

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO**

Denise Cascão Poli Souza

**Falhas e defeitos ocorridos em transformadores de
potência do sistema elétrico da Celg, nos últimos 28
anos: um estudo de caso**

Goiânia
2008

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO**

Denise Cascão Poli Souza

**Falhas e defeitos ocorridos em transformadores de
potência do sistema elétrico da Celg, nos últimos 28
anos: um estudo de caso**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação da Escola de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal de Goiás/UFG, como requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Computação.

Área de concentração: Engenharia Elétrica

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Cacilda de Jesus Ribeiro

Goiânia
2008

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)
(GPT/BC/UFG)

Souza, Denise Cascão Poli.
S729f Falhas e defeitos ocorridos em transformadores de potência do sistema elétrico da Celg, nos últimos 28 anos[manuscrito]: um estudo de caso / Denise Cascão Poli Souza. – 2008. 101f. : il., figs., tabs.

Orientador: Prof. Dr. Cacilda de Jesus Ribeiro.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica e Computação, 2008.

Bibliografia: f.94-97.

Inclui listas de figuras, tabelas e de abreviaturas e siglas. Apêndices.

1. Transformadores 2. Transformadores – Defeitos – Estudo de casos 3. Sistema elétrico (Celg) – Goiás (Estado) I. Ribeiro, Cacilda de Jesus. II. Universidade Federal de Goiás, **Escola de Engenharia Elétrica e de Computação** III. Título.

CDU: 621.314(817.3)



Universidade Federal de Goiás
Escola de Engenharia Elétrica e de Computação
Coordenação do Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica e de Computação



FOLHA DE APROVAÇÃO

“Falhas e Defeitos Ocorridos em
Transformadores de Potência do Sistema
Elétrico da CELG, nos Últimos 28 anos: Um
Estudo de Caso”

DENISE CASCÃO POLI SOUZA

Dissertação defendida e aprovada pela banca examinadora constituída pelos Senhores:

Cacilda de Jesus Ribeiro – Presidente (EEEC/UFG)

Ruy Alberto Corrêa Altafim – EESC/USP

Diógenes Pereira Gonzaga – EESC/USP

Leonardo da Cunha Brito - EEEEC/UFG

Lourenço Matias - EEEEC/UFG

Goiânia, 20 de agosto de 2008

Ao meu querido esposo Heron, pela paciência, compreensão, amor e carinho, e por me motivar a vencer as dificuldades, com o seu companheirismo, amizade, tolerância e incentivo.

Ao meu pai, Júlio, que apesar de não estar comigo hoje, me ensinou a encarar a vida com dignidade.

À minha mãe, Rosedi, principalmente pelo exemplo de vida e por acreditar em mim em todos os momentos.

À toda minha família e aos amigos, pela compreensão dos momentos ausentes, pelo incentivo, credibilidade, amor e paciência.

Agradecimentos

Antes de tudo e de todos, agradeço a Deus por acreditar na sua filha.

Ao Programa de Mestrado da Escola de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal de Goiás – UFG, pelos ensinamentos e pela oportunidade desta realização acadêmico-profissional.

À professora Dra. Cacilda de Jesus Ribeiro, da Escola de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal de Goiás, pela orientação durante o desenvolvimento deste trabalho, e pela confiança, credibilidade, paciência, apoio e incentivo.

Em especial, ao Engenheiro Mestre André Pereira Marques, que teve toda a paciência e boa vontade em colaborar e apoiar-me, pela confiança, credibilidade, incentivo e disposição durante todos os momentos de pesquisa (dentro e fora da Celg).

Aos professores e aos funcionários administrativos da EEEC/UFG, pela disponibilidade e colaboração.

À Superintendência de Engenharia e Manutenção da Transmissão da Celg Distribuição S.A. - CELG D, por permitir a realização da pesquisa relativa a este trabalho.

Aos Engenheiros Paulo Roberto Nepomuceno e Cláudio Henrique Bezerra Azevedo, pelo apoio, credibilidade, incentivo e colaboração nesta pesquisa.

Ao Setor de Engenharia de Manutenção, DT-SEM, por todo o subsídio na realização deste trabalho de pesquisa.

À toda equipe do Laboratório de Óleo da Celg, por permitir os acessos a todos os meios de pesquisas e pelos momentos de descontração.

À equipe do DT-SMS, Setor de Manutenção de Subestações, por permitir o acesso aos documentos do setor e à equipe do DT-SOE, Setor de Oficina Eletromecânica, pela colaboração na realização dos ensaios elétricos durante todo o período de pesquisa.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pelo apoio financeiro.

À Professora Margarida do Amaral pela revisão de português deste texto e ao graduando Renato Pereira Baêta Santos pelo apoio prestado.

E, finalmente, a todos àqueles que direta ou indiretamente tenham contribuído para o desenvolvimento deste trabalho.

*“Nunca sabemos quão alto somos enquanto não somos chamados a nos erguer;
e então, se formos fiéis ao plano, nossa estatura toca os céus”.*

(Emily Dickinson)

Resumo

Os transformadores, além de serem fundamentais para o sistema elétrico de potência, eles também representam uma parte significativa dos investimentos pertencentes à implantação desse sistema. Dessa forma, o acompanhamento e a monitoração das suas condições operativas, de seu sistema isolante, e das condições de funcionamento de seus acessórios e demais componentes, são essenciais para que se reduzam os custos associados ao seu ciclo de vida, bem como para que se possa garantir a sua confiabilidade e a sua durabilidade.

Nesse sentido, o objetivo desta pesquisa é realizar um estudo sobre as falhas e os defeitos ocorridos em transformadores de potência de 34,5kV, 69kV, 138kV e 230kV, na Celg como estudo de caso, pelo fato de ser uma concessionária de energia elétrica de grande importância para o sistema elétrico do Estado de Goiás. Portanto, diante dos resultados, cabe ressaltar a contribuição deste trabalho, que são: a evidência dos bons resultados das técnicas existentes na área de manutenção (nos últimos vinte e oito anos, de 1979 a 2007), a caracterização das falhas e dos defeitos neste período e a apresentação de propostas de implementação de melhorias das técnicas preditivas, de modo a reduzir os números de interrupções no sistema elétrico de potência.

Palavras-chave: Defeitos; Falhas; Técnica preditiva e Transformadores de potência.

Abstract

Power transformers have a fundamental role in an electrical power system, in addition to representing a significant amount of investment required for the implantation of this system. To reduce the costs associated with a transformer's life cycle and to guarantee its reliability and durability, it is essential to monitor its operating conditions, its insulation system as well as the working conditions of its accessories and other components.

Therefore, the aim of this work is to study the faults and defects that occur in power transformers of 34.5kV, 69kV, 138kV, and 230kV of Celg's electrical system, the latter being a highly important electric energy concessionaire in Goiás State, Brazil. The results of this study corroborate its contributions to the field, namely, the efficacy of the predictive technique in the maintenance area during the last twenty-eight years (from 1979 to 2007), the characterization of faults and defects during this period, and the presentation of proposals to implement improvements in the predictive technique, in order to reduce the number of interruptions in the electrical power system.

Key-words: Defects; Faults; Predictive Technique; Power Transformers.

Lista de figuras

Figura 2.1	Transformador de potência de grande porte	22
Figura 2.2	Esquema de procedimentos de manutenção	26
Figura 2.3	Esquema simplificado de um cromatógrafo gasoso	28
Figura 2.4	Evolução das câmeras térmicas: (a) detector resfriado a nitrogênio líquido, peso total de 37kg; (b) detector resfriado eletricamente, peso de 6,1kg; (c) detector não resfriado, peso de 2,7kg; (d) detector não resfriado, peso de 0,7kg.	29
Figura 2.5	Influências do ambiente.....	30
Figura 2.6	Aplicação de sensores no transformador de potência: (a) transdutor de emissão acústica; (b) posicionamento dos sensores; (c) visualização interna do fenômeno; e (d) propagação da onda acústica	34
Figura 2.7	Processamento dos sinais	35
Figura 2.8	Interconexão do sistema EA com o transformador de potência.....	36
Figura 3.1	Subdivisão do transformador de potência em blocos.....	39
Figura 3.2	Interrupções em transformadores e autotransformadores <i>versus</i> componentes, considerando sistema de proteção	48
Figura 3.3	Quantitativo de interrupções em transformadores e autotransformadores <i>versus</i> componentes, considerando o sistema de proteção	49
Figura 3.4	Número de transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão.....	50
Figura 3.5	Transformadores e autotransformadores por tempo de uso	51
Figura 3.6	Interrupções em transformadores e autotransformadores <i>versus</i> componentes ..	52
Figura 3.7	Interrupções em transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão.....	53
Figura 3.8	Taxas de interrupções de transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão.....	54
Figura 3.9	Interrupções em transformadores e autotransformadores por potência e por classe de tensão	55
Figura 3.10	Comparação do número de interrupções em transformadores e autotransformadores que poderiam ter sido detectados pela cromatografia com aqueles que foram efetivamente detectados.	56

Figura 3.11	Percentual de defeitos em transformadores e autotransformadores <i>versus</i> componentes	58
Figura 3.12	Número de defeitos em transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão.....	59
Figura 3.13	Taxas de defeitos em transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão	60
Figura 3.14	Número de defeitos em transformadores e autotransformadores por potência e por classe de tensão	61
Figura 3.15	Percentual de falhas em transformadores e autotransformadores <i>versus</i> componentes	62
Figura 3.16	Número de falhas em transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão	63
Figura 3.17	Taxas de falhas em transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão	64
Figura 3.18	Número de falhas em transformadores e autotransformadores por potência e por classe de tensão.....	65
Figura 4.1	Ensaio de cromatografia em amostras de óleo do transformador TA.....	68
Figura 4.2	Transformador TA aberto na oficina.....	69
Figura 4.3	Detalhes: (a) parte ativa do transformador 34,5kV/13,8kV (b) buchas de 34,5kV e de 13,8kV do transformador	69
Figura 4.4	Detalhes: (a) localização da interrupção em um dos condutores da bobina H3 (b) condutor rompido da bobina H3 do transformador	70
Figura 4.5	Corte transversal esquemático da bobina H3 do transformador.....	70
Figura 4.6	Ensaio de cromatografia em amostras de óleo do transformador TB	71
Figura 4.7	Transformador TB nas dependências da oficina	73
Figura 4.8	Detalhes: (a) equipe retirando a tampa do tanque do transformador e (b) retirada da parte do tanque do transformador juntamente com o comutador de derivações.....	73
Figura 4.9	Detalhes: (a) retirada da parte ativa do transformador juntamente com o comutador de derivações e (b) retirada da parte ativa do transformador	74
Figura 4.10	Grânulos de cobre encontrados no transformador TB: (a) na região central da bobina H3 do transformador e (b) outros pontos da bobina H3, na região mais central	74
Figura 4.11	Figura esquemática do transformador TB	75

Figura 4.12	Amostra de papel isolante na bobina H3 do transformador	75
Figura 4.13	Ensaio de cromatografia em amostras de óleo do transformador TC	76
Figura 4.14	Transformador TC aberto	77
Figura 4.15	TC's de bucha de 13,8kV e 34,5kV, as chapas de aço-silício e o comutador de derivações	78
Figura 4.16	Contato fixo e móvel do comutador de derivações sem tensão do transformador.....	78
Figura 4.17	Papelão entre o contato fixo e o contato móvel.....	79
Figura 4.18	Ensaio de cromatografia em amostras de óleo do transformador TD.....	80
Figura 4.19	Parte ativa do transformador TD	80
Figura 4.20	Inspeção da equipe no transformador de 34,5kV/13,8kV e detalhes das partes que compõem o transformador.....	81
Figura 4.21	Aterramento do núcleo e chapas de aço-silício do núcleo do transformador	81
Figura 4.22	Capa de aterramento do núcleo solta.....	82
Figura 4.23	Chapas de aço-silício frouxas, necessitando de reaperto dos prensa-cultras.....	82

Lista de tabelas

Tabela 3.1 Termos utilizados para a filtragem no <i>software</i> (EQP1)	42
Tabela 3.2 Termos utilizados para a filtragem no <i>software</i> (LABO).....	42
Tabela 3.3 Quantidades de equipamentos por faixa de potência trifásica nominal e por tensão nominal	45
Tabela 3.4 Número de interrupções dos equipamentos.....	45
Tabela 3.5 Número total de equipamentos cadastrados até julho de 2007.....	46
Tabela 3.6 Número de interrupções por falhas ou por defeitos dos equipamentos.....	48
Tabela 3.7 Taxas de falhas em transformadores e autotransformadores para o período de 1979 a 2007	66
Tabela 3.8 Taxas de falhas em transformadores e autotransformadores para o período de 1979 a 2007, não considerando os equipamentos em reserva	66
Tabela 4.1 Principais ferramentas de diagnósticos e as suas aplicações principais para a detecção de falhas e de defeitos.....	83
Tabela 4.2 Percentual de interrupções em transformadores e em autotransformadores <i>versus</i> componentes	86

Lista de abreviaturas e siglas

ABNT:	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AGD:	análise de gás dissolvido
ANEEL:	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP:	Agência Nacional de Petróleo
APD:	ângulo de perda dielétrica
ASA:	<i>American Standart Association</i>
AUTOTRAFOS:	autotransformadores
AT:	alta tensão
BT:	baixa tensão
CA:	corrente alternada
CC:	corrente contínua
CDC:	comutador de derivações em carga
CDST:	comutador de derivações sem tensão
CELG:	Companhia Energética de Goiás
CELG D:	CELG Distribuição S.A.
DNC:	Departamento Nacional de Combustíveis
DP:	descargas parciais
DT - COS:	Diretoria Técnica – Centro de Operação do Sistema
DT - SEM:	Diretoria Técnica – Setor de Engenharia de Manutenção
DT - SMS:	Diretoria Técnica – Setor de Manutenção de Subestações
DT - SOE:	Diretoria Técnica – Setor de Oficina Eletromecânica
EA:	emissão acústica
EEEEC:	Escola de Engenharia Elétrica e de Computação
FDD:	fator de dissipação dielétrico
IEEE:	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
kV:	quilovolts
kVA:	quilovolts ampéres
LD:	linha de distribuição
MVA:	megavolts ampéres
NBR:	Normas Brasileiras

RDO:	Resumo Diário de Ocorrência
RF:	radiofrequência
RLC:	circuito resistivo, indutivo e capacitivo
RC:	circuito resistivo e capacitivo
SE's:	subestações
SIGs:	subestações isoladas a gás
TC:	transformador de corrente
TD:	transformador de distribuição
TIF:	tensão interfacial
TRAFOS:	transformadores
TRI:	tensão de rádio interferência
UAF:	ultra alta frequência
UFG:	Universidade Federal de Goiás

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1: Introdução.	17
CAPÍTULO 2: Pesquisa bibliográfica.	20
2.1 Introdução	20
2.2 Transformador de potência	20
2.3 Falha e defeito em transformadores de potência.....	23
2.4 Manutenções em transformadores de potência	23
2.4.1 Manutenção corretiva	24
2.4.2 Manutenção preventiva.....	25
2.4.3 Técnica preditiva	25
2.5 Principais técnicas preditivas de manutenção	26
2.5.1 Análise de gás dissolvido ou cromatografia.....	27
2.5.2 Termografia ou termovisão	28
2.5.3 Análise físico-químico.....	31
2.5.4 Medição de descargas parciais	32
2.5.5 Análise de resposta em frequência	36
CAPÍTULO 3: Falhas e defeitos ocorridos em transformadores de potência de 34,5kV a 230kV, no período de 1979 a 2007	38
3.1 Introdução.....	38
3.2 Transformador de potência	38
3.3 Metodologia aplicada.....	40
3.3.1 Dificuldades encontradas.....	40
3.3.2 Programa e registros do Setor de Engenharia de Manutenção	41
3.3.3 Fichários de Setor de Oficina Eletromecânica	43
3.3.4 Composição de planilha eletrônica.....	43
3.4 Resultados.....	44
3.4.1 Interrupções de serviço, no período de 08/02/1996 a 15/04/2004, considerando o sistema de proteção	48

3.4.2 Interrupções de serviço, não considerando o sistema de proteção, no período de 09/12/1979 a 25/05/2007	50
3.4.2.1 Evolução da quantidade de transformadores e de autotransformadores	50
3.4.2.2 Percentual de transformadores e autotransformadores por tempo de uso.....	51
3.4.2.3 Número de interrupções de transformadores e autotransformadores <i>versus</i> componentes.....	52
3.4.2.4 Número de interrupções de transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão	53
3.4.2.5 Taxas de interrupções de transformadores e autotransformadores ao longo do tempo	54
3.4.2.6 Número de interrupções em transformadores e autotransformadores por potência e por classe de tensão.....	55
3.4.2.7 Número de interrupções em transformadores e autotransformadores detectadas pela cromatografia	56
3.4.3 Interrupções de serviço devido aos defeitos, não considerando o sistema de proteção, no período de 09/12/1979 a 25/05/2007	57
3.4.3.1 Percentual de defeitos em transformadores e autotransformadores <i>versus</i> componentes.....	57
3.4.3.2 Número de defeitos em transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão	58
3.4.3.3 Taxas de defeitos em transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão.....	58
3.4.3.4 Número de defeitos em transformadores e autotransformadores por potência e por classe de tensão	60
3.4.4 Interrupções de serviço devido às falhas, não considerando o sistema de proteção, no período de 09/12/1979 a 25/05/2007	61
3.4.4.1 Percentual de falhas em transformadores e autotransformadores <i>versus</i> componentes.....	61
3.4.4.2 Número de falhas em transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão	62
3.4.4.3 Taxas de falhas em transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão	63

3.4.4.4	Número de falhas em transformadores e autotransformadores por potência e por classe de tensão	64
3.4.5	Taxas de falhas dos transformadores e autotransformadores	65
CAPÍTULO 4:	Estudos de casos e destaques das propostas de melhorias.	67
4.1	Estudos de Casos	67
4.1.1	Introdução	67
4.1.2	Transformador TA	68
4.1.3	Transformador TB	71
4.1.4	Transformador TC	76
4.1.5	Transformador TD	79
4.2	Destaques das propostas de implementação de melhorias das técnicas de manutenção	
4.2.1	Geral	83
4.2.2	Principais ferramentas de diagnósticos	83
4.2.3	Implementação de melhorias das técnicas de manutenção.....	85
4.2.4	Prioridades das técnicas a serem implementadas na empresa	88
CAPÍTULO 5:	Conclusões	90
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	93
APÊNDICE A	99
APÊNDICE B	101

Capítulo 1:

Introdução

O transformador de potência é um dos equipamentos de maior importância para o sistema elétrico e um dos de maior custo, podendo-se chegar a milhões de reais cada unidade adquirida. A sua importância está diretamente vinculada à continuidade do fornecimento de energia elétrica, uma vez que, invariavelmente, a sua perda, por falha ou por defeito, significa a interrupção imediata no fornecimento de energia. Trata-se, então, de um equipamento de grande porte, e por isso a sua substituição é onerosa e demanda muito tempo. Nesse sentido, as concessionárias de energia elétrica procuram aprimorar as suas técnicas de manutenção, visando à detecção prévia de defeitos nos transformadores e nos seus acessórios, antes que eles possam comprometer o bom desempenho desses equipamentos.

Atualmente (2008), a concessionária de energia elétrica Celg tem mais de dois milhões de clientes, distribuídos em 237 municípios, beneficiando, aproximadamente, quatro milhões de habitantes, o que corresponde a cerca de 90% da população total do Estado de Goiás (1), e devido à sua grande importância da Celg para o sistema elétrico estadual, como também para o nacional, é apresentado o estudo de caso relativo a esta empresa.

Sendo assim, o objetivo deste trabalho é estudar as falhas e os defeitos ocorridos em transformadores de potência de 34,5kV, 69kV, 138kV e 230kV do sistema elétrico da Celg, referente ao período de vinte e oito anos (1979 a 2007). O desenvolvimento desta pesquisa baseou-se na identificação das partes dos transformadores que foram analisadas e divididas em blocos, na caracterização e na análise dos pontos de falhas e de defeitos detectados nestes equipamentos, relativos às interrupções, e com o auxílio de uma planilha eletrônica, desenvolvida a partir de fichas técnicas.

Diante dos resultados, é possível evidenciar a contribuição desta dissertação, ressaltando à importância e à necessidade da utilização de técnicas preditivas na manutenção preventiva e do acompanhamento do estado dos transformadores, visando um aprimoramento

dos procedimentos de manutenção e a diminuição das interrupções de serviço por falha e por defeito destes equipamentos, que é fundamental para o sistema elétrico de potência.

As interrupções nos transformadores de potência foram analisadas no período de vinte e oito (28) anos, devido à seleção dos dados existentes e confiáveis pertencentes aos arquivos da empresa. É interessante observar que houve a dificuldade em se comparar os resultados obtidos neste trabalho com os dados de outras concessionárias de energia, provavelmente, em função do sigilo empresarial, e também por estas serem praticamente empresas privadas, diferentemente da Celg.

Neste trabalho, apesar da grande quantidade de dados estatísticos obtidos junto à Celg, não foi possível apresentar informações como observação de tendências e previsão de falhas futuras nos equipamentos, devido à carência de várias informações que abrangessem também as condições do sistema, ou seja, que considerassem as variáveis do ponto de vista do sistema em que o equipamento se encontrava instalado, tais como:

- a) as condições operativas impostas ao equipamento, por exemplo:
 - presença de harmônicos;
 - sobrecargas;
 - sobreexcitações.
- b) sazonalidade;
- c) eficiência do sistema de proteção do equipamento (disjuntores, relés, fusíveis), obsolescência;
- d) as condições ambientais: temperatura, umidade, poluição, incidência solar, além de outros agentes degradantes do equipamento;
- e) descargas atmosféricas.

Cabe ressaltar, que o foco deste estudo é somente o equipamento, e não o sistema no qual ele está inserido. Evidencia-se, também, que o termo “transformadores” é utilizado para designar tanto autotransformadores como transformadores, sendo uma expressão genérica, salvo quando especificado em contrário. Assim, as partes que compõem os transformadores de potência foram divididas em blocos e sub-blocos, objetivando a melhor identificação e caracterização das falhas e dos defeitos encontrados em transformadores de potência.

Ao término deste estudo, a planilha de dados foi disponibilizada à concessionária, como parte de um banco de dados do histórico de interrupções de falhas e de defeitos

relativos ao período estudado, de modo que este trabalho contribua com pesquisas futuras de interesse da empresa.

A redação desta dissertação foi dividida em cinco capítulos, expostos a seguir.

No capítulo 2, encontra-se uma introdução teórica, sobre as informações gerais que envolvem os focos de estudo desta pesquisa, que são:

- a) transformador de potência: histórico, definição e importância;
- b) falhas e defeitos em transformadores de potência;
- c) manutenções em transformadores de potência;
- d) técnicas preditivas.

No capítulo 3 são apresentadas as partes que compõem os transformadores de potência, organizando-as em blocos e sub-blocos, de modo que se obtenha a caracterização das falhas e dos defeitos encontrados em transformadores de potência. Neste capítulo, também, são mostrados os procedimentos deste estudo, o desenvolvimento da planilha eletrônica, com base nas interrupções em transformadores de potência pertencentes à concessionária de energia, bem como os resultados obtidos.

O capítulo 4 descreve quatro estudos de casos sobre alguns transformadores de potência, onde são mostradas inspeções e acompanhamentos de aberturas de transformadores de potência realizados na oficina eletromecânica da empresa. Neste capítulo também são destacadas as propostas de implementação de melhorias em procedimentos de manutenção, objetivando o aprimoramento e a conseqüente diminuição do número de interrupções de serviço por falhas e por defeitos em transformadores de potência da concessionária.

As conclusões são descritas no capítulo 5.

No Apêndice A encontra-se uma ilustração da planilha eletrônica desenvolvida neste estudo. E finalmente, no Apêndice B é apresentado um diagrama para orientação dos gráficos apresentados no capítulo 3, de forma que se viabilize a identificação e se torne didática a subdivisão dos resultados.

Capítulo 2:

Pesquisa bibliográfica

2.1 Introdução

O acompanhamento e a monitoração dos transformadores de potência, em relação ao sistema isolante, às condições operativas e de funcionamento de seus acessórios e demais componentes, são essenciais para se reduzir os custos associados ao seu ciclo de vida, bem como garantir a sua confiabilidade e a durabilidade. Destacam-se, dentre os custos que são inerentes ao ciclo de vida de transformadores, os gastos com manutenção, com substituição e com remanejamentos destes equipamentos.

Neste estudo de transformadores de potência foram abordadas inúmeras literaturas, informações gerais sobre pesquisas correlatas, divididas, para maior facilidade, nos seguintes tópicos:

- a) transformador de potência: histórico, definição e importância;
- b) falhas e defeitos em transformadores de potência;
- c) manutenções em transformadores de potência;
- d) técnicas preditivas.

2.2 Transformador de potência

As concessionárias de energia elétrica têm implementado, continuamente, a otimização dos processos de manutenção e de diagnóstico de estado dos seus equipamentos de subestações, em especial, dos transformadores de potência. Dentre as principais razões para tal preocupação, estão alguns aspectos associados ao elevado custo de aquisição, ao reparo e à

substituição destes equipamentos que podem chegar a milhões de dólares, e, também, à necessidade de manter uma elevada confiabilidade operativa dos serviços de fornecimento de energia, nos níveis exigidos pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) (2)(3).

Assim, há a necessidade de que a oferta de energia acompanhe as variações da curva ascendente de demanda, ao longo do tempo, e de se reduzir não somente o risco de possíveis racionamentos, como também fornecer energia elétrica confiável e dentro dos padrões de qualidade determinados pelo agente regulador. Se por um lado os consumidores exigem um serviço de qualidade, por outro, há custos envolvidos para se atender a esta expectativa, o que faz com que as companhias do setor elétrico estejam sempre em busca de uma maior eficiência na operação e na manutenção de seus equipamentos (4).

Pesquisas de novas tecnologias e novas técnicas preditivas de manutenção vêm contribuindo sobremaneira para a redução de interrupções de serviço, o que assegura uma melhor qualidade no fornecimento de energia. Esta é a tendência de países como Estados Unidos (5), Canadá (6) e Austrália (7) que também enfrentam problemas na otimização dos processos de manutenção e de diagnóstico de estado dos seus equipamentos de subestações e, em especial, dos transformadores de potência.

A invenção do transformador remonta ao final do século XIX e início do século XX, quando Nicola Tesla apresentou os sistemas elétricos polifásicos, e Thomas Alva Edison inventou a lâmpada elétrica. Trata-se, portanto, de um equipamento que, com um pouco mais de cem anos de existência, viabilizou a aplicação da eletricidade em todo o mundo (3).

Antes da existência dos transformadores, a energia elétrica era distribuída em baixa tensão e em corrente contínua a poucos consumidores, os quais deveriam estar instalados forçosamente próximos à geração, pois os alimentadores de energia não podiam ser longos devido às quedas de tensão e às perdas de energia nos condutores elétricos (3). Assim, os primeiros transformadores eram equipamentos de baixo rendimento, e eles apresentavam perdas relativamente elevadas, porém com as novas tecnologias foram desenvolvidos equipamentos eficientes e com alto rendimento (3).

Os transformadores de potência, ilustrado na figura 2.1 (8), podem ser descritos, de forma simplificada, como equipamentos elétricos estacionários para uso em sistemas, cuja função é a transferência de energia elétrica de um circuito primário para um circuito secundário, mantendo a mesma frequência do sinal alternado e adequando os valores de corrente e tensão (3)(9).



Fonte: catálogo Siemens, 2008.

Figura 2.1 - Transformador de potência de grande porte.

Esta transferência ou transformação de energia não envolve partes mecânicas móveis e, teoricamente, um transformador poderia operar continuamente sem sofrer qualquer tipo de desgaste mecânico, se não fosse submetido a esforços e a desgastes (9), como acontece na prática.

Atualmente, a concorrência entre as empresas está cada vez mais acentuada, pois o que se visa é sobreviver em um mercado tão competitivo, que exige máxima eficiência. No caso de empresas do setor de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica esta regra não é diferente, de maneira que não se pode haver o risco de ocorrer racionamento de energia (4).

Nos transformadores de potência é utilizada uma grande quantidade de óleo mineral isolante derivado do petróleo, que é formado por uma mistura de hidrocarbonetos - que quando está novo é transparente e de cor amarelo claro - que são processados através de uma rigorosa purificação, para retirada de contaminantes, principalmente o enxofre. Eles são estáveis e possuem baixa viscosidade, pois, além de sua função dielétrica de impregnação, atuam também como meio refrigerante para transportar o calor gerado na parte ativa do transformador para a região mais periférica e para os radiadores de calor do mesmo (10).

As características ideais para um dielétrico líquido a ser utilizado em transformadores de potência, decorrem das funções que lhe são exigidas, como elevada rigidez dielétrica, baixo fator de dissipação dielétrica, elevado coeficiente de transmissão térmica, baixa viscosidade, alto ponto de rigidez, elevado ponto de fulgor e baixo custo (10).

2.3 Falha e defeito em transformadores de potência

Neste trabalho de pesquisa está sendo considerado como “defeito” aquele estado que, a curto ou médio prazo, levaria o equipamento a falhar caso não se venha a fazer a intervenção corretiva no mesmo. Ou seja, o “defeito” está relacionado ao fato de se tornar necessário retirar o equipamento de operação para a intervenção de forma a evitar que este venha a falhar.

Considera-se “defeito” uma anomalia em um equipamento que pode levar o mesmo a funcionar de forma irregular e/ou aquém de sua capacidade nominal, de forma que se este não corrigido a tempo, pode evoluir e levar o equipamento a falhar e ser retirado de serviço (11).

O “defeito” em equipamentos é aquele proveniente de fenômenos térmicos, elétricos, magnéticos e mecânicos, tais como:

- a) aquecimento acima do previsto;
- b) descargas elétricas incipientes;
- c) gotejamento de líquido isolante.

Considera-se “falha” uma anomalia em um equipamento que leva forçosamente à interrupção do funcionamento do mesmo, retirando-o obrigatoriamente de serviço (11), sendo que a mesma é provocada por fenômenos elétricos e mecânicos, tais como:

- a) rompimento de rigidez dielétrica de isolamento não-regenerativa (por exemplo: papel);
- b) quebra de componente essencial.

Ressalta-se, também, que neste trabalho é utilizada a expressão “interrupção” para designar a interrupção de serviço dos equipamentos, ou seja, a retirada de operação dos mesmos, quer seja por defeito ou por falha.

2.4 Manutenções em transformadores de potência

As concessionárias de energia, por meio dos seus departamentos de manutenção, fazem monitoramentos e diagnósticos em transformadores de potência objetivando prevenir ou antecipar os desligamentos indesejados, por meio de atividades de manutenção que buscam

incessantemente a detecção prévia de defeitos nos transformadores e nos seus acessórios, antes que eles possam comprometer o bom desempenho desses equipamentos.

Por muitos anos, os programas de manutenção preventiva em transformadores consistiram em inspeções, testes e ações periódicas em intervalos de tempo, normalmente, sugeridos pelo fabricante ou determinados através da experiência prática. Essa manutenção baseada no tempo - analisando os equipamentos fora de operação, de acordo com o agendamento ou horas de funcionamento - evitou muitas falhas, mas também causou desligamentos desnecessários, com desperdício de recursos humanos e financeiros (12).

A confiabilidade nos equipamentos de proteção do sistema elétrico tem aumentado significativamente. E este fato tem várias origens, dentre as quais destaca-se de um lado, o conhecimento mais aprofundado do fenômeno da interrupção do arco elétrico e, por outro lado, a melhoria na concepção construtiva com uma redução do número de peças e um aumento da qualidade na fabricação.

Mas, ainda assim, esta confiabilidade não atende ainda os critérios de segurança de funcionamento requisitados pelos usuários, pois com o elevado número de equipamentos instalados, a ocorrência de falhas tem se tornado inevitável. Contudo, freqüentemente, elas podem ser detectadas a tempo e reparadas antes da ocorrência de um dano maior (13).

As técnicas de manutenção disponíveis que permitem a oferta de soluções eficientes em relação aos problemas de funcionamento dos equipamentos, a fim de aumentar a sua vida útil e reduzir a quantidade de falhas e de defeitos. E, destacam-se como sendo os principais tipos de manutenção as citadas a seguir: manutenção corretiva; manutenção preventiva; técnica preditiva.

2.4.1 Manutenção corretiva

A manutenção corretiva tem como objetivo corrigir ou restaurar as condições de funcionamento do equipamento, visando eliminar os defeitos ou as falhas, e podendo ser realizada de forma programada ou em caráter de emergência, dependendo da gravidade do dano (13)(14).

Assim, a manutenção corretiva programada possui menor custo, é mais rápida, mais segura e de melhor qualidade, enquanto que a manutenção corretiva não programada

caracteriza-se pela atuação da manutenção em fato já ocorrido, seja este uma falha ou um desempenho menor que o esperado. Neste último caso, não há tempo para preparação do serviço, sendo que, por isso, normalmente a manutenção corretiva não programada implica altos custos, pois a falha inesperada pode acarretar perdas de fornecimento, perda de qualidade e elevados custos diretos e indiretos de manutenção (14).

2.4.2 Manutenção preventiva

A manutenção preventiva é a atuação realizada de forma a reduzir ou evitar a falha ou defeito, ou ainda para corrigir desgastes naturais e previsíveis, seguindo uma programação previamente elaborada, baseada em intervalos definidos de tempo. Pode ser realizada em intervalos regulares ou subordinada a outros critérios de manutenção (13)(14). Sendo assim, a manutenção preventiva procura evitar a ocorrência de falhas, ou seja, como o nome já diz, ela procura prevenir.

2.4.3 Técnica preditiva

O termo associado à técnica preditiva é o verbo “predizer”, ou seja, é a ação que busca a antecipação de uma ocorrência.

As técnicas preditivas são métodos de diagnósticos pertencentes à manutenção preventiva, sendo baseadas numa análise dos dados fornecidos pelo monitoramento contínuo ou por amostragem do estado do equipamento para definir se uma manutenção preventiva é necessária ou não (13). Seu objetivo é prevenir falhas ou defeitos nos equipamentos por meio de acompanhamento de parâmetros diversos, permitindo a operação contínua do equipamento pelo maior tempo possível.

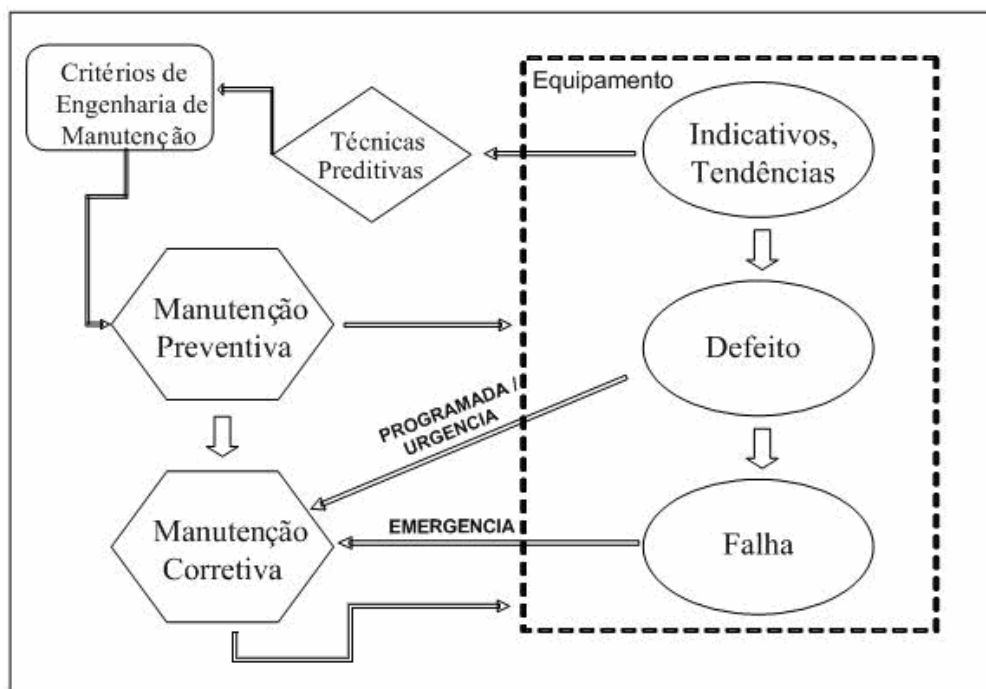
Quando o grau de degradação se aproxima ou atinge o limite previamente estabelecido, é tomada a decisão de intervenção no equipamento. E, normalmente, esse tipo de acompanhamento permite a preparação prévia do serviço, além de outras decisões e alternativas (14). Portanto, as técnicas preditivas permitem a detecção prévia de falhas

incipientes e a observação de tendências de defeitos em transformadores de potência, visando um melhor desempenho e aumento de sua vida útil.

2.5 Principais técnicas preditivas de manutenção

No estudo de caso analisado, referente à concessionária de energia Celg, as manutenções preventivas em transformadores são programadas em função de critérios adotados pelo setor de engenharia de manutenção, os quais se baseiam em procedimentos de manutenção e em técnicas preditivas. Quando ocorre um defeito de menor gravidade são programadas as manutenções preventivas e quando ocorre um defeito mais grave ou uma falha, são providenciadas as manutenções corretivas em caráter de emergência.

Um esquema simplificado dos procedimentos de manutenção citados acima é mostrado na figura 2.2 (15).



Fonte: Marques, 1996.

Figura 2.2 - Esquema de procedimentos de manutenção.

Nos itens subsequentes são apresentadas as principais técnicas preditivas utilizadas.

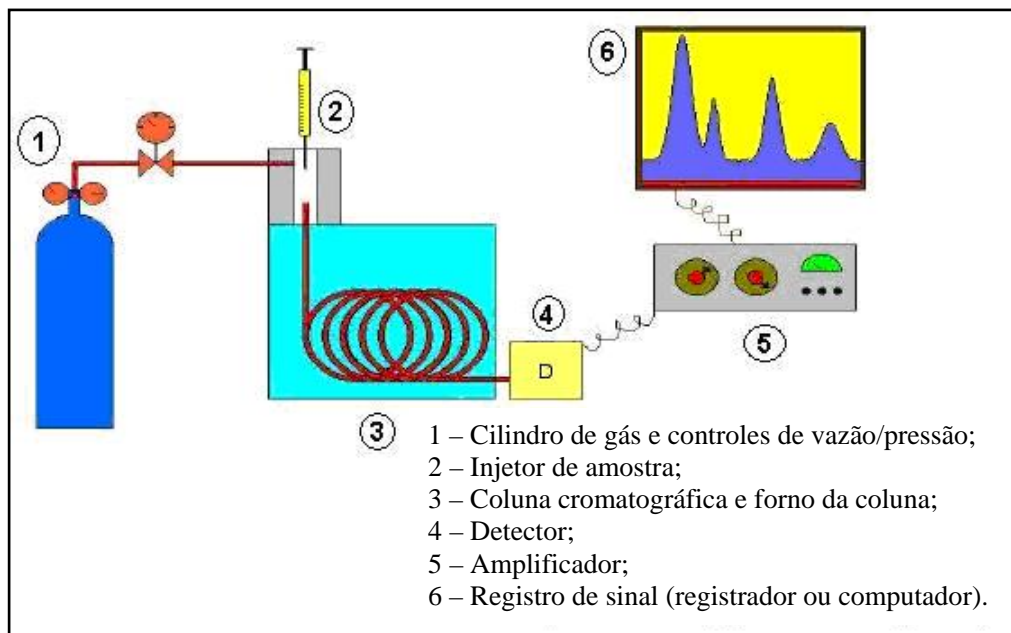
2.5.1 Análise de Gás Dissolvido ou Cromatografia

A análise de gás dissolvido (AGD) ou também conhecida como cromatografia em fase gasosa, pode ser definida como um método físico de separação através do qual os componentes a serem separados são distribuídos entre duas fases - uma estacionária e de grande área superficial, e a outra, um fluído que circula através da primeira. A análise cromatográfica dos gases dissolvidos em óleo isolante é um instrumento muito eficiente na determinação de falhas incipientes, e para simples monitoração do equipamento sem ocorrer interrupções no fornecimento de energia (10)(16)(17).

A formação de gases em equipamentos elétricos imersos em óleo mineral isolante pode ocorrer devido ao processo de envelhecimento natural e/ou, em maior quantidade, na formação de gases, resultando assim, uma falha no equipamento, ainda que seja em fase incipiente (17).

Deste modo, a análise ocorre quando o fluído - onde estão contidos os componentes a serem separados - passa através de uma fase estacionária, ou de um meio onde estes componentes possam interagir. Caso as interações dos diversos componentes com o meio sejam diferentes entre si, as velocidades de percurso dos componentes através do meio serão também diferentes e, portanto, serão separados. Em consequência, os componentes com as interações mais fracas serão separados com maior rapidez que aqueles cujas interações são mais fortes.

A cromatografia em fase gasosa emprega como fase móvel um gás quimicamente inerte em relação à fase estacionária e em relação aos constituintes das misturas analisadas que passam continuamente por sobre a fase fixa (10). Dessa forma, uma pequena quantidade de amostra é introduzida no fluxo de fase móvel no início da coluna, como mostrada na figura 2.3 (10). As interações dos componentes da amostra com a fase estacionária, sendo reversíveis e diferentes, fazem com que estes componentes sofram pequenos retardamentos diferenciados para cada componente, ocorrendo, assim, a separação necessária. No final da coluna há um detector por onde passa continuamente o gás de arraste. Quando sai da coluna com alguma substância, o detector detecta o gás de arraste com a substância (10).



Fonte: Oliveira, 2004.

Figura 2.3 - Esquema simplificado de um cromatógrafo gasoso.

2.5.2 Termografia ou Termovisão

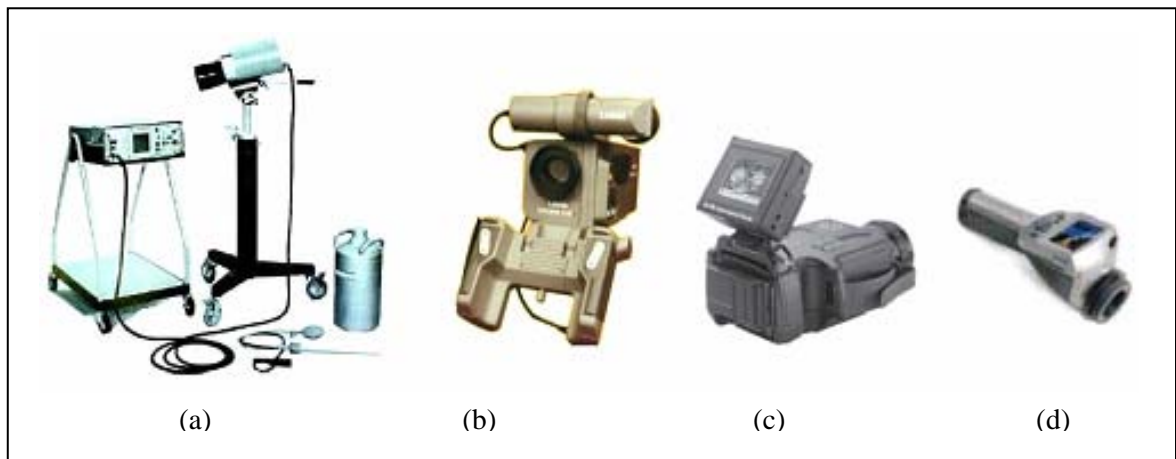
A termografia ou termovisão é uma ferramenta muito importante para a manutenção preditiva, porque permite localizar possíveis falhas nos equipamentos do sistema elétrico, evitando paradas não programadas e perdas de produção e fornecimento. A termografia pode detectar falhas que não são perceptíveis ao olho humano. É um método simples, não destrutivo, que permite a inspeção sem contato e, se adequadamente conduzida, a inspeção termográfica poderá ser segura, rápida e altamente confiável (18).

As falhas em sistemas elétricos são geralmente precedidas de uma anormalidade térmica do componente elétrico, o que faz da medição de temperatura um dos principais parâmetros de análise e diagnóstico na manutenção preditiva (18). Em vista disso, evidencia-se que a medição de temperatura pode ser realizada por dois métodos: medição por contato, na qual os termômetros de contato e os termopares são utilizados; medição sem contato, na qual os termômetros de infravermelho e as câmeras térmicas (termovisores) podem ser empregados. Assim, a escolha, de um ou de outro método, vai depender basicamente da aplicação.

Os fatores como segurança, distância do objeto a ser medido, agilidade na obtenção da medida e caráter não destrutivo do método, fazem da medição sem contato uma opção bastante interessante e, em certos casos, a única opção. Dentre as alternativas de medição sem contato, a termografia possui a grande vantagem de ser um método visual e capaz de examinar grandes superfícies em pouco tempo e com alto rendimento, sendo ideal para os locais com grande quantidade de equipamentos a serem inspecionados como é o caso de subestações e de linhas de transmissão (18).

As câmeras térmicas tiveram rápidos avanços tecnológicos, como pode ser visto na figura 2.4 (18). Todos os objetos acima do zero absoluto (0 K ou $-273,16\text{ }^{\circ}\text{C}$) emitem radiação térmica devido à agitação térmica de átomos e das moléculas dos quais são constituídos, de modo que quanto maior essa agitação, mais quente se encontra o objeto e mais radiação ele emite (18).

A radiação térmica pode ser emitida nas faixas de ultravioleta, visível, infravermelho e até na faixa de microondas do espectro eletromagnético. Entretanto, para as temperaturas típicas encontradas na Terra, a maior parte da radiação é emitida dentro da faixa de infravermelho. Assim sendo, as câmeras térmicas (termovisores) são fabricadas com detectores que respondem a essa faixa do espectro (18).

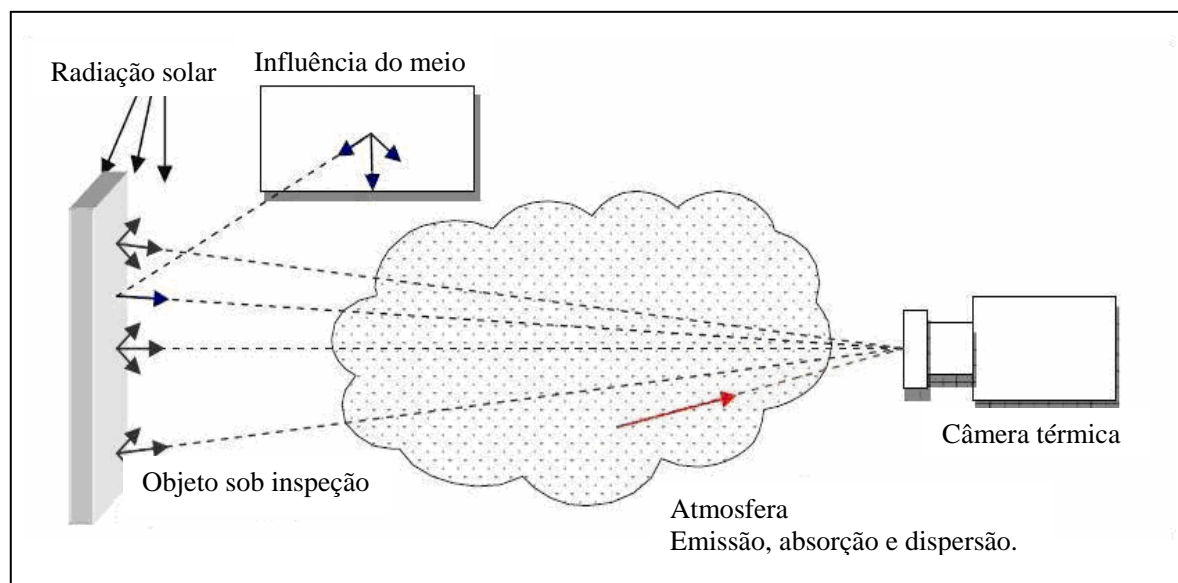


Fonte: Santos, 2005.

Figura 2.4 - Evolução das câmeras térmicas: (a) detector resfriado a nitrogênio líquido, peso total de 37kg; (b) detector resfriado eletricamente, peso de 6,1kg; (c) detector não resfriado, peso de 2,7kg; (d) detector não resfriado, peso de 0,7kg.

A termografia detecta a radiação infravermelha emitida pelo objeto inspecionado, que é invisível ao olho humano, e a transforma em imagens térmicas visíveis que são chamadas de termogramas. E, além disso, existe a possibilidade de medição de temperatura (18). É

importante ressaltar que as câmeras térmicas não medem temperatura diretamente, pois o que fazem é detectar a radiação térmica emitida pelo objeto inspecionado por meio de um detector, que gera um sinal de saída. O valor da intensidade desse sinal de saída, somado a alguns parâmetros fornecidos pelo operador da câmera, como emissividade, distância do objeto à câmera, e outros parâmetros relativos ao ambiente, são utilizados para o cálculo da temperatura. Sendo assim, a exatidão da medida de temperatura depende da calibração da câmera térmica e da exatidão dos parâmetros informados pelo operador, o que já evidencia a necessidade de um mínimo de conhecimento para a inserção de tais parâmetros. Portanto, a utilização da termografia na manutenção preditiva do sistema elétrico pode ser muito vantajosa, mas possui limitações referentes à tecnologia e ao ambiente onde ela está sendo aplicada (18), as quais devem ser bem analisadas para se obterem bons resultados desta técnica preditiva. A figura 2.5, neste sentido, exemplifica a influência do ambiente na inspeção termográfica, onde o impacto das mudanças climáticas podem ser significantes e difíceis de quantificar (18).



Fonte: Santos, 2005.

Figura 2.5 - Influências do ambiente.

O ambiente em que é realizada a inspeção termográfica desempenha um importante papel nos resultados obtidos. Como ilustra a figura 2.5, as condições ambientais que influenciam nos resultados da inspeção, são (18) as seguintes: 1) a atmosfera emitindo, absorvendo e dispersando a radiação; 2) a radiação emitida pelo sol; 3) a radiação emitida por

objetos próximos ao objeto sob análise; 4) a temperatura ambiente; e 5) a umidade relativa do ar.

No entanto, acrescenta-se um outro fator de limitação da inspeção termográfica que é o próprio inspetor de termografia, uma vez que a interpretação dos resultados pode variar com o treinamento, com a motivação e até com a capacidade visual dele (18).

2.5.3 Análise físico-químico

A técnica de análise físico-química determina a condição de isolamento e o estado de envelhecimento do óleo mineral isolante, a partir de uma coleta da amostra de óleo mineral isolante no transformador em serviço, levado para análise em laboratório. Os laboratórios realizam ensaios fundamentais para diagnosticar a qualidade do óleo mineral isolante, com agilidade e precisão necessária, dando subsídios confiáveis às empresas para programar e planejar uma parada para manutenção nos equipamentos. Os resultados obtidos em laboratórios são comparados aos valores pré-estabelecidos em Normas. Os valores fora dos limites especificados indicam a necessidade de tratamento; de substituição ou de regeneração do óleo mineral (19).

As principais características físico-químicas, ou ensaios, utilizados como parâmetros de classificação do óleo isolante são:

- a) *cor*: um rápido aumento da cor indica deterioração ou contaminação do óleo;
- b) *rigidez dielétrica*: serve para medir a capacidade de um óleo suportar tensões elétricas e indicar a presença de contaminantes como água e partículas condutoras;
- c) *teor de água*: um elevado teor de água acelera a deterioração química do papel isolante e é indicativo de condições de operações indesejáveis, que requerem correções;
- d) *acidez*: indica que o óleo contém qualquer material ácido que além de aumentar a oxidação do óleo e formar borras, pode também promover a degradação do papel;
- e) *tensão interfacial*: indica a presença de contaminantes polares que são substâncias quimicamente ativas e, portanto vão acelerar o envelhecimento do óleo.

Algumas das características supracitadas servem não somente como parâmetros de projeto de isolamento, mas também na avaliação e no acompanhamento do óleo em serviço, indicando possível contaminação, estimativas de sua deterioração ou determinação de suas condições funcionais (19).

2.5.4 Medição de descargas parciais

As descargas parciais (DP's) são sinais elétricos pulsantes incompletos, intermitentes e rápidos, da ordem dos nano segundos, que ocorrem pela proximidade entre duas partes condutoras de eletricidade e o meio isolante, por meio do efeito de ionização em cavidades gasosas, no interior dos materiais isolantes e nas interfaces condutor-isolante ou isolante-isolante. A medição de descargas parciais é uma das ferramentas mais importantes para o diagnóstico de equipamentos de alta tensão como hidrogeradores, transformadores e disjuntores. Os sinais de DP's auxiliam a identificar o envelhecimento prematuro dos materiais isolantes, defeitos de fabricação, assim como prevenir interrupções não programadas do sistema elétrico. Elas vêm sendo pesquisadas por várias décadas e a maioria dos casos de detecção e/ou medição dos sinais de DP's são comprometidos por outros fenômenos parasitas acoplados, como os sinais de ruído que dificultam a detecção dos sinais desejados e, conseqüentemente, a sua caracterização (20)(21)(22).

Porém, existem diferentes técnicas para a medição de DP's, como as de natureza elétrica, acústica, óptica, química etc., sendo que a maioria destas são usadas apenas para complementar a detecção elétrica. Contudo, nesse tocante, a técnica acústica de medição por ultra-som se destaca entre as demais técnicas em relação à localização e à reflexões acústicas, das ocorrências das descargas no equipamento (22).

A seguir são apresentadas resumidamente algumas dessas técnicas, com exceção do método acústico que é mais detalhado por fazer parte das propostas de melhoria. Então, com relação às técnicas e/ou métodos, pode-se enunciar-las como sendo:

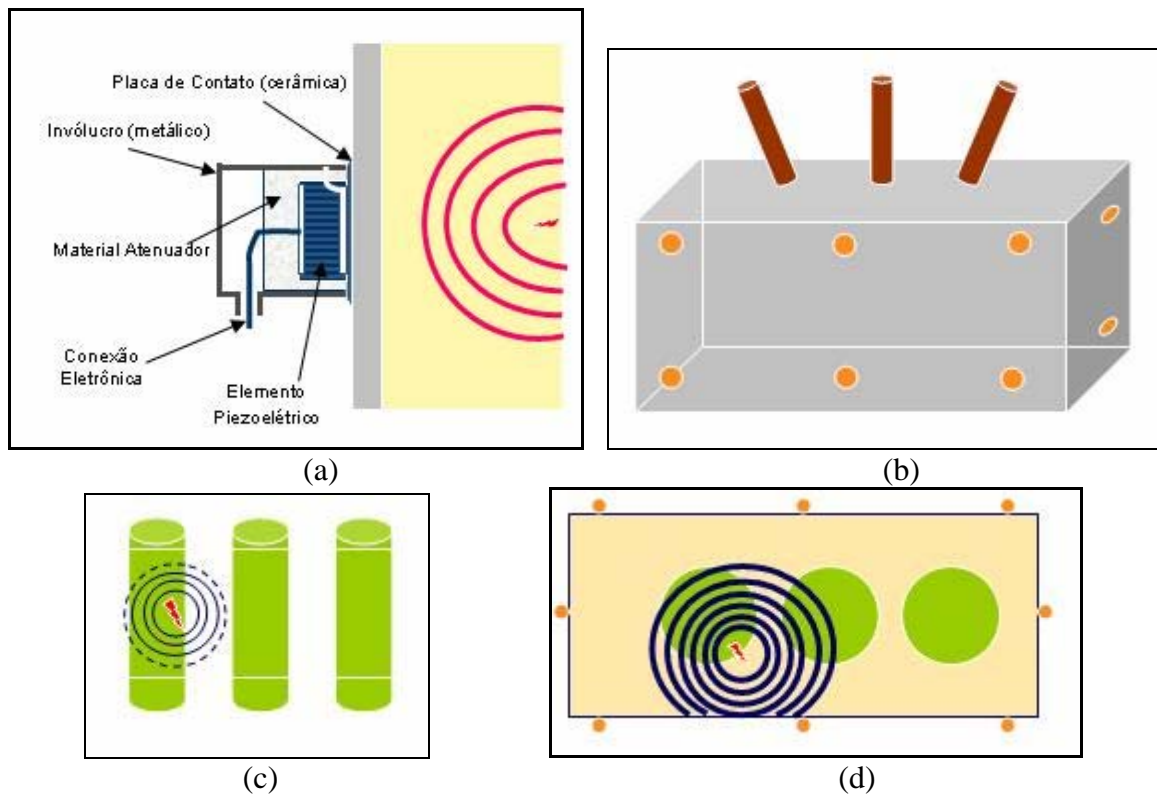
a) *Método óptico ou visual*: a DP (externa ao equipamento) pode ser observada visualmente em ambientes escuros, após se “acostumar os olhos à escuridão”. O observador pode utilizar binóculos de grande alcance, se necessário e alternativamente, sendo que registros fotográficos ultra-rápidos podem ser feitos juntamente com o uso de intensificadores de imagem (22);

b) *Método químico*: a presença de DP's em óleo ou equipamentos com isolantes a gás é detectada, pela análise da decomposição de produtos dissolvidos no óleo ou no gás. Esses produtos se acumulam durante operações prolongadas e a análise química pode também ser usada para estimar a degradação do isolamento causada pela ocorrência de DP's (22);

c) *Método da tensão de rádio interferência (TRI)*: é baseado no fato de que DP's geram ondas eletromagnéticas na forma de interferência estática. O receptor é calibrado em micro-volts para medir o valor do sinal de entrada. Este método não é adequado para localizar fisicamente, dentro do equipamento, o local onde ocorrem descargas e sim para quantificar o valor das descargas. A medição de TRI é usada tanto em equipamentos de alta tensão como em linhas de transmissão. Nos equipamentos, os sinais de descarga são detectados através de uma resistência, enquanto que em linhas de transmissão, a interferência em radiofrequência (RF) gerada pelas descargas é detectada usando-se uma antena (22);

d) *Método elétrico*: essa técnica faz com que o instrumento de detecção de descargas se torne parte do circuito elétrico, incluindo o equipamento onde as descargas estão ocorrendo, na ordem de pico Coulomb. Esse procedimento de medição é o mais utilizado em geradores, transformadores, cabos de alta tensão, capacitores, entre outros. Uma impedância para detecção do tipo RLC (resistiva, indutiva e capacitiva) ou RC (resistiva e capacitiva) pode ser usada, sendo a RLC para um modo de detecção de banda estreita de frequência e a RC para um modo de detecção de banda larga de frequência (22);

e) *Método acústico*: este método é utilizado por alguns fabricantes de transformadores durante os ensaios de produção, para detectar a localização das descargas parciais, antes que ocorram danos significativos. O método utiliza um conjunto de sensores acústicos de alta frequência, acoplados na parte externa do tanque, que são sensíveis aos sinais acústicos transientes, originários da estrutura, oriundos de descarga parcial ou arcos, mas é insensível a vibração e a ruídos genéricos (20). Esses sensores possuem uma alta sensibilidade para as faixas de frequência acima da faixa audível, e são usados para localizar descargas corona no ar. Transdutores piezoelétricos também podem ser usados para localizar descargas em subestações isoladas a gás (SIGs) ou em equipamentos imersos em óleo, como transformadores, como se vê na figura 2.6 (23). Esta técnica é a mais adequada para localizar pontualmente a ocorrência de descargas (em coordenadas x, y e z) em diversos equipamentos, como os transformadores de potência (22).



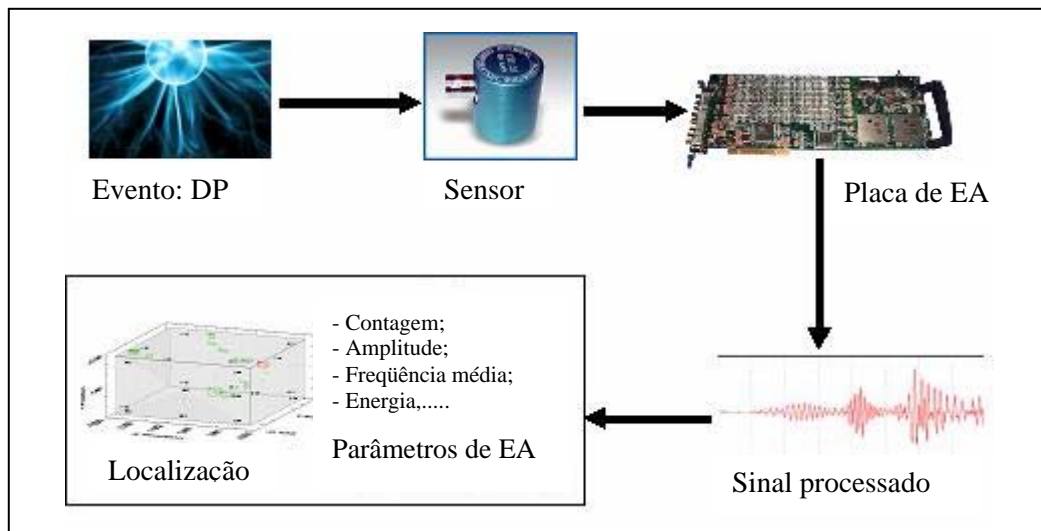
Fonte: PASA, 2005.

Figura 2.6 - Aplicação de sensores no transformador de potência: (a) transdutor de emissão acústica; (b) posicionamento dos sensores; (c) visualização interna do fenômeno; e (d) propagação da onda acústica.

O método acústico possui as seguintes vantagens:

- a) localiza os defeitos no transformador em operação;
- b) reduz os gastos com intervenções desnecessárias nos transformadores;
- c) diminui o número de interrupções de serviço por falhas e por defeitos em transformadores de potência;
- d) apresenta diagnóstico em menores escalas de tempo.

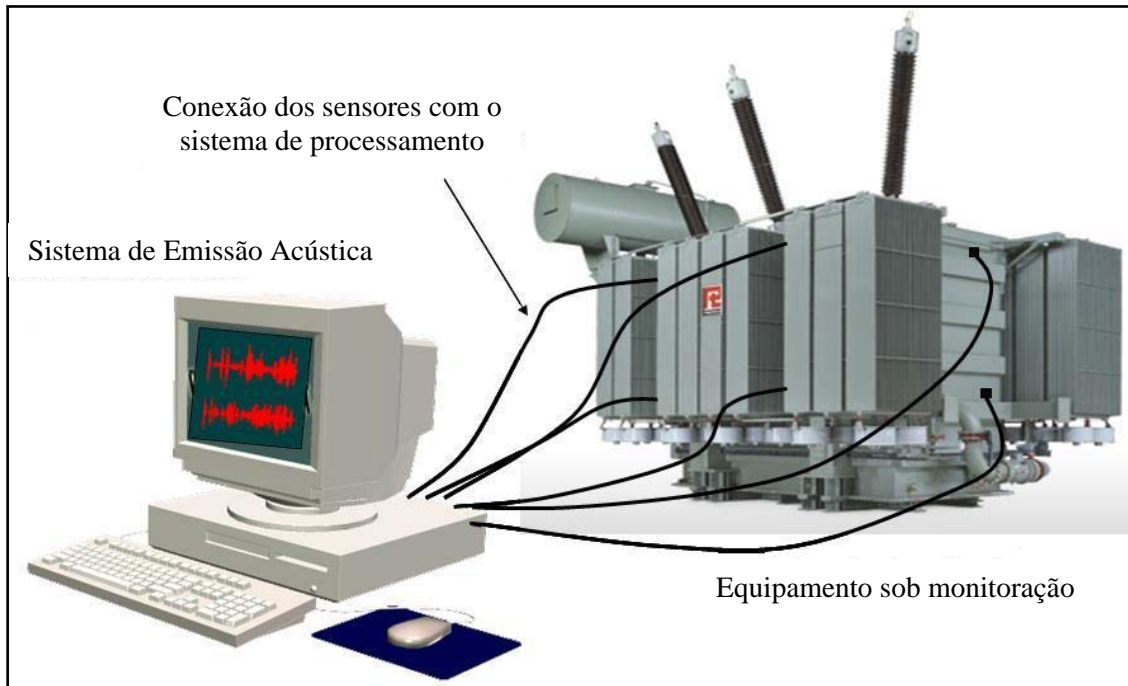
A principal limitação do método é a natureza complexa da estrutura interna do transformador e, portanto, da propagação das ondas acústicas em seu interior. As frentes de onda sofrem inúmeras reflexões e refrações nos objetos internos ao tanque, podendo levar a ruído devido ao percurso das ondas acústicas e a vibração do equipamento. Normalmente, os resultados dessas perdas são a atenuação; a distorção e a inserção de ruído no sinal, principalmente de baixa frequência (21). A figura 2.7 (23) mostra a seqüência da aplicação do processamento de sinais.



Fonte: PASA, 2005.

Figura 2.7 - Processamento dos sinais.

Cada descarga parcial que ocorre dentro de um transformador produz um pulso de onda mecânica que se propaga, através do óleo ou gás, até a superfície externa do equipamento. A energia mecânica é detectada através de sensores piezoelétricos instalados na superfície externa, que convertem a energia mecânica em sinais elétricos. Os sinais provenientes das descargas parciais são coletados e analisados com auxílio de uma instrumentação de múltiplos canais. O tempo de chegada dos sinais, contagens, energia e amplitude são processadas pela instrumentação para a análise das severidades das DP's detectadas. Sendo assim, com a utilização dos sensores e de um *software* é possível a localização em três dimensões da fonte de emissão da DP dentro do volume do transformador de potência (23). A figura 2.8 (23) ilustra como é feito a interconexão do sistema de Emissão Acústica (EA), com o equipamento sob monitoração.



Fonte: PASA, 2005.

Figura 2.8 - Interconexão do sistema EA com o transformador de potência.

2.5.5 Análise de resposta em frequência

A técnica de análise de resposta em frequência tem sido utilizada em transformadores de potência, por ser um método não-destrutivo e não-invasivo, podendo ser usado sozinho para identificar danos em enrolamentos ou como complemento a outros métodos como o fator de potência do isolamento, a análise cromatográfica de gases dissolvidos em óleo isolante e o ensaio de medição de impedância (24)(25).

A aplicação desta técnica em fases distintas, ao longo da vida do transformador, é capaz de identificar possíveis alterações geométricas dos enrolamentos, causadas por esforços eletromecânicos devido aos curtos-circuitos que ocorrem ao redor das subestações onde o equipamento encontra-se instalado. Uma causa comum refere-se à falha fase-terra resultante de uma descarga atmosférica. As possíveis alterações geométricas dos enrolamentos são cumulativas, ou seja, deslocamentos geométricos podem ocorrer ao longo da vida útil do transformador, sem que seja caracterizado um defeito. Assim, o transformador permanece em operação até que esta condição ocasione uma falha em seu dielétrico (24)(25)(26).

Outro aspecto relevante diz respeito ao transporte do equipamento que pode estar sujeito as vibrações excessivas devido, por exemplo, à precariedade das rodovias ou mesmo quedas ou “trancos” nas operações de carga e descarga. E, estas situações, nem sempre, são reavaliadas antes de por o equipamento em operação (24).

Resumidamente, a técnica de análise de resposta em frequência detecta os seguintes problemas nos transformadores (26): aterramento do núcleo; movimento do núcleo; espiras em curto ou enrolamentos abertos; deformação dos enrolamentos; quebra ou perda das estruturas de armação.

A medição da resposta em frequência é realizada aplicando-se uma forma de onda de um volts (1V) que varia em frequência, numa faixa de 10Hz a 20MHz, em um dos enrolamentos do transformador de potência, medindo-se a transferência deste sinal para o outro enrolamento, e caracterizando uma medição da relação de transformação em frequências distintas (26).

O instrumento utilizado para a realização da medição da resposta em frequência deve comparar o sinal de entrada com o de saída, e calcular a atenuação e deslocamento de fase para todas as frequências. Assim, ao se completar determinado teste, os dados da resposta de frequência são representados graficamente. Utilizando-se ferramentas para aproximação e para a visualização simultânea - representação gráfica e visualização de dados - permite-se verificar e analisar os resultados obtidos. Normalmente, os *softwares* de análise devem fornecer a comparação das representações gráficas obtidas por meio de cálculo da correlação ponto a ponto entre duas características distintas e por fim, gerar relatórios (26).

Portanto, devido à importância dos transformadores de potência para o sistema elétrico, o seu monitoramento por meio das técnicas preditivas de manutenção deve ser constante e aperfeiçoado, de acordo com as tecnologias existentes, como apresentado neste capítulo.

Capítulo 3:

Falhas e defeitos ocorridos em transformadores de potência de 34,5kV a 230kV, no período de 1979 a 2007

3.1 Introdução

Neste capítulo é apresentado o estudo sobre as interrupções devido às falhas e aos defeitos ocorridos em transformadores de potência, de 34,5kV, 69kV, 138kV e 230kV do sistema elétrico da Celg (de grande abrangência no setor elétrico do Estado de Goiás), referente ao período de 1979 a 2007.

O desenvolvimento da planilha eletrônica, a partir de fichas técnicas (em meio impresso, referente aos últimos vinte oito anos), é utilizado para a caracterização das interrupções ocorridas devido às falhas e aos defeitos, que também serão detalhadas nos itens subseqüentes.

3.2 Transformador de potência

No desenvolvimento da planilha eletrônica de dados relativos ao estudo de interrupções por falhas e por defeitos, foi necessário relacionar as partes que compõem os transformadores de potência, organizando-as em blocos e sub-blocos, conforme é apresentado na figura 3.1, objetivando a caracterização dos pontos de interrupções encontrados nestes equipamentos em função destes mesmos blocos.

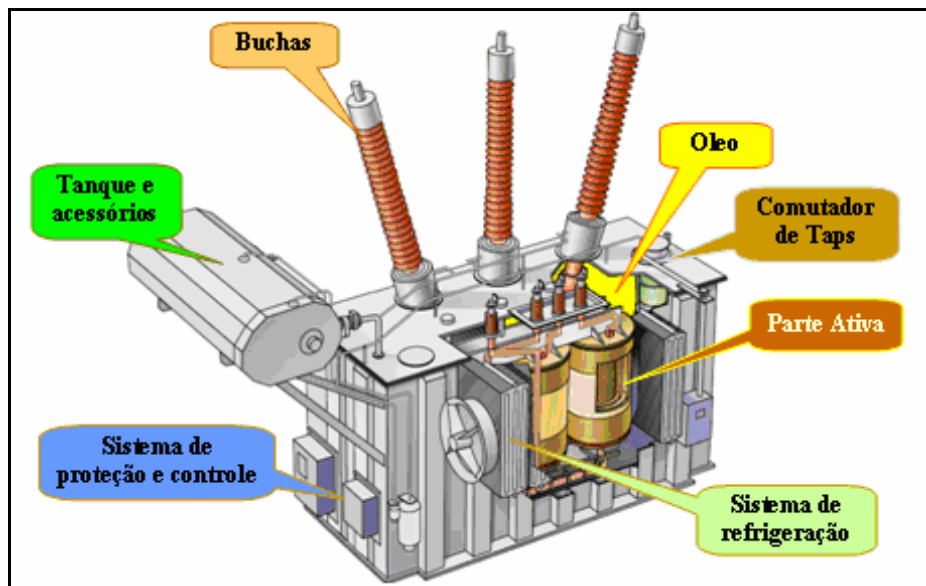


Figura 3.1 - Subdivisão do transformador de potência em blocos.

As partes que compõem os transformadores de potência, organizando-as em blocos, foram subdivididas, objetivando detalhar os locais onde as falhas e os defeitos podem ocorrer, com maior incidência, tais como:

- a) parte ativa:
 - enrolamento;
 - núcleo.
- b) buchas:
 - buchas;
 - TC's de bucha.
- c) comutadores de derivações:
 - comutador:
 - CDC – Comutador de Derivação em Carga;
 - CDST – Comutador de Derivação sem Tensão.
 - seletora;
 - pré-seletora.
- d) sistema de refrigeração:
 - ventiladores;
 - radiadores;
 - óleo.
- e) sistema de proteção e controle:

- relé de pressão;
 - relé *Bucchholz* (de gás);
 - indicador de nível de óleo;
 - válvula de alívio;
 - termômetro do óleo;
 - termômetro do enrolamento;
 - relé diferencial;
 - chave de bloqueio;
 - outras proteções.
- f) tanque e acessórios:
- tanque;
 - tanque de expansão (conservador);
 - válvulas dos radiadores;
 - caixa terminal dos TC's de bucha;
 - registros;
 - flanges;
 - compartimento de sílica gel;
 - tubulação de óleo;
 - dispositivo para coleta de gás do relé;
 - janela de inspeção;
 - janela de visita.
- g) óleo (sistema isolante).

3.3 Metodologia aplicada

3.3.1 Dificuldades encontradas

No desenvolvimento da planilha eletrônica foi necessária a realização de pesquisas associadas tanto a *softwares* como também a registros e fichários (impressos) da empresa.

Cabe ressaltar que, este trabalho apresentou inúmeras dificuldades, tais como: interpretação de dados em fichários e registros localizados na oficina da empresa; entrevistas

com os funcionários, devido à falta de conteúdo nas fichas, programas e registros; processo de filtragem no *software* para a localização de informações das interrupções; falta de informações suficientes nos registros para uma caracterização confiável do estudo; dentre outros.

A seguir são apresentadas as fontes em que foram feitas as pesquisas de interrupções de serviço por defeito e por falha de transformadores de potência.

3.3.2 Programa e registros do Setor de Engenharia de Manutenção

Para a realização do estudo de interrupções de serviço por falhas ou por defeitos ocorridos nos transformadores de potência, foi necessário pesquisar os dados no *software* “Controle de Equipamentos Elétricos de Alta Tensão” (27). O *software* possui duas vertentes: uma delas é o EQP1 e a outra é o LABO.

A primeira, o EQP1, permite consultas às características cadastrais de todos os equipamentos - construtivas e elétricas -, bem como a todas as movimentações (informadas ao sistema) realizadas com os equipamentos. Então, utilizando-se o *software* supracitado, foi realizada uma primeira filtragem das interrupções de serviço dos transformadores. Para realizá-la, foi necessário selecionar primeiramente alguns termos para a pesquisa. Os termos utilizados são apresentados na tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Termos utilizados para a filtragem no *software* (EQP1).

Arquivos do EQP1	
Termos pesquisados	Relação
FALH	FALHA, FALHOU
DEFEIT	DEFEITO, DEFEITUOSO
ESTOUR	ESTOURO
QUEIM	QUEIMA, QUEIMOU, QUEIMADO
CARBONIZ	CARBONIZAÇÃO,
DESCARG	DESCARGA ELÉTRICA
EXPLO	EXPLODIU, EXPLOÇÃO
SOBREAQ	SOBREAQUECIMENTO, SOBREAQUECEU
SOBRECARG	SOBRECARGA
TRINC	TRINCAS, TRINCADO, TRINCOU
ATIVA	PARTE ATIVA

Tabela 3.1 (continuação) - Termos utilizados para a filtragem no *software* (EQP1).

Arquivos do EQP1	
Termos pesquisados	Relação
QUEB	QUEBRA,QUEBROU,QUEBRADO
BUCHA	BUCHA, BUCHAS
RETID	RETIRADO, RETIDO
ISOLA	ISOLAMENTO, ISOLAÇÃO
CURTO	CURTO-CIRCUITO
CORRE	CORRETIVA, CORREÇÃO
CROMATO	CROMATOGRAFIA,CROMATOGRAMA
DESGAST	DESGASTE, DESGASTES
DANIF	DANIFICOU,DANIFICADO

A outra vertente do *software* é o LABO, que permite que se consultem os resultados dos seguintes ensaios de análise de óleo isolante: cromatografia e físico-químicos. Um procedimento de filtragem, semelhante ao descrito anteriormente para o EQP1, foi seguido para a realização de pesquisa no LABO sobre os resultados de ensaios físico-químicos e de cromatografia de amostras de óleo de transformadores de potência. Os termos utilizados para a pesquisa estão apresentados na tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Termos utilizados para a filtragem no *software* (LABO).

Cromatografia	
Códigos	Significado
C	RETIRADO POR CROMATOGRAFIA
Q	EQPTO QUEIMADO

Assim, após filtradas todas as interrupções de serviço, estas foram verificadas uma a uma, de modo a serem selecionadas como “interrupção por falha” ou “interrupção por defeito”. Vale ressaltar que, apesar da filtragem facilitar a pesquisa, esta apresenta também inúmeras dificuldades relacionadas, por exemplo, à interpretação dos dados registrados; à diferenciação da ocorrência (se foi ou não interrupção devido à falha ou defeito), à análise da confiabilidade dos registros, entre outras dificuldades.

Como comentado no capítulo 1, o estudo das interrupções nos transformadores de potência foi realizado tendo como recorte o período de 28 anos (de 1979 a 2007), devido à seleção de todos os dados de interrupções existentes e confiáveis nos arquivos da empresa.

3.3.3 Fichários do Setor de Oficina Eletromecânica

Além das pesquisas realizadas por meio do *software*, já citado anteriormente, também foi feito um estudo de interrupções de falhas e de defeitos dos transformadores por meio de uma pesquisa ao fichário de controle manual pertencente ao Setor de Oficina. Primeiramente, foram separadas, dentre todas as fichas de equipamentos nos quais a oficina já realizou manutenção, aquelas de interesse para este trabalho, ou seja, referentes aos transformadores. Em seguida, elas foram organizadas em ordem crescente de banco de dados e analisadas manualmente, uma a uma, extraindo-se todas as informações correlacionadas às interrupções por falhas e por defeitos. Após esta análise, os dados extraídos destas fichas foram digitalizados na planilha eletrônica do estudo de interrupções por falhas e por defeitos.

Cabe ressaltar que, neste processo de análise, houve também dificuldades para selecionar as interrupções nos transformadores de potência devido às falhas e aos defeitos, principalmente, pelo motivo de ser um processo manual, que não permite nenhum tipo de filtragem como feito no *software* analisado.

3.3.4 Composição da planilha eletrônica

No desenvolvimento da planilha eletrônica, utilizada para caracterizar o estudo de interrupções de serviço por falhas e por defeitos em transformadores de potência, foi necessário dividir a planilha detalhadamente, de modo que se permitisse fazer a análise estatística destas interrupções. É interessante observar que, esta planilha foi detalhada em todos os tópicos citados a seguir, permitindo apresentar os resultados, caracterizando todas as interrupções devido às falhas e aos defeitos.

A planilha eletrônica desenvolvida foi composta pelos seguintes itens:

- a) características cadastrais (código do equipamento, fabricante, ano de fabricação, número de série);
- b) características construtivas (quantidade de derivações, número de enrolamentos, número de fases, classe de temperatura, sistema de preservação do óleo, tipo de resfriamento, volume do óleo, tipo de comutação);

- c) características elétricas (potência nominal, classe de tensão, corrente nominal, tipo de ligação);
- d) caracterização da interrupção (tipo de interrupção, data da interrupção e local da interrupção);
- e) proteções atuadas (relé de distância, relé de religamento em circuito de corrente alternada, relé de frequência, relé de sobretensão, relé de temperatura do óleo, relé de pressão, relé *Bucchholz*, relé de sobrecorrente, relé diferencial, relé de bloqueio, válvula de alívio, nível de óleo, termômetro do óleo e termômetro do enrolamento);
- f) ensaios de amostras de óleo (cromatográficas e/ou físico-químicos);
- g) pontos de interrupção de falha ou de defeito do transformador.

Observa-se que os pontos de interrupção de falha e de defeito foram caracterizados em função dos blocos e suas subdivisões, conforme já citados no início deste capítulo. Assim, ao término deste estudo, a planilha de dados foi disponibilizada à concessionária, como parte de um banco de dados de interrupções de falhas e de defeitos relativos ao período estudado, de modo que este trabalho contribua com pesquisas futuras.

No Apêndice A, encontra-se a ilustração de uma parte da planilha eletrônica desenvolvida neste estudo sobre as interrupções em transformadores de potência.

3.4 Resultados

Neste estudo foram registradas *549 interrupções de serviço*, no período de dezembro de 1979 a maio de 2007, ocorridas em um número de 255 transformadores e autotransformadores (trifásicos ou bancos trifásicos), ou seja, muitos dos equipamentos sofreram mais de uma ocorrência. Considerando na contagem as unidades de bancos trifásicos, individualmente, o número de equipamentos sobe para 265, havendo, diante disto, diferença de 10 unidades monofásicas a mais, sendo uma de 138kV e nove de 230kV. Assim, embora tivessem existido ocorrências em 30 unidades monofásicas de bancos, estas perfazem apenas 20 bancos trifásicos, daí a diferença de 10 na contagem.

Na tabela 3.3 são mostradas, de forma resumida, as quantidades de equipamentos, observadas as faixas de potências trifásicas nominais destes, escalonadas por tensão nominal.

Tabela 3.3 - Quantidades de equipamentos por faixa de potência trifásica nominal e por tensão nominal.

Tensão nominal	Número total de equipamentos (trifásicos e bancos)	Potência trifásica (MVA)	
		Menor	Maior
34,5kV	106	0,15	12
69kV	79	1	20
138kV	53	7	62,5
230kV	17	36	150
Total	255		

Assim, observa-se, na tabela 3.3, que o intervalo de potências nominais dos equipamentos abordados neste trabalho pode ser resumido de 0,15MVA a 150MVA. E dos 255 equipamentos e bancos trifásicos, foram verificados 38 valores de potências diferentes.

Quanto à categorização dos transformadores como sendo de potência ou de distribuição, vale salientar que a norma brasileira NBR 5440/1999 estabelece como sendo transformadores de distribuição “aqueles pertencentes às classes de tensão de 15kV e 36,2kV até a potência de 300kVA”, subentendendo-se que transformadores com potência nominal acima deste valor sejam classificados como sendo de potência.

Apesar de o foco deste trabalho estar sobre os transformadores de potência, conforme já dito anteriormente, foram encontrados - no decorrer do levantamento do histórico de interrupções - 2 transformadores de 34,5kV de 150kVA e 2 transformadores de 34,5kV de 300kVA. E, para não se perder as informações, eles foram mantidos na planilha de dados. Salienta-se que dos 255 equipamentos registrados, apenas esses 4 apontados são transformadores de distribuição, os quais representam menos do que 2% do total de equipamentos.

Das interrupções de serviço dos transformadores e autotransformadores, no período considerado neste trabalho (de dezembro de 1979 a maio de 2007), certa quantidade foi devido a falhas e outra a defeitos, como se pode ver na tabela 3.4, atingindo um total de 549 interrupções neste período de 28 anos.

Tabela 3.4 - Número de interrupções dos equipamentos.

Interrupções por:	Número de interrupções (período de 28 anos)	Porcentagem (%)
Falhas	413	75,23
Defeitos	136	24,77
Total	549	100

A faixa de ano de fabricação dos equipamentos atingidos por interrupções de serviço por falha ou por defeito no período de 28 anos foi de 1957 a 2002.

A tabela 3.5 mostra o número total de equipamentos até julho de 2007, bem como o escalonamento deste número por tensão nominal de 34,5kV, 69kV, 138kV e 230kV. Cabe ressaltar que muitos equipamentos foram sucateados, e outros foram adquiridos no decorrer deste período de 28 anos, e, portanto, este fato foi levado em consideração nos resultados. Porém, estima-se que 10% do quantitativo de equipamentos apresentados nesta tabela estejam (ou estiveram) na reserva do sistema, conforme os critérios da empresa para transformadores de potência. Então, por uma questão estatística, os equipamentos monofásicos estão incluídos na tabela 3.5, individualmente, ao invés do banco trifásico, que foram cadastrados até julho de 2007¹.

Tabela 3.5 - Número total de equipamentos cadastrados até julho de 2007.

Número total de transformadores e autotransformadores de 1979 a 2007					Número total de:		
Ano	Tensão (kV)				Total no ano	Transformadores	Autotransformadores
	34,5	69	138	230			
1979	131	47	14	19	211	194	17
1980	137	54	21	23	235	210	25
1981	142	59	25	26	252	226	26
1982	154	63	26	30	273	246	27
1983	151	63	27	30	271	244	27
1984	168	64	27	33	292	265	27
1985	171	65	27	33	296	269	27
1986	190	69	30	33	322	295	27
1987	201	74	33	33	341	314	27
1988	215	82	36	33	366	338	28
1989	215	82	36	33	366	338	28
1990	216	82	38	34	370	342	28
1991	240	82	38	34	394	366	28
1992	243	95	44	34	416	388	28
1993	263	100	47	34	444	416	28
1994	268	108	57	39	472	441	31
1995	275	117	60	40	492	460	32
1996	300	117	62	46	525	489	36
1997	308	119	64	46	537	501	36
1998	304	125	73	47	549	512	37
1999	310	137	73	47	567	530	37
2000	312	139	73	47	571	534	37
2001	322	140	73	48	583	546	37

¹ O último transformador cadastrado no sistema foi fabricado em 2006.

Tabela 3.5 (continuação) - Número total de equipamentos cadastrados até julho de 2007.

Número total de transformadores e autotransformadores de 1979 a 2007					Número total de:		
Ano	Tensão (kV)				Total no ano	Transformadores	Autotransformadores
	34,5	69	138	230			
2002	323	140	73	48	584	547	37
2003	326	142	73	52	593	556	37
2004	335	142	76	52	605	567	38
2005	381	147	81	53	662	624	38
2006	382	149	82	53	666	627	39
2007	382	149	82	53	666	627	39

Observa-se que, um dos componentes (blocos) que muito contribuíram para as interrupções de serviço dos transformadores foi o de sistema de proteção, quer seja por falhas no próprio sistema de proteção (relés, medidores, fiação, etc.), ou por falha humana (*trip*² acidental) ocorrida na operação ou na manutenção destes dispositivos. Assim, destaca-se que as interrupções devido ao sistema de proteção são aquelas que levaram o transformador a ser retirado de operação por motivo de atuação indevida destes dispositivos.

O estudo de interrupções de falhas devido ao sistema de proteção já existente no setor, com dados relativos ao período de 08/02/1996 a 15/04/2004, sendo que tais dados também são apresentados neste trabalho. Assim, o motivo de ser um período diferente do analisado deve-se à dificuldade de adquirir e de interpretar os dados sobre interrupções de serviço, devido ao sistema de proteção ou falha humana.

Para poder comparar as interrupções devido à proteção (dados de 1996 a 2004) com aquelas devido a outros componentes dos transformadores, sem comprometer o resultado dos cálculos estatísticos, filtrou-se do estudo realizado para o período de 1979 a 2007 as interrupções de serviço ocorridas nos transformadores para o mesmo período, ou seja, de 1996 a 2004.

Embora todas as ocorrências envolvendo sistema de proteção, consideradas neste trabalho, tenham levado a interrupções de serviço dos transformadores, é importante ressaltar que algumas delas são relativas às proteções não inerentes do equipamento, tais como: relé de distância, relé de frequência, relé de sobretensão, relé de sobrecorrente. E, os outros casos são relativos às proteções inerentes dos equipamentos, como por exemplo, relé de temperatura do óleo, relé de pressão, relé *Bucchholz* (gás), relé diferencial, relé de bloqueio, válvula de alívio, nível de óleo, termômetro do óleo e termômetro do enrolamento.

² Sinal de desarme enviado a dispositivo de manobra como, por exemplo, o disjuntor.

Na tabela 3.6 é apresentado o número de interrupções por falhas e por defeitos dos equipamentos no período de 08/02/1996 a 15/04/2004, tendo-se obtido um número total de 366 interrupções. Estes números foram utilizados neste trabalho na realização das análises envolvendo sistemas de proteção.

Tabela 3.6 - Número de interrupções por falhas ou por defeitos dos equipamentos.

Interrupções de serviço		
Falhas	Defeitos	Total
298	68	366

No Apêndice B é apresentado um diagrama orientativo dos gráficos com os resultados que são apresentados nos itens subsequentes.

3.4.1 Interrupções de serviço, no período de 08/02/1996 a 15/04/2004, considerando o sistema de proteção.

A figura 3.2 apresenta o percentual de interrupções em transformadores e autotransformadores *versus* componentes, considerando-se as interrupções de serviço ocorridas devido ao sistema de proteção, no período de 08/02/1996 a 15/04/2004.

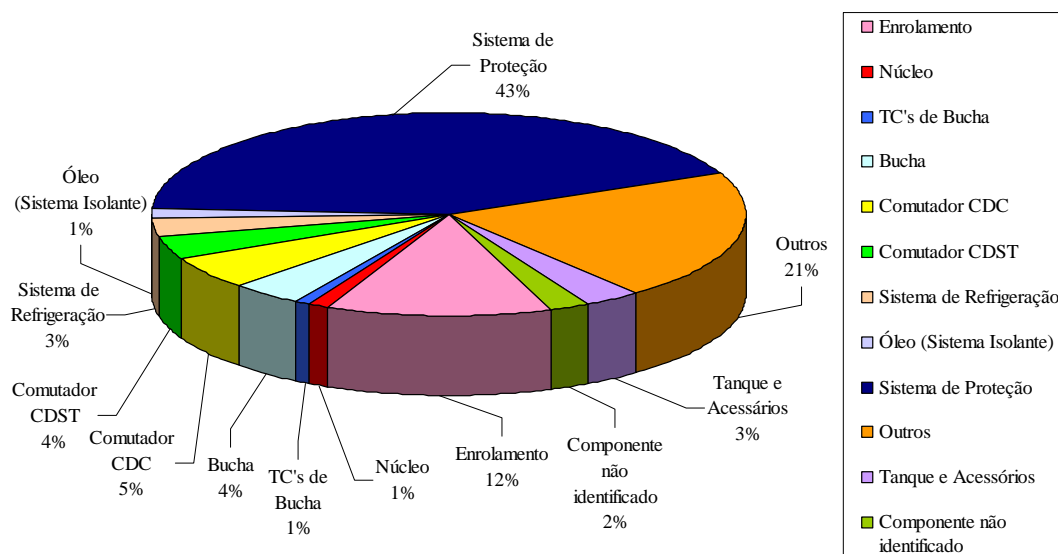


Figura 3.2 - Interrupções em transformadores e autotransformadores *versus* componentes, considerando sistema de proteção.

Observa-se, na figura 3.2, que as interrupções devido ao sistema de proteção atingiram 43% do total de interrupções. E que, do total de interrupções devido ao sistema de proteção, 10,84% são devido às proteções não inerentes ao equipamento (relé de distância, relé de religamento em circuito de CA, relé de frequência, relé de sobretensão, relé de sobrecorrente). Enquanto que, 89,16% do total, são devido às proteções inerentes dos equipamentos (relé de temperatura do óleo, relé de pressão, relé *Bucchholz*/gás, relé diferencial, relé de bloqueio, válvula de alívio, nível de óleo, termômetro do óleo e termômetro do enrolamento).

Cabe ressaltar que, embora seja elevado o valor percentual de interrupções atribuídas às atuações indevidas do sistema de proteção, não se pode concluir que este não seja eficiente. E, diante disso, sugere-se, para trabalhos futuros, uma análise sobre a eficiência do sistema de proteção dos transformadores de potência e do item identificado como “outros”, apresentado nas figuras 3.2 e 3.3, que não referem-se ao foco deste trabalho.

Na figura 3.3 é apresentada a quantidade, em valores absolutos, de interrupções em transformadores e autotransformadores *versus* componentes, considerando-se o sistema de proteção como sendo não inerente aos equipamentos.

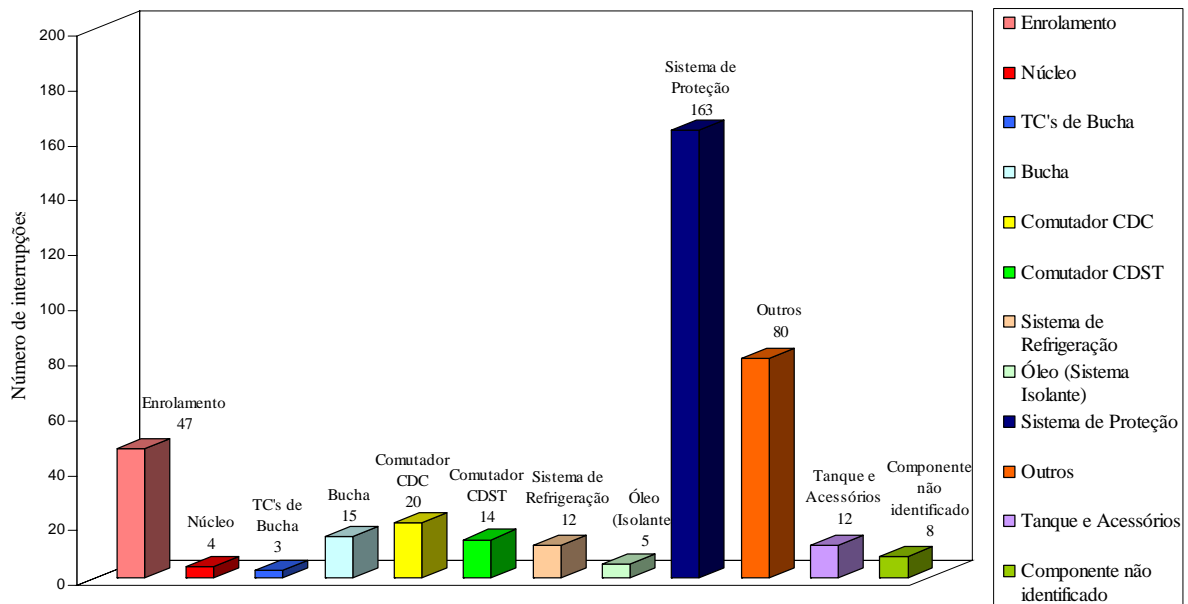


Figura 3.3 – Quantitativo de interrupções em transformadores e autotransformadores *versus* componentes, considerando o sistema de proteção.

Observa-se que, do total das interrupções atribuídas ao sistema de proteção, 10,84% são devido às proteções não inerentes ao equipamento, enquanto que 89,16% são devido às

proteções inerentes aos equipamentos. Verifica-se também na figura 3.3, com exceção do item sistema de proteção e do item “outros”, que os componentes que apresentaram maiores números de interrupções foram, respectivamente, os enrolamentos, os comutadores e as buchas.

3.4.2 Interrupções de serviço, não considerando o sistema de proteção, no período de 09/12/1979 a 25/05/2007.

3.4.2.1 Evolução da quantidade de transformadores e de autotransformadores

Na figura 3.4 é apresentada a evolução da quantidade de transformadores e autotransformadores, por ano e por classe de tensão.

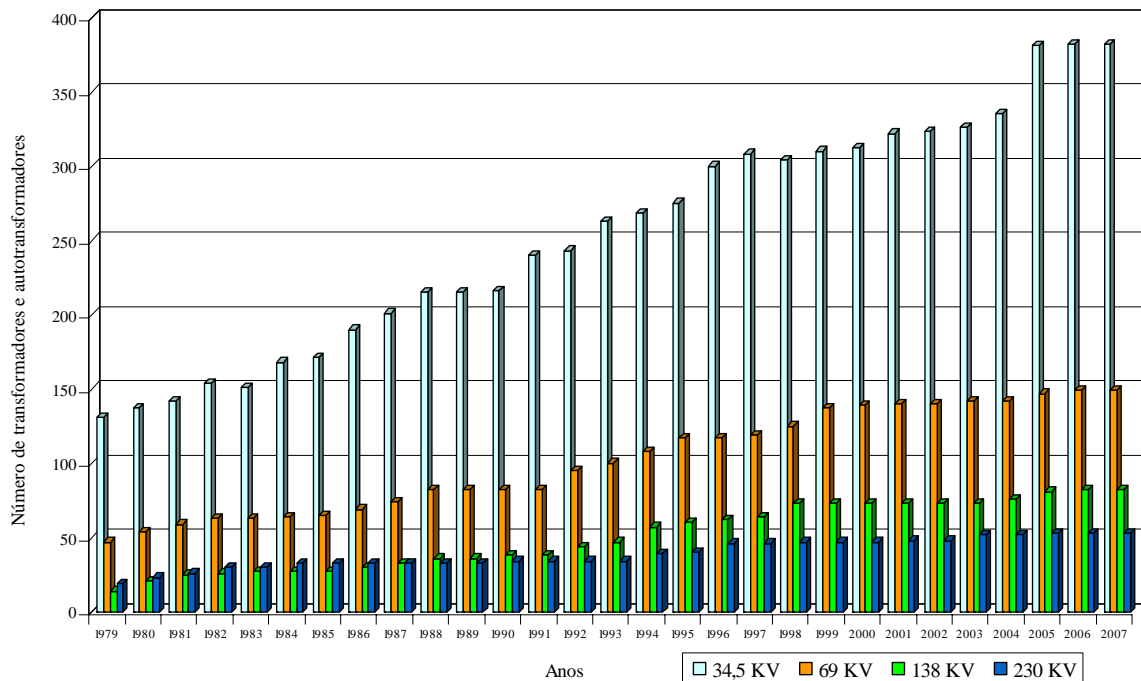


Figura 3.4 - Número de transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão.

A figura 3.4, desta forma, ilustra os números absolutos da tabela 3.5, referentes aos transformadores e aos autotransformadores, pertencentes às classes de tensão de 34,5kV, 69kV, 138kV e 230kV, na qual se observa que houve um crescimento do número de equipamentos no decorrer dos anos. Ressalta-se que, neste estudo, foi levado em consideração

o fato de que muitos equipamentos foram sucateados e outros foram adquiridos no decorrer deste período de 28 anos.

3.4.2.2 Percentual de transformadores e autotransformadores por tempo de uso

A figura 3.5 apresenta o número de transformadores e autotransformadores por ano e por idade (tempo de uso do equipamento).

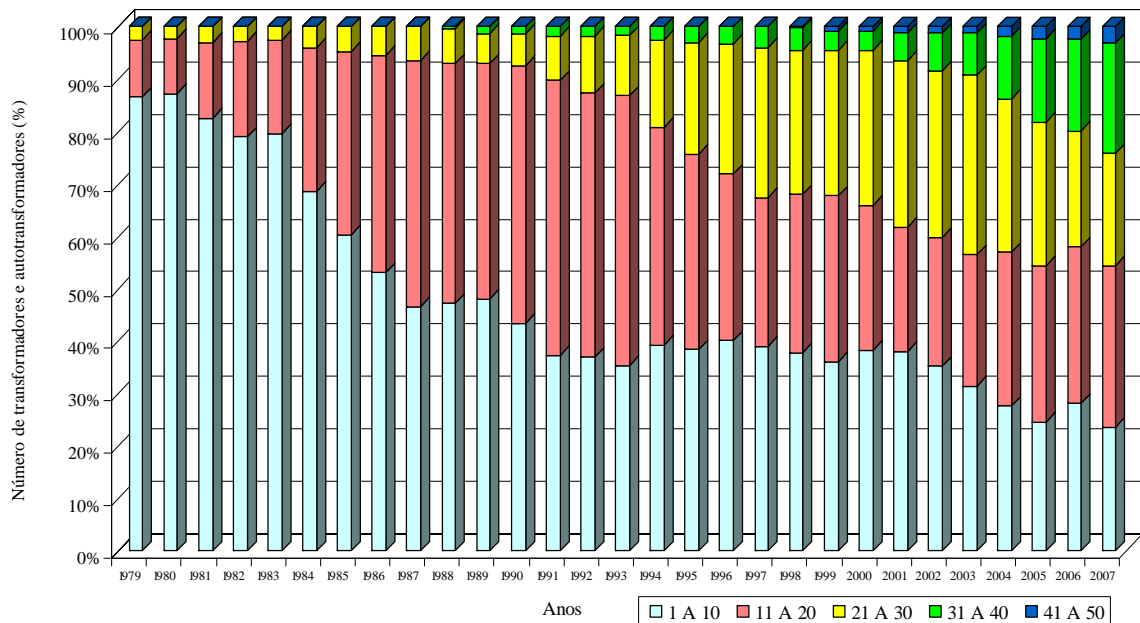


Figura 3.5 - Transformadores e autotransformadores por tempo de uso.

Observa-se, neste ponto, que a figura 3.5 representa o número de transformadores e autotransformadores por ano e por idade, verificando-se o envelhecimento progressivo destes equipamentos. Fica em evidência que o número de equipamentos na faixa de idade de 1 a 10 anos vai, proporcionalmente, diminuindo no decorrer dos anos, e, de modo contrário, fica explícito que o número dos equipamentos nas outras faixas de idade vai, proporcionalmente, aumentando.

Cabe ressaltar que, no ano de 2007, 76,4% dos equipamentos tem mais de dez anos de idade, 45,6% tem mais de 20 anos, 24,2% tem mais de 30 anos e 3,2% tem mais de 40 anos.

Diante disso, nota-se que apesar de haver reposição de equipamentos novos no sistema, esta não compensa a taxa de envelhecimento dos transformadores por ano.

3.4.2.3 Número de interrupções de transformadores e autotransformadores *versus* componentes

Observa-se na figura 3.6 o percentual de interrupções em transformadores e autotransformadores *versus* componentes.

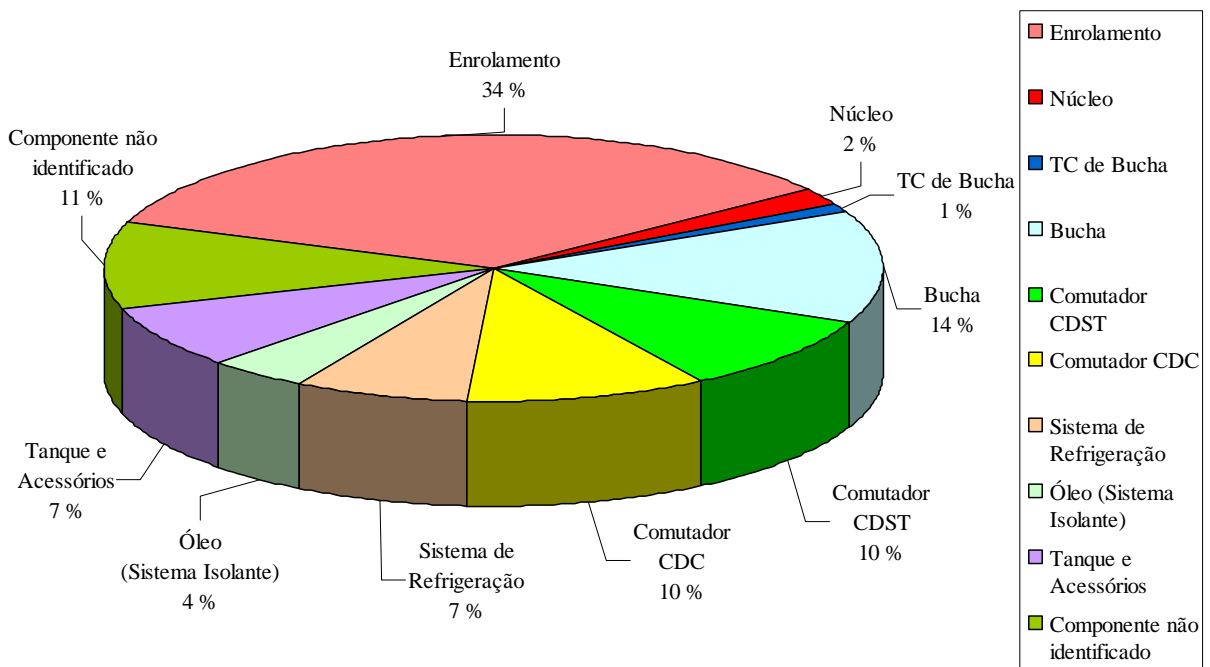


Figura 3.6 - Interrupções em transformadores e autotransformadores *versus* componentes.

A figura deixa nítido que os componentes mais atingidos foram os enrolamentos (34%), buchas (14%) e comutadores (20%), sendo 10% para o CDC e 10% para o CDST. Assim, as interrupções associadas a estes três componentes representam, juntas, 68% do total, e o item componente não identificado (11%) refere-se àqueles equipamentos dos quais não se obtiveram registros confiáveis e/ou exatos das ocorrências.

3.4.2.4 Número de interrupções de transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão

A figura 3.7 apresenta o número de interrupções de transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão. Destaca-se que não se observou nenhum registro de interrupção no ano de 1980, porém não é possível afirmar que realmente não houve interrupções ou que estas não foram registradas.

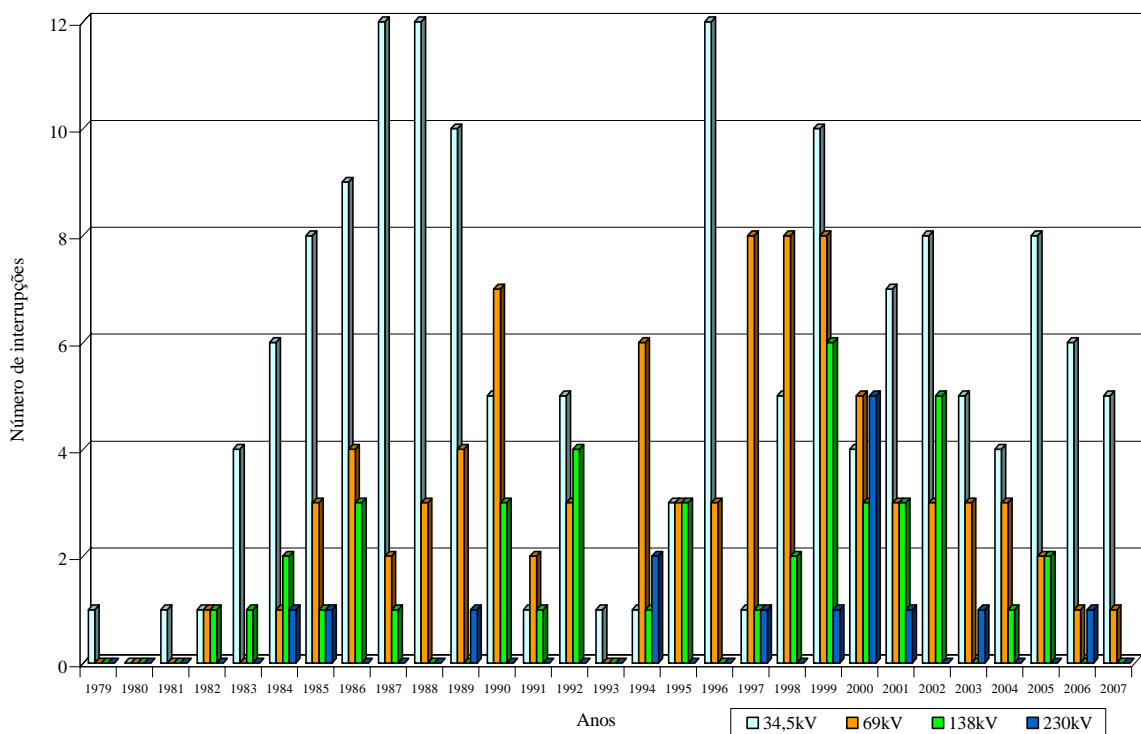


Figura 3.7 - Interrupções em transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão.

Na figura supracitada verifica-se a predominância do número de interrupções dos equipamentos de 34,5kV, que chegou a atingir até 12 interrupções ao ano, conforme era esperado devido ao fato do maior número de equipamentos ser pertencente a esta classe de tensão. Observa-se, também, que no período de 1983 a 1988 houve um crescimento acentuado no número de interrupções ocorridas em equipamentos de 34,5kV.

3.4.2.5 Taxas de interrupções de transformadores e autotransformadores ao longo do tempo

Com base nos dados da tabela 3.5, e utilizando a equação 3.1 (11), foram calculadas as taxas de interrupções dos equipamentos, uma vez que esta equação permite o cálculo da taxa para um número de equipamentos existentes em um período de um ano.

$$T_i = \frac{N_i}{N_e} \cdot 100 \quad (3.1)$$

Sendo:

- T_i : taxa de interrupções ocorridas no período de 1 ano [%]
- N_i : número de interrupções ocorridas no período de 1 ano
- N_e : número de equipamentos existentes no período de 1 ano

As taxas de interrupções em transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão podem ser observadas na figura 3.8.

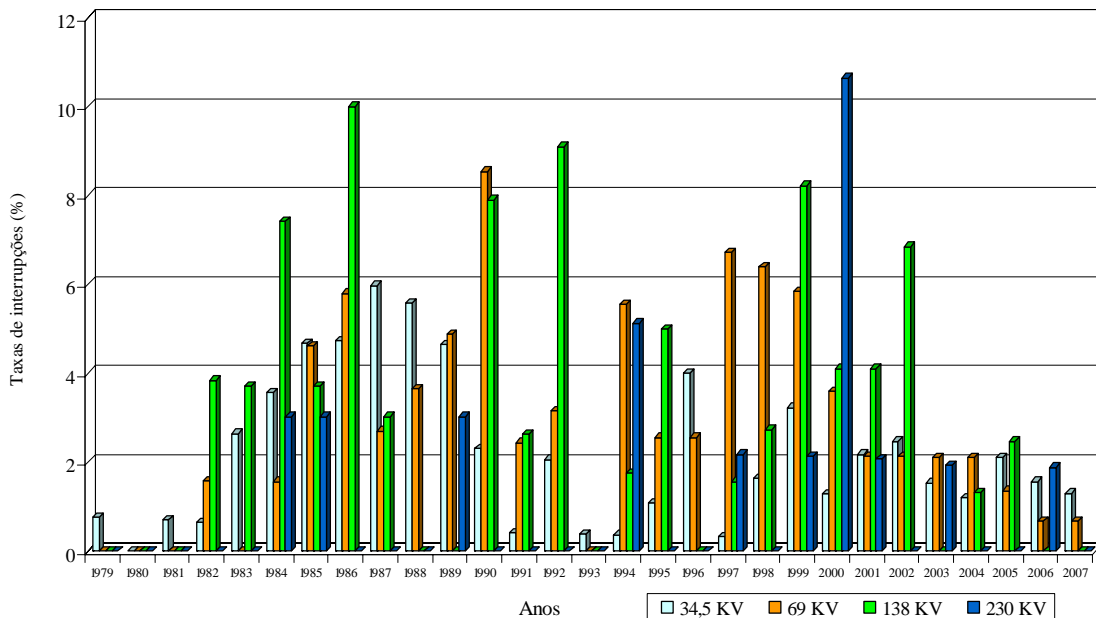


Figura 3.8 - Taxas de interrupções de transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão.

Verifica-se, sobretudo na figura 3.8, que a maior taxa de interrupções não chega a atingir 11%, e que as taxas elevadas para os equipamentos de 138kV e 230kV se justificam pelo menor número de equipamentos pertencentes a estas classes de tensão.

3.4.2.6 Número de interrupções em transformadores e autotransformadores por potência e por classe de tensão

A figura 3.9 apresenta o número de interrupções em transformadores e autotransformadores por potência e por classe de tensão, onde se observa um total de 38 valores de potências nominais diferentes.

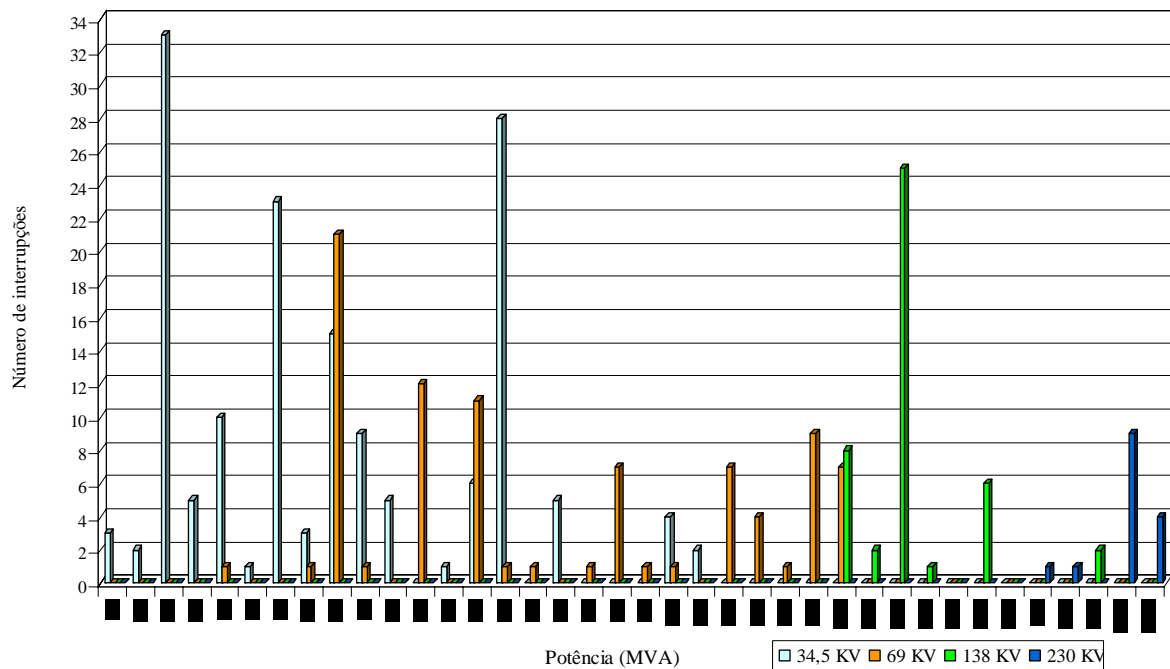


Figura 3.9 - Interrupções em transformadores e autotransformadores por potência e por classe de tensão.

Cabe ressaltar que, os transformadores e os autotransformadores monofásicos foram incluídos como integrantes de bancos trifásicos, e não individualmente. Então, na figura 3.9, observa-se que o maior número de interrupções em transformadores e autotransformadores ocorreu em equipamentos de 34,5kV, sendo o de maior número de ocorrências os de potência

de 0,5MVA, com 33 interrupções/ano. Quanto aos equipamentos de 138kV, é perceptível que o maior número de interrupções se deu nos de potência de 25MVA, com 25 interrupções/ano.

3.4.2.7 Número de interrupções em transformadores e autotransformadores detectadas pela cromatografia

A figura 3.10 apresenta a comparação do número de interrupções em transformadores e em autotransformadores que poderiam ter sido detectados pela cromatografia, com o número de interrupções que foram, efetivamente, detectadas por esta mesma técnica.

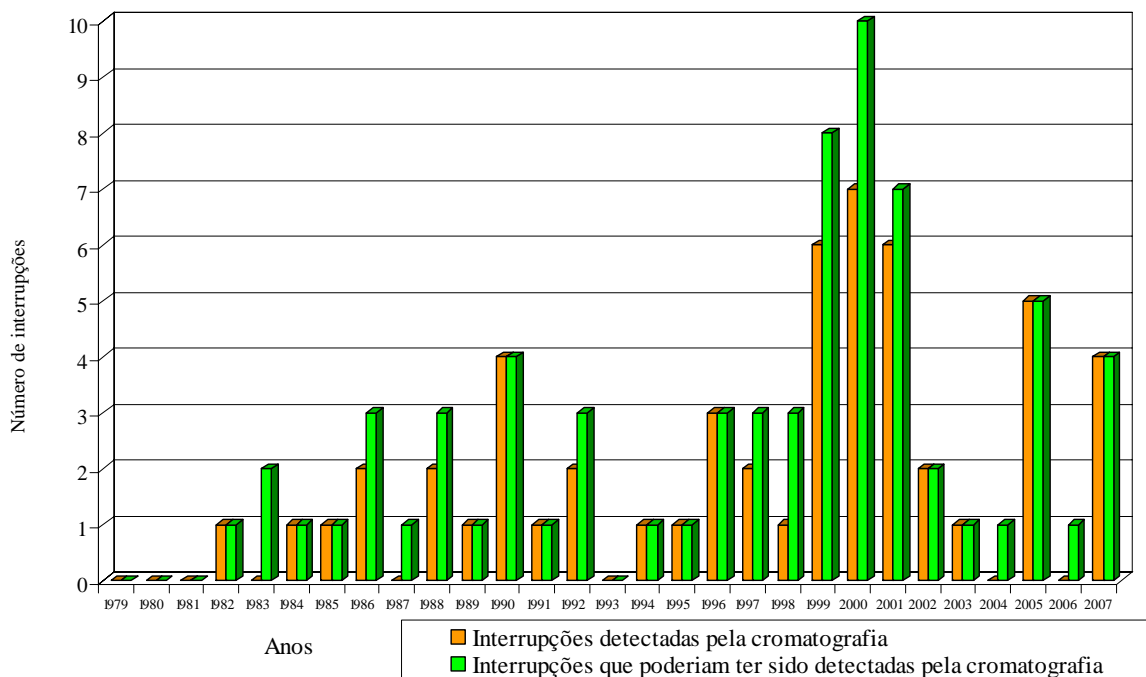


Figura 3.10 – Comparação do número de interrupções em transformadores e autotransformadores que poderiam ter sido detectados pela cromatografia com aqueles que foram efetivamente detectados.

Na figura 3.10 observa-se, por exemplo, no ano de 2007, a eficiência da técnica de cromatografia, que foi de 100%, ou seja, as interrupções que ocorreram neste ano foram todas detectadas pela técnica. Essa eficácia da técnica, também, pode ser verificada nos outros anos,

dispostos a seguir: 1982, 1984, 1985, 1989, 1990, 1991, 1994, 1995, 1996, 2002, 2003 e 2005.

Nas ocorrências apresentadas neste trabalho, somente foram consideradas as interrupções que continham informações confiáveis para o estudo, sendo, portanto, desconsideradas todas aquelas com informações duvidosas. Assim, foram selecionadas algumas interrupções nas quais as falhas incipientes dos equipamentos poderiam ter sido detectadas pela cromatografia. Desta forma, foram selecionadas 71 ocorrências para análise, e constatou-se que 54 destas foram detectadas previamente pela cromatografia, correspondendo a 76% do total, conforme ilustra a figura 3.10.

Entretanto, deve-se ponderar que a amostragem de óleo dos transformadores e autotransformadores para ensaios de cromatografia é feito num período determinado, em função da lógica do programa de controle de cromatografia e da especificidade de cada equipamento. Devido a isso, entre uma amostragem de óleo e outra, o equipamento pode sofrer impactos de descargas atmosféricas, curtos-circuitos externos, condições operativas adversas impostas aos mesmos, que podem disparar ou acelerar falhas incipientes e levar o equipamento a falhar antes da próxima reamostragem, mascarando a eficiência do sistema de cromatografia. Acrescenta-se a isso, a existência de alguns sistemas de proteção deficientes.

Logo, em função das explicações anteriores, estima-se que a eficiência da técnica de cromatografia, em si, esteja na realidade acima do valor constatado de 76%.

3.4.3 Interrupções de serviço devido aos defeitos, não considerando o sistema de proteção, no período de 09/12/1979 a 25/05/2007.

3.4.3.1 Percentual de defeitos em transformadores e autotransformadores *versus* componentes

A figura 3.11 apresenta o percentual de defeitos em transformadores e autotransformadores *versus* componentes, não considerando as interrupções devido às falhas e observando-se que o sistema de proteção - não inerente aos equipamentos - não faz parte do foco deste trabalho.

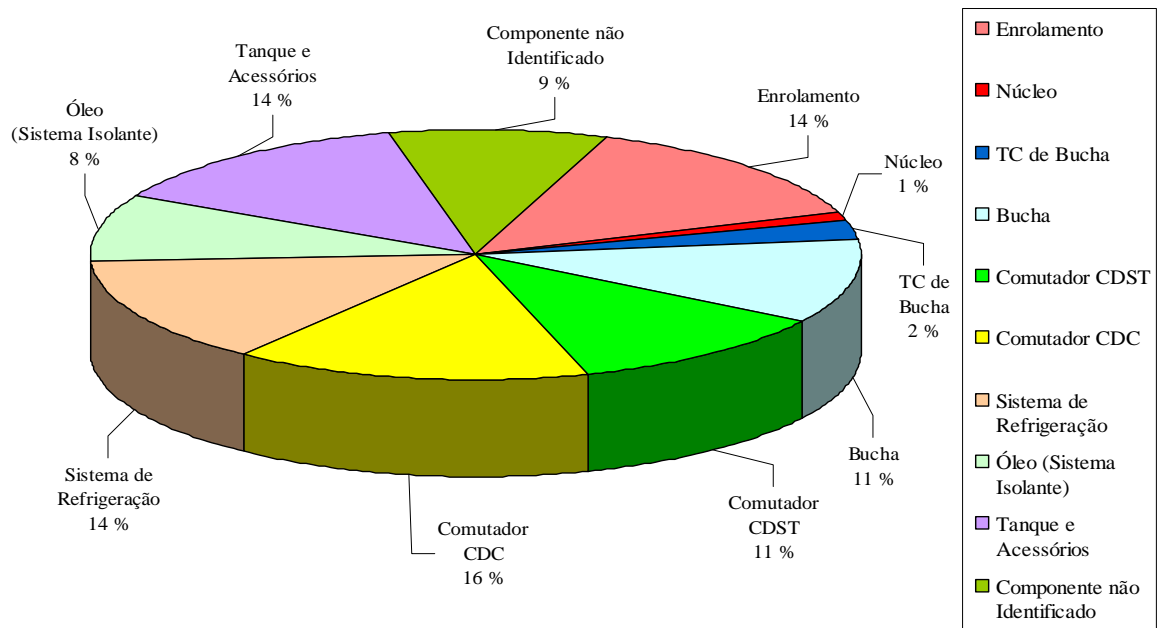


Figura 3.11 - Percentual de defeitos em transformadores e autotransformadores *versus* componentes.

Observa-se, na figura 3.11, que o componente que apresenta o maior número de defeitos é o comutador CDC (16%), e que os outros componentes mais atingidos foram os enrolamentos (14%), o sistema de refrigeração (14%), o tanque e os acessórios (14%), as buchas (11%) e o comutador CDST (11%). Então, o percentual de defeitos em comutadores, somados aos valores de CDC e CDST, corresponde a 27%.

3.4.3.2 Número de defeitos em transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão

A figura 3.12, neste ponto, refere-se ao número de defeitos de transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão.

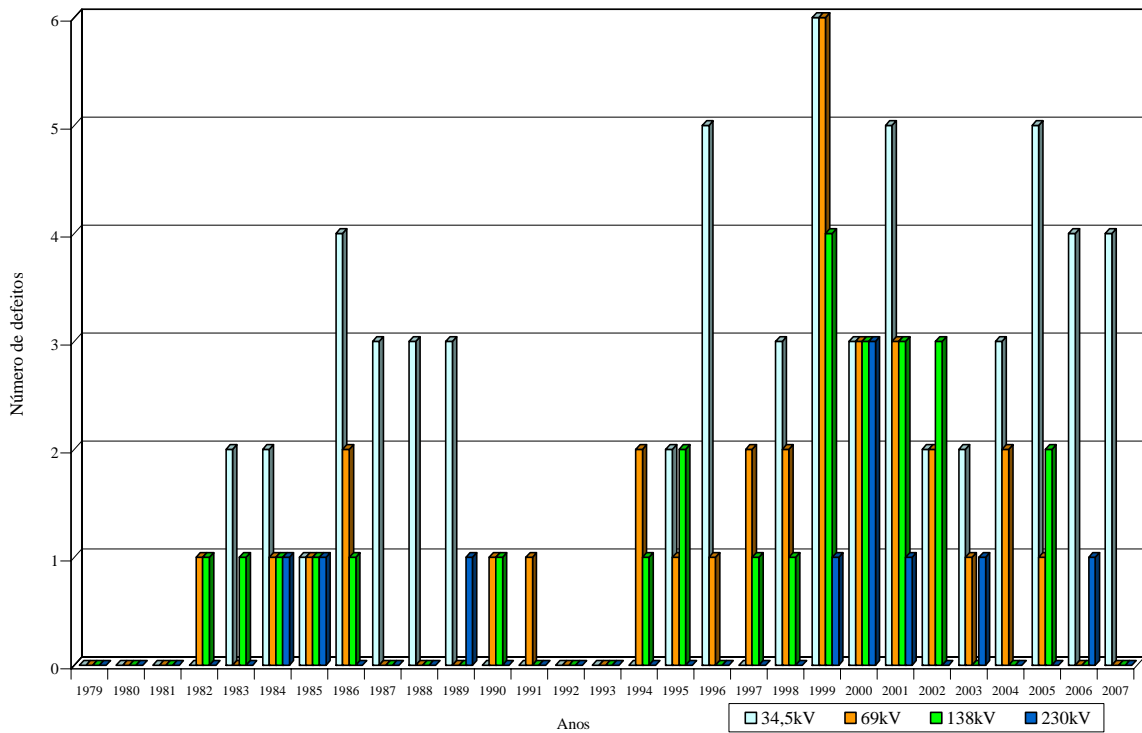


Figura 3.12 - Número de defeitos em transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão.

Verifica-se, na figura 3.12, que o ano de 1999 foi um ano atípico, comparado aos outros anos, por terem sido registradas 6 interrupções de serviço por defeito tanto para os equipamentos de 34,5kV, como para os de 69kV. Nos anos de 1996, 2001 e 2005 houve 5 interrupções por ano, para os equipamentos de 34,5kV, enquanto que nos outros anos, os valores ficaram abaixo de 3 interrupções por ano.

3.4.3.3 Taxas de defeitos em transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão

Na figura 3.13 são apresentadas as taxas de defeitos em transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão, calculadas conforme a equação 3.1.

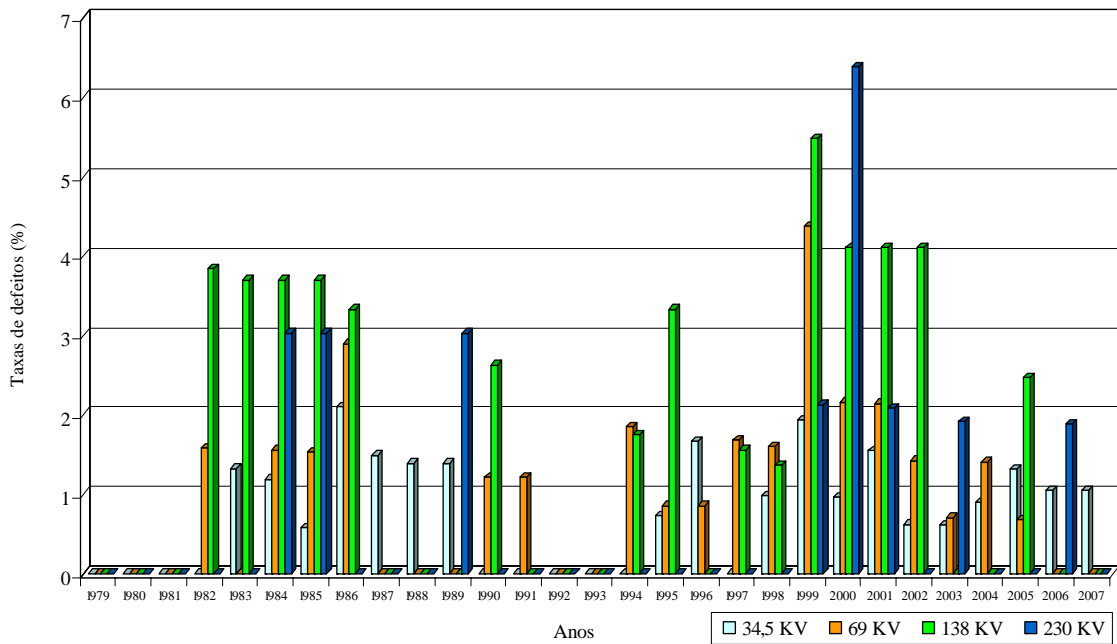


Figura 3.13 - Taxas de defeitos em transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão.

Observa-se, na figura 3.13, que a taxa de defeito foi no ano de 2000, e ocorreu em equipamentos de 230kV (6,38%), enquanto que a segunda maior taxa foi de 5,48%, no ano de 1999, para os equipamentos de 138kV. Assim, analisando-se, quantitativamente, as taxas elevadas para os equipamentos de 138kV e 230kV, se justifica o menor número de equipamentos pertencentes a estas classes de tensão.

3.4.3.4 Número de defeitos em transformadores e autotransformadores por potência e por classe de tensão

Na figura 3.14, por sua vez, encontra-se o número de defeitos em transformadores e autotransformadores - escalonados por potência e por classe de tensão -, onde há um total de 38 diferentes valores nominais de potência, e os transformadores e autotransformadores monofásicos foram incluídos como integrantes de bancos trifásicos e não individualmente.

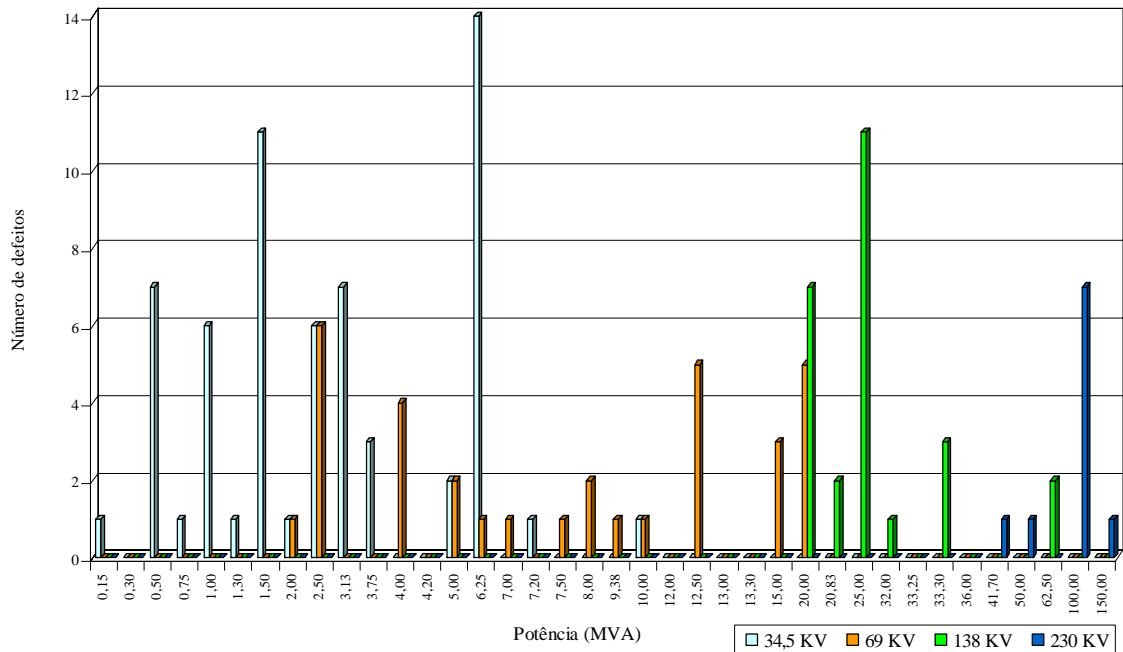


Figura 3.14 - Número de defeitos em transformadores e autotransformadores por potência e por classe de tensão.

Observa-se, na figura 3.14, que o maior número de defeitos ocorreu com os equipamentos de 34,5kV, de potência nominal de 6,25MVA, com 14 interrupções, enquanto que, nos de 138kV, houve 11 interrupções em equipamentos de 25MVA.

3.4.4 Interrupções de serviço devido às falhas, não considerando o sistema de proteção, no período de 09/12/1979 a 25/05/2007.

3.4.4.1 Percentual de falhas em transformadores e autotransformadores *versus* componentes

A figura 3.15 apresenta o percentual de falhas em transformadores e autotransformadores *versus* componentes, no período de 1979 a 2007, observando-se que, o sistema de proteção não inerente a estes equipamentos não faz parte do foco deste trabalho.

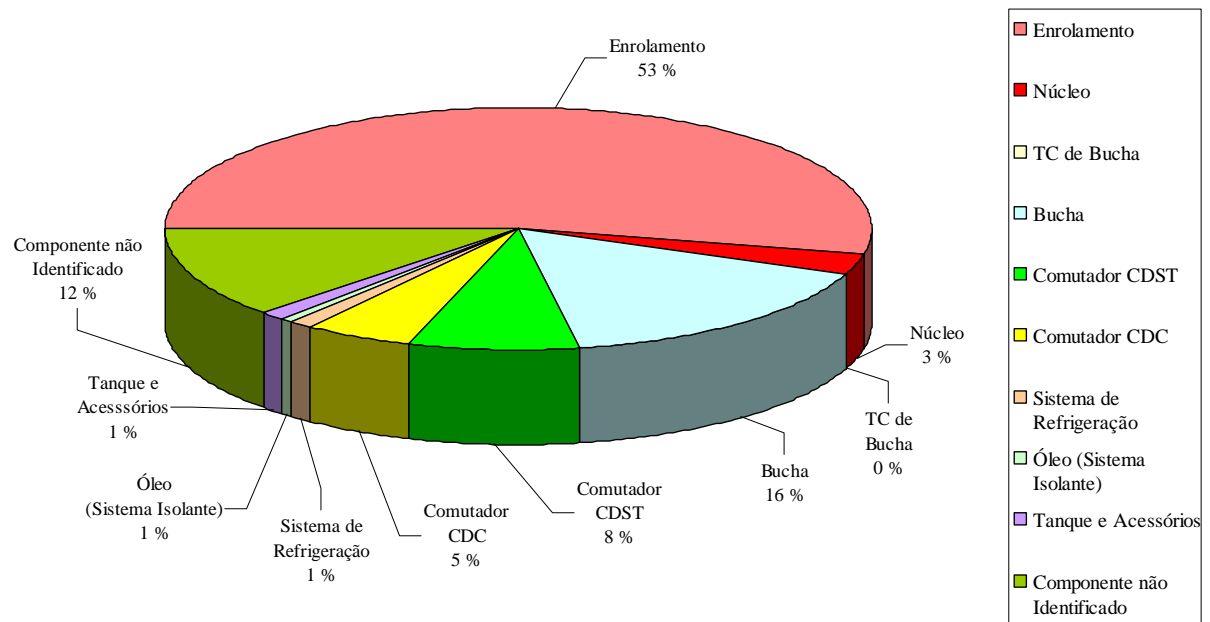


Figura 3.15 - Percentual de falhas em transformadores e autotransformadores *versus* componentes.

Verifica-se, na figura 3.15, que o componente mais atingido foi o enrolamento (53%), com mais da metade do total de interrupções. Outros componentes muito atingidos foram as buchas (16%) e os comutadores (13%), considerando conjuntamente o CDC (5%) e o CDST (8%). O item “componente não identificado” (12%) refere-se àqueles equipamentos dos quais não se obtiveram registros confiáveis e/ou exatos das ocorrências.

É interessante ressaltar alguns dos motivos que levam estes equipamentos a falhar, visto que tais motivos se associam diretamente com descargas atmosféricas, curtos-circuitos externos, vandalismo, travamentos de dispositivos mecânicos, danos causados por animais, deficiência do sistema de vedação e/ou de preservação do óleo, descargas parciais; sobrecargas etc.

3.4.4.2 Número de falhas em transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão

A figura 3.16 apresenta o número de falhas em transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão.

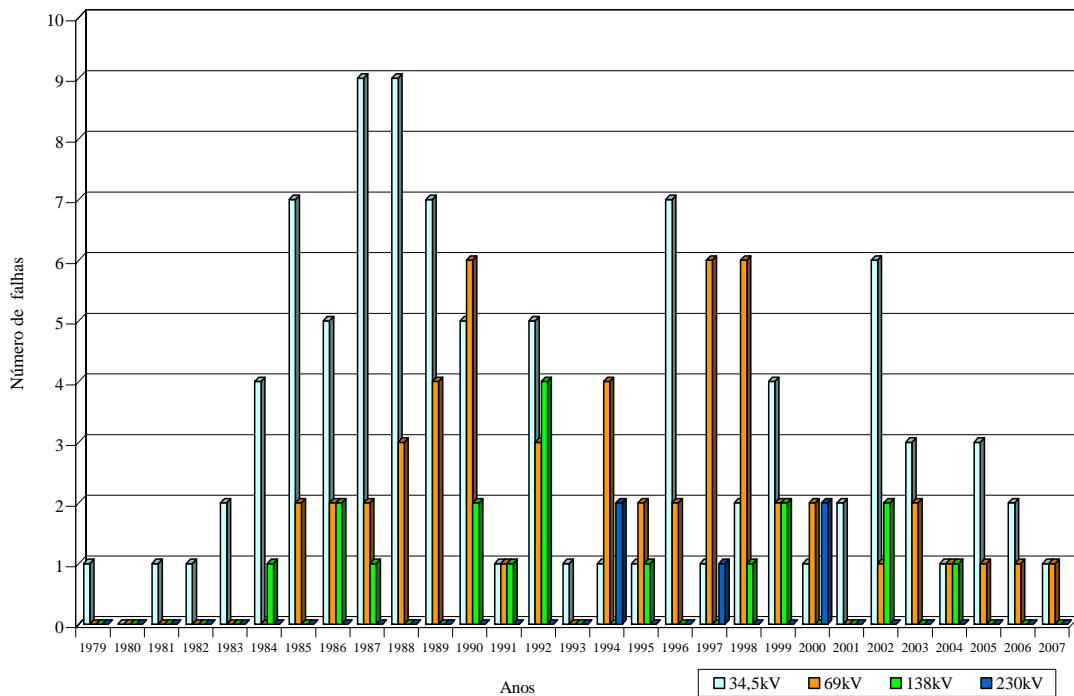


Figura 3.16 – Número de falhas em transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão.

Na figura 3.16 constata-se que o maior número de falhas ocorreu nos equipamentos de 34,5kV, chegando a 9 interrupções por ano. Observa-se, também, no decorrer dos 28 anos que, em seis destes anos (1979, 1981, 1982, 1983, 1993 e 2001), houve interrupções devido às falhas somente em equipamentos de 34,5kV.

Os equipamentos que apresentaram o segundo maior número de interrupções por ano foram os de 69kV, com seis falhas por ano. Em seguida, aparecem os equipamentos de 138kV e 230kV apresentaram número de interrupções menores do que dois ao ano, com exceção ao ano de 1992, em que houve quatro falhas em equipamentos de 138kV.

3.4.4.3 Taxas de falhas em transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão

A figura 3.17 apresenta as taxas de falhas em transformadores e autotransformadores, por ano e por classe de tensão, não considerando o sistema de proteção, e calculadas segundo a equação 3.1 e a tabela 3.5.

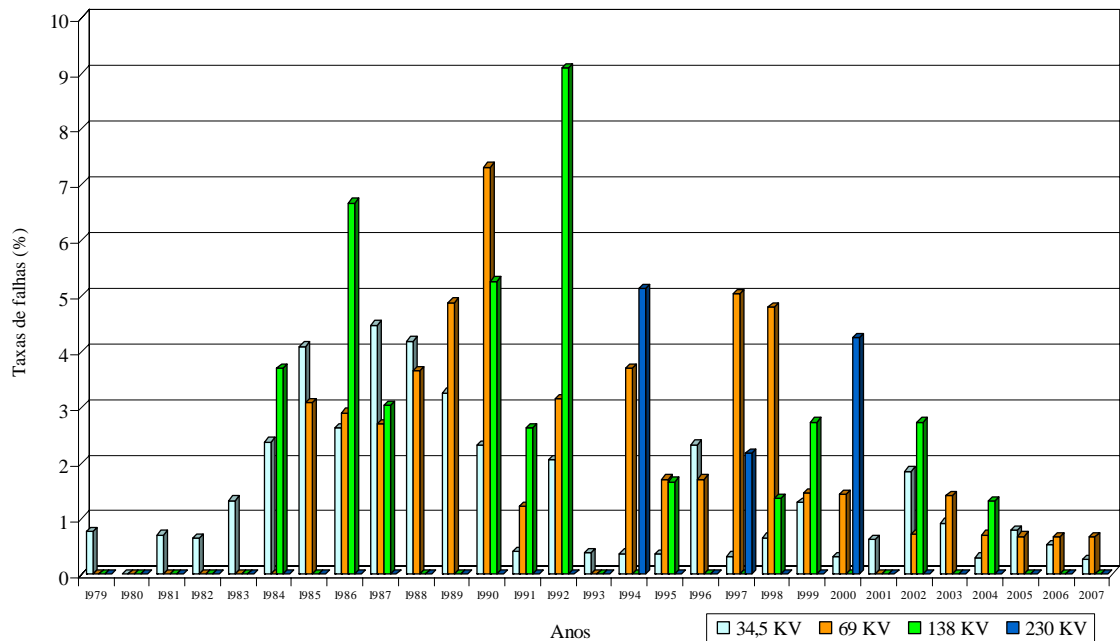


Figura 3.17 - Taxas de falhas em transformadores e autotransformadores por ano e por classe de tensão.

Pode-se observar, na figura 3.17, que as taxas de falhas dos equipamentos de 138kV atingiram até 9%, sendo que, as outras taxas ficaram bem abaixo deste valor. Analisando-se quantitativamente, as taxas elevadas para os equipamentos de 138kV e 230kV se justificam pelo menor número de equipamentos pertencentes a estas classes de tensão.

3.4.4.4 Número de falhas em transformadores e autotransformadores por potência e por classe de tensão

A figura 3.18 apresenta o número de falhas em transformadores e autotransformadores, por potência e por classe de tensão, ocorridas no período de 1979 a 2007 (28 anos), observando-se o total de 38 diferentes valores de potências nominais, e, também, que os equipamentos monofásicos foram incluídos compondo os bancos trifásicos e não individualmente.

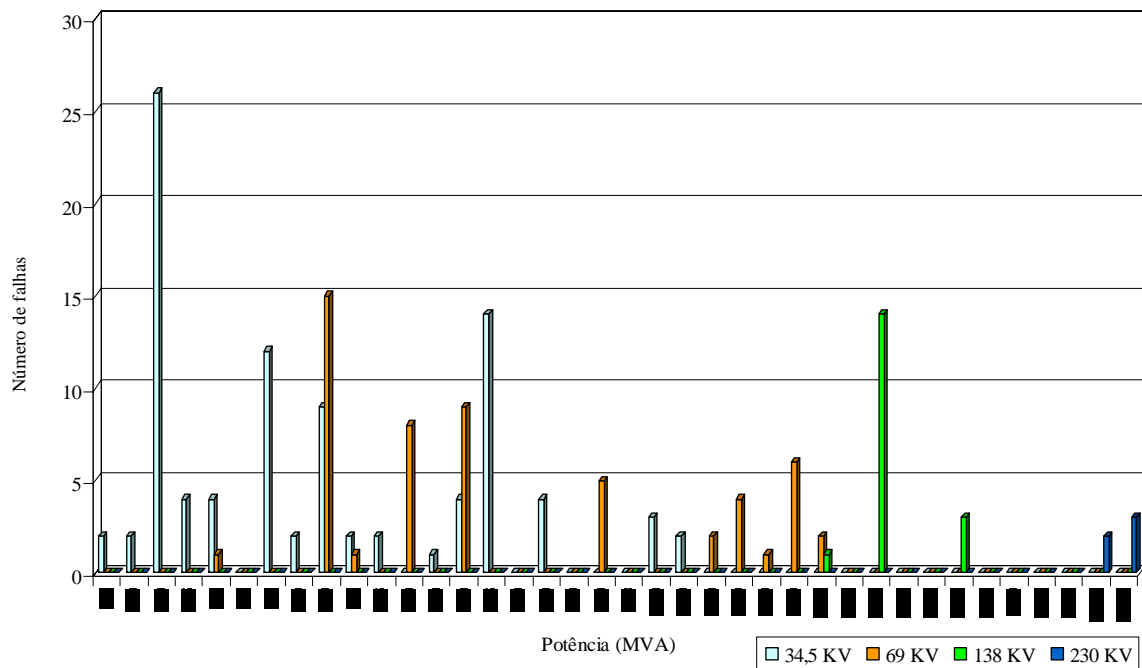


Figura 3.18 - Número de falhas em transformadores e autotransformadores por potência e por classe de tensão.

Verifica-se, na figura 3.18, que o maior número de falhas ocorreu em equipamentos de 34,5kV, destacando-se, dentre estes, os de potência de 0,5MVA, cujo número de interrupções foi maior do que 25. Quanto aos equipamentos de 69kV, o maior número de falhas ocorreu nos equipamentos de 2,5MVA, com um total de 15 interrupções. No caso dos equipamentos de 138kV, o maior número de interrupções ocorreu associadas aos de potência nominal de 25MVA, atingindo quase 15 interrupções.

3.4.5 Taxas de falhas dos transformadores e autotransformadores

Diante da dificuldade enfrentada durante o levantamento de dados (de se conseguir identificar os equipamentos que se encontravam em reserva daqueles que estavam em serviço, para cada um dos 28 anos considerados), resolveu-se partir para uma estimativa, conforme o critério adotado pela empresa para dimensionar a quantidade de equipamentos reserva de seu sistema, que, em média, é de 10% da quantidade instalada. Assim, estima-se que 10% do total dos equipamentos do sistema da concessionária, considerados neste estudo, sejam equipamentos reserva. Faz-se, diante disso, necessário proceder-se a devida correção, de

forma a considerar no cálculo das taxas, como passíveis de falha, apenas aqueles equipamentos que estejam efetivamente em serviço, segundo a equação 3.2 (11).

$$T_f = \frac{N_f}{\sum_{i=1}^t N_{e,i}} \cdot 100 \quad (3.2)$$

Sendo:

- T_f : taxa de falhas ocorridas no período considerado [%]
 N_f : número de falhas ocorridas no período considerado
 $N_{e,i}$: número de equipamentos existentes em cada ano i considerado
 t : número de anos do período considerado

Com base nos dados da tabela 3.5, e utilizando a equação 3.2, foram calculadas as taxas de falhas dos equipamentos, cujos resultados são mostrados na tabela 3.7.

Tabela 3.7 - Taxas de falhas em transformadores e autotransformadores no período de 1979 a 2007.

Tensão	34,5kV	69kV	138kV	230kV
Total de falhas	93	54	18	5
Taxa (%)	1,26	1,83	1,22	0,44

Entretanto, com a estimativa de que 10% do total dos equipamentos sejam equipamentos reserva, a tabela 3.8 apresenta as taxas de falhas dos equipamentos que estejam efetivamente em serviço.

Tabela 3.8 - Taxas de falhas em transformadores e autotransformadores para o período de 1979 a 2007, não considerando os equipamentos em reserva.

Tensão	34,5kV	69kV	138kV	230kV
Total de falhas	93	54	18	5
Taxa (%)	1,40	2,03	1,36	0,49

Capítulo 4:

Estudos de casos e destaques das propostas de melhorias

4.1 Estudos de casos

4.1.1 Introdução

Este capítulo tem como objetivo apresentar quatro estudos de casos de falhas e de defeitos ocorridos em transformadores de potência e de destacar as propostas de implementações de melhorias das técnicas de manutenção na concessionária, visando o aprimoramento e a conseqüente diminuição do número de interrupções de serviço, por falhas e por defeitos, em transformadores de potência da concessionária Celg.

Em cada estudo de caso, são apresentadas as ocorrências desde antes dos transformadores de potência terem sido retirados de operação, até o acompanhamento da abertura destes na oficina, incluindo as análises de óleo e os resultados obtidos. Ressalta-se que o primeiro, o terceiro e o quarto estudos de caso relatam as retiradas dos três equipamentos por *defeitos*, detectados por meio da técnica de manutenção preventiva - a cromatografia que é baseada na análise de gases dissolvidos no óleo. O segundo estudo de caso, portanto, apresenta a retirada de operação do equipamento por motivo de *falha*, sendo que, após a realização da inspeção, constatou-se a queima do transformador.

4.1.2 Transformador TA

O estudo de caso da ocorrência com o transformador de potência, identificado neste trabalho como TA de 1,5MVA, 34,5kV/13,8kV, refere-se ao equipamento retirado de operação por motivo de defeito. Este problema foi detectado pela técnica preditiva de análise de gás dissolvido (cromatografia), por meio de alterações nos resultados de ensaios em amostras de óleo mineral isolante deste equipamento. A figura 4.1 ilustra a tela principal do *software* dos ensaios de cromatografia.

ENSAIOS DE CROMATOGRAFIA												
G A S E S												
SE	DATA	H2	CH4	CO	CO2	C2H4	C2H6	C2H2	COMB.	CN	CO	CO2
XIX	12/01/07	8166	482	246	2309	11	57		8962	N	0,3	2,6
XIX	10/01/07	8024	551	312	2453	13	54		8954	N	0,3	2,7
XIX	28/07/06		1	248	2068	11			260	N	0,3	2,3
XIX	06/12/05	10	1	288	2274	9			308	N	0,3	2,5
XIX	24/08/05		1	302	1758	7			310	N	0,3	2,0

Figura 4.1 - Ensaios de cromatografia em amostras de óleo do transformador TA.

Observa-se na figura 4.1 que, no dia 28 de julho de 2006, foi realizada, dentro da programação da técnica preditiva de cromatografia, a coleta de amostra de óleo do transformador TA, para a análise cromatográfica, sendo que não se identificou nenhuma anormalidade. Mas, no dia 10 de janeiro de 2007, foi realizada uma nova coleta de óleo mineral isolante deste mesmo transformador, e verificou-se um crescimento súbito de hidrogênio (H₂), metano (CH₄) e surgimento de etano (C₂H₆). Então, dois dias após a última coleta de amostra, coletou-se novamente uma outra amostra de óleo para acompanhar mais detalhadamente o aumento dos gases citados: observou-se que, realmente os gases estavam aumentando.

Após a constatação deste aumento, determinou-se a retirada do transformador de potência de operação para a inspeção e para a localização do defeito, na oficina eletromecânica da empresa, conforme ilustra a figura 4.2.



Figura 4.2 - Transformador TA aberto na oficina.

A figura 4.3a mostra a parte ativa do transformador, do lado das buchas de 34,5kV, nas quais se observa as *lides* de interligação do enrolamento de 34,5kV ao comutador, referentes aos 7 *taps* (derivações) do transformador. A figura 4.3b, sobretudo, apresenta as buchas do transformador (estando as de 34,5kV mais no fundo), e as de 13,8kV, com as respectivas *lides*. Observa-se, também, a parte do comutador de derivações sem tensão (CDST), montado acima do núcleo e abaixo das buchas.



(a)



(b)

Figura 4.3 - Detalhes: (a) parte ativa do transformador 34,5kV/13,8kV; (b) buchas de 34,5kV e de 13,8kV do transformador.

Na figura 4.4, são apresentados os detalhes da região onde ocorreu o defeito, de maneira que se evidencia que a causa da elevação de gases foi o centelhamento no ponto de interrupção de um dos condutores da bobina H3 do transformador, conforme é mostrado na figura 4.4. Isso é o que explica o aumento súbito de H_2 e CH_4 e elevação de C_2H_6 , ou seja, a ocorrência de descargas elétricas. O período da análise para a localização do defeito no transformador, realizada pela equipe de Engenharia de Manutenção, foi de aproximadamente uma hora.

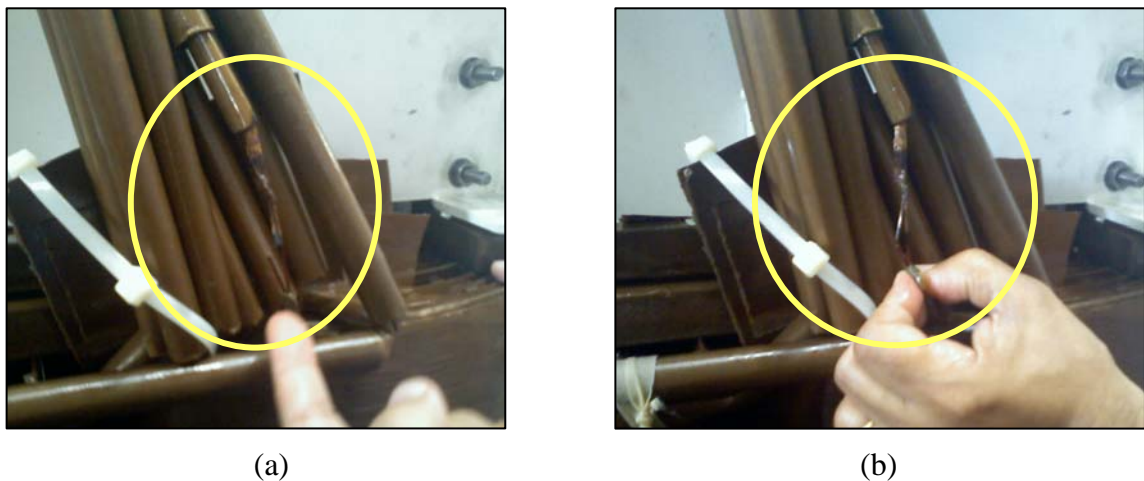


Figura 4.4 - Detalhes: (a) localização da interrupção em um dos condutores da bobina H3; (b) condutor rompido da bobina H3 do transformador.

A figura 4.5 representa o transformador em corte transversal esquemático da bobina H3, ilustrando a região onde ocorreu o defeito.

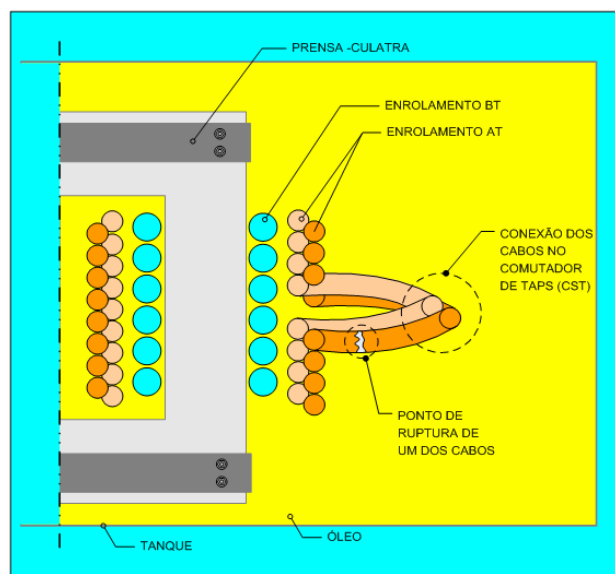


Figura 4.5 - Corte transversal esquemático da bobina H3 do transformador.

Na figura 4.5 verificam-se os enrolamentos de baixa tensão (BT) e de alta tensão (AT), onde ocorreu o defeito neste equipamento em estudo, ou seja, o ponto de ruptura de um dos condutores de AT. É fato que somente foi possível detectar o defeito no transformador TA, devido à utilização da técnica preditiva de cromatografia.

4.1.3 Transformador TB

O segundo estudo de caso refere-se à interrupção do transformador de potência, identificado neste trabalho como TB, de 20MVA, 69kV/34,5kV, por motivo de falha que foi detectada pela técnica preditiva de análise de gás dissolvido (cromatografia), por meio das alterações nos resultados de ensaios em amostras de seu óleo mineral isolante. A figura 4.6 ilustra a tela principal do *software* dos ensaios de cromatografia.

ENSAIOS DE CROMATOGRAFIA												
SE	DATA	G A S E S							TOTAL COMB. CN	VOLUME (L)		
		H2	CH4	CO	CO2	C2H4	C2H6	C2H2		CO	CO2	
IPO	10/04/07	495	209	762	2417	273	29	446	2214	Q	6,5	20,7
IPO	04/04/07	31	64	527	2558	16	12	3	653	N	4,5	21,9
IPO	29/03/07	39	73	609	2849	17	13	4	755	N	5,2	24,4
IPO	10/10/06	11	46	431	2321	6	8		502	N	3,7	19,8
IPO	05/06/06	7	46	496	2502	5	9		563	N	4,2	21,4
IPO	24/04/06	7	56	555	2960	6	9		633	N	4,7	25,3
IPO	28/09/05		19	455	1426	4	9		487	N	3,9	12,2
IPO	22/06/05	11	23	724	1518	6	4		768	N	6,2	13,0
IPO	12/04/05	6	28	519	2509	6	3		562	N	4,4	21,5
IPO	10/03/05	5	26	508	2474	5	2		546	N	4,3	21,2
IPO	06/12/04	7	20	484	2436	5	1		517	N	4,1	20,8

Figura 4.6 - Ensaios de cromatografia em amostras de óleo do transformador TB.

Na figura 4.6, então, verifica-se que no dia 10 de outubro de 2006 foi realizada, dentro da programação da técnica preditiva de cromatografia, a coleta de amostra de óleo do transformador TB, para a análise cromatográfica, sem nenhuma anormalidade. No dia 29 de março de 2007, foi realizada uma nova coleta de óleo deste mesmo transformador, verificando-se desta vez, um aumento de hidrogênio (H₂), metano (CH₄), etileno (C₂H₄), etano (C₂H₆) e, ainda, o surgimento de acetileno C₂H₂, que anteriormente não havia sido

detectado. Após seis dias desta análise, coletou-se uma nova amostra de óleo para acompanhar mais detalhadamente as tendências de aumento dos gases citados anteriormente. Os resultados desta nova análise são, também, apresentados na figura 4.6, e quando comparados com os resultados anteriores, constatou-se um pequeno decréscimo nos níveis dos gases.

Apesar dos valores dos gases verificados no dia 04 de abril de 2007 (no programa computacional de controle do setor de manutenção, comentado anteriormente) não serem valores emergenciais, a equipe do setor de engenharia de manutenção decidiu que seria importante acompanhar melhor o crescimento dos níveis de gases deste transformador, e, por isso, programou uma nova coleta de amostra de óleo na semana subsequente, para o dia 11 de abril de 2007.

No dia 09 de abril de 2007, ocorreu um desarme no disjuntor “504” de proteção de alta tensão (AT) do equipamento, por atuação dos relés “50/51” (norma ASA), ou seja, proteção por sobrecorrente, devido ao curto-circuito provocado por descarga atmosférica na linha de distribuição (LD) de 34,5kV, que interliga as duas subestações. Na madrugada do dia 10 de abril de 2007, houve desarme do disjuntor de proteção de AT (disjuntor “504”) do mesmo equipamento, por atuação dos relés - diferencial (“87”), gás *Bucchholz* (“63”) e chave geral de bloqueio (“86”).

Com isso, foi realizada uma inspeção neste equipamento pelo operador da subestação e, tendo-se verificado a presença de gás no relé *Bucchholz*, o Centro de Operação do Sistema concluiu que o equipamento estava queimado. Diante disso, acionou-se imediatamente a equipe de plantão do Setor de Manutenção de Subestações para corrigir a anomalia no sistema. A equipe de Engenharia de Manutenção também foi acionada para coletar amostra de óleo e realizar análise cromatográfica, objetivando avaliar a situação do transformador; este equipamento foi retirado da subestação e transportado para a oficina eletromecânica para a inspeção e para a sua abertura, conforme ilustra a figura 4.7.



Figura 4.7 - Transformador TB nas dependências da oficina.

Na figura 4.8a observa-se a retirada da tampa principal do tanque do transformador, e a figura 4.8b mostra a retirada da parte ativa do equipamento juntamente com o comutador de derivações.



(a)



(b)

Figura 4.8 – Detalhes: (a) equipe retirando a tampa do tanque do transformador; e (b) retirada da parte ativa do tanque do transformador juntamente com o comutador de derivações.

Na figura 4.9 verifica-se o içamento e a retirada da parte ativa do transformador utilizando o guindaste da oficina eletromecânica.



(a)

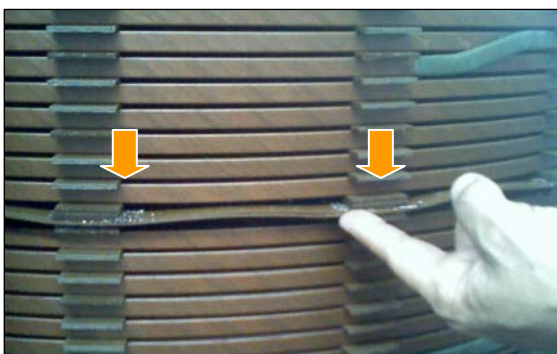


(b)

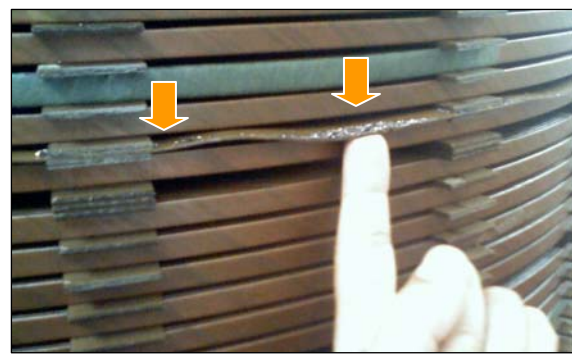
Figura 4.9 – Transformador TB: (a) retirada da parte ativa do transformador juntamente com o comutador de derivações; e (b) retirada da parte ativa do transformador.

Com a abertura do equipamento, observaram-se grânulos de cobre depositados nos separadores de papelão horizontais da terceira bobina de alta tensão (H3), na região central do enrolamento. Enquanto que, nas outras bobinas de AT (H1 e H2), não constatou nada de anormal.

Na figura 4.10, é mostrada a bobina H3 sem a sua capa protetora de papelão, o que permitiu inspecionar o estado das espiras que a compõem.



(a)



(b)

Figura 4.10 - Grânulos de cobre encontrados no transformador TB: (a) na região central da bobina H3 do equipamento; e (b) outros pontos da bobina H3, na região mais central.

Durante a inspeção no equipamento, suspeitou-se que o curto-circuito poderia ter ocorrido no enrolamento de baixa tensão (X3). Porém, somente seria possível ter certeza da localização exata deste, após a desmontagem da bobina H3.

A figura 4.11 apresenta, esquematicamente, o tanque, a prensa-culatra, o óleo, o núcleo com suas respectivas chapas de aço-silício e os enrolamentos de AT, BT e de regulação.

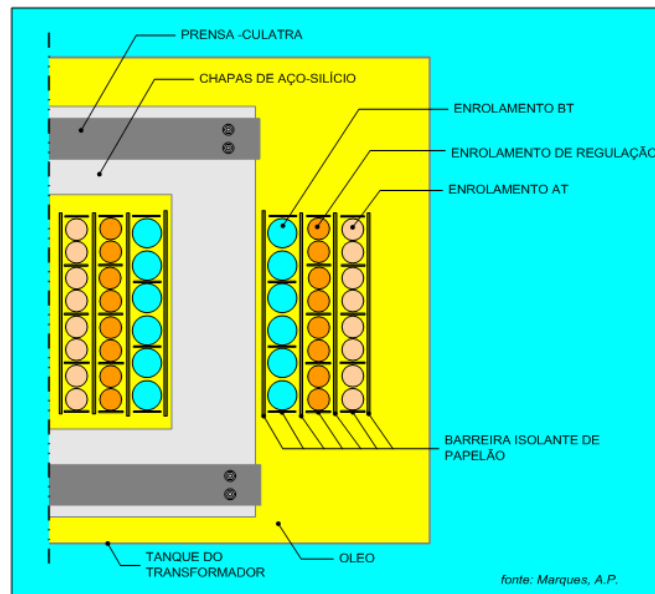


Figura 4.11 – Esquema do Transformador TB.

Na figura 4.12 é mostrada esquematicamente os detalhes da bobina H3, sem sua barreira isolante de papelão, o que permitiu inspecionar os pontos em que foram encontrados os grânulos de cobre, conforme já comentado.

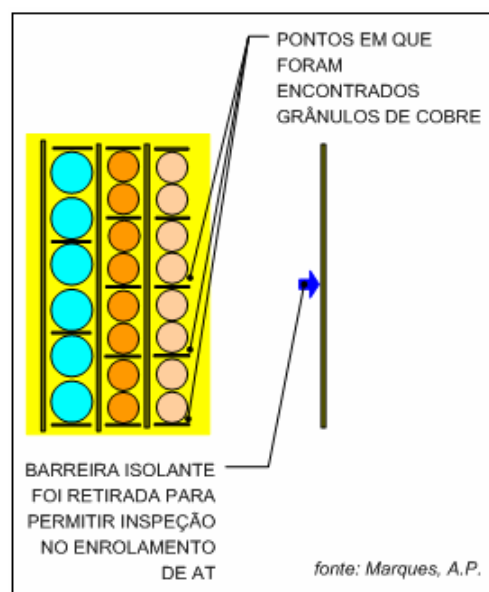


Figura 4.12 - Amostra de papel isolante na bobina H3 do transformador.

Após a análise superficial do equipamento, verificou-se a necessidade da desmontagem da bobina H3 e da bobina de regulação para avaliação da bobina de baixa tensão (X3). Apesar de haver barreira de papelão entre as bobinas, confirmou-se, com a abertura da bobina H3, que os grânulos de cobre são provenientes da bobina de baixa tensão (X3). E isso ocorreu devido à alta intensidade do curto-circuito, que permitiu a migração dos grânulos de cobre até os pontos periféricos de alta tensão (AT), onde eles foram encontrados. Contudo, foi constatado que os mesmos migraram via região superior das bobinas, através dos canais de arrefecimento entre bobinas (formado por barreiras de papelão e taliscas), também sendo chamado de “canal de dispersão de fluxo magnético”.

4.1.4 Transformador TC

O estudo de caso apresenta a ocorrência com o transformador identificado como TC, de 6,25MVA, 34,5kV/13,8kV, retirado de operação por motivo de defeito, detectado pela técnica preditiva de análise de gás dissolvido (cromatografia), por meio de alterações nos resultados de ensaios em amostras de seu óleo mineral isolante. A figura 4.13 ilustra a tela do *software* dos ensaios de cromatografia.

		ENSAIOS DE CROMATOGRAFIA									VOLUME (L)	
SE	DATA	G A S E S							TOTAL	CN	CO	CO2
		H2	CH4	CO	CO2	C2H4	C2H6	C2H2	COMB.			
CBI	10/05/07	6	19	447	5399	118	7	91	688	N	1,8	21,7
CBI	05/05/07	8	17	373	4430	99	6	76	579	N	1,5	17,8
CBI	04/10/06		8	344	3009	65	2		419	N	1,4	12,1
CBI	20/12/05			200	3155	42			242	N	0,8	12,7
CBI	08/06/05			175	3128	40			215	N	0,7	12,6
CBI	30/03/05		1	190	2739	35			226	N	0,8	11,0
CBI	29/12/04		1	314	2109	45			360	N	1,3	8,5
CBI	14/07/04		1	165	2587	32			198	N	0,7	10,4
CBI	20/04/04			177	2381	38			215	N	0,7	9,6
CBI	16/10/03			229	2927	39			268	N	0,9	11,8

Figura 4.13 - Ensaios de cromatografia em amostras de óleo do transformador TC.

Observa-se, na figura 4.13, que no dia 04 de outubro de 2006 foi realizada, dentro da programação da técnica preditiva de cromatografia, a coleta de amostra de óleo do

transformador TC para uma análise: nenhuma anormalidade foi constatada. No dia 05 de maio de 2007, foi realizada uma nova coleta de óleo deste transformador, verificando-se uma elevação de hidrogênio (H_2), metano (CH_4), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2), etileno (C_2H_4), etano (C_2H_6) e, ainda, o surgimento de acetileno (C_2H_2). Após cinco dias, coletou-se novamente uma nova amostra de óleo para acompanhar mais detalhadamente o aumento dos gases analisados.

Após a verificação do aumento dos gases nos resultados de ensaios de cromatografia, determinou-se a retirada do transformador de operação para a sua abertura na oficina eletromecânica da empresa, conforme ilustra a figura 4.14.



Figura 4.14 - Transformador TC.

Durante a abertura do transformador TC, a equipe de engenharia de manutenção iniciou a inspeção do equipamento, observando detalhadamente os transformadores de corrente de bucha (TC's), de 13,8kV e de 34,5kV, a região do comutador de derivações sem tensão, e as chapas de aço-silício, como pode ser visto na figura 4.15.

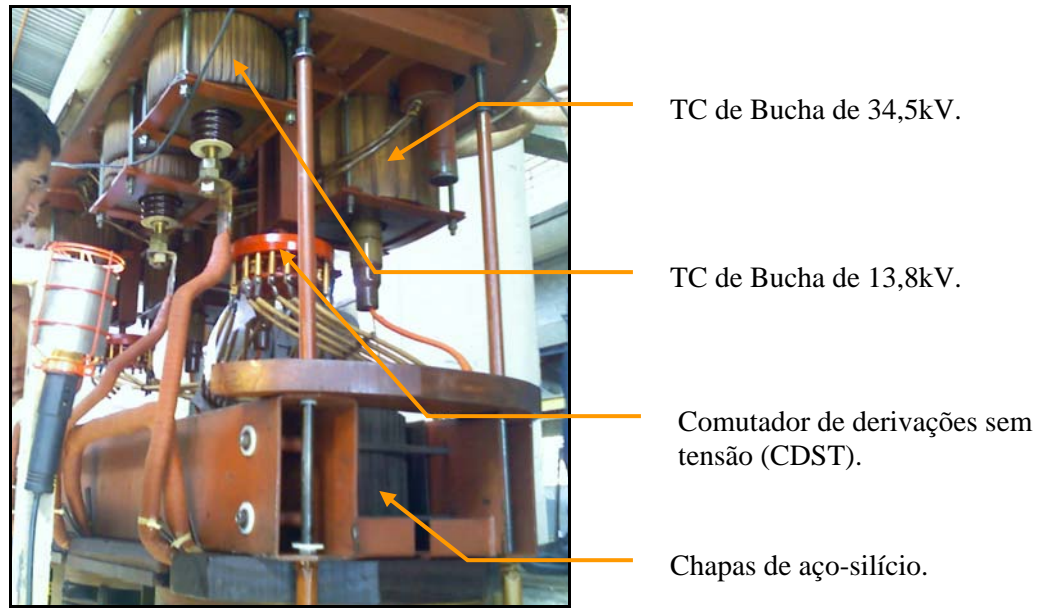


Figura 4.15 – TC's de bucha de 13,8kV e 34,5kV, as chapas de aço-silício e o comutador de derivações.

Durante a inspeção, observou-se que no comutador de derivações sem tensão da bobina de alta tensão (H3) - especificamente no *tap* 5 deste comutador - houve carbonização no contato móvel com os contatos fixos da chave comutadora do transformador, provocada pelo mau contato entre estas chaves. Na figura 4.16 é apresentado, em detalhes, o contato móvel de cobre do comutador, os contatos fixos de cobre da chave, e as conexões das *lides* com os contatos fixos.

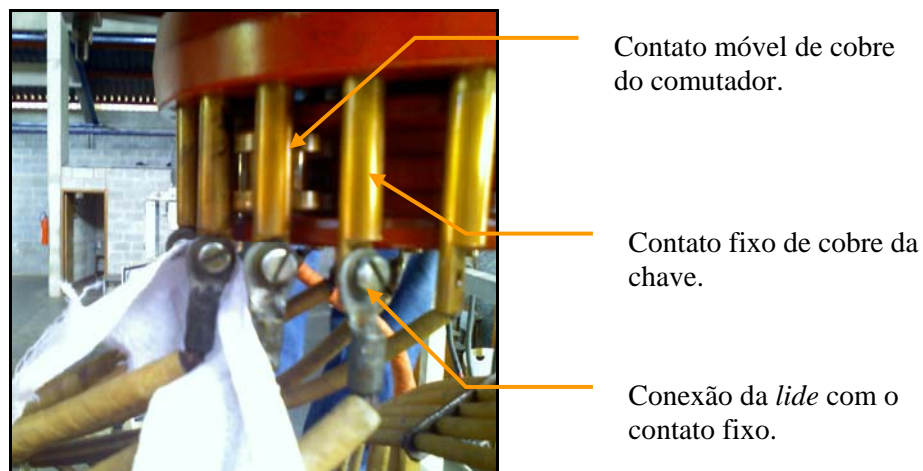


Figura 4.16 - Contatos fixo e móvel do comutador de derivações sem tensão do transformador.

A figura 4.17 mostra o papelão entre o contato fixo do *tap* 5 e o contato móvel da chave comutadora, verificando a distância entre estes, onde fica comprovado o mau contato entre eles.

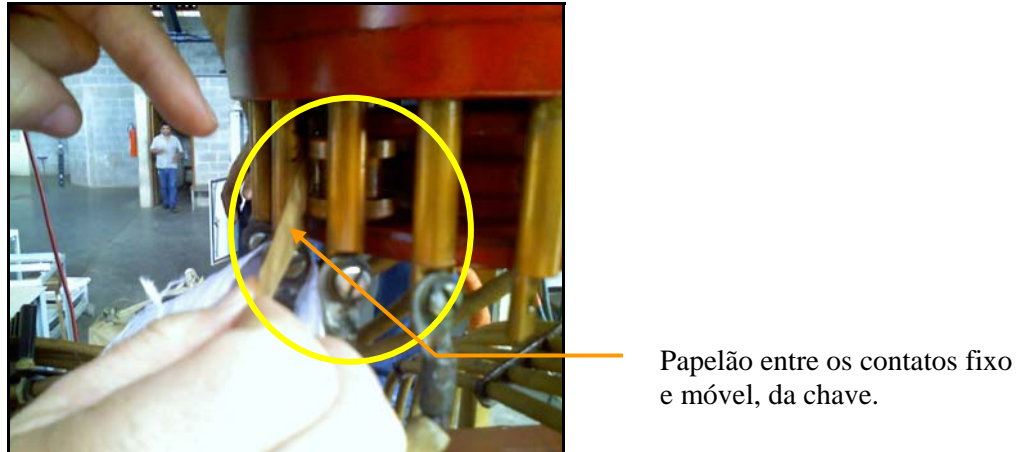


Figura 4.17 - Papelão entre o contato fixo e o contato móvel.

Portanto, constata-se, neste estudo de caso, que a causa do defeito do transformador (componente defeituoso), que levou a retirada de operação, foi o comutador de derivações sem tensão (CDST).

4.1.5 Transformador TD

O quarto estudo de caso do transformador de potência identificado como TD, de 3,75MVA, 34,5kV/13,8kV, refere-se ao equipamento retirado de operação por motivo de defeito. Esta ocorrência, também, foi detectada pela técnica preditiva de análise de gás dissolvido (cromatografia), por meio das alterações nos resultados de ensaios em amostras de óleo mineral isolante deste equipamento. A figura 4.18 ilustra a tela principal do *software* dos ensaios de cromatografia.

		ENSAIOS DE CROMATOGRAFIA							TOTAL	VOLUME (L)	
SE	DATA	G A S E S							COMB. CN	CO	CO2
		H2	CH4	CO	CO2	C2H4	C2H6	C2H2			
CHC	24/04/07	77	175	564	3402	26	74	19	935 N	1,4	8,4
CHC	12/04/07	66	155	490	3020	24	66	19	820 N	1,2	7,5
CHC	04/04/07	66	152	479	3016	24	66	20	807 N	1,2	7,5
CHC	29/03/07	67	149	474	2975	23	64	22	799 N	1,2	7,4
CHC	04/07/06	9	119	503	2724	15	42		688 N	1,2	6,7
CHC	12/12/05		132	545	3038	19	39		735 N	1,3	7,5
CHC	18/11/05	8	125	503	2892	20	36		692 N	1,2	7,1
CHC	06/09/05	4	127	535	3034	20	37		723 N	1,3	7,5
CHC	06/07/05	2	112	483	2677	17	28		642 N	1,2	6,6

Figura 4.18 - Ensaios de cromatografia em amostras de óleo do transformador TD.

Na figura 4.18, observa-se que no dia 29 de março de 2007, conforme a programação da técnica preditiva de cromatografia, foi realizada a coleta de amostra de óleo do transformador de potência TD para a análise, e verificou-se um certo aumento nos gases de hidrogênio (H_2), metano (CH_4), etano (C_2H_6), etileno (C_2H_4), bem como o surgimento de acetileno (C_2H_2). Já no dia 04 de abril de 2007, foi efetuada uma nova coleta de óleo deste transformador para se confirmar o aumento destes gases, conforme também é mostrada na figura 4.18. E, no dia 12 de abril de 2007, na nova coleta de óleo, verificou-se que os valores dos gases continuavam aumentando. Após doze dias, coletou-se uma nova amostra de óleo para acompanhar melhor este aumento dos gases.

Depois de analisado este aumento constante, determinou-se a retirada do transformador de operação para a inspeção e para a localização do defeito, na oficina eletromecânica da empresa, conforme ilustra a figura 4.19.



Figura 4.19 - Parte ativa do transformador TD.

A figura 4.20 apresenta a vista lateral da parte ativa do transformador, detalhando o enrolamento de alta tensão, as prensa-culatras e as chapas de aço-silício.

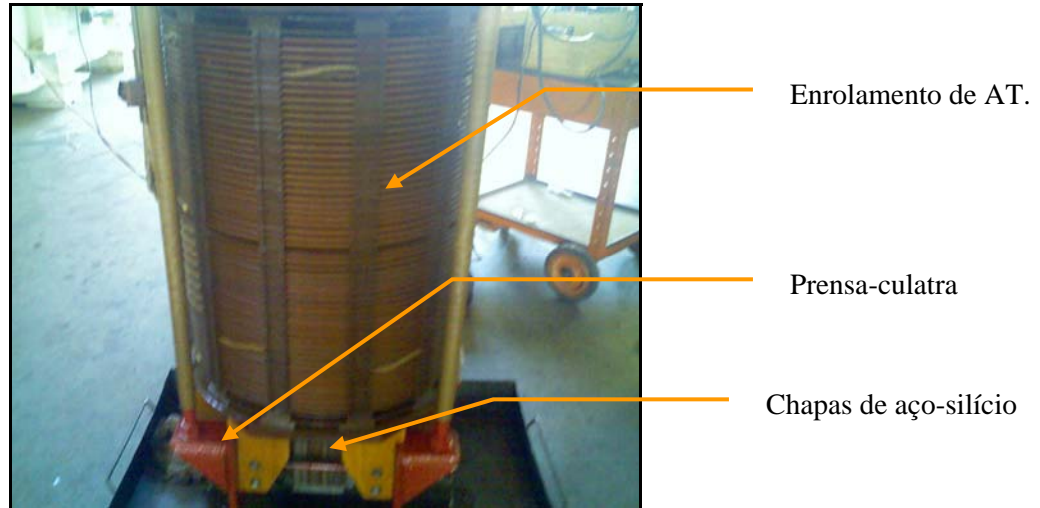


Figura 4.20 - Transformador de 34,5kV/13,8kV e detalhes das partes que o compõem.

Durante a inspeção observou-se que, o defeito encontrado no transformador estava no aterramento do núcleo com a prensa-culatra, observando-se sinais de mau contato entre a chapa de cobre (aterramento) e as chapas de aço-silício do núcleo. Assim, na figura 4.21 é mostrada em detalhes as chapas de aço-silício do núcleo e o aterramento do núcleo.

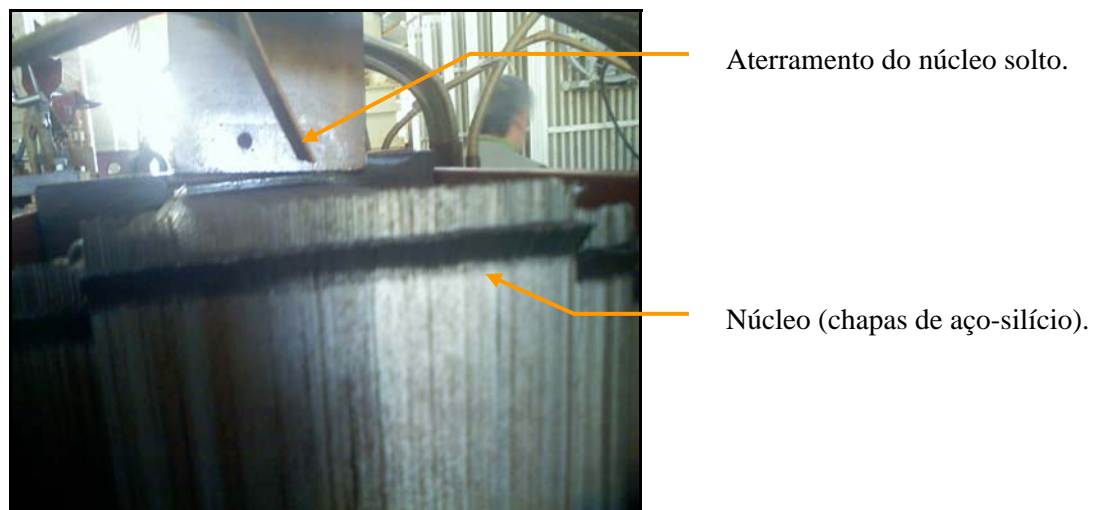


Figura 4.21 - Aterramento do núcleo e as chapas de aço-silício do núcleo do transformador.

A figura 4.22, por sua vez, apresenta o ponto de defeito do aterramento do núcleo solto e as chapas de aço-silício.

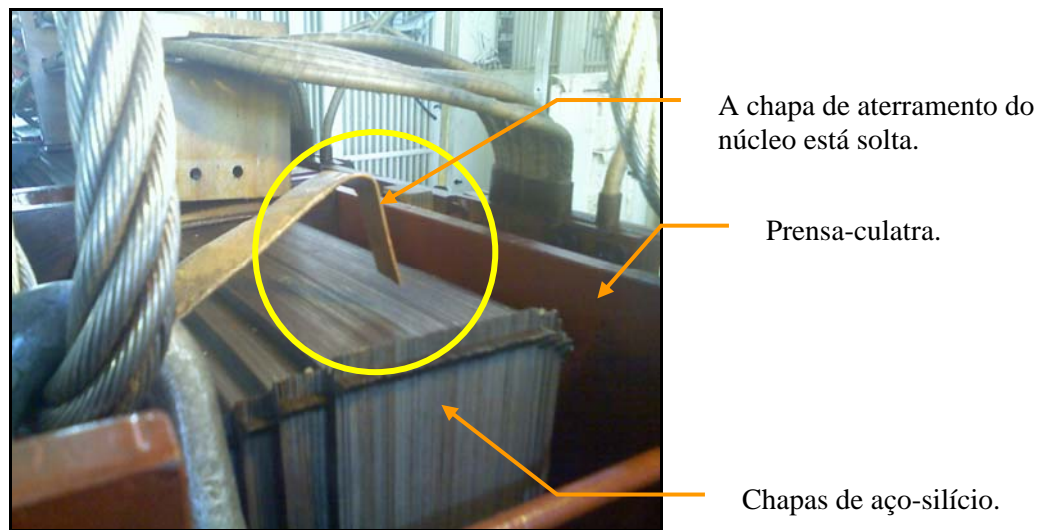


Figura 4.22 - Capa de aterramento do núcleo solta.

Na figura 4.23, observa-se as chapas de aço-silício frouxas, necessitando de um reaperto das prensa-culatras contra as mesmas.

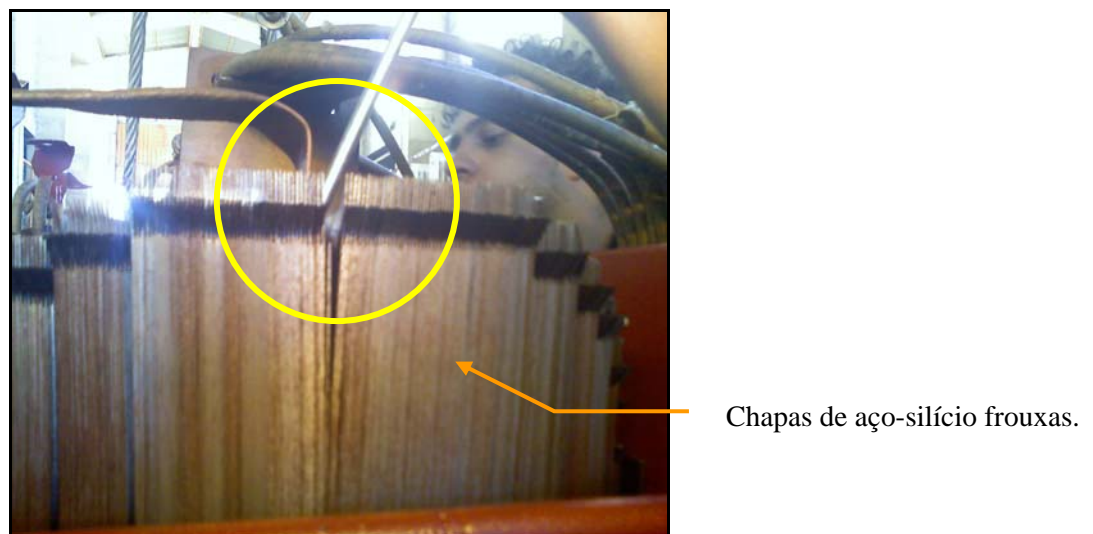


Figura 4.23 - Chapas de aço-silício frouxas.

Portanto, constatou-se que o defeito detectado, no objeto deste estudo de caso, ocorreu devido ao fato das chapas de aço-silício estarem frouxas e do aterramento do núcleo não estar fixo.

4.2 Destaques das propostas de implementação de melhorias das técnicas de manutenção

4.2.1 Geral

Como já apresentado anteriormente, a manutenção preditiva auxilia a identificação da necessidade de intervenção, com base no estado do equipamento. Sendo assim, serão apresentadas nos itens subseqüentes, os destaques das propostas de melhorias em procedimentos de manutenção, objetivando o aprimoramento e a conseqüente diminuição do número de interrupções de serviço por falhas e por defeitos em transformadores de potência.

4.2.2 Principais ferramentas de diagnósticos

Para avaliar e para diagnosticar as condições dos transformadores de potência, deve-se investigar o motivo de cada falha ou defeito por meio da técnica preditiva adequada, o que envolve uma inspeção rigorosa e ensaios no equipamento.

A partir da relação das principais ferramentas de diagnóstico (com a sua principal aplicação na detecção de falhas e de defeitos, descritas em 16), foram acrescentadas, na tabela 4.1, outras técnicas e, também, foram destacadas as já existentes na concessionária de energia Celg.

Tabela 4.1 - Principais ferramentas de diagnósticos e as suas aplicações principais na detecção de falhas e de defeitos.

Localização	Técnica	Adequado para detectar	Condição	Técnica já implantada na Celg
Núcleo	Ensaio de resistência de isolamento (CC)	Verificação da isolação do núcleo com o potencial de terra	Fora de serviço	Sim
	Corrente de excitação (CA)	Verificação de condições do circuito magnético	Fora de serviço	Sim
	Análise de resposta em frequência (função de transferência)	Falhas no núcleo	Fora de serviço	Não

Tabela 4.1 (continuação) - Principais ferramentas de diagnósticos e as suas aplicações principais na detecção de falhas e de defeitos.

Localização	Técnica	Adequado para detectar	Condição	Técnica já implantada na Celg
Sistema de Refrigeração	Termovisão	Sobreaquecimento no sistema de refrigeração	Em serviço	Sim
Enrolamento	Varredura Infravermelha (16) (externamente)	Pontos quentes, sobreaquecimento localizado	Em serviço	Não
	Fator de dissipação dielétrico (FDD) e capacitância (16)	Umidade e contaminação	Fora de serviço	Sim
	Relação de transformação (16)	Falha de isolamento em espiras	Fora de serviço	Sim
	Resistência CC do enrolamento	Danos nos condutores	Fora de serviço	Sim
	Impedância p.u./Ensaio de reatância de dispersão (16)	Deformação no enrolamento	Fora de serviço	Sim
	Medição de descargas parciais (acústico e/ou elétrico)(16)	Localização e quantificação de defeitos que envolvem DP's	Em serviço	Não
	Análise de resposta em frequência (função de transferência) (16)	Deslocamento ou afrouxamento do enrolamento	Fora de serviço	Não
	Medição de tensão de restauração (16)	Umidade no papel e envelhecimento do papel	Fora de serviço	Não
	Análise de vibração (16)	Enrolamento frouxo e problemas de distorção mecânica	Em serviço	Não
Grau de polimerização (16)	Degradação da isolamento	Fora de serviço	Sim	
Buchas	Termovisão	Sobreaquecimento nas buchas e nas conexões	Em serviço	Sim
	Ângulo de perda dielétrica (APD) (16)	Contaminação por umidade e por partículas	Fora de serviço	Sim
	Medição de descargas parciais (Ultra Alta Frequência - UAF) (16)	Defeitos que envolvem DP's	Em serviço	Não
Comutador	Medição de descargas parciais (acústico e/ou elétrico) (16)	Localização e quantificação de defeitos que envolvem DP's	Em serviço	Não
	Termovisão	Sobreaquecimento nos comutadores externos	Em serviço	Sim

Tabela 4.1 (continuação) - Principais ferramentas de diagnósticos e as suas aplicações principais na detecção de falhas e de defeitos.

Localização	Técnica	Adequado para detectar	Condição	Técnica já implantada na Celg
Óleo	Análise de gás dissolvido (AGD) e análise de relação de gás (16)	Falhas incipientes	Em serviço (coleta de amostra)	Sim
	Análise Furano (16)	Sobreaquecimento e envelhecimento do papel	Fora de serviço	Não
	Físico-Químicos: Conteúdo de umidade/água (16)	Teor de água no óleo	Em serviço (coleta de amostra)	Sim
	Físico-Químicos: Resistividade, acidez, tensão interfacial (TIF) e FDD (16)	Envelhecimento do óleo	Em serviço (coleta de amostra)	Sim

Na tabela 4.1 observa-se que foram relacionadas as principais partes do transformador de potência, nas quais podem ocorrer falha ou defeito, conforme as evidenciadas no capítulo 3, e que constam a seguir: a) enrolamento; b) núcleo; c) óleo; d) sistema de refrigeração; e) comutador; f) buchas.

É importante dizer que dos dezenove métodos apresentados na tabela 4.1, doze já são implementados na empresa Celg, mas somente três destes (termovisão, análise de gás dissolvido e físico-químico) podem ser aplicados com os equipamentos em serviço, ou seja, as outras nove técnicas necessitam da retirada de operação do transformador de potência para a realização da manutenção.

Diante disso, apresenta-se, a seguir, a implementação de novas técnicas preditivas para a melhoria das condições de operação do sistema elétrico, visando mais opções de monitoramento e diagnóstico deste equipamento.

4.2.3 Implementação de melhorias das técnicas de manutenção

O planejamento estratégico de implementação de novas técnicas preditivas, visando qualidade no fornecimento de energia, é muito importante para o desempenho da área de

manutenção. Por isso, na tabela 4.2, como já evidenciado no capítulo 3, identifica os componentes mais atingidos por interrupções devido a falhas e aos defeitos, no período de 28 anos, que foram: os enrolamentos, as buchas, e os comutadores, sendo 10% para o comutador de derivações com carga (CDC), e 10% para o comutador de derivações sem tensão (CDST). A somatória de interrupções destes três componentes representa mais da metade do total das interrupções ocorridas, ou seja, 68%.

Tabela 4.2 - Percentual de interrupções em transformadores e em autotransformadores *versus* componentes.

Componentes dos transformadores e autotransformadores	Interrupções
Enrolamento	34%
Comutador	20%
Bucha	14%
Sistema de refrigeração	7%
Tanque e acessórios	7%
Óleo (sistema isolante)	4%
Núcleo	2%
TC de bucha	1%
Componente não identificado	11%

Analisando a tabela 4.1, juntamente com os resultados apresentados na tabela 4.2, obtém-se as seguintes informações sobre o enrolamento, o comutador e as buchas.

a) Enrolamento

A tabela 4.2 evidencia um percentual alto de interrupções, devido aos enrolamentos (34%), em relação aos outros componentes, num período de 28 anos. É importante observar que, com o passar dos anos, novas técnicas de manutenção foram surgindo, e que conseqüentemente reduziram as interrupções por falhas ou por defeitos nos transformadores de potência, como mostrado no capítulo 3.

Na tabela 4.1 são apresentadas dez técnicas para a detecção de falhas e de defeitos nos enrolamentos dos transformadores de potência. Destas, cinco técnicas já são aplicadas na concessionária, porém não possuem condições de diagnosticar falhas e defeitos no equipamento em funcionamento.

Diante desta desvantagem, fica evidenciada a importância e a necessidade da utilização de outras técnicas preditivas, formando um conjunto de técnicas, principalmente, que permitam a análise do equipamento em operação. Neste trabalho é proposta a utilização

da técnica de detecção de descargas parciais incipientes, que permite a localização do defeito no equipamento, sem a necessidade de desligá-lo para a realização das medições.

b) Comutador

O comutador é o segundo componente com percentual de interrupção consideravelmente alto (20%), em relação aos outros componentes, como pode ser visto na tabela 4.2, no período de 28 anos.

Pode-se observar, na tabela 4.1, duas técnicas para detecção de falhas e de defeitos nos comutadores dos transformadores de potência, seja CDC ou CDST. Destas, somente a termovisão já é implementada na Celg, porém, com a vantagem de diagnosticar o equipamento em serviço, evitando inúmeras paradas não programadas e interrupções no fornecimento. Contudo, esta técnica possui uma desvantagem que é a de não se prestar a detecções quando o comutador é do tipo interno ao tanque do transformador (quer sejam CST ou CDC), sendo possível, por conseguinte, aplicá-la somente em comutadores do tipo externo ao tanque principal (usualmente CDC's).

Sendo assim, evidencia-se a necessidade de aquisição de outras técnicas preditivas, para que possam ser utilizadas em conjunto com a termografia, como a técnica de detecção de descargas parciais, que permite a localização exata do defeito no equipamento, sem a necessidade de desligá-lo para a realização das medições.

c) Buchas

O componente “bucha” apresenta, também, um percentual consideravelmente alto em relação aos outros componentes (14%), no período analisado (1979 a 2007). Nesse sentido, a tabela 4.1 apresenta três técnicas para a detecção de falhas e de defeitos nas buchas dos transformadores, das quais duas já são aplicadas na concessionária.

Apesar da técnica “ângulo de perda dielétrica”, já utilizada pela concessionária, ser bastante eficiente, esta possui a desvantagem de não permitir diagnosticar o equipamento no seu estado de operação. Por outra via, a técnica de termografia, também já implementada pela Celg, permite este tipo de diagnóstico desde que tenha boas condições climáticas para se obter resultados exatos. Por isso, propõem-se a técnica de detecção de descargas parciais para que possam ser utilizada em conjunto com as demais, permitindo a localização exata do defeito no equipamento em operação.

4.2.4 Prioridades das técnicas a serem implementadas na empresa

Dentre os vários tipos de técnicas preditivas, são apresentadas a seguir, em ordem de prioridade, as novas técnicas preditivas, propostas neste trabalho, que possuem grande relevância quanto a sua implementação.

1º) Medição de descargas parciais

Conforme apresentados, na tabela 4.2, os três componentes mais atingidos no transformador são os enrolamentos, as buchas e os comutadores. Estes poderiam ter sido detectados com as técnicas de localização de descargas parciais. Com isso, fica evidenciado o interesse e a prioridade na aquisição deste método na implementação de melhorias, visando atingir-se qualidade no fornecimento de energia.

Dentre as diferentes técnicas preditivas de diagnóstico de descargas parciais (elétrica, acústica, óptica, química etc.), se destaca a técnica de descargas parciais pelo método acústico, pelo fato de localizar fisicamente a ocorrência de descargas parciais presentes nos transformadores.

Esta técnica exige um investimento a médio prazo, pois envolve a aquisição do equipamento necessário para as medições e o treinamento de pessoal na sua aplicação, com um valor estimado de aproximadamente R\$400.000,00³ (quatrocentos mil reais), ou seja, o valor é de US\$225.988,00 (duzentos e vinte e cinco mil, novecentos e oitenta e oito dólares) para a implantação desta técnica.

2º) Análise de resposta em frequência

As principais técnicas utilizadas para a manutenção preditiva de grandes transformadores consistem na associação da (24) identificação de gases dissolvidos por cromatografia em óleo isolante (que já é uma técnica aplicada na Celg) com a identificação de descargas parciais (que foi sugerida como prioridade, no item anterior).

A utilização destas técnicas, em conjunto, é ineficiente para diagnosticar os movimentos de bobinas de enrolamentos destes equipamentos, porque os deslocamentos

³ Valor de 1 dólar = R\$1,77 (cotação do dia 13 de maio de 2008).

ocorridos, desde que mantida a integridade elétrica do papel, não provocam qualquer tipo de alteração que possa ser identificado por estas técnicas. Por isso, é apresentada também, neste trabalho, a proposta de implementação da técnica de análise de resposta em frequência (na segunda ordem de prioridade).

A técnica de análise de resposta em frequência, também, é considerada um investimento a médio prazo, pois envolve a aquisição do equipamento e treinamento de pessoal na aplicação desta técnica nos transformadores de potência. E a estimativa de investimento com esta técnica de análise de resposta em frequência é de aproximadamente R\$106.000,00³ (cento e seis mil reais), ou seja, US\$59.887,00 (cinquenta e nove mil oitocentos e oitenta e sete dólares) (28).

Capítulo 5

Conclusões

Este trabalho atingiu o seu objetivo de estudar as falhas e os defeitos ocorridos nos transformadores e nos autotransformadores de potência do sistema elétrico da Celg, que é uma concessionária de energia elétrica importante para o sistema elétrico do Estado de Goiás, no período de 1979 a 2007, proporcionando uma análise do desempenho destes equipamentos.

Neste capítulo, encontram-se as conclusões dos resultados obtidos, ressaltando-se que, as contribuições deste estudo são: a apresentação das diferentes técnicas preditivas existentes; a caracterização das interrupções devido às falhas e aos defeitos nos últimos vinte e oito anos na Celg; as descrições de alguns estudos de casos ocorridos e das propostas de melhorias de implementação de novas técnicas preditivas.

No capítulo 2 foi apresentada a importância dos transformadores de potência, evidenciando a necessidade da utilização crescente de técnicas preditivas na manutenção e do acompanhamento das suas condições de operação, visando a diminuição das interrupções de serviço por falha ou por defeito dos transformadores e autotransformadores.

No capítulo 3 foram destacadas as principais partes que compõem os transformadores e autotransformadores, para o desenvolvimento da planilha eletrônica, na qual a organização em blocos e sub-blocos (de suas partes) proporcionou a caracterização dos pontos de falhas e de defeitos encontrados nestes equipamentos.

Sobre a quantidade de transformadores e autotransformadores de potência, pode-se observar um crescimento significativo do número destes equipamentos, nos últimos vinte e oito anos, uma vez que, com o passar do tempo, verificou-se envelhecimento natural dos mesmos, o que denotou as reposições por equipamentos novos no sistema da Celg.

Nas interrupções de serviço, por falhas e por defeitos, verificou-se que os componentes mais atingidos, no período de 28 anos, ao levar-se em conta todos os equipamentos analisados (34,5kV, 69kV, 138kV e 230kV), foram os citados a seguir: os enrolamentos (34%), os comutadores (20%) e as buchas (14%). Assim, as interrupções associadas a estes três componentes representaram juntas 68% do total, as quais poderiam ter sido diminuídas se tivessem sido diagnosticadas e monitoradas por técnicas preditivas adequadas para cada tipo de defeito.

Sobre as interrupções ocorridas por ano e por classe de tensão em transformadores e em autotransformadores, no período analisado (de 28 anos), têm-se as seguintes médias do número de interrupções (por ano), nas tensões de 34,5kV, 69kV, 138kV e 230kV respectivamente: 5,3; 3,0; 1,5 e 0,52. A partir deste trabalho (tendo como base a planilha desenvolvida), sugere-se, para trabalhos futuros, uma análise estatística das interrupções ocorridas nos transformadores e autotransformadores ao longo dos anos.

Em relação às taxas de interrupções em transformadores e em autotransformadores por ano e por classe de tensão, pode-se observar que a maior taxa de interrupções foi menor do que 11%. Analisando-se quantitativamente, as taxas elevadas para os equipamentos de 138kV e 230kV se justificam pelo menor número de equipamentos pertencentes a estas classes de tensão.

Sobre as taxas de falhas de transformadores e autotransformadores, observaram-se as seguintes taxas de falhas nos equipamentos: 1,40% para os de 34,5kV; 2,03% para os de 69kV; 1,36% para os de 138kV; e 0,49% para os de 230kV.

O capítulo 4 contribuiu com a apresentação detalhada de estudos de casos de interrupções, que dificilmente encontram-se na literatura, pois estão diretamente relacionados às soluções práticas da equipe de manutenção; e também por meio deles, evidenciou-se a importância e a necessidade da utilização da técnica preditiva de cromatografia no acompanhamento das condições de operação dos transformadores de potência. No entanto, deve-se levar em consideração que a técnica preditiva de cromatografia detecta problemas por meio do óleo, ou seja, os indícios de falhas incipientes e de defeitos nos componentes somente serão detectados se o ponto em que eles ocorrerem tiver contato direto com o óleo do tanque principal do equipamento.

Sendo assim, a cromatografia não é sensível a todos os problemas que podem ocorrer nestes equipamentos e, por isso, são apresentadas as propostas de implementação de melhorias das técnicas de manutenção que, para torná-las mais eficientes deve-se aplicá-las em conjunto com outras técnicas preditivas, tais como a medição de descargas parciais pelo método acústico e a análise de resposta em frequência para diagnosticar os movimentos de bobinas de enrolamentos dos transformadores.

Cabe ressaltar que, para apresentar o retorno de pagamento (*pay-back*) das técnicas que estão sendo propostas neste trabalho (descargas parciais pelo método acústico e resposta em frequência), seria necessário realizar a implementação das técnicas e uma análise da viabilidade econômica ao longo dos anos. Porém, destaca-se que as propostas de implementação das técnicas preditivas, aplicadas no setor de engenharia de manutenção, são bastante favoráveis e significativas, pois o custo de aquisição de um transformador de potência novo, para substituir um que falhou em grandes proporções (queima), associado à substituição do equipamento e às outras despesas, corresponde a um valor muito elevado e demanda um tempo considerável.

Diante do exposto, para trabalhos futuros, sugere-se: o estudo das interrupções devido ao sistema de proteção não inerente ao transformador de potência; o controle das condições de interrupção do sistema como um todo; e, por fim, o estudo econômico, visando a análise da eficiência e da viabilidade econômica das técnicas apresentadas, comparando os custos da manutenção dos transformadores de potência com os custos da reposição por novos equipamentos na empresa (a Celg, neste caso).

Portanto, conclui-se que a implementação das propostas de melhorias das técnicas apresentadas neste estudo, em conjunto com as técnicas já aplicadas na concessionária Celg, não só proporciona condições para um aprimoramento nos procedimentos de manutenção da empresa, como também visa a diminuição do número de interrupções de serviço por falhas ou por defeitos em transformadores de potência no sistema elétrico.

Referências bibliográficas

- 1 COMPANHIA ENERGÉTICA DE GOIÁS. **Histórico da empresa**. Disponível em: <<http://www.celg.com.br>>. Acesso em: 04 julho 2008.
- 2 DUPONT, C.J. **Integração de Análises de Defeitos e Definição de Um Grau de Risco Global para Transformadores de Potência**. Tese de Doutorado – Programas de Pós-graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2003. 221p.
- 3 MARQUES, A.P. **Eficiência Energética e Vida Útil de Transformadores de Distribuição Imersos em Óleo Mineral Isolante**. Dissertação de Mestrado – Escola de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal de Goiás. Goiânia, 2004. 182p.
- 4 FAIER, J.M. **Curvas Principais Aplicadas na Identificação de Descargas Parciais em Equipamentos de Potência**. Dissertação de Mestrado - Programas de Pós-graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2006. 111p.
- 5 INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS – IEEE Std. SETAYESHMEHR A.; AKBARI A.; BORSI H.; GOCKENBACH E. **A Procedure for Diagnosis and Condition based Maintenance for Power Transformers**. Proceedings of the 2004 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Indianapolis, September, 2004, p.504-507.
- 6 INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS – IEEE Std. WANG, M.; VANDERMAR, A.J.; SRIVASTAVA, K.D. **Review of Condition**

- Assessment of Power Transformers in Service.** Proceedings of the 2002 IEEE Electrical Insulation Magazine, Canada, November/December, v.18, n.6, 2002, p.12-25.
- 7 INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS – IEEE Std. SAHA, T. K. **Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers.** Proceedings of the 2003 IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Australia, October, v.10, n.5, 2003, p. 903-917.
 - 8 SIEMENS do Brasil. **Catálogo.** Disponível em: <<http://www.siemens.com.br>> . Acesso em: 12 abril 2008.
 - 9 SÁ, A.L.C.R.; NEPOMUCENO, P.R. **Avaliação do Grau de Polimerização Antes e Após a Secagem de Transformadores em Fábrica.** In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), Belém, 1997.
 - 10 OLIVEIRA, E.M. **Cromatografia Gasosa como Instrumento de Manutenção Preventiva de Transformadores de Potência.** Monografia – Centro Federal de Educação Tecnológica do Estado de Goiás (CEFET/GO), como um dos pré-requisitos para obtenção do grau de Químico Tecnológico de Processos Agroindustriais. Goiânia, Goiás, 2004.
 - 11 LAPWORTH, J.A. **Transformers Reliability Surveys.** Revista Electra, n. 227, p.10-14. august. 2006. Cigré.
 - 12 MORAIS, D.R.; ROLIM, J. G. **A Neural Network for Detection of Incipient Faults in Transformers Based on the Dissolved Gas Analysis of Insulating Oil.** In: VI INDUSCON – Joinville, 2004.
 - 13 ALTWEGG, J.; DUPRAZ, J.P.; MARTIN, J.; BAUDART, C. **O Telediagnóstico como Ferramenta de Otimização da Manutenção.** In: XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), Foz do Iguaçu – Paraná, 1999.

- 14 KARDEC, A.; NASCIF, J. **Manutenção – Função Estratégica**. Editora Qualitymark. 2ª edição. 368p. Rio de Janeiro. 2003.
- 15 MARQUES, A.P. **Apostila: Tópicos de Subestações**. Escola Técnica Federal do Estado de Goiás (ETFGO), Goiânia, Goiás, novembro, 1996.
- 16 AGORIS, P.D.; MEIJER S.; GULSKI, E.; SMIT, J.J. **Técnicas de Detecção On-line de Descargas Parciais**. Revista Eletricidade Moderna, ano XXXV, n. 394, p. 132-141. janeiro, 2007.
- 17 CENTRAIS ELÉTRICAS DE GOIÁS S/A – CELG. **Introdução a Cromatografia como Técnica de Manutenção Preditiva**. Divisão de Engenharia de Manutenção. In: SÁ, A.L.C.R.; NEPOMUCENO, P.R.. 1992.
- 18 SANTOS, L.; BARBOSA, L.C.; ARAÚJO, R.A.; SINESCALCHI, R.T. **As Diferentes Visões Sobre a Aplicação da Termografia no Sistema Elétrico de Furnas e As Ações Adotadas para Buscar a Convergência entre Elas, com a Máxima Operacionalidade, Produtividade e Confiabilidade do Sistema**. In: XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), Curitiba, 2005.
- 19 MORAIS, D.R. **Ferramenta Inteligente para Detecção de Falhas Incipientes em Transformadores Baseada na Análise de Gases Dissolvidos no Óleo Isolante**. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-graduação de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2004. 112 p.
- 20 INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS - IEEE Std. COLE, P.T. **Location of Partial Discharges and Diagnostics of Power Transformers using Acoustic Methods**. Proceedings of the 1997 IEEE Conference “Diagnostic methods for Power Transformers”, London.

- 21 LIMA, V.D.; MACEDO, V.G.; SANTOS, O.G.F. **Detecção de Descargas Parciais através do Método Acústico em Transformadores**. In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), Campina Grande – PB, Brasil, 2006.
- 22 CUENCA, W.M.H. **Caracterização dos Sinais de Descargas Parciais em Equipamentos de Alta Tensão a Partir de Modelos Experimentais**. Tese de Doutorado – Programas de Pós-graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2005. 140p.
- 23 MISTRAS HOLDINGS GROUP. **Descargas Parciais**. Programa de Engenharia de Inspeção e Avaliação de Integridade. PHYSICAL ACOUSTICS SOUTH AMERICA (PASA), abril, 2005.
- 24 MARTINS, H.J.A. **Diagnóstico de Transformadores de Potência Através de Metodologias no Domínio da Frequência**. Tese de Doutorado – Programa de Pós-Graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007. 237 p.
- 25 MARTINS, H.J.A. et al. **Diagnóstico Integrado de Transformadores de Potência - Aplicação**. In: XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), Foz do Iguaçu-Paraná, 1999.
- 26 SANTOS, L.T.B.; OLIVEIRA J., G.F.B.; ZAMBRANO, G.M.V.; MARTINS, H.J.A.; TRINDADE, M.B. **Pesquisa para Diagnóstico de Defeitos na Parte Ativa de Transformadores de Potência**. In: XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), Rio de Janeiro, 2007.
- 27 CENTRAIS ELÉTRICAS DE GOIÁS S/A – CELG. *Software: Controle de Equipamentos Elétricos de Alta Tensão*. COBOL/CICS, IBM – *Main Frame*, Base de Dados DB2. Divisão de Engenharia de Manutenção. NASCIMENTO, J.A.; NEPOMUCENO, P.R. 1980.

28 ADIMARCO Representações e Serviços LTDA. **Catálogo**. Disponível em: <<http://www.adimarco.com.br>>. Acesso em: 29 maio 2008.

Apêndice A:

Ilustração da planilha eletrônica

Para o desenvolvimento da planilha eletrônica, utilizada no estudo de interrupções de serviço por falhas e por defeitos em transformadores e autotransformadores, foi necessário dividi-la detalhadamente, de modo que este viesse a conter todas as informações registradas ao longo dos 28 anos em análise.

Assim, conforme o apresentado no capítulo 3, esta planilha foi organizada em tópicos, contendo as características cadastrais, construtivas, elétricas, de interrupções, de proteções atuadas, de ensaios de amostras de óleo e de pontos de interrupção.

A figura A1 ilustra uma parte da planilha eletrônica com algumas características construtivas, tais como a quantidade de *taps*, a quantidade de enrolamentos, o número de fases, a classe de temperatura e o tipo de resfriamento. Enquanto que, na figura A2, apresentam-se algumas características elétricas analisadas (potência nominal, classe de tensão e potência nominal no último estágio de refrigeração).

	F	G	H	I	J	K	M	N
1	Características Construtivas							
2	Número de Fases	Quantidade de Enrolamentos	Quantidade de Taps	Tipo do Enrolamento			Classe de Temperatura	Tipo de Resfriamento
3	1 ou 3 ▾	2 ou 3 ▾	- ▾	Alta ▾	Média ▾	Baixa ▾	55 ou 65 C ▾	ONAN/ONAF/ONAF ▾
4								
5	3	2	3				55	ONAN
6	3	2	5				55	ONAN/ONAF
7	3	2	5				55	ONAN
8	3	2	5				55	ONAN
9	3	2	5				55	ONAN
10	3	2	5				55	ONAN
11	3	2	5				55	ONAN
12	3	2	5				55	ONAN
13	3	2	7				55	ONAN
14	3	2	5				55	ONAN
15	3	2	7				55	ONAN
16	3	2	5				55	ONAN
17	3	2	5				55	ONAN
18	3	2	5				55	ONAN
19	3	2	5				55	ONAN
20	3	2	5				55	ONAN
21	3	2	5				55	ONAN
22	3	2	7				55	ONAN
23	3	2	5				55	ONAN
24	3	2	5				55	ONAN
25	3	2	5				55	ONAN
26	3	2	5				55	ONAN

Figura A1 – Parte da planilha eletrônica com algumas características construtivas.

	R	S	T	U	V	W	X
1	Características Elétricas						
2	Tensão Nominal (kV)			Potência Nominal (MVA)			Potência Nominal no último estágio de refrigeração
3	Alta ▼	Média ▼	Baixa ▼	Alta ▼	Média ▼	Baixa ▼	(MVA) ▼
4							
5	34,5		13,8	2,5		2,5	2,5
6	34,5		13,8	2,5/3,125		2,5/3,125	3,125
7	34,5		13,8	7,2		7,2	7,2
8	34,5		13,8	7,2		7,2	7,2
9	34,5		13,8	7,2		7,2	7,2
10	34,5		13,8	7,2		7,2	7,2
11	34,5		13,8	7,2		7,2	7,2
12	34,5		13,8	2,5		2,5	2,5
13	34,5		13,8	2		2	2
14	34,5		13,8	2,5		2,5	2,5
15	34,5		13,8	2		2	2
16	34,5		13,8	1,5		1,5	1,5
17	34,5		13,8	1,5		1,5	1,5
18	34,5		13,8	1,5		1,5	1,5
19	34,5		13,8	1,5		1,5	1,5
20	34,5		13,8	1,5		1,5	1,5
21	34,5		13,8	1,5		1,5	1,5

Figura A2 – Parte da planilha eletrônica com algumas características elétricas.

Apêndice B:

Diagrama orientativo

Para a análise dos resultados foram elaborados diferentes gráficos, e com o objetivo de facilitar a compreensão deste trabalho, dada a diversidade e a quantidade destes, é apresentado, na figura B1, um diagrama orientativo sobre tais gráficos.

Observa-se, na figura B1, que os gráficos foram agrupados primeiramente em dois blocos principais distintos, sendo o primeiro bloco relativo às quantidades de equipamentos (transformadores e autotransformadores), e o segundo relativo às interrupções de serviço destes equipamentos devido às falhas e aos defeitos.

O segundo bloco, também, é subdividido em duas partes. Na primeira parte são apresentados os gráficos nos quais se levou também em consideração as interrupções atribuídas ao sistema de proteção, enquanto que na segunda parte são apresentados os gráficos nos quais estas interrupções - devido ao sistema de proteção - não são consideradas, ou seja, apresentam-se as interrupções ocorridas em componentes dos equipamentos em si (enrolamentos, buchas, comutadores etc.). Esta segunda parte, portanto, contém três blocos - o de interrupções, o de defeitos e o de falhas -, sendo que cada um destes blocos são apresentados em conjuntos de gráficos elaborados, especificamente, para os transformadores e para os autotransformadores.

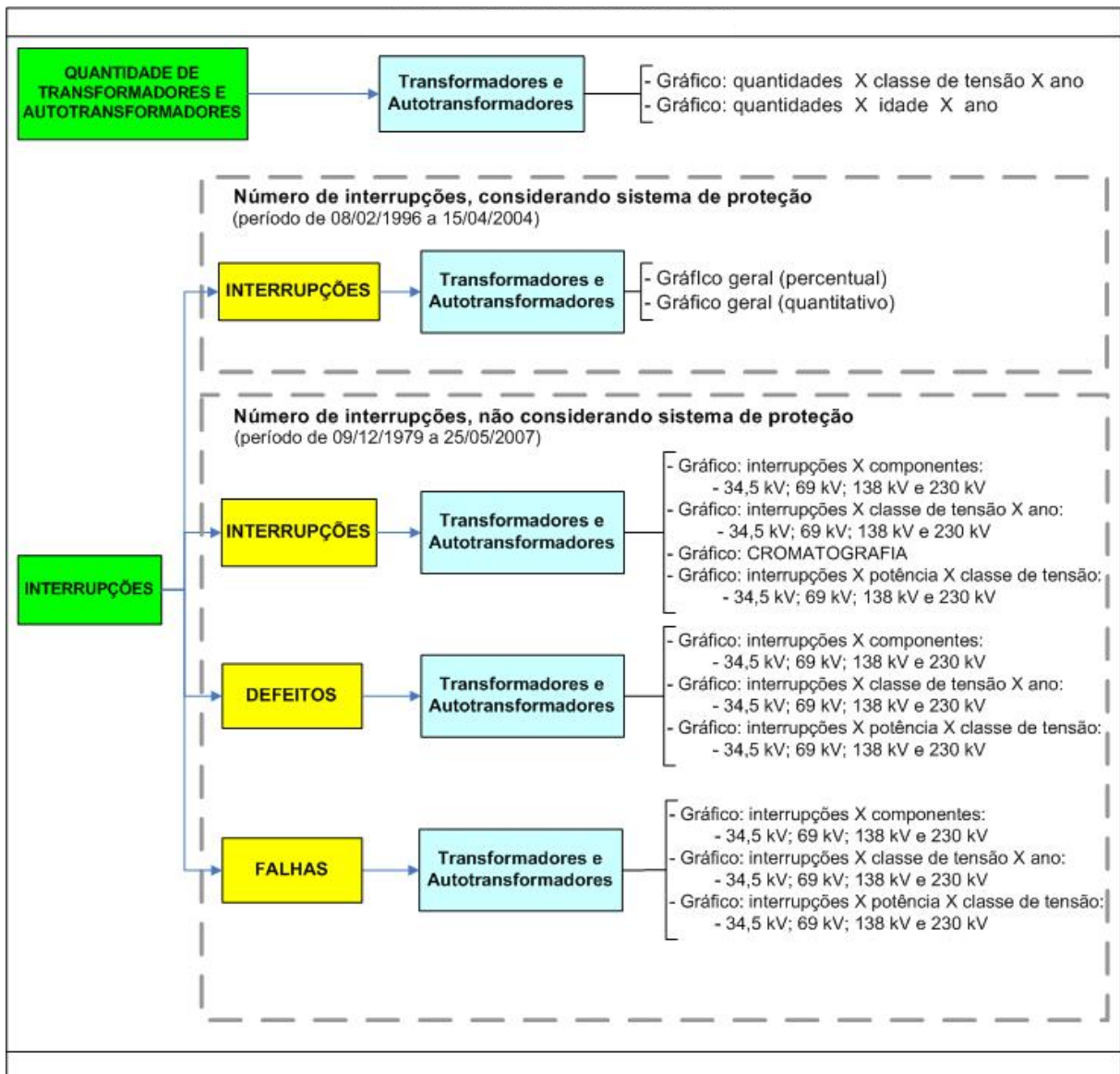


Figura B1 – Diagrama orientativo.