores de potência de fornecer a possibilidade de auxiliar no gerenciamento de vida destes equipamentos através do monitoramento “on – line” de diversos parâmetros que devem ser levados em conta no envelhecimento dos transformadores.

Destes parâmetros, a quantidade de gases dissolvidos e umidade presentes no óleo, assim como o monitoramento da temperatura, são indicativos do estado de degradação. Segundo Petterson & Fantana [1999], com estes indicativos em conjunto com outros dados do transformador, como por exemplo o histórico de estresses devido a correntes de curtos-circuitos, é possível realizar o gerenciamento de vida dos transformadores.

Ainda do ponto de vista dos fabricantes de transformadores de potência, Kachler[1999] relata alguns dos mais importantes procedimentos para uma possível análise de previsão de vida destes equipamentos devido a problemas térmicos ou dielétricos.

Dentre estes procedimentos, podem ser citados:

- análise de gases dissolvidos no óleo (DGA), nas buchas e tanque principal,

- grau de polimerização do papel (GP) através de amostras do papel,
- análise do teor de furfuraldeído no óleo, sendo considerado pelo autor como uma das ferramentas mais promissoras no futuro para a previsão de vida do óleo e celulose nos transformadores,
- medida do ponto mais quente nos enrolamentos,
- medição de descargas parciais,
- ciclos de carga e monitoramento contínuo da tensão, corrente e potência.

Segundo o autor, o controle de temperatura é o de maior importância, seguido das descargas parciais como influência no comportamento da idade nos sistemas de isolamento dos transformadores. É lembrado, ainda, como o controle de umidade é de vital importância para a preservação das condições ótimas nos transformadores.

2.5 A Teoria da Caracterização de Envelhecimento de Equipamentos – Metodologia

TCE

A partir da definição de envelhecimento de transformadores da IEC-Publication 505 e citado por Petterson [1990,p.67], que nos diz: “são alterações danosas irreversíveis à capacidade de serviço do transformador. Tais alterações são caracterizadas por uma taxa de falha crescente com o tempo”, conforme já mostrado na figura 2.1 (Curva da Banheira). A Teoria de Caracterização do Envelhecimento de Equipamentos, já aqui citada e publicada por Henz [1997] e Henz e Coelho [1999], baseada em funções-teste que levam em conta o histórico das taxas de falha e confiabilidade dos equipamentos, será analisada a seguir, dada a sua importância para a solução do problema desta pesquisa.

As funções-teste que identificam o envelhecimento e que foram consideradas nos trabalhos de Henz[1997] e Henz e Coelho [1999], são as seguintes :

- IFR - Taxa de Falha Crescente,
- IFRA- Taxa de Falha Crescente na Média,
- NBU - Novo Melhor que Usado,

- NBUE - Novo Melhor que Usado sob o ponto de vista da Média,
- NBUFR - Novo Melhor que Usado sob o ponto de vista da Taxa de Risco de Falha,
- DMRL - Vida Residual Média Crescente.

Estas funções-teste são a base para o desenvolvimento da teoria de Testes para Caracterização de Envelhecimento – Metodologia TCE, a qual através destas funções – teste identifica os intervalos de tempo nos quais um equipamento ou conjunto de equipamentos apresenta degradação. Esta Metodologia, no estudo elaborado por Henz[1997], teve sua aplicação em três tipos de análises que a seguir são apresentadas, bem como os principais comentários a respeito destas análises:

- Análise I - um lote fixo de equipamentos não- reparáveis, onde são conhecidos o tamanho do lote e o número de equipamentos que falharam em cada intervalo de tempo.

Esta aplicação foi realizada em um lote hipotético de 1000 equipamentos idênticos e registrados o número de equipamentos que falharam a cada intervalo de tempo de 100 horas. O que se observou, pelos resultados apresentados, foi que as funções-teste mais indicadas para determinação de envelhecimento foram : IFR, IFRA, NBU e NBUFR.

- Análise II – conjunto de equipamentos em operação.

Esta aplicação foi realizada em transformadores de distribuição de uma concessionária de energia elétrica, com o tamanho da população variável em função do crescimento da demanda e expansão e sendo as idades de operação dos equipamentos diferentes. Neste estudo foram levantados dados referentes a 72 meses e visando diminuir a influência de falhas aleatórias e efeitos de sazonalidade, utilizaram-se técnicas de suavização por média aritmética e por médias móveis.

Os dados levantados de taxas de falha foram agrupados trimestralmente, semestralmente e anualmente. Observou-se que uma análise mensal não apresentava bons resultados em razão da grande variabilidade dos pontos, conseguindo-se identificar o crescimento das taxas de risco de falha somente nos últimos meses do histórico. Verificou-se que quanto mais suavizado fossem

os dados, maior a possibilidade de que os testes atuassem adequadamente, desde que os equipamentos possuam realmente características de degradação contínua.

Henz [1997, p. 61], comenta que os dados obtidos neste tipo de análise devem ser usados com parcimônia, devido a este conjunto de transformadores agrupar equipamentos de vários anos de uso e o crescimento das falhas poder ter outras origens. Ainda , Henz [1997, p. 62], cita estudo realizado por outros autores que utilizaram os mesmos dados, aplicando técnica de mínimos quadrados sobre o logaritmo dos índices de falhas acumuladas e obtendo resultados em consonância com os obtidos com a metodologia TCE.

- **Análise III – um único equipamento em operação**

Esta análise foi realizada com o gerador 1 da Usina Termoelétrica de Santa Cruz de Furnas, na cidade do Rio de Janeiro, com os dados obtidos de Setembro/67 a Agosto/83, sendo que dos 15 anos e 11 meses de observação, o gerador esteve em operação apenas durante 4 anos e 10 meses, ou seja, 30,4 % do tempo total.

Nesta análise foi considerada falha quando da parada total da unidade geradora (gerador + turbina + caldeira + transformadores auxiliares) por motivo de qualquer natureza, com os valores da função Risco de Falha calculados a partir dos tempos até a ocorrência de falha.

Observou-se através desta análise a rigorosidade e maior adequação dos testes IFR e DMRL, sendo que as funções IFRA, NBUE e NBUFR não trazem informações adicionais com respeito ao envelhecimento.

Em consequência dos estudos realizados envolvendo as três análises anteriormente descritas, demonstrou-se a versatilidade da metodologia TCE quanto à determinação do período em que o equipamento inicia o seu processo de envelhecimento. Também constatou-se que o caso ideal de aplicação refere-se à aplicação I, na qual se estudou um lote fixo de equipamentos não reparáveis; tendo em vista que na análise do tipo II, em muitas aplicações práticas os tempos de operação dos equipamentos são diferentes, as concessionárias de energia elétrica atuam de forma corretiva na operação e manutenção dos equipamentos.

Com relação às várias funções - teste utilizadas, pode-se concluir que a função-teste mais apropriada e que melhor se comportou nos casos estudados, foi a função IFR. Entre as várias definições de IFR, a mais recomendada foi a IFR segundo Rojo [1995, p. 285] a qual será apresentada, juntamente com as outras funções - teste, a seguir e que permite a análise supondo intervalos de tempo iguais ou não.

Nas funções - teste apresentadas a seguir, são utilizadas as funções de taxas de falha (λ) e confiabilidade (R), que se relacionam da seguinte forma:

$$R(t) = \exp. -\lambda. t \quad (2.2)$$

2.5.1 IFR – Taxa de Falha Crescente

- Segundo Ebrahimi [1993, p. 142], uma função é IFR se:

$$R(t+x) / R(t) \text{ é decrescente em } t \text{ para todo } t, x \geq 0. \quad (2.3)$$

- Segundo Rojo [1995, p. 285], uma função é IFR se:

$$-\ln [R(t)] \text{ é convexa,} \quad (2.4)$$

ou seja, já que uma função convexa tem uma derivada não decrescente, a taxa de risco de falha acumulada também é não decrescente.

- Segundo Bagai & Jain [1994, p.156] uma função é IFR se:

$$\lambda(t) \text{ é não decrescente em } t \text{ para todo } t \geq 0 \quad (2.5)$$

- Segundo Sengupta apud Henz [1997, p. 26], uma função é IFR se:

$$R(t+1) / R(t) \text{ é decrescente para todo } t \geq 0. \quad (2.6)$$

2.5.2 IFRA – Taxa de Falha Crescente na Média

- Segundo Ebrahimi [1993, p. 142] e Sengupta apud Henz [1997, p. 27], uma função é IFRA se:

$$[R(t)]^{1/t} \text{ é decrescente em } t \text{ para todo } t > 0 \quad (2.7)$$

- Segundo Rojo [1995, p. 285], uma função é IFRA se:

$$-\ln [R (t)] / t \text{ é não decrescente para todo } t > 0. \quad (2.8)$$

2.5.3 NBU – Novo Melhor que Usado

- Segundo Ebrahimi [1993, p.142], Rojo [1995,p.285] e Sengupta apud Henz [1997. p.28], uma função é NBU se:

$$R (x+ y) \leq R (x) . R (y) \quad \forall x, y \geq 0 \quad (2.9)$$

onde x e y são duas variáveis temporais que percorrem o intervalo $(x e y)$.

Para $x = 1$, verifica-se $R (1+y) \leq R(1) . R(y)$ com y variando até que a soma $(x + y)$ atinja o último intervalo de tempo do histórico. Se o teste for satisfeito para todo y , então, a função é NBU para $x = 1$. Incrementa-se o valor de x e repete-se o teste. Se a função for NBU para todo x , então, a função é NBU em todo intervalo. Caso contrário, verifica-se para que valores de x a condição é satisfeita.

2.5.4 NBUE – Novo Melhor que Usado sob o ponto de vista da Média

- Segundo Ebrahimi [1993, p.142] e Sengupta apud Henz [1997, p.28], uma função é NBUE se:

$$\sum_t R(t) \leq \mu \cdot R(t), \text{ onde } \mu = \sum_0^{\infty} R(t) \quad (2.10)$$

- Segundo Bagai & Jain [1994, p. 285] e Lim e Park apud Henz [1997, p.29], uma função é NBUE se:

$$e_x(x) \leq e_x(0) \forall x \geq 0, \text{ onde } e_x(x) = \frac{\int_0^{\infty} R_x(u) du}{R_x(x)} \text{ sendo para funções discretizadas}$$

$$\text{no tempo } e_x(x) = \frac{\sum_0^{\infty} R_x(u) du}{R_x(x)} \quad (2.11)$$

2.5.5 NBUFR – Novo Melhor que Usado sob o ponto de vista da Taxa de Risco de Falha

- Segundo Bagain & Jain [1994, p.156], uma função é NBUFR se :

$$\lambda(t) \geq \lambda(0) \text{ para todo } t \geq 0. \quad (2.12)$$

2.5.6 DMRL – Vida Residual Média Decrescente

- Segundo Bagain & Jain [1994, p.156], uma função é DMRL se :

$$e_x(x) \text{ é não crescente em } x \text{ para todo } x \geq 0, \text{ onde } e_{(x)} = \frac{\sum_0^{\infty} R_x(x)}{R_x(X)} \quad (2.13)$$

- Segundo Lim e Park apud Henz [1997, p. 31], uma função é DMRL se :

$$e_s(s) \geq e_t(t) \text{ para todo } t \geq s \geq 0 \quad (2.14)$$

Faz-se $s = 1$ e varia-se t em todo intervalo a partir de s . Se o teste é satisfeito para todo t maior ou igual a s , a função é DMRL para $s = 1$.

Incrementa-se o valor de s e repete-se o procedimento. Dessa forma é possível Identificar para que valores de s a condição é satisfeita.

2.6 Falhas em Transformadores de Potência

Devido ao modelo de caracterização de envelhecimento – Metodologia TCE, basear-se em históricos de falhas, neste item será mostrado um panorama dos tipos mais comuns de falhas e taxas de falhas em transformadores de potência.

Com a finalidade de dar uma idéia dos tipos de falhas e segundo [Mendes, 1999], a figura 2.2 apresenta uma distribuição típica envolvendo os componentes principais em transformadores reguladores, que são os do tipo a serem estudados na aplicação prática desta dissertação.

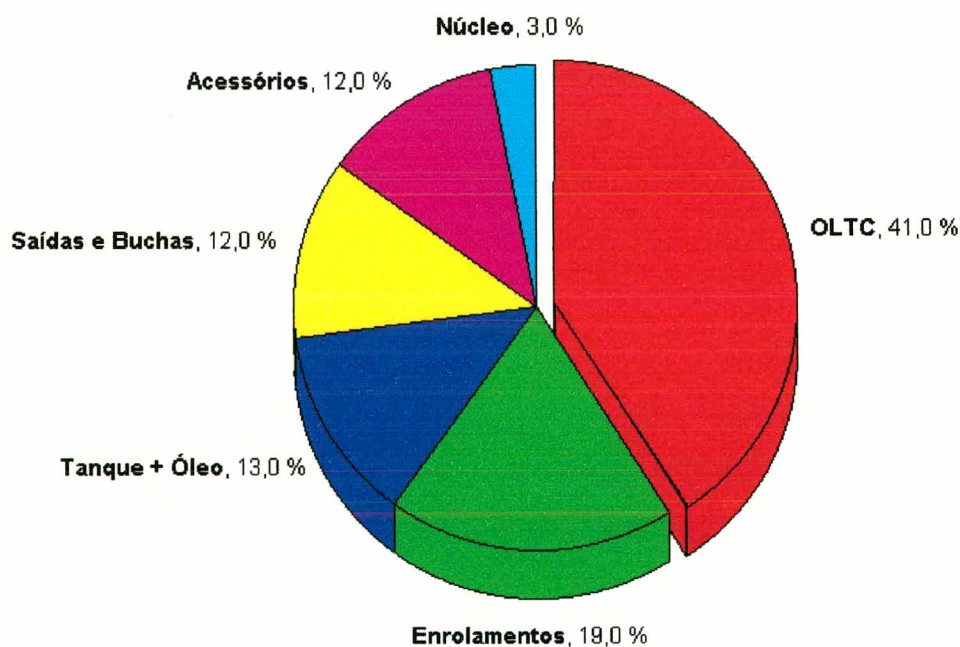


Figura 2.2 – Distribuição de Falhas em Transformador Regulador.

Como ilustração, o Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI, no seu relatório de 1998, apresenta valores para taxas de falhas anuais bem como taxas de falhas por nível

de tensão para transformadores de potência, as quais são mostrados na tabela 2.3 e figura 2.3, respectivamente.

Tabela 2.3 : Taxas de Falhas por Ano – Transformadores

ANO	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Taxa de Falha	0,0182	0,0157	0,0190	0,0210	0,0273	0,0247	0,0174

Fonte : Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI, 1998

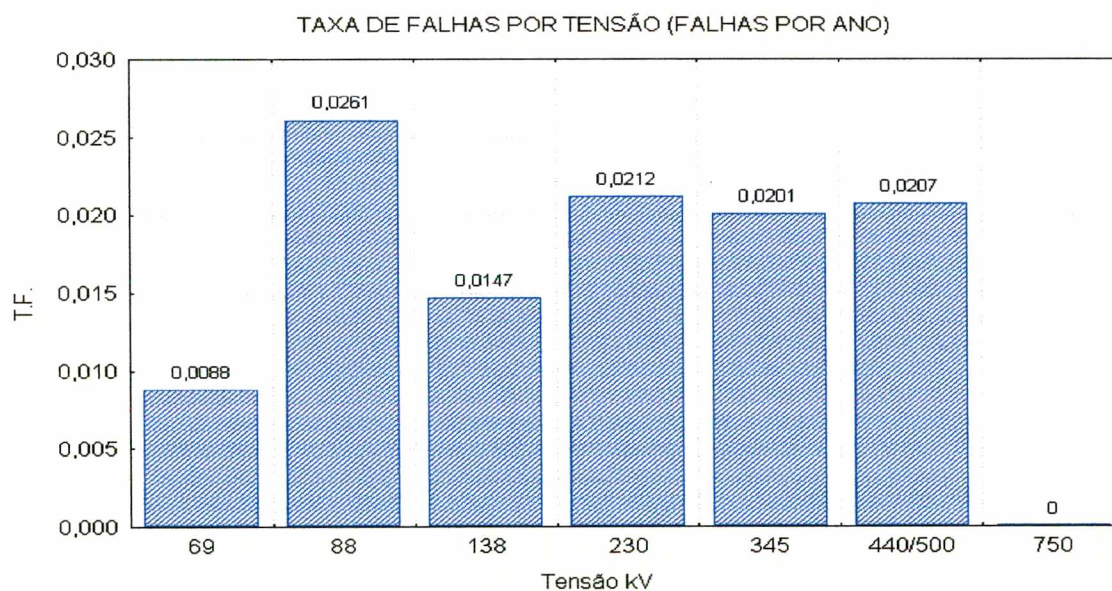


Figura 2.3 – Taxas de Falhas por Tensão em 1998

Para se ter uma idéia dos tempos envolvidos no reparo de transformadores, quando da ocorrência de falhas, a tabela 2.4 apresenta os tempos médios de reparo para as várias tensões utilizadas no sistema elétrico brasileiro. Há que ressaltar a existência de trabalhos publicados, como o de Coelho e Camargo [1993], que podem ser utilizados quando do não registro individual das taxas de falha e tempos médios de reparo em transformadores.

Tabela 2.4 – Tempo Médio, em Horas, Para Reparo em Transformadores.

TENSÃO (kV)	69	88	138	230	345	440 / 500	750
1997	45,1	5,41	160,9	47,1	229,5	23,3	-
1998	2,5	4,7	69,1	73,4	8,1	8,7	-

Fonte : Grupo Coordenador Para Operação Interligada – GCOI, 1998

2.7 Análise Custo / Benefício

Após a caracterização do envelhecimento, seja pela metodologia de caracterização de envelhecimento de equipamentos ou seja por metodologia utilizada pela empresas concessionárias de energia elétrica, faz-se necessário estabelecer uma relação de custo/benefício quanto à decisão de substituição ou renovação do equipamento.

Segundo Ehrlich apud Dutra [1999,p.93], a análise custo/benefício é um método para avaliar alternativas de investimento que consiste em calcular os benefícios e os custos, ambos referidos a um mesmo ponto no tempo; se os benefícios excederem os custos, a proposta deve ser aceita, caso contrário, rejeitada.

A análise de custo/benefício, torna-se cada vez mais premente dentro de qualquer processo que envolva decisão de escolha entre alternativas possíveis Atualmente, percebe-se a tendência de se incorporar às análises tradicionais de avaliação de investimento, benefícios tidos como intangíveis que possam ser utilizados como geradores de receita, otimização de processos, economias, aumento de flexibilidade , etc.

Casagrande, Borgert, Ensslin et al [1996, p.1057 e 1059] apresentam artigo, no qual incorpora-se à função do Valor Presente Líquido, o conceito de valor dos benefícios intangíveis

na questão de substituição de equipamentos, sendo estes fatores, os de flexibilidade, reação rápida para mudanças de mercado, melhoria do aprendizado, etc. Dessa forma são incorporados diversos fatores que não são considerados nos modelos tradicionais de substituição.

Este conceito, também, é aplicável quando se tratar de substituição que envolvam inovação tecnológica, cujo investimento é caracterizado segundo Ensslin, Corrêa, Montibeller Neto et al [1996], por três características básicas: risco elevado, longa vida útil e benefícios contínuos e adicionais.

No que se refere a custos, em geral, são computados os de substituição de peças e manutenção, os operacionais, e ainda os custos devido à quebra de produtividade durante a fase de mudança, à seleção e treinamento de pessoal, além de outros semelhantes.

Quanto aos benefícios, devem ser computados os aumentos de produtividade e de qualidade, a redução dos desperdícios, as economias de energia, mão de obra, manutenção e assim por diante. Dessa forma, computando-se os dados relativos aos custos e aos benefícios advindos de uma possível substituição do equipamento estudado, pode-se tomar a decisão mais adequada ao momento.

Segundo Casaroto e Kopittke [1996, p. 167], os seguintes tipos de substituição de equipamentos podem ser considerados, ao se realizar uma análise de custo / benefício :

- Baixa sem reposição;
- Substituição idêntica;
- Substituição não idêntica;
- Substituição com progresso tecnológico;
- Substituição estratégica.

Ainda segundo Casaroto e Kopittke [1996, p. 168], quando se tratar de substituição de equipamentos, em que não haja evolução tecnológica, o modelo a ser utilizado deverá ser o de substituição idêntica. Quando se percebe que o novo equipamento é mais aperfeiçoado, porém

não se percebe uma tendência contínua de evolução, o modelo recomendado é o de substituição não idêntica.

De forma a ratificar que transformadores de potência são equipamentos que se enquadram nesta situação, pode-se citar o mencionado por McConell, Metha e Walker [2000], que os transformadores de potência usados atualmente são baseados nos mesmos princípios daqueles fabricados em décadas atrás, sendo que as mais significantes mudanças aconteceram em relação as perdas as quais decresceram em cerca de 50% desde 1950, através do aprimoramento dos materiais isolantes.

Devido a esta dissertação tratar de equipamento a ser enquadrado em modelo de substituição não idêntica, há necessidade de se determinar a vida econômica do equipamento desafiante. Como vida econômica de um equipamento será entendido o intervalo ótimo entre duas substituições. Por meio da figura 2.4, uma melhor visualização do conceito de vida econômica pode ser obtido.

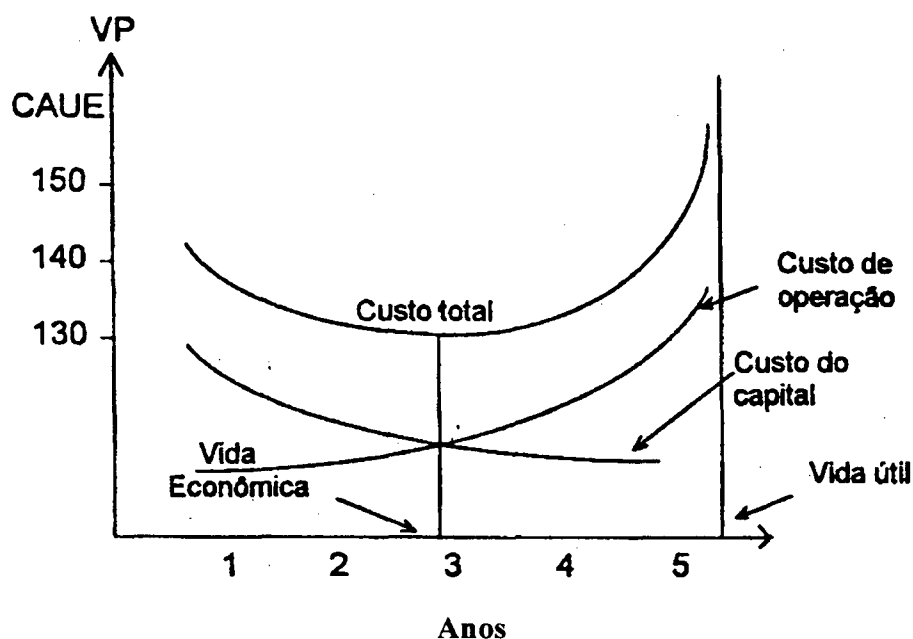


Fig. 2.4 - Vida Econômica de um Equipamento

Sendo : CAUE - Custo Anual Uniforme Equivalente

VP - Valor Presente Líquido

2.8 Considerações Finais

Neste capítulo realizou-se uma revisão teórica pertinente ao objetivo da dissertação, mostrando as metodologias práticas utilizadas pelas concessionárias de energia elétrica, visando ao estabelecimento adequado de renovação ou substituição de transformadores de potência, e a metodologia teórica de caracterização de envelhecimento de equipamentos – Metodologia TCE.

Inicialmente, apresentou-se a conceituação de envelhecimento e degradação de equipamentos, a idéia de vida útil de transformadores de potência, bem como os modelos usuais utilizados para o estudo de substituição de equipamentos.

A seguir, foram apresentadas as práticas usuais empregadas em concessionárias de energia elétrica quanto à procura da determinação do estado de degradação de transformadores.

Também, apresentou-se a teoria da metodologia de caracterização de equipamentos – Metodologia TCE e tipos de falhas e taxas de falhas comumente encontradas nos equipamentos em questão. Por fim, visando a otimização da escolha de substituir ou renovar o equipamento estudado, apresentou-se a questão da análise custo / benefício.

No capítulo que se segue, serão apresentadas a metodologia utilizada pela Light Serviços de Eletricidade S. A. e uma proposta de metodologia baseada na teoria de caracterização de envelhecimento de equipamentos – Metodologia TCE acompanhada de análise de custo / benefício.

CAPÍTULO 3 – MODELO PROPOSTO

Neste capítulo, serão apresentados os métodos utilizados pela Light, assim como detalhadas as funções – teste que serão empregadas como modelo proposto. Também será apresentado o modelo a ser utilizado para a análise de custo / benefício para auxiliar na decisão de substituição ou renovação dos transformadores estudados.

As razões que levaram à escolha da metodologia TCE para comparação com os métodos utilizados pela Light para avaliação do estado de envelhecimento ou degradação dos transformadores de potência, podem ser resumidas a seguir:

- Ser uma técnica não invasiva, ou seja, não requerer a retirada do equipamento de operação para posterior abertura do transformador e sua investigação,
- A metodologia TCE é de fácil aplicação, não requerendo programas computacionais complexos, sendo no caso desta dissertação utilizado o VISUAL BASIC,
- Esta metodologia permite a aplicação direta dos dados coletados no campo para obtenção dos períodos de envelhecimento, necessitando em alguns casos de ajustes dos dados,
- A utilização das funções – teste, conforme Henz [1997, p.22], mantém a ordem cronológica do histórico de falhas, o que é uma característica fundamental quanto à determinação de estado do equipamento quanto ao envelhecimento.

A metodologia proposta para comparação com os resultados obtidos pela Light será aplicada nos mesmos transformadores analisados anteriormente por esta concessionária.

Na metodologia proposta, será levado em consideração que uma das principais dificuldades encontradas na aplicação da metodologia TCE, quando de sua aplicação por Henz [1997, p. 70], foi que os equipamentos estudados apresentaram tempos de operação diferentes, bem como as concessionárias atuarem de forma corretiva na operação e manutenção dos transfor-

madores. Dessa forma, os transformadores a serem estudados nesta dissertação, serão agrupados em famílias de modo a possuírem os tempos de vida útil semelhantes, mesmo projeto e as falhas a serem consideradas apenas aquelas que estejam relacionadas com o estado de degradação dos equipamentos.

3.1 Métodos Utilizados na Light

Com o objetivo do aumento da confiabilidade operacional de seus transformadores de potência e conseqüente diminuição no número de falhas, a Light iniciou, em 1997, um programa de revitalização de um grupo de transformadores, que foram selecionados de acordo com critérios que serão descritos a seguir.

3.1.1 Critério de Seleção dos Transformadores

O critério de seleção das unidades a serem inspecionadas seguiu, segundo Souza [1999], os seguintes aspectos:

- Grau de risco da unidade,
- Número de transformadores sob risco na subestação,
- Tipo dos circuitos alimentadores supridos pelo transformador,
- Carga da Subestação,
- Importância da Subestação no sistema.

Em Maio de 1997, existiam na Light um total de 333 unidades de transformadores instaladas e 53 unidades em disponibilidade, sendo sua idade variável conforme mostrado na tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Idade dos Transformadores de Potência na Light em 1997

Idade em Anos	Quantidade	%
0 < Idade < 5	9	2
5 < Idade < 15	146	38
15 < Idade < 25	112	29
Idade > 25	119	31
Total	386	100

Fonte : Light Serviços de Eletricidade S.A.

Deste total de transformadores e através do critério de seleção, foram selecionados para o programa de revitalização 18 transformadores, sendo seis unidades em sua primeira etapa, entre 1997 e 1998, e as outras 12 unidades na segunda etapa, entre os anos de 1998 e 1999. Este programa envolveu unidades de transformadores com potência de 15/20 MVA e 30/40 MVA, relações de tensões de 138/13,8 kV com ligações Delta / Estrela.

O reparo dos transformadores, após a sua escolha, foi desenvolvido integralmente em oficina da Light e em parceria com o fabricante Asea Brown Boveri, tendo como tempo de reparo, cerca de 4 meses para cada unidade.

Das 18 unidades inicialmente analisadas, 12 foram transformadores fabricados entre 1970 e 1981, com vida operacional média de 22,6 anos. A figura 3.1, mostra a distribuição das unidades, de acordo com o ano de fabricação correspondente.

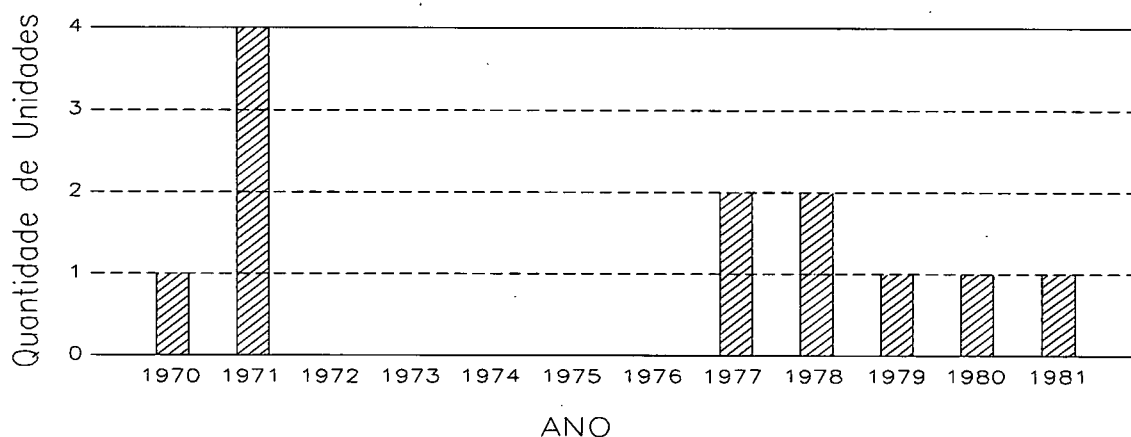


Fig. 3.1: Ano de Fabricação das Unidades - Unidades a Serem Revitalizadas

Com a finalidade de mostrar o quão representativa é a quantidade de transformadores da Light, no sistema brasileiro, a tabela 3.2 fornece um panorama elucidativo.

Tabela 3.2 – Transformadores de Potência no Sistema Energético Brasileiro

EMPRESA	69 kV	88 kV	138 kV	230 kV	345 kV	440 kV	500 kV	750 kV	TOTAL
CELESC	96	-	75	-	-	-	-	-	171
CEMIG	199	-	284	19	85	-	24	-	611
CEB	6	-	15	-	-	-	-	-	21
CESP	14	16	122	22	-	153	9	-	336
CHESF	74	-	17	185	-	-	96	-	372
COPEL	62	1	101	49	-	-	24	-	237
CPFL	104	-	192	-	-	-	-	-	296
ELMA	-	416	6	-	-	-	-	-	422
EBE	-	181	7	-	-	-	-	-	188
EPTE	-	-	5	99	93	10	-	-	207
ELETRONORTE	63	-	12	100	-	-	49	-	224
ELETROSUL	13	-	17	63	-	-	40	-	133
ENERSUL	11	-	36	-	-	-	-	-	47
ESCELSA	39	-	60	4	-	-	-	-	103
FURNAS	10	-	49	21	167	-	119	30	396
ITAIPU	-	-	-	3	-	-	57	-	60
LIGHT	-	-	367	3	-	-	-	-	370
TOTAL	691	614	1365	568	345	163	418	30	4194

Fonte : Grupo Coordenador Para Operação Interligada - GCOI, 1998

3.1.2 Classificação de Risco

Os transformadores foram removidos de operação, após a realização dos diagnósticos convencionais e classificação de risco de acordo com os métodos abaixo descritos.

A classificação de risco para as unidades transformadoras e adotada pela Light, foi fundamentada, de acordo com Mendes[1999], nos resultados de análises de gases dissolvidos no óleo isolante, análises físico – químicas do óleo e evolução da concentração de Furfuraldeído (2Fal) no óleo isolante. Também em alguns casos, medições de outras características foram realizadas pela Light em conjunto com o Cepel, através da monitoração e localização de descargas parciais por método acústico, estando ainda o transformador em operação.

Baseado nas análises efetuadas, os transformadores foram classificados em graus de risco, conforme critérios estabelecidos pela Light e mostrados na tabela 3.3, sendo o grau 1 o de pior risco e assim por diante.

Tabela 3.3 – Situação dos Transformadores de Potência da Light em 1997, por Nível de Risco.

Grau de Risco	Trafos de 15 / 20 MVA 138 / 13,8 kV	Trafos de 30 / 40 MVA 138 / 13,8 kV	Outros Trafos	Total
1	6	8	9	23
2	15	15	27	57
3	44	18	23	85
4	15	3	48	66
Normal	33	18	51	102
Total	113	62	158	333

Fonte : Light Serviços de Eletricidade

A seleção dos 18 transformadores escolhidos entre os de potência 15 / 20 MVA e 30 / 40 MVA, 138 / 13.8 kV, seguiu o seguinte critério :

- Todos de risco 1, ou seja 14 unidades, conforme tabela 3.3,

- Os de risco 2, escolhidos em subestações que tinham 2 ou 3 transformadores com risco 2 e também através de seus históricos e inspeções internas, que totalizaram 4 unidades.

3.1.3 Revitalização dos Transformadores

Após a classificação de risco, realizada em concordância com o exposto, os transformadores foram removidos de operação antes da evolução de uma eventual falha.

Com os transformadores devidamente escolhidos, o processo de revitalização destas unidades se inicia de acordo os resultados das seguintes análises de engenharia, conforme mencionadas por Mendes [1999]:

- Remoção do tanque e inspeção visual e detalhada da parte ativa,
- Avaliação das fontes prováveis de geração de gases detectados através das análises prévias de cromatografia,
- Avaliação do estado atual e da vida residual da isolação dos enrolamentos da parte ativa, pela medição do Grau de Polimerização de amostras de papel isolante dos enrolamentos e de cabos de ligações internas e, também, através de medição da umidade superficial da isolação da parte ativa e da unidade interna de isolação em Laboratório (amostra de componente isolante).

Neste processo de revitalização, incluiu-se a eventual repotenciação do transformador, bem como a sua atualização tecnológica em razão de obsolescência de projeto. Também inclui a substituição do sistema de preservação do óleo tipo aberto por sistema fechado, com a utilização de conservador com membrana de borracha.

3.1.4 Principais Resultados

Como resultados técnicos encontrados, podem ser citados os seguintes:

- Estado do óleo anterior à revitalização :
Furfuraldeído (2Fal) - faixa de 0,10 a 2,80 (média de 0,90),
Volume de CO - faixa de 10 a 27 litros (média de 17 litros),
Relação CO₂ / CO – faixa de 3,2 a 7,8 (média de 4,5 pu).
- Estado de Isolação :
Grau de Polimerização inferido da concentração de Furfuraldeído (2-Fal) – faixa de 400 a 656 (média de 551),
Grau de polimerização mínimo medido de amostras de papel isolante extraídas dos enrolamentos – 272 a 884 (média de 538).

Estes valores de 2 -Fal e GP podem ser comparados aos valores indicados no capítulo 2 – Tabela 2.2, que representam indicações de quão envelhecido se encontram os transformadores.

A partir dos valores de GP, a vida média da isolação de celulose dos enrolamentos resulta da ordem de 21,2 anos, sendo a vida em operação média real de 22,6 anos, e expectativa de vida residual média de 4,4 anos.

3.1.5 Benefícios Obtidos

Quanto aos principais benefícios obtidos com este programa de revitalização, pode-se citar entre os mencionados por Souza [1999] e Mendes [1999] :

- Elevação da vida residual média de 20 % para 68 % da vida normal da isolação de transformadores novos.
- A revitalização apresentou preços vantajosos quando comparados com a alternativa de substituição do grupo por transformadores novos correspondentes, ou seja,:

- preço de revitalização para extensão da vida de 20 % para 68 %, em relação ao preço de transformadores novos: 35,6%
 - preço de revitalização necessária para a extensão de vida citado mais a atualização tecnológica, em relação ao preço de transformadores novos: 45,7%
- Possibilidade de confirmar se as premissas adotadas na seleção das unidades transformadoras, se configuraram na prática, levando com isso a possibilidade de aperfeiçoamento das técnicas de avaliação atuais.
 - Redução substancial do número de falhas, que em 1990 era de cerca de 3 % ao ano, de 0,2 % em 1997 e de 0,2 % em 1998.
 - Eliminação das unidades de risco 1 (neste grau de risco em 1997) e em andamento o processo de revitalização para as unidades de risco 2. Nas tabelas 3.4 e 3.5, pode-se observar a relação de transformadores em riscos 1 e 2, antes do plano e a situação em 1999.

Tabela 3.4 - Transformadores Instalados X Riscos de Falha –1997

JULHO – 97			
Pot. (MVA)	15 / 20	Risco 1	Risco2
Total	114	7	15
Pot. (MVA)	30 / 40	Risco 1	Risco 2
Total	61	8	15

Fonte : Light Serviços de Eletricidade

Tabela 3.5 : Transformadores Instalados X Riscos de Falha - 1999

NOVEMBRO – 99			
Pot. (MVA)	15 / 20	Risco 1	Risco2
Total	103	0	10
Pot. (MVA)	30 / 40	Risco 1	Risco 2
Total	89	1	11

Fonte : Light Serviços de Eletricidade

3.1.6 Conclusões

Devido à implantação deste plano de revitalização, a Light obteve como principais melhorias os seguintes aspectos :

- Aumento da confiabilidade do seu Sistema,
- Padronização de equipamentos e acessórios,
- Atualização tecnológica,
- Adequação dos transformadores aos projetos atuais.

3.2 Metodologia TCE

Conforme relatado no capítulo 2, as conclusões da aplicação da metodologia TCE em casos já estudados mostram que dentre as funções - teste aplicadas, a mais apropriada foi a função IFR, sendo ainda a que teve melhor comportamento a função IFR segundo Rojo conforme mencionado em Henz [1997, p. 70]. Em função do exposto, o modelo a ser adotado neste estudo será baseado nos conceitos da função IFR, a qual a seguir será detalhada.

Também será calculada a vida residual média das famílias de transformadores conforme detalhado neste item.

3.2.1 IFR 1 – Taxa de Falha Crescente Segundo Ebrahimi

De acordo com Ebrahimi [1993, p. 142], uma função é IFR se for satisfeita a seguinte condição :

$$R(t+x) / R(t) \text{ é decrescente em } t \text{ para todo } t, x \geq 0. \quad (3.1)$$

Esta função compara as taxas de função confiabilidade de um determinado período com as taxas de função confiabilidade dos demais períodos subsequentes, ou seja, :

$$R(t+x) / R(t) > R(t+x+1) / R(t+1), \quad (3.2)$$

onde x e t percorrem todo histórico de dados.

Sendo que a taxa de função confiabilidade e a taxa de função risco de falha se relacionam pela seguinte expressão :

$$R(t) = \exp. - (\lambda \cdot t) \quad (3.3)$$

3.2.2 IFR 2 -Taxa de Falha Crescente segundo Bagai e Jain

De acordo com Bagai e Jain [1994, p. 285], uma função é IFR se for satisfeita a seguinte condição :

$$\lambda(t) \text{ é não decrescente em } t \text{ para todo } t \geq 0. \quad (3.4)$$

Dessa forma esta função é mais simples devido apenas a comparar a evolução da taxa de risco de falha no tempo, ou seja :

$$\lambda(t) \leq \lambda(t+1). \quad (3.5)$$

3.2.3 IFR 3 - Taxa de Falha Crescente segundo Sengupta

De acordo com Sengupta apud Henz [1997, p. 26], uma função é IFR se for satisfeita a seguinte condição:

$$R(t+1) / R(t) \text{ é decrescente para todo } t \geq 0 \quad (3.6)$$

$$\text{Ou seja, } R(t+1) / R(t) > R(t+2) / R(t+1)$$

3.2.4 IFR 4 - Taxa de Falha Crescente segundo Rojo

De acordo com Rojo [1995, p. 285], uma função é IFR se for satisfeita a seguinte condição :

$$-\ln [R(t)] = \text{taxa de risco de falha acumulada é convexa.} \quad (3.7)$$

Para um melhor entendimento, considere-se a figura 3.2 a seguir que representa a função $(-\ln [R(t)])$ versus t que é a expressão da Taxa de Risco Acumulada.

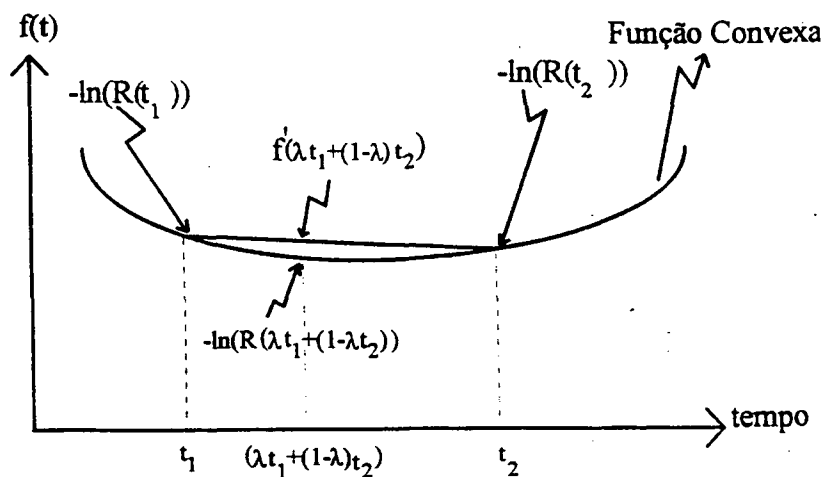


Figura 3.2 – Exemplo Genérico de Função Convexa

Para que uma função seja convexa, o valor da função nos pontos sobre o segmento de linha $\lambda.t1 + (1 - \lambda).t2$ deve ser menor ou igual a altura da corda unindo os pontos $[t1, f(t1)]$ e $[t2, f(t2)]$, ou seja, a corda que une $t1$ a $t2$ não corta a função $-\ln[R(t)]$ em nenhum ponto e seus valores são sempre maiores ou iguais aos valores da curva, mostrando que a função é convexa.

Visando a comprovação da convexidade da função, passa-se a seguir à descrição sucinta elaborada por Henz [1997, apêndice B], na qual são demonstradas as expressões apresentadas a seguir :

- Implementação de duas variáveis temporais discretas “ i ” e “ j ” que são representadas por $t1$ e $t2$ na figura 3.2, de forma a varrer todo o domínio da análise.
- Implementação de uma terceira variável “ k ”, representada por $\lambda.t1 + (1 - \lambda).t2$ na figura 3.2, que percorre todos os pontos internos ao intervalo $[i, j]$.
- De forma a verificar-se que a função é convexa, ou seja, que o valor da função nos pontos internos ao intervalo $[i, j]$ é menor ou igual à equação da reta que une i e j , no ponto k , faz-se o teste a seguir.
- Se $-\ln R(k) \leq \text{Raux}(k)$, então a condição de convexidade é satisfeita.

Onde : $\text{Raux}(k)$ é o valor da equação da reta que une os pontos i e j , calculada para o ponto k .

$$\text{Raux}(k) = -\ln R(j) + [-\ln R(i) + \ln R(j)] / (j-i) \cdot (k-j) \quad (3.8)$$

3.2.5 Vida Residual Média

De acordo com Bagain & Jain [1994, p. 156], a vida residual média no tempo (x) pode ser calculada pela seguinte expressão :

$$e_x(x) = \frac{\sum_x^t R_x(x)}{R_x(x)} , \quad (3.9)$$

Onde :

$R_x(x)$ - Confiabilidade no tempo x

$\sum_x^t R_x(x)$ - Somatório das confiabilidades desde o tempo x até o tempo t

3.3 Análise Custo / Benefício

Dentre os modelos de análise de custo / benefício aplicados em substituições de equipamentos, nesta dissertação será utilizado o modelo de substituição não idêntica, na qual os novos equipamentos que irão substituir os existentes, são mais aperfeiçoados, não sendo no entanto detectada uma tendência de evolução contínua.

A razão de se aplicar este modelo, deve-se a que os transformadores de potência são equipamentos que no seu fundamento mantêm-se com os mesmos princípios originais, sendo o seu aperfeiçoamento mais dirigido aos tipos de materiais isolantes, seus acessórios e no controle de suas grandezas (temperatura, envelhecimento dos materiais isolantes, etc.). Dentro desta ótica, passa-se a denominar o equipamento a ser substituído de “defensor” e o equipamento que irá substituir de “desafiante”.

Para a compreensão exata da análise custo / benefício de substituir ou não os transformadores analisados, há a decisão inicial de verificar a necessidade ou não de substituição, para tal

é necessário determinar a vida econômica do desafiante e o respectivo custo anual uniforme equivalente (CAUE). Caso o desafiante mostrar-se mais econômico que o defensor, a necessidade de substituição está satisfeita, restando a seguir determinar quando isto deverá ocorrer.

3.3.1 Vida Econômica do Desafiante

- Determinar os custos anuais de operação e manutenção do transformador desafiante, bem como o seu valor de revenda para cada ano de sua vida útil.
- Determinar os custos anuais referentes à energia não fornecida para o transformador desafiante.
- Determinar os custos anuais uniformes equivalentes CAUE do transformador desafiante para todas as vidas úteis possíveis, dentro do tempo compreendido pela sua vida útil.
- O ano para o qual o CAUE é mínimo é o da vida econômica do transformador.

Ao se calcular a vida econômica, obtém-se o Custo Anual Uniforme Equivalente do transformador desafiante pelos anos de sua vida econômica. Assim, neste cálculo ao se considerar os custos de manutenção previstos, custos de energia não fornecida previstos, tem-se na realidade uma previsão de quanto o desafiante irá ter de custo equivalente pela sua vida econômica.

3.3.2 Determinação do Momento de Substituição

- Determinar os custos anuais de operação e manutenção do transformador defensor, bem como o seu valor de revenda para os diversos anos.
- Determinar os custos anuais referentes à energia não fornecida para o transformador defensor.
- Determinar os custos anuais uniformes equivalentes CAUE do transformador defensor, de forma a mantê-lo por mais um ano.
- Caso o valor resultante seja menor que o CAUE mínimo do transformador desafiante, a retenção de defensor por um ano estaria indicada. Caso o valor resultante seja

menor que o CAUE mínimo do desafiante, a análise deverá continuar de forma a manter o defensor por dois anos.

- Esta análise deverá continuar até que o custo anual uniforme do defensor se torne maior que o CAUE mínimo do desafiante, ou até que se alcance a vida útil do defensor.

No caso de nenhuma alternativa de retenção do defensor resulte em um custo anual uniforme equivalente menor do que o CAUE mínimo do desafiante, a reposição imediata é recomendada.

3.4 Tratamento dos Dados Coletados

O objeto deste item será o tratamento dos dados coletados referentes às taxas de falha mensais a serem obtidas para os transformadores de potência a serem estudados da Light Rio.

Os dados coletados, como qualquer série temporal, estão sujeitos a componentes relacionados à tendência, variações sazonais, variações cíclicas e aleatórias. Como o que se espera obter com a coleta dos dados, refere-se à verificação do envelhecimento do equipamento ao longo do tempo, a principal componente a ser analisada da série de dados é a que diz respeito à tendência. Desta forma, visando a obtenção de tendência nos dados coletados e minimizando as demais componentes, será utilizada a suavização dos dados pelo método das médias móveis.

Aliando-se o fato da necessidade de suavização dos dados, há a necessidade de verificar a fidelidade dos dados e o comportamento de alterações nas tendências obtidas, ou seja, se estas mudanças são causadas por variações inerentes ao caso estudado e se as mesmas serão estáveis através do tempo ou se ocorrem ocasionalmente.

Segundo Besterfield [1995, p.105], com a finalidade de perceber se os dados coletados encontram-se dentro de um estado de controle estatístico, ou seja, se em um processo só estão presentes causas fortuitas, são utilizadas as cartas de controle. As cartas de controle permitem a percepção se um processo está estável ou não. Dessa forma, visando verificar a estabilidade do conjunto de dados coletados, a utilização das cartas de controle nesta dissertação, permitirá a exclusão de pontos atípicos dentro do histórico estudado.

Dentre os diversos tipos de cartas de controle, existem as que de acordo com Doty [1981, p. 111], são utilizadas para curtos processos de produção, embora possa ser utilizada para longos tempos de processo. Estas cartas de controle são os do tipo MA (média móvel) e os do tipo MR (amplitude móvel).

Devido ao fato das cartas de controle do tipo MA (média móvel) utilizarem a suavização dos dados, neste estudo serão as utilizadas. A média móvel pode ser calculada para cada dois, três, quatro ou mais dados coletados, sendo o número de medidas a ser escolhido aquele que proporcione um gráfico o mais realista possível.

As seguintes fórmulas básicas são adotadas para a construção das cartas de controle do tipo MA:

$$MA = \sum X / n, \quad (3.10)$$

$$\overline{MA} = \sum MA / (m - n + 1), \quad (3.11)$$

$$UCL_{ma} = \overline{MA} + A_2 MR, \quad (3.12)$$

$$LCL_{ma} = \overline{MA} - A_2 MR, \quad (3.13)$$

onde :

MA = média móvel das n medidas.

MR = amplitude móvel

X = uma medida individual,

\overline{MA} = média das médias móveis,

m = número de subamostras,

UCL_{ma} = limite superior de controle da carta de controle MA,

LCL_{ma} = limite inferior de controle da carta de controle MA

A₂ = fator obtido através de tabelas adequadas, usadas para converter a amplitude dos subgrupos para limites de 3 desvios padrões, ou seja 3 σ , (ver anexo 1).

Após a plotagem dos pontos nas cartas de controle, há a necessidade se fazer uma análise. Para tal adota-se o seguinte procedimento :

- Inicialmente calculam-se as médias móveis dos dados coletados, para cada dois, três, quatro ou mais dados, conforme o caso a ser adotado,
- Plotam-se os valores obtidos de médias móveis ,
- Divide-se o gráfico de controle, entre os limites superior e inferior, em seis faixas de desvios padrão, conforme figura 3.3 , denominando estas faixas em zonas A,B e C,
- Unir os pontos correspondentes às médias móveis por segmentos de reta,
- Proceder-se a análise dos pontos locados no gráfico de forma a se identificar as possíveis condições em que se está fora do controle estatístico, conforme sugerido por Besterfield [1995, p.133] :
 - pontos fora dos limites de controle,
 - presença de sete ou mais pontos consecutivos acima ou abaixo da linha central,
 - presença de 10 de 11 pontos ou 12 de 14 pontos , etc. , encontram-se de um mesmo lado da linha central,
 - seis pontos consecutivos aumentam ou diminuem seguidamente,
 - dois de três pontos consecutivos estão na faixa A,
 - quatro de cinco pontos consecutivos estão na faixa B e C.

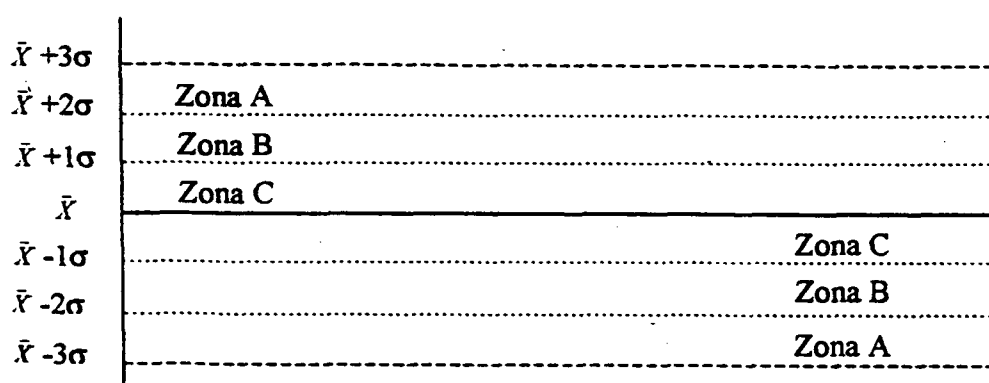


Figura 3.3 - Gráfico de Controle - Esquemático

3.5 Fluxograma Para a Metodologia Proposta

Na figura 3.4 é apresentado o fluxograma para a metodologia proposta, de forma a identificar os intervalos de tempo nos quais os transformadores de potência estão apresentando envelhecimento bem como a análise custo / benefício quanto à verificação da melhor opção entre substituição ou renovação dos equipamentos estudados.

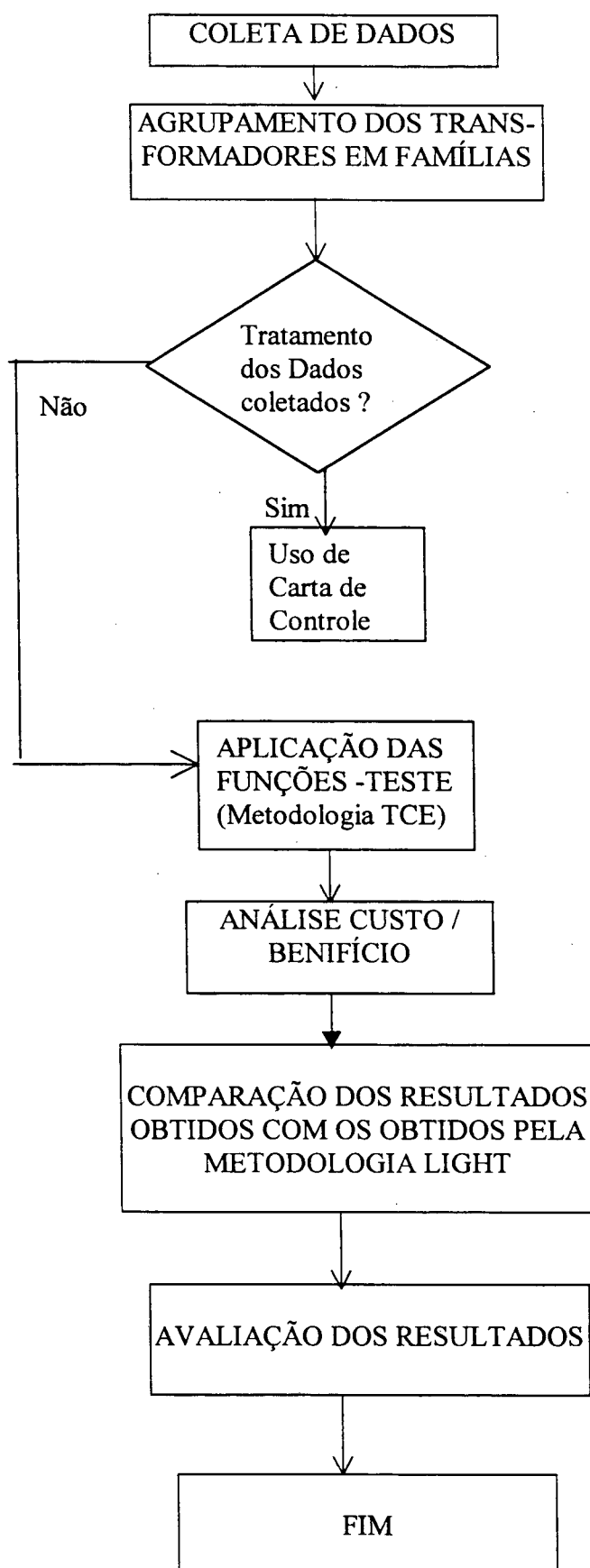


Figura 3.4 - Fluxograma para a Metodologia Proposta

A seguir, apresenta-se uma descrição de cada uma das etapas

3.5.1 Coleta de Dados

Os dados de entrada serão as taxas de falha dos transformadores a serem estudados, para cada intervalo de tempo, bem como os seus custos anuais de operação e manutenção, valores de revenda e custos de energia não fornecida. Para o cálculo das taxas de falha, deverão ser consideradas aquelas falhas que efetivamente contribuam para o estado de degradação dos equipamentos considerados.

Além dos dados acima descritos, serão coletados os resultados obtidos pela Light, no que diz respeito às condições encontradas em seus transformadores quanto ao estado de degradação destes equipamentos, baseado nos seus métodos.

3.5.2 Agrupamento dos Transformadores em Famílias

Os transformadores serão agrupados em famílias, levando-se em conta para tal, o mesmo fabricante com o mesmo projeto e tempo de vida útil.

3.5.3 Tratamento dos Dados Coletados

As taxas de falha obtidas, serão plotadas nas cartas de controle do tipo MA (média móvel) e efetuada análise destes dados em conformidade com o descrito no item 3.4

3.5.4 Aplicação das Funções – Teste pela Metodologia TCE

As funções – teste que serão aplicadas, são as descritas no item 3.2, utilizando-se os dados coletados e já analisados conforme 3.5.3.

Os cálculos das funções – teste se processarão através do programa VISUAL BASIC, bem como com este programa se obterão os intervalos de tempo nos quais os equipamentos estarão apresentando envelhecimento.

3.5.5 *Análise Custo / Benefício*

Com os dados de custos obtidos, tanto para os transformadores defensores como para os transformadores desafiantes, se processará a análise de custo / benefício conforme metodologia indicada no item 3.3.

3.5.6 *Comparação dos Resultados : Metodologia TCE X Metodologia Light*

Com os resultados obtidos, utilizando-se a metodologia TCE, quanto à determinação dos intervalos de tempo em que os transformadores estão apresentando envelhecimento, serão realizadas comparações, para estes mesmos equipamentos com os métodos utilizados pela concessionária de energia elétrica.

3.5.7 *Análise dos Resultados*

Nesta etapa, serão analisadas as discrepâncias, se as houver, entre os dois métodos e elaborada uma análise crítica.

No próximo capítulo será apresentada uma aplicação prática da metodologia proposta para transformadores de potência da Light Serviços de Eletricidade S. A.

CAPÍTULO 4 – APLICAÇÃO PRÁTICA

Neste capítulo, será realizada uma aplicação prática da metodologia TCE a grupos de transformadores de potência da Light Serviços de Eletricidade S.A., bem como a análise comparativa dos resultados obtidos por esta concessionária de energia elétrica, através de diagnósticos utilizando seus métodos, com os obtidos ao se empregar a metodologia TCE. Também neste capítulo, será apresentada descrição da empresa Light e sua participação no contexto energético nacional.

4.1 A Light Serviços de Eletricidade S. A.

A Light Serviços de Eletricidade S. A. é basicamente uma empresa distribuidora de energia, sendo sua demanda suprida por cerca de 14 % de geração própria da empresa, cerca de 53 % por Furnas e de cerca de 33 % proveniente da Usina de Itaipu.

Atualmente a Light fornece energia para 30 municípios do Estado do Rio de Janeiro, para 3 milhões de unidades consumidoras e uma população de cerca de 9 milhões de pessoas, sendo sua área de concessão de 10970 km². Em 1999 vendeu 23.882.000 MWh de energia e sua demanda máxima foi de cerca de 4500 MWh/h.

A empresa voltou a ser privada em 21.05.96, quando passou a ser controlada por um consórcio formado pela Electricité de France (EDF) que detém 20,689 % das ações, a AES Corporation que detém 11,457 %, a Reliant Energy que também detém 11,457 % e a Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) que detém 7,325 %, sendo os outros 49,072 % de acionistas minoritários.

O seu parque gerador é suprido, basicamente pelos rios Paraíba do Sul e Pirai e é composto de 5 usinas hidrelétricas com capacidade instalada de 853 MW, que são:

- Usina de Fontes Novas - 132 MW
- Usina de Nilo Peçanha - 380 MW
- Usina Pereira Passos - 100 MW
- Usina Ilha dos Pombos - 183 MW
- Usina Santa Branca - 58 MW

De seu parque gerador e de suas subestações terminais, emanam linhas de transmissão na tensão de 138 kV que alimentam subestações distribuidoras de 138 / 13.8 kV e 138 / 25 – 34.5 kV, da própria empresa e subestações de consumidores de grande porte. Os equipamentos que serão objeto de aplicação prática da metodologia proposta, são os transformadores das subestações distribuidoras 138 / 13.8 kV.

4.2 Situação dos Transformadores da Light em 1997

Conforme mencionado no capítulo 3, a Light Serviços de Eletricidade S.A. iniciou, em 1997, um programa de revitalização de seus 386 transformadores de potência, devendo ser ressaltado que desde 1992 estava implantado um plano de técnicas preditivas que englobava os seguintes aspectos:

- Plano de substituição de transformadores de potência com estado operativo anormal,
- Plano de inspeção interna, na base de operação do transformador,
- Plano de tratamento do óleo isolante com o transformador energizado – TOITE,
- Plano de regeneração do óleo isolante com o transformador energizado – ROITE,
- Redução da periodicidade das coletas para análise do óleo isolante no acompanhamento das unidades em estado operativo anormal.

Na tabela 4.1 é apresentado um resumo das intervenções decorrentes da implantação destas técnicas preditivas.

Tabela 4.1 : Resumo de Intervenções nos Transformadores Light Devido à Implantação de Técnicas Preditivas.

Técnica	1992	1993	1994	1995	1996	1997
TOITE	37	35	21	30	31	27
ROITE	37	35	21	30	31	27
Inspeção Interna	2	OBS. 1	OBS. 1	OBS. 1	OBS. 1	OBS.1
Substituição	1	1	1	1	OBS. 2	OBS.2
Coleta p/ Monito- ramento	700	700	700	700	700	700

Fonte : Light Serviços de Eletricidade S. A.

OBS. 1 : Paralisado devido a falta de reserva técnica

OBS. 2 : Paralisado devido a falta de reserva técnica

4.3 Transformadores a Serem Estudados

Os transformadores de potência, objeto desta aplicação prática, são os utilizados nas subestações distribuidoras de 138 / 13.8 kV da Light e que estão submetidos a critérios de carregamento estabelecidos pela empresa.

Estes transformadores utilizados nas subestações distribuidoras da Light podem ser enquadrados como transformadores de suprimento em relação às solicitações de carga, conforme mencionados por Portela apud Bezerra [1991, p. 118], ou seja:

“São transformadores utilizados em subestações que atendem basicamente à carga local; as solicitações de carga em condições normais estão fortemente acopladas à evolução da carga suprida, e sofrem descontinuidades associadas à expansão da capacidade instalada; quando da indisponibilidade de unidades paralelas, o perfil de carga não sofre significativa variação em termos de formato; podem ser afetados por contingências em subestações vizinhas quando houver possibilidade de remanejamento de carga daquela para esta; as medidas operativas de carga consistem tão somente de remanejamento de carga para outras subestações, corte temporário de cargas não garantidas (por exemplo as que possuem menores tarifas), ou ainda pela entrada em serviço de produção própria de consumidores ou locais de emergência; usual-

mente desprezam-se as ocorrências de perda de alimentadores, principalmente as associadas às perdas de carga.”

Deve-se ressaltar portanto que os transformadores deste tipo e que aqui serão objeto da aplicação prática, estão sujeitos a carregamentos acima de sua capacidade nominal e assim a um envelhecimento mais acelerado do que outras categorias de transformadores, como por exemplo, os transformadores elevadores de Usinas, cuja solicitação máxima é naturalmente ditada pela unidade geradora. Para este grupo de transformadores, a máxima solicitação de carregamento tende a ser praticamente a mesma ao longo de toda a vida útil do equipamento.

Devido ao trabalho desenvolvido pela empresa Light, a partir de 1997, ter-se concentrado nas unidades de potência de 15 / 20 MVA e de 30 / 40 MVA, os estudos aqui desenvolvidos também serão baseados nestes equipamentos. A quantidade destes transformadores, bem como a sua estratificação por idade , serão descritas a seguir.

4.3.1 Transformadores de 15/ 20 MVA – 138 / 13,8 kV

A idade desses transformadores é variável de acordo com o mostrado na tabela 4.2.

Tabela 4.2 : Quantidade e Idade dos Transformadores de 15/20 MVA em 1997 - Light

Idade em Anos	Quantidade	%
0 < Idade < 5	6	5
5 < Idade < 15	38	30
15 < Idade < 25	68	52
Idade > 25	16	13
Total	128	100

Fonte : Light Serviços de Eletricidade S.A.

Os transformadores a serem estudados serão os com idade superior a 15 anos, que representam 65 % do total, conforme pode ser observado na tabela 4.2. Deve-se ressaltar que das 128 unidades, 114 encontram-se em operação.

Para efeito de reserva técnica das 114 unidades em operação, a Light considera a disponibilização de 6 outros transformadores de 15 / 20 MVA.

4.3.2 Transformadores de 30 / 40 MVA – 138 / 13.8 kV

A idade desses transformadores é variável de acordo com o mostrado na tabela 4.3.

Tabela 4.3 : Quantidade e Idade dos Transformadores de 30 / 40 MVA em 1997- Light

Idade em Anos	Quantidade	%
0 < Idade < 5	3	4
5 < Idade < 15	37	56
15 < Idade < 25	24	36
Idade > 25	3	4
Total	67	100

Fonte : Light Serviços de Eletricidade S.A.

Os transformadores a serem estudados serão os com idade superior a 15 anos, que representam 40 % do total, conforme pode ser observado na tabela 4.3. Deve-se ressaltar que das 67 unidades, 61 encontram-se em operação.

Para efeito de reserva técnica das 61 unidades em operação, a Light considera a disponibilização de outros 2 transformadores de 20 / 40 MVA.

4.4 Resumo das Famílias de Transformadores

Tendo por objetivo o estabelecimento das quantidades de unidades de transformadores a ser levados em conta no estudo, os seguintes critérios serão adotados:

- Serão consideradas apenas as unidades em operação,
- Serão consideradas as unidades que foram revitalizadas,
- Não serão consideradas as unidades que entraram em operação nos anos de 1998, 1999 e 2000 .

Levando-se em consideração os critérios acima mencionados, a tabela 4.4 apresenta um resumo das quantidades e famílias de transformadores que serão consideradas na aplicação prática da metodologia TCE.

Tabela 4.4 – Resumo das Famílias de Transformadores

Família	Tipo de Transformador	Idade em anos	Quantidade
1	15 / 20 MVA 138 / 13.8 kV	> 15	84
2	30 / 40 MVA 138 / 13.8 kV	>15	27
Total			111

Fonte : Light Serviços de Eletricidade S. A.

4.5 Falhas Ocorridas No Período de 1990 a 1999

Na consideração das falhas ocorridas neste período, foram consideradas apenas as que efetivamente contribuíram para o estado de degradação das unidades consideradas, ou seja, não foram consideradas falhas em dispositivos auxiliares nem falhas nos comutadores de carga dos transformadores.

Serão consideradas como falhas, as retiradas dos transformadores que foram colocados fora de operação para serem revitalizados, bem como o plano que a Light vinha adotando com relação à adoção de técnicas preditivas desde 1992, o qual resultava na retirada de operação de unidades que se apresentavam com risco elevado de falha.

Na tabela 4.5 são relacionadas as falhas evitadas anualmente e baseadas nas técnicas preditivas descritas no item 4.2 desta dissertação e que serão consideradas no cômputo de falhas.

Tabela 4.5 - Falhas Evitadas

Ano	Trafos de 15 / 20 MVA Falhas Evitadas	Trafos de 30 / 40 MVA Falhas Evitadas
1992	2	1
1993	1	0
1994	1	0
1995	3	0
1996	0	0

Fonte : Light Serviços de Eletricidade S. A.

Na tabela 4.6 estão relacionadas as quantidades de unidades retiradas por ano e que também serão computadas como falhas.

Tabela 4.6 – Unidades de Transformadores Revitalizadas

Ano	Trafos de 15 / 20 MVA Revitalizados	Trafos de 30 / 40 MVA Revitalizados
1997	2	4
1998	4	6
1999	–	2

Fonte : Light Serviços de Eletricidade S. A.

Na tabela 4.7 são apresentados os números de falhas nos transformadores de 15 / 20 MVA (Família 1) e 30 / 40 MVA (Família 2), decorrentes de curto - circuitos nos enrolamentos de alta tensão e / ou baixa tensão

Tabela 4.7 : Falhas dos Transformadores nos Enrolamentos

ANO	Família 1	Família 2
	Falhas	Falhas
1990	2	2
1991	3	0
1992	5	0
1993	8	0
1994	9	0
1995	9	0
1996	7	0
1997	5	0
1998	3	0
1999	3	0

Fonte : Light Serviços de Eletricidade S. A.

Na tabela 4.8, para a família 1, e na tabela 4.9, para a família 2, estão relacionadas as falhas totais, respectivas taxas de falhas e confiabilidade, considerando as falhas evitadas (tabela 4.5), as unidades retiradas para serem revitalizadas (tabela 4.6) e as decorrentes de curto – circuitos nos enrolamentos (tabela 4.7).

As taxas de falhas relacionadas nas tabelas 4.8 e 4.9, foram calculadas para as quantidades de unidades de transformadores relacionadas na tabela 4.4 e as confiabilidades calculadas a partir da distribuição exponencial pela relação $R = \exp.- \lambda.t$.

Tabela 4.8 – Falhas Totais e Taxas de Falhas dos Transformadores – Família 1

ANO	Falhas	Taxas de Falhas	Confiabilidade
1990	2	0,024	1,000
1991	3	0,036	0,965
1992	7	0,083	0,847
1993	9	0,107	0,725
1994	10	0,119	0,621
1995	12	0,143	0,489
1996	7	0,083	0,608
1997	7	0,083	0,559
1998	7	0,083	0,515
1999	3	0,036	0,723

Tabela 4.9 – Falhas Totais e Taxas de Falhas dos Transformadores – Família 2

ANO	Falhas	Taxas de Falhas	Confiabilidade
1990	2	0,074	1,000
1991	0	0,000	1,000
1992	1	0,037	0,929
1993	0	0,000	1,000
1994	0	0,000	1,000
1995	0	0,000	1,000
1996	0	0,000	1,000
1997	4	0,148	0,355
1998	6	0,222	0,169
1999	2	0,074	0,514

4.6 Aplicação da Metodologia TCE

Neste item serão calculados os anos para os quais as famílias dos transformadores estudados apresentam caracterização do envelhecimento, bem como calculadas suas vidas residuais médias e apresentado o programa que foi utilizado para os cálculos.

4.6.1 Caracterização de Envelhecimento

Aplicando-se a metodologia TCE aos valores das tabelas 4.8 e 4.9, obtêm-se os valores indicados na tabela 4.10.

Tabela 4.10: Resultados da Metodologia TCE para os Transformadores de Potência

Função Teste	Família 1 (t = 0 a 9)	Família 2 (t = 0 a 9)
IFR1	OBS. 1	OBS. 1
IFR2	OBS. 1	OBS. 1
IFR3	OBS. 1	OBS. 1
IFR4	OBS. 1	OBS. 1

OBS. 1: Não Caracterização do Envelhecimento.

Como pode-se observar pela tabela 4.10, nenhuma função - teste apresentou caracterização do envelhecimento para ambas famílias.

Na família 1 as taxas de falhas aumentaram até 1995 e diminuíram após. Na família 2 diminuíram até 1996, aumentaram até 1998 e diminuíram em 1999. De forma análoga, constata-se, pelas tabela 4.8 que a confiabilidade estava decrescendo até o ano de 1999. Na tabela 4.9 a confiabilidade estava praticamente estabilizada até o ano de 1996, caindo no período posterior Assim, considerando o ano de 1999 como o ano em que os efeitos das manutenções preditivas implantadas pela Light, começaram a apresentar resultados, e por conseguinte não o levando

em consideração por ser um ano atípico, obtêm-se os valores indicados na tabela 4.11 para a aplicação da Metodologia – TCE.

Tabela 4.11: Resultados da Metodologia TCE para os Transformadores de Potência Excluindo-se o ano 1999.

Função Teste	Família 1 (t = 0 a 8)	Família 2 (t = 0 a 8)
IFR1	t = 8 em diante	t = 8 em diante
IFR2	t = 6 em diante	t = 7 em diante
IFR3	t = 8 em diante	t = 8 em diante
IFR4	OBS. 1	OBS. 1

OBS. 1: Não Caracterização do Envelhecimento.

Observa-se, pela tabela 4.11, que para ambas famílias as funções - teste IFR1, IFR2 e IFR3 apresentaram caracterização de envelhecimento.

Deve-se ressaltar que a função IFR1 é mais rigorosa que a função IFR2, devido não permitir a igualdade no teste da condição $R(t+x)/R(t)$ ser decrescente. Já a função IFR2, que só possui uma variável temporal, permite a igualdade de condição $\lambda(t) \leq \lambda(t+1)$. Também deve ser notado que se a função IFR1 for cumprida, o teste IFR3 também o será, já que a função IFR1 é mais abrangente incorporando as condições necessárias para o cumprimento do teste IFR3.

Percebe-se, também, que o envelhecimento para as funções – teste IFR1 e IFR3 só acontece no último ano do histórico analisado, o que não demonstra evidente caracterização do envelhecimento dos equipamentos analisados. Deve-se levar em consideração, também, que os dados analisados são relativos a apenas 10 anos de operação dos transformadores em estudo.

No caso dos transformadores da Light, estabelecendo-se que o ano $t=0$ (1990) como sendo o ano em que os equipamentos possuíam 15 anos de vida operacional, o envelhecimento destes transformadores calculados pela Metodologia – TCE, e não considerando o ano de 1999, se dá de acordo com a tabela 4.12.

Tabela 4.12 – Envelhecimento dos Transformadores Calculados pela Metodologia - TCE

Função Teste	Família 1	Família 2
IFR1 e IFR3	23 anos	23 anos
IFR2	21 anos	22 anos

4.6.2 Vida Residual Média

Na tabela 4.13 é apresentada a vida residual média, relativa a cada ano indicado, tanto para os transformadores da família 1 quanto para os da família 2, a partir dos valores de confiabilidade indicados nas tabelas 4.8 e 4.9 respectivamente, bem como da expressão (3.9).

Tabela 4.13 – Vida Residual Média dos Transformadores Analisados (Anos)

ANO	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Família 1	6,3	5,6	5,2	4,9	4,7	4,5	2,8	1,9	1,0
Família 2	7,4	6,4	6,0	4,5	3,5	2,5	1,5	1,5	1,0

4.6.3 Programa para Aplicação da Metodologia TCE

Para aplicação da Metodologia TCE foi desenvolvido um programa utilizando-se o sistema operacional Windows 98 e a linguagem de programação Microsoft Visual Basic 6.0.

Devido a possuir interface visual, tornou-se possível desenvolver o programa de forma simples e interativo, sendo os dados de entrada os anos em uma maneira seqüencial e as taxas de falhas. Os valores de confiabilidade são calculados de forma automática pelo programa ao utilizar-se de relação a partir da taxa de falha.

As quatro funções teste aqui aplicadas, são representadas no programa por botões, correspondendo a cada um dos botões a expressão referente à função teste que ele representa. Ao se pressionar o botão é executada verificação em toda amostra e indicado o ano da caracterização de envelhecimento ou a não caracterização de envelhecimento da referida amostra, conforme mostrados nos anexos 2 a 5.

4.7 Aplicação da Análise Custo / Benefício

Com o objetivo de aplicação do modelo de análise de custo / benefício estabelecido no item 3.2, algumas considerações foram levadas a efeito, conforme mostrado a seguir.

4.7.1 Custos Anuais de Manutenção

Em virtude da impossibilidade de utilização dos dados de custos de manutenção para os transformadores da Light, optou-se por adotar os custos em transformadores similares que operam na Usina Hidrelétrica da Itaipu Binacional, dado que os procedimentos de manutenção são bastante similares nas empresas do setor elétrico brasileiro, o que justifica tal procedimento.

Para tanto, foram coletados dados de custos de manutenção dos seguintes equipamentos da Itaipu e que operam realizando as seguintes funções :

- 2 transformadores de 25 MVA com relação de tensão de 220 / 66 kV que alimentam cargas diversas.
- 4 transformadores reguladores de 25 MVA com relação de tensão de 13.8 / 13.8 kV e que têm por finalidade manter a tensão regulada para os serviços auxiliares da Usina.
- 1 transformador de 45 MVA com relação de tensão de 66 / 13.8 kV e que alimenta os serviços auxiliares, como fonte alternativa.

Deve-se ressaltar que estes transformadores, apesar de possuírem tensões e potências similares aos equipamentos da Light, bem como tempos de vida superiores a 15 anos, não possuem ciclos de

carregamentos conforme mencionados no item 4.3 por Portela apud Bezerra [1991, p.118] e que aplicam-se as unidades da Light.

Dessa forma, os custos anuais de manutenção coletados em Itaipu, provavelmente são inferiores aos da unidade da Light, porém suficientes para que se possa proceder a análise de custo / benefício quanto à melhor opção entre renovar ou substituir os equipamentos ora estudados.

Os custos de manutenção em Itaipu e que são relacionados na tabela 4.14, compreendem as seguintes parcelas:

- custos de serviços periódicos, ou seja, compreendem manutenções regulares trimestrais, semestrais e anuais.
- custos de serviços aperiódicos, ou seja, compreendem manutenções devido a falhas, troca de componentes e dispositivos.
- custos de materiais utilizados nos serviços correspondentes. Estes custos não estão considerados na tabela 4.14 devido a não estarem disponíveis.

Na tabela 4.15, estão relacionados os custos médios anuais de manutenção, sendo que o valor a ser utilizado na análise de custo / benefício será o valor médio das médias anuais .

Quanto aos custos anuais de manutenção para os transformadores desafiantes, serão considerados apenas os relativos aos custos de manutenção periódicos para os primeiros cinco anos, sendo para os demais anos também considerados os custos de manutenção conforme os transformadores defensores. Estes custos encontram-se relacionados na tabela 4.16, bem como os custos médios anuais, sendo que o valor a ser utilizado na análise custo / benefício será o valor médio da médias anuais.

Tabela 4.14 : Custos Totais de Manutenção nos Transformadores de Itaipu – US \$

ANO	TRAFO 1	TRAFO 2	TRAFO 3	TRAFO 4	TRAFO 5	TRAFO 6	TRAFO 7
1990	5075,00	1350,00	2875,00	5100,00	500,00	1475,00	4300,00
1991	325,00	3850,00	7300,00	2125,00	3250,00	1225,00	2725,00
1992	2675,00	575,00	875,00	6925,00	1350,00	3825,00	4575,00
1993	4250,00	1825,00	4575,00	1025,00	5000,00	2450,00	3425,00
1994	4850,00	875,00	1250,00	6550,00	400,00	2100,00	4625,00
1995	1050,00	4875,00	3425,00	1025,00	750,00	1125,00	2275,00
1996	1250,00	3950,00	2800,00	3200,00	1000,00	2975,00	925,00
1997	950,00	1725,00	1625,00	1075,00	1400,00	1500,00	2600,00
1998	1300,00	1600,00	2025,00	3275,00	525,00	1125,00	1475,00
1999	2150,00	2150,00	2950,00	2750,00	6150,00	2975,00	950,00

Tabela 4.15 : Custos Totais Médios de Manutenção nos Transformadores de Itaipu – US\$

1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
2955,00	2970,00	2970,00	3220,00	2950,00	2075,00	2300,00	1555,00	1620,00	2870,00

O valor a ser utilizado nos cálculos será:

- US\$ 2510,00, correspondendo a média dos custos médios anuais dos trafos 1 a 6 cuja potência são de 25 MVA, para a família 1 de transformadores de 15/20 MVA,
- US\$ 2870,00, correspondendo ao custo médio anual do trafo 7 cuja potência é de 45 MVA, para a família 2 de transformadores de 30/40 MVA.

Tabela 4.16 : Custos de Manutenção Periódicas nos Transformadores de Itaipu – US \$

ANO	TRAFO 1	TRAFO 2	TRAFO 3	TRAFO 4	TRAFO 5	TRAFO 6	TRAFO 7
1990	3000,00	200,00	925,00	3000,00	200,00	1200,00	1175,00
1991	125,00	3700,00	5225,00	600,00	2150,00	850,00	2600,00
1992	2200,00	250,00	450,00	1950,00	650,00	650,00	500,00
1993	800,00	1600,00	2200,00	600,00	3200,00	800,00	3100,00
1994	4200,00	600,00	550,00	5450,00	300,00	1800,00	3100,00
1995	875,00	4525,00	2700,00	600,00	300,00	800,00	1175,00
1996	750,00	3750,00	650,00	1150,00	650,00	2675,00	500,00
1997	450,00	1375,00	1100,00	550,00	750,00	650,00	2150,00
1998	450,00	800,00	600,00	800,00	250,00	650,00	650,00
1999	2000,00	1800,00	1350,00	1550,00	3025,00	1525,00	750,00

Tabela 4.17 : Custos Médios de Manutenção Periódicas nos Transformadores de Itaipu - US\$

1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
1385,00	2180,00	950,00	1760,00	2035,00	1570,00	1445,00	1005,00	600,00	1715,00

O valor a ser utilizado nos cálculos será:

- US\$ 1440,00 correspondendo à média dos custos médios anuais dos trafos 1 a 6 cuja potência são de 25 MVA, para a família 1 de transformadores de 15/20 MVA,
- US\$ 1715,00, correspondendo ao custo médio anual do trafo 7 cuja potência é de 45 MVA, para a família 2 de transformadores de 30/40 MVA.

4.7.2 Custos Anuais de Operação

Estes dados não serão considerados, em virtude da sua não disponibilidade nas empresas pesquisadas.

4.7.3 Custos de Energia Não Fornecida para a Empresa

O custo da energia não fornecida para a empresa será calculada pela seguinte expressão:

$$\text{Energia Não Fornecida} = (\text{MVA ou MW}) \times \text{TMR} \times (\lambda) \times \text{Tarifa de Energia}$$

Onde :

MVA ou MW - potência do transformador, sendo no caso estudado 20 MVA e 40 MVA para as famílias 1 e 2 respectivamente.

TMR - Tempo Médio de Reparo, sendo utilizado o valor de 160,9 horas Conforme tabela 2.4 do capítulo 2.

λ - Taxa de Falhas, sendo utilizado até o décimo quarto ano de vida operacional do transformador desafiante o valor de 0,0147 conforme figura 2.3 do capítulo 2. Para os anos subsequentes serão utilizados os valores das tabelas 4.8 e 4.9.

Na determinação da vida econômica dos transformadores desafiantes utilizou-se o valor de 0,0147 para toda sua vida útil.

Tarifa de Energia – Utilizado o valor médio de US 33,00 por MWh ou MVAh.

4.7.4 Preços dos Transformadores

São os seguintes os preços de transformadores novos, semelhantes aos utilizados pela Light, e obtidos junto a fabricantes tradicionais destes equipamentos:

- Transformador trifásico de 15 / 20 MVA com relação de tensão de 138/ 13.8 kV, com comutador sob carga e ligação Delta / Estrela.

US\$ 300.000,00

- Transformador trifásico de 30 / 40 MVA com relação de tensão de 138 / 13.8 kV, com comutador sob carga e ligação Delta / Estrela.

US\$ 390.000,00

Como depreciação será utilizado o método de depreciação linear para uma vida útil de 30 anos dos transformadores.

4.7.5 Cálculo da Vida Econômica dos Transformadores Desafiante

A determinação da vida econômica dos transformadores desafiante foi calculada achando-se os custos anuais uniformes equivalentes (CAUE) durante a vida útil do equipamento.

Este cálculo foi baseado em Casaroto [1996, p. 171] , considerando-se as premissas estabelecidas nos itens 4.7.1 a 4.7.4 e adotando-se uma Taxa Mínima de Atratividade de 15%, sendo utilizado o fluxo de caixa conforme figura 4.1.

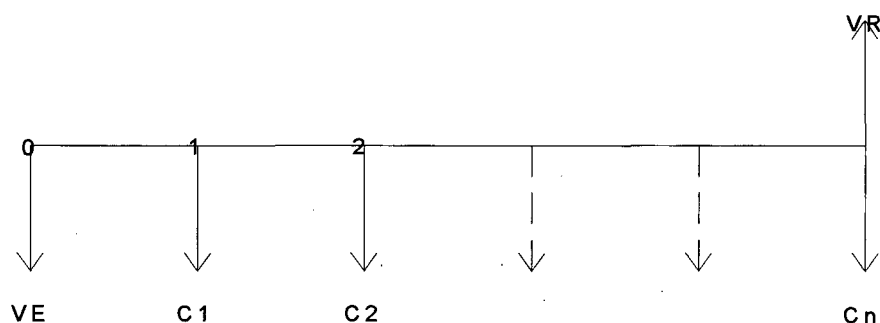


Figura. 4.1 - Fluxo de Caixa - Vida Econômica dos Equipamentos

Então o cálculo da vida econômica é dado pela seguinte expressão :

$$CAUE_n = [VE + C_1 / TM + C_2 / TM^2 + \dots + C_{n-1} / TM^{n-1}] X (A/P; TM; n) - [VR_n - C_n] X (A/F; TM; n) \quad (4.1)$$

onde :

CAUE n - Custo Anual Uniforme Equivalente para o ano n,

VE - Valor de aquisição do equipamento,

C 1, C 2, ... C n – Custos de manutenção mais o de energia não fornecida no ano 1, 2, ..., n ,

TM - Taxa Mínima de Atratividade,

VR n - Valor de Revenda do Equipamento no ano n.

(A / P ; TM ; n) e (A / F ; TM ; n) - valores obtidos de tabela no anexo 6.

Os valores encontrados para a vida econômica dos equipamentos referentes as famílias 1 e 2, encontram-se na tabela 4.18, cujos cálculos são mostrados no anexo 7 (Família 1) e no anexo 8 (Família 2).

Tabela 4.18 – Vida Econômica dos Transformadores Desafiantes

	ANOS	CAUE (US \$)
FAMÍLIA 1	30	49.920,00
FAMÍLIA 2	30	66.639,00

Consideração:

- Nos resultados apresentados na tabela 4.18, o valor de taxa de falha do transformador desafiante considerado no cálculo do custo de energia não fornecida, foi de 0,0147 para toda sua vida útil, conforme mencionado anteriormente no item 4.7.3.

4.7.6 Determinação do Momento da Substituição ou Renovação

A determinação do momento de substituição ou renovação dos transformadores defensores por transformadores desafiantes, foi verificado, partindo-se das seguintes premissas:

- Considerado o ano de 1990, como o ano inicial da análise, transformadores defensores com 15 anos de vida operacional.
- Vida residual do transformador defensor de 6 anos e de 7 anos para os equipamentos da família 1 e família 2, respectivamente, de acordo com a tabela 4.13.

O cálculo foi elaborado segundo Casaroto e Kopittke [1996, p. 178], o qual apresenta o fluxo de caixa exemplificado na figura 4.2 com a permanência do equipamento defensor por mais dois anos.

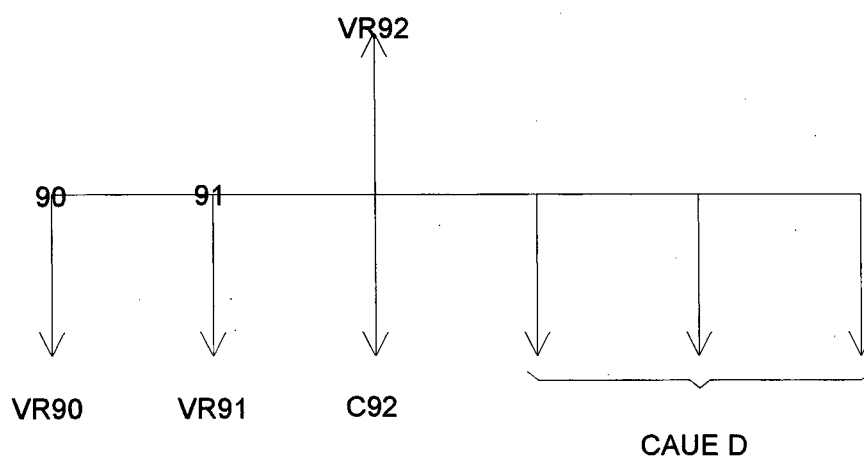


Figura 4.2 – Fluxo para Determinação do Momento da Substituição, segundo Casaroto e Kopittke.

Então o Custo Anual Uniforme Equivalente (CAUE) é calculado pela seguinte expressão

$$\text{CAUE 2} = [\text{VR } 90 - \text{VR } 91 \times (\text{P/F}; 15\%; 1) - (\text{VR } 92 - \text{C } 92) \times (\text{P/F}; 15\%; 2) + \text{CAUE D} \times (\text{P/A}; 15\%; 4) \times (\text{P/F}; 15\%; 2)] \times (\text{A/P}; 15\%; 6),$$

onde :

- VR - Valor de revenda do equipamento para o ano 90 ou 91 ou 92,
 C - Custos de manutenção mais o de energia não fornecida,
 CAUE D – Custo anual uniforme equivalente do transformador desafiante.
 (P / F; 15 %; 1) , (P/ A; 15%; 2) - valores obtidos de tabela no anexo 6
 (A/ P; 15 %; 4) , (A/ P; 15 %; 6) - valores obtidos de tabela no anexo 6

Calculando-se o momento de substituição, de acordo com Casaroto e Kopittke [1996, p.178], obtêm-se os resultados indicados na tabela 4.19 e conforme mostrados nos anexos 9 e 10 para as famílias 1 e 2 respectivamente.

Tabela 4.19 – Momento de Substituição do Transformador Defensor

	Segundo Casaroto e Kopittke
FAMÍLIA 1	A partir de 1992
FAMÍLIA 2	A partir de 1992

Análise de Sensibilidade Para os Valores Encontrados para o Momento de Substituição do Transformador Desafiante

Como os valores de taxa de falhas e custos de manutenção, considerados para o cálculo do Custo Anual Uniforme Equivalente do Transformador Desafiante (CAUE D) são valores hipotéticos, salientam-se os seguintes aspectos:

- Os valores encontrados na tabela 4.19, foram calculados considerando-se no CAUE D uma taxa de falhas para os transformadores desafiante de 0,0147 para toda sua vida econômica.
- Caso a taxa de falhas fosse de zero para o desafiante, ainda assim o momento de substituição do transformador defensor deveria ocorrer somente em 1992.
- Verifica-se que se aumentarmos a taxa de falhas para o desafiante e conseqüentemente os custos de manutenção aperiódica, o momento de substituição tenderá ser em ano posterior ao de 1992.

- Por outro lado, caso fossem eliminados os custos de manutenção periódica mais o de manutenção aperiódica e considerando como zero a taxa de falhas, para os transformadores desafiantes, o momento de substituição passa a ser de imediato, ou seja, o ano de 1990.

4.7.7 Revitalizar X Substituir

Nesta parte do estudo, após a caracterização do envelhecimento das respectivas famílias de transformadores e determinação do momento no qual se deve promover a substituição dos mesmos, será realizada verificação de qual é a melhor alternativa, ou seja, substituir ou revitalizar os equipamentos.

Dessa forma, algumas considerações passarão a ser feitas para ambas as famílias de transformadores, conforme apresentado a seguir.

- Preço da revitalização da ordem de 45 % do equipamento novo, conforme Mendes [1999].
- Considerada uma taxa de falhas média de 0,3% para o equipamento reparado, ao longo dos 15 anos de horizonte de comparação
- Considerado igual a zero o valor residual do transformador revitalizado ao final dos quinze anos.
- Considerado como custos anuais, os custos de manutenção acrescidos ao de perda de venda energia..
- Considerado para o transformador novo, seu valor de revenda ao final do 15º ano, levando-se em conta uma depreciação linear.

Têm-se, portanto, os fluxos de caixa de acordo com a figura 4.4 para a revitalização e substituição respectivamente.

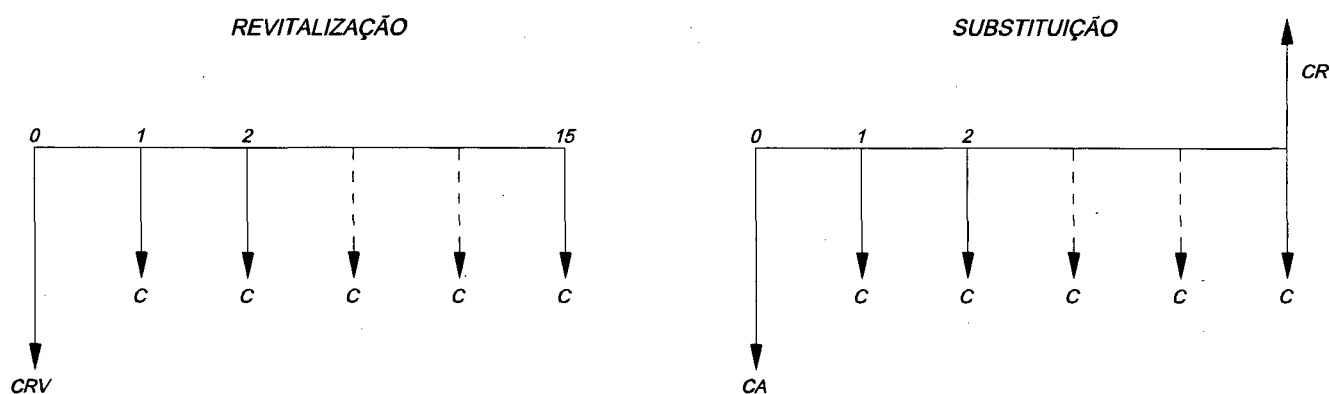


Figura 4.3 - Fluxos de Caixa Para Revitalização X Substituição dos Transformadores

Onde :

CRV - custo da revitalização,

C - custos de manutenção mais custos de energia não fornecida,

CR - valor de revenda do transformador novo,

CA - custo de aquisição do transformador novo.

(P/A; 15%; 15) - valor obtido em tabela do anexo 6

Então o CAUE é calculado pela seguinte expressão :

$$\text{CAUE} = \text{CRV} + C (P/A; 15\%; 15) , \text{ para a Revitalização,}$$

$$\text{CAUE} = \text{CA} + C (P/A; 15\%; 15) - \text{CR} (P/F; 15\%; 15) , \text{ para a Substituição.}$$

Considerando-se as premissas relatadas neste item e os fluxos de caixa da figura 4.4, obtêm-se os valores de Custos Anuais Uniformes Equivalentes (CAUE) indicados na tabela 4.20.

Tabela 4.20 - Revitalização X Substituição - Custos Anuais Uniformes Equivalentes

FAMÍLIA	REVITALIZAÇÃO	SUBSTITUIÇÃO
1	US\$ 176.726,00	US\$ 313.791,00
2	US\$ 239.568,00	US\$ 411.102,00

Verifica-se assim, pela tabela 4.20, que os valores dos custos anuais uniformes equivalentes (CAUE), correspondentes à opção de revitalização são inferiores aos da opção de substituição. Dessa forma, no caso estudado, a escolha da revitalização torna-se vantajosa em relação à de substituição dos transformadores.

4.7.8 Programa para Aplicação da Análise Custo / Benefício

Para aplicação da análise de custo / benefício foi utilizado o programa de software da Microsoft EXCEL - Planilha Eletrônica.

4.8 Avaliação de Resultados: Metodologia Light X Metodologia TCE

Visando a avaliação dos resultados entre as metodologias Light e TCE, as seguintes premissas devem ser consideradas :

- A separação entre famílias de transformadores, de 15/20 MVA e 30/40 MVA, deve-se a uma melhor otimização nos cálculos pela metodologia TCE. Esta separação não foi utilizada pela Light.
- A avaliação entre as duas metodologias, será restrita aos valores registrados para os 12 transformadores abertos pela Light até o ano de 1999 e relatados por Mendes [1999] e Souza[1999].
- O ano de comparação de resultados, será o ano de 1997, no qual foram iniciados os trabalhos de revitalização dos transformadores pela empresa.

Na tabela 4.21, encontram-se sintetizados os principais valores provenientes da aplicação das duas metodologias nos transformadores de potência da Light, os quais serão objeto de comentários ainda neste item.

Tabela 4.21 – Comparativo de Valores Aplicando-se as Metodologias Light e TCE

Descrição	Metodologia	Metodologia TCE		Observações
	Light	Família 1	Família 2	
Vida Operacional Média dos Transformadores	22,6 anos			1
Vida Estimada Média	21,2 anos	23 anos (IFR 1 e IFR3) 21 anos (IFR 2)	23 anos (IFR 1) 22 anos (IFR 2)	2 e 3
Vida Residual Média	4,4 anos	1,9 anos	1,5 anos	4
Elevação da Vida Residual Média	de 4,4 anos para 15 anos	—	—	5
Momento da Substituição	—	1992	1992	6
Revitalização X Substituição	35,6 % a 45,7 % do preço dos transformadores	Revitalização	Revitalização	7

Observações :

1. A vida operacional média dos transformadores selecionados para programa de revitalização da empresa, na sua primeira etapa em 1997, de 22,6 anos, foi o que levou este estudo a considerar os equipamentos com 15 anos de vida operacional para o ano em que se teve acesso aos dados de falhas nos equipamentos, ou seja , 1990.
2. O valor obtido pela Light para a vida estimada média de celulose dos enrolamentos. foi obtido a partir dos valores do Grau de Polimerização (GP).

3. O valor obtido pela metodologia TCE, fornece a indicação a partir de que ano as famílias de transformadores apresentam envelhecimento.
4. O valor da vida residual média, pela metodologia Light, foi obtida pelos valores do Grau de Polimerização (GP), enquanto os valores obtidos pela metodologia TCE foram pela expressão 3.9 que é baseada na relação de valores de confiabilidade ao longo dos anos .
5. Este valor foi indicado por Mendes [1999] , não sendo possível obter como foi calculado e também não é objeto da metodologia TCE.
6. Os anos indicados foram obtidos pela análise de custo / benefício conforme item 4.7 desta dissertação. Não se teve acesso a um possível estudo deste tipo por parte da Light, porém a empresa optou pela revitalização de seus transformadores no ano de 1997.
7. O valor de 35,6 % corresponde ao preço para que a vida da isolação seja estendida de 4,4 anos para 15 anos e o valor de 45,7 % corresponde ao preço de extensão da vida acrescido de outras inovações tecnológicas. Conforme calculado no item 4.6.7, verifica-se a vantagem de se optar pela revitalização ao invés da substituição das unidades de transformadores.

Comentários :

- **Vida Estimada Média**

Verifica-se, pela tabela 4.21, que os valores obtidos foram similares em ambas metodologias, devendo-se ressaltar que a obtenção da caracterização de envelhecimento pelas funções - teste IFR1 e IFR3 somente é obtida no último ano do histórico estudado e que não há caracterização de envelhecimento pela função IFR4 que é a mais recomendada por Henz [1997, p.70]. Já a função IFR2 é uma função menos rigorosa tendo em vista considerar somente se as taxas de falha são crescentes no tempo.

Há que ressaltar, também, que pelos métodos utilizados pela Light, a vida estimada média de 21,2 anos, obtida a partir do estado da celulose dos enrolamentos dos transformadores, foi inferior à vida operacional destes equipamentos que é de 22,6 anos. Dessa forma não caracterizando um envelhecimento precoce.

- Vida Residual Média

Observa-se que os valores obtidos pela metodologia TCE são mais rigorosos, visto que pelo item anterior esta metodologia ter caracterizado o envelhecimento dos equipamentos e portanto a vida residual expirar antes da vida prevista que é de 30 anos.

Pelos métodos utilizados pela Light, como os transformadores não apresentaram uma vida estimada superior à vida operacional, é de se prever uma vida residual de acordo com a vida útil, ou seja de cerca de 27 anos.

- Elevação da Vida Residual Média

Este valor foi obtido pela Light através da revitalização de seus equipamentos e através de métodos empregados pelos fabricantes de transformadores. Este cálculo não é objeto da metodologia TCE.

- Momento da Substituição

Os valores obtidos determinam a troca ou renovação dos transformadores logo no início do anos do histórico estudado.

- Revitalização X Substituição

A Light utilizou os valores, conforme indicados na tabela 4.20, como os parâmetros para decisão de revitalizar ao invés de substituir os transformadores. Este escolha, também, foi confirmada pelos cálculos efetuados no item 4.6.7 pelo método dos Custos Anuais Uniformes Equivalentes (CAUE).

CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Neste trabalho foi realizada uma comparação entre a aplicação da metodologia de caracterização de envelhecimento de equipamentos – Metodologia TCE e os métodos utilizados pela concessionária de energia elétrica Light em seus transformadores de potência, com a finalidade de determinação do estado de deterioração destes equipamentos.

A Metodologia TCE, baseia-se na realização de vários testes visando a determinação dos intervalos de tempo nos quais um equipamento, ou um conjunto de equipamentos apresenta envelhecimento, sendo estes testes estatísticos baseados em distribuições de probabilidade com características de envelhecimento.

A partir do estudo realizado por Henz [1997], com a Metodologia TCE, desenvolveu-se uma metodologia baseada nos testes mais adequados para os tipos de equipamentos a serem estudados e levando-se em consideração as dificuldades apresentadas no estudo citado, como a questão de se estudar equipamentos com idades diferentes e com manutenções corretivas ao longo do tempo. Dessa forma e com o objetivo de evitar esta dificuldade, procurou-se a separação dos transformadores de potência em famílias, de modo a se ter equipamentos com a mesma idade, mesmas características, levando-se em consideração as retiradas dos equipamentos para manutenções corretivas e com um histórico de falhas confiável.

Quanto aos métodos utilizados pela Light, e por que não dizer, de uma forma geral pela concessionárias de energia elétrica, apresentou-se o trabalho que esta concessionária realizou, a partir do ano de 1997, em seus transformadores de potência quanto à determinação do estado de degradação destes equipamentos visando a sua revitalização. Nesta oportunidade, a Light pôde comparar seus métodos de previsão de deterioração com a possibilidade de constatação real no campo, com a respectiva abertura dos transformadores.

A metodologia proposta neste trabalho, também incorpora uma análise de custo / benefício de forma a se obter o momento adequado para processar a substituição ou a renovação dos equipamentos, bem como escolher a melhor alternativa entre renovar ou substituir o equipamento estudado. A parte prática da aplicação referente à análise de custo / benefício, foi baseada em custos de transformadores em operação na Itaipu Binacional, similares aos utilizados pela Light.

Com relação aos resultados obtidos, pode-se concluir que :

1. A utilização da metodologia de caracterização de envelhecimento de equipamentos – Metodologia TCE, requer que no banco de dados de taxas de falhas levantado, seja realizado uma filtragem bem como validação dos dados a serem empregados.
2. Para que seja possível a interpretação dos dados coletados, há a necessidade se conhecer o histórico do período analisado, dados estes nem sempre disponíveis nas empresa concessionárias de energia elétrica.
3. A aplicação prática da Metodologia TCE, nos transformadores da Light, apresentou resultados bem próximos dos obtidos por esta concessionária ao utilizar-se de seus próprios métodos. Deve-se ressaltar que das quatro funções – teste empregadas apenas duas caracterizaram o envelhecimento dos referidos equipamentos, sendo que em uma destas duas, a caracterização foi constatada no último ano do período estudado.
4. A análise custo / benefício realizada, apresentou resultados que confirmaram os valores obtidos pela Light, chegando-se também à conclusão que realmente deveriam os transformadores ser substituídos ou renovados.
5. Ainda na análise custo / benefício, confirmou-se a opção por revitalização dos transformadores de potência ao invés de sua substituição, pressupondo-se que a taxa de falhas dos equipamentos renovados caia para uma taxa de 0,3% ao ano. Esta taxa só poderá ser confirmada no decorrer dos anos, após a efetivação da renovação.

6. Pela estudo realizado observa-se que a Metodologia TCE pode ser utilizada como mais uma ferramenta na determinação do estado de degradação dos transformadores de potência em conjunto com os métodos atualmente praticados pelas concessionárias e fabricantes destes equipamentos.
7. Constatou-se, também, que a Metodologia TCE é de fácil aplicabilidade em comparação com os métodos atualmente empregados, requerendo no entanto um histórico bastante confiável das taxas de falhas dos equipamentos, o que nem sempre é possível obter.

Quanto as recomendações para trabalhos futuros, podem-se citar:

1. Estudo de comprovação da Metodologia TCE, para outros equipamentos que não transformadores de potência e que possuam maior quantidade de dados relativos a taxas de falhas.
2. Elaboração de sistema especialista que permita a incorporação da Metodologia TCE aos métodos de diagnósticos utilizados pelas empresas concessionárias de energia elétrica e fabricantes de transformadores de potência.
3. Estudo visando a obtenção da relação entre as melhorias efetuadas nos transformadores de potência e por conseguinte no decréscimo das taxas de falhas e a aplicabilidade da Metodologia TCE.

ANEXO 1

FATORES PARA DETERMINAÇÃO DOS LIMITES 3σ dos GRÁFICOS DE
CONTROLETable A4 Factors for Computing 3σ Control Chart Limits

Subsample Size	A ₂	A ₃	B ₃	B ₄	D ₃	D ₄
2	1.880	2.659	0	3.267	0	3.267
3	1.023	1.954	0	2.568	0	2.575
4	0.729	1.628	0	2.266	0	2.282
5	0.577	1.427	0	2.089	0	2.115
6	0.483	1.287	0.030	1.970	0	2.004
7	0.419	1.182	0.118	1.882	0.076	1.924
8	0.373	1.099	0.185	1.815	0.136	1.864
9	0.337	1.032	0.239	1.761	0.184	1.816
10	0.308	0.975	0.284	1.716	0.223	1.777
11	0.285	0.927	0.321	1.679	0.256	1.774
12	0.268	0.886	0.354	1.646	0.284	1.716
13	0.249	0.850	0.382	1.618	0.308	1.692
14	0.235	0.817	0.406	1.594	0.329	1.671
15	0.223	0.789	0.428	1.572	0.348	1.652

Subsample Size	d ₂	D ₁	D ₂
2	1.128	0	3.686
3	1.693	0	4.358
4	2.059	0	4.698
5	2.326	0	4.918
6	2.534	0	5.078
7	2.704	0.205	5.203
8	2.847	0.387	5.307
9	2.970	0.546	5.394
10	3.078	0.687	5.469
11	3.173	0.812	5.534
12	3.258	0.924	5.592
13	3.336	1.026	5.646
14	3.407	1.121	5.693
15	3.472	1.207	5.737

ANEXO 2

TELA DO PROGRAMA VISUAL BASIC
DADOS DE ENTRADA - FAMÍLIA 1 (SEM O ANO DE 1999)

	ANO	TAXA DE FALHA	CONFIABILIDADE
▶	0	0,024	1
	1	0,036	0,965
	2	0,083	0,847
	3	0,107	0,725
	4	0,119	0,621
	5	0,143	0,489
	6	0,083	0,608
	7	0,083	0,559
	8	0,083	0,515
*			

IFR1

IFR2

IFR3

IFR4

Calcular Confiabilidade

Inserir Alterar Eliminar Fechar

ANEXO 3

TELA DO PROGRAMA VISUAL BASIC
RESULTADO DA FUNÇÃO TESTE IFR3 - FAMÍLIA 1 (SEM O ANO DE 1999)

The screenshot shows a Windows-style application window titled "AMDSTRAS". It contains a table with the following data:

ANO	TAXA DE FALHA	CONFIABILIDADE
0	0,024	1
1	0,036	0,965
2	0,083	0,847
3	0,107	0,725
4	0,119	0,621
5	0,143	0,489
6	0,083	
7	0,083	
▶ 8	0,083	
*		

Overlaid on the table is a dialog box titled "Bianchi1" with the message "Iniciou o envelhecimento no ano 8" and an "OK" button.

On the right side of the window, there is a vertical stack of buttons: IFR1, IFR2, IFR3, IFR4, and "Calcular Confiabilidade".

At the bottom of the window, there are four buttons: "Inserir", "Alterar", "Eliminar", and "Fechar".

ANEXO 4

TELA DO PROGRAMA VISUAL BASIC
DADOS DE ENTRADA - FAMÍLIA 1 (COM O ANO DE 1999)

	ANO	TAXA DE FALHA	CONFIABILIDADE
▶	0	0,024	1
	1	0,036	0,965
	2	0,083	0,847
	3	0,107	0,725
	4	0,119	0,621
	5	0,143	0,489
	6	0,083	0,608
	7	0,083	0,559
	8	0,083	0,515
	9	0,036	0,723
*			

IFR1

IFR2

IFR3

IFR4

Calcular Confiabilidade

Inserir Alterar Eliminar Fechar

ANEXO 5

TELA DO PROGRAMA VISUAL BASIC
RESULTADO DA FUNÇÃO TESTE IFR4 - FAMÍLIA 1 (COM O ANO DE 1999)

The screenshot shows a window titled "AMQSTRAS" with a table of data. The table has four columns: "ANO", "TAXA DE FALHA", and "CONFIABILIDADE". The data rows are for years 0 through 9. A dialog box titled "Bianchi1" is open over the table, displaying the message "Não está caracterizado o envelhecimento" and an "OK" button. Below the table are buttons for "Inserir" and "Alterar".

	ANO	TAXA DE FALHA	CONFIABILIDADE
▶	0	0,024	1
	1	0,036	0,965
	2	0,083	0,847
	3	0,107	0,725
	4	0,119	0,621
	5	0,143	0,489
	6	0,083	0,608
	7	0,083	0,559
	8	0,083	0,515
	9	0,036	0,723
*			

Buttons: Inserir, Alterar, OK

ANEXO 6
TABELA FINANCEIRA

Taxa de Juros = 15,00%

N	F/P	P/F	A/P	PIA	A/F	FIA	A/G	P/G
1	1,150000	0,869565	1,150000	0,869565	1,000000	1,000000	---	---
2	1,322500	0,756144	0,615116	1,625709	0,465116	2,150000	0,465116	0,756144
3	1,520875	0,657516	0,437977	2,283225	0,287977	3,472500	0,907127	2,071176
4	1,749006	0,571753	0,350265	2,854978	0,200265	4,993375	1,326257	3,786436
5	2,011357	0,497177	0,298316	3,352155	0,148316	6,742381	1,722815	5,775143
6	2,313061	0,432328	0,264237	3,784483	0,114237	8,753738	2,097190	7,936781
7	2,660020	0,375937	0,240360	4,160420	0,090360	11,06680	2,449850	10,19240
8	3,059023	0,326902	0,222850	4,487322	0,072850	13,72682	2,781329	12,48072
9	3,517876	0,284262	0,209574	4,771584	0,059574	16,78584	3,092226	14,75481
10	4,045558	0,247185	0,199252	5,018769	0,049252	20,30372	3,383196	16,97948
11	4,652391	0,214943	0,191069	5,233712	0,041069	24,34928	3,654941	19,12891
12	5,350250	0,186907	0,184481	5,420619	0,034481	29,00167	3,908205	21,18489
13	6,152788	0,162528	0,179110	5,583147	0,029110	34,35192	4,143760	23,13522
14	7,075706	0,141329	0,174688	5,724476	0,024688	40,50471	4,362408	24,97250
15	8,137062	0,122894	0,171017	5,847370	0,021017	47,58041	4,564961	26,69302
16	9,357621	0,106865	0,167948	5,954235	0,017948	55,71747	4,752246	28,29599
17	10,76126	0,092926	0,165367	6,047161	0,015367	65,07509	4,925089	29,78280
18	12,37545	0,080805	0,163186	6,127966	0,013186	75,83636	5,084312	31,15649
19	14,23177	0,070265	0,161336	6,198231	0,011336	88,21181	5,230729	32,42127
20	16,36654	0,061100	0,159761	6,259331	0,009761	102,4436	5,365137	33,58217
21	18,82152	0,053131	0,158417	6,312462	0,008417	118,8101	5,488316	34,64479
22	21,64475	0,046201	0,157266	6,358663	0,007266	137,6316	5,601020	35,61500
23	24,89146	0,040174	0,156278	6,398837	0,006278	159,2764	5,703979	36,49884
24	28,62518	0,034934	0,155430	6,433771	0,005430	184,1678	5,797894	37,30232
25	32,91895	0,030378	0,154699	6,464149	0,004699	212,7930	5,883433	38,03139
26	37,85680	0,026415	0,154070	6,490564	0,004070	245,7120	5,961234	38,69177
27	43,53531	0,022970	0,153526	6,513534	0,003526	283,5688	6,031900	39,28899
28	50,06561	0,019974	0,153057	6,533508	0,003057	327,1041	6,096002	39,82828
29	57,57545	0,017369	0,152651	6,550877	0,002651	377,1697	6,154077	40,31460
30	66,21177	0,015103	0,152300	6,565980	0,002300	434,7451	6,206627	40,75259
31	76,14354	0,013133	0,151996	6,579113	0,001996	500,9569	6,254123	41,14658
32	87,56507	0,011420	0,151733	6,590533	0,001733	577,1005	6,297003	41,50060
33	100,6998	0,009931	0,151505	6,600463	0,001505	664,6655	6,335673	41,81838
34	115,8048	0,008635	0,151307	6,609099	0,001307	765,3654	6,370512	42,10334
35	133,1755	0,007509	0,151135	6,616607	0,001135	881,1702	6,401867	42,35864
36	153,1519	0,006529	0,150986	6,623137	0,000986	1.014,346	6,430061	42,58717
37	176,1246	0,005678	0,150857	6,628815	0,000857	1.167,498	6,455389	42,79157
38	202,5433	0,004937	0,150744	6,633752	0,000744	1.343,622	6,478122	42,97425
39	232,9248	0,004293	0,150647	6,638045	0,000647	1.546,165	6,498509	43,13739
40	267,8635	0,003733	0,150562	6,641778	0,000562	1.779,090	6,516777	43,28299
42	354,2495	0,002823	0,150425	6,647848	0,000425	2.354,997	6,547771	43,52858
44	468,4950	0,002134	0,150321	6,652437	0,000321	3.116,633	6,572548	43,72346
46	619,5847	0,001614	0,150242	6,655907	0,000242	4.123,898	6,592303	43,87776
48	819,4007	0,001220	0,150183	6,658531	0,000183	5.456,005	6,608016	43,99967
50	1.083,657	0,000923	0,150139	6,660515	0,000139	7.217,716	6,620484	44,09583
55	2.179,622	0,000459	0,150069	6,663608	0,000069	14.524,15	6,641421	44,25583
60	4.383,999	0,000228	0,150034	6,665146	0,000034	29.219,99	6,652977	44,34307
65	8.817,787	0,000113	0,150017	6,665911	0,000017	58.778,58	6,659294	44,39026
70	17.735,72	0,000056	0,150008	6,666291	0,000008	118.231,5	6,662720	44,41563
75	35.672,87	0,000028	0,150004	6,666480	0,000004	237.812,5	6,664564	44,42918
80	71.750,88	0,000014	0,150002	6,666574	0,000002	478.332,5	6,665552	44,43639
85	144.316,6	0,000007	0,150001	6,666620	0,000001	962.104,3	6,666078	44,44021
90	290.272,3	0,000003	0,150001	6,666644	0,000001	1.935.142	6,666357	44,44222
95	583.841,3	0,000002	0,150000	6,666655	0,000000	3.892.269	6,666504	44,44328
100	1.174.313	0,000001	0,150000	6,666661	0,000000	7.828.750	6,666582	44,44384

ANEXO 7 - VIDA ECONÔMICA DOS TRANSFORMADORES DESAFIANTES - FAMÍLIA 1 - CÁLCULOS

CÁLCULO VIDA ECONÔMICA - SEGUNDO CASSAROTO E BRUNO KOPITTKE

TRANSFORMADOR 15/20 MVA - FAMÍLIA 1

DADOS		N	AVP	A/F	VALOR DE REVENDA	CÁLCULOS
VALOR DE AQUISIÇÃO		1	1,150000	1,000000	\$290.000,00	CAUE1 \$58.001,00
\$300.000,00		2	0,615116	0,465116	\$280.000,00	CAUE2 \$57.303,32
		3	0,437977	0,287977	\$270.000,00	CAUE3 \$56.640,31
		4	0,350265	0,200265	\$260.000,00	CAUE4 \$56.011,60
CUSTO MANUT. + ENERGIA NÃO FORNECIDA ATE 5 ANO		5	0,298316	0,148316	\$250.000,00	CAUE5 \$55.416,81
\$3.001,00		6	0,264237	0,114237	\$240.000,00	CAUE6 \$54.855,22
		7	0,240360	0,090360	\$230.000,00	CAUE7 \$54.813,82
		8	0,222850	0,072850	\$220.000,00	CAUE8 \$54.463,96
CUSTO MANUT. + ENERGIA NÃO FORNECIDA DO 6 AO 30 ANO		9	0,209574	0,059574	\$210.000,00	CAUE9 \$54.109,32
\$5.511,00		10	0,199252	0,049252	\$200.000,00	CAUE10 \$53.759,71
		11	0,191069	0,041069	\$190.000,00	CAUE11 \$53.420,95
		12	0,184481	0,034481	\$180.000,00	CAUE12 \$53.096,52
		13	0,179110	0,029110	\$170.000,00	CAUE13 \$52.788,27
		14	0,174688	0,024688	\$160.000,00	CAUE14 \$52.497,49
		15	0,171017	0,021017	\$150.000,00	CAUE15 \$52.224,63
		16	0,167948	0,017948	\$140.000,00	CAUE16 \$51.969,59
		17	0,165367	0,015367	\$130.000,00	CAUE17 \$51.732,01
		18	0,163186	0,013186	\$120.000,00	CAUE18 \$51.511,44
		19	0,161336	0,011336	\$110.000,00	CAUE19 \$51.307,36
		20	0,159761	0,009761	\$100.000,00	CAUE20 \$51.118,97
		21	0,158417	0,008417	\$90.000,00	CAUE21 \$50.945,67
		22	0,157266	0,007266	\$80.000,00	CAUE22 \$50.786,31
		23	0,156278	0,006278	\$70.000,00	CAUE23 \$50.640,02
		24	0,155430	0,005430	\$60.000,00	CAUE24 \$50.506,43
		25	0,154699	0,004699	\$50.000,00	CAUE25 \$50.384,11
		26	0,154070	0,004070	\$40.000,00	CAUE26 \$50.272,88
		27	0,153526	0,003526	\$30.000,00	CAUE27 \$50.171,25
		28	0,153057	0,003057	\$20.000,00	CAUE28 \$50.079,15
		29	0,152651	0,002651	\$10.000,00	CAUE29 \$49.995,38
		30	0,152300	0,002300	\$0,00	CAUE30 \$49.919,55
TAXA DE ATRATIVIDADE						
1,15						

ANEXO 8 - VIDA ECONÔMICA DOS TRANSFORMADORES DESAFIANTES - FAMÍLIA 2 - CÁLCULOS

CÁLCULO VIDA ECONÔMICA - SEGUNDO CASSAROTO E BRUNO KOPITTKE

TRANSFORMADOR 30/40 MVA - FAMÍLIA 2

DADOS		VALOR DE REVENDA			CÁLCULOS																														
N	A/P	A/F	VALOR DE REVENDA	CAUE1	CAUE2	CAUE3	CAUE4	CAUE5	CAUE6	CAUE7	CAUE8	CAUE9	CAUE10	CAUE11	CAUE12	CAUE13	CAUE14	CAUE15	CAUE16	CAUE17	CAUE18	CAUE19	CAUE20	CAUE21	CAUE22	CAUE23	CAUE24	CAUE25	CAUE26	CAUE27	CAUE28	CAUE29	CAUE30		
1	1,150000	1,000000	\$377.000,00	CAUE1	\$76.337,00																														
2	0,615116	0,465116	\$364.000,00	CAUE2	\$75.430,01																														
3	0,437977	0,287977	\$351.000,00	CAUE3	\$74.568,10																														
4	0,350265	0,200265	\$338.000,00	CAUE4	\$73.750,77																														
5	0,298316	0,148316	\$325.000,00	CAUE5	\$72.977,55																														
6	0,264237	0,114237	\$312.000,00	CAUE6	\$72.247,49																														
7	0,240360	0,090360	\$299.000,00	CAUE7	\$72.117,32																														
8	0,222850	0,072850	\$286.000,00	CAUE8	\$71.639,43																														
9	0,209574	0,059574	\$273.000,00	CAUE9	\$71.160,91																														
10	0,199252	0,049252	\$260.000,00	CAUE10	\$70.692,82																														
11	0,191069	0,041069	\$247.000,00	CAUE11	\$70.241,65																														
12	0,184481	0,034481	\$234.000,00	CAUE12	\$69.811,21																														
13	0,179110	0,029110	\$221.000,00	CAUE13	\$69.403,41																														
14	0,174688	0,024688	\$208.000,00	CAUE14	\$69.019,57																														
15	0,171017	0,021017	\$195.000,00	CAUE15	\$68.660,01																														
16	0,167948	0,017948	\$182.000,00	CAUE16	\$68.324,43																														
17	0,166367	0,015367	\$169.000,00	CAUE17	\$68.012,17																														
18	0,163186	0,013186	\$156.000,00	CAUE18	\$67.722,55																														
19	0,161336	0,011336	\$143.000,00	CAUE19	\$67.454,81																														
20	0,159761	0,009761	\$130.000,00	CAUE20	\$67.207,82																														
21	0,158417	0,008417	\$117.000,00	CAUE21	\$66.980,77																														
22	0,157266	0,007266	\$104.000,00	CAUE22	\$66.772,08																														
23	0,156278	0,006278	\$91.000,00	CAUE23	\$66.580,60																														
24	0,155430	0,005430	\$78.000,00	CAUE24	\$66.405,83																														
25	0,154699	0,004699	\$65.000,00	CAUE25	\$66.245,84																														
26	0,154070	0,004070	\$52.000,00	CAUE26	\$66.100,41																														
27	0,153626	0,003626	\$39.000,00	CAUE27	\$65.967,57																														
28	0,153057	0,003057	\$26.000,00	CAUE28	\$65.847,23																														
29	0,152651	0,002651	\$13.000,00	CAUE29	\$65.737,80																														
30	0,152300	0,002300	\$0,00	CAUE30	\$65.638,76																														

VALOR DE AQUISIÇÃO
\$390.000,00

CUSTO MANUT. + ENERGIA NÃO FORNECIDA ATE 5 ANO
\$4.837,00

CUSTO MANUT. + ENERGIA NÃO FORNECIDA DO 6 AO 30 ANO
\$7.707,00

TAXA DE ATRATIVIDADE
1,15

ANEXO 9 - ANÁLISE CUSTO / BENEFÍCIO - FAMÍLIA 1

ANÁLISE CUSTO/BENEFÍCIO - SEGUNDO CASSAROTO E BRUNO KOPITKE

TRANSFORMADOR 1520 MVA - FAMÍLIA 1

DADOS

CUSTO MANUTENÇÃO PERIÓDICA

\$2.510,00

CUSTO MANUTENÇÃO APERIÓDICA	N	P/F	A/P	P/A	VALOR DE REVENDA	TAXA DE FALHA	CUSTOS DE MANUTENÇÃO +		CÁLCULOS
							CUSTO ENERGIA NÃO FORNECIDA	CUSTO ENERGIA NÃO FORNECIDA	
\$1.440,00	0	0,889566	1,150000	0,889566	\$150.000,00	0,024	\$6.488,66		
	1	0,756144	0,615116	1,625709	\$140.000,00	0,036	\$7.772,98	CAUE1 \$47.160,18	
	2	0,667516	0,437977	2,283225	\$130.000,00	0,063	\$12.764,10	CAUE2 \$70.830,97	
TAXA DE ATRATIVIDADE	3	0,571763	0,360266	2,884978	\$120.000,00	0,107	\$15.312,76		
1,15	4	0,487177	0,288316	3,362156	\$110.000,00	0,119	\$16.667,09	COMO CAUE2 > 49.919,55 ESTE É O MOMENTO	
	5	0,432328	0,264237	3,784483	\$100.000,00	0,143	\$19.135,74	DA SUBSTITUIÇÃO OU REVITALIZAÇÃO	
TEMPO MÉDIO DE REPARO - TMR	6	0,375937	0,240360	4,180420	\$90.000,00	0,083	\$12.764,10		
160,9	7	0,326902	0,222850	4,487322	\$80.000,00	0,083	\$12.764,10	CUSTO REVITALIZAÇÃO (CRM) \$135.000,00	
	8	0,284262	0,209574	4,771584	\$70.000,00	0,083	\$12.764,10	CUSTOS MANUT + ENERGIA NÃO FORNECIDA (REVIT) \$7.135,82	
POTÊNCIA TRANSFORMADOR - MVA	9	0,247166	0,199252	5,018769	\$60.000,00	0,036	\$7.772,98	CUSTOS MANUT + ENERGIA NÃO FORNECIDA (SUBST) \$5.511,05	
20								VALOR DE REVENDA DO TRANSFORMADOR NOVO \$150.000,00	

TARIFA DE ENERGIA - US\$/MVA hora

33

CAUE (REVITALIZAÇÃO) \$176.725,78

VIDA ECONÔMICA DO TRAFÓ DESAFIANTE (US\$)

49214,72

CAUE (SUBSTITUIÇÃO) \$313.791,06

VALOR DE AQUISIÇÃO

\$300.000,00

ANEXO 10 - ANÁLISE CUSTO / BENEFÍCIO - FAMÍLIA 2

ANÁLISE CUSTO/BENEFÍCIO - SEGUNDO CASSAROTO E BRUNO KOPITTE

TRANSFORMADOR 40 MVA - FAMÍLIA 2

DADOS

CUSTO MANUTENÇÃO PERIÓDICA

\$2.870,00

CUSTO MANUTENÇÃO APERIÓDICA

\$1.715,00

TAXA DE ATRATIVIDADE

1,15

TEMPO MÉDIO DE REPARO - TMR

180,9

POTÊNCIA TRANSFORMADOR - MVA

40

TARIFA DE ENERGIA - US\$/MVA hora

33

VIDA ECONÔMICA DO TRAFÓ DESAFIANTE (US\$)

66.639,00

VALOR DE AQUISIÇÃO

\$390.000,00

N	PF	AP	PIA	VALOR DE RECEITA	TAXA DE FALHA	CUSTOS DE MANUTENÇÃO *		CÁLCULOS
						CUSTO ENERGIA NÃO FORNECIDA	CUSTO ENERGIA NÃO FORNECIDA	
0	0,88855	1,15000	0,88855	\$195.000,00	0,074	\$20.301,71		
1	0,75614	0,61616	1,62509	\$182.000,00	0,000	\$4.585,00		CAUE1 \$61.318,40
2	0,65751	0,43797	2,28325	\$169.000,00	0,037	\$12.443,36		CAUE2 \$92.008,30
3	0,57173	0,30266	2,85478	\$156.000,00	0,000	\$4.585,00		
4	0,49777	0,25816	3,32155	\$143.000,00	0,000	\$4.585,00		COMO CAUE2 > 66.639,00 ESTE É O MOMENTO
5	0,43228	0,26427	3,78483	\$130.000,00	0,000	\$4.585,00		DA SUBSTITUIÇÃO OU REVITALIZAÇÃO
6	0,37897	0,24060	4,16040	\$117.000,00	0,000	\$4.585,00		
7	0,32802	0,22260	4,46732	\$104.000,00	0,148	\$38.018,42		CUSTO REVITALIZAÇÃO (CRV) \$175.500,00
8	0,28426	0,20874	4,71694	\$91.000,00	0,222	\$61.725,14		CUSTOS MANUT + ENERGIA NÃO FORNECIDA (REVI) \$10.955,64
9	0,24785	0,19522	5,01979	\$78.000,00	0,074	\$38.301,71		CUSTOS MANUT + ENERGIA NÃO FORNECIDA (SUBST) \$7.707,10
								VALOR DE RECEITA DO TRANSFORMADOR NOVO \$195.000,00

CAUE (REVITALIZAÇÃO) \$239.567,53

CAUE (SUBSTITUIÇÃO) \$411.401,96

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) , NBR 5416, Aplicação de cargas em transformadores de potência – procedimento, 1997, p.73

American National Standard (ANSI), C 57.92, Guide for loading oil-immersed distribution and power transformers, 1962, p.35

BAGAI, Isha, JAIN, Kanchan. Improvement, deterioration, and optimal replacement under age – replacement with minimal repair. IEEE Transaction On Reliability. v.43, n.1, p. 156-162, mar. 1994.

BATISTA, Rodolfo de Paula, MOTA, Antônio Carlos P.. Metodologia empregada pela Cemig no controle da vida útil de transformadores de potência – apresentação de um exemplo prático – caso transformadores da U.H.E. São Simão. In ENCONTRO REGIONAL LATINO AMERICANO DA CIGRÉ, VI,1995. Foz do Iguaçu. Anais...5p.

BATRUNI, R., DEGENEFF, R.C., LEBOW, M.A. Determining the effect of loading on the remaining useful life of a power transformer from its impedance versus frequency characteristic. IEEE Transactions on Power delivery. V.11, n.3 ,p.1385 – 1390, jul. 1996

BESTERFIELD, Dale H. Control de calidad. Tradução de Raul Bautista Gutierrez. 4 ed. México : Prentice Hall Hispanoamericana S.A.,1995. Tradução de : Quality Control

BEZERRA, Luiz Roberto. Carregamento de unidades transformadoras – aspectos teóricos, metodológicos e computacionais. Rio de Janeiro. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1991.

CAMARGO, C. Celso de B. **Confiabilidade aplicada a sistemas de potência elétrica**. Florianópolis : Departamento de Planejamento Eletrosul, 1979.

CASAGRANDE, Maria Denize Henrique, BORGET, Altair, ENSSLIN, Leonard, et al. Modelos estratégicos de substituição de equipamentos. In SOB, XXVIII, 1996. Rio de Janeiro. **Anais...pp.1057-1062**

CASAROTTO FILHO, Nelson , KOPITTKE, Bruno Hartmut. **Análise de investimentos**. 7.ed. São Paulo: Atlas S.A.,1996.

CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL, Dias, Renato Feliciano (coord.). **Panorama do setor de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 1988. 333p

CHEIM, Luiz, VARELLA, Verônica, DUPONT, Carlos et al. Sistema inteligente de diagnóstico de transformadores de potência. In SNPTEE , XV, 1999. Foz do Iguaçu. **Anais... [CD - ROM]**. Foz do Iguaçu : ITAIPU, 1999.

COELHO, Jorge, CAMARGO, C. Celso de Brasil. **Análise Gráfica de Índices de Avarias em Transformadores**. In SNPTEE, XII, 1993. Recife/PE. **Anais...p.4**.

DA ROCHA, José Luiz Pereira. **Políticas de substituição de equipamentos**. Florianópolis. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção Industrial) – Universidade Federal de Santa Catarina, 1974.

DIOGO, Antônio Carlos Teixeira, FERRATONE, Denis. Envelhecimento de transformadores determinado por análises preditivas de manutenção. In SEMASE, I, 1995. **Anais... Foz do Iguaçu, 6p**.

DOTY, Leonard A. **Statistical process control**. 1 ed. New York : Industrial Press Inc., 1991.

DUPONT, Carlos J., CHAVES, José A.M. Metodologia para avaliação das condições de sobrecarregamento e da perda de vida útil de transformadores. In SNPTEE, XV, 1999. **Anais...** [CD - ROM]. Foz do Iguaçu : ITAIPU, 1999.

DUPONT, Carlos J., CHEIM, Luiz A. V. Novo modelo para avaliação da vida remanescente de transformadores. In SNPTEE, XIV, 1997. **Anais...** [CD - ROM]. Belém: ELETRONORTE, 1997.

DUPONT, Carlos J, FERNANDEZ, José B. Programa GP2FAL – a substituição do GP por uma técnica não invasiva para diagnóstico de transformadores. In SNPTEE, XV, 1999. **Anais...** [CD - ROM]. Foz do Iguaçu : ITAIPU, 1999.

DUTRA, Ana Regina de Aguiar. **Análise de custo / benefício na transferência de Tecnologia** : estudo de caso utilizando a abordagem antropotecnológica. Florianópolis. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de Santa Catarina, 1999.

EBRAHIMI, Nader. Two replacement policies. **IEEE Transactions On Reliability**. V.42, n.1, p.141-147, mar. 1993.

ENSSLIN, Leonardo, CORRÊA, Êmerson Corlassoli, MONTIBELLER NETO, Gilberto et al. Modelos alternativos de análise de investimento em inovação tecnológica. In : ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO (1996 : Piracicaba). **Anais...** [CD - ROM] Piracicaba : UNIMEP, 1996.

FERNANDEZ, José B., MIDÃO, Fernando de S., GONZALEZ, Eliane G. Monitoramento dos transformadores de potência do setor elétrico brasileiro. In : SEMASE, II, 1998. **Anais...** [CD - ROM] . Curitiba ,1998.

GRAINE, L., FLETCHER, P., ROHSLER, H. et al. Lifetime assessment and updating of substations – 23-101. In CIGRÉ, 1994 Session, 1994. Paris. **Anais...**6.p.

GRUPO COORDENADOR PARA OPERAÇÃO INTERLIGADA – GCOI, Relatório Técnico RT. SCM. CDE. 026, Análise Estatística de Desempenho Transformadores, 1998.

HENZ, Leandro. **Metodologia para caracterização do envelhecimento de equipamentos**. Florianópolis. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, 1997.

HENZ, Leandro, COELHO, Jorge. Testes Para Caracterização do Envelhecimento de Equipamentos. In SNPTEE, XV, 1999. **Anais...** [CD – ROM]. Foz do Iguaçu : ITAIPU, 1999.

International Electrotechnical Commission (IEC) , IEC 354. Loading guide for oil-immersed transformers.

KACHLER, A. J., On – site diagnosis of power and special transformers. In WORKSPOT, I, 1999. Rio de Janeiro. **Anais...** [CD - ROM] Rio de Janeiro : CIGRÉ- Brasil e CEPEL, 1999.

LEZANA, Álvaro Guilherme Rojas. **Técnicas alternativas para avaliação de problemas de substituição de equipamentos**. Florianópolis. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de Santa Catarina, 1982.

MAKA, José, BASSETTO FILHO, Armando, AITA, Saburo. **Dobrar a vida útil de transformadores de potência para 60 anos**. In ERLAC, VI, 1995. Foz do Iguaçu. p 5.

McCONNELL, B.W., MEHTA, S.P., WALKER, M.S. HTS Transformers. **IEEE Power Engineering Review** .v.20, n.6, p.7-11, jun.2000.

MENDES, José Carlos, DOS SANTOS, Carlos Rodrigues, MOTTA JÚNIOR, Vicente da. **Transformadores de Potência em Alta Tensão, Supervisão, Monitoração e Diagnósticos**. **Asea Brown Boveri**, JAN. 1999.

MENDES, José Carlos, SOUZA, Flávio Luciano A., BARRETO JÚNIOR et al . Aspectos relevantes na revitalização de transformadores de potência de alta tensão. In ERLAC, VIII, 1999. Ciudad Del Leste- Paraguay. **Anais...** p.5.

MEYER, Brad C.. Market obsolescence and strategic replacement models. **The Engineering Economist**, v.38, n.3, Spring. 1993

PETTERSON, L. Estimation of remaining life of power transformers and their insulation. **Electra**, n.133, p. 65-71, Dez,1990.

PETTERSON, L, FANTANA. N.L. High voltage transformer : life assessment and T-Monitor. In WORKSPOT, I, 1999. Rio de Janeiro. **Anais...** [CD - ROM] Rio de Janeiro: CIGRÉ-BRASIL e CEPEL, 1999.

RODRIGUEZ, Adolfo René Santa Cruz. **Decisão de substituição e/ ou de renovação de equipamentos na indústria**. Florianópolis. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção e Sistemas) – Universidade Federal de Santa Catarina, 1992.

ROJO, Javier. Characterization of some concepts of aging. **IEEE Transaction On Reliability**. v. 44, n.2, p. 285- 290, jun.1995.

SHENOY,. In CIGRÉ,1992 Session, 1992. **Anais...**

SICILIANO, Francisco, AMARAL, José Augusto Ramos do. **Metodologia para avaliação da integridade e extensão de vida de equipamentos mecânicos**. In SNPTEE, XII,1993. Recife. Grupo de Aspectos Técnicos e Gerenciais da Manutenção – GMA. 5p.

SOUZA, Flávio Luciano A., MENDES José Carlos , CHAVES, José Antônio Moreira et al. Avaliação do estado de transformadores de potência retirados do sistema prventivamente.In ERLAC, VIII, 1999. Ciudad Del Este- Paraguay. **Anais...4p**