



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO - UFPE
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS – CTG

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
PPGEE

**MONITORAMENTO E DIAGNÓSTICO DE ESTADOS DE GRANDES
TRANSFORMADORES, COM ÊNFASE PARA O DIAGNÓSTICO PELA
CROMATOLOGRAFIA COM O USO DE REDES NEURAIAS**

Por

Vespucio Nunes de Alencar Barros Filho

RECIFE – PE
2003



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO - UFPE
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS – CTG

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
PPGEE

**MONITORAMENTO E DIAGNÓSTICO DE ESTADOS DE GRANDES
TRANSFORMADORES, COM ÊNFASE PARA O DIAGNÓSTICO PELA
CROMATOLOGRAFIA COM O USO DE REDES NEURAIIS**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco,
em cumprimento às exigências para a obtenção do título de
Mestre em Engenharia Elétrica

AUTOR : VESPUCIO NUNES DE ALENCAR BARROS FILHO
ORIENTADOR : PROF. DR. MANOEL AFONSO DE CARVALHO JÚNIOR
CO-ORIENTADOR : PROF. DR. RONALDO RIBEIRO BARBOSA DE AQUINO

RECIFE – PE
ANO – 2003



Universidade Federal de Pernambuco
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

PARECER DA COMISSÃO EXAMINADORA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO DE
MESTRADO PROFISSIONALIZANTE DE

VESPÚCIO NUNES DE ALENCAR BARROS FILHO

TÍTULO

**“MONITORAMENTO E DIAGNÓSTICO DE ESTADOS DE GRANDES
TRANSFORMADORES, COM ÊNFASE PARA O DIAGNÓSTICO PELA
CROMATOGRAFIA COM O USO DE REDES NEURAIS”**

A comissão examinadora composta pelos professores: MANOEL AFONSO DE CARVALHO JÚNIOR, DEESP/UFPE, GERALDO LEITE TORRES, DEESP/UFPE, RONALDO RIBEIRO BARBOSA DE AQUINO, DEESP/UFPE e WASHINGTON LUIZ DE ARAÚJO NEVES, DEE/UFPG sob a presidência do primeiro, consideram o candidato

VESPÚCIO NUNES DE ALENCAR BARROS FILHO APROVADO

Recife, 30 de setembro de 2003.


MANOEL AFONSO DE CARVALHO JÚNIOR


GERALDO LEITE TORRES


RONALDO RIBEIRO BARBOSA DE AQUINO


WASHINGTON LUIZ DE ARAÚJO NEVES

**MONITORAMENTO E DIAGNÓSTICO DE ESTADOS DE GRANDES
TRANSFORMADORES, COM ÊNFASE PARA O DIAGNÓSTICO PELA
CROMATOGRAFIA COM O USO DE REDES NEURAIAS**

**UFPE – PPGEE
RECIFE - PE**

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho:

A meu pai (in memoriam) e a minha mãe, pois tudo o que eu sou e faço é fruto do amor, da educação e dos exemplos de honestidade e trabalho repassados por eles ao longo da vida.

AGRADECIMENTOS

À Deus, que me deu saúde e força para começar e concluir este trabalho.

À minha família, que sempre me apoiou e me incentivou nos estudos.

À CHESF, pela oportunidade e patrocínio para a realização do curso de pós-graduação.

A minha chefia e demais colegas de trabalho, que me apoiaram e deram sugestões para o enriquecimento do mesmo.

Aos professores da Universidade que participaram desse Mestrado, em especial ao Professor Doutor Manoel Afonso de Carvalho Júnior, pelos ensinamentos recebidos e pelas relações de amizades formadas.

Ao Professor Doutor Ronaldo Ribeiro Barbosa de Aquino, pela confiança depositada, palavras de incentivo, e principalmente pelo imprescindível suporte técnico dado para a concretização desse trabalho.

Aos colegas do Mestrado, pelo excelente convívio, apoio e companheirismo.

A todos, que durante esta caminhada, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização desse trabalho.

RESUMO

A confiabilidade dos sistemas elétricos de transmissão é de maior importância no atual modelo estruturado para o setor elétrico brasileiro. As agências reguladoras tem aplicado severas multas nas companhias elétricas, que envolvem perdas elevadas no caso de falhas em equipamentos. O antigo conceito de manutenção preventiva baseado em testes periódicos de isolamento dos equipamentos são imprecisos, pouco confiáveis e caros. Os fabricantes e algumas empresas tem feito investimentos significativos de recursos para melhorar os métodos de monitoramento desses equipamentos, para prever falhas e definir o momento apropriado para a manutenção.

No início desse trabalho, foi feita uma análise de desempenho dos transformadores de potência no sistema elétrico de transmissão. Foram também mostrados os resultados de uma pesquisa literária sobre os sistemas de monitoramento para detectar falhas incipientes nos transformadores de potência usados no momento.

A Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, responsável pela geração e transmissão de energia em alta e extra alta tensão no Nordeste do Brasil, tem priorizado ações para melhorar o uso da análise de gases dissolvidos (DGA) para o diagnóstico de falhas incipientes em transformadores de potência. Esta técnica está bem fundamentada há mais de vinte anos no mundo todo, e são muitos os métodos correntemente empregados para a análise de falhas. Neste trabalho, o método baseado na norma IEC 599 (International Electrotechnical Commission), foi extensivamente estudado como sendo o de melhores resultados quando comparados com outros métodos, embora não defina o diagnóstico para cerca de trinta por cento (30%) dos casos. O problema principal para solucionar foi o de obter satisfatoriamente resultados aonde este método não prevê um diagnóstico.

O uso de Inteligência artificial como redes neurais, tem sido no momento extensamente considerado em muitas aplicações, em que podem representar o ser humano na solução de alguns problemas. Neste trabalho foi usada uma rede neural artificial (RNA) treinada com os dados da CHESF, para gerar o mesmo diagnóstico da IEC. A parte mais importante do trabalho foi definir apropriadamente esta rede neural.

A saída principal desse trabalho, de aumentar o campo de diagnóstico pelo método da IEC foi bem alcançada. O trabalho melhora o conhecimento de defeitos que podem ser detectados por este método, que é uma das mais importantes ferramentas da engenharia de manutenção para o monitoramento de falhas incipientes em transformadores de potência.

ABSTRACT

The reliability of the Electric Power Transmission System is of major importance in the present model of the structured Electric Sector in Brazil. The regulatory agencies has imposed severe penalties to electric companies, that involved large lost in case of equipment failures. The old concept of preventive maintenance based on regular insulation tests for power equipment are imprecise, unreliable ant costly. The manufacturers and some utilities have been investing significant amount of resource to improve methods of monitoring these equipments, to predict failures and defining appropriate time of maintenance.

In the beginning of this work it was made a performance analysis of the power transformer in the electric transmission system. It was also shown results of a literature survey about monitoring systems to detect incipient failure in power transformer used at the moment.

The Companhia Hidro Eletrica do São Francisco - CHESF, responsible for the generation and transmission of energy in High and Extra High Voltage in the northeast of Brazil, has prioritizing actions to improve the use of Dissolved Gas Analysis-DGA for diagnosis of incipient failures in power transformers. This technique is well established for more than 20 years worldwide, and there are many methods currently employed for failure analysis. In this work the method based in the 599 International Electrotechnical Commission Standard -IEC was extensively study as it presents the best results when compared with other methods, although it does not generate diagnosis in about 30% of the cases. The main problem to solve was to give successful results where this method do not predict an diagnosis.

The use of artificial intelligent techniques as neural networks has now been widely considered in many applications as they can provide a human-like approach in solving some problems. In this work it was used an Artificial Neural Network-RNA trained with CHESF database to generate the same IEC diagnosis. The most important part the work was to define this appropriate neural network.

The main outcome of this work of enhancing the range of diagnosis of the IEC method has been achieved. The work improved the knowledge of defects that can be detected by this method that is one of the more important tool in the maintenance engineering to monitoring incipient failures in power transformers.

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA.....	iv
AGRADECIMENTOS.....	v
RESUMO.....	vi
ABSTRACT.....	viii
SUMÁRIO.....	ix
LISTA DE TABELAS	xii
LISTA DE FIGURAS.....	xiii
LISTA DE ABREVIACÕES E SÍMBOLOS	xv

CAPÍTULO 1 - CONSIDERAÇÕES GERAIS

1.1 – Introdução.....	1
1.2 - Apresentação do problema.....	3
1.3 – Objetivos.....	4

CAPÍTULO 2 - ANÁLISE DE DESEMPENHO DE EQUIPAMENTOS

2.1 – Levantamento das falhas ocorridas.....	6
2.2 – Analise dos componentes afetados, causas das falhas e principais defeitos.....	8
2.3 – Ações já adotadas para a redução das falhas e correções de defeitos.....	15
2.4 – Novas ações para a redução das falhas associadas as partes ativas dos equipamentos..	18

CAPÍTULO 3 - MONITORAMENTO E DIAGNÓSTICO DE ESTADOS DE TRANSFORMADORES

3.1 – Estado da arte.....	23
3.1.1 -Critérios para a aplicação de sistemas de monitoramento e diagnóstico de estado.....	26
3.1.2-Tipos de monitoramentos e diagnósticos de estados disponíveis para transformadores	31

3.2 – Definição dos principais monitoramentos e diagnósticos de estados a serem adotados para a redução das falhas.....	39
--	-----------

CAPÍTULO 4 – MONITORAMENTO E DIAGNÓSTICO PELA CROMATOLOGRAFIA

4.1 - Análise cromatográfica do óleo isolante.....	43
4.2 - Diagnósticos e emissões de pareceres cromatográficos.....	46
4.2.1- Parecer da engenharia de manutenção com base na cromatografia.....	54
4.2.2- Banco de dados da cromatografia.....	61
4.3 - Análise dos equipamentos da CHESF com problemas internos.....	63

CAPÍTULO 5 – MODELO DE DIAGNÓSTICO PELA CROMATOLOGRAFIA COM O USO DE REDES NEURAIIS

5.1 – Diagnósticos com o uso de redes neurais.....	66
5.1.1 - Redes Neurais Artificiais (RNA).....	68
5.1.1.1 – Fundamentação teórica.....	68
5.1.1.2 – Aprendizagem por correção de erro e algoritmo Back-propagation.....	75
5.1.1.2.1 –Algoritmo de aprendizagem Rprop.....	86
5.1.2 – Modelo utilizado de RNA e resultados obtidos.....	91
5.1.2.1 – Tratamento do banco de dados da cromatografia para a RNA.....	92
5.1.2.2 – Definição do modelo e da arquitetura da RNA a ser utilizada.....	95
5.1.2.3 – Primeiros resultados obtidos e novas adequações na RNA.....	97
5.1.2.4 – Resultados obtidos pela RNA.....	105
5.2 – Diagnósticos cromatográficos para as análises não tabeladas pela IEC 1.....	115
5.2.1- Tratamento dos dados não tabelados.....	116
5.2.2 –Diagnósticos esperados para as respostas da RNA, diante das relações IEC 1 não tabeladas	117

5.2.3 – Resultados da RNA para as ocorrências com diagnósticos não tabelados.....	124
--	------------

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

6.1 – Conclusões	126
-------------------------------	------------

6.2 – Recomendações.....	128
---------------------------------	------------

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	130
--	------------

ANEXOS

Anexo I – Histórico de falhas de transformadores e reatores de 1991 até agosto/2003.....	136
---	------------

Anexo II – Listagem de transformadores e reatores que foram retirados de operação preditivamente pela cromatografia ou falharam de 1981 até agosto/2003.....	144
---	------------

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Quantidade anual de defeitos em transformadores com base nas SM emitidas.....	14
Tabela 4.1 Método de diagnóstico pela IEC (ou IEC 1).....	49
Tabela 4.2- Método de diagnóstico de Rogers (ou Rogers 1) – Relações e diagnósticos	51
Tabela 5.1 – Distribuição dos diagnósticos tabelados pela IEC 1.....	67
Tabela 5.2 – Diagnósticos pela IEC 1 X Quantidade de amostras.....	92
Tabela 5.3 – Códigos de saídas para a RNA pelo critério IEC 1.....	95
Tabela 5.4 – Principais características da RNA inicialmente utilizada.....	97
Tabela 5.5 – Novos valores esperados na saída da RNA, conforme o código do diagnóstico da IEC 1.....	98
Tabela 5.6 – Resultados das RNA com números diferentes de neurônios na camada intermediária, tendo três nós na entrada e 10 neurônios na camada de saída e com algoritmo de aprendizagem Rprop.	100
Tabela 5.7 – Principais características da nova RNA a ser utilizada.....	102
Tabela 5.8 – Valores dos parâmetros adotados para o treinamento da RNA pelo Rprop.....	103
Tabela 5.9 – Erros apresentados pela RNA MLP 3-14-10 durante o treinamento com as 2000 amostras , o teste e a validação com suas respectivas 1000 amostras, as quantidades de épocas atingidas durante o treinamento e os erros de classificações, quando feito o teste com as 1000 e com as 21693 amostras.....	107
Tabelas 5.10 - Pesos da RNA (3-14-10) número 9, antes de iniciarmos o seu treinamento.....	113
Tabela 5.11 – Distribuição dos diagnósticos não tabelados pela IEC 1.....	117
Tabela 5.12– Método pela IEC1 – Diagnósticos tabelados.....	119
Tabela 5.13 - Método pela IEC 1 – Diagnósticos tabelados pela natureza e gravidade do problema.....	120
Tabela 5.14 - Diagnósticos tabelados pela IEC 1 e a previsão de diagnósticos para os não tabelados.....	121
Tabela 5.15 – Resultados obtidos pela rede RNA número 9 da tabela 5.9 para os não tabelados da IEC 1.....	123
Tabela 5.16 - Equipamentos com diagnósticos não tabelados pela IEC1 após suas falhas.....	125

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Taxa de falha de autotransformadores, transformadores e reatores da CHESF....	7
Figura 2.2 – Componentes afetados de 1979 a 2002.....	9
Figura 2.3 – Componentes afetados de 1996 a 2002.....	9
Figura 2.4 – Componentes afetados – Média anual.....	10
Figura 2.5 – Causas das falhas de 1979 a 2002.....	10
Figura 2.6 – Causas das falhas de 1996 a 2002.....	11
Figura 2.7 – Causas das falhas – Média anual.....	11
Figura 2.8 – Tempo médio de reparo de 1979 a 2002.....	12
Figura 2.9 – Tempo médio de reparo de 1996 a 2002.....	12
Figura 2.10 – Principais componentes de um transformador com comutador.....	14
Figura 4.1– Fluxograma de decisão simplificado, com base nos resultados das análises cromatográficas.....	59
Figura 4.1a–Fluxograma de decisão simplificado, com base nos resultados das análises cromatográficas	60
Figura 4.2 – Distribuição percentual dos diagnósticos tabelados para a cromatografia.....	63
Figura 5.1 – Modelo não-linear de um neurônio.....	70
Figura 5.2 – Tipos de funções de ativações.....	71
Figura 5.3 – Transformação afim produzida pela presença de um <i>bias</i>	72
Figura 5.4 – Outro modelo não linear do neurônio.....	73
Figura 5.5 – Grafo de fluxo de sinal de um neurônio.....	74
Figura 5.6 – Diagrama em blocos da aprendizagem supervisionada para uma rede neural (RNA), utilizando a correção por erro ($e_k = d_k - y_k$).....	78
Figura 5.7 – Influência do termo momento durante aprendizado da rede para otimização da resposta	83
Figura 5.8 – Arquitetura final da rede neural artificial do tipo MLP, totalmente conectada, utilizada para a solução do problema.....	104
Figura 5.9 – Desempenho da RNA 3-8-10, com algoritmo <i>Back-propagation</i> e erro quadrático médio de 6,51% mesmo com 50.000 épocas de treinamento.....	105

Figura 5.9 a – Desempenho da RNA 3-14-10, com algoritmo Back-propagation e erro quadrático médio de 6,71% mesmo com 50.000 épocas de treinamento.....	105
Figura 5.10 – Variações nos erros MSE para a rede RNA número 4.....	109
Figura 5.11 – Queda e estabilização posterior do erro quadrático médio. durante o treinamento, validação e teste inicial feito para a definição da RNA número 9, a ser adotada para a solução do problema de reconhecimento de padrões pela IEC 1. Utilizaremos esta rede para “extrapolar” os diagnósticos pela IEC 1 para as 8920 amostras não tabelados no próximo item desse capítulo.....	110
Figura 5.12 – Variações nos erros MSE para a rede RNA número 8.....	111
Figura 5.13 – Variações nos erros MSE para a rede RNA número 10.....	112

LISTA DE ABREVIACÕES E SÍMBOLOS

SIGLA OU TERMO	DESCRIÇÃO
TR	Tempo médio de reparo
SM	Solicitação de manutenção
SE	Subestação
CDST	Comutador de derivação sem tensão
CAV	Comutador à vazio
CDC	Comutador de derivação em carga
MP	Manutenção preventiva
MPP	Manutenção preventiva periódica
MPA	Manutenção preventiva aperiódica
MC	Manutenção corretiva
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
TGC	Taxa de crescimento mensal na concentração do gás (%)
RNA	Rede neural artificial
MLP	Perceptrons de múltiplas camadas (Multilayer Perceptrons)
Rprop	Algoritmo de aprendizagem <i>Resilient Back-propagation</i>
GDM	Algoritmo de aprendizagem Back-propagation ou pelo gradiente descendente com momento
R_i	Relação i entre as concentrações de gases
N_i	Neurônio i
MSE	Erro quadrático médio (<i>Mean Squared Error</i>)
°C	Graus Celsius ou Centígrados
ppm	Partes por milhão – volume/volume
Kpa	Unidade de pressão quilo Pascal
CGC	Concentração total dos gases combustíveis
GP	Grau de polimerização do papel (celulose)
$E(n)$	Função de custo
$E(.)$	Função de erro
η	Parâmetro da taxa de aprendizagem
v_j	Campo local induzido do neurônio j
$\delta_j(n)$	Gradiente local do neurônio j no tempo n
b_k	<i>Bias</i> ou termo de polarização aplicado ao neurônio k
Δw	Pequena variação aplicada ao peso w

LISTA DE ABREVIACOES E SÍMBOLOS

SIGLA OU TERMO	DESCRICAO
$\varphi(.)$	Função de ativação
x_j	Sinal de entrada
y_k	Sinal de saída
d_k	Saída desejada
e_k	Sinal de erro
Δ_{ji}	Valor de atualização do peso w_{ji} pelo Rprop
η^+	Fator para aumentar o Δ_{ji} pelo Rprop
η^-	Fator para reduzir o Δ_{ji} pelo Rprop
w_{kj}	Valor do peso sináptico do neurônio k excitado por x_j
α	Constante de momento
ψ	Termo momento
n	Tempo discreto
t	Tempo contínuo

CAPÍTULO 1 - CONSIDERAÇÕES GERAIS

1.1 – INTRODUÇÃO

A Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) é uma empresa estatal de economia mista, responsável pela produção, transporte e comercialização de energia elétrica para os estados do Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia, beneficiando mais de 40 milhões de habitantes, possuindo 16 Usinas, com capacidade de geração de 10.705 MW(megawatts), mais de 17.000 km de linhas de transmissão (de 69kV a 500kV) e 90 subestações, das quais 11 subestações são em 69kV, 5 em 138kV, 54 em 230kV e 20 em 500kV, com capacidade instalada de transformação de 34.483 MW

Considerando os equipamentos de transformação, a CHESF em 2002 possuía 636 equipamentos energizados com tensões de 69kV a 500kV constituídos por transformadores, autotransformadores, e reatores.

Destes equipamentos, sabemos que os transformadores são os equipamentos de vitais importâncias que, por indução eletromagnética, transformam tensão e corrente alternadas entre dois ou mais enrolamentos, permitindo a interligação de sistemas elétricos de diversos níveis de tensões e possibilitando a transmissão de grandes blocos de energia a grandes distâncias com perdas reduzidas, além de ser usado no controle do fluxo de potência[Pena,2003].

Sendo o transformador o ativo mais caro dentro de uma subestação, de prazo de aquisição não imediata, e considerando o atual modelo do setor elétrico, onde as tendências ocorridas no mercado mundial em direção à privatização e à livre competição, levarão o consumidor a comprar do produtor que oferecer condições mais favoráveis, neste sentido, vem crescendo nos últimos anos, o interesse pelos índices de desempenhos e de confiabilidade do transformador[Bengtsson,1996].

Não obstante, sabemos que uma falha envolvendo um transformador pode levar a sérias conseqüências como: interrupção no fornecimento de energia elétrica, principalmente em sistemas radiais, até a normalização da unidade ou substituição por unidade reserva, prejudicando os índices de qualidade no fornecimento de energia da empresa, e em muitos casos a empresa sendo penalizado com multas

contratuais pela interrupção do serviço de fornecimento de energia, bem como prejudicando a sua imagem junto a sociedade. Além disso, uma falha de grande porte, normalmente envolvendo a parte ativa do transformador, pode vir seguida de explosões e incêndios, podendo colocar em risco vidas humanas, provocar avarias em outros equipamentos adjacentes e graves prejuízos ao meio ambiente no caso de ocorrer vazamento de óleo mineral isolante que venha a contaminar o solo e o lençol freático. Vale salientar que também dentro do atual modelo do setor elétrico, as empresas estão sendo pagas pela disponibilidade operacional dos equipamentos, havendo redução de receitas caso haja indisponibilidade operacional do equipamento e sendo de maior monta se a mesma for não programada (intempestiva), como é o caso de uma falha.

Resumidamente, do exposto verificamos a importância de mantermos em operação por um maior período de tempo possível, e dentro de parâmetros aceitáveis de confiabilidade e custos, os diversos equipamentos que compõem o sistema elétrico, em particular os autotransformadores e transformadores de potência.

É com esta visão que desenvolvemos este trabalho, associando a necessidade de um monitoramento e diagnóstico de estado para os autotransformadores e transformadores de potência, que para simplificar procuraremos chamar à partir de agora de transformadores ou apenas de equipamentos, no sentido de minimizarmos as falhas e os tempos de intervenções para manutenções desses equipamentos, e com isto atendermos a premissa que nos foi colocada. Atenção especial será dada, para a predição das falhas associadas a parte interna dos transformadores, usando como principal ferramenta o diagnóstico com base nas análises de gases dissolvidos no óleo isolante do equipamento, ou simplesmente análises cromatográficas, associado ao uso de redes neurais artificiais (RNA) para a definição do diagnóstico do equipamento analisado pelo método ou critério da Norma 599 da International Electrotechnical Commission (IEC), considerando o universo de amostras que apresentam um diagnóstico definido (tabelado) pela IEC, sendo este método o mais eficiente dentre os vários aplicados pela CHESF.

Como veremos adiante, o uso de técnicas de Inteligência Artificial (IA), e mais precisamente o de redes neurais artificiais (RNA), se mostrou bastante útil na determinação dos diagnósticos cromatográficos dos equipamentos pelo critério da IEC, e especialmente importante quando também extrapola o diagnóstico mais provável para aquelas amostras cromatográficas que não apresentam originalmente um diagnóstico definido ou tabelado pela IEC, universo este de amostras da ordem de 30% (trinta por cento) de todas as análises cromatográficas executadas pelo laboratório próprio da empresa.

1.2 - APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA

Na CHESF, o normativo da manutenção de transformadores vem desenvolvendo dentro da engenharia de manutenção uma análise de desempenho desses equipamentos, incluindo também reatores, com tensões a partir de 69kV até 500kV, desde o ano de 1979, no sentido principal de verificar as causas das falhas ocorridas por família de equipamentos, de adotar ações para evitar ou minimizar a repetição de novas falhas, e assim reduzir as taxas de falhas desses equipamentos.

Como iremos verificar mais adiante, esta análise de desempenho tem nos dado informações importantes no sentido de direcionarmos as ações e os recursos da manutenção para melhorarmos os desempenhos operacionais desses equipamentos e instrumentos, fato este de vital interesse para a empresa principalmente diante do atual modelo do setor elétrico que exige uma maior disponibilidade operacional desses equipamentos e com uma taxa de falha se possível igual a zero. Diante disto, e embora saibamos dos avanços já alcançados pela manutenção nos últimos anos, que será mostrado no próximo capítulo, temos que continuar nos empenhando para buscarmos dentro do setor elétrico, com empresas congêneres, fabricantes de equipamentos, universidades e centros de pesquisas, as novas ferramentas e tecnologias existentes ou em desenvolvimento que possam atender as nossas necessidades.

Nessa linha, observamos que para isto se torna imprescindível investirmos em modelos que indiquem o diagnóstico real do estado do equipamento, no sentido de programarmos uma intervenção no momento certo, isto é pouco antes de ocorrer uma falha ou que sua probabilidade de ocorrer seja elevada (não aceitável) e direcionada para conduzirmos o equipamento a condições operacionais satisfatórias, levando sempre em conta que os custos associados a tais benefícios sejam viáveis. Após pesquisas feitas com empresas congêneres, fabricantes de transformadores, de instrumentos de supervisão proteção, controle e informática, e de centros de pesquisas do setor elétrico, confirmamos esta tendência que se materializa através de sistemas “completos” de monitoramento e diagnóstico de estado de transformadores, que já se encontram instalados e operando em algumas unidades de transformadores de empresas congêneres, na sua maioria em fases de testes e avaliações quanto aos seus desempenhos, bem como de outros em fases de desenvolvimentos principalmente juntos aos

fabricantes dos equipamentos, que já procuram associar o seu fornecimento em conjunto com os novos equipamentos em fabricação.

Observamos também que tais sistemas de monitoramento e diagnóstico de estado por se tratarem de sistemas que necessitaram de um investimento inicial alto pelos fabricantes, associados a alguns dispositivos com novas tecnologias, e acrescido do fato de ainda estarem em muitos casos em fase de testes e em número comercializado bem reduzido (baixa demanda), estão com seus preços elevados, hoje em média na faixa de 8% a 10% do preço de um equipamento novo a ser monitorado, inviabilizando em muito a aquisição dos mesmos, principalmente de partirmos para instalar em um número elevado de equipamentos. Além disso, devemos ter um sistema de monitoramento e diagnóstico de estado que atenda as nossas particularidades quanto a detecção dos tipos de defeitos e falhas incipientes mais freqüentes em nossas famílias de equipamentos, fato este que só poderá ser melhor delineado com base no histórico de defeitos e na análise de desempenho de suas falhas, registradas no caso da CHESF desde 1979.

Assim sendo, podemos considerar que os principais problemas a serem abordados por este trabalho são: a definição do tipo de sistema de monitoramento e diagnóstico de estado que melhor atenda as necessidades dos transformadores, de acordo com a sua análise de desempenho e as várias opções já existentes ou em desenvolvimento de sistemas, bem como o uso de técnicas preditivas, mais precisamente as análises de gases dissolvidos no óleo isolante ou simplesmente denominadas nesse trabalho de análises cromatográficas, que associadas aos recursos das redes neurais artificiais (RNA), possibilitaram a definição de um diagnóstico mais amplo, no sentido de detectarmos com mais precisão a existência de uma falha ou defeito em fase incipiente na parte interna (parte ativa) do equipamento, e com isto retirarmos de forma preditiva o equipamento de operação, reduzindo significativamente os custos de reparo e os outros associados a uma saída intempestiva de operação (falha).

1.3 - OBJETIVOS

Dentro dos principais objetivos desse trabalho, podemos citar:

- a) Definição dos principais defeitos e falhas existentes nas famílias de transformadores em operação;
- b) Levantamento do estado da arte dos sistemas de monitoramento e diagnóstico de estado de transformadores, existentes ou em desenvolvimento;

- c) Definição de critérios básicos para a implantação de um sistema de monitoramento e diagnóstico de estado de transformadores, definindo também um tipo de sistema que melhor se adeque às nossas particularidades, com base na análise de desempenho desses equipamentos;
- d) Avaliação do equipamento pela análise cromatográfica do seu óleo isolante, em especial pelos diagnósticos definidos pelo critério da IEC, por apresentar um melhor desempenho em termos de acertos quanto a natureza do problema caracterizado após a inspeção interna do equipamento, e de um maior número de amostras analisadas com diagnósticos tabelados;
- e) Definição e utilização de uma rede neural artificial capaz de identificar para cada amostra cromatográfica o correto diagnóstico definido pela IEC, bem como o uso da mesma rede neural para extrapolar os diagnósticos mais prováveis das amostras cromatográficas que não apresentam diagnósticos definidos ou tabelados pela IEC, tendo como referência os diagnósticos esperados pelo especialista da engenharia de manutenção dessa área.

CAPÍTULO 2 - ANÁLISE DE DESEMPENHO DE EQUIPAMENTOS

2.1- LEVANTAMENTO DAS FALHAS OCORRIDAS

Desde 1979, temos o controle de todas as falhas ocorridas em autotransformadores, transformadores e reatores, com tensões à partir de 69kV até 500kV, sendo esta análise de desempenho feita pelo normativo da manutenção e se constituindo numa das atividades mais importantes da engenharia de manutenção, pois é com base nos diagnósticos dessas falhas que planos de ações são elaborados e executados de modo a melhorar o desempenho dos equipamentos na busca contínua da melhor relação custo x benefício[Dietrich,1983]. Dentro dessa análise, destacamos os componentes afetados e as causas fundamentais das falhas pois é com o auxílio dessas informações que definimos as ações que devemos tomar para que as mesmas não se repitam, em particular para os equipamentos de uma mesma família. No nosso caso definimos uma família como sendo um conjunto de equipamentos similares, ou seja com as mesmas características básicas, quais sejam: mesma espécie, fabricante, potência, tensões, modelo ou tipo, e outros detalhes de projeto se for o caso ([CHESF,1997], [CHESF,2003]).

Para os termos de defeito, falha, taxa de falha(%) e tempo médio de reparo(TR), adotamos os conceitos adiante, já de consenso dentro do setor elétrico nacional[GCOI,1996].

Defeito – É toda alteração ou imperfeição de estado de um equipamento, não causando o término da capacidade de desempenhar sua função requerida, podendo levá-lo a operar com restrição. Dentro dos vários tipos de defeitos registrados nos históricos de manutenção dos autotransformadores, transformadores e reatores com tensões à partir de 69kV, destacamos principalmente: vazamento de óleo isolante por oxidações (corrosões) em radiadores, queima de motor de ventilador por penetração de umidade, atuações indevidas de dispositivos de proteções próprias ou intrínsecas por deficiências nas vedações.

Falha – É o término da capacidade de um equipamento para desempenhar sua função requerida, o que o leva, invariavelmente a sua indisponibilidade. No **Anexo I**, listamos para os autotransformadores, transformadores e reatores com tensões à partir de 69kV, todas as falhas registradas de 1991 à agosto de 2003, nas análises de desempenho feitas pelo normativo da manutenção.

Taxa de falha (%) – É a razão percentual do número de falhas ocorridas e o número de equipamentos em operação, para um determinado período de tempo, normalmente considerada como anual.

Tempo médio de reparo (TR) – É o tempo médio gasto para reparar ou efetuar os serviços necessários a normalização do equipamento, ou seja, da correção dos problemas (avarias/danos) oriundos de um defeito ou de uma falha.

No período de 1979 à 2002, tivemos 326 falhas registradas para os 636 autotransformadores, transformadores e reatores energizados e com tensões à partir de 69kV, nos dando uma taxa de falha média anual de 2,14%.

Do mesmo modo, no período de 1990 (ano com 20 falhas), quando houve uma evolução no número de falhas, a principio explicável por restrições de manutenções por falta de recursos financeiros, à 2002 (ano atípico com apenas 5 falhas), tivemos 146 falhas, dando uma taxa de falha média anual de 1,77%, valor este inferior ao registrado anteriormente para o período de 1979 à 2002, indicando uma melhora acentuada do número de falhas nos últimos anos (Figura 2.1), devido a várias ações implementadas para a redução das falhas desses equipamentos.

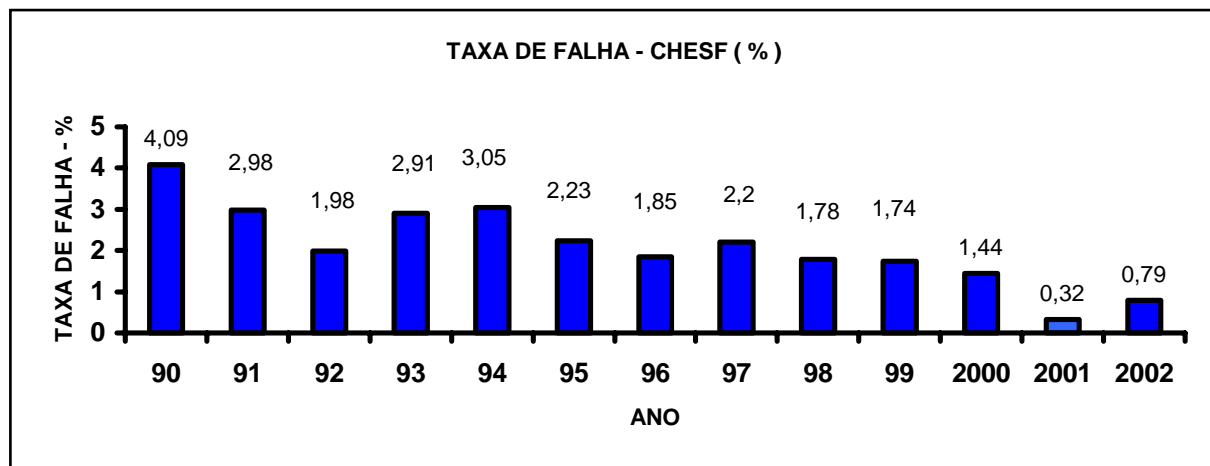


Figura 2.1 - Taxa de falha dos autotransformadores, transformadores e reatores da CHESF

2.2 – ANÁLISE DOS COMPONENTES AFETADOS, CAUSAS DAS FALHAS E PRINCIPAIS DEFEITOS

Na análise de desempenho de equipamentos com relação as falhas, é de grande importância verificarmos qual o componente principal afetado e qual a causa fundamental para a ocorrência da mesma. No caso de transformadores e reatores, para facilitar o entendimento, mapeamos estes equipamentos em diversos subsistemas, quais sejam:

Parte Ativa – conjunto formado pelo núcleo, enrolamentos ou bobinas, blindagens, tirantes, calços e ligações.

Dispositivos de proteções próprias ou intrínsecas – conjunto formado por todos os dispositivos de proteções instalados no equipamento que possuem as funções de desligamento e/ou alarme. Como exemplo podemos citar : Indicadores de temperaturas do óleo e enrolamentos, válvula de alívio de pressão, relé de gás (ou Buchholz), relé de fluxo ou de pressão do comutador.

Buchas – Peça de material isolante que assegura a passagem isolada de um condutor energizado através de uma parede não isolante.

Comutador - conjunto responsável pela mudança de relações de tapes, associando um determinado número de espiras do enrolamento a um nível de tensão. Estão incluídos nessa classificação os comutadores de derivações em carga (CDC) e os comutadores de derivações sem tensão (CDST) ou comutadores à vazio (CAV).

Outros – conjunto formado pelas demais partes que compõem o equipamento, com destaque para o óleo isolante, tanque principal, conservador ou tanque auxiliar, sistema de preservação e de resfriamento.

De posse destas definições e após analisarmos o banco de dados de falhas da CHESF de 1979 a 2002 com 326 falhas, obtemos nas Figuras 2.2 a 2.7, a distribuição das mesmas por componentes afetados e suas principais causas de falhas , e para diferentes períodos de análise (1979-2002 / 1996-2002).

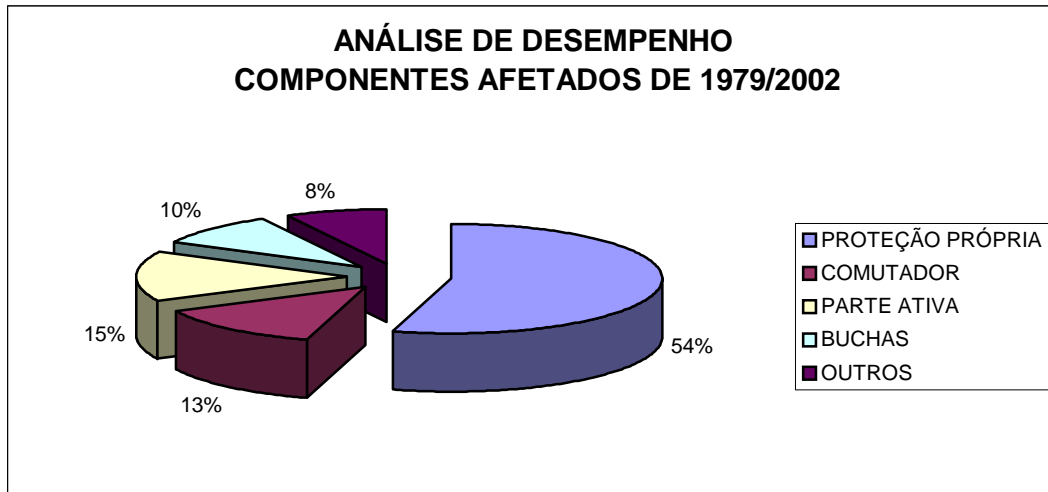


Figura 2.2 – Componentes afetados de 1979 a 2002

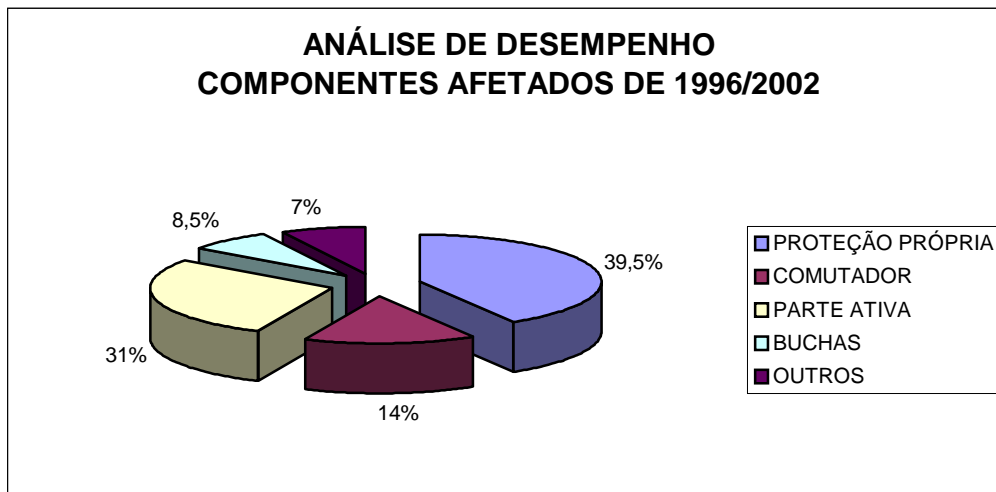


Figura 2.3 – Componentes afetados de 1996 a 2002

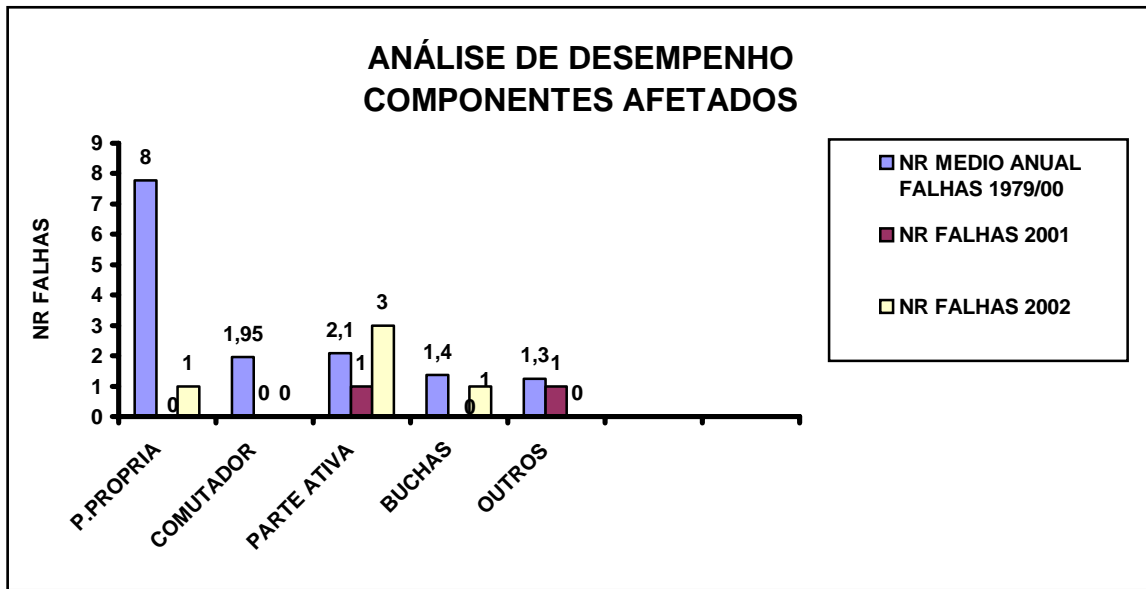


Figura 2.4 – Componentes afetados – Média anual

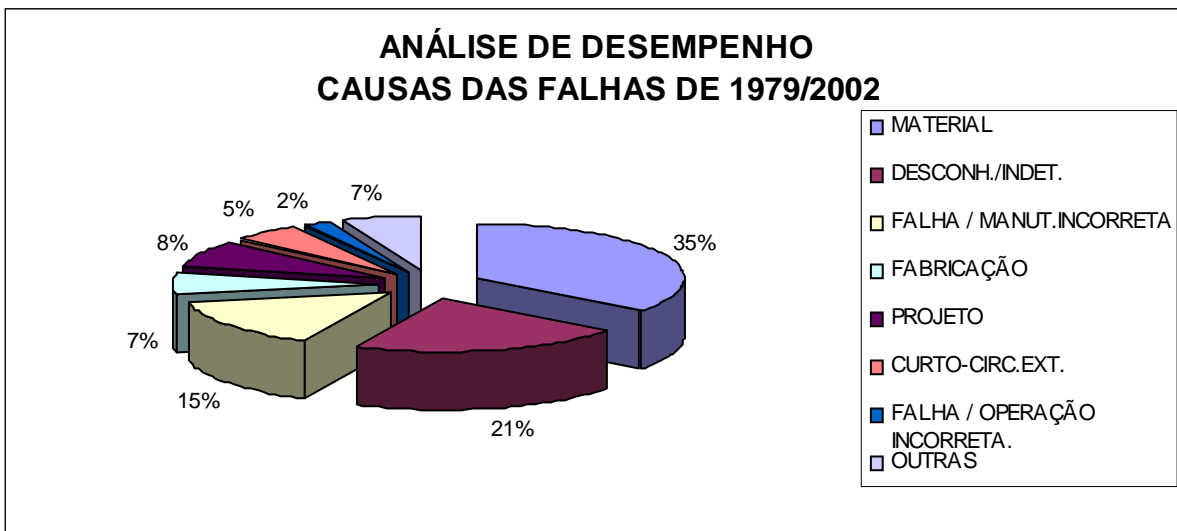


Figura 2.5 – Causas das falhas de 1979 a 2002

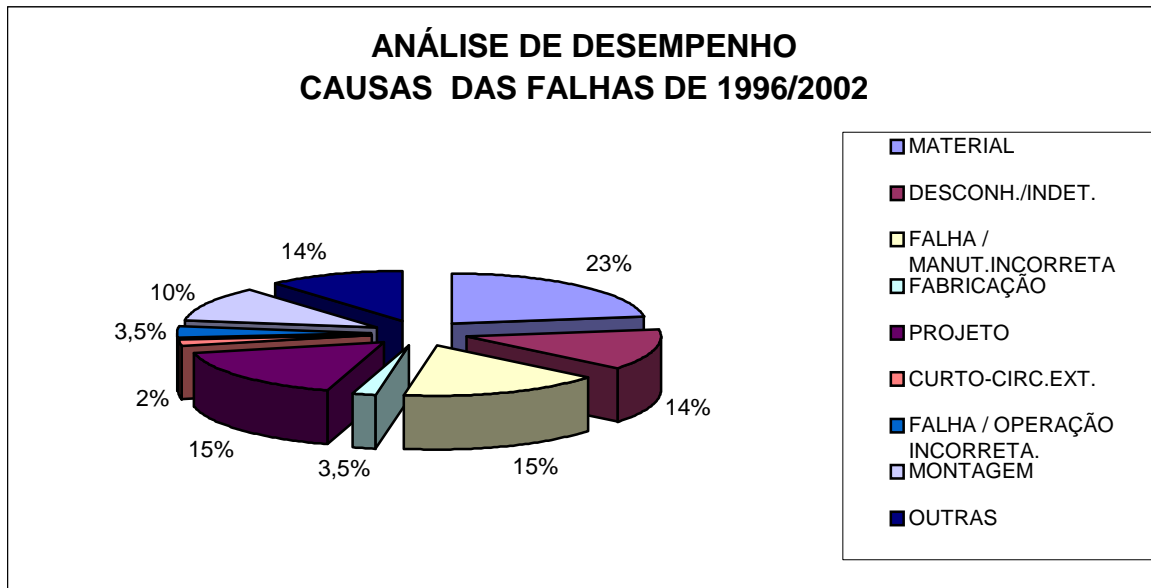


Figura 2.6 – Causas das falhas de 1996 a 2002

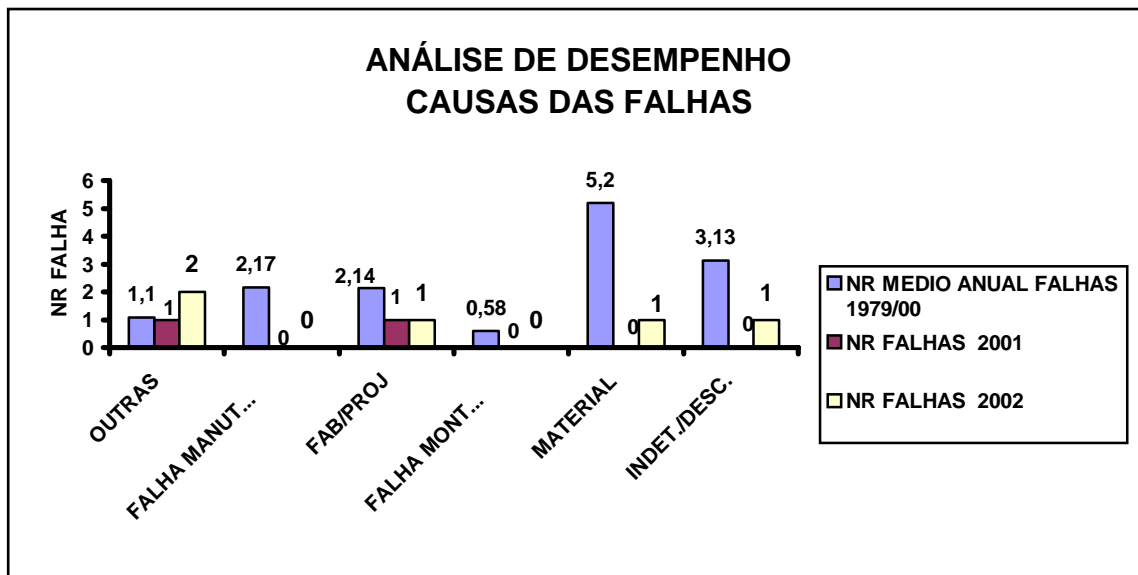


Figura 2.7 – Causas das falhas – Média anual

Nas Figuras 2.8 e 2.9 mostramos os tempos médios de reparos das falhas nos períodos de 1979 a 2002 e de 1996 a 2002.

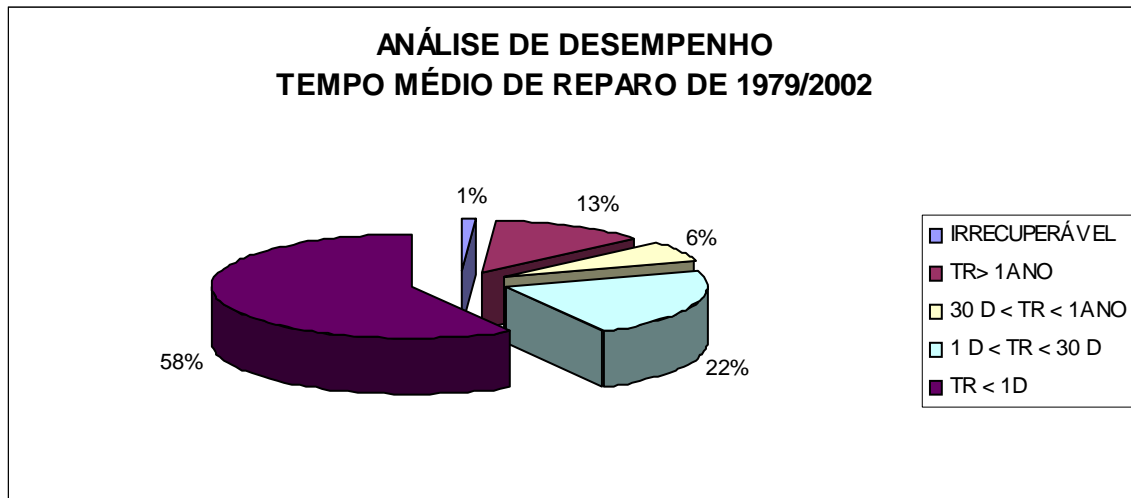


Figura 2.8 – Tempo médio de reparo de 1979 a 2002

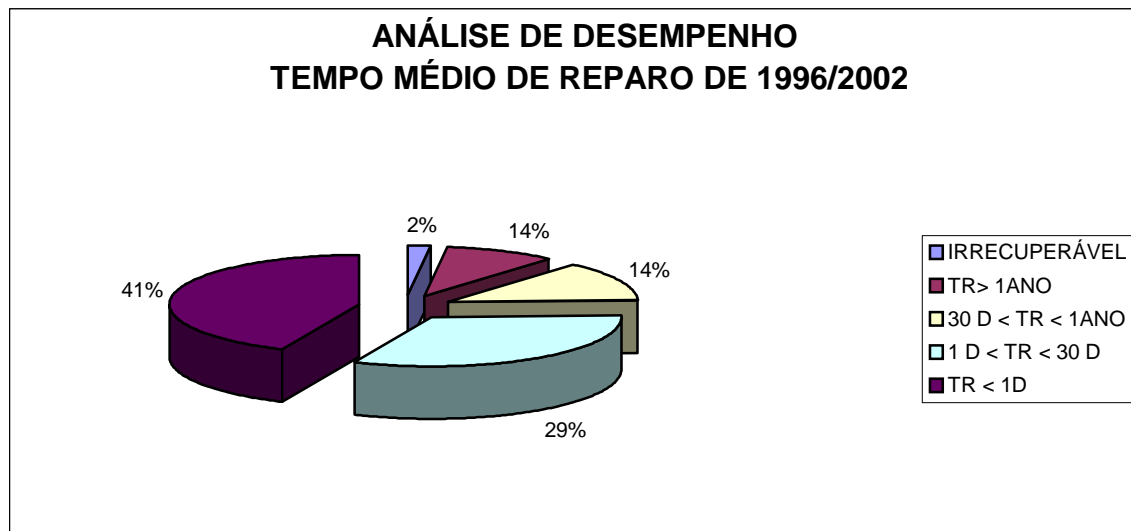


Figura 2.9 – Tempo médio de reparo de 1996 a 2002

Considerando a distribuição das 326 falhas registradas de 1979 à 2002 ([CHESF,1997], [CHESF,2003], [Pena,1996]), podemos concluir :

- a) Mais de 90% das falhas estão distribuídas entre quatro componentes afetados, quais sejam: proteções próprias (54 %), parte ativa (15 %), comutador (13 %) e buchas (10%), estando o restante em outros componentes (8 %).
- b) As causas de falhas são as mais diversas, com destaque para: Material (35 %), desconhecida/indeterminada (21%), falha humana (operação, montagem, manutenção–17%), fabricação / projeto (15%), curto-circuito externo (5%) e outras (7%).
- c) A maior parte das falhas foram corrigidas num curto espaço de tempo ($TR < 1$ dia – 58%), estando associadas em sua grande maioria a falhas em dispositivos de proteções próprias. Por outro lado, as falhas que necessitaram de um maior tempo médio de reparo (30 dias $< TR < 1$ ano (6%) ou $TR > 1$ ano (13%)) foram aquelas associadas a parte ativa , onde normalmente o tipo de reparo é mais oneroso e demanda um maior tempo de serviços, enquanto que as falhas com um tempo médio de reparo intermediário (1 dia $< TR < 30$ dias (22%)) são em sua maioria associadas a problemas em comutadores e buchas. Apenas 1% das falhas são irreparáveis e todas elas associadas a danos na parte ativa do equipamento.

Na Figura 2.10, mostramos uma ilustração dos principais componentes de um transformador

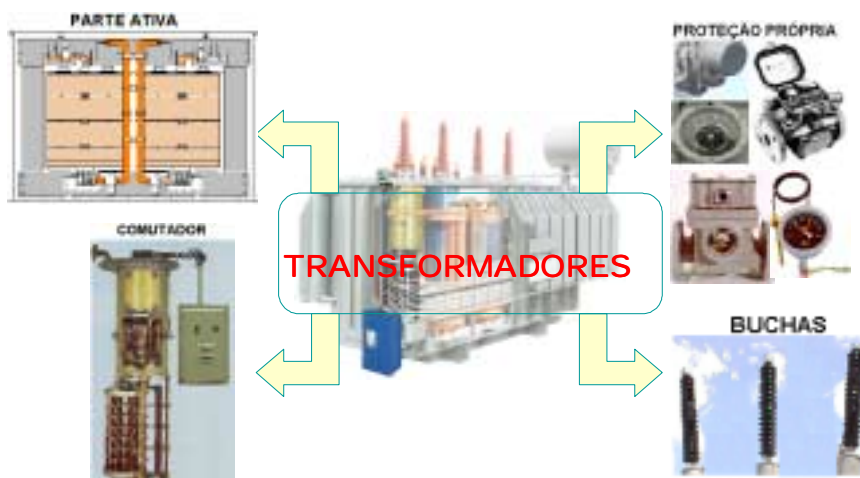


Figura 2.10 – Principais componentes de um transformador com comutador

Considerando os últimos anos (1996/2002) em relação a todo o histórico, observamos que houve uma redução no índice de falhas associadas as proteções próprias , de 54% para 39,5%, e um acréscimo com relação as falhas associadas a problemas internos ao equipamento (parte ativa), de 15% para 31%, embora em termos absolutos tenha sofrido pouca alteração, enquanto que para os demais componentes as variações foram pequenas. Com efeito, a redução de falhas relacionadas as proteções próprias ocorreu principalmente devido as ações de adequações nas filosofias de atuações das proteções próprias e a aplicação de selante de silicone, cura neutra, como veremos mais adiante, refletindo-se num aumento na classificação (%) das falhas associadas a parte ativa em relação as demais falhas ocorridas, uma vez que em valores absolutos as mesmas se mantiveram na média próxima a 2 ou 3 falhas por ano.

Ademais, as falhas associadas a parte ativa, nos preocupa pois são as de maiores custos para repararmos os equipamentos , inclusive tendo casos onde o seu reparo não é mais viável economicamente.

Com relação ao histórico de defeitos, observamos na Tabela 2.1 uma quantidade muito maior se compararmos com as falhas, e listamos abaixo o quadro com o número de defeitos por ano, registrados para os transformadores e reatores à partir de 69kV, e tomando-se como base o histórico da operação de SM (Solicitações de Manutenções) emitidas para as correções de defeitos.

Lembramos da importância do homem de manutenção em corrigir regularmente estes defeitos, pois sabemos que **todo defeito é uma falha em potencial** , necessitando assim de toda a nossa atenção.

Tabela 2.1 - Quantidade anual de defeitos em transformadores com base nas SM emitidas

ANO	1999	2000	2001	2002	MÉDIA 99/02
NÚMEROS DE DEFEITOS	445	371	518	395	432

2.3- AÇÕES JÁ ADOTADAS PARA A REDUÇÃO DAS FALHAS E CORREÇÕES DE DEFEITOS

Considerando as informações obtidas através da análise de desempenho dos equipamentos, bem como da nossa experiência e de outros dados oriundos de problemas relatados por empresas congêneres, foram tomadas, ao longo dos últimos 10 (dez) anos, várias ações para a redução da taxa de falha em transformadores e reatores, das quais destacamos:

a) Nova filosofia de atuação das proteções próprias dos equipamentos, onde os indicadores de temperaturas do óleo e dos enrolamentos tiveram seus trips (função desligamento) desativados ou temporizados para atuarem com 20 minutos, a depender do equipamento e do tipo de carregamento que lhe pode ser imposto pelo sistema. Para a válvula de alívio de pressão ou válvula de segurança foi desativada a função de desligamento, ficando apenas alarmando, exceção é feita para aqueles transformadores mais antigos e com colchão de Nitrogênio(N₂) no tanque principal, que não possuem relé de gás, e que continuam com a válvula de alívio de pressão com a função de desligamento. Para os relés de gás e de proteção do comutador (de fluxo ou pressão), foram mantidas as funções de desligamentos, ficando para os indicadores de níveis de óleo do tanque principal e do comutador, mantidos os alarmes para níveis baixos de óleo. Ressaltamos que tal medida foi adotada após um estudo estatístico feito pelo normativo da manutenção com o pessoal de proteção, onde constatou-se que desde 1974 não tínhamos tido uma atuação devida ou real dos indicadores de temperaturas e das válvulas de alívio de pressão sem que antes pelo menos uma outra proteção já não mandasse desligar o equipamento (proteções diferencial, sobrecorrente de linha ou neutro, relé de gás, etc.) Este processo de adequação da filosofia de atuação desses componentes foi iniciado em 1993 e concluído para todos os equipamentos no final de 1997, com exceção daqueles equipamentos novos que se encontram em garantia e cujo fabricante não aceitou tais alterações, sendo assim implantado neles apenas após o término do período de garantia (normalmente 12 meses após a sua energização).

- b) Aplicação de selante de silicone, cura neutra, nas caixas de passagens, armários, conexões eletrodutos, etc; associadas as proteções próprias dos equipamentos, afim de evitarmos atuações indevidas por penetração de umidade ou de pequenos animais.
- c) Correções de defeitos sistemáticos, ou seja, de defeitos comuns ou esperados que ocorram em todos os equipamentos de uma mesma família. O diagnóstico do problema, de sua causa fundamental e a adoção de medidas corretivas que venham a impedir a reincidência do problema em outras unidades de equipamentos de uma mesma família se constitui numa das mais importantes atividades do normativo na área da engenharia de manutenção.
- d) Maior controle sobre os comutadores, onde suas manutenções preventivas por tempo ou por número de operações, de acordo com o seu tipo e recomendações dos fabricantes, são realizadas com o apoio do normativo ou do fabricante, quando necessário. Destacamos também o maior controle do número de operações dos comutadores pela manutenção e operação e do teor de umidade (em ppm) do óleo isolante utilizado nos comutadores de linha, ou seja, comutadores que trabalham com a mesma tensão do equipamento, e que operam com filtro on-line, filtro este que possui um material adsorvente para a retirada de umidade e de sujeiras do óleo.
- e) Melhor qualidade da manutenção, através de processos de auditoria, de seminários de falhas para a conscientização do pessoal de manutenção, apoios em manutenções de comutadores e treinamentos específicos para equipamentos novos com tecnologia inovadora.
- f) Melhorias contínuas dos planos de manutenções preventivas, no sentido de otimização de atividades com descrições mais claras e na sua maioria executadas com o equipamento energizado (disponível).
- g) Aplicações de melhorias para aumentar a vida útil dos equipamentos, como a instalação de sistemas de preservação selado a Nitrogênio (N₂) para aqueles equipamentos antigos que respiram direto pelo secador de ar silicagel (sem membrana ou bolsa no conservador).

h) Atendimento de 100% das programações de manutenções preditivas, ou seja, das coletas de óleo para análises físico-químicas e cromatográficas, e das inspeções por termovisões, sendo estas últimas aplicadas aos equipamentos para verificar condições do tipo: real nível de óleo, radiadores com válvulas fechadas, pontos folgados / aquecidos nas réguas dos circuitos associados a TC (transformador de corrente) de buchas dos equipamentos que alimentam alguma proteção ou a circuitos de resfriamentos com funcionamento dos ventiladores e motobombas. Além disso são feitas pela manutenção inspeções visuais anuais e inspeções com termovisor nas instalações (de mensal a semestral) para a verificação de outras anormalidades, principalmente quanto a existência de conexões de alta tensão (AT) com mau contato / sobreaquecimento.

i) Efetuar tratamentos anti-corrosivos, priorizando os equipamentos a depender do grau de corrosão e observando o tipo de pintura.

j) Evitar ao máximo a realização de manobras para mudanças do tap no comutador CDST, principalmente para aqueles equipamentos com mais de dez anos em operação e sem alteração na posição do CDST. Caso seja mesmo necessário tal mudança, devemos efetuar os ensaios de relação de tensão e resistência ôhmica após a mudança de tape, afim de comparar com os valores de ensaios anteriores e avaliar se ocorreu o perfeito acoplamento dos contatos. Retirar amostras de óleo para análise cromatográfica antes da mudança e 24h após a sua reenergização, para verificar a geração normal de gases. Lembramos que o CDST só pode ser manobrado com o equipamento desenergizado.

Com relação a correção de defeitos, uma das ações mais efetivas está relacionada as adequações ocorridas nos planos de manutenções preventivas (MP) que à partir de 1996, tiveram suas periodicidades e formas de atuações alteradas. Para se ter uma idéia, antes disso as MP tinham uma periodicidade bianual para uma manutenção parcial com o equipamento desenergizado e uma outra quadrianual mais completa (geral), também com o equipamento desenergizado, e independentemente do estado e da espécie de equipamento (Exemplo: transformador ou reator). Hoje nós temos apenas uma MP geral para os equipamentos com CDC e de acordo com a necessidade do comutador pelo tempo ou número de operações estipulados para cada família de CDC (na prática, a maioria ocorre pelo tempo e varia de 4 a 7 anos), e uma outra MP parcial anual para este tipo de equipamento, bem como para os

outros que não possuem CDC (na maioria transformadores de potência, e todos os reatores), com o equipamento energizado para que o homem de manutenção verifique o estado do equipamento e depois programe, se for o caso, uma outra manutenção preventiva aperiódica (MPA), para a correção dos defeitos ou anormalidades verificadas, preferencialmente com o equipamento energizado, se for possível, para indispor ao mínimo o equipamento. Como todo defeito é uma falha em potencial, e a manutenção preventiva passou a ser feita anualmente com o equipamento energizado, para se intervir apenas com base na avaliação do estado do equipamento, fica cada vez mais importante a visão do “olho clínico da manutenção” no sentido de diagnosticar preditivamente situações ou condições favoráveis ao surgimento de uma falha, e corrigir tais desvios de forma a evitarmos esta futura falha. Além disso, devemos atuar no melhoramento do planejamento da intervenção, pois o risco de um desligamento indevido ou de acidentes pessoais aumentam face a necessidade de estarmos procurando sempre intervir e corrigir as anormalidades com o equipamento disponível (energizado), caso contrário seremos penalizados financeiramente pela indisponibilidade operacional do equipamento para a realização da manutenção.

2.4- NOVAS AÇÕES PARA A REDUÇÃO DAS FALHAS ASSOCIADAS AS PARTES ATIVAS DOS EQUIPAMENTOS.

Como pudemos observar no item anterior, muitas das ações adotadas para a redução das falhas se refletiram principalmente na queda das falhas associadas as proteções próprias, que historicamente ainda é o responsável pelo maior número das falhas. No entanto, temos a registrar :

- a) As falhas nas proteções próprias são normalmente corrigidas no menor tempo possível ($TR < 1$ dia) e trazem pequenos custos de reparo, se comparadas a outros tipos de falhas.
- b) As falhas envolvendo a parte ativa dos equipamentos são normalmente corrigidas dentro de um tempo de reparo elevado ($TR > 1$ ano ou $1 \text{ mês} < TR < 1$ ano), e trazem o maior custo de reparo se comparadas a outros tipos de falhas. Preocupa sabermos que o índice de falhas associado a parte ativa, no período 1996/2002 é de 31% , ocorrendo em média de duas a três falhas por ano;

c) As falhas envolvendo o comutador ou as buchas são normalmente corrigidas dentro de um tempo de reparo intermediário com relação as demais falhas ($1\text{dia} < TR < 1\text{mês}$); seus custos são de porte médio se comparados aos demais.

d) Com relação ao preço médio de um transformador de potência com comutador CDC, a perda total de um dos seus componente principais, pode ter sua composição de custos, em relação ao preço médio total, distribuída da seguinte forma [**Pena,2003**]:

Parte Ativa – 60 a 70% sendo: bobinas ou enrolamentos – 35 a 40% , e núcleo – 25 a 30%.

Comutador de derivações em carga (CDC) – 10 a 15%

Buchas – 4 a 6%

Dispositivos de proteção própria – 1 a 2%.

Demais componentes – 7 a 25%.

e) Para efetuarmos um reparo, é necessário uma análise para verificar a sua viabilidade, onde podemos destacar: o custo total do reparo, incluindo despesas para transporte, que devem ser limitadas de 40 a 50% de um novo; a expectativa de vida útil após o reparo e o tipo de reparo (depende do componente atingido na falha à ser substituído).

Do exposto, verificamos que devemos dá uma atenção especial as falhas envolvendo a parte ativa dos equipamentos, pois além das perdas já caracterizadas durante a ocorrência, são elas que trazem normalmente um maior prejuízo econômico para a empresa. Por outro lado, o histórico de falhas mostra também que muitas delas ficam com a sua causa fundamental indeterminada ou desconhecida, pois algumas delas danificam completamente o equipamento a ponto de inviabilizar uma melhor análise da causa e muitas outras são de difíceis diagnósticos, necessitando muitas vezes de novos ensaios envolvendo o sistema elétrico, com riscos e custos adicionais, que normalmente não são realizados pela empresa.

Considerando a minha experiência e algumas informações obtidas em literaturas técnicas, podemos considerar que as falhas associadas as partes ativas dos autotransformadores e transformadores são, em grande parte, devido a fenômenos ou solicitações transitórias, onde destacamos :

- a) **Solicitações superiores a suportabilidade dielétrica.** Dentre elas citamos: correntes de curto-circuito, sobretensões ressonantes, tensões transitórias rápidas e falhas na coordenação do isolamento ([Mendes,1999],[Myers,1981]).
- b) **Redução da suportabilidade dielétrica.** Nesse universo são muitos os fatores que provocam isto, no entanto, podemos enumerar: Envelhecimento natural da isolação com o passar do tempo, temperaturas elevadas com degradação do papel por exemplo devido a sobrecargas ou deficiências no sistema de resfriamento, penetrações de umidade e oxigênio devido a corrosão, deficiências dos sistemas de preservação ou de resfriamento, incompatibilidade de materiais usados na confecção da parte ativa, presença de partículas, falhas de montagem , projeto, fabricação, falhas da manutenção, má distribuição de campo elétrico, eletrização estática do óleo, formação de bolhas ou saturação do óleo com gás em sistemas fechados, etc ([Mendes,1999],[Sokolov,2001]).
- c) **Deficiências no circuito magnético,** devido a falhas no aterramento ou aquecimentos por correntes parasitas.

Como podemos observar, o diagnóstico da causa fundamental de uma falha envolvendo a parte ativa do equipamento passa por uma análise minuciosa da ocorrência e envolve conhecimentos que extrapolam ao bom entendimento do comportamento do equipamento inserido no sistema elétrico.

Além disso, algumas soluções para a não repetição do problema em outras unidades similares em operação, poderiam ter sido diagnosticadas e corrigidas quando dos ensaios de tipo realizados na fábrica, durante a aprovação e recebimento dos equipamentos.

Afora isto, podemos indicar algumas ações de mais fácil aplicação e de maior retorno para reduzirmos as falhas associadas a parte ativa dos equipamentos, quais sejam:

- a) Melhorar o processo de diagnosticar as falhas incipientes, utilizando um sistema de diagnóstico pela cromatografia mais eficiente e com a instalação de cromatógrafos on-line em todas as unidades com

suspeitas de funcionamento ou estratégicas em termos de carregamento e importância para o sistema ;

- b) A degradação interna da isolação da parte ativa do equipamento, passa por três pilares, quais sejam: Temperatura elevada, oxigênio e agentes oxidantes, e a umidade. Se quisermos prolongar a vida útil do equipamento, isto é, do seu material isolante, e por conseguinte a suportabilidade do equipamento, teremos que buscar meios para minimizar a contribuição desses três agentes. Assim, além do aumento da vida útil do equipamento, serão reduzidos os riscos de falhas e o tempo de manutenção para secagem e tratamento do óleo isolante, reduzindo os custos da manutenção e o tempo de indisponibilidade para a operação. Devemos investir para que todos os equipamentos tenham um sistema de preservação fechado que impeça ou minimize ao máximo a entrada de umidade e oxigênio no equipamento, sendo piores aqueles equipamento mais antigos que respiram diretamente pelo respirador de silicagel (sistemas abertos) e que ficam com a sua vida útil e nível de suportabilidade reduzidas. Além disso, devemos definir e vigiar os níveis de carregamentos que estão sendo aplicados pela operação, afim de não termos reduções bruscas na vida útil e na suportabilidade desses equipamentos.
- c) Com o contínuo aumento do sistema elétrico, faz-se necessário a realização adicional de estudos de ocorrências envolvendo a parte ativa desses equipamentos para ver se os mesmos não estão, operando em condições acima do especificado para diversos parâmetros, como por exemplo: nível de curto-circuito elevado, coordenação do isolamento deficiente, transitórios elevados devidos algumas manobras de equipamentos ou a descargas atmosféricas próximas a instalação, efeitos ressonantes devido a alguns surtos gerados por manobras a determinadas frequências (naturais), etc, ou seja, tem que ser feito um estudo que indique a solução, pontual ou não, a ser adotada para que a falha não se repita. Lembramos que a suportabilidade de um equipamento vai reduzindo com o envelhecimento natural do equipamento e com o aumento do sistema elétrico, que normalmente eleva os níveis de curto-circuito da instalação.
- d) Melhorias no sistema elétrico, por exemplo com implantações de sistemas de comando, proteção e controle (CPS) que impeça o fechamento de disjuntor associado ao transformador, em condições fora de sincronismo, ou seja com as tensões em oposições de fases, que possam resultar em forças eletrodinâmicas superiores a suportabilidade do equipamento.
- e) Cuidados especiais quando de intervenções em equipamento, que precisem movimentar o óleo isolante , pois não podemos contaminar o equipamento com um óleo inadequado, por exemplo com

umidade ou partículas metálicas ou não. Atenção também quando for substituir radiadores, aerotermos ou motobombas, para que os mesmos sejam limpos antes da montagem, afim de impedir a penetração de impurezas ou umidade existentes inicialmente em tais acessórios.

- f) Não operar os equipamentos com temperaturas elevadas (ou seja com temperaturas dos enrolamentos superiores a 120 graus Celsius), nem sujeitos a elevações ou reduções bruscas de temperaturas, pois favorecem a formação de bolhas, diminuindo a suportabilidade dielétrica do equipamento e aumentando a probabilidade de falhas internas. Além disso, devemos ter cuidados especiais para aqueles equipamentos que operam com bombas ou motobombas, afim das mesmas não introduzirem indevidamente bolhas de ar para dentro do equipamento.

Como veremos mais adiante, outra ação a ser adotada, será a instalação de um sistema de monitoramento e diagnóstico de estado on-line para aqueles equipamentos mais importantes em termos de custos e necessidades para o sistema elétrico, afim de acompanharmos mais de perto as reais condições operacionais desses equipamentos e assim procurarmos detectar uma falha incipiente e tomar as medidas preventivas para reduzir os custos e as repercussões, caso ocorresse tal falha.

Com relação a correção de defeitos, afora os que não forem diagnosticados pelo sistema de monitoramento, como por exemplo, a evolução na corrosão em alguns pontos do equipamento, os mesmos deverão ser corrigidos em sua maioria, após os seus diagnósticos via inspeções visuais realizadas pela manutenção (no máximo anualmente quando da manutenção preventiva periódica (MPP) nível 1 ou quando da inspeção da instalação) ou pela operação (inspeções diárias no pátio da instalação), que geram as suas solicitações de manutenções (SM'S) para a manutenção corrigir as anormalidades detectadas, através de manutenções preventivas aperiódicas (MPA).

CAPITULO 3 - MONITORAMENTO E DIAGNÓSTICO DE ESTADO DE TRANSFORMADORES

3.1 – ESTADO DA ARTE

Na grande maioria dos países, a partir de 1980 com o início do processo de desregulamentação do Setor Elétrico, percebeu-se claramente a definição de algumas diretrizes estratégicas, como: desverticalização da atividade eletroenergética; busca incessante da competitividade em todos os níveis desta atividade, sobretudo na geração e na distribuição; livre acesso aos sistemas elétricos e estabelecendo a criação de consumidores livres [Moraes,2001].

O processo de reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro iniciou-se efetivamente com a conclusão, em 1996, do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), desenvolvido por um consórcio de consultores liderado pela Coopers & Lybrand, que estabeleceu algumas diretrizes fundamentais, quais sejam:

Desverticalização entre geração, transmissão ($\geq 230\text{kV}$) e distribuição ($< 230\text{kV}$).

Separação entre distribuição e varejo.

Criação de um mercado atacadista de energia.

Livre acesso real aos sistemas de transporte e distribuição de energia

Ampliação do Mercado Livre

Criação de um Operador Independente do sistema.

Com isto foram criados o ONS (Operador Nacional de Sistema) responsável pela coordenação, supervisão e controle da operação do sistema elétrico, preservação da qualidade do sistema elétrico e coordenação do acesso ao sistema de transmissão; o MAE (Mercado Atacadista de Energia) que se constitui no sistema mercantil de compra e venda de energia do novo modelo; o CCPE (Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão do Sistema) responsável pelo planejamento eletroenergético de médio e longo prazo (mais de cinco anos) e a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) substituta do DNAEE e responsável por toda a regulamentação econômica, técnica e pelas concessões do setor elétrico até maio de 2003, quando as novas concessões voltaram para o próprio Ministério das Minas e Energia (MME).

Neste novo modelo, os agentes encarregados das diversas funções se relacionam por meio de um conjunto de contratos que têm como finalidade estabelecer os níveis de responsabilidades, visando sobretudo o atendimento adequado das necessidades de energia elétrica do mercado, sempre propiciando um aumento da eficiência da indústria de energia elétrica como um todo, e por conseguinte a busca de uma maior eficácia quanto à aplicação de recursos.

Com base em pesquisa feita pelo CIGRÉ (Comitê Internacional de Grandes Redes de Energia Elétrica), em vinte países, durante os anos de 1997 e 1998, e consolidada em 1999 e 2000, a partir de questionários respondidos por trinta concessionárias, dezesseis fabricantes e três consultores; foi realizada outra pesquisa mais simplificada no Brasil, onde foram obtidas informações relativas as empresas do setor elétrico nacional.

Dessa pesquisa [Moraes,2001], podemos ressaltar:

a) Redução de custos da manutenção, com uma crescente terceirização da atividade de manutenção. Cerca de 15% das empresas terceirizam sua manutenção com os fabricantes e cerca de 21% o fazem com companhias especializadas em manutenção, ou seja, 36% das empresas terceirizam sua manutenção.

b) Tendência para substituir o critério de manutenção de uma base determinística, por exemplo uma manutenção baseada apenas num tempo fixo entre manutenções ou número de operações, para uma manutenção baseada na condição do equipamento (estado), e em critérios estatísticos como a disponibilidade esperada para cada equipamento.

c) Estas novas tendências, vem propiciando o desenvolvimento de técnicas de monitoramento on-line, para suporte das avaliações preditivas, bem como a introdução de novas tecnologias de intervenção energizada.

d) O monitoramento dos componentes das subestações é uma tendência futura irreversível como forma de aumentar a disponibilidade. A pesquisa mostrou que 58% das concessionárias monitoram os transformadores e 42% delas monitoram os disjuntores.

e) Para a grande maioria das concessionárias a utilização dos sensores no monitoramento é positiva apesar de que o emprego dos mesmos não está associado a estudos de confiabilidade, porém a

necessidade de reduzir os custos de manutenção, a maior segurança e disponibilidade dos equipamentos, e finalmente ao conhecimento dos carregamentos dos equipamentos. Estes fatores são essenciais para a redução do custo associado ao ciclo devido ao empreendimento. Além disso, a implantação de subestações desassistidas é uma tendência importante atualmente presente, que reforça a possibilidade de utilização de sistemas de monitoramento on-line com diagnósticos de defeitos incipientes.

Do exposto e considerando o atual modelo do setor elétrico, onde aspectos regulatórios priorizam o fornecimento de energia aos usuários e penalizam a interrupção, e de forma mais grave aquela não programada (falha), os preceitos básicos da manutenção preditiva, do diagnóstico de defeitos incipientes, do monitoramento e gerenciamento on-line de equipamentos, inclusive com o acréscimo de atividades de manutenções com o equipamento energizado, e da automação de subestações, passaram a ser ainda mais valorizados. No entanto, considerando a grande diversidade de equipamentos e as particularidades de cada um em função do sistema a que ele está instalado, surge um questionamento que cada empresa deverá se fazer e procurar a sua solução, qual seja: Qual o modelo e tipo de monitoramento e diagnóstico de estado que deve ser adotado? Seria para quais equipamentos? Logicamente, deverá atender aos requisitos básicos quanto a análise de custos versus benefícios.

No Brasil, poucas empresas já dispõem instalados “sistemas de monitoramento e diagnóstico de estado on-line” em transformadores, com destaque para FURNAS que apresenta até o momento 05 (cinco) unidades de monitoramento e diagnóstico de estado, não consideradas completas pois faltam por exemplo os sensores para supervisionarem on-line as capacitâncias e os fatores de potência das buchas, sistemas estes instalados em 19 equipamentos, ano base 2002, sendo 6 de 345kV, 10 de 500kV e 3 de 765kV nas subestações de Angra, Água Vermelha, Tijuco Preto, Samambaia, e São José, e com início de operação no ano 2000. Mesmo assim, vale salientar que os sistemas instalados em FURNAS estão operando ainda em fase de aprendizagem e de forma passiva, ou seja, os diagnósticos finais passa antes pela avaliação e análise do pessoal da engenharia de manutenção, não tendo qualquer sensor ativado no sistema para dá automaticamente uma ordem de desligamento do equipamento e sim alertas e alarmes, quando algumas grandezas monitoradas evoluem acima de limites pré-estabelecidos. A maioria das empresas ainda não partiram para instalações desses tipos de sistemas, estando algumas delas instalando protótipos, para a avaliação de desempenho através de unidades de monitoramento parcial

on-line, que apenas acompanham de perto a evolução de determinados parâmetros associados a equipamentos específicos de maior importância ou que estejam com o funcionamento sob a suspeita de falha incipiente.

Por outro lado, o CEPEL, que junto com a Light iniciou em 2000 um sistema de análise e diagnóstico de defeitos em equipamentos (inicialmente só para transformadores, sendo previsto sua extensão para disjuntores), e que se encontra ainda em fase de aprimoramento, denominado de **DIANE**–Diagnóstico equipamentos de subestação ([Dupont,2001], [Dupont,2001a]), já instalou um sistema desses na Light e outro na Eletronorte, todos em fases de testes e validações dos diagnósticos.

3.1.1 – CRITÉRIOS PARA A APLICAÇÃO DE SISTEMAS DE MONITORAMENTO E DIAGNÓSTICO DE ESTADO

De forma geral, o critério básico para definirmos pela aplicação de um sistema de monitoramento e diagnóstico de estado de equipamentos deve passar pela análise detalhada do desempenho operacional dos próprios equipamentos, pois a depender disto, devemos decidir pela escolha imediata ou não de instalarmos este sistema, qual o tipo de sistema e onde devemos utilizá-lo. No caso da CHESF e com relação aos transformadores e reatores com tensões à partir de 69kV, obtemos de sua análise de desempenho os seguintes pontos :

a) Falhas associadas aos dispositivos de proteção própria

Embora historicamente ainda seja a falha de maior incidência (54%), verificamos que as ações adotadas provocaram uma queda acentuada dessas falhas, que na sua maioria eram devido a própria falta de qualidade das mesmas, propiciando atuações indevidas, como por exemplo, devido a penetração de umidade ou animais. Afora as ações já em uso pela manutenção, devemos sempre que necessário substituir os dispositivos de proteções próprias por outros de melhor qualidade e robustez, que minimizem as possibilidades de atuações indevidas. No caso dos indicadores de temperaturas do óleo e enrolamentos, devemos substituir os mais antigos por indicadores digitais de temperaturas, que são também facilmente adaptáveis diante das diversidades dos existentes em operação, e que

disponibilizam uma maior gama de parâmetros para um melhor monitoramento das reais condições térmicas do equipamento. Atenção especial para os relés de gás e do comutador, pois são as únicas proteções próprias com as funções de desligamentos instantâneos instaladas nos equipamentos, podendo nestes casos provocarem mais facilmente novas falhas por atuações indevidas. No caso dos relés de gás, adotamos a política de substituir os convencionais (bóias ocas) por outros com bóias maciças, compatíveis com o óleo mineral isolante, ou seja, que não absorve e nem se degrada com o óleo, e com contatos encapsulados tipo RED, quando diagnosticamos um problema comum aos relés associados a uma determinada família de equipamentos, como foi o caso dos 20 transformadores elevadores monofásicos de 500kV, 150MVA da Usina de Paulo Afonso IV –BA (SE/USQ).

b) Falhas associadas as buchas

Embora historicamente esteja estável e em patamares de falhas mais baixos (10 %), devemos continuar com a política de substituir aquelas famílias de buchas que apresentarem um defeito do tipo sistemático, como é o caso das buchas de papel resina de 69kV associadas aos transformadores ou reatores de aterramento de 69kV onde houve alguns casos de danificações por aumento das perdas dielétricas, e que estão sendo substituídas por outras mais novas e de concepção mais confiável, ou seja, as do tipo papel óleo. No entanto, e considerando os custos bem mais elevados se comparados com as de 69kV, observamos que para buchas à partir de 230kV, ainda temos espaço para instalarmos sensores para o monitoramento dos estados das buchas, por exemplo, nas buchas de 230kV de fabricação Mitsubishi tipo OT 245kV 630A, operando nos transformadores trifásicos de fabricação Mitsubishi 230/69kV, com ou sem terciário de 13.8kV, 100MVA, que apresentam falhas de projeto, as quais facilitam a penetração de umidade pela solda do cabeçote, conforme análise feita após a ocorrência do dia 16/04/97 no transformador 04T1 da subestação de Pirapama II- PE (SE/PRD). Para tais buchas foi feito um levantamento de estado das 57 (cinquenta e sete) unidades em operação, com base em inspeções, medições da pressão, teores de gases e de umidade do óleo isolante dessas buchas, tendo sido substituídas preditivamente três unidades.

Outro exemplo recente em que podemos optar pelo monitoramento, são as buchas de fabricação HSP 500kV tipo – OTF-1800/525B ou 550B instaladas, por exemplo, nos 20 (vinte) transformadores elevadores monofásicos de fabricações TUSA ou Trafo Union, 18/500kV 185MVA da Usina de Xingó (UXG), aonde tivemos uma ocorrência dia 19/09/2002 com explosão e incêndio da bucha de 500kV associada ao transformador TUSA 01T3-B, e cuja a causa fundamental do problema ainda se encontra

em análise junto com o fabricante. Da mesma forma, foi feito inicialmente um levantamento de estado de todas as buchas desse tipo em operação na CHESF, incluindo também as de 230kV, totalizando 81 unidades de 500kV e 33 unidades de 230kV, sendo feitas inspeções, medições da pressão, teores de gases e de umidade (água) do óleo isolante dessas buchas, tendo sido substituídas preventivamente três unidades associadas aos transformadores 01T4-B/C e 01T5-A SE/UXG, e mais uma unidade recentemente na SE/UXG.

Assim, devemos procurar instalar os dispositivos de monitoramento (sensores) que acoplados aos tapas capacitivos das buchas, a cada grupo de três buchas ou individualmente a depender do fabricante do dispositivo de monitoramento, informem on-line os valores e as evoluções das capacitâncias e tangentes deltas (indiretamente o seu fator potência), podendo nos subsidiar na definição do melhor momento de substituição da bucha, antes da ocorrência de falha. A instalação desses dispositivos para casos dessa natureza, ou seja para famílias de buchas com um tipo de problema interno já caracterizado, deve ser feita considerando, a princípio, tensões maiores ou iguais a 230kV, até que seja viável economicamente a extensão rotineira para outros tipos de buchas.

c) Falhas associadas ao comutador CDC

Historicamente estável e em patamares intermediários de falhas (13%), devendo no entanto ser instalado um sistema de monitoramento e diagnóstico de estado para aqueles associados a equipamentos de grande porte e de maior importância para o sistema em termos de carregamento e conseqüências graves, diante de uma contingência simples no equipamento ou no comutador CDC.

Instalar inicialmente um protótipo num banco de autotransformadores de 500kV, 3x200MVA, para avaliarmos o seu desempenho e posteriormente estendermos a outras unidades, pode ser considerada como a solução mais indicada no momento. Para falhas em comutadores CDST, manter a política atual, devendo ser diagnosticado um defeito incipiente via o monitoramento a ser adotado para diagnosticar a parte ativa, ou seja, pela geração anormal de gases no óleo isolante do equipamento e quando de mudança de posição do CDST, continuar com os ensaios convencionais de relação de tensão ou de transformação e de resistência ôhmica do enrolamento antes e depois da mudança, e de análise cromatográfica antes e 24 horas após a sua reenergização, afim de verificarmos se o serviço introduziu algum problema de mau contato no CDST.

d) Falhas associadas a parte ativa

Embora ocorra historicamente (1979/02) em patamares razoáveis (15 %) e com uma média de 2 a 3 falhas anuais, afora uma ocorrência média anual relativa aos equipamentos retirados preditivamente pela cromatografia, este tipo de falha normalmente é de grande porte, trazendo dentre outros transtornos, perdas econômicas representativas. Do exposto, considero viável partirmos para instalarmos alguns sistemas de monitoramentos e diagnósticos de estado que avaliem as reais condições operacionais das partes internas (parte ativa) dos equipamentos. No entanto, devemos antes instalar uma unidade protótipo em um equipamento com maior suspeita de funcionamento pela cromatografia, afim de avaliarmos o seu desempenho, pois como iremos ver, este tipo de sistema ainda está muito caro para se ter em mente uma utilização que não seja deste modo, ou no máximo que seja estendido também para aqueles equipamentos de maior porte e de importância estratégica para o sistema diante de uma contingência simples. Adiantamos que estes sistemas de monitoramentos precisam no momento “aprenderem muito mais”, principalmente a ponto de já definirem a necessidade e o momento melhor da retirada de operação de um equipamento para inspeção interna e posterior reparo, oriundo de uma falha incipiente associada a sua parte ativa, ou seja, devemos trabalhar para obtermos uma maior eficiência nos diagnósticos associados a problemas internos ao equipamento, pois o risco de retirarmos para inspeção interna e não detectarmos o defeito principal causador da geração “anormal” de gases em muitos casos é alto, bem como o de mantermos operando o equipamento com uma menor periodicidade de reamostragens do seu óleo isolante para análises cromatográficas, e mesmo assim o equipamento vim a falhar de forma abrupta e sem nenhum indicativo de sua iminente falha. Vale salientar também que muitas falhas oriundas de uma solicitação externa “anormal” feita ao equipamento, continuaram a ocorrer mesmo que já tenhamos instalado um sistema de monitoramento e de diagnóstico de estado.

e) Falhas associadas aos demais componentes

Embora historicamente seja estável e em patamares baixos (8%), devemos procurar utilizar sensores que melhor supervisionem as condições dos sistemas de preservação e de resfriamento (tipo sensor para indicar bolsa ou membrana do conservador furada via contato com o óleo isolante ou problema de aquecimento na operação do ventilador), devido a importância dos mesmos diante da extensão da vida útil e do aumento da probabilidade de suportabilidade do equipamento para solicitações feitas pelo sistema, acrescido do custo reduzido desses sensores em relação a sua função. Devemos também de

forma inicial, instalarmos algumas unidades em protótipos, afim de avaliarmos o seu desempenho, e uma futura extensão para uma maior gama de equipamentos. Além disso, e também com grande repercussão para a vida útil dos equipamentos, devemos manter a política de instalação de sistemas selados de preservação, tipo bolsa com Nitrogênio (N₂), para aqueles equipamentos mais antigos que respiram direto pelo secador de ar silicagel, minimizando assim a penetração de oxigênio (O₂) e de umidade para o interior do equipamento.

De forma geral verificamos que a utilização de sistemas de monitoramento e diagnóstico de estado on-line de equipamentos deve ser feita, mais a sua abrangência no momento está bem restrita, devido basicamente a dois fatores, quais sejam:

- a) Primeiro, pelo alto custo desses sistemas, pois os fabricantes em geral investiram muito no desenvolvimento dos mesmos e o mercado ainda não apresentou uma demanda que possa reduzir o custo desses sistemas. Hoje, em média, um sistema de monitoramento e diagnóstico de estado “completo” está na faixa de 8% a 10% do preço de um equipamento novo a ser monitorado, enquanto que logo no início chegava a custar 25% do preço do equipamento.
- b) Segundo, por que falta um maior tempo de operação e aprendizado na prática desses sistemas, afim de garantir um bom desempenho dos diagnósticos por eles gerados. A maioria dos sistemas de monitoramento e diagnóstico de estados instalados se encontram em fase de avaliações quanto aos seus desempenhos, e análises de viabilidade para novas aquisições, diante de seus custos versus benefícios obtidos ou esperados.

3.1.2 – TIPOS DE MONITORAMENTOS E DIAGNÓSTICOS DE ESTADOS DISPONÍVEIS PARA TRANSFORMADORES

Durante décadas, engenheiros desenvolveram formas de detectar a condição geral de um transformador e identificar possíveis problemas. Ensaios e diagnósticos foram desenvolvidos a partir da tecnologia existente. Modernamente, recursos sofisticados foram disponibilizados para a coleta de um volume grande de informações e dados de diagnósticos, com o equipamento em operação. Estes recursos fundamentam os sistemas atuais de monitoração de transformadores em tempo real. O monitoramento fornece subsídios para o sistema especialista, que propiciará avaliações preditivas e favorecerá o gerenciamento coordenado e planejado da manutenção e da operação. Isto diminuirá sensivelmente o grau de interrupções não programadas no fornecimento de energia elétrica e conseqüentemente, intervenções menos onerosas para a recuperação de equipamentos. O objetivo principal desse sistema é o conhecimento do estado físico do equipamento e o diagnóstico da evolução do “desgaste”, de forma a ter a informação antecipada de quando o equipamento necessitará de manutenção, e/ou informar se alguma condição momentânea operativa deixará seqüelas graves no equipamento.

O sistema de monitoramento em tempo real é uma combinação de plataformas de hardware, sensores, sistemas de comunicação de dados e programas de computadores (sistemas operacionais, aplicativos, bancos de dados, gerenciadores de comunicação). No diagnóstico de um equipamento, as atividades envolvidas pelo sistema são basicamente **[Dupont,2001]**:

- Aquisição dos dados (técnicas de medição / sensores)
- Tratamento inicial dos dados (filtros)
- Armazenamento dos dados
- Métodos de análises
- Disponibilização de resultados – Diagnósticos / Prognósticos

O sistema de monitoração realiza, em conformidade com as frequências de amostragens ajustadas, a aquisição de dados, a monitoração, o arquivamento, o processamento, a indicação visual e a comunicação de dados associadas a monitoração do transformador .

O sistema de monitoração em tempo real de transformador não requer amostragem e/ou medição contínua do parâmetro de interesse, isto é , a amostragem e a armazenagem do dado pode ser feita, por exemplo, a cada milissegundo, a amostragem e a armazenagem diária. A amostragem pode ser condicionada a uma programação de tempo predefinida, a uma alteração em um sinal ou evento ou sob demanda. Em outras palavras, para grandezas analógicas e digitais, podemos ter:

a) Amostragem condicionada a tempo – A amostragem e/ou medição do dado pode ocorrer numa frequência pré-definida: uma vez por minuto, uma vez por hora, uma vez por dia, etc. Nestes sistemas a frequência de amostragem pode ser ajustada automaticamente em função do valor do dado monitorado.

b) Amostragem condicionada a evento – A amostragem e/ou medição do dado é associada a ocorrência do evento de interesse de monitoração, por exemplo: operação do comutador CDC, operação de abertura e fechamento de contatos, saída ou entrada em operação do sistema de resfriamento do transformador, etc.

c) Amostragem condicionada a demanda – A amostragem e/ou medição do dado é associada a demanda do usuário e pode ocorrer a qualquer tempo. O usuário pode comandar a amostragem e/ou medição de um ou vários dados de interesse.

Parâmetros importantes associados a operação de um transformador são normalmente monitorados, por exemplo: Tensão e corrente de carga; temperaturas ambiente, óleo e enrolamentos; operação do CDC e do sistema de resfriamento, temperatura do comutador CDC, gases dissolvidos no óleo, umidade no óleo, nível de óleo do transformador e do comutador CDC, etc.

Através da utilização de modelos específicos, o sistema especialista com base no monitoramento oferece ao cliente, interpretações e diagnósticos das condições de operação e do estado do transformador de maneira a gerenciar o seu desempenho.

O sistema de monitoração e diagnóstico em tempo real deve apresentar as seguintes funções principais :

- Mostrar graficamente a evolução de parâmetros monitorados;
- Indicar tendências e valores específicos de parâmetros monitorados;
- Correlacionar parâmetros monitorados e estabelecer diagnósticos e prognósticos do estado do transformador monitorado;
- Indicação de desvios através de alarmes;
- Simulações específicas associadas ao desempenho do transformador em função dos parâmetros monitorados;

Um programa computacional destinado a realizar um diagnóstico baseado em informações coletadas via monitoramento contínuo em ensaios periódicos, deve contemplar as seguintes características básicas:

- Capacidade para armazenamento de todo o histórico de ensaios e de ocorrências ;
- Acesso restrito a modificação dos dados, para maior segurança;
- Possibilidade de uso em ambiente multi-usuário e rede corporativa;
- Estrutura modular para fácil substituição ou inclusão de novos métodos de análise;
- Uso de técnicas de inteligência artificial associadas a técnicas tradicionais;
- Estrutura que permita ao usuário modificar facilmente critérios de inferência, conforme sua experiência e perfil de aceitação a riscos;
- Integração modular de diagnósticos onde o usuário possa escolher quais resultados parciais (defeitos) deseja combinar para gerar diagnósticos de graus de risco por defeito;
- Generalização, permitindo que conclusões sejam obtidas mesmo em casos para os quais não existam registros anteriores. Nesses casos os diagnósticos devem ficar o mais próximo possível de alguma situação registrada na base de dados;
- Opção para alimentação de dados manual (off-line) ou aquisição automática (on-line);
- Portabilidade (uso de bancos de dados e linguagem de programação apropriados);
- Alta interatividade homem – máquina, que facilite o manuseio;
- Alarmes devem ser gerados assim que alguma situação anormal seja identificada;

- Recomendações devem ser geradas sobre quais ensaios especiais realizar, para a melhor identificação de um defeito em evolução;
- Diagnóstico final e laudos devem indicar que medidas serão tomadas para a correção de um defeito qualquer identificado, como por exemplo: tipo de tratamentos, novos prazos para manutenções, outras saídas do tipo gerenciais, etc.;

Um sistema de monitoramento e diagnóstico de estado de transformadores, pode basicamente ser dividido em três módulos ([Dupont,2001],[Grimoni,2001]) :

- Módulo de monitoração: Composto pelos equipamentos responsáveis pela leitura (sensores/aquisição de dados) e registro (arquivamento de dados) das variáveis monitoradas. Os sensores são instalados no próprio corpo do equipamento, que levam as informações para um armário próximo ao equipamento monitorado, armário este com blindagem eletromagnética apropriada. Deve possuir autonomia de armazenamento local das leituras realizadas, permitindo que o equipamento funcione mesmo na ausência de comunicação com o módulo de supervisão.
- Módulo de supervisão: Composto pelos equipamentos responsáveis pelos programas supervisórios (processamento de dados/alarmes) executados na estação servidora, normalmente instalada na sala de comando da subestação, e é responsável também pela tarefa de transferência dos dados armazenados nos módulos de monitoração, para o banco de dados do sistema de monitoramento e diagnóstico, normalmente localizada na empresa de forma centralizada (normativo da manutenção do equipamento) .A comunicação entre os dois módulos é realizada através de um canal de comunicação serial, utilizando fibra ótica como meio físico, o que garante um alto grau de imunidade eletromagnética, evitando assim problemas na comunicação.
- Módulo de diagnóstico (sistema especialista): Composto pelos *softwares* para processamento avançado, valores calculados para alarmes, modelos e diagnósticos para serem definidos com base nos parâmetros monitorados, utilizando-se técnicas tradicionais e inteligência artificial , e com emissão de diagnóstico final e recomendações para o equipamento. Este sistema especialista deve poder ser acionado de três maneiras: Pelo especialista humano; pelo sistema on-line ou pelo sistema (dados) off-line. Pode ser incluído também, um modelo que priorize os defeitos

diagnosticados num universo de transformadores, considerando as particularidades da política adotada pela empresa, como por exemplo: em termos de uma política de agressividade quanto ao atendimento da carga em detrimento da redução da vida útil do equipamento versus maior vida útil do equipamento com restrições ao carregamento necessário e mais investimento para a aquisição de nova unidade.

Observamos que no momento dispomos de uma gama muito grande de dados, para os principais equipamentos de subestação, dentre eles o transformador de potência, que começa a ser disponibilizado on-line, em função de uma redução inicial de custos de sensores e hardware, com uma sistematização da base de dados para registrar a história operativa, com um número de métodos de diagnósticos aumentando e com aplicações de técnicas determinísticas e estatísticas junto a um maior número de técnicas de inteligência artificial. Tais diagnósticos em grande parte se encontram em fases de testes, avaliação, aprendizagem, e principalmente de validação de seus pareceres e recomendações, pois estão operando a pouco tempo e num número pequeno de unidades, estando assim com uma base de aprendizagem muito curta.

Neste trabalho, não daremos ênfase em termos de qual arquitetura deve ser adotada pelo sistema de monitoramento e diagnóstico de estado para uma quantidade grande de equipamentos, pois a diversidade de situações e de sistemas disponíveis é muito grande e a sua implementação, considerando fabricantes diferentes, fica comprometida face a não intercambiabilidade e a rápida evolução de componentes, principalmente associados a eletrônica periférica, que fica obsoleto num espaço de tempo curto.

Após pesquisa realizada junto aos principais fabricantes de transformadores e de fabricantes de instrumentos e dispositivos de comando, controle e supervisão de equipamentos [Diversos, 2002], verificamos que já dispomos no mercado de sensores que medem e registram os valores dos seguintes parâmetros:

- Gases dissolvidos no óleo (por exemplo a concentração total composta por: H₂ (100%) + CO(18+/- 2%) + C₂H₄ (2+/-0,5%) + C₂H₂ (8+/-2%) em ppm, com precisão +/- 10% valor medido ou 25ppm; ou até mesmo as concentrações individuais de todos os gases combustíveis mais o CO₂ em ppm)
- Umidade relativa do óleo (%)
- Temperatura ambiente

- Temperatura do topo do óleo
- Temperaturas dos enrolamentos
- Tensão de carga
- Corrente de carga
- Indicador de nível de óleo do tanque principal
- Indicador de nível de óleo do comutador CDC
- Indicador de posição / número total de comutações do comutador CDC
- Indicador de pressão do óleo isolante
- Temperatura do óleo da chave comutadora CDC
- Corrente do mecanismo de acionamento do CDC
- Sensor de Tap para monitoração de bucha condensiva, instalado para cada conjunto de três buchas ou individualmente (Estado da bucha através da detecção de deterioração da isolação, via: Fator de potência e sua variação (ou tangente delta), capacitância(pF) e sua variação; corrente de fuga ou resultante, ou variação das somas dessas correntes de fuga, e pressão de óleo da bucha)
- Sensor Membrana/bolsa conservador furada (indica quando a parte superior da membrana ou bolsa entra em contato com o óleo)
- Monitoração do estado de contato (aberto/fechado) por exemplo para: relé de gás, relé de proteção do comutador CDC (fluxo/pressão), válvula de alívio de pressão
- Monitoração do estado de operação (ligado/desligado) de moto-ventiladores e moto-bombas do sistema de resfriamento
- Aquecimento excessivo ou falta de fase para moto-ventiladores e moto-bombas do sistema de resfriamento
- Deformação / oscilografia da corrente de acionamento do motor do comutador CDC
- Diferencial das temperaturas dos óleos do tanque do transformador e do comutador CDC
- Somatório das correntes comutadas ao quadrado
- Transdutor de temperatura
- Indicação de fluxo de óleo ou de água, para os equipamentos com sistemas de resfriamento forçado
- Relé regulador de tensão secundário, supervisor de paralelismos de equipamentos com comutador CDC

- Torque ou potência consumida pelo motor de acionamento do comutador CDC (durante cada comutação)
- Pressão/situação do elemento filtrante do óleo do comutador CDC
- Temperatura no interior do painel de acionamento do comutador CDC ou do painel do sistema de resfriamento
- Tempo de operação da chave de carga ou desviadora do comutador CDC
- Tempo de operação da chave seletora do comutador

Como atividades preventivas desenvolvidas sem desenergizar o equipamento e de grande utilidade na avaliação do estado do equipamento, destacamos as análises do óleo isolante como: gás cromatografia ou dos gases dissolvidos, análises físico-químicas e análises dos teores de furfuraldeídos (2-Fal Se trata de componentes absorvidos pelo óleo isolante e oriundos da degradação térmica do papel isolante);

Inspeções visuais do equipamento, também com uso de termovisor, espelhos com suportes isolantes e binóculos;

Ensaio de descargas parciais pelo método acústico (algumas vezes é necessário desligar o equipamento apenas para a instalação de parte dos sensores);

Como atividades preventivas desenvolvidas com o equipamento desenergizado, ou seja, indisponível, destacamos os vários ensaios e testes convencionais (Exemplos: Fator de potência AC, isolamento DC, resistência ôhmica dos enrolamentos, impedância, corrente de excitação, relação de transformação, etc.), com tensões reduzidas ou com tensões aplicadas, feitos normalmente nas etapas de avaliação e recebimento do equipamento na fábrica (ensaios de Tipo e de Rotina) e de energização do equipamento na instalação (comissionamento), além do ensaio do grau de polimerização do papel (isolação sólida), que associa o grau de resistência mecânica do mesmo diante de esforços a que o equipamento é exposto durante a sua vida, por exemplo a níveis de curto-circuito, e que mede indiretamente a vida útil do equipamento, uma vez que ela é limitada na prática pela vida útil de sua isolação sólida. Destacamos que o maior problema para realizarmos o ensaio do grau de polimerização (GP) se deve a necessidade de desenergizar o equipamento, retirar em muitos casos todo o seu óleo isolante, para dispormos de amostras de papel, mapeadas nos pontos de maiores temperaturas esperadas para os enrolamentos, para só assim realizarmos o citado ensaio. Na prática este tipo de ensaio só é feito na recepção, principalmente após os ensaios de aquecimentos e tensão aplicada /Impulso, para verificar se o equipamento se encontra ainda com um valor mínimo aceitável do GP para um equipamento novo (na ordem de GP=900, após o ensaio de aquecimento), ou durante reparos ou inspeções internas no

equipamento para avaliar prováveis danos oriundos de ocorrências com suspeitas ou diante de falhas internas. Hoje já é feito um estudo que procura associar, com base na formação de um banco de dados representativo, o valor do GP esperado diante dos teores de 2-Fal obtidos de amostras de óleo do equipamento em análise, uma vez que a geração de furfuraldeídos (2-Fal) no óleo isolante está associado a degradação térmica do papel isolante (celulose).

De acordo com a mesma pesquisa, os fabricantes informam que dispõem de sistemas especialistas, que após uma fase inicial de aprendizagem e treinamento, teria condições de nos dá os seguintes diagnósticos principais para os transformadores :

- Números de sobretensões e correntes de curto-circuito submetidas ao equipamento
- Taxa de envelhecimento, capacidade de sobrecarga, consumo do tempo de vida, tempo de emergência de sobrecarga, Taxa de evolução dos gases, diagnósticos da cromatografia via diagnósticos tradicionais e /ou usando lógicas fuzzy, redes neurais ou outra inteligência artificial, afim de emissão de diagnóstico final e prognóstico, caso ocorra a evolução dos gases para uma dada taxa de crescimento dos gases.
- Envelhecimento térmico da isolação em função da carga, previsão do gradiente temperatura óleo/enrolamento, temperatura do ponto mais quente do enrolamento, potência aparente (MVA), eficiência do sistema de resfriamento, cálculo da umidade estimada na isolação, umidade e saturação do óleo, indicação do estado dos contatos dos dispositivos de controle passivo (tipo relé de gás), relatório diário de tendências; visualização de dados históricos e dados em tempo real, configuração de sensores e modelos, estados das buchas com base nas variações das capacitâncias e fatores de potências.
- Para o comutador CDC : modelo matemático de desgastes dos contatos principais e auxiliares, com previsão das próximas manutenções para a substituição dos contatos do CDC; análise do funcionamento mecânico em função do torque e do diferencial de temperatura. Indica para o CDC os estados : normal, alerta e bloqueado.

Como podemos observar, é grande a quantidade de saídas geradas pelos diversos sistemas especialistas que indicam o estado do equipamento com base em alguns parâmetros monitorados, mais a sua eficiência ainda se encontra em fase de avaliação e aprimoramento pelos fabricantes e empresas, além do fator econômico que no momento desestimula as empresas, no sentido de adquiri-los para aplicarem

rotineiramente em todos os transformadores em operação ([Checksfield,1997],[Diogo,2001],[Bengtsson,1996]).

3.2 – DEFINIÇÃO DOS PRINCIPAIS MONITORAMENTOS E DIAGNÓSTICOS DE ESTADOS A SEREM ADOTADOS PARA A REDUÇÃO DAS FALHAS

Do exposto, observamos que o leque de sistemas de monitoramentos e diagnósticos de estado dos transformadores é muito grande e ainda se encontra em fase de desenvolvimento, principalmente quanto aos sistemas especialistas que diagnosticam o estado do equipamento e definem quando e quais as ações a serem desenvolvidas para maximizar a disponibilidade operacional, com riscos reduzidos de falhas, e minimizando assim os procedimentos e custos da manutenção. No entanto, vale salientar novamente que a adoção desses sistemas de monitoramento e diagnóstico deve ser uma decisão a ser tomada por cada empresa, com base principalmente nas respostas das seguintes indagações:

Os desempenhos operacionais desses equipamentos são satisfatórios, dentro das premissas da empresa? Caso positivo, vale a pena investir recursos nessa área? Caso negativo, qual a política da empresa em termos da operação e reserva técnica desses equipamentos? A empresa prefere operar os equipamentos dentro de um carregamento máximo, mesmo com redução de vida útil e aumento nos riscos de falhas, para minimizar os custos e maximizar os lucros a curto prazo ? Nesse caso, deve haver uma preocupação maior com reservas técnicas estratégicas; ou a empresa pretende operar os equipamentos limitados a seus valores nominais ou até inferiores, à depender das condições do equipamento (idade avançada), de forma a aumentarmos a vida útil do equipamento e operarmos com menores riscos de falhas? Nesse caso, ela deve dispor de recursos para aquisição de novas unidades, pois com a evolução natural das demandas do setor elétrico, só teríamos esta condição diante de novas unidades em operação, o que implica num maior investimento inicial.

Afora isto, e considerando que devemos optar pela instalação de sistemas de monitoramentos e diagnósticos de estados de transformadores, julgamos que para isto devemos atentar para as seguintes diretrizes:

a) Instalar primeiro alguns sistemas protótipos em equipamentos de maior porte, de pior desempenho operacional ou sob suspeita de problema, e se possível, de maior importância relativa para o sistema diante de contingências simples;

A escolha do sistema de monitoramento e diagnóstico a ser instalado, passará logicamente por uma análise dos benefícios (quantidade e tipo de parâmetros a serem monitorados) e custos associados, bem como da qualidade e desempenho que já se tenha em outras empresas do setor elétrico nacional. Talvez seja mais viável economicamente, instalarmos um sistema de monitoramento completo, associado a compra de um equipamento novo, se possível a um banco de autotransformadores monofásicos de 500kV

b) Quando da escolha do sistema, atenção especial deve ser dada em termos de sua versatilidade e maleabilidade de, no futuro, operar em sintonia com os sistemas de fabricantes diferentes, instalados em outros equipamentos da instalação.

Tal direcionamento se deve, principalmente aos seguintes aspectos:

a) Custo elevado de um sistema de monitoramento e diagnóstico de estado “completo”. Para se ter uma idéia, um transformador trifásico de 230/69kV 100MVA que em média custa U\$900.000,00 seu sistema de monitoramento e diagnóstico hoje é na faixa de 10% a 15% do valor do equipamento, enquanto que para um banco de autotransformadores de 500/230kV 3x100MVA, que em média custa U\$3.200.000,00, esta faixa de custo é de 8% a 10%.

b) Sistemas em fase de aprimoramentos e validações, principalmente nas fases de diagnósticos, cuja aprovação deve passar por um período maior de aprendizagem após o carregamento dos dados históricos dos equipamentos e de seu funcionamento diário, principalmente diante de defeitos e novas falhas.

c) Risco de aquisição de um sistema que não seja compatível diante de novos sistemas instalados na instalação, muitas vezes devido incompatibilidade de configurações / softwares ou ao obsolescência de

componentes da eletrônica periférica / informática que evoluem rapidamente e ficam obsoletos dentro de um curto espaço de tempo.

Considerando o desempenho operacional dos transformadores e dos autotransformadores a partir de 69kV, o sistema de monitoramento e diagnóstico de estado deve avaliar no mínimo o estado dos seguintes componentes:

- a) Contatos de dispositivos que continuam dando trip/desligamento “instantâneo” do equipamento, que em sua maioria são os contatos associados ao relé de gás e ao relé de proteção do comutador CDC (de fluxo ou de pressão) ;
- b) Caso tenha, avaliar o estado do comutador CDC, incluindo o armário com o seu mecanismo de acionamento;
- c) Buchas condensivas à partir de 230kV e instalado apenas naquelas famílias com suspeitas de anormalidades, como é o caso das buchas de 230kV que operam nos transformadores de fabricação Mitsubishi de 100MVA e as buchas HSP de 500kV que operam, por exemplo, nos transformadores elevadores de fabricações TUSA ou Trafo Union da Usina de Xingó (SE/UXG);
- d) Parte ativa, com dispositivos para monitorar e diagnosticar com base em instrumentos on-line para cromatografia (gases dissolvidos) e para o teor de umidade no óleo em ppm. Incluir também dispositivos para avaliar o estado do sistema de preservação, do funcionamento do sistema de resfriamento e dos valores e limites de carregamentos impostos ao equipamento (tensões e correntes por enrolamento) com as suas respectivas temperaturas (óleo e enrolamentos);

É bom salientarmos, que um sistema de monitoramento e diagnóstico de estado “ideal” deve sempre alertar defeitos e prever uma falha, mais na prática devemos ter ainda algumas falhas de difícil predição e normalmente associadas a solicitações transitórias (instantâneas), onde o equipamento falha e sendo o sistema de monitoramento e diagnóstico de estado não passivo, ou seja, tendo ordens de desligamentos instaladas, vai apenas desligar o equipamento instantes após a falha, no máximo reduzindo provavelmente os danos e seus custos de reparo, se comparados aos danos sofridos se não tivéssemos tal sistema instalado. Por isto, devemos ter sempre em mente, que a importância maior passa pela prevenção de falhas ou defeitos, principalmente baseadas na manutenção de um sistema de preservação eficiente, ou seja, selado para umidade e oxigênio, e um carregamento adequado baseado no correto funcionamento do sistema de resfriamento de acordo com a disponibilidade operacional de todos

os radiadores ou aerotermos necessários, nas temperaturas atingidas para a entrada em operação dos moto-ventiladores, e caso tenham de suas moto-bombas, e nos limites definidos para as temperaturas do óleo e enrolamentos, sem que haja redução significativa de sua expectativa de vida útil.

Considerando a importância de se anteciparmos a uma falha associada a parte ativa dos transformadores, principalmente devido aos custos de reparo ou aquisição de nova unidade, bem como do provável tempo maior para a normalização das cargas após a ocorrência, iremos a partir de agora, tratarmos o assunto se limitando a avaliação do estado dos equipamentos com base na análise dos gases dissolvidos no seu óleo isolante, estabelecendo regras para a definição do diagnóstico final e providências a serem adotadas pela manutenção, advindas em grande parte de nossa experiência de 15 anos nessa área e do histórico cromatográfico da empresa desde 1978 com mais de 30.000 análises feitas, e que com o auxílio de técnicas de inteligência artificial, mais precisamente de redes neurais, venham a otimizar os referidos diagnósticos de estados desses equipamentos.

CAPÍTULO 4 -MONITORAMENTO E DIAGNÓSTICO PELA CROMATOGRAFIA

4.1 – ANÁLISE CROMATOGRÁFICA DO ÓLEO ISOLANTE

A CHESF, desde 1978, e com maior intensidade à partir de 1980, tem feito o uso da análise de gases dissolvidos no óleo isolante de seus equipamentos, conhecida também como análise cromatográfica gasosa do óleo isolante, de forma periódica para todos os transformadores de potência, autotransformadores e reatores, que em 2002 totalizavam 636 unidades energizadas à partir de 69kV e contadas monofasicamente quando for o caso, e com periodicidade especial, diária ou semanal, ou normal variando de mensal, trimestral, semestral a anual, dependendo da espécie, tensão, diagnóstico cromatográfico, condição operacional imposta e a importância relativa dele para o sistema, no sentido de avaliar o estado operacional desses equipamentos e com o objetivo principal de identificar uma falha ou defeito incipiente e assim retirá-lo de operação preditivamente para a correção do problema antes que o mesmo venha a falhar. No banco de dados, temos hoje mais de 30.000 análises cromatográficas realizadas e a grande maioria com diagnósticos definidos pelos principais métodos mundialmente conhecidos, como é o caso dos métodos pela IEC e por Rogers [IEC,1978].

Durante o funcionamento de um transformador as isolações sólida e líquida sofrem deteriorações ou processos de decomposições químicas, onde um dos principais produtos são os gases, total ou parcialmente dissolvidos no óleo isolante [Milasch,1984].

A análise cromatográfica do óleo isolante desses equipamentos em operação energizada é feita a partir de uma amostra de óleo coletada do equipamento energizado, via seringa (quantidade média coletada de 40 ml), para identificar e quantificar os principais gases dissolvidos no óleo, na sua maioria combustíveis, que são normalmente gerados durante a operação natural dos equipamentos.

Os gases medidos nesta análise são: Hidrogênio (H₂), Nitrogênio (N₂), Oxigênio (O₂), Monóxido de carbono (CO), Metano(CH₄), Dióxido de Carbono (CO₂), Etileno (C₂H₄), Etano(C₂H₆) e Acetileno (C₂H₂), todos medidos em ppm (parte por milhão- volume/ volume) e sendo não combustível o CO₂, além do N₂ e O₂. Os gases que se formam pela deterioração normal da isolação sólida são o dióxido de carbono(CO₂), o monóxido de carbono(CO), em menor quantidade que o CO₂, e traços de hidrogênio,

metano e etano. Pesquisas de laboratório indicam que se formam os gases CO, CO₂ e água quando a celulose (papel) é sobreaquecida (140 graus C). Sua pirólise, isto é, destruição pelo calor (250 graus C) origina os gases CO em maior quantidade que o CO₂, além de água, carvão e alcatrão.

O óleo mineral isolante quando sobreaquecido (500 graus C), origina os gases metano, etano, etileno, dióxido de carbono (400 graus C) e água (200 graus C) em presença de oxigênio. A pirólise do óleo conduz à formação de hidrogênio (de 60% a 80%), acetileno (de 10% a 25%), metano (de 1,5% a 3,5%) e etileno (de 1,0% a 2,9%).

Devido aos diferentes tipos de ligações químicas presentes nas formações das moléculas dos hidrocarbonetos (ligações simples, duplas ou triplas), podemos afirmar que para gerarmos o acetileno (C₂H₂) é preciso mais energia que o Etileno (C₂H₄), assim como deste para o Etano (C₂H₆), e do Etano para o metano (CH₄).

Para o Hidrogênio (H₂) a energia necessária para gerá-lo é pequena, assim como para o N₂ e O₂.

Com relação a solubilidade (volume a volume) dos gases no óleo isolante de transformadores a 101Kpa e 25 graus C, varia em porcentagem de 7,0 a 400,0%, sendo mais baixas a do Hidrogênio H₂ (7,0%); N₂ (8,6%); CO (9,0%); O₂ (16,0%) e CH₄ (30,0%) e maiores a do CO₂ (120,0%); C₂H₆ (280,0%); C₂H₄ (280,0%); e acetileno C₂H₂ (400,0%).

Pesquisas de laboratório levam à conclusão de que as bolhas dos gases se dissolvem totalmente no óleo quando ele não estiver saturado e desde que seu contato com o mesmo se dê por tempo prolongado. Se o contato for por curto espaço de tempo, bem como se o óleo já estiver saturado com gases, as bolhas de gases não se dissolverão totalmente e o excesso se acumulará na parte superior do transformador e no seu relé de gás ou relé buchholz, que deverá alarmar e/ou desligar o equipamento a depender da quantidade de gases gerados, que está associado a gravidade do problema interno ao equipamento que gerou os mesmos.

Além do aquecimento, existem vários problemas que podem ocorrer no transformador, em maior ou menor intensidade, e que provocam a maior formação de gases, dos quais podemos citar:

- Descargas parciais (corona) e centelhamento (descargas elétricas fracas com durações muito curtas, um microssegundo ou menos);
- Arco elétrico, que é uma descarga elétrica mais prolongada e intensa;
- Sobreaquecimentos, localizados (ponto quente) ou não;
- Correntes de circulação, por exemplo entre núcleo e tanque equipamento;

- Hidrólise devido a presença de água.

Algumas vezes temos a geração de gases no óleo isolante do tanque principal, devido à outros motivos, do tipo:

- Contaminação do gás nitrogênio de transformadores selados, com colchão desse gás;
- Transformador não degaseificado após ter sofrido reparos internos;
- Projeto deficiente, onde existe contaminação dos gases gerados normalmente no comutador (CDC) pela chave comutadora ou desviadora, para o óleo do tanque principal do equipamento;
- Equipamento transportado com CO₂, onde os enrolamentos absorvem parte desse gás;
- Tratamento inadequado do óleo a ser utilizado no equipamento, por não ter degaseificado corretamente este óleo;
- Coleta inadequada, que muitas vezes devido a não limpeza do ponto de amostragem do equipamento, temos principalmente a geração de gás Hidrogênio no registro de amostragem face a existência do processo de eletrólise (decomposição eletrolítica da água ou a decomposição da água associada com a ferrugem, resulta na formação de grandes quantidades de Hidrogênio, com pequenas quantidades de outros gases combustíveis);
- Sistema de preservação do tipo aberto, onde o equipamento respira diretamente e temos uma absorção maior de O₂ e N₂ da atmosfera, além de uma provável penetração de umidade que afeta a isolação do equipamento.

Observamos que para os casos listados anteriormente, a geração desses gases no óleo isolante devido a essas origens não significa uma condição de falha incipiente do transformador, mas tão somente uma situação irregular ou deficiente do mesmo.

Neste trabalho, não iremos abordar os procedimentos e cuidados para a realização das coletas do óleo isolante, bem como dos métodos e ensaios para a realização da análise dos gases dissolvidos no óleo isolante, mais sim nos métodos de diagnósticos existentes para determinar o tipo de problema que o equipamento apresenta, se for o caso, e as principais ações e recomendações técnicas que devemos adotar para melhor equacionarmos o problema, com ênfase para a detecção da falha incipiente e a retirada do equipamento de operação antes da ocorrência de sua falha. Na verdade, podemos salientar que o grande desafio está na definição do melhor momento em que iremos desligar o equipamento, ou seja, deixá-lo indisponível para a operação, que tenhamos uma maximização de sua operação antes de sua retirada, ou seja, pouco antes da falha ocorrer, que possamos após a sua retirada e realização de inspeção interna do equipamento, localizar, diagnosticar o problema e se possível a sua causa, e por fim

corrigir o problema (defeito interno) com custos em sua maioria bem inferiores à aqueles se só feitos após a falha do equipamento.

Autoridades no assunto afirmam que a interpretação dos resultados das análises dos gases no transformador, a nível de definirmos o melhor momento de desligar o equipamento, localizarmos e diagnosticarmos o defeito, ainda não é uma ciência e sim uma arte. O mesmo se diz da modelagem de um problema através do uso de redes neurais artificiais. Dessa forma, existe uma parcela subjetiva da análise, que fica por parte do ser humano especialista nesse tipo de análise.

4.2 – DIAGNÓSTICOS E EMISSÕES DE PARECERES CROMATOGRÁFICOS

Na CHESF, em 2002, os equipamentos monitorados pela análise cromatográfica do seu óleo isolante se encontravam operando no Nordeste do Brasil, da Bahia ao Piauí e dentro de um sistema espalhado pelas 90 subestações e 16 usinas, tendo suas coletas feitas conforme o normativo da manutenção e enviadas para análises, que são executadas de forma centralizada no laboratório próprio da CHESF em Recife. Dentro das principais atividades desse laboratório, destacamos as diversas análises realizadas no óleo isolante dos equipamentos, com destaque para as análises físico-químicas e as análises cromatográficas. As primeiras são realizadas, e seus diagnósticos conclusivos e finais são normativamente de responsabilidade do laboratório, enquanto as outras, ou seja as de cromatografia, são realizadas pelo laboratório, mas seus diagnósticos conclusivos e finais são normativamente de responsabilidade da divisão de manutenção e reparo de equipamentos de transformação e serviços auxiliares, pois para isto são necessários conhecimentos adicionais sobre os equipamentos e seus regimes de operações, que em muitas vezes interferem para a correta interpretação dos resultados indicados pela cromatografia, além da necessidade de posições gerenciais do tipo: reamostrar ou não o equipamento para confirmação de resultados da última análise, mudança ou não na classificação e periodicidade de novas coletas (Exemplo: condição do estado do equipamento ou do regime de operação), retirar de operação ou não o equipamento para inspeção interna e reparo, etc. [Norma,1996]

Os diagnósticos emitidos pelas análises cromatográficas do óleo isolante, são baseados nos diversos métodos ou critérios existentes e praticados pela maioria das empresas do setor elétrico e fabricantes de equipamentos, os quais já são de conhecimento comum e de validade comprovada em todo o mundo há mais de vinte anos, conforme diversos documentos e literaturas outras acerca do assunto. Tais métodos em geral se caracterizam por experiências, muitas vezes empíricas, que associam as formações de alguns gases chaves (gás principal gerado) ao tipo de falha incipiente, e de relações de gases combustíveis, que quando combinadas e distribuídas seus valores dentro de faixas, geram “códigos numéricos”, os quais são associados a diversos tipos de problemas internos (tabulados), mais prováveis de existirem e de serem responsáveis por esta geração de gases.

Dentro dos diversos métodos de diagnósticos para as análises cromatográficas do óleo isolante, destacamos ([Milasch,1984],[IEC,1978],[IEC,1999] et al) :

- Método Pugh ou pelo gás chave
- Método pela IEC ou IEC 1
- Método pela IEC revisada ou IEC 2
- Método Rogers ou Rogers 1
- Método Rogers modificado ou Rogers 2
- Método Duval
- Método Dornenburg
- Método da razão ou da Mitsubishi
- Método Laborelec

a) Método Pugh ou pelo gás chave

Quando há uma falha incipiente em evolução no transformador, a concentração dos gases a ela associados, ultrapassam os valores normais de degradação da isolação, dos estabelecidos em ensaios de laboratório.

O gás gerado que caracteriza o tipo de falha incipiente é chamado de gás chave.

Tipos de defeitos versus gás chave :

Arco sem envolver a celulose => **gás chave Acetileno(30%)** + Hidrogênio(60%) + pouco CH₄ e C₂H₄

Arco com envolvimento da celulose => **gás chave Acetileno** + Hidrogênio + CO + CO₂ + pouco CH₄ e C₂H₄

Descargas parciais sem envolver a celulose => **gás chave Hidrogênio(86%)** + Metano(13%) + pouco C₂H₆ e C₂H₄

Descargas parciais com envolvimento da celulose => **gás chave Hidrogênio** + Metano + CO + CO₂ + pouco C₂H₆ e C₂H₄

Superaquecimento ou sobreaquecimento no óleo => **gás chave Etileno(63%)** + Metano(16%) + pouco H₂, C₂H₆ (17%), com traços de acetileno para falha severa

Superaquecimento ou sobreaquecimento na celulose => **gás chave Monóxido de carbono(92%)** + CO₂ + poucos hidrocarbonetos caso envolva estrutura impregnada em óleo

Eletrólise => **gás chave Hidrogênio(99%)** + pouco restante gases combustíveis

b) Métodos pela IEC (Norma da International Electrotechnical Commission) ou IEC 1e pela IEC revisada ou IEC 2

De todos os métodos utilizados, este é o que se apresenta com maior eficiência em termos da definição de um diagnóstico coerente para a maioria dos equipamentos analisados, seguido depois pelo método de Rogers.

Por este método, os diagnósticos são obtidos das relações dos gases C₂H₂/C₂H₄, CH₄/H₂, e C₂H₄/C₂H₆ cujos valores são distribuídos por faixas e geram para algumas dessas combinações, diagnósticos tabelados conforme Tabela 4.1. Este método foi apresentado em 1978 pela primeira edição da norma IEC 599 [IEC,1978], e atualizado em sua segunda edição em março de 1999 pela norma IEC 60599 ([IEC,1999],[ABNT,2001]) inclusive com poucas alterações, gerando o método IEC revisada ou IEC2.

Os diagnósticos tabelados nessa última versão são:

Descargas parciais, descargas de baixa energia, descargas de alta energia, falha ou defeito térmico inferior a 300 graus C, falha ou defeito térmico entre 300 e 700 graus C, falha ou defeito térmico superior a 700 graus C, e sem falhas ou envelhecimento normal.

Tabela 4.1 Método de diagnóstico pela IEC (ou IEC 1)

Relação entre gases (R)	Códigos da IEC		
	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
$0,1 > R$	0	1	0
$0,1 \leq R < 1,0$	1	0	0
$1,0 \leq R < 3,0$	1	2	1
$R \geq 3,0$	2	2	2
CÓDIGOS	DIAGNÓSTICOS TABELADOS IEC		
000	Deterioração normal do óleo isolante		
010	Descarga parcial de baixa energia		
020	Sobreaquecimento ou defeito térmico de baixa temperatura (de 150 a 300 °C)		
001	Sobreaquecimento ou defeito térmico de baixa temperatura (inferior a 150 °C)		
110	Descarga parcial de alta energia		
101	Arco ou descarga de baixa energia		
102	Arco ou descarga de alta energia		
202	Arco ou descarga de baixa energia		
021	Sobreaquecimento ou defeito térmico de média temperatura (de 300 a 700°C)		
022	Sobreaquecimento ou defeito térmico de alta temperatura (superior a 700°C)		

Nessa revisão da norma IEC, observamos principalmente a importância que foi dada a taxa de evolução dos gases em mililitros por dia (ml/dia) para se caracterizar a gravidade ou não do problema, além da estipulação de alguns valores limites referenciais em microlitros/litros, ou seja, em ppm, para certos

tipos de equipamentos, como por exemplo, para transformadores com comutador CDC estanque ou não ao equipamento. Feito também alertas quanto aos cuidados que devemos ter ao avaliarmos o grau de degradação da celulose com base na relação CO_2/CO (pior quando inferior a 3), cuja confirmação passaria por uma análise do GP (grau de polimerização) do papel e da medição do teor de Furfuraldeído (2- Fal) no óleo isolante do equipamento.

Além disso, devemos ter cuidados quando se avalia o estado do equipamento, que apresenta suspeita de comunicação do comutador CDC com o óleo do tanque principal do equipamento, mascarando assim as reais condições operacionais do mesmo. Utilizar para uma melhor avaliação, a relação do C_2H_2/H_2 , que se estiver maior do que 2 ou 3 (antes adotava-se um valor superior a 1 para esta relação), indica uma provável contaminação oriunda do comutador CDC, mas que seria preciso também uma inspeção no comutador CDC/equipamento, para a confirmação dessa afirmativa.

Vale salientar que os critérios pela IEC, junto com os de Rogers, são os únicos que além de indicarem o provável tipo de defeito, indicam se o equipamento está normal (sem falha ou deterioração normal), enquanto os outros critérios ou métodos sempre indicam defeitos, devendo serem usados apenas para tentar definir mais claramente um defeito já indicado pela IEC ou Rogers. Até o momento, a experiência da CHESF se restringe a utilização da IEC 1, ao invés da IEC revisada ou IEC 2, fato este pouco significativo, considerando que as alterações feitas na norma foram de pouca relevância. Quando não especificado, iremos nos referir sempre a IEC 1 ou simplesmente IEC.

c) Método de Rogers ou Rogers 1

Depois da IEC, é o que apresenta melhores resultados, complementando em alguns casos, os diagnósticos de análises não tabeladas por ela. De forma geral é bem parecido com o método da IEC, sendo que neste caso as relações dos gases consideradas são: CH_4/H_2 , C_2H_6/CH_4 , C_2H_4/C_2H_6 , e C_2H_2/C_2H_4 . Além disso, utiliza as relações de CO_2/CO e CO/CGC (concentração total dos gases combustíveis – CGC), para avaliar se há indicativo de sobreaquecimento da celulose ($CO_2/CO > 11$ ou < 7 e $CO/CGC > 80\%$) ou se estão ocorrendo apenas temperaturas mais altas que o normal nas proximidades do isolamento celulósico ($CO_2/CO > 11$ ou < 7 e $CO/CGC < 80\%$).

Tal método é mostrado na Tabela 4.2, enquanto que o método de Rogers modificado ou Rogers 2 nós não comentaremos devido a grande semelhança entre os mesmos.

Tabela 4.2- Método de diagnóstico de Rogers (ou Rogers 1) – Relações e diagnósticos

RELAÇÕES DE GASES (Ri)	VALORES DAS RELAÇÕES	CÓDIGOS DE ROGERS
R1 = CH4 / H2	0 < R1 ≤ 0,1	1
	0,1 < R1 < 1,0	2
	1,0 ≤ R1 < 3,0	3
	R1 ≥ 3,0	4
	R1 = 0	2
R2 = C2H6 / CH4	R2 < 1,0	0
	R2 ≥ 1,0	1
R3 = C2H4 / C2H6	R3 < 1,0	0
	1,0 ≤ R3 < 3,0	1
	R3 ≥ 3,0	2
R4 = C2H2 / C2H4	R4 < 0,5	0
	0,5 ≤ R4 < 3,0	1
	R4 ≥ 3,0	2
(Continua na próxima página)		

(Continuação da Tabela 4.2)	
CÓDIGO	DIAGNÓSTICOS TABELADOS ROGERS 1
2000	Deterioração normal do óleo e da celulose
1000	Descargas parciais de baixa densidade de energia envolvendo o óleo isolante
3000	Leve sobreaquecimento inferior a 150 °C envolvendo o óleo isolante
4000	Leve sobreaquecimento inferior a 150 °C envolvendo o óleo isolante
3100	Sobreaquecimento na faixa de 150 a 200 °C envolvendo o óleo isolante
4100	Sobreaquecimento na faixa de 150 a 200 °C envolvendo o óleo isolante
2010	Defeito térmico de baixa temperatura, com sobreaquecimento generalizado de condutores
2100	Sobreaquecimento na faixa de 200 a 300 °C envolvendo o óleo isolante
3010	Defeito térmico de média temperatura, com corrente de circulação nas bobinas
3020	Defeito térmico de alta temperatura, com corrente de circulação entre o núcleo e o e tanque, com sobreaquecimento de junções
2001	Descargas sem fluxo de energia
2011	Arco com fluxo de energia
2012	Arco com fluxo de energia
2021	Arco com fluxo de energia
2022	Arco com fluxo de energia, com centelhamento contínuo potencial flutuante
1001	Descargas parciais com marcas na celulose (anotar CO)
1002	Descargas parciais com marcas na celulose (anotar CO)

Devidos as suas menores utilizações, bem como o fácil entendimento deles, não teceremos mais detalhes sobre os demais métodos citados. Além disso, os mesmos são mais utilizados para uma confirmação de diagnósticos, já indicados pelos métodos da IEC e/ou Rogers.

Com relação a emissão de pareceres do normativo da manutenção, com base na avaliação dos resultados apresentados por cada análise cromatográfica do equipamento, e considerando também a evolução dela em relação ao histórico das últimas amostras analisadas (normalmente as últimas 5 análises), é feita uma avaliação por parte do especialista da manutenção, que informa dentre outras coisas se :

- O equipamento está satisfatório e pode permanecer operando com ou sem alteração na periodicidade para coletas de novas amostras;
- O equipamento precisa ser reamostrado para confirmação dos resultados obtidos na ultima análise; Caso se confirme optar pela redução na periodicidade para novas coletas ou dependendo da gravidade do problema, opta-se pela retirada de operação para inspeção interna e posterior reparo; caso contrario manter em operação normal.

Observamos que embora o desempenho desse tipo de avaliação, das análises cromatográficas do óleo isolante de transformadores, autotransformadores e reatores esteja satisfatório, consideramos que podemos ainda melhorar, pois o processo deve avançar com a introdução de novos parâmetros de análise e com a utilização de novas tecnologias, como a inclusão por exemplo da análise da quantidade de gases gerados num dado período de tempo e dos instrumentos de monitoramento on-line da cromatografia, para o total de certos gases gerados no equipamento, além de automatizar o parecer final, que hoje se baseia praticamente na análise subjetiva do especialista da manutenção. Além disso, devemos considerar que o parecer da análise cromatográfica deve levar principalmente em consideração, quando da avaliação para a emissão do diagnóstico final, a sua evolução em relação as amostras anteriores, com o cálculo da taxa mensal de crescimento de cada gás combustível (TGC) e também em relação aos valores típicos e limites obtidos de equipamentos similares, ou seja, de equipamentos da mesma família, com ênfase para a taxa de geração e valores absolutos dos gases combustíveis gerados individualmente e para um dado período de tempo (por exemplo, a quantidade de gases combustíveis gerados em mililitros/dia). Mais detalhes serão esclarecidos no próximo item.

4.2.1 - PARECER DA ENGENHARIA DE MANUTENÇÃO COM BASE NA CROMATOGRAFIA

Com já foi dito, a análise dos gases dissolvidos no óleo isolante de transformadores e reatores, denominada simplesmente de análise cromatográfica, se constitui na mais antiga e melhor técnica de avaliação preditiva do estado operacional da parte ativa (interna) desses equipamentos utilizada pela CHESF, sendo definida a manutenção ou a retirada de operação do equipamento com base na parecer feito pelo especialista da engenharia de manutenção nessa área.

Sabemos que este parecer se baseia em vários aspectos, dentre eles o próprio diagnóstico cromatográfico, principalmente pela IEC 1 e Rogers 1, estando a gravidade do diagnóstico associada a natureza do problema, que em ordem crescente afora a condição normal, seria o sobreaquecimento, depois a descarga parcial e por último e mais grave o arco elétrico; no entanto, outros parâmetros são até mais importantes que este diagnóstico, se considerado de forma isolado.

Considerando a minha experiência nessa área, posso relatar que os principais pontos a serem observados para a emissão de um parecer quanto ao estado operacional de um equipamento, com base no histórico cromatográfico existente, afora a importância dos próprios diagnósticos obtidos utilizando-se os métodos já relatados no item 4.2, são :

1) Análise comparativa das evoluções dos gases combustíveis.

A taxa de evolução dos gases combustíveis, em especial as taxas de crescimentos mensais e a quantidade de cada gás combustível gerado pelo equipamento num dado período, são parâmetros primordiais para fazermos a avaliação do estado do equipamento. Lembramos que esta análise deve primeiro ser feita considerando o histórico cromatográfico do próprio equipamento, onde grandezas como: nível de carregamento, para transformadores ou autotransformadores, ou do nível de tensão operacional, para o caso de reatores de derivação ou shunt, situação físico-química do seu óleo isolante e outras particularidades existentes, caso o equipamento tenha sido exposto a situações adversas no sistema elétrico em que se encontra operando (Exemplos: sobrecargas, curto-circuitos externos, sobretensões, etc.), devem todas serem consideradas e analisadas.

Num segundo momento, devemos estender esta análise comparativa, considerando o perfil cromatográfico de outros equipamentos similares, ou seja, da mesma família do equipamento em análise, afim principalmente de estabelecermos limites aceitáveis para cada gás combustível gerado no equipamento. No conceito de equipamentos de uma mesma família, devemos considerar o conjunto de equipamentos da mesma espécie (por exemplo: todos são autotransformadores, transformadores ou reatores), mesmas tensões e potências nominais, mesmo tipo ou modelo associados normalmente a um mesmo projeto e detalhes de fabricação (por exemplo, devem ter ou não comutador de derivação em carga (CDC) estanques ou não, comutador de derivação sem tensão (CDST), se respiram diretamente pelo silicagel ou possuem estanqueidades via bolsa ou membrana instalada no conservador ou até mesmo via balão de Nitrogênio, se foram confeccionados na mesma época, se o volume de óleo isolante do equipamento são da mesma ordem de grandeza, etc.) e outros aspectos que possam representar uma família diferente para um dado equipamento. Estes aspectos devem ser rigorosamente considerados, pois um descuido poderá provocar comparações errôneas, distorcendo assim os resultados obtidos da realidade operacional do equipamento. Por exemplo, para um equipamento que tenha o seu comutador CDC operando de forma não estanque com o tanque principal do equipamento, é normal obtermos elevadas concentrações de acetileno (C_2H_2), indicando à principio diagnósticos críticos (Exemplo: arcos de alta energia), mais que passam na realidade a serem de pouca importância se soubermos dessa particularidade do equipamento em análise. O desconhecimento da mesma poderá levar a pareceres e conclusões graves e errôneas sobre o real estado operacional do equipamento. Com relação a taxa de crescimento mensal de cada gás combustível, normalmente consideramos um valor aceitável de até 10%, sendo preocupante valores superiores a este patamar. Se denominarmos esta taxa de TGC, o seu valor será dado por:

$$TGC = ((CG_{at} - CG_{an}) / (M \cdot CG_{an})) \cdot 100 \quad (\%) \quad (4.1)$$

onde:

CG_{at} = concentração do gás atual em ppm (parte por milhão - volume/volume);

CG_{an} = concentração do gás anterior em ppm (parte por milhão - volume/volume);

M = período entre as amostras atual e anterior, sendo calculado pela fórmula:

$$M = ((\text{Ano atual} - \text{Ano anterior}) \cdot 360 + (\text{mês atual} - \text{mês anterior}) \cdot 30 + (\text{dia atual} - \text{dia anterior})) / 30 ;$$

2) Período da vida útil em que se encontra operando o equipamento.

Um equipamento novo que se encontra operando dentro dos seus primeiros dois anos de vida, normalmente apresenta taxas de crescimentos mensais dos gases combustíveis (TGC) maiores, se compararmos a outro equipamento similar exposto ao mesmo regime operacional e com mais de dois anos de operação. Após este período observamos que em média estas taxas voltam a ser mais compatíveis, se voltarmos a realizar este tipo de comparação. Devemos assim, considerar também este aspecto, quando comparamos as análises cromatográficas de equipamentos de uma mesma família, sendo criado valores limites e gráficos com as evoluções nas concentrações de cada gás combustível (curvas típicas por família de equipamento e por período de operação). Adiantamos também que equipamentos degaseificados ou com carga de óleo substituída por outra degaseificada, apresentam comportamento cromatográfico parecido com os dos equipamentos novos energizados durante os seus dois primeiros anos de operação, devendo ser reamostrados para análises cromatográficas com uma periodicidade inferior ao normalmente adotado para os demais equipamentos, pelo menos durante os próximos doze meses. Além disso, periodicidades menores para coletas de amostras cromatográficas de equipamentos devem sempre ser adotadas quando por exemplo tivermos: aplicação de sobrecarga, ocorrências de sobretensões, curtos-circuitos ou outras condições impostas pelo sistema, equipamentos durante o período de garantia (novo ou reparado), suspeitas de problemas interno ao equipamento, maior importância para o sistema do equipamento diante de uma contingência simples no sistema, e outras condições de menor incidência que precisem de uma análise mais detalhada.

3) Importância de uma nova coleta para confirmação de resultados.

Nunca devemos emitir um parecer conclusivo do estado operacional de um equipamento baseando-se apenas em uma única amostra, pois a prática nos revela vários casos de erros do tipo: deficiência no processo de coleta da amostra de óleo (Exemplo: falta a limpeza do ponto de amostragem, com geração elevada de Hidrogênio (H_2), com diagnóstico representativo apenas para o óleo retido no ponto de amostragem), erros de equipamentos amostrados (Exemplo: retirou a amostra do próprio CDC e não do tanque principal do equipamento associado), contaminação no laboratório do instrumento responsável pela mensuração dos gases dissolvidos no óleo isolante do equipamento em análise (cromatógrafo), etc. Quando apenas uma amostra indica suspeita de problemas internos ao equipamento ou que os seus resultados podem se referir a um outro equipamento, devemos sempre solicitar uma reamostragem

cromatográfica de urgência para dirimir a dúvida, ou melhor caracterizar a gravidade do problema caso realmente exista.

Após esta análise detalhada a ser feita pelo especialista da engenharia de manutenção, será emitido pelo mesmo um parecer, que normalmente se enquadra em uma das condições definidas abaixo :

- a) Equipamento satisfatório, devendo ser mantido em operação e com a mesma periodicidade (a de praxe) para a coleta de novas amostras para análises cromatográficas;
- b) Equipamento satisfatório, devendo ser mantido em operação, mas com uma periodicidade menor que a normal para a coleta de novas amostras para análises cromatográficas, face resultados confirmados, via nova coleta de óleo, indicarem uma evolução do diagnóstico cromatográfico ou crescimento anormal na taxa TGC, ou devido a outras situações do tipo mudança no perfil de carregamento do equipamento (Exemplo: sobrecarga), que justifiquem esta posição. Na CHESF, as periodicidades normalmente adotadas para as coletas de óleo para análises cromatográficas são: mensal, trimestral, semestral e anual, a depender da classe de tensão, da espécie e das condições operacionais dos equipamentos avaliadas pelo especialista da engenharia de manutenção, podendo inclusive ser adotado uma periodicidade inferior as já citadas.
- c) Após confirmação de resultados via nova coleta de óleo, o equipamento deverá ser retirado de operação para inspeção interna, face fortes suspeitas de defeito interno ao equipamento. Na prática, com base no nível de gases combustíveis medido, devemos também considerar se a probabilidade de detectarmos o problema através de uma inspeção interna é razoável, pois não sendo assim, podemos optar pela maior permanência em operação do equipamento, adotando-se logicamente uma menor periodicidade para novas coletas de óleo e se necessário com algumas limitações operacionais para reduzir a probabilidade de falha do equipamento, até atingirmos níveis de gases combustíveis que melhor justifiquem a realização de uma inspeção interna do equipamento. Outra análise a ser feita, é a necessidade ou não de realizarmos algum tipo de ensaio específico, do tipo descargas parciais pelo método acústico ou elétrico, para subsidiar na localização interna do provável defeito indicado pela cromatografia.

Considerando principalmente a maior importância, de mantermos operando ou disponível para operar os diversos equipamentos, pois recebemos mais de acordo com a sua maior disponibilidade operacional, bem como de anteciparmos a uma falha, pois afora os prejuízos elevados para a empresa reparar o equipamento falhado, a ocorrência de falha do equipamento também penaliza a empresa através de multas elevadas aplicadas pela ANEEL e denigre a própria imagem da empresa junto a sociedade, verificamos que a decisão do especialista da engenharia de manutenção de manter operando ou não um dado equipamento é de suma importância e deve assim ser bem balizada.

De acordo mais uma vez, com a longa experiência absorvida nesses 15 anos na área da engenharia de manutenção, mais especificamente emitindo pareceres técnicos com base nas análises cromatográficas realizadas pelo próprio laboratório da empresa em transformadores, autotransformadores e reatores, apresento nas Figuras 4.1 e 4.1a um fluxograma de decisão simplificado, normalmente adotado por nós para a tomada de decisão diante dos diversos resultados das análises cromatográficas desses equipamentos.

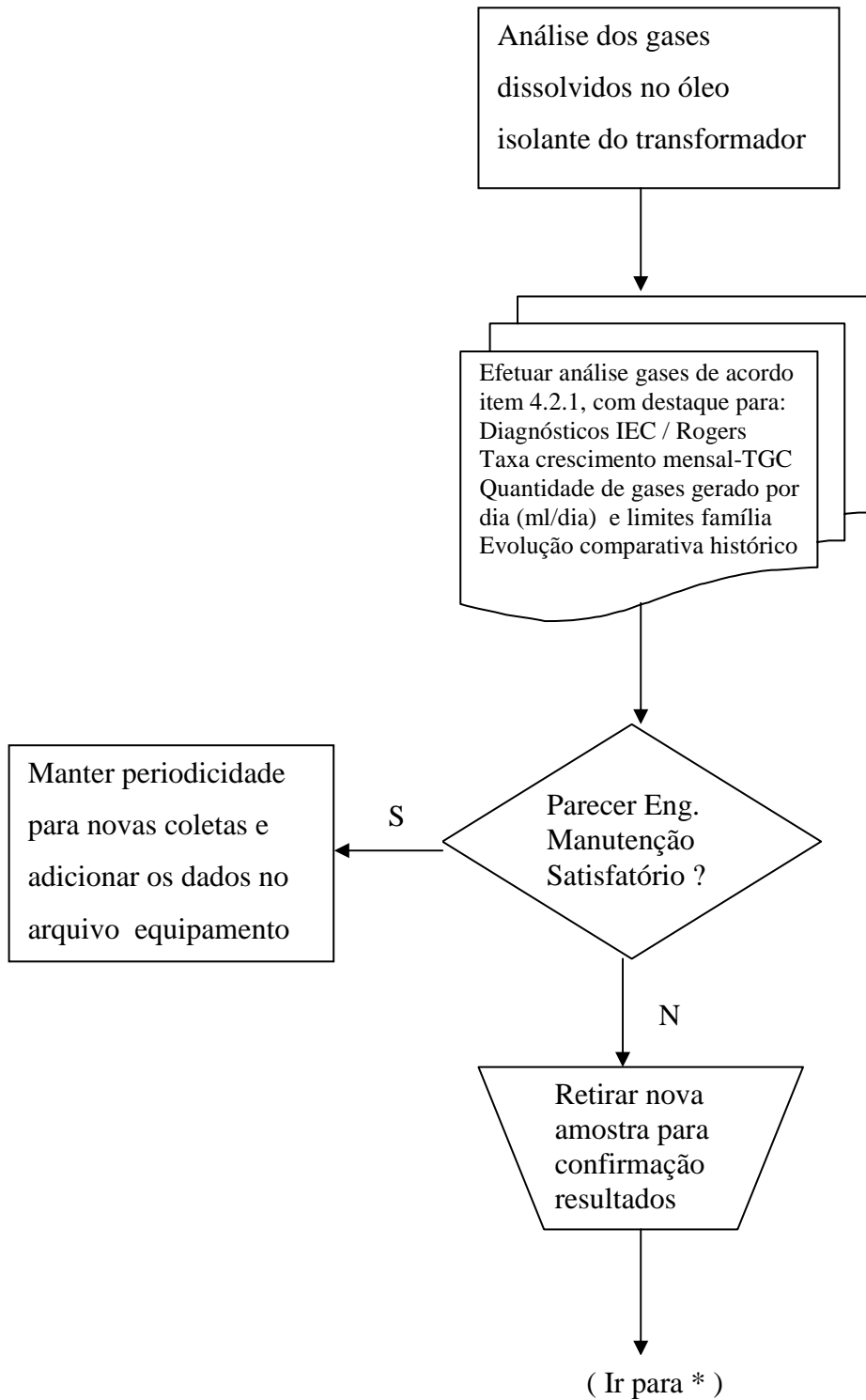


Figura 4.1 – Fluxograma de decisão simplificado, com base nos resultados das análises cromatográficas

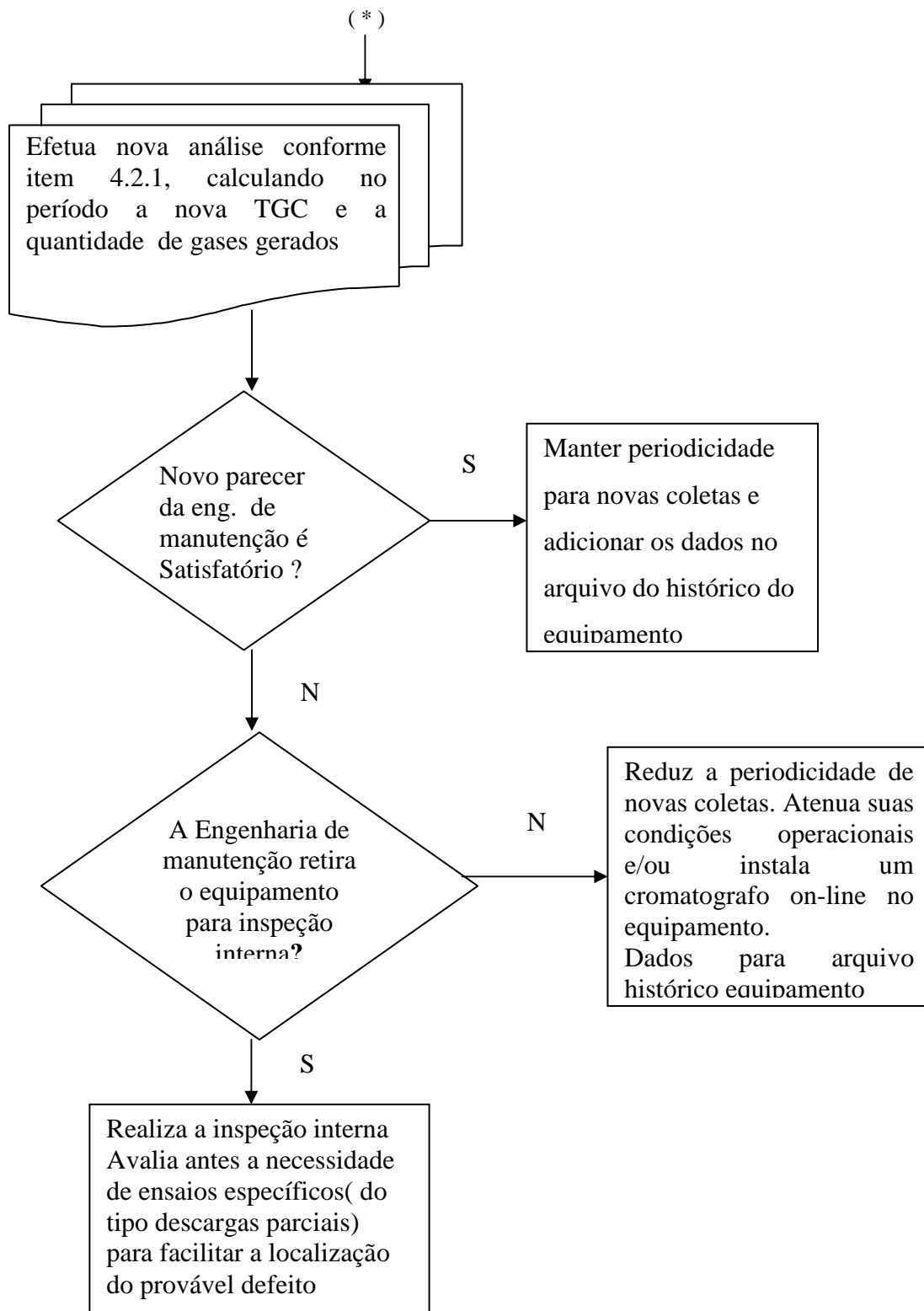


Figura 4.1a – Fluxograma de decisão simplificado, com base nos resultados das análises cromatográficas

4.2.2 – BANCO DE DADOS DA CROMATOGRAFIA

Considerando o banco de dados da CHESF, com data base 11/09/02 e composto por 30613 análises de gases dissolvidos no óleo isolante dos transformadores, autotransformadores e reatores com tensões à partir de 69kV, realizadas pelo laboratório da própria empresa desde 1978, podemos obter informações valiosas quanto ao desempenho dos métodos ou critérios de diagnósticos de estados utilizados na cromatografia.

Embora tais diagnósticos não sejam conclusivos em termos da definição de retirarmos de operação ou não um determinado equipamento, pois outros parâmetros do tipo: taxa de evolução e quantidade de gases combustíveis gerados pelo defeito dentro de um certo período de tempo, limites para cada gás combustível de acordo com seu perfil e o perfil de sua família, se apresentam em muitos casos como mais importantes que o próprio diagnóstico ou tipo de defeito indicado para o equipamento, é importante que tenhamos uma indicação da natureza ou tipo de problema, ou seja, se envolve ou não o papel (celulose) ou está limitado ao próprio óleo isolante, e que se trata de um sobreaquecimento, de descargas parciais ou de arco elétrico (a pior condição seria arco elétrico envolvendo o papel). Além disso, como já foi dito, dos métodos de diagnósticos existentes, apenas o Rogers (1 e 2) e a IEC (1 e 2) apresentam também indicações de normalidade para os equipamentos (deterioração normal ou sem falha), enquanto os demais métodos só apresentam diagnósticos de defeitos, sendo normalmente utilizados para uma melhor caracterização de um indicativo de defeito pela IEC e/ou Rogers.

Após uma avaliação detalhada das 30.613 análises, cujos dados das concentrações dos gases medidos (ppm) foram alocadas numa planilha eletrônica Excel/Microsoft, e seus diagnósticos pela IEC 1 foram definidos utilizando-se os recursos dessa própria planilha, obtemos para este banco de dados as seguintes conclusões:

a) Percentual de diagnósticos tabelados existentes para os métodos IEC(1 e 2) e Rogers (1 e 2), que não utilizam todas as combinações de faixas com os valores para as relações dos gases aplicadas nos mesmos :

IEC 1 – 70,86% ou 21693 diagnósticos tabelados

IEC 2 – 72,18% ou 22098 diagnósticos tabelados

Rogers 1 – 64,05% ou 19607 diagnósticos tabelados

Rogers 2 – 61,12% ou 18710 diagnósticos tabelados

b) Percentual de diagnósticos tabelados para a união dos métodos IEC 1 e Rogers 1-76,96% ou 23560 diagnósticos tabelados;

c) Percentual de diagnósticos tabelados para a união dos métodos IEC 1, IEC 2, Rogers 1, e Rogers 2 – 79,41% ou 24309 diagnósticos tabelados.

Diante dessa estatística, concluímos que o índice de análises com um indicativo do diagnóstico de estado do equipamento é da ordem de 80%, valor este considerado muito bom, principalmente se compararmos aos índices apresentados por outras empresas do setor elétrico nacional.

Na Figura 4.2, mostramos a distribuição dos percentuais dos diagnósticos tabelados para os quatro métodos citados neste item.

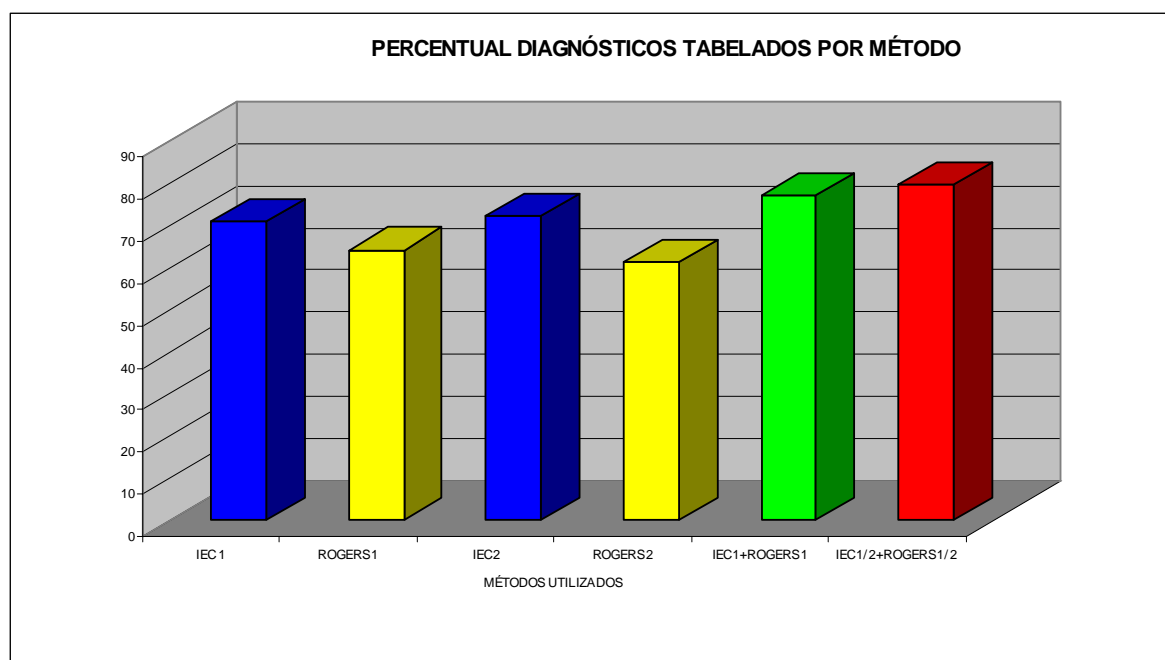


Figura 4.2 – Distribuição percentual dos diagnósticos tabelados para a cromatografia

Do exposto, o índice de análises cromatográficas sem indicativo de diagnóstico é da ordem de 20%, sendo assim de suma importância procurarmos preencher este vazio, utilizando-se de ferramentas de inteligência artificial, do tipo redes neurais artificiais (RNA), para além de definirmos os diagnósticos das análises dos gases dissolvidos no óleo pela IEC 1, também procurarmos via “extrapolação” dos resultados obtidos pela RNA para as amostras tabeladas, uma estimativa pela IEC 1 via RNA das condições operacionais de cada equipamento analisado, em que os métodos não determinam um diagnóstico tabelado para os mesmos. Se considerarmos apenas o método pela IEC, este índice de análises cromatográficas sem indicativos de diagnósticos sobe aproximadamente para 30% do total de amostras analisadas. Tal atividade será desenvolvida no próximo capítulo, onde adiantamos a existência de vários artigos (*papers*) associados a modelagem e a utilização de RNA para a definição de diagnóstico do equipamento, com base em um dos métodos citados, em especial o método da IEC ou IEC1.

4.3 – ANÁLISE DOS EQUIPAMENTOS DA CHESF COM PROBLEMAS INTERNOS

No sentido de melhor mensurarmos a aplicação da análise cromatográfica do óleo isolante, fizemos um levantamento de todos os dados disponíveis no histórico da manutenção de janeiro/1981 a agosto/2003, para listarmos os transformadores e reatores, com tensões à partir de 69kV, que foram retirados de operação preditivamente com base nos diagnósticos gerados pela cromatografia ou que falharam com problemas associados as partes internas (ativas). Além disso, incluímos algumas falhas em buchas e comutadores dos equipamentos, cujas anormalidades foram confirmadas ou não pela cromatografia, após as citadas ocorrências. Desse universo, foi possível resgatarmos cerca de 80% dos casos enquadrados nessa premissa, representando em valor absoluto 60 equipamentos, os quais foram listados na planilha do **Anexo II**. Nela foi incluído os dados principais dos equipamentos, datas das ocorrências, causas fundamentais, principais efeitos das ocorrências, e diagnósticos obtidos pela cromatografia, utilizando-se os métodos da IEC 1, Rogers 1 e Duval.

Dessa planilha, podemos concluir os seguintes pontos principais :

- a) Dos 60 equipamentos listados, 14 foram retirados de operação preditivamente pela cromatografia , enquanto 46 foram retirados quando da falha do equipamento ou em caráter de emergência manualmente pela operação ;
- b) Dos 14 equipamentos retirados preditivamente, 13 (93%) tiveram seus diagnósticos pela IEC 1 coerentes com os encontrados nas inspeções internas feitas posteriormente, enquanto que pelo método Rogers1 este número cai para 7 (50%);
- c) Para os 14 equipamentos retirados preditivamente pela cromatografia, observamos que 6 (43%) defeitos foram associados ao comutador de derivação sem tensão (CDST) ou comutador a vazio (CAV), devido a pontos quentes/ mau contato / sobreaquecimento dos contatos, enquanto os 8 (57%) restantes foram a parte ativa, com problemas em maior parte de mau contato, sobreaquecimento na conexão interna do terminal da bucha (lead) com o enrolamento (2) ou descargas / corrente de circulação entre ferragem / núcleo para a carcaça do equipamento (6);
- d) Dos 46 equipamentos que falharam ou foram retirados de operação em caráter de emergência, 33 (72%) foram devidos a problemas nas partes ativas dos equipamentos, 8 (17%) associados ao comutador de derivações em carga (CDC) ou ao comutador CDST, e 5 (11%) a buchas, onde nenhum tinha antes indicativo de anormalidade preditiva pela cromatografia, considerando os critérios na época adotados para retirada de operação do equipamento. Nesses equipamentos, as amostras cromatográficas feitas após as falhas ou retiradas de operação indicaram, na sua maioria, problemas internos de mesma natureza aos caracterizados nas inspeções internas dos equipamentos, com índice de acerto de 35 equipamentos para o método da IEC1 (76%) e 30 equipamentos para o método Rogers1 (65%);
- e) Do total de 60 equipamentos, e considerando o indicado pelos dois métodos de diagnósticos (IEC1e Rogers1), obtivemos um índice de acerto de 82% (49 equipamentos) com relação ao efeito principal encontrado na inspeção interna, oriundo da falha ou retirada preditiva do equipamento, representando assim um bom índice de aceitação para os diagnósticos gerados pela cromatografia.;

f) Dos 11 equipamentos em que os diagnósticos pela cromatografia não bateram com os resultados das inspeções internas nos equipamentos, 02 foram devidos a ocorrências de curto-circuito no terciário do transformador, enquanto 09 indicaram apenas evoluções nas concentrações de alguns gases combustíveis, mas sem diagnosticar o problema.

Da nossa experiência, podemos destacar também :

a) De forma geral, observamos a maior eficiência da cromatografia quando ocorre problemas internos no equipamento com evoluções relativamente lentas (tipo: ponto quente ou sobreaquecimento de conexão) ou outros cuja evolução não cause um risco iminente de danificação do equipamento (tipo: corrente de circulação do núcleo para a carcaça ou descargas de pontos da ferragem para a carcaça). Defeitos com evoluções rápidas e com graves repercussões para o equipamento (tipo: curto-circuito entre espiras ou outras danificações associadas a solicitações feitas pelo sistema acima do nível de suportabilidade do equipamento, danificando a isolamento entre enrolamentos ou deles para a carcaça), não são normalmente diagnosticados preditivamente pela cromatografia ;

b) Quando de falhas associadas a curto-circuitos nos terciários dos transformadores, que envolvem a retirada automática de operação do equipamento, normalmente via relé diferencial ou relé de sobrecorrente, é possível termos danos no enrolamento terciário (normalmente curto-circuito entre espiras), sem que a análise da amostra cromatográfica feita após a falha confirme a existência desse problema interno. Tal limitação se deve a maior velocidade com que a proteção desenergiza o equipamento, bem como pelo fato do enrolamento terciário ser o mais interno deles, reduzindo em muito a quantidade gerada de gases combustíveis que é absorvida pelo óleo isolante, além de precisar de um maior tempo para a sua dissolução homogênea no óleo isolante do equipamento. Nesses casos, a falha é caracterizada pelos resultados obtidos nos ensaios convencionais a baixa tensão, feitos após a falha, com destaques para os de relação de transformação e de corrente de excitação.

CAPÍTULO 5 – MODELO DE DIAGNÓSTICO PELA CROMATOGRAFIA COM O USO DE REDES NEURAIAS

5.1 – DIAGNÓSTICOS COM O USO DE REDES NEURAIAS

Do capítulo anterior, observamos que do banco de dados utilizado, cerca de 20% das amostras cromatográficas não apresentam um diagnóstico tabelado ou definido, e se considerarmos apenas aqueles diagnósticos emitidos pela IEC 1, por se tratar do método de maior experiência na CHESF e com um melhor índice de desempenho quando comparamos seus diagnósticos com os problemas que foram encontrados naqueles equipamentos submetidos a inspeções internas, este índice de amostras cromatográficas com diagnósticos indefinidos sobe para quase 30%.

Embora saibamos que apenas o diagnóstico cromatográfico não é conclusivo, quanto ao real estado operacional do equipamento, devemos ter em mente que este é pelo menos o primeiro indicativo a ser considerado quando de tal análise, sendo importante assim definirmos os diagnósticos esperados para este conjunto de amostras sem diagnósticos.

Do conjunto de 30613 amostras cromatográficas e considerando os diagnósticos definidos pela IEC 1, verificamos que 8920 amostras não apresentam diagnósticos tabelados, enquanto 21693 amostras apresentam diagnósticos tabelados, com a distribuição mostrada na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Distribuição dos diagnósticos tabelados pela IEC 1

CÓDIGO IEC	DIAGNÓSTICO	QUANTIDADE DE AMOSTRAS	PERCENTUAL (%)
000	Deterioração normal	3396	15,65
001	Defeito Térmico de Baixa Temperatura (< 150 °C)	1299	5,99
010	Descarga Parcial de Baixa Energia	842	3,88
020	Defeito Térmico de Baixa Temperatura (150-300 °C)	9904	45,65
(Continua na próxima página)			

(Continuação da tabela 5.1)			
CÓDIGO IEC	DIAGNÓSTICO	QUANTIDADE DE AMOSTRAS	PERCENTUAL(%)
021	Defeito Térmico de Média Temperatura (300-700 °C)	1238	5,71
022	Defeito Térmico de Alta Temperatura (> 700 °C)	2570	11,85
101	Descarga de Baixa Energia	527	2,43
102	Descarga de Alta Energia	1461	6,73
110	Descarga Parcial de Alta Energia	125	0,58
202	Descarga de Baixa Energia	331	1,53

Dessas tabelas observamos que a maioria ou não apresentam problemas internos ou os mesmos não são significativos (67,29 % sem falha ou defeito térmico de baixa temperatura até 300 graus C); enquanto 9,59% apresentam problemas com diagnósticos intermediários (defeito térmico de média temperatura ou descarga parcial de pequena densidade de energia), e 23,12% apresentam problemas cujos diagnósticos são mais significativos.

Para as 8920 amostras com diagnósticos não tabelados, não podemos à principio tecer qualquer comentário acerca da existência ou não de problemas internos ao equipamento, bem como, no caso de existir uma suspeita outra de problema interno ao equipamento, de melhor mensurarmos a gravidade do mesmo. Para tal, precisamos estimar a natureza do problema, utilizando-se de critérios que melhor se aproximem daqueles diagnósticos padrões já definidos pela IEC1, conforme algumas faixas delimitadas para as relações dos gases C_2H_2/C_2H_4 ; CH_4/H_2 e C_2H_4/C_2H_6 , bem como da análise do gás chave presente no equipamento.

5.1.1 - REDES NEURAIAS ARTIFICIAIS (RNA)

Para um melhor entendimento do problema, ou seja, a falta dos diagnósticos cromatográficos das 8920 amostras, utilizando-se o critério IEC 1, podemos definir que a sua solução passa por um sistema, onde existem para cada amostra cromatográfica, três entradas (que são as relações de gases pela IEC) e uma única saída associada, dentre as 10 possíveis já existentes (números de códigos pela IEC 1 para cada diagnóstico tabelado = 10).

Após uma análise desse problema, e considerando o uso de ferramentas de inteligência artificial (IA), onde encontramos na literatura um número muito grande de trabalhos correlacionados fazendo uso de sistemas especialistas , redes neurais artificiais (RNA) e lógica Fuzzy (Nebulosa), e que a solução do mesmo passa por uma técnica de reconhecimento de padrão, podemos partir para a utilização de redes neurais artificiais (RNA), pois na prática precisaremos encontrar uma única solução ou diagnóstico para cada análise cromatográfica ou relações de gases apresentadas, dentro de um universo de 10 diagnósticos existentes na IEC 1, ou em outras palavras precisamos:

Definir uma rede neural artificial que melhor treine, valide e teste o banco de dados existente, ou seja, que indique diagnósticos tabelados iguais aos obtidos pela IEC1 para as 21693 amostras, dentro de um erro ou critério admissível, e posteriormente “extrapole” de forma a termos para aquelas 8920 amostras sem diagnósticos tabelados pela IEC1, os respectivos diagnósticos cromatográficos que melhor se aproximem dentre aqueles dez (10) já definidos pela IEC1, tendo como base os diagnósticos esperados pelo especialista da engenharia de manutenção dessa área.

5.1.1.1 - FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Como já informado, é grande o número de problemas cujas soluções passam pelo uso de ferramentas de inteligência artificial, com destaque para:

- Sistemas Especialistas : Procura simular o conhecimento de um especialista, imitando o sistema de raciocínio humano. Utilizado principalmente em problemas de tomada de decisão
- Redes Neurais Artificiais(RNA) : Procura aprender a partir de exemplos. O problema é modelado e apresentado à rede várias vezes durante a fase de treinamento, até a rede obter respostas satisfatórias, que são aferidas primeiro na fase de validação e depois são testadas com um outro conjunto de dados,

quando a rede tende a generalizar o conhecimento adquirido. Utilizada principalmente para problemas de reconhecimento de padrões [Tafner,1996].

- Lógica Fuzzy ou Nebulosa : Procura modelar as imprecisões e incertezas do raciocínio. Utilizada principalmente em problemas de controle.

Dentre as técnicas acima, as redes neurais artificiais são as que melhor se adequam para solucionar o nosso problema. Existe já vários trabalhos mostrando a eficiência dessa ferramenta, inclusive na área de análise dos gases dissolvidos em equipamentos para o reconhecimento de diagnósticos padrões emitidos pelos vários métodos de análise ([Guardado,2001],[Thang,2000],[Wang,2000]).

Um neurônio é uma unidade de processamento de informação que é fundamental para a operação de uma rede neural [Haykin,2001]. O diagrama em blocos abaixo mostra o modelo de um neurônio, que forma a base para o projeto de redes neurais artificiais.

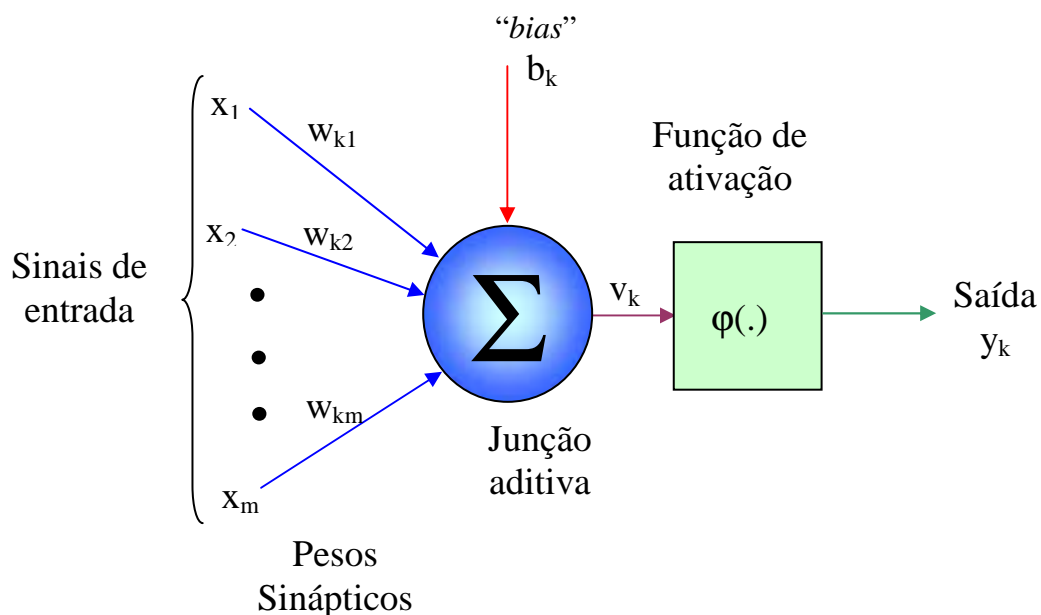


Figura 5.1 - Modelo não-linear de um neurônio

Nele identificamos quatro elementos básicos do modelo neural :

- a) Um conjunto de sinapses ou elos de conexão, cada uma caracterizada por um peso ou força própria. Especificamente um sinal x_j na entrada da sinapse j conectada ao neurônio k é multiplicado pelo peso sináptico w_{kj} . O primeiro índice se refere ao neurônio em questão e o segundo se refere ao terminal de entrada da sinapse à qual o peso se refere. Ao contrário de uma sinapse do cérebro, o peso sináptico de um neurônio artificial pode estar em um intervalo que inclui valores negativos e positivos.
- b) Um somador para somar os sinais de entrada, ponderados pelas respectivas sinapses do neurônio.
- c) Uma função de ativação para restringir a amplitude da saída de um neurônio. A função de ativação é também referida como função restritiva já que restringe o intervalo permissível de amplitude do sinal de saída a um valor finito. Tipicamente, o intervalo normalizado da amplitude da saída de um neurônio é escrito como o intervalo unitário fechado $[0, 1]$ ou alternativamente $[-1, 1]$.

Abaixo, podemos observar alguns tipos de funções de ativações:

- (a) função de limiar, (b) função linear por partes, (c) função sigmóide (logística), (d) gaussiana.

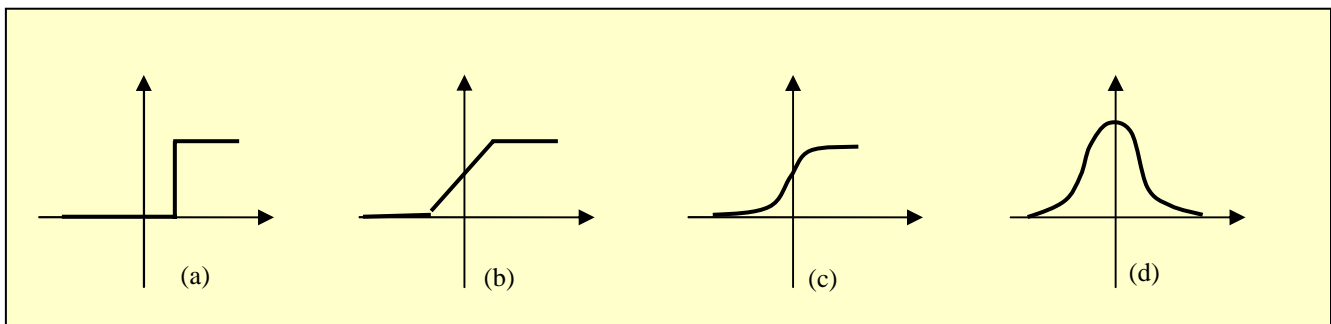


Figura 5.2 – Tipos de funções de ativações

- d) Um *Bias* (ou termo de polarização) aplicado externamente, representado na Figura 5.1 por b_k , tem o efeito de aumentar ou diminuir a entrada líquida da função de ativação, dependendo se ele é positivo ou negativo respectivamente.

Em termos matemáticos, podemos descrever um neurônio k escrevendo o seguinte par de equações:

$$u_k = \sum_{j=1}^m w_{kj} x_j \quad (5.1)$$

e

$$y_k = \varphi(u_k + b_k) \quad (5.2)$$

Onde x_1, x_2, \dots, x_m são os sinais de entrada; $w_{k1}, w_{k2}, \dots, w_{km}$ são os pesos sinápticos do neurônio k ; u_k é a saída do combinador linear devido aos sinais de entrada; b_k é o “*bias*”; $\varphi(\cdot)$ é a função de ativação; e y_k é o sinal de saída do neurônio.

O uso do “*bias*” b_k tem o efeito de aplicar uma transformação afim à saída u_k do combinador linear no modelo da Figura 5.1, como mostrado por:

$$v_k = u_k + b_k \quad (5.3)$$

Em particular, dependendo se o “*bias*” b_k é positivo ou negativo, a relação entre o campo local induzido ou potencial de ativação v_k do neurônio k e a saída do combinador linear u_k é modificada na forma ilustrada na Figura 5.3. Note que como resultado desta função afim, o gráfico de v_k não passa mais pela origem.

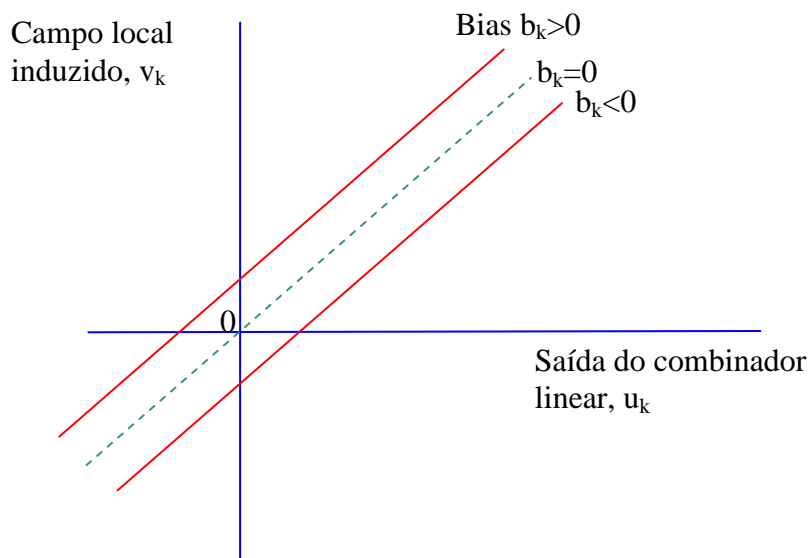


Figura 5.3 – Transformação afim produzida pela presença de um “*bias*”.

O “*bias*” b_k é um parâmetro externo do neurônio artificial k . Podemos considerar a sua presença como na equação (5.2). Equivalentemente, podemos formular a combinação das equações (5.1), (5.2) e (5.3) como segue:

$$v_k = \sum_{j=0}^m w_{kj} x_j \quad (5.4)$$

$$y_k = \varphi(v_k) \quad (5.5)$$

Na equação 5.4, adicionamos uma nova sinapse.

$$\text{A sua entrada é: } x_0 = +1 \quad (5.6), \text{ e seu peso é: } w_{k0} = b_k \quad (5.7)$$

Podemos, portanto, reformular o modelo do neurônio k como na Figura 5.4. Nesta figura, o efeito do “*bias*” é levado em conta de duas maneiras:

- 1) Adicionando-se um novo sinal de entrada fixo em +1 e
- 2) Adicionando-se um novo peso sináptico igual ao “*bias*” b_k . Os modelos das Figuras 5.1 e 5.4 são matematicamente equivalentes.

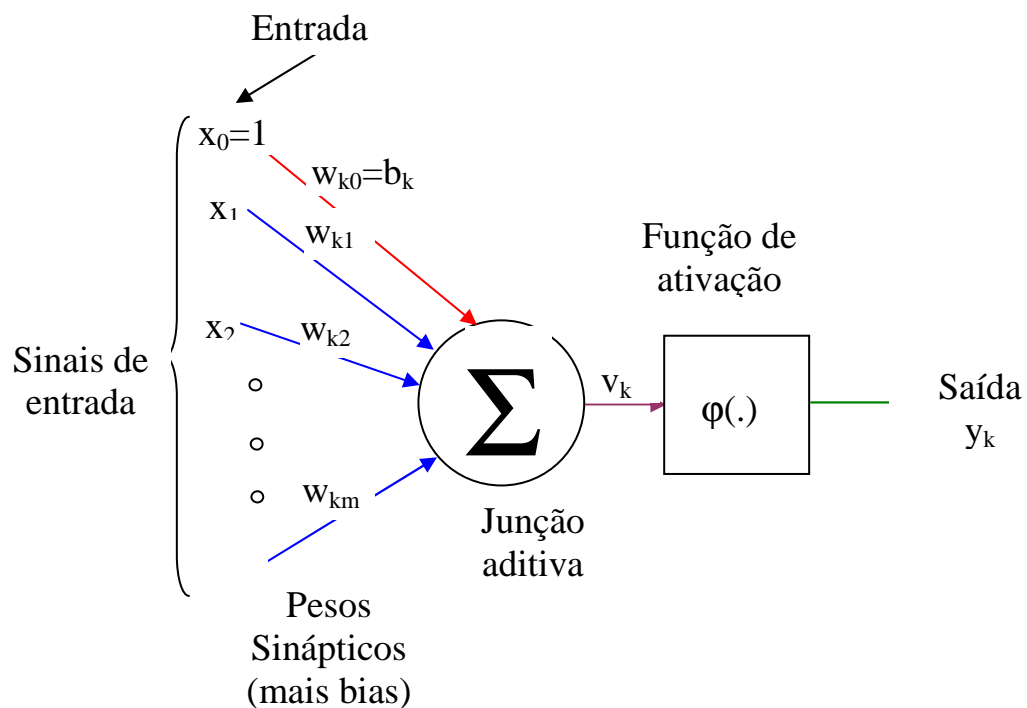


Figura 5.4 – Outro modelo não linear do neurônio

Uma rede neural é um grafo orientado (Figura 5.5) constituído de nós, com elos de ligações sinápticos, e da ativação, sendo esta caracterizada por quatro propriedades:

- 1) Cada neurônio é representado por um conjunto de elos sinápticos lineares, um “*bias*” aplicado externamente e um elo de ativação possivelmente não-linear. O “*bias*” é representado por um elo sináptico conectado a uma entrada fixa em +1.
- 2) Os elos sinápticos de um neurônio ponderam os seus respectivos sinais de entrada.
- 3) A soma ponderada dos sinais de entrada define o campo local induzido do neurônio em questão.
- 4) O elo de ativação limita o campo local induzido do neurônio para produzir uma saída.

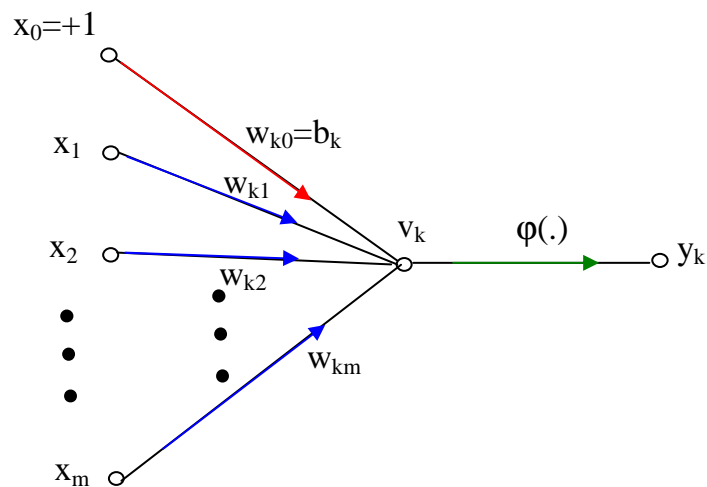


Figura 5.5 – Grafo de fluxo de sinal de um neurônio

Baseado na conexão padrão (*arquitetura*), as redes neurais artificiais (RNA) podem ser agrupadas em duas categorias :

1. Redes alimentadas adiante (feed-forward), nas quais os grafos não possuem loops. As principais redes desse tipo são: Perceptron de camada única, Perceptron de Multicamada (MLP) e Redes de Base Radial.
2. Redes recorrentes (feedback), nas quais os loops ocorrem por causa das conexões de retroalimentação. As principais redes desse tipo são: Hopfield, Rede competitiva, e a Rede de mapas Auto-organizáveis .

Para a nossa aplicação, iremos nos limitar a utilização de uma rede alimentada adiante, mais precisamente a MLP (Multilayer perceptron) – Perceptrons de Múltiplas Camadas, considerada como a rede mais popular entre as redes alimentadas adiante.

Os perceptrons de múltiplas camadas têm sido aplicados com sucesso para resolver diversos problemas difíceis, através do treinamento de forma supervisionada, com o algoritmo de retropropagação de erro. Este algoritmo é baseado na regra de aprendizagem por correção de erro. Basicamente, a aprendizagem por retropropagação de erro consiste de dois passos através das diferentes camadas da rede: um passo para frente, a propagação, e um passo para trás, a retropropagação. No passo para frente, um padrão de atividade (vetor de entrada) é aplicado aos nós sensoriais da rede e seu efeito se propaga através da rede, camada por camada. Finalmente, um conjunto de saídas é produzido como resposta real da rede. Durante o passo de propagação, os pesos sinápticos da rede são todos fixos. Durante o passo para trás, por outro lado, os pesos sinápticos são todos ajustados de acordo com uma regra de correção de erro. Desta forma, a resposta real da rede é subtraída de uma resposta desejada (alvo) para produzir um sinal de erro. Este sinal de erro é então propagado para trás através da rede, contra a direção das conexões sinápticas. Os pesos sinápticos são ajustados para fazer com que a resposta real da rede se mova para mais perto da resposta desejada, em um sentido estatístico. O processo de aprendizagem realizado com este algoritmo é chamado de aprendizagem por retropropagação.

Um perceptron de múltiplas camadas tem três características distintas :

- 1) O modelo de cada neurônio da rede inclui uma função de ativação não linear. Esta não linearidade é suave, isto é, diferenciável em qualquer ponto. Uma forma normalmente utilizada de não linearidade que satisfaz esta exigência é uma não linearidade sigmóide definida pela função logística :

$$y_j = 1 / (1 + \exp(-v_j)) \quad (5.8)$$

aonde v_j é o campo local induzido do neurônio j , isto é, a soma ponderada de todas as entradas sinápticas acrescidas do bias, e y_j é a saída do neurônio.

- 2) A rede contém uma ou mais camadas de neurônios ocultos, que não são parte da entrada ou da saída da rede. Estes neurônios ocultos capacitam a rede a aprender tarefas complexas extraindo progressivamente as características mais significativas dos padrões (vetores) de entrada.

- 3) A rede exibe um alto grau de conectividade, determinado pelas sinapses da rede. Uma modificação na conectividade da rede requer mudança na população das conexões sinápticas ou de seus pesos.

É através da combinação destas características, juntamente com a habilidade de aprender da experiência através de treinamento, que o perceptron de múltiplas camadas deriva seu poder computacional. Estas mesmas características, entretanto, dificultam o nosso conhecimento sobre o comportamento da rede. Primeiro, a presença de uma forma distribuída de não linearidade e a alta conectividade da rede (cada neurônio conectado com todos os outros neurônios da camada seguinte) torna difícil a análise teórica de um perceptron de múltiplas camadas. Segundo, a utilização de neurônios ocultos torna o processo de aprendizagem mais difícil de ser visualizado.

5.1.1.2 - APRENDIZAGEM POR CORREÇÃO DE ERRO E ALGORITMO BACK-PROPAGATION

A habilidade para aprender é uma característica fundamental da inteligência. Embora uma definição precisa de aprendizagem seja difícil de formular, o processo de aprendizagem no contexto de RNA pode ser visto como um problema de atualização da arquitetura da rede e os pesos de suas conexões, desta forma a rede pode eficientemente executar uma tarefa específica. A rede usualmente deve ajustar os pesos das conexões a partir de um padrão de treinamento disponível. O desempenho é melhorado, ao longo do tempo, através de uma interativa atualização dos pesos das conexões. A habilidade das RNA para aprender automaticamente de exemplos, é uma característica muito atrativa. Ao invés de seguir um conjunto de regras definidas por um especialista, a RNA aprende as regras que estão por trás de um conjunto representativo de exemplos dados (como a relação que existe entre a entrada e a saída esperada). Esta é uma das maiores vantagens das RNA comparando com os Sistemas Especialistas tradicionais.

Existem três padrões principais de aprendizagem, quais sejam: Supervisionado, não supervisionado e o híbrido.

Na aprendizagem supervisionada, ou aprendizagem com um “professor”, a rede é alimentada com uma resposta correta (saída esperada) para cada padrão de entrada. Os pesos são determinados de forma a permitir que a rede produza respostas tão próximas quanto possível das respostas corretas esperadas.

Ao contrário, a aprendizagem não supervisionada, ou sem um “professor”, não requer uma resposta correta esperada associada a cada padrão de entrada do conjunto de treinamento. Ela explora a estrutura inerente aos dados, ou seja, a relação que existe entre os vários padrões de entrada.

A aprendizagem híbrida combina a aprendizagem supervisionada e a não supervisionada. Uma parte dos pesos é usualmente determinada por um processo de aprendizagem supervisionada e a outra parte é obtida através de um processo de aprendizagem não supervisionada.

Existem cinco tipos básicos de regras de aprendizagem: Correção por erro, baseada em memória, Hebbiana, Boltzmann e aprendizado competitivo. Como já afirmado, utilizaremos o processo de aprendizagem supervisionado e com a regra de correção por erro.

Na aprendizagem supervisionada, a rede recebe o vetor de treinamento junto com o vetor de valores esperados para cada padrão de entrada. Durante o processo de aprendizagem, a saída y gerada pela rede pode não ter o valor esperado d . O princípio básico da regra de aprendizagem por correção de erro é usar o sinal de erro ($d-y$) para modificar os pesos das conexões e assim gradualmente reduzir este erro. Assim, por definição temos:

$$e_k(n) = d_k(n) - y_k(n) \quad (5.9)$$

Na Figura 5.6 temos um diagrama de blocos ilustrando a aprendizagem supervisionada de uma RNA, utilizando a regra de correção por erro.

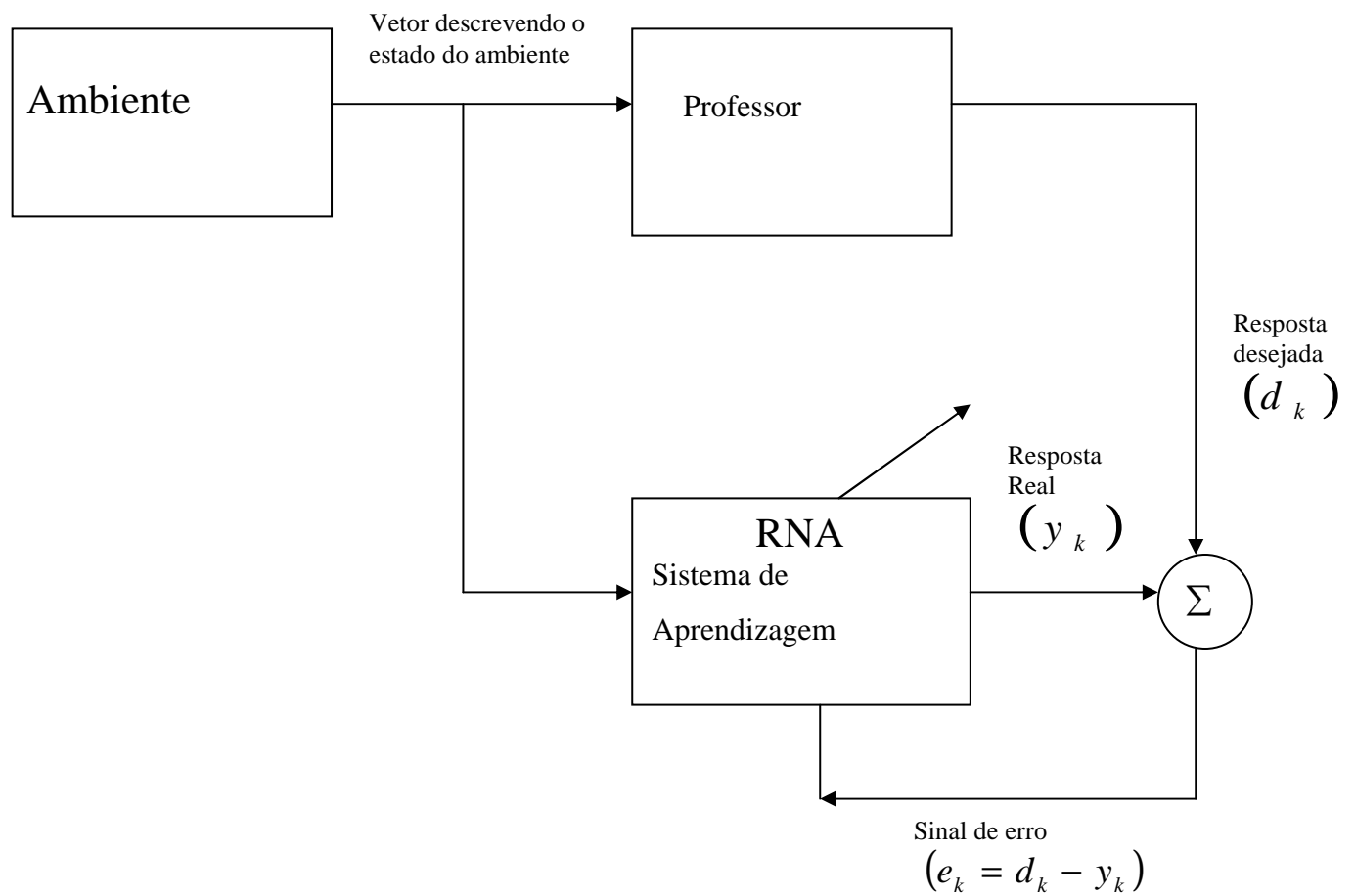


Figura 5.6 - Diagrama em blocos da aprendizagem supervisionada para uma rede neural (RNA), utilizando a correção por erro ($e_k = d_k - y_k$)

O sinal de erro $e_k(n)$ aciona um mecanismo de controle, cujo propósito é aplicar uma seqüência de ajustes corretivos aos pesos sinápticos do neurônio k . Estes ajustes são projetados para aproximar passo a passo o sinal de saída $y_k(n)$ da resposta desejada $d_k(n)$. Este objetivo é alcançado minimizando-se uma função de custo $E(n)$, definida em termos do sinal de erro $e_k(n)$ como:

$$E(n) = \frac{1}{2} e_k^2(n) \quad (5.10)$$

Os ajustes, passo a passo, dos pesos sinápticos do neurônio k , continuam até o sistema atingir um *estado estável*. Neste ponto, o processo para. Em particular, a minimização da função de custo $E(n)$ resulta na regra de aprendizagem normalmente referida como *regra delta*. Supondo que $w_{kj}(n)$ representa o valor do peso sináptico w_{kj} do neurônio k excitado por um elemento $x_j(n)$ do vetor de sinal $\mathbf{x}(n)$ no passo de tempo n . De acordo com a regra delta, o ajuste $\Delta w_{kj}(n)$ aplicado ao peso sináptico w_{kj} no passo de tempo n é definido por:

$$\Delta w_{kj}(n) = \eta e_k(n) x_j(n) \quad (5.11)$$

onde η é uma constante positiva que determina a taxa de aprendizagem.

Tendo calculado o ajuste sináptico $\Delta w_{kj}(n)$, o valor atualizado do peso sináptico w_{kj} é determinado por:

$$w_{kj}(n+1) = w_{kj}(n) + \Delta w_{kj}(n) \quad (5.12)$$

Note que a aprendizagem ocorre somente quando o perceptron “comete” um erro. Rosenblatt [Haykin,2001] provou que quando o padrão de treino é extraído de duas classes linearmente separáveis, o procedimento de aprendizagem perceptron converge após um número finito de interações. Este é o teorema de convergência do perceptron. Na prática, devemos saber se o padrão é linearmente separável. Outras funções de ativação que levam a diferentes características de aprendizagem podem também serem usadas. Entretanto, um perceptron de camada única pode apenas separar um padrão que seja linearmente separável.

Abaixo, temos o resumo do algoritmo de aprendizagem Perceptron.

Resumo do Algoritmo de aprendizagem Perceptron

1. inicialize os pesos com um valor aleatório pequeno
2. carregue o vetor de entrada e analise a saída do neurônio
3. atualize os pesos de acordo com

$$w_{kj}(n+1) = w_{kj}(n) + \eta(d_k(n) - y_k(n))x_j(n)$$

onde $d_k(n)$ é a saída esperada, n é o número da interação e η ($0 < \eta < 1,0$) é a taxa de aprendizagem

O algoritmo de aprendizagem de retroalimentação (*back-propagation*) é também baseado no princípio da correção de erro.

Para uma melhor compreensão do processo de aprendizado, pode-se supor, por exemplo, que cada combinação de pesos e limiares corresponda a um ponto na superfície de solução. Considerando que a altura de um ponto é diretamente proporcional ao erro associado a este ponto, a solução está nos pontos mais baixos da superfície. O algoritmo *back-propagation* procura minimizar o erro obtido pela rede ajustando pesos e limiares para que eles correspondam às coordenadas dos pontos mais baixos da superfície de erro. Para isto, ele utiliza um método de gradiente descendente.

O gradiente de uma função está na direção e sentido em que a função tem taxa de variação máxima. Isto garante que a rede caminha na superfície na direção que vai reduzir mais o erro obtido. Para superfícies simples, este método certamente encontra a solução com erro mínimo. Para superfícies mais complexas, esta garantia não mais existe, podendo levar o algoritmo a convergir para mínimos locais e não para o mínimo global. O algoritmo *back-propagation* fornece uma aproximação da trajetória no espaço de pesos calculado pelo método do gradiente descendente. Estes pontos ou áreas podem incluir platôs (pontos ou regiões com derivadas ou gradientes constantes e nulos), mínimos locais ou arestas.

Um dos problemas enfrentados no treinamento de redes neurais MLP diz respeito à definição de seus parâmetros[Ludermir,2000]. A seleção dos parâmetros de treinamento do algoritmo *back-propagation* é um processo pouco compreendido e muito aleatório. Pequenas diferenças nestes parâmetros podem levar a grandes diferenças tanto no tempo de treinamento quanto na generalização obtida. Não é raro encontrar na literatura, para um mesmo problema, utilizando o mesmo método de treinamento, tempos de treinamento que diferem em uma ou mais ordens de grandeza.

Uma dúvida que surge naturalmente diz respeito a quando parar de treinar a rede. Existem vários métodos para a determinação do momento em que o treinamento deve ser encerrado. Estes métodos são chamados de critérios de parada.

Os critérios de parada mais utilizados são:

- 1- Encerrar o treinamento após N épocas ou ciclos;
- 2- Encerrar o treinamento após o erro quadrático médio (MSE – Mean Squared Error) ficar abaixo de um determinado valor;
- 3- Encerrar o treinamento quando a porcentagem de classificações corretas estiver acima de um determinado valor;
- 4- Combinação dos métodos acima.

Outro aspecto que precisa ser observado é a frequência de atualização dos pesos. A frequência de ajuste dos pesos influencia o desempenho obtido durante o treinamento. Duas abordagens diferentes têm sido utilizadas quanto à frequência (periodicidade) para o ajuste de pesos pelo algoritmo *back-propagation* :

- 1- Por padrão (on-line);
- 2- Por época ou ciclo (*batch*).

Existem vantagens e desvantagens em cada uma destas abordagens. Na abordagem por padrão, os pesos são atualizados após a apresentação de cada padrão de treinamento. Esta abordagem é estável se a taxa de aprendizado for pequena, sendo inclusive aconselhável reduzir progressivamente esta taxa. Quando taxas elevadas são utilizadas, a rede geralmente se torna instável. A abordagem por padrão é geralmente mais rápida, sobretudo se o conjunto de treinamento for grande e redundante. Uma outra vantagem desta técnica é que ela requer menos memória.

Na abordagem por ciclo, por sua vez, os pesos são atualizados após todos os padrões terem sido apresentados. Esta técnica é geralmente mais estável, mas pode ser lenta se o conjunto de treinamento for grande e redundante. Esta abordagem apresenta uma estimativa mais precisa do vetor gradiente, à custa da necessidade de mais memória. A escolha da abordagem a ser utilizada depende da aplicação e da distribuição estatística dos dados.

O algoritmo *back-propagation* apresenta algumas dificuldades ou deficiências que desestimulam uma maior disseminação de seu uso. O principal problema diz respeito à lentidão do algoritmo para superfícies mais complexas. Uma forma de minimizar este problema é considerar efeitos de segunda ordem para o gradiente descendente. Não é raro o algoritmo convergir para mínimos locais.

Mínimos locais são pontos na superfície de erro que apresentam uma solução estável, embora não sejam a saída correta. Algumas técnicas são utilizadas tanto para acelerar o algoritmo *back-propagation* quanto para reduzir a incidência de mínimos locais, quais sejam:

- 1- Utilizar taxa de aprendizado decrescente;
- 2- Adicionar nós ou nodos intermediários;
- 3- Utilizar um termo momento;
- 4- Adicionar ruído aos dados.

Entre as várias técnicas utilizadas para acelerar o processo de treinamento e evitar mínimos locais, a adição de um termo momento é uma das mais frequentes [Rumelhart,1986]. Sua grande utilização é influenciada por ser ela uma técnica simples e efetiva. O termo momento é representado pela equação:

$$\psi = \alpha (w_{ij}(t) - w_{ij}(t-1)) \quad (5.13)$$

A fórmula completa de ajuste de pesos utilizando o termo momento passa então a ser:

$$w_{ji}(t+1) = w_{ji}(t) + \eta \delta_j(t) x_j(t) + \alpha (w_{ji}(t) - w_{ji}(t-1)) \quad (5.14)$$

A inclusão do termo momento na fórmula de ajuste dos pesos aumenta a velocidade de aprendizado, reduzindo o perigo de instabilidade. O termo momento pode acelerar o treinamento em regiões muito planas da superfície de erro. Além disso, ele suprime a oscilação de pesos em vales e montes.

A Figura 5.7 ilustra o efeito da utilização do termo momento no caminho seguido pela rede durante seu aprendizado.

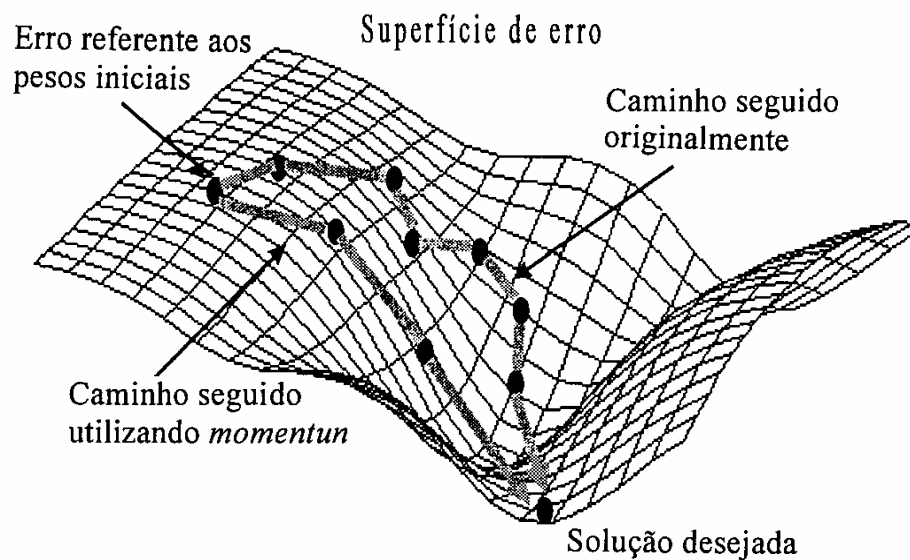


Figura 5.7 – Influência do termo momento durante aprendizado da rede para otimização da resposta .

Na fase de treinamento é importante a observação de alguns aspectos tais como: configuração da rede (números de camadas ocultas, números de neurônios por camada, tipos de funções de ativações), valores de inicialização dos pesos, taxa de aprendizagem, modo e tempo de treinamento da rede. Uma boa escolha dos valores iniciais dos pesos da rede pode diminuir o tempo necessário para o treinamento. Normalmente, os valores iniciais dos pesos da rede são números aleatórios uniformemente distribuídos, em um intervalo definido (por exemplo: $[-1;+1]$ ou $[0;+1]$). A escolha errada destes pesos pode levar a uma saturação prematura da rede.

Vários fatores podem influenciar na duração do treinamento, porém sempre será necessário utilizar algum critério de parada. Para o algoritmo *back-propagation*, normalmente o critério de parada utilizado é o do momento em que a rede atinge o menor erro médio por época, para os padrões de teste; neste momento a rede atingiu a melhor condição de generalização. Diz-se que uma rede generaliza bem quando o mapeamento de entrada-saída computado pela rede for correto ou aproximadamente correto, para os dados de teste não utilizados para a criação ou treinamento da rede.

Pode ocorrer que em um determinado instante do treinamento a generalização comece a degenerar, causando o problema de excesso de treinamento (*over-training* ou *overfitting*), ou seja, a rede se especializa no conjunto de dados do treinamento e perde a capacidade de generalização. Dizemos que, quando a rede neural aprende um número excessivo de exemplos entrada-saída, a rede pode acabar memorizando os dados de treinamento e perde a habilidade de generalizar para padrões de entrada-saída similares. Na prática para reduzir esta ocorrência, se encerra o treinamento mais cedo, quando o erro de validação durante o treinamento começa a subir. Da mesma forma a rede pode não atingir um desempenho satisfatório (superior ao erro mínimo aceitável) devido a um conjunto de treinamento deficiente (pequeno ou “não representativo do problema”) ou a uma mau modelagem da rede.

O treinamento deve ser interrompido quando a rede apresentar uma boa capacidade de generalização e quando a taxa de erro for suficientemente pequena, ou seja, menor que um erro admissível. Assim, deve-se encontrar um ponto ótimo de parada com erro mínimo e capacidade de generalização máxima.

Após as etapas de preparação dos dados, treinamento, validação e teste, a rede neural será capaz de fornecer as saídas esperadas, não somente para as entradas conhecidas, como também para as entradas ainda “não vistas” que de alguma forma são semelhantes àquelas já “aprendidas”. Esta característica define a capacidade de generalização e adaptação da rede.

Freqüentemente, é dito que o projeto de uma rede neural utilizando o algoritmo de retropropagação é mais uma arte do que uma ciência, significando que muitos dos numerosos fatores envolvidos no projeto são o resultado da experiência particular de cada um. Para definirmos a configuração da rede, apesar de ser bastante empírica, necessita mais de um profundo conhecimento do especialista sobre o problema, a fim de ajustar os parâmetros iniciais o mais próximo possível dos valores mais adequados. Nessa fase, destacamos as definições da topologia da rede, o algoritmo de treinamento e as funções de ativações a serem utilizadas.

Outro problema encontrado quando se usa o algoritmo *back-propagation* padrão, ou seja sem o termo momento, é conhecido como superfície plana, quando a derivada da função sigmoideal de uma unidade se aproxima de zero durante o treinamento. Quando a saída da unidade se aproxima de 0 ou 1, a derivada da função sigmoideal se aproxima de zero. Isto ocorre mesmo quando o erro é o maior possível. Como o ajuste de pesos utiliza o valor da derivada, a unidade pode não ter seus pesos ajustados ou ajustados com um valor muito pequeno. Para superar este problema [Ludermir,2000], existem algumas propostas, quais sejam:

- 1- Utilizar uma medida de erro que tenda para infinito quando a derivada da sigmoideal tender para zero;
- 2- Adicionar uma constante à derivada, evitando que o erro seja igual a zero;
- 3- Utilizar uma função de erro não-linear.

Além disso, é apresentada a utilização de taxas de aprendizados diferentes para os pesos de uma rede MLP [Plaut,1986]. Os autores sugerem que a taxa de aprendizado associada a cada peso de um nodo j seja inversamente proporcional ao número de conexões de entrada de j . Esta técnica tem se mostrado adequada quando a variação de j é muito grande. Os autores também sugerem que o termo momento seja variado durante o treinamento, sendo muito pequeno no início, devendo ser aumentado após a rede estabilizar a sua taxa de erro.

Alguns artigos também sugerem que a taxa de aprendizado seja variada durante o treinamento, sendo inicialmente grande, e a taxa deve ser reduzida quando a rede parar de diminuir o erro médio quadrático. De um modo geral, outro problema enfrentado por uma RNA é o problema do “esquecimento catastrófico”, quando, ao aprender novas informações, a rede esquece informações previamente aprendidas.

Abaixo temos o resumo do algoritmo de aprendizagem pelo gradiente descendente com momento (GDM), ou simplesmente denominado de aprendizagem *back-propagation*..

Resumo do Algoritmo de aprendizagem Back-propagation

1. inicialize os pesos com um valor aleatório pequeno
2. apresente uma época de exemplos de treinamento à rede.
3. propague o sinal adiante através da rede
4. calcule δ_j^L (gradientes locais) na camada de saída

$$\delta_j^{(L)}(n) = g'_j(v_j^{(L)}(n))e_j^{(L)}(n)$$

Onde $v_j^{(l)}(n)$ representa a entrada da rede para a j-ésima unidade na l-ésima camada e g'_j é a derivada da função de ativação g

5. compute os deltas da camada anterior pelos erros propagados para trás.

$$\delta_j^{(l)}(n) = g'_j(v_j^{(l)}(n)) \sum_k \delta_k^{(l+1)}(n) w_{kj}^{(l+1)}(n) \quad ; \quad \text{para } l=(L-1), \dots, 1$$

6. atualize os pesos usando a regra delta generalizada:

$$w_{ji}^{(l)}(n+1) = w_{ji}^{(l)}(n) + \alpha[w_{ji}^{(l)}(n) - w_{ji}^{(l)}(n-1)] + \eta \delta_j^{(l)}(n) y_i^{l-1}(n)$$

Onde η é o parâmetro da taxa de aprendizagem e α é a constante de momento

7. Volte ao passo 2 e repita para o próximo padrão até o erro na camada de saída estar abaixo de um valor predeterminado ou o número máximo de interações ser alcançado

5.1.1.2.1 - ALGORITMO DE APRENDIZAGEM RPROP

Conforme exposto anteriormente, o algoritmo *back-propagation* padrão é muito lento para várias aplicações, e seu desempenho piora sensivelmente para problemas maiores e mais complexos. Mesmo para problemas relativamente simples, o algoritmo *back-propagation* geralmente requer que todos os padrões de treinamento sejam apresentados centenas ou até mesmo milhares de vezes. Isto limita a utilização prática deste algoritmo, permitindo apenas o treinamento de pequenas redes, com alguns milhares de pesos ajustáveis. Embora alguns problemas práticos possam ser tratados utilizando redes deste tamanho, a maioria dos problemas em que a tecnologia neural poderia apresentar uma solução adequada, demandaria redes maiores e mais complexas.

Desde a sua criação, várias alterações do algoritmo *back-propagation* têm sido propostas visando tanto a acelerar seu tempo de treinamento como a melhorar seu desempenho na classificação de padrões. Afora o algoritmo *back-propagation* com momento, deatacamos as seguintes variações : Quickprop [Fahlman,1988], Levenberg-Marquardt [Hagan,1994], Newton [Battiti,1991] e Rprop [Riedmiller,1994] . Desses, iremos descrever apenas o algoritmo Rprop, por ter se adequado melhor as nossas necessidades.

O algoritmo Rprop, de *Resilient back-propagation*, é um algoritmo de adaptação global que realiza treinamento supervisionado por época ou ciclo em redes do tipo MLP [Riedmiller,1994]. Este algoritmo procura eliminar a influência negativa do valor da derivada parcial na definição do ajuste dos pesos. Esta influência negativa ocorre porque, quando a saída de um nó ou nodo for próxima de 0 (ou 1) e a saída desejada for 1 (ou 0), ou seja com erro máximo, a derivada da função sigmoideal será próxima de 0, fazendo com que os pesos deste nodo recebam um ajuste mínimo, quase igual a zero.

O algoritmo Rprop elimina este problema utilizando apenas o sinal da derivada, e não o seu valor. O sinal indica a direção do ajuste dos pesos (aumentar ou diminuir o peso anterior). O tamanho do ajuste dos pesos é dado por um valor de atualização, conforme indicado nas equações (5.15).

$$\Delta w_{ji}(t) = -\Delta_{ji}(t), \quad \text{se} \quad \frac{\partial E(t)}{\partial w_{ji}} > 0;$$

$$\Delta w_{ji}(t) = +\Delta_{ji}(t), \quad \text{se} \quad \frac{\partial E(t)}{\partial w_{ji}} < 0;$$

Caso contrário, $\Delta w_{ji}(t) = 0$

$$w_{ji}(t+1) = w_{ji}(t) + \Delta w_{ji}(t) \quad (5.15)$$

onde $E(t)$ é a função de erro no tempo t .

O valor de atualização é definido por um processo de adaptação que depende do sinal da derivada do erro com relação ao peso a ser ajustado, conforme indicado na equações (5.16).

$$\Delta_{ji}(t) = \eta^+ \cdot \Delta_{ji}(t-1), \quad \text{se} \quad \frac{\partial E(t-1)}{\partial w_{ji}} \cdot \frac{\partial E(t)}{\partial w_{ji}} > 0;$$

$$\Delta_{ji}(t) = \eta^- \cdot \Delta_{ji}(t-1), \quad \text{se} \quad \frac{\partial E(t-1)}{\partial w_{ji}} \cdot \frac{\partial E(t)}{\partial w_{ji}} < 0;$$

Caso contrário, $\Delta_{ji}(t) = \Delta_{ji}(t-1)$

aonde $0 < \eta^- < 1 < \eta^+;$ (5.16)

Segundo a regra de adaptação utilizada pelo algoritmo Rprop, quando a derivada parcial do erro em relação a um peso W_{ji} mantém o seu sinal, o que indica que seu último ajuste reduziu o erro cometido, o valor de atualização é aumentado pelo fator η^+ , acelerando a convergência do treinamento. Quando a derivada parcial muda de sinal, o que indica que o seu último ajuste foi grande demais, o valor de atualização é reduzido pelo fator η^- , mudando a direção do ajuste.

Resumo do algoritmo de aprendizagem RPROP

1. Inicialize os pesos com um valor aleatório e pequeno;
2. Para os parâmetros do Rprop, assumo os seguintes valores :

$$\eta^+ = 1.2 \quad ; \quad \eta^- = 0.5 \quad ; \quad \Delta_0 = 0.07 \quad ; \quad \Delta_{\max} = 50 \quad ; \quad \Delta_{\min} = 10^{-6} \quad ;$$

Alguns autores também adotam $\Delta_0 = 0.1$ [Riedmiller,1994].

3. Embora o erro total seja dado pela soma dos erros dos nós de saída para todos os padrões, será considerado, sem perda de generalidade, que a minimização do erro para cada padrão individualmente levará a minimização do erro total. Assim, o erro passa a ser definido por :

$$E = \frac{1}{2} \sum_{j=1}^k (d_j - y_j)^2 \quad ; \quad \text{aonde } d_j \text{ é o valor desejado e } y_j \text{ é o valor obtido;}$$

4. Apresente uma época de exemplos ou padrão de treinamento à rede e propague o sinal adiante através da rede;

5. Para cada padrão de treinamento apresentado a rede, defina a saída da rede através da fase *forward*, e compare as saídas obtidas com as saídas desejadas ;

6. Atualize os pesos (w_{ji}) dos nós (ou nodos) e *biases*, através da fase *backward*, e conforme a seguinte regra [Riedmiller,1993] :

Se $\frac{\partial E(t-1)}{\partial w_{ji}} \cdot \frac{\partial E(t)}{\partial w_{ji}} > 0$, então:

$$\Delta_{ji}(t) = \text{mínimo} \left(\Delta_{ji}(t-1) \cdot \eta^+, \Delta_{\max} \right)$$

$$\Delta w_{ji}(t) = -\text{sinal} \left(\frac{\partial E(t)}{\partial w_{ji}} \right) \cdot \Delta_{ji}(t)$$

$$w_{ji}(t+1) = w_{ji}(t) + \Delta w_{ji}(t)$$

Agora se $\frac{\partial E(t-1)}{\partial w_{ji}} \cdot \frac{\partial E(t)}{\partial w_{ji}} < 0$, então :

$$\Delta_{ji}(t) = \text{máximo} \left(\Delta_{ji}(t-1) \cdot \eta^-, \Delta_{\min} \right)$$

$$w_{ji}(t+1) = w_{ji}(t) - \Delta w_{ji}(t-1) \quad ; \quad \frac{\partial E(t)}{\partial w_{ji}} = 0 ;$$

Mas se $\frac{\partial E(t-1)}{\partial w_{ji}} \cdot \frac{\partial E(t)}{\partial w_{ji}} = 0$, então :

$$\Delta w_{ji}(t) = -\text{sinal} \left(\frac{\partial E(t)}{\partial w_{ji}} \right) \cdot \Delta_{ji}(t)$$

$$w_{ji}(t+1) = w_{ji}(t) + \Delta w_{ji}(t)$$

onde o operador $\text{sin}(\chi)$ é igual a +1 se o argumento χ for positivo, igual a -1 se o mesmo argumento for negativo, e caso contrário igual a 0.

7. Volte ao passo 4 e repita para o padrão de treinamento, já apresentado uma vez a rede, até o erro na camada de saída estar abaixo de um valor predeterminado ou o número máximo de iterações ser alcançado.

5.1.2 - MODELO UTILIZADO DE RNA E RESULTADOS OBTIDOS

No projeto de uma rede neural artificial (RNA) , as primeiras tarefas a serem realizadas são as coletas de dados relativos ao problema. Este banco de dados deve ser significativo e cobrir amplamente o ambiente do problema. Os dados utilizados na RNA devem ser divididos em três conjuntos, quais sejam:

- conjunto de treinamento
- conjunto de validação
- conjunto de teste

Normalmente, dos dados utilizados para treinar, validar e testar a RNA, 50% (cinquenta por cento) deles formam o conjunto de treinamento, 25% (vinte e cinco por cento) formam o conjunto de validação e os 25% (vinte e cinco por cento) restantes compõem o conjunto de teste[Prechelt,1994].

Analisando o nosso banco de dados, composto por 30613 amostras cromatográficas e tendo apenas 10 (dez) diagnósticos possíveis ou tabelados pela IEC 1, observamos que a distribuição percentual por tipo de diagnóstico é bastante heterogênea, conforme tabela 5.1 a qual foi simplificada para a tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Diagnósticos pela IEC 1 X Quantidade de amostras

CÓDIGO DIAGNÓSTICO IEC	QUANTIDADE DE AMOSTRAS
000	3.396
001	1.299
010	842
020	9.904
021	1.238
022	2.570
101	527
102	1.461
110	125
202	331
TOTAL TABELADOS	21693
NÃO TABELADOS	8920
TOTAL	30613

5.1.2.1- TRATAMENTO DO BANCO DE DADOS DA CROMATOGRAFIA PARA A RNA

Os dados originais da CHESF, com os 30613 resultados das análises dos gases dissolvidos no óleo isolante (denominadas nesse trabalho também como simplesmente análises cromatográficas) dos transformadores, autotransformadores e reatores com tensões à partir de 69kV em setembro de 2002, está no banco de dados ADABAS do Mainframe da empresa, em linguagem Natural II, sendo inicialmente gerado um arquivo. txt / DOS com estas informações e depois transportado para uma planilha eletrônica EXCEL/Microsoft, onde foi possível melhor trabalharmos estes dados.

Os dados a serem apresentados a RNA devem ser homogêneos e representativos do problema e considerando que no conjunto de 21693 diagnósticos tabelados, o diagnóstico com menor quantidade de amostras apresentou apenas 125 amostras, conforme Tabela 5.2, foi separado inicialmente um conjunto de 1200 amostras, composto por 120 amostras por tipo de diagnóstico, e desse novo referencial, foi gerado um subconjunto de 600 amostras denominado de conjunto de treinamento (60 amostras por tipo ou código de diagnóstico), um conjunto de validação com 300 amostras (30 amostras por tipo ou código de diagnóstico) e o restante de conjunto de teste (também com 300, sendo 30 amostras por tipo ou código de diagnóstico)[Prechelt,1994]. No entanto este conjunto de 1200 amostras se mostrou insuficiente para a RNA obter resultados satisfatórios, sendo criado um novo conjunto de 4000 amostras, formado por 400 amostras por diagnóstico, coletadas depois de serem distribuídas aleatoriamente por tipo ou código de diagnóstico, e sendo feito duplicações de amostras apenas para os códigos 110 e 202 por apresentarem respectivamente no banco de dados original, 125 e 331 amostras, necessárias para comporem as 400 amostras por diagnóstico. Desse novo conjunto de 4000 amostras, utilizaremos 2000 amostras para compor o conjunto de treinamento da RNA, 1000 amostras para compor o conjunto de validação e as 1000 amostras restantes para formar o conjunto de teste da RNA, subconjuntos estes formados também aleatoriamente e cada um contendo a mesma quantidade de amostras por tipo ou código de diagnóstico tabelado.

Após a definição desses conjuntos de treinamento(2000), validação(1000) e teste(1000) da RNA, e considerando o uso do critério IEC 1, utilizamos os recursos do EXCEL/Microsoft para obtermos em cada um deles os valores das 03 relações de gases (C_2H_2/C_2H_4 ; CH_4/H_2 ; C_2H_4/C_2H_6) e os respectivos diagnósticos indicados pela IEC 1, sendo logo após adotado os seguintes passos :

1) Análise dos dados de entrada da RNA

Além da distribuição homogênea (igual quantidade por diagnóstico) e aleatória das amostras para cada conjunto (treinamento, validação e teste), foi verificado que as mesmas são representativas para as diversas faixas de relações definidas pela IEC 1, em especial para as faixas finitas: $[0 ; 0,1]$; $[0,1 ; 1,0]$ e $[1,0 ; 3,0]$.

Para o nosso problema a RNA deverá ter na entrada uma camada com apenas três (03) nós ou nodos de fonte.

2) Normalização dos dados de entrada da RNA

A nossa rede será alimentada com as três relações de gases da IEC 1.

Antes disso, cada “vetor de entrada” ($X_1 = C_2H_2/C_2H_4$; $X_2 = CH_4/H_2$; $X_3 = C_2H_4/C_2H_6$) foi normalizado, conforme a equação 5.17.

$$\| X_i \| = \| X_i - X_{\min} \| / \| X_{\max} - X_{\min} \| \quad (5.17)$$

aonde :

$X_i = X_1, X_2$ ou X_3 ;

X_{\min} = Valor mínimo obtido para cada vetor X_i , dentro das 30613 amostras (tabeladas + não tabeladas). $X_{\min 1} = 0,0$; $X_{\min 2} = 0,0$; $X_{\min 3} = 0,0$;

X_{\max} = Valor máximo obtido para cada vetor X_i , dentro das 30613 amostras (tabeladas + não tabeladas). $X_{\max 1} = 28,0$; $X_{\max 2} = 492,0$; $X_{\max 3} = 470,0$;

Esta normalização foi feita não só para os 03 conjuntos (treinamento, validação e teste), como para o restante das relações de gases da IEC 1 associadas as demais amostras cromatograficas (tabeladas + não tabeladas). Os dados de entrada da rede, denominado também de vetor de entrada, é composto nesse caso por três números não negativos, referente as relações dos gases pela IEC 1, que são normalizados para torná-los mais apropriados à sua utilização e aplicados a rede de forma aleatória para a prevenção

de tendências associadas à ordem de apresentação dos dados. Para cada vez em que um conjunto de dados for aplicado e processado pela rede RNA, dizemos que se passou uma época ou um ciclo para este conjunto de dados.

Os dados de treinamento serão utilizados para o treinamento da rede e os dados de teste serão utilizados para verificar seu desempenho sob as condições reais de utilização. Como já dito, além dessa divisão deve-se usar também uma subdivisão do conjunto de treinamento, criando um conjunto de validação, utilizado para verificar a eficiência da rede quanto a sua capacidade de generalização durante o treinamento, podendo também ser empregado como critério de parada do treinamento.

Durante a aplicação do conjunto de treinamento, segundo o algoritmo de treinamento escolhido, serão ajustados os pesos das conexões para que o vetor de entrada produza um vetor o mais próximo possível da saída esperada, minimizando assim o erro da RNA.

3) Codificação dos diagnósticos tabelados pela IEC 1 para a RNA

Considerando que o critério de diagnóstico cromatográfico pela IEC 1 apresenta 10 possíveis códigos de diagnósticos tabelados, conforme Tabela 5.2, foi associado a cada um deles um outro código binário (0 ou 1) com 10 dígitos, conforme Tabela 5.3 abaixo; a ser utilizado pela rede neural como a sua saída ideal (esperada) diante da entrada de suas respectivas relações de gases pela IEC 1.

Tabela 5.3 – Códigos de saídas para a RNA pelo critério IEC 1

CÓDIGO IEC 1	CÓDIGO SAÍDA RNA
000	1000000000
001	0100000000
010	0010000000
020	0001000000
021	0000100000
022	0000010000
101	0000001000
102	0000000100
110	0000000010
202	0000000001

Com esta codificação, cada saída da rede com dez (10) neurônios terá apenas um neurônio “ativado” (igual ou próximo a 1) e os demais neurônios “desativados” (iguais ou próximos a 0), facilitando a “decisão” da RNA diante de cada entrada apresentada a mesma.

5.1.2.2- DEFINIÇÃO DO MODELO E DA ARQUITETURA DA RNA A SER UTILIZADA

Conforme já dito, utilizaremos para a solução do nosso problema uma rede neural artificial (RNA) do tipo perceptron de múltiplas camadas (MLP) totalmente conectada, tendo apenas uma camada de entrada, uma camada intermediária (oculta) e uma camada de saída. Na primeira camada teremos três nós de entrada do “sinal”, e na camada de saída dez nós com a resposta da RNA ao “sinal” apresentado a rede.

Considerando o aspecto empírico na modelagem de uma RNA, alguns autores [Ludermir,2000], sugerem certas regras heurísticas para definirmos de início um modelo de rede a ser adotada. Uma dessas regras indica que a camada intermediária deve ter pelo menos uma quantidade de neurônios (que representa também a quantidade de nós) igual a média de neurônios (ou nós) utilizados nas camadas de entrada e de saída da rede. No nosso caso iniciaremos com 8 neurônios na camada intermediária ($8 > (3+10)/2 = 6,5$); sendo adotado o acréscimo de 2 em 2 neurônios nessa camada até atingirmos valores satisfatórios para o desempenho da rede, de acordo com os resultados obtidos durante os treinamentos para melhor modelagem da RNA. Outra regra heurística indica que o número de conexões na rede deve ser próximo a dez (10) vezes menor que o número de exemplos apresentados a rede no seu treinamento. Para o nosso caso, no início teremos uma rede com 3-8-10 nós com 122 conexões(contando com os 18 *biases*), podendo chegar até a uma rede com 3-14-10 nós com 206 conexões (contando com os 24 *biases*), que apresenta um número de conexões próximo a 10% do conjunto de treinamento ($0,10 \times 2000 = 200$)

Como algoritmo de aprendizagem da rede, iniciaremos com o algoritmo *Back-propagation* e caso não apresente bons resultados ou o processo se torne computacionalmente lento, usaremos também o algoritmo Rprop, uma de suas variações, aonde em ambos o principio básico de aprendizagem é a da correção dos pesos com base na correção do erro obtido na RNA. Para a atualização dos pesos da rede,

utilizaremos uma frequência de ajuste dos pesos por época (ciclo), ou seja os mesmos são atualizados cada vez em que todos os padrões de entrada tenham sido apresentados a rede.

Considerando as definições acima, que os pesos e *Bias* utilizados na rede são aleatoriamente escolhidos e entre $(-\infty ; +\infty)$; que na camada de entrada não teremos uma função de ativação, sendo apenas um ponto de recebimento dos dados normalizados de entrada na faixa $[0 ; +1]$; existe outra regra heurística que sugere a utilização de funções de ativações sigmoidais no início e no final da rede de acordo com os dados apresentados e valores esperados pela RNA. Dessa forma utilizaremos na camada intermediária a função de ativação sigmoidal tangente hiperbólica ($\tanh(v) = (1 - \exp(-v)) / (1 + \exp(-v))$); enquanto que na camada de saída utilizaremos a função de ativação sigmoidal logística ($\phi(v) = 1 / (1 + \exp(-v))$), aonde os limites de saídas dessa função($\phi(v)$) são iguais aos limites dos dados de saída esperados $[0 ; +1]$ Do exposto, concluímos que o nosso modelo inicial de rede neural a ser adotado terá as características definidas na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Principais características da RNA inicialmente utilizada

PADRÃO RNA	REGRA DE APRENDIZAGEM	ARQUITETURA	ALGORITMO DE APRENDIZAGEM
Supervisionada	Correção de erro	Perceptrons MLP	Back-propagation ou Rprop
CAMADA DE ENTRADA	CAMADAS INTERMEDIÁRIAS	CAMADA DE SAÍDA	TAREFA
Com 03 nós e sem função de ativação	01 camada oculta com 8 ou mais neurônios e função de ativação sigmoidal $\tanh(v)$	Com 10 neurônios e função de ativação sigmoidal logística $\phi(v)$	Classificação de Padrão

5.1.2.3 - PRIMEIROS RESULTADOS OBTIDOS E NOVAS ADEQUAÇÕES NA RNA

Após implementarmos uma rede neural artificial (RNA) com as características definidas no item anterior, e utilizando como *software* o MATLAB versão 6.5, na parte do *Toolboxes - Neural Network*, obtivemos depois de treinarmos, validarmos e testarmos várias vezes o banco de dados composto pelas 4000 x 3 relações de gases da IEC 1, as seguintes conclusões :

- 1) Necessidade de adequarmos os dados esperados de saídas da RNA em função da função de ativação utilizada na camada de saída. Uma vez que a função sigmoideal logística $\phi(v)$ satura em 0 ou 1 para valores “elevados” de (v) e que os valores esperados na saída da rede são também 0 ou 1, alteramos os valores esperados na saída da RNA para 0,1 ou 0,9 no lugar de 0 ou 1 respectivamente [Prechelt,1994]. Os novos valores esperados na saída da RNA estão indicados na Tabela 5.5

Tabela 5.5 – Novos valores esperados na saída da RNA, conforme o código do diagnóstico da IEC 1

CÓDIGO IEC1	N1	N2	N3	N4	N5	N6	N7	N8	N9	N10
000	0.9	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
001	0.1	0.9	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
010	0.1	0.1	0.9	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
020	0.1	0.1	0.1	0.9	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
021	0.1	0.1	0.1	0.1	0.9	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
022	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.9	0.1	0.1	0.1	0.1
101	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.9	0.1	0.1	0.1
102	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.9	0.1	0.1
110	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.9	0.1
202	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.9

- 2) O algoritmo *Back-propagation* se mostrou muito lento na otimização dos pesos e seu desempenho também insuficiente, principalmente com um erro quadrático médio superior a 1%. Como exemplo dessa afirmação, mostramos nas Figuras 5.9 e 5.9a gráficos com os erros quadráticos médios obtidos quando de simulações feitas com a nossa RNA, utilizando-se 8 e 14 neurônios na camada oculta, com até 50.000 épocas de treinamento e com algoritmo de aprendizagem *Back-propagation*, onde observamos que mesmo com este número de épocas, o erro quadrático médio (MSE) obtido foi bem superior a 1%. Necessidade de adotarmos o algoritmo de aprendizagem Rprop no lugar do *Back-propagation*, inclusive porque alguns autores ([Riedmiller,1993] et al) mencionam o melhor desempenho desse algoritmo em relação ao *Back-propagation*, tanto em termos de tempo computacional (associado ao número de épocas necessárias) como o de menores erros quadráticos médios e de classificação nas respostas obtidas pela RNA. Para cada rede neural proposta, fizemos vários treinamentos com validação e teste, com o banco de 4000 amostras de entradas, já que a performance da rede neural depende também dos pesos e *biases* adotados em cada inicialização. Considerando o exposto em alguns trabalhos ([Prechelt,1994] et al), este número de treinamentos por rede deve variar de 10 a 30, sendo adotado no nosso caso o número de 10 (dez) treinamentos por tipo de rede proposto, e sendo dado um maior valor para a RNA que apresentar um valor médio menor, nos 10 casos, para os erros quadráticos médios (MSE– Mean Squared Error) obtidos.
- 3) Necessidade de adotarmos na camada intermediária uma quantidade de 14 (quatorze) neurônios, por melhorar o desempenho da RNA se comparamos com os resultados obtidos com 8, 10 ou 12 neurônios na camada intermediária. Na tabela 5.6, mostramos os resultados obtidos, já utilizando o algoritmo Rprop, diante de alterações no número de neurônios da camada intermediária, ficando claro principalmente que os menores erros quadráticos médios (MSE) foram para as redes RNA com 14 neurônios. Observamos também, que utilizando o *software* MATLAB versão 6.5, com algoritmo de aprendizagem Rprop, muitas vezes o treinamento parava automaticamente antes de atingir o limite de épocas (1000) e o erro MSE mínimo (0,0050), devido apresentarem um número de erros na validação superior ao limite estipulado pelo programa (5). Considerando que nós não chegamos a constatar no gráfico esta tendência visual de subida do erro na validação, aumentamos este valor para 20, afim de nos próximos treinamentos verificarmos melhor e por mais tempo o desempenho da rede RNA treinada, e que ao ser aumentado este valor a rede neural continuou o seu processo de aprendizagem sem memorizar, ou seja sem aumentar o erro MSE de treinamento ou até mesmo o de validação, logo generalizando cada vez melhor.

Tabela 5.6 – Resultados das RNA com números diferentes de neurônios na camada intermediária, tendo três nós na entrada e 10 neurônios na camada de saída e com algoritmo de aprendizagem Rprop.

NÚMERO DE NEURÔNIOS NA CAMADA OCULTA	NÚMERO DA REDE NEURAL (RNA)	NÚMERO DE ÉPOCAS	ERRO MSE (No treino e na validação)	ACERTOS (Em 1000, durante o teste)	ERROS (Em 1000, durante o teste)	
8	1	757	0,00610	982	18	
	2	1000	0,01020	974	26	
	3	1000	0,00733	984	16	
	4	1000	0,00799	980	20	
	5	646	0,00863	978	22	
	6	1000	0,00741	986	14	
	7	529	0,01021	974	26	
	8	1000	0,00954	971	29	
	9	1000	0,00641	985	15	
	10	783	0,01090	969	31	
		MÉDIA	871,5	0,008472	978,3	21,7
10	1	506	0,00578	979	21	
	2	523	0,00915	971	29	
	3	681	0,01050	969	31	
	4	1000	0,00782	980	20	
	5	419	0,01062	978	22	
	6	675	0,00841	986	14	
	7	959	0,00601	982	18	
	8	944	0,00857	979	21	
	9	1000	0,00519	990	10	
	10	577	0,00923	979	21	
		MÉDIA	728,4	0,008128	979,3	20,7
	(Continua na próxima página)					

(Continuação da Tabela 5.6)					
NÚMERO DE NEURÔNIOS NA CAMADA OCULTA	NÚMERO DA REDE NEURAL (RNA)	NÚMERO DE ÉPOCAS	ERRO MSE (No treino e na validação)	ACERTOS (Em 1000, durante o teste)	ERROS (Em 1000, durante o teste)
12	1	831	0,00649	987	13
	2	1000	0,00565	988	12
	3	1000	0,00566	985	15
	4	1000	0,00879	978	22
	5	537	0,00735	983	17
	6	344	0,01111	968	32
	7	296	0,01138	948	52
	8	575	0,00781	974	26
	9	1000	0,00583	984	6
	10	1000	0,00644	984	16
		MÉDIA	758,3	0,007651	977,9
14	1	1000	0,00521	986	14
	2	1000	0,00528	988	12
	3	1000	0,00626	985	15
	4	799	0,00517	988	12
	5	1000	0,00541	981	19
	6	1000	0,00623	983	17
	7	550	0,00713	985	15
	8	1000	0,00589	989	11
	9	1000	0,00513	995	5
	10	1000	0,00501	986	14
		MÉDIA	934,9	0,005672	986,6

Do exposto, concluímos que a rede neural da Tabela 5.4, evoluiu para uma rede neural (RNA), com as características indicadas na Tabela 5.7, onde as principais alterações estão nas definições de utilizarmos o algoritmo de aprendizagem Rprop, 14 neurônios na camada oculta, e com valores de saídas esperados mudando de 0 ou 1 para 0,1 ou 0,9, respectivamente.

Tabela 5.7 – Principais características da nova RNA a ser utilizada

PADRÃO RNA	REGRA DE APRENDIZAGEM	ARQUITETURA	ALGORITMO DE APRENDIZAGEM
Supervisionada	Correção de erro	Perceptrons MLP	Rprop
CAMADA DE ENTRADA	CAMADAS INTERMEDIÁRIAS	CAMADA DE SAÍDA	TAREFA
Com 03 nós e sem função de ativação	01 camada oculta com 14 neurônios e função de ativação sigmoidal $\tanh(v)$	Com 10 neurônios e função de ativação sigmoidal logística $\phi(v)$	Classificação de Padrão Padrão de saída => 0,1 ou 0,9

Heuristicamente, assumimos como satisfatório um erro MSE inferior a 0,5% (0,005) e utilizamos como limite de simulação, para cada rede proposta, uma quantidade de 1000 épocas.

Além disso, ao definirmos o Rprop como o algoritmo de aprendizagem da rede neural, alguns parâmetros desse algoritmo já são adotados de forma padrão, conforme certos trabalhos analisados

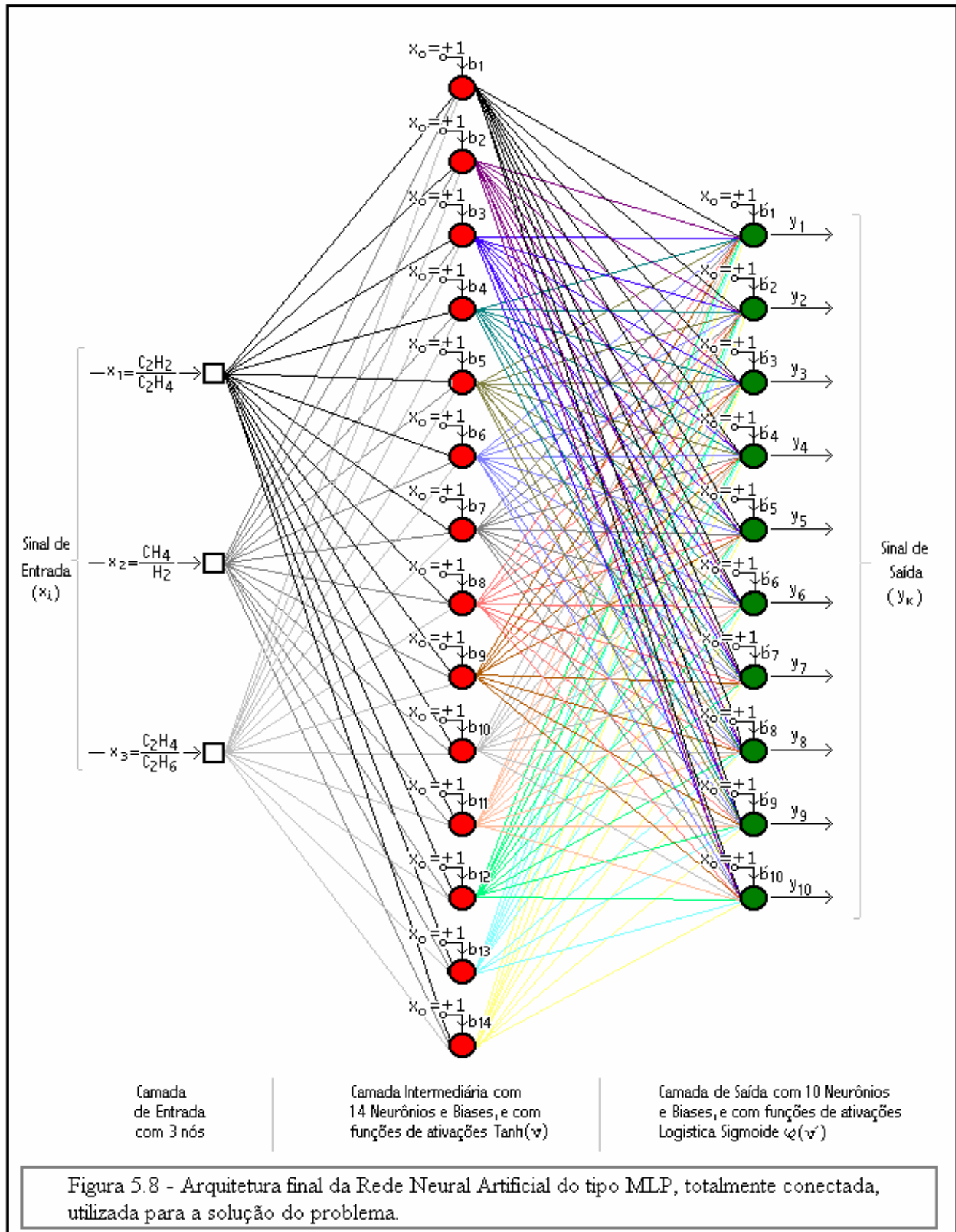
([Riedmiller,1993] et al), como o η^+ , η^- , Δ_0 , Δ_{\min} , Δ_{\max} , definidos na Tabela 5.8, e também assumidos como padrões no *software* MATLAB versão 6.5.

Tabela 5.8 – Valores dos parâmetros adotados para treinamento da RNA pelo Rprop

PARÂMETROS	VALORES ADOTADOS	PARÂMETROS	VALORES PADRÕES
		η^+	1.20
Número de épocas	1000	η^-	0.50
Erro médio quadrático (MSE) para o treinamento	0,005 = 0,50%	Δ_0	0.07
-		Δ_{\max}	50
-		Δ_{\min}	10^{-6}

A rede neural artificial (RNA) do tipo MLP totalmente conectada e modelada com três camadas, uma de entrada com três nós e sem função de ativação, uma camada intermediária com 14 neurônios e função de ativação sigmoideal tangente hiperbólica $\tanh(v)$, e uma camada de saída com 10 neurônios e função de ativação sigmoideal logística $\varphi(v)$, utilizando o algoritmo de aprendizagem Rprop pela correção do erro, sendo adotado para os demais parâmetros os valores da Tabela 5.8, foi então utilizada para atender ao nosso problema.

Na Figura 5.8, mostramos o modelo de rede neural artificial (RNA) utilizado nesse trabalho.



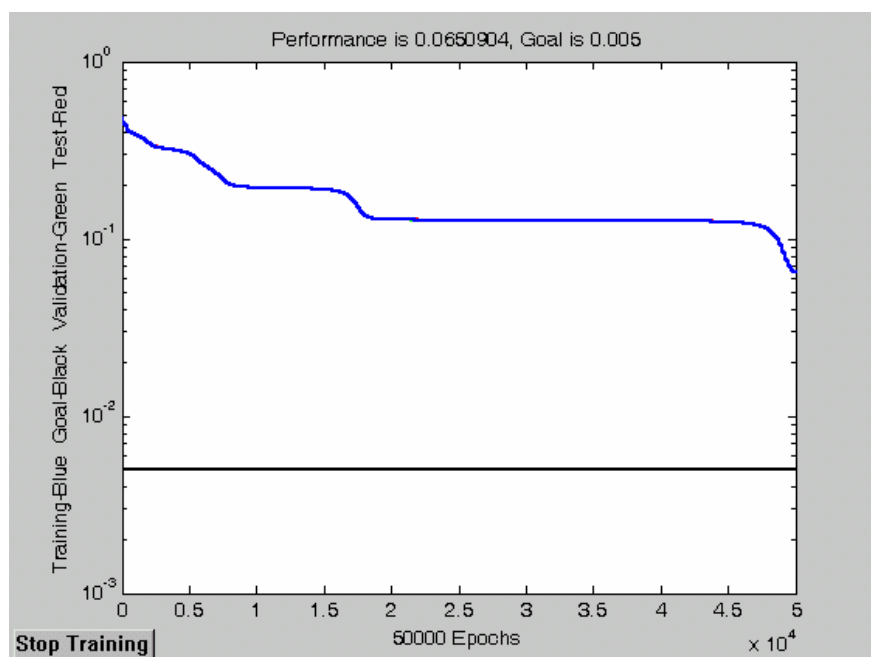


Figura 5.9 – Desempenho da RNA 3-8-10, com algoritmo *Back-propagation* e erro quadrático médio de 6,51%, com 50.000 épocas de treinamento

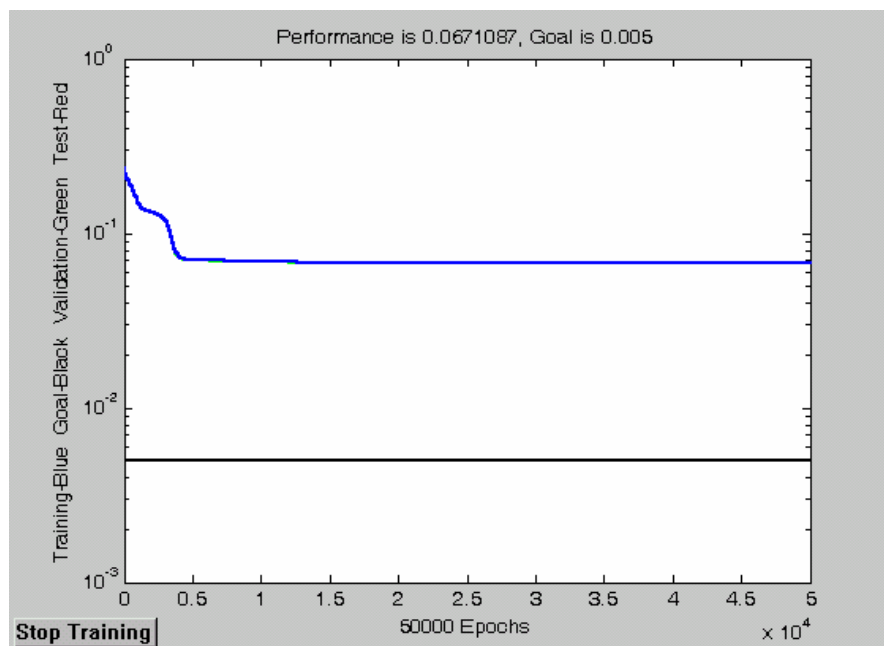


Figura 5.9a – Desempenho da RNA 3-14-10, com algoritmo *Back-propagation* e erro quadrático médio de 6,71%, com 50.000 épocas de treinamento.

5.1.2.4 - RESULTADOS OBTIDOS PELA RNA

Utilizando a rede neural artificial (RNA) definida no item anterior, e considerando o MATLAB versão 6.5 com os valores estabelecidos na tabela 5.8 para os parâmetros associados ao algoritmo de aprendizagem Rprop com frequência de ajustes de pesos e “biases” por época (ciclo) e com limites máximos para os erros quadráticos médios (MSE), quantidade de épocas durante o treinamento e crescimento do erro MSE para a validação durante o treinamento, verificamos que a rede adotada atingiu resultados satisfatórios, tanto nas fases de treinamento, validação e teste para o total de 4000 amostras de entrada

Na Tabela 5.9 temos os valores dos erros MSE para as 2000 amostras treinadas e as 1000 amostras de validação e as outras 1000 amostras de teste, sendo feito também outro teste para as 21693 amostras do conjunto de dados, realizados para a rede RNA 3-14-10, modelada conforme as especificações anteriores, aonde a RNA foi treinada com 10 reinicializações aleatórias para os seus pesos e *biases*. Observamos que das 10 redes treinadas, 03 delas atingiram o ponto de parada devido o valor estipulado para o MSE ter sido atingido antes das 1000 épocas, enquanto que as demais pararam os treinamentos por atingirem o limite de épocas estipuladas (1000), muito embora para essas redes o menor erro MSE obtido tenha sido de 0,005253, pouco acima do limite de 0,005.

As saídas das RNA, para que fossem comparadas com as suas respectivas saídas esperadas (ideais), tiveram seus valores aproximados em 0,1 ou 0,9, a dependerem dos valores e de acordo com o critério do “vencedor leva tudo” (winner-takes-all, [Prechelt,1994]), aonde o maior valor entre [0,1 ; 0,9] dentro dos dez obtidos em cada saída da rede RNA é considerado como sendo igual a 0,9, enquanto os demais são considerados iguais a 0,1. Dessa forma, obtemos também na tabela 5.9 os quantitativos de erros e/ou acertos para cada uma das RNA propostas, sendo encontrados os menores erros de classificações (certo/errado) quando se utiliza o critério do “vencedor leva tudo”, se comparamos com outro tipo de critério se não o “vencedor leva tudo”. Tal resultado já era previsto, uma vez que o valor esperado de saída da RNA só apresenta, para cada entrada da rede, um neurônio ativado na saída, ou seja um neurônio com valor igual a 0,9 ou 1,0 e os demais neurônios iguais a 0,1 ou 0.

Tabela 5.9 – Erros apresentados pela RNA MLP 3-14-10 durante o treinamento com as 2000 amostras , o teste e a validação com suas respectivas 1000 amostras, a quantidade de épocas atingidas durante o treinamento e os erros de classificações, quando feito o teste com as 1000 e com as 21693 amostras.

NR RNA	ÉPOCAS	ERRO MSE (no treino e na validação)	ACERTOS (EM 1000)	ERROS (EM 1000)	ACERTOS (EM 21693)	ERROS (EM 21693)
1	1000	0,005742	986	14	21049	644
2	1000	0,006268	985	15	20971	722
3	1000	0,005615	984	16	21008	685
4	734	0,004999	989	11	21184	509
5	706	0,004999	984	16	21006	687
6	1000	0,006346	984	16	21092	601
7	1000	0,005861	987	13	21166	527
8	1000	0,005642	986	14	21064	629
9	824	0,004994	989	11	21287	406
10	1000	0,005253	990	10	21170	523
VALOR MÉDIO	926,4	0,0055719 (=0,55719%)	986,4	13,6 (=1,36%)	21099,7	593,3 (2,735%)

Da Tabela 5.9, verificamos que a rede RNA especificada apresentou resultados satisfatórios, com um erro MSE médio de 0,55719%, MSE máximo de 0,6346% e MSE mínimo de 0,4994%, mostrando que a rede esta pouco sensível as alterações dos pesos e *biases* adotados quando da concepção de cada RNA, e que sua capacidade de generalização também foi muito boa, pois em todos os casos o erro MSE de validação acompanhou a mesma evolução do MSE de treinamento, ou seja nunca foi preciso parar o treinamento das RNA devido a um crescimento do erro de validação, muito embora tenhamos em alguns casos parados por terem atingidos antes das 1000 épocas de treinamentos, um erro MSE inferior a 0,005.

Além disso, os resultados obtidos pela RNA quanto dos testes com as 1000 amostras apresentaram um erro médio de classificações dos padrões de saídas de apenas 1,36%, sendo este erro também muito baixo quando testamos a rede para as 21693 amostras do nosso banco de dados (2,735%).

Das redes da Tabela 5.9, podemos destacar as RNA números 4, 5 e 9, por atingirem erros MSE de validações durante os respectivos treinamentos, inferiores a 0,50%, enquanto que as demais redes pararam seus respectivos treinamentos por atingirem o limite estipulado de 1000 épocas para treinamentos e com os erros MSE também próximos a 0,50%.

A seguir, mostramos nas Figuras 5.10 a 5.13, os gráficos obtidos durante os treinamentos das redes RNA números 4, 8, 9 e 10, associando os erros MSE de treinamento, validação e teste realizados com as 2000, 1000 e 1000 amostras respectivamente, também fazendo uso do *Toolboxes – Neural Network* software MATLAB 6.5.

Na Figura 5.10 o gráfico mostra a tendência de queda inicial e posterior estabilização do erro quadrático médio MSE obtido durante a fase de treinamento da RNA número 4, com as 2000 amostras, sendo praticamente o mesmo erro MSE para a validação com as 1000 amostras e o teste com as outras 1000 amostras.

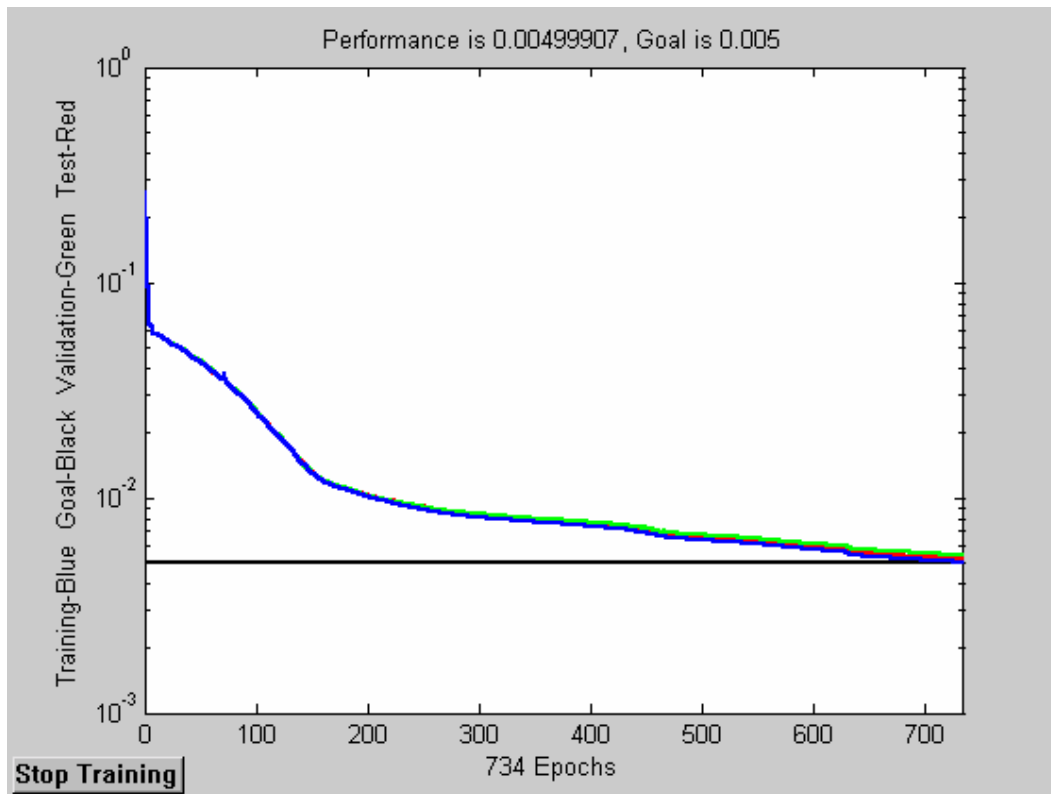


Figura 5.10 – Variações nos erros MSE para a rede RNA número 4.

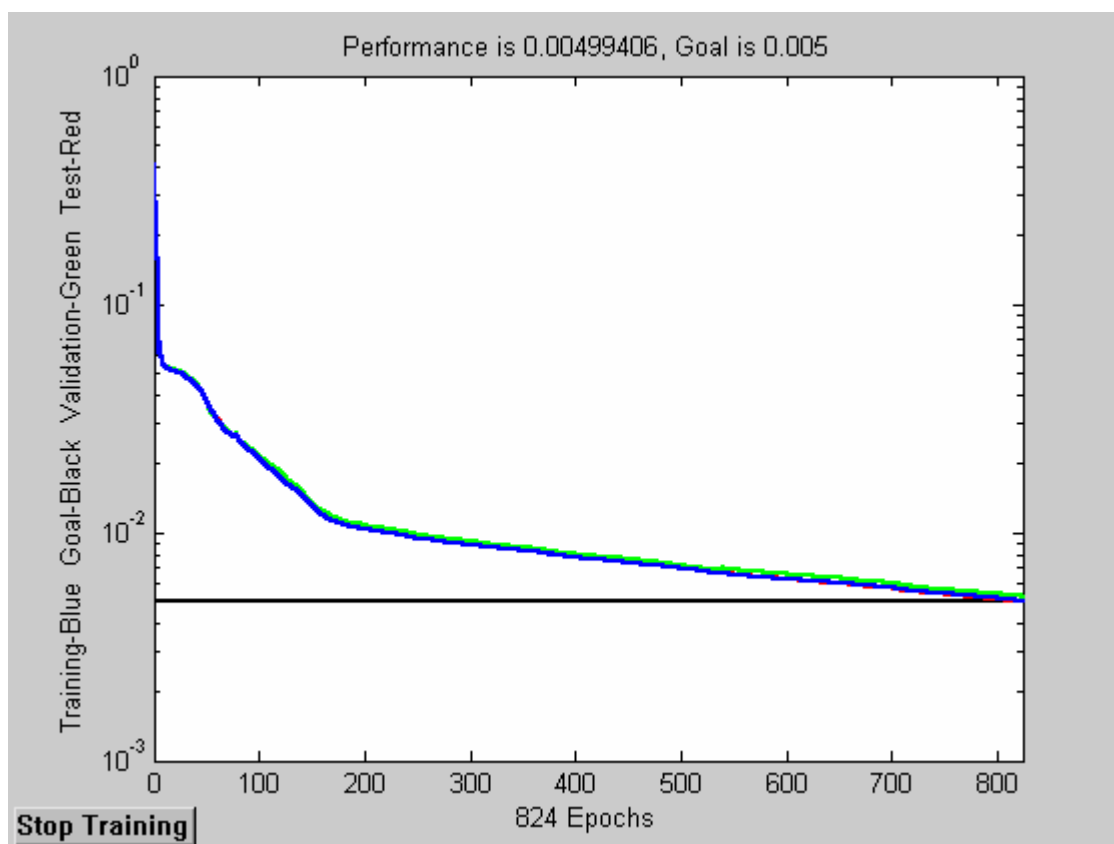


Figura 5.11 – Queda e estabilização posterior do erro quadrático médio durante o treinamento, validação e teste inicial feito para a definição da RNA número 9, a ser adotada para a solução do problema de reconhecimento de padrões pela IEC 1. Utilizaremos esta rede para “extrapolar” os diagnósticos pela IEC 1 para as 8920 amostras não tabelados no próximo item desse capítulo

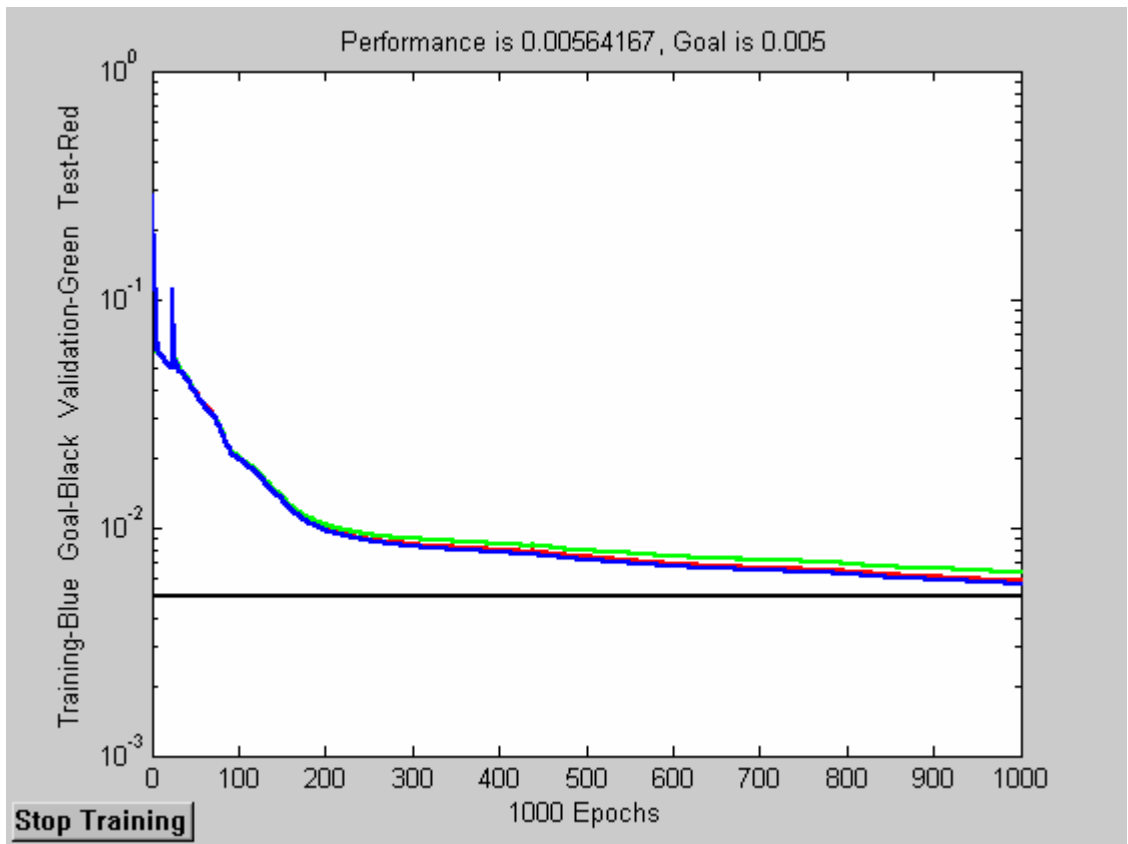


Figura 5.12 – Variações nos erros MSE para a rede RNA número 8.

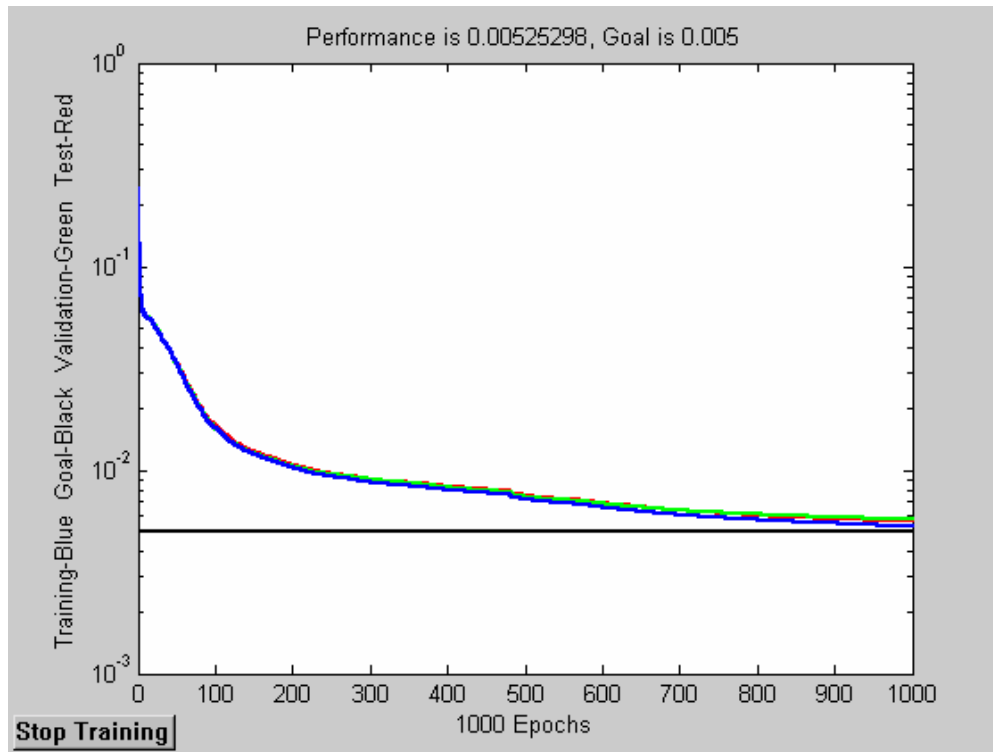


Figura 5.13 – Variações nos erros MSE para a rede RNA número 10.

Na Tabela 5.10, mostramos para a rede RNA número 9, que apresentou o menor erro MSE de treinamento e validação, os valores adotados para os pesos sinápticos e *biases* antes de iniciarmos o treinamento da mesma com as 2000 amostras.

Tabela 5.10 – Pesos e Biases da RNA (3-14-10) número 9, antes de iniciarmos o seu treinamento.

Valores dos pesos saindo dos nós (i) da 1ª camada para cada um dos neurônio (j) da 2ª camada - W_{ji}			
W_{ji}	$i = 1$	$i = 2$	$i = 3$
$j = 1$	-8.8965	121.8735	148.1943
$j = 2$	-25.149	-498.3298	-19.8547
$j = 3$	-1.3776	-0.80789	-247.9378
$j = 4$	5.6351	-59.0286	-0.27857
$j = 5$	9.3016	-23.3482	5.4547
$j = 6$	-821.4001	7.7641	719.7021
$j = 7$	323.5117	-2.407	261.5414
$j = 8$	263.3144	389.0312	43.5187
$j = 9$	-45.227	393.7279	0.78646
$j = 10$	5.4598	-17188.6909	-307.8335
$j = 11$	-96.7785	0.53594	1.5779
$j = 12$	-8.1246	-6.0265	-2693.3705
$j = 13$	0.55142	239.3908	70.7204
$j = 14$	-35.4633	-2230.1709	-0.40649
(Continua na próxima página)			

(Continuação da Tabela 5.10)										
Valores dos pesos saindo dos neurônios (j) da 2ª camada para cada um dos neurônio (k) da 3ª camada										
W_{kj}	$k = 1$	$k = 2$	$k = 3$	$k = 4$	$k = 5$	$k = 6$	$k = 7$	$k = 8$	$k = 9$	$k = 10$
$j = 1$	-0.54674	-0.39957	1.3989	0.64033	0.68304	0.49511	0.35914	0.71003	-1.0294	0.32708
$j = 2$	1.3189	-1.0586	0.98661	-1.2575	1.1142	-0.76864	-1.1907	0.72015	-0.55927	0.70793
$j = 3$	-1.3865	1.1161	0.67555	1.0814	0.910	1.1007	0.40779	1.1138	0.9397	1.0940
$j = 4$	0.46295	-1.1093	0.87599	0.67562	0.15828	0.93985	-0.62631	-0.02809	-0.22332	0.97242
$j = 5$	0.87155	-0.84253	0.41796	-0.78379	0.28349	-0.97413	1.1821	0.72121	-0.05212	1.4642
$j = 6$	-0.46078	-1.3411	1.3875	0.55714	0.28244	1.6621	-1.1731	-0.55157	1.3595	-1.3086
$j = 7$	0.31771	-0.1001	0.6723	1.0478	-0.76877	-0.15833	0.97053	-1.324	0.76122	0.9730
$j = 8$	-0.61592	-0.85242	-0.01716	0.54087	1.0872	-0.25538	-0.00617	-1.112	0.15913	-0.21149
$j = 9$	-1.0546	-1.1171	1.3418	-1.0620	1.2190	0.80213	1.1095	0.76327	-1.4595	-0.57399
$j = 10$	0.14593	-0.62435	0.53426	-0.45046	1.1752	-0.6145	-1.1563	0.86647	1.4114	-0.61883
$j = 11$	-0.40066	0.80032	-0.17686	-1.1682	1.2046	0.15259	-0.87945	-1.0215	1.0640	0.68497
$j = 12$	1.64850	1.0189	0.87311	0.76966	0.99024	-1.6701	-0.69376	0.97268	0.71023	-0.3122
$j = 13$	-0.64506	-0.08326	-1.0990	-0.01652	0.07366	0.0431	-0.65584	1.2051	0.051717	-0.13398
$j = 14$	0.91565	0.75442	0.31672	-1.2936	-1.0465	0.57095	0.90563	-0.20092	0.6092	-1.4136
(Continua na próxima página)										

(Continuação da Tabela 5.10)			
Valores dos Biases das 2ª e 3ª camadas da rede RNA (3-14-10).			
Neurônio da 2ª camada	b_j	Neurônio da 3ª camada	b_k
$j = 1$	1.9008	$k = 1$	3.3006
$j = 2$	-8.1145	$k = 2$	2.5671
$j = 3$	6.6681	$k = 3$	-1.8336
$j = 4$	-2.7732	$k = 4$	-1.1002
$j = 5$	-6.1650	$k = 5$	-0.36673
$j = 6$	-6.0805	$k = 6$	0.36673
$j = 7$	3.2149	$k = 7$	1.1002
$j = 8$	-0.20731	$k = 8$	1.8336
$j = 9$	3.0793	$k = 9$	-2.5671
$j = 10$	-1.8505	$k = 10$	3.3006
$j = 11$	-1.5118		
$j = 12$	1.1121		
$j = 13$	2.1687		
$j = 14$	1.3666		

Com base nos resultados obtidos, consideramos a rede neural artificial (RNA) modelada, do tipo MLP, principalmente a RNA 3 –14 –10 número 9 da Tabela 5.9 com menor erro quadrático médio durante o treinamento e a validação ($MSE < 0,50\%$), como satisfatória para atender as nossas necessidades quanto a emissão de diagnósticos de estado para os equipamentos baseados nos valores de suas análises de gases dissolvidos no óleo isolante, e tendo como critério o método da IEC 1.

Existem muito artigos e outros tipos de documentações e livros técnicos que abordam a aplicação de redes neurais para solucionarmos problemas dessa mesma natureza ([Riedmiller,1993], [Martino,1995], [Prechelt,1994] et al), estando para o caso do banco de dados da CHESF, com cerca de 21693 análises disponíveis e com diagnósticos pela IEC 1, definindo uma rede neural que atende com alto grau de acerto os diagnósticos cromatográficos dos estados desses equipamentos.

5.2 - DIAGNÓSTICOS CROMATOGRÁFICOS PARA AS ANÁLISES NÃO TABELADAS PELA IEC 1

Conforme já informado no item 5.1, a CHESF dispõe de 30613 análises cromatográficas de transformadores, autotransformadores e reatores, sendo que 21693 apresentam diagnósticos definidos (tabelados) pela IEC 1, enquanto que 8920 dessas análises não apresentam diagnósticos definidos pela IEC 1 (não tabelados). Sabemos também, que agora dispomos de uma rede neural artificial (RNA) que se encontra apta a definir este mesmo diagnóstico cromatográfico para os citados equipamentos. Diante disto, a primeira pergunta que surge é : Seria esta RNA capaz de extrapolar os seus conhecimentos e estimar um diagnóstico, dentre aqueles 10 que ela “aprendeu”, que mais se aproxime da realidade do estado em que se encontram operando estes equipamentos com análises cromatográficas não tabeladas? Bem é com base nesta indagação, que iremos nos dedicar nos próximos tópicos para tentar encontrar respostas a essa e outras dúvidas que surgirão ao longo desse trabalho. Sabemos também que nossa rede RNA está perfeitamente treinada para as 2000 amostras, homogêneas, aleatórias e oriundas do banco de 21693 análises tabeladas, que generalizou com sucesso as 1000 amostras apresentadas durante o teste, e que o teste posterior feito com todas as 21693 amostras tabeladas apresentaram resultados positivos, se comparadas com os resultados esperados pelo próprio critério da IEC 1. Assim sendo, procuremos tirar mais frutos dessa RNA, afim de melhor balizarmos o seu uso e importância no tratamento desses problemas.

5.2.1 - TRATAMENTO DOS DADOS NÃO TABELADOS

Analisando o conjunto de amostras com diagnósticos não tabelados e considerando que as possibilidades de diagnósticos são de $3^3 = 27$, ou seja, existem 17 diagnósticos possíveis não tabelados para a IEC 1, afora os 10 diagnósticos já tabelados (definidos), podemos distribuir estes dados de acordo com a Tabela 5.11.

Tabela 5.11 – Distribuição dos diagnósticos não tabelados pela IEC 1

CÓDIGO NÃO TABELADO IEC1	QUANTIDADE DE AMOSTRAS
002	4.414
011	602
012	472
100	1.221
111	181
112	177
120	706
121	74
122	166
200	231
201	55
210	53
211	26
212	258
220	156
221	14
222	114
TOTAL NÃO TABELADOS	8.920

Desse conjunto de amostras, observamos uma grande discrepância nas distribuições das amostras por tipo de diagnóstico não tabelado, aonde por exemplo a do código 221 apresenta apenas 14 amostras, a do código 211 apenas 26 amostras, enquanto outros códigos chegam a ter mais de 1000 amostras. Após esta primeira análise, a idéia inicial é apresentarmos separadamente cada subconjunto desses, ou seja amostras por código não tabelado, a nossa rede neural (RNA) e verificar a resposta indicada por ela para cada um desses diagnósticos não tabelados. Em outras palavras, faremos 17 novos testes com a RNA número 9 definida na Tabela 5.9, um teste para cada conjunto de amostras pertencentes ao mesmo diagnóstico, e com isto avaliaremos se esta RNA, com base nas nossas expectativas de respostas, consegue extrapolar para essas amostras os seus diagnósticos de forma satisfatória.

5.2.2 - DIAGNÓSTICOS ESPERADOS PARA AS RESPOSTAS DA RNA, DIANTE DAS RELAÇÕES IEC 1 NÃO TABELADAS

Considerando a natureza dos prováveis problemas encontrados internamente em um transformador, cuja parte ativa está imerso no óleo isolante, bem como as relações desses problemas com os gases chaves combustíveis gerados por eles e que são utilizados no critério da IEC1, podemos resumidamente afirmar, que em ordem crescente de gravidade, os problemas normalmente encontrados são:

Sobreaquecimento ou Defeito Térmico => Hidrocarbonetos => Geração de CH₄, C₂H₄ , C₂H₆ (menos C₂H₂)

Descarga parcial => Hidrogênio => Geração de H₂

Arco ou descarga com fluxo de energia => Acetileno => Geração de C₂H₂

Analisando o critério da IEC1 na Tabela 5.12, aonde o acréscimo ou decréscimo de determinado gás combustível implica na mudança de diagnóstico, podemos com base nos diagnósticos tabelados associarmos a natureza do problema (sobreaquecimento / descarga / arco) para os diagnósticos não tabelados de acordo com a evolução representativa do gás chave existente, à partir de uma relação com diagnóstico tabelado pela IEC1, conforme mostrado na Tabela 5.13

Tabela 5.12– Método pela IEC1 – Diagnósticos tabelados

Relação entre gases (R)	Código da IEC		
	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
$0,1 > R$	0	1	0
$0,1 \leq R < 1,0$	1	0	0
$1,0 \leq R < 3,0$	1	2	1
$R \geq 3,0$	2	2	2
CÓDIGO	DIAGNÓSTICO TABELADO IEC 1		
000	Deterioração normal do óleo isolante		
010	Descarga parcial de baixa energia		
020	Sobreaquecimento ou defeito térmico de baixa temperatura (de 150 a 300 °C)		
001	Sobreaquecimento ou defeito térmico de baixa temperatura (inferior a 150 °C)		
110	Descarga parcial de alta energia		
101	Arco ou descarga de baixa energia		
102	Arco ou descarga de alta energia		
202	Arco ou descarga de baixa energia		
021	Sobreaquecimento ou defeito térmico de média temperatura (de 300 a 700 °C)		
022	Sobreaquecimento ou defeito térmico de alta temperatura (superior a 700 °C)		

Tabela 5.13 - Método pela IEC 1 – Diagnósticos tabelados pela natureza e gravidade do problema.

DIAGNÓSTICOS IEC 1	GÁS CHAVE (ppm)	CÓDIGOS TABELADOS
DETERIORAÇÃO NORMAL (I)	---	000
SOBREAQUECIMENTO (II)	CH ₄ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆	020, 001, 021, 022
DESCARGA PARCIAL (III)	H ₂	010, 110,
ARCO (IV)	C ₂ H ₂	101, 102, 202

Considerando a idéia de partindo de um diagnóstico tabelado pela IEC 1, e simulando o aumento do gás chave associado a um dos problemas normalmente existentes, respeitando logicamente a maior gravidade por tipo de defeito, e que provoquem a mudança de faixa nas relações dos gases medidos pela IEC 1 para cada uma das relações não tabeladas, podemos com isso associar a cada uma delas um dos diagnósticos indicados na Tabela 5.13, conforme resultados mostrados na Tabela 5.14.

Tabela 5.14- Diagnósticos tabelados pela IEC 1 e a previsão de diagnósticos para os não tabelados

C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6	↑ gás chave	Gás mais Importante	DIAGNÓSTICOS (---) Tabelado IEC 1 (---) Não tabelado esperado
0	0	0	-----	-----	Deterioração normal do óleo isolante
1	0	0	↑ C_2H_2	C_2H_2	Arco ou descarga
2	0	0	↑ C_2H_2	C_2H_2	Arco ou descarga
0	1	0	↑ H_2	H_2	Descarga parcial de baixa energia
0	2	0	↑ CH_4	CH_4	Sobreaquecimento ou defeito térmico de baixa temperatura (150 - 300 °C)
0	0	1	↑ C_2H_4	C_2H_4	Sobreaquecimento ou defeito térmico de baixa temperatura(inferior a 150°C)
0	0	2	↑ C_2H_4	C_2H_4	Sobreaquecimento ou defeito Térmico
1	1	0	↑ C_2H_2 ; ↑ H_2	H_2	Descarga parcial de alta energia
1	2	0	↑ C_2H_2 ; ↑ CH_4	C_2H_2	Arco ou descarga
1	0	1	↑ C_2H_2 ; ↑ C_2H_4	C_2H_2	Arco ou descarga de baixa energia
1	0	2	↑ C_2H_2 ; ↑ C_2H_4	C_2H_2	Arco ou descarga de alta energia
2	1	0	↑ C_2H_2 ; ↑ H_2	C_2H_2	Arco ou descarga
2	2	0	↑ C_2H_2 ; ↑ CH_4	C_2H_2	Arco ou descarga
2	0	1	↑ C_2H_2 ; ↑ C_2H_4	C_2H_2	Arco ou descarga

(Continua na próxima página)

(Continuação da Tabela 5.14)					
C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6	↑ gás chave	Gás mais Importante	DIAGNÓSTICOS (---) Tabelado IEC 1 (---) Não tabelado esperado
2	0	2	↑ C_2H_2 ; ↑ C_2H_4	C_2H_2	Arco ou descarga de baixa energia
1	1	1	↑ C_2H_2 ; ↑ H_2 ↑ C_2H_4	C_2H_2	Arco ou descarga
1	1	2	↑ C_2H_2 ; ↑ H_2 ↑ C_2H_4	C_2H_2	Arco ou descarga
1	2	1	↑ C_2H_2 ; ↑ CH_4 ↑ C_2H_4	C_2H_2	Arco ou descarga
1	2	2	↑ C_2H_2 ; ↑ CH_4 ↑ C_2H_4	C_2H_2	Arco ou descarga
2	1	1	↑ C_2H_2 ; ↑ H_2 ↑ C_2H_4	C_2H_2	Arco ou descarga
2	1	2	↑ C_2H_2 ; ↑ H_2 ↑ C_2H_4	C_2H_2	Arco ou descarga
2	2	1	↑ C_2H_2 ; ↑ CH_4 ↑ C_2H_4	C_2H_2	Arco ou descarga
2	2	2	↑ C_2H_2 ; ↑ CH_4 ↑ C_2H_4	C_2H_2	Arco ou descarga
0	1	1	↑ H_2 ; ↑ C_2H_4	H_2	Descarga parcial
0	1	2	↑ H_2 ; ↑ C_2H_4	H_2	Descarga parcial
0	2	1	↑ CH_4 ; ↑ C_2H_4	CH_4	Sobreaquecimento ou defeito térmico de média temperatura
0	2	2	↑ CH_4 ; ↑ C_2H_4	C_2H_4	Sobreaquecimento ou defeito térmico de alta temperatura

Com base nos diagnósticos obtidos na Tabela 5.14 para as 17 possíveis relações da IEC 1 que não apresentam originalmente diagnósticos definidos, e que nossa saída esperada na rede RNA deverá apenas identificar a natureza do problema, ou seja se o equipamento está normal, ou com sobreaquecimento, ou com descarga parcial, ou com arco (Tabela 5.13), sem dimensionar se os mesmos são de alta, média ou baixa temperatura ou de alta ou baixa energia respectivamente, efetuamos testes com a rede neural (RNA) número 9 definida na Tabela 5.9, alimentando a mesma individualmente com cada subconjunto de amostras pertencentes a um mesmo diagnóstico não tabelado, e comparando as respostas (saídas) dadas pela rede neural com os diagnósticos esperados, obtemos os dados mostrados na Tabela 5.15.

Tabela 5.15 – Resultados obtidos pela rede RNA número 9 da tabela 5.9 para os não tabelados da IEC 1

CÓDIGO NÃO TABELADO	DIAGNÓSTICO ESPERADO	DIAGNÓSTICO RNA (-- mais representativo)	PERCENTUAL ACERTO RNA
100	ARCO OU DESCARGA (IV)	022, 101, 202 (IV)	100
200	ARCO OU DESCARGA (IV)	022, 101, 202 (IV)	100
002	SOBREAQUECIMENTO (II)	022, 101, 202 (IV)	0
120	ARCO OU DESCARGA (IV)	022, 101, 202 (IV)	100
210	ARCO OU DESCARGA (IV)	022, 101, 202 (IV)	100
220	ARCO OU DESCARGA (IV)	022, 101, 202 (IV)	100
201	ARCO OU DESCARGA (IV)	022, 101, 202 (IV)	100
111	ARCO OU DESCARGA (IV)	022, 101, 202 (IV)	100
112	ARCO OU DESCARGA (IV)	022, 101, 202 (IV)	100
121	ARCO OU DESCARGA (IV)	022, 101, 202 (IV)	100
122	ARCO OU DESCARGA (IV)	022, 101, 202 (IV)	100
211	ARCO OU DESCARGA (IV)	022, 101, 202 (IV)	100
212	ARCO OU DESCARGA (IV)	022, 101, 202 (IV)	100
221	ARCO OU DESCARGA (IV)	022, 101, 202 (IV)	100
222	ARCO OU DESCARGA (IV)	022, 101, 202 (IV)	100
011	DESCARGA PARCIAL (III)	022, 101, 202 (IV)	0
012	DESCARGA PARCIAL (III)	022, 101, 202 (IV)	0
TOTAL	QUANT = 17	ACERTOS = 14	82

Observamos da Tabela 5.15 que o comportamento da nossa RNA diante dos dados não tabelados foi completamente diferente do seu comportamento diante dos dados tabelados, muito embora tenha apresentado um percentual elevado de acerto nos diagnósticos não tabelados em relação aos resultados estimados (82%). Enquanto que a rede neural RNA, para os casos dos tabelados, só ativava de cada vez um neurônio na saída para praticamente todo o conjunto de 21693 amostras tabeladas, para o caso dos não tabelados, a mesma rede RNA ativava em média três neurônios para cada amostra não tabelada que era testada por ela, sendo ativado com maior valor próximo de 1 o neurônio N10, responsável pela geração do código 202 da IEC 1 (Arco ou descarga de baixa energia), e ativado com menor valor o neurônio N6, responsável pela geração do código 022 da IEC 1 (Sobreaquecimento ou defeito térmico de alta temperatura). Outro neurônio também ativado, muito embora sempre em menor intensidade que o neurônio N10, foi o neurônio N7, responsável pela geração do código 101 da IEC 1(Arco ou descarga de baixa energia), que é igual ao diagnóstico dado pelo código 202.

Analisando os 03 subconjuntos, de um total de 17 subconjuntos, aonde a nossa rede RNA apresentou resultados diferentes dos esperados, temos os seguintes comentários:

- a) Códigos 011 e 012 : Esperava-se um diagnóstico de descarga parcial, mas no entanto, a rede indicou como sendo mais adequado que fosse adotado o diagnóstico de arco de baixa energia. Fisicamente, estes dois diagnósticos são bem próximos e de difícil diferenciação, não devendo ser considerado como um “total erro” da RNA quando dessas classificações. Se considerarmos esta linha de raciocínio, teremos para a RNA um acerto de 16 diagnósticos, equivalente a um percentual aproximado de 94% ao invés de 82%;
- b) Código 002: Esperava-se um diagnóstico de sobreaquecimento ou defeito térmico, mas nesse caso, a rede RNA também adotou o diagnóstico de arco de baixa energia, como sendo o mais indicado, embora tenha tornado mais representativo o código de sobreaquecimento 002. Considerando as evoluções dos gases chaves associados a cada um desses diagnósticos, julgamos que para este subconjunto a nossa rede RNA de fato não conseguiu “extrapolar” corretamente os dados testados por ela e errou na classificação do diagnóstico padrão de saída.

Em geral, consideramos que a extrapolação feita pela rede RNA foi satisfatória, devendo ser adotado os diagnósticos inicialmente estimados para o conjunto de amostras que apresentam originalmente diagnósticos não tabelados pela IEC 1.

5.2.3 – RESULTADOS DA RNA PARA AS OCORRÊNCIAS COM DIAGNÓSTICOS NÃO TABELADOS.

No sentido de testarmos os diagnósticos definidos para aquelas amostras que não apresentam diagnósticos tabelados pela IEC 1, mostramos na Tabela 5.16, alguns exemplos de equipamentos dos **Anexos I e II**, e cujos diagnósticos cromatográficos pela IEC 1 após suas ocorrências, não indicavam a natureza do problema. Para estes casos, utilizamos os respectivos diagnósticos definidos no item anterior e comparamos os mesmos com os problemas encontrados quando das inspeções internas dos equipamentos.

Tabela 5.16 - Equipamentos com diagnósticos não tabelados pela IEC1 após suas falhas.

EQUIPAMENTO	NR.SÉRIE	DATA	INSPEÇÃO INTERNA	DIAGNÓSTICOS RNA (-) especialista	
TRAFO 69kV	5100349	16/05/85	CURTO-CIRCUITO (ARCO) ENTRE ESPIRAS 13.8kV	5/03/85 102	16/05/85 122 - ARCO
TRAFO 230kV	117200-2	01/10/87	CURTO-CIRCUITO (ARCO) ENTRE ESPIRAS 13.8kV	18/3/87 000	01/10/87 002-ARCO 002- Sobre- aquecimento
REATOR 230kV	5100455	24/08/88	SOBREAQUECIMENTO BOBINA REATOR 230kV	3/12/87 002	25/08/88 002-ARCO 002- Sobre- aquecimento
AUTO TRAFO	8234850103	05/04/90	CDC - ARCO/DESGASTES CONTATOS INVERSORA	7/11/89 000	05/04/90 200 - ARCO
TRAFO 230kV	46424	21/01/91	CURTO-CIRCUITO (ARCO) ENTRE ESPIRAS 13.8kV	6/11/90 000	21/01/91 100 - ARCO
REATOR 230kV	5100456	29/09/91	ARCO BLINDAGEM ENROLAMENTO 230kV	7/08/91 002	29/09/91 112 - ARCO
REATOR 230kV	SP2106	21/01/92	ARCO / EXPLOSÃO BUCHA 230kV	20/1/91 002	21/01/92 122 - ARCO
TRAFO 230kV	569989	19/07/95	CDC – ARCO / DANOS CHAVE DESVIADORA	30/3/95 000	19/07/95 100 - ARCO
TRAFO 500KV	218205/2	26/09/98	CURTO-CIRCUITO (ARCO) ENTRE ESPIRAS 500kV	14/9/98 020	26/09/98 122 - ARCO
TRAFO 230kV	D203254	09/12/02	CURTO-CIRCUITO (ARCO) ENTRE ESPIRAS 132kV	6/08/02 020	09/12/02 100 - ARCO

Dos dez exemplos tratados na Tabela 5.16, observamos que 08 casos apresentaram diagnósticos pela RNA compatíveis com a natureza do problema caracterizado na inspeção interna do equipamento após a sua falha, enquanto que em um caso o diagnóstico pela RNA foi diferente do encontrado na inspeção interna, mas igual quando comparado com o diagnóstico esperado (código 002 => Sobreaquecimento), e no outro caso, ocorreu o inverso, sendo compatível o resultado de sua inspeção interna com o indicado pela RNA para o código 002 (Arco).

Resumidamente, verificamos também que o índice de acertos da nossa RNA para os diagnósticos não tabelados pela IEC 1 foi satisfatório (90%), devendo ser recomendado uma investigação complementar para melhor caracterização do diagnóstico associado as amostras com o código 002.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

6.1-CONCLUSÕES

Do exposto nesse trabalho, as principais conclusões de forma resumida são:

- 1) O aperfeiçoamento de sensores e diagnósticos de sistemas de monitoramentos on-line dos estados de operação de transformadores, bem como o seu maior uso com o passar do tempo, é uma realidade, associada a necessidade de otimizarmos o momento e o tempo de duração da manutenção, no sentido de reduzirmos os custos das empresas, com base na maior disponibilidade operacional e na menor incidência de falhas, que venham a penalizar as empresas duplamente, seja pelo maior custo de reparo do equipamento falhado, como no pagamento de multas estipuladas pela ANEEL, conforme o atual modelo do setor elétrico;
- 2) Procurar utilizar os critérios e comentários feitos, particularmente os do item 4.2.1, afim da engenharia de manutenção melhor avaliar as reais condições operacionais de um dado equipamento, com base no histórico existente de análises cromatográficas, e com isto melhor se balizar na difícil tarefa de definir pela retirada ou não de operação do equipamento;
- 3) Com base na análise de desempenho dos equipamentos da CHESF e nos custos elevados para repará-los, devemos dá maior importância ao monitoramento da parte ativa dos transformadores, seguidos de seus comutadores CDC e buchas. Dentro dessa linha, verificamos que a técnica de análise dos gases combustíveis dissolvidos no óleo isolante, denominada simplesmente de análise cromatográfica, utilizada pela empresa desde 1978, ainda se constitui na melhor ferramenta para avaliar preditivamente o real estado operacional dos transformadores (parte ativa), com destaque para o método de diagnóstico pela IEC (ou IEC 1);

- 4) Do banco de dados com as análises cromatográficas desses equipamentos, de um total de 30613 amostras, 8920 amostras não apresentam diagnósticos definidos (tabelados) pela IEC1, sendo importante definirmos o diagnóstico para esse quantitativo de amostras, principalmente se consideramos que dentre os vários métodos de diagnósticos utilizados pela CHESF, o que apresenta um melhor desempenho é o diagnóstico indicado pela IEC 1;
- 5) O uso de técnicas de inteligência artificial, e mais precisamente de redes neurais artificiais (RNA) se mostrou nesse trabalho bastante útil, sendo modelada uma rede RNA, que apresentou resultados bastante satisfatórios quando treinada, validada e testada com um conjunto total de 4000 amostras, homogêneas por diagnóstico tabelado da IEC 1 e coletadas aleatoriamente para formar este conjunto, e apresentando também resultados satisfatórios quando empregada para diagnosticar corretamente as 21693 amostras tabeladas pela IEC 1;
- 6) O uso da nossa rede RNA número 9, tipo MLP 3-14-10 definida na Tabela 5.9, para “extrapolar” um diagnóstico para cada uma das 8920 amostras não tabeladas pela IEC 1, apresentou resultados também satisfatórios, se compararmos as saídas apresentadas pela rede com as expectativas do especialista da engenharia de manutenção dessa área ;
- 7) O uso de redes neurais artificiais (RNA), bem como de outras inteligências artificiais, como por exemplo Lógicas Fuzzy (Nebulosa) e Sistemas Especialistas, se mostram cada vez mais como ferramentas importantes para as soluções de diversos problemas, sendo a cada dia mais utilizadas no desenvolvimento de modelos para aperfeiçoarem ou definirem diagnósticos inicialmente inexistentes para determinadas situações, bem como para emitirem prognósticos quanto aos estados dos equipamentos, informação esta bastante importante quanto ao aspecto de definição do melhor momento de intervenção para a correção do defeito (manutenção), vindo assim a evitar a ocorrência de falha do equipamento;
- 8) Baseado no estudo do estado da arte e em nossa experiência, devemos ter em mente que os sistemas de monitoramentos on-line, embora já estejam operando a anos em alguns equipamentos de outras empresas do setor elétrico, o mesmo ainda é caro e precisa melhor ser avaliado quanto aos seus desempenhos, associados aos benefícios obtidos com a sua utilização e aos custos envolvidos para

adquiri-los. A empresa antes de decidir pela sua implantação, principalmente se de forma rotineira, deverá levar em consideração os resultados indicados pela análise de desempenho de seus equipamentos, bem como sua política estratégica com relação a reserva técnica de equipamentos e aos níveis de riscos operacionais dos mesmos, assumidos como satisfatórios por ela;

6.2 –RECOMENDAÇÕES

- 1) Utilizar um sistema de monitoramento on-line completo como protótipo em um equipamento a ser definido pela engenharia de manutenção de transformadores, de preferência um banco de autotransformadores monofásicos de 500kV, devendo ser dado ênfase para a análise dos parâmetros associados a avaliação da parte ativa, e depois do comutador CDC e das buchas. Caso fique muito oneroso a sua instalação em um equipamento usado, devemos avaliar se a aquisição e instalação de um sistema desses, junto com a compra de um equipamento novo, não torna esta opção mais atrativa em termos financeiros;
- 2) Disseminar mais a aquisição e instalação de sensores que meçam os valores dos parâmetros associados aos componentes de equipamentos, cuja família esteja com suspeitas de problemas nesses tipos de componentes, baseado na análise de desempenho dos mesmos. Como exemplo citamos a futura instalação de um dispositivo para medir on-line as capacitâncias e fatores de potência (ou tangente delta) das buchas de 500kV dos transformadores elevadores da Usina de Xingó (UXG) / CHESF;
- 3) Procurar utilizar mais as técnicas ou ferramentas de inteligência artificial, como foi feito nesse trabalho com o uso de redes neurais para complementar os diagnósticos de análises não tabeladas pela IEC, nas soluções de problemas da manutenção, visando entre outras coisas a uma melhor otimização dos recursos e processos, vindo no final a reduzir os custos e a melhorar a qualidade dos produtos fornecidos e/ou serviços prestados. Como exemplo vislumbramos o uso de um sistema especialista, o qual normalmente trabalha baseado no atendimento de regras e condições pré estabelecidas, associado ao uso de redes neurais, na concepção final de um modelo de diagnóstico do estado operacional de um equipamento, considerando a princípio apenas os parâmetros medidos

pelas análises de óleo isolante (cromatografia, físico-química, teor de Furfuraldeído) e dados operacionais e cadastrais do equipamento, capaz de definir automaticamente o real estado operacional do mesmo, seja em condições normais ou outras do tipo sobrecargas, sendo possível dar saídas gerenciais do tipo: retirar ou não o equipamento para inspeção interna e posterior reparo, aumentar ou não o nível de carregamento para um determinado valor sem que haja um maior risco de falha ou perda maior de vida útil, etc.

- 4) Adotar para as amostras cromatográficas da CHESF, que não apresentam diagnósticos tabelados pela IEC 1, os diagnósticos definidos pelo especialista da engenharia de manutenção, e indicados na Tabela 5.14.

Dos 17 códigos não tabelados pela IEC 1, apenas as amostras cromatográficas associadas ao código 002 precisam de uma investigação complementar, para melhor subsidiar uma análise futura quanto a necessidade ou não de otimizarmos o diagnóstico hoje indicado para as mesmas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas – Projeto NBR IEC 60599, “Equipamento elétrico em serviço, impregnado com óleo isolante- Guia de interpretação da análise dos gases livres e dissolvidos”, Rio de Janeiro – RJ, Junho, **2001**.

Battiti, R., “First and second-order methods for learning: between steepest descent and Newton’s method. Technical report”, University of Trento, **1991**.

Bengtsson, C... ABB Transformers AB. “Status and Trends in Transformer Monitoring”, IEEE Transactions on Power Delivery, volume 11, N° 3, July **1996**.

Checksfield, Matt, and Westlake, Alex, “Experiences with operating and monitoring generator transformers”, Power Technology, UK, **1997**.

CHESF – “Análise de Desempenho / Taxa de falha em Transformadores, Autotransformadores e Reatores” . Período: 1979 a 1996, ano **1997**.

CHESF – “Análise de Desempenho / Taxa de falha em Transformadores, Autotransformadores e Reatores” . Período: 1997 a 2002, ano **2003**.

Dietrich, W. et al. CIGRÉ Working Group 05.” “An International Survey on Failures in Large Power Transformers in Service”, ELECTRA N° 88/**1983**.

Diogo, Antonio C. Teixeira et al, “Critérios para aplicação de sistemas especialistas para diagnósticos de falhas em equipamentos de subestações”, XVI SNPTEE, Campinas – SP, Outubro, **2001**

Diversos materiais obtidos juntos aos fabricantes de transformadores, reatores e de instrumentos de supervisão, proteção e controle, relacionados ao monitoramento desses equipamentos (fabricantes ABB, Siemens, Alstom, Syprotec, Doble, Tree Tech), 2001 / **2002**.

Dupont, Carlos Julio, et al, “DIANE – Sistema de Análise e Diagnóstico de Equipamentos”, Seminário Nacional do Setor Elétrico, Belo Horizonte – MG, Junho, **2001**

Dupont, Carlos Julio, et al, “ DianE – Desenvolvimento de metodologias e sistemas de análise e diagnóstico de equipamentos”, , II Workshop de Técnicas de I.^a, Aplicadas a Sistemas de Potência e Industriais, IASP, **2001a**.

Fahlman S.E., “Na empirical study of learning speed in backpropagation networks. Technical report”, Carnegie Mellow University, **1988**.

GCOI/CDE – Comissão de Desempenho de Equipamentos e Instalação – “Relatório Técnico: Análise Estatística de Desempenho de Transformadores” 1994/1995/**1996**.

Grimoni, Jose Aquiles Baesso, et al, “Monitoramento e sistema especialista para diagnóstico de equipamentos de subestações”, XVI SNPTEE, Campinas – SP, Outubro, **2001**.

Guardado, J.L., Naredo, J.L., Moreno, P., and Fuerte, C.R., - “A Comparative Study of Neural Network Efficiency in Power Transformers Diagnosis Using Dissolved Gas Analysis”, IEEE Transactions on Power delivery, October, **2001**.

Hagan, M., Menhaj M., “Training feedforward networks with the Marquardt algorithm”. IEEE Transactions on Neural Networks, 5(6):989-993, November, **1994**.

Haykin, Simon, “Redes Neurais – Princípios e práticas”, Bookman, Segunda Edição, Porto Alegre – RS- **2001**.

IEC – International Electrotechnical Commission – “Interpretation the analysis of gases in transformer and other Oil-filled impregnated Electrical Equipment in Service” , CEI – IEC – 599, First Edition, **1978**.

IEC – International Electrotechnical Commission – “Mineral Oil-impregnated Electrical Equipment in Service – Guide to the interpretation of Dissolved and Free Gases Analysis” , CEI – IEC – 60599, Second Edition, **1999**.

Ludermir, Teresa B., Braga, Antônio de Pádua, e Carvalho, André Carlos P.L.F., “Redes Neurais Artificiais : Teoria e Aplicações”, Editora LTC, Rio de Janeiro-RJ, Brasil, **2000**.

Martino, Marcello Baptista e Assis Filho, Francisco, “ Diagnóstico de Transformadores utilizando Redes Neurais”, XIII SNPTEE- Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Florianópolis – SC, Brasil, **1995**.

Mendes, José Carlos. “Relatório Técnico – Análise de Suportabilidade dos Transformadores Elevadores da Usina Hidroelétrica de Luiz Gonzaga” Maio, **1999**.

Milasch, Milan, “Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante”, Editora Edgard Blucher Ltda, São Paulo – SP, **1984**.

Moraes, Humberto Maribondo et al, “ As subestações e suas soluções inovadoras no novo ambiente do setor elétrico: o estado da arte no mundo e uma visão de sua inserção no Brasil”, XVI SNPTEE, Campinas-SP, Outubro, 2001

Myers, S.D. et al. “A Guide to transformer Maintenance” Ohio/U.S.A, **1981**.

Norma, Manutenção CHESF NM-MN-SE-S.005, “Acompanhamento e avaliação dos estados dos equipamentos de subestações e das características do seu óleo isolante”, Segunda Edição, Recife – PE, Outubro, **1996**.

- Pena, Miguel C. Medina e Barros Filho, Vespucio N. A,** “Redução da Taxa de Falha de Transformadores e Reatores” , XXIV Encontro Técnico do GTMS, Vitória – ES, Novembro, **1996.**
- Pena, Miguel C. Medina,** Dissertação de Mestrado – “Falhas em transformadores de Potência: Uma contribuição para análise, definições causas e soluções”, UFEI-Itajubá-MG, **2003.**
- Plaut, D., Nowlan S. and Hinton G.,**” Experiments on learning by backpropagation. Technical report”, Departament of Computer science, Carnegie-Mellon University, **1986.**
- Prechelt, Lutz, PROBEN1-** “A Set of Neural Network Benchmark Problems and Benchmarking Rules” University of Karlsruhe, September, **1994.**
- Riedmiller, Martin and Braun, Heinrich** “A Direct adaptive Method for faster Backpropagation Learning: The RPROP Algorithm”, University of Karlsruhe, **1993.**
- Riedmiller , Martin,** “Rprop – descripton and implementation details Technical report”, University of Karlsruhe, **1994.**
- Rumelhart, D.E., and J.L. McClelland,** “Parallel Distributed Processing, : Foundations”, Volume 1, The MIT Press, **1986.**
- Sokolov, Victor.** “Transformer Life Management”. II Workshop on Power Transformers – CIGRÉ , Salvador - Bahia, Brasil, Agosto,**2001.**
- Tafner, Malcon A et al,** “Redes NeuraisArtificiais – Introdução e Princípios de Neurocomputação” editora EKO , Blumenau – SC, **1996.**

Thang, K.F., Aggarwal, R.K., Esp, D.G., and McGrail, A J., “ Statistical and Neural Network Analysis of Dissolved Gases in Power Transformers”, University of Bath, UK, IEE- Dielectric Materials, Measurements and Applications Conference Publication 473, **2000**

Wang, Zhenyuan, Liu, Yilu, and Griffin, Paul J., “ Neural Net and Expert System Diagnose Transformer Faults”, IEEE Computer Applications in Power, **2000**.

Anexos

ANEXO I - HISTÓRICO DE FALHAS DE TRANSFORMADORES E REATORES DE 1991 ATÉ AGOSTO/2003

ITEM	DATA	SE	ESPECIE	FABRICANTE	TENSÃO	N. SERIE	POS. OPER
1	26/7/1991	USQ	Trafo Potencia	Coemsa	500KV	46563	01T4-B
2	19/6/1991	USQ	Trafo Potencia	Coemsa	500KV	45424	01T6-B
3	24/5/1991	ULG	Trafo Potencia	Ansaldo	500KV	2I8205-1	01T3-C
4	27/1/1991	USD	Trafo Potencia	ASEA	230KV	18846	01T4-C
5	jan/91	USD	Trafo Potencia	BBC	230KV	4499	01T3-A
6	9/12/1991	RLD	Trafo Regulador	TUSA	230KV	406855	04T3
7	7/2/1991	SNB	Trafo Potencia	GE	230KV	B958063	04T2
8	10/8/1991	MTT	Trafo Regulador	ASEA	230KV	54607	04T3
9	18/3/1991	OLD	Trafo Potencia	Westinghouse	230KV	5065989	04T1
10	21/1/1991	PTU	Trafo Regulador	Coemsa	230KV	46424	04T1
11	2/8/1991	BGI	Trafo Regulador	ASEA	230KV	54605	04T1
12	fev/91	MRD	Trafo Regulador	Mitsubishi	230KV	569987	04T3
13	14/3/1991	PTU	Trafo Potencia	Siemens	69KV	36250	02T3
14	29/9/1991	UBE	Reator Shunt	GE	230KV	5100456	04E1
15	6/8/1991	PRI	Reator Shunt	BBC	230KV	SP-2106	04E2-B
1	8/2/1992	FNL	Trafo Regulador	Trafo Union	230KV	406108	04T6
2	10/4/1992	TSA	Trafo Regulador	Fuji	230KV	AJ69004T1	04T1
3	25/9/1992	PRI	Trafo Regulador	Coemsa	230KV	37993	04T1
4	23/1/1992	MLG	Trafo Potencia	AEG	69KV	5167	02T6
5	19/5/1992	SMD	Trafo Terra	ASEA	69KV	2894561	02A1
6	30/8/1992	ULG	Trafo Potencia	IEL	500KV	32025	01T3-C
7	26/7/1992	USQ	Trafo Potencia	Coemsa	500KV	45725	01T2-C
8	21/1/1992	PRI	Reator Shunt	BBC	230KV	SP-2106	04E2-B
9	20/2/1992	OLD	Reator Shunt	Mitsubishi	500KV	77323301106	05E2-B
10	22/12/1992	UTC	Trafo Potencia	BBC	230KV	SP8641	01T1
1	2/2/1993	USQ	Trafo Potência	Coemsa	500KV	45731	01T3-B
2	1/4/1993	TAC	Trafo Regulador	Mitsubishi	230KV	571556	04T1
3	3/3/1993	TSA	Reator Shunt	BBC	230KV	SPT1465	04E1-C
4	24/3/1993	USQ	Trafo Potência	Coemsa	500KV	45723	01T3-B
5	23/2/1993	UBE	Trafo Terra	BBC	69KV	SP3533	02A1
6	22/1/1993	BJS	Trafo Potência	BBC	230KV	4807	04T2
7	22/5/1993	MTT	Trafo Regulador	Elektrobau	230KV	134842	04T1
8	28/6/1993	MRR	Trafo Regulador	Asea	230KV	55902	04T3
9	16/6/1993	BGI	Trafo Terra	Itel	69KV	31453	02A2
10	15/6/1993	BNO	Trafo Terra	Itel	69KV	31441	02A1
11	8/6/1993	BGI	Trafo Potência	BBC	69KV	4994	02T8-A
12	23/6/1993	AGL	Trafo Regulador	Asea	230KV	20903	04T3

ANEXO I - HISTÓRICO DE FALHAS DE TRANSFORMADORES E REATORES DE 1991 ATÉ AGOSTO/2003

ITEM	DATA	SE	ESPECIE	FABRICANTE	TENSÃO	N. SERIE	POS. OPER
13	24/8/1993	BJS	Trafo Regulador	Asea	230KV	57692	04T3
14	26/9/1993	GNN	Trafo Regulador	Mitsubishi	230KV	569989	04T2
15	7/12/1993	FNL	Trafo Potência	GE	138KV	85374	03T7
1	5/1/1994	USQ	Trafo Potência	Coemsa	500KV	45726	01T5-A
2	5/1/1994	UST	Trafo Potência	BBC	230KV	SP1198	01T4-B
3	19/4/1994	ACD	Trafo Regulador	Asea	230KV	57690	04T2
4	4/1/1994	USQ	Trafo Potência	Coemsa	500KV	45716	01T1-C
5	4/5/1994	BGI	Trafo Potência	BBC	69KV	4994	02T8-A
6	23/5/1994	TSA	Reator Shunt	BBC	230KV	SPT1467	04E1-B
7	16/6/1994	MRR	Trafo Regulador	Asea	230KV	55908	04T2
8	17/6/1994	MRD	Trafo Regulador	Elektrobau	230KV	134841	04T3
9	19/7/1994	JCR	Trafo Regulador	Italtrafo	230KV	I7200-2	04T2
10	30/8/1994	UFL	Trafo Potência	Lion	115KV	43461	06T2-A
11	5/8/1994	FNL	Trafo Regulador	TUSA	230KV	N406108	04T6
12	15/9/1994	FNL	Trafo Potência	BBC	230KV	5241	04T7
13	16/10/1994	TSA	Trafo Regulador	GE	230KV	5100356	04T1
14	2/12/1994	TSA	Trafo Regulador	GE	230KV	5100356	04T1
15	9/12/1994	ULG	Trafo Potência	IEL	500KV		01T2-C
16	12/12/1994	USQ	Trafo Potência	Coemsa	500KV	45728	01T3-C
1	27/1/1995	JCR	Trafo regulador	Italtrafo	230KV	117200-8	04T1
2	8/2/1995	CRD	Trafo potencia	Coemsa	69KV	27155	02T1-A
3	18/2/1995	MSI	Trafo potencia	TUSA	500KV		05T2-B
4	1/3/1995	BEA	Reator Shunt	Mitsubishi	500KV	7832340202	05E2-A
5	3/4/1995	CRD	Trafo potencia	BBC	138KV	SP3471	03T1
6	22/4/1995	ULG	Trafo potencia	Ansaldo	500KV	2I8205-3	01T1-B
7	19/7/1995	GNN	Trafo regulador	Mitsubishi	230KV	569989	04T1
8	18/11/1995	FTZ	Reator Shunt	BBC	230KV		04E1-B
9	7/10/1995	IRE	Trafo potencia	BBC	230KV	4808	04T2
10	21/11/1995	AGL	Trafo regulador	ASEA	230KV	41697	04T1
11	26/11/1995	OLD	Trafo potencia	Westinghouse	230KV	5065989	04T1
12	16/6/1995	NTD	Trafo potencia	TUSA	69KV	501146	02T5
1	3/2/1996	UXG	Trafo potencia	TUSA	500KV	501095	01T4-C
2	8/2/1996	ULG	Trafo potencia	Ansaldo	500KV	2I8205-3	01T1-B
3	23/2/1996	ACD	Trafo regulador	BBC	230KV	SPT1267	04T4
4	18/5/1996	SJI	Reator shunt	ASEA	500KV	7106620	05E1-C

ANEXO I - HISTÓRICO DE FALHAS DE TRANSFORMADORES E REATORES DE 1991 ATÉ AGOSTO/2003

ITEM	DATA	SE	ESPECIE	FABRICANTE	TENSÃO	N. SERIE	POS. OPER
5	22/5/1996	UFL	Trafo potencia	Lyon	115KV	43463	06T1-C
6	9/8/1996	AGL	Trafo regulador	ASEA	230KV	20902	04T2
7	19/8/1996	GNN	Trafo regulador	Mitsubishi	230KV	569986	04T2
8	8/11/1996	ULG	Trafo potencia	IEL	500KV	32025	01T1-B
9	9/11/1996	RIB	Trafo regulador	TUSA	230KV	501103	04T1
10	4/12/1996	BJS	Trafo potencia	BBC	230KV	4807	04T2
1	15/1/1997	MLG	Trafo regulador	Mitsubishi	230KV	571554	04T3
2	16/1/1997	USU	Trafo potencia	Brown Boveri	230KV	SP3926	01T3-A
3	19/3/1997	MTT	Trafo regulador	FUJI	230KV	AZ69070T1	04T4
4	1/4/1997	BNB	Reator shunt	GE	230KV	400	04E4-T
5	6/4/1997	PRD	Trafo regulador	Mitsubishi	230KV	569990	04T1
6	6/4/1997	MSI	Autotrafo	TUSA	500KV	501135	05T3-A
7	27/4/1997	USB	Reator shunt	Mitsubishi	500KV	8442700101	05E6-B
8	4/5/1997	CMD	Reator shunt	Mitsubishi	500KV	7732340103	05E1-A
9	29/5/1997	STD	Trafo terra	Coemsa	69KV	40126	02A1
10	23/8/1997	AGL	Trafo regulador	ASEA	230KV	41697	04T1
11	19/9/1997	RLD	Trafo regulador	Italtrafo	230KV	117200-3	04T2
12	30/12/1997	USB	Reator shunt	ASEA	500KV	7106612	05E5-C
1	16/3/1998	AGL	Trafo regulador	ASEA	230KV	20903	04T3
2	5/5/1998	FNL	Trafo regulador	SIEMENS	230KV	52479	04T4
3	29/6/1998	MTT	Trafo regulador	FUJI	230KV	AJ69004T1	04T5
4	26/7/1998	ULG	Trafo potencia	ANSALDO	500KV	2I8205-1	01T1-C
5	31/7/1998	TAC	Trafo potencia	TUSA	69KV	501144	02T5
6	19/9/1998	MLU	Trafo potencia	GE	69KV	5100349	02T1-B
7	16/9/1998	UBE	Trafo regulador	BBC	230KV	SPT1271	04T6
8	26/9/1998	ULG	Trafo potencia	ANSALDO	500KV	2I8205-2	01T1-B
9	17/11/1998	FNL	Trafo regulador	SIEMENS	230KV	52479	04T4
10	19/11/1998	FNL	Trafo regulador	SIEMENS	230KV	52479	04T4
1	31/1/1999	ICO	Trafo regulador	TUSA	230KV	N406857	04T1
2	7/2/1999	JDM	Trafo terra	ITEL	69KV	31443	02A1
3	4/3/1999	RLD	Trafo regulador	Italtrafo	230KV	117200-3	04T2
4	11/3/1999	RSD	Trafo regulador	Westinghouse	230KV	5065984	04T4
5	22/5/1999	FTZ	Trafo regulador	Italtrafo	230KV	117200-5	04T3
6	25/7/1999	MSI	Autotrafo	Trafo Union	500KV	501136	05T3-B

ANEXO I - HISTÓRICO DE FALHAS DE TRANSFORMADORES E REATORES DE 1991 ATÉ AGOSTO/2003

ITEM	DATA	SE	ESPECIE	FABRICANTE	TENSÃO	N. SERIE	POS. OPER
7	23/9/1999	RSD	Trafo regulador	Westinghouse	230KV	6991622	04T1
8	16/11/1999	ITB	Trafo potencia	ASEA	69KV	21920	02T5
9	26/12/1999	PRI	Trafo potencia	SIEMENS	69KV	500010	02T3-A
10	28/11/1999	BNO	Trafo potencia	COEMSA	69KV	41805	02T3-A
1	5/1/2000	ACD	Trafo regulador	BBC	230KV	SPT1267	04T4
2	31/1/2000	TSA	Trafo regulador	GE	230KV	5100356	04T1
3	31/1/2000	PTU	Trafo regulador	Mitsubishi	230KV	571559	04T2
4	1/2/2000	ICO	Trafo regulador	TUSA	230KV	N406857	04T1
5	2/3/2000	ENP	Trafo regulador	SIEMENS	230KV	371596	04T2
6	17/4/2000	CMD	Autotrafo	Ansaldo Coemsa	500KV	11100151	05T4-C
7	18/5/2000	RLD	Trafo terra	ITEL	69KV	31448	02A2
8	25/5/2000	TSA	Trafo regulador	GE	230KV	5100356	04T1
9	18/9/2000	BGI	Trafo potencia	BBC	69KV	4994	02T8-A
1	15/7/2001	UBE	Trafo potencia	Fuji	230KV	AD69041T12	01T3
2	20/10/2001	FTZ	Reator Shunt	BBC	230KV	SP2101	04E3-B
1	2/8/2002	MLG	Trafo regulador	Mitsubishi	230KV	571558	04T4
2	15/8/2002	MLU	Trafo potencia	SIEMENS	69KV	500002	02T1-B
3	19/9/2002	UXG	Trafo potencia	TUSA	500KV	501098	01T3 - B
4	23/10/02	PTU	Trafo regulador	COEMSA	230KV	46424	04T4
5	9/12/02	USD	Trafo potencia	GE	230/132/13.8kv	D203254	01T2-C
1	25/2/2003	CTG	Trafo potencia	AEG	69/13.8KV	654001	02T8
2	19/3/2003	TSD	Autotrafo	ANSALDO COEMSA	500KV	1112237	05T1
3	15/3/2003	SJI	Trafo regulador	ASEA	230/69KV	20903	04T3
4	13/6/2003	ABX	Trafo regulador	TUSA	230/69KV	501106	04T2
5	1/8/2003	PIC	Trafo regulador	ASEA	230/69/13,8 KV	17854	04T1

ANEXO I - HISTÓRICO DE FALHAS DE TRANSFORMADORES E REATORES DE 1991 ATÉ AGOSTO/2003

CAUSA OU EFEITO DA FALHA
Atuação indevida válvula de segurança por umidade
Falha material válvula do aerotermo
Folga fiação TC de bucha
Atuação indevida termômetro por penetração de água (junta estragada)
Atuação indevida Termômetro por umidade
Atuação indevida proteção comutador (faca = proteção contra sobrepressão)
Atuação indevida relé de gás por penetração umidade
Atuação pressostato do comutador por penetração umidade
Atuação indevida proteção própria válvula de alívio pressão (fuga a terra)
Curto-circuito enrolamento terciário devido danificação pára-raio
Atuação indevida relé de gás
Atuação indevida termômetro
Rompimento lead (conexão interna com enrolamento) da bucha
Descarga blindagem para terra- Causa desconhecida (substituído enrolamento com outro tipo de shield)
Vazamento óleo bucha de neutro
Atuação indevida termômetro de óleo
Atuação do pressostato do comutador durante complementação N2
Trinca da bucha com vazamento de óleo e atuação relé de gás
Curto-circuito interno afetando o CDST - causa desconhecida
Atuação indevida relé de gás por falha fixação ampola de mercurio
Atuação indevida termômetro (porta armário)
Cabo prensado TC de bucha
Explosão e incêndio bucha 230kV
Atuação indevida termômetro
Atuação indevida proteção própria termômetro
Atuação indevida relé de gás por penetração de óleo na boia
Falha projeto na especificação do material do gatilho do acumulador de energia do CDC - desgaste
Atuação indevida da válvula de segurança - falha humana
Curto-circuito no enrolamento - causa desconhecida
Curto-circuito entre espiras- causa desconhecida
Atuação indevida relé de gás por falha humana
Atuação indevida válvula de segurança - penetração umidade
Atuação indevida termômetro - fadiga material (perda dielétrica)
Curto-circuito enrolamento - causa desconhecida
Danificação bucha - 69kV - perda dielétrica desconhecida
Atuação indevida relé de gás
Inversão polaridade fiação TC de bucha após montagem

ANEXO I - HISTÓRICO DE FALHAS DE TRANSFORMADORES E REATORES DE 1991 ATÉ AGOSTO/2003

CAUSA OU EFEITO DA FALHA
Atuação indevida válvula segurança - falha humana
Atuação indevida termômetro
Atuação indevida relé de gás - falha humana (registro fechado)
Atuação indevida relé de gás
Atuação indevida termômetro - por umidade
Atuação indevida proteção própria - cabo presnsado TC de bucha
Atuação indevida relé de gás
Descarga interna com rompimento do lead bucha 69kV- causa desconhecida
Atuação indevida termômetro - fadiga (coxins quebrado)
Atuação indevida relé de gás - por penetração umidade
Disparo comutador devido penetração umidade no armário do mecanismo de acionamento
Disparo comutador devido penetração umidade no armário do mecanismo de acionamento
Atuação indevida relé de gás por vazamento de óleo
Atuação indevida termômetro de óleo - por umidade (oxidação micro-switch)
Atuação indevida do termômetro de óleo - (falha humana operador)
Atuação indevida do relé diferencial por inversão alimentação TC de bucha
Atuação do termômetro de enrolamento devido ajuste inferior ao recomendado pelo fabricante
Atuação indevida proteção própria - falha humana
Atuação indevida relé de gás
Ponto quente/incêndio enfição associada TC de bucha neutro(H0), a partir ponto régua armário
Danificação bucha de 69 KV(HI-A), devido provavel penetração de umidade
Atuação indevida valvula de segurança, devido penetração umidade micro-switch por deficiencia conexão conduite flexivel
Danificação reator e reatancia de neutro do banco, motivado por falha na SE/PDD, que manteve por longo tempo apenas a fase B do banco 05E2 com tensão
Atuação indevida rele de gas, devido falha manutenção que deixou fechado registro associado ao rele de gas
Falha da manutenção na conexão da cabeção do TC de bucha TC1/TC2(inversão), vindo a atuar indevidamente a proteção diferencial
Danificação chave desviadora CDC, devido provavel falha montagem/fixação contato associado aos resistores de transição da chave desviadora
Atuação indevida proteção diferencial, devido folga/aquecimento ponto de regua enfiçãoTC de bucha
Atuação indevida do termômetro de óleo por falha humana
Atuação indevida relé de pressão do comutador, por falha da manutenção
Atuação indevida termômetro de óleo, devido penetração de água.
Atuação indevida válvula de segurança
Atuação indevida relé de gás, devido penetração óleo bóia relé
Danificação/Curto-circuito interno equipamento
Curto-circuito interno fiação TC bucha 69KV
Descarga interna no tubo equipotencial/lead/suporte bucha 500KV

ANEXO I - HISTÓRICO DE FALHAS DE TRANSFORMADORES E REATORES DE 1991 ATÉ AGOSTO/2003

CAUSA OU EFEITO DA FALHA
Atuação indevida rele de gás, devido falha da manutenção que deixou o registro associado fechado
Atuação indevida rele de pressão do comutador, devido problema umidade micro-switch
Atuação indevida termometro enrolamento 69KV,devido penetração de umidade
Danificação/Curto-circuito interno equipamento, com vazamento do óleo do equipamento.
Atuação indevida valvula de segurança, devido baixo isolamento micro-switch
Atuação indevida rele de gás, devido baixo isolamento enfição(envelhecimento)
Atuação indevida relé de gás, devido oxidação contato micro-switch
Curto-circuito interno devido penetração agua isolamento trafo , oriundo deficiência projeto refrigeração
Atuação relé pressão comutador, devido queima resistor transição chave desviadora
Atuação indevida termometro enrolamento, devido oxidação contato micro-switch
Danificação bucha 230KV, devido penetração de umidade pelo cabeçote bucha (problema de fabricação)
Queda da haste vertical de acionamento do comutador, devido folga dos parafusos de fixação
Curto-circuito interno equipamento
Atuação indevida relé de gás, devido queda bóia relé
Atuação indevida relé de gás, devido curto provocado por rã no armario
Atuação indevida relé de pressão CDC, devido penetração de água em caixa de passagem com enfição relé
Rompimento cordoalhas chave desviadora, sendo substituído cilindro, chave desviadora e 02 contatos da seletora
Atuação indevida termômetro óleo, devido curto provocado por animal no armário equipamento.
Atuação indevida diferencial, devido inversão enfição/polaridade TC bucha 69KV fase C quando da substituição do armário associado por corrosão
Atuação TC carcaça, quando da operação ventiladores, devido curto enfição ventilador, associado a falha da manutenção
Atuação indevida relé de gás quando da coleta de oleo/seringa, devido falha de montagem que deixou vedado com flange cego sistema respirador silicagel, fazendo vácuo no equipamento.
Curto-circuito entre espiras enrolamento AT(Alta Tensão). Provável sobretensão ressonante altas frequencias quando de manobras no sistema.
Danificação duas buchas de 69KV, provocado por curto-circuito entre fases devido gato
Danificação isolamento bobina de AT, devido problemas no sistema que permitiu a operação do trafo por 40 minutos com apenas duas fases energizadas, provocando sobretensões bobina AT
Curto-circuito enrolamento terciário, após danificação mufla 13.8KV alimentador 01Y1, devido provável nível cc elevado(>20) e idade elevada equipamento que não suportou a solicitação.
Curto-circuito entre espiras enrolamento AT.Provável sobretensão ressonante altas frequências quando de manobras no sistema .
Atuação indevida relé de gás, devido penetração de umidade em caixa de passagem aonde existia emenda enfição associada relé, desde sua fabricação.
Reincidência ocorrência anterior, devido falha da manutenção na avaliação e correção do problema
Abertura arco entre pontos da seletora, devido provavel sobretensão ressonante equipto quando de descargas atmosfericas proximas a subestação.
Danificação equipamento devido curto-circuito secundário Trafo de Terra, face queda estrutura provisoria p/ alimentar trafo auxiliar p/ central tratamento oleo
Atuação proteção 51N devido folga ponto de regua associado ao TC bucha 69KV
Atuação indevida válvula segurança, devido falha da manutenção quando da complementação pressão de Nitrogênio
Atuação indevida relé fluxo oleo CDC, devido penetração de água motivada por falha da manutenção que não apertou um dos parafusos da tampa desse relé
Atuação indevida relé de gás, devido baixo nível de óleo provocado por vazamento radiador e deficiência indicador nível óleo

ANEXO I - HISTÓRICO DE FALHAS DE TRANSFORMADORES E REATORES DE 1991 ATÉ AGOSTO/2003

CAUSA OU EFEITO DA FALHA
Danificação pára-raio interno ao comutador, devido provavel sobretensão ressonante de manobras.
Danificação bucha H2 de 69KV, devido provavel descargas internas por deterioração material
Curto-circuito interno bobina 69KV fase B
Descarga interna CDST, devido umidade haste acionamento/suporte CDST
Atuação indevida relé de gás CDC, devido deterioração isolamento ponto de régua associado.
Atuação diferencial , devido descargas placas isolantes de suporte dos contatos fixos do CDC(projeto obsoleto CDC)
Atuação indevida relé fluxo oleo CDC, quando de testes pela manutenção (falha humana)
Atuação indevida micro-switch associado a membrana para alivio de pressão do CDC, por deficiência ajuste distância da faca para proteção sobrepressão comutador (falha de montagem)
Curto-circuito entre espiras bobina de AT
Atuação proteção de sobrecorrente temporizada de neutro, devido danificação rolamento engrenagem da haste para acionamento Comutador, por penetração de água (falha montagem)
Danificação buchas de 69KV tipo papel resina (provavel deterioração/descargas internas buchas)
Idem ocorrencia anterior
Descarga interna anel equalizador da bobina H3 de 69KV para a terra.
Atuações relés de gás,diferencial,sobrecorrente e válvula segurança, devido curto-circuito interno equipto durante sincronismo do gerador 01G3 com sistema=> Falha operação inadequada
Atuação relé gás devido falha sistema preservação N2(falta fixação bolsa), motivada por corrosão no tanque que possibilitou penetração água, vedação tubulação,e formação de vácuo reator
Atuação indevida relé de gás, com penetração óleo contatos micro-switch
Atuação relé de gás devido curto-circuito interno equipamento, causa indeterminada
Atuações proteção distância e relé de gás devido explosão e incêndio buha HSP 500KV por provável falha de fabricação
Atuação relé de gás com teores elevados de H2, N2 e O2 , devido descargas entre leads e tubo equipotencial buchas H2 e H3 de 230KV
Atuações relé diferencial e válvula de alivio, devido curto-circuito entre espiras enrolamento 132KV
Danificação bucha 69KV fase C tipo papel resina
Atuação relé de fluxo óleo comutador CDC, devido falha da manutenção quando da substituição da junta entre cilindro comutador e tanque equipamento.
Atuação relé sobrecorrente de neutro e chave bloqueio trafo, devido problema de relação com erro elevado do TC bucha 69KV
Atuação indevida do relé de gás, devido penetração de óleo na bóia do relé
Atuações relé de gás e diferencial devido descarga/ arco pela superfície eixo isolante de acionamento comutador CDC/CDST com quebra do mesmo.

ANEXO II - LISTAGEM DE TRANSFORMADORES E REATORES QUE FORAM RETIRADOS DE OPERAÇÃO PREDITIVAMENTE PELA CROMATOGRAFIA OU FALHARAM DE 1981 ATÉ AGO/2003

ITEM	SE	EQUIPAMENTO	POSIÇÃO	TENSÃO	NR.SERIE	DATA	DESCRIÇÃO OCORRÊNCIA
1	RLD	TRAFO ITALTRAFO 100MVA	04T1	230/69/13.8KV	117200-1	8/7/1981	ATUAÇÕES RELÉ SOBRECORRENTE E CHAVE BLOQUEIO 86T1
2	BEA	AUTOTRAFO HITACHI 3X 100MVA	05T1- A	500/230/13.8KV	700838-1	12/12/1983	ATUAÇÕES RELÉS DE GAS E DIFERENCIAL
3	BEA	AUTOTRAFO HITACHI 3X 100MVA	05T1-B	500/230/13.80KV	700838-4	12/12/1983	ATUAÇÕES RELÉS DE GAS E DIFERENCIAL
4	NTD	TRAFO GE	03T1	138/69-13.8KV	TV59011	20/9/1984	ATUAÇÃO PROTEÇÃO SOBRECORRENTE
5	SJI	AUTOTRAFO HITACHI 3X 100MVA	05T1-B	500/230/13.8KV	700838-3	13/3/1985	ATUAÇÕES RELÉS DE GAS E DIFERENCIAL
6	STD	TRAFO GE	02T2	69/13.8KV	5100349	16/5/1985	ATUAÇÃO RELÉ DE GAS
7	USQ	TRAFO COEMSA 150MVA	01T1-A	18/500KV	46564	28/10/1985	RETIRADO DE OPERAÇÃO PELA CROMATOGRAFIA DEVIDO ELEVAÇÕES TEORES HIDROCARBONETOS
8	BNO	TRAFO BROWN BOVERI 39MVA	04T1	230/69/13.8KV	SPT1268	24/3/1987	ATUAÇÃO RELÉ PROTEÇÃO COMUTADOR CDC
9	USQ	TRAFO COEMSA 150MVA	01T2-C	18/500KV	46563	5/9/1987	RETIRADO DE OPERAÇÃO PELA CROMATOGRAFIA DEVIDO ELEVAÇÕES TEORES HIDROCARBONETOS
10	GVM	TRAFO ITALTRAFO 100MVA	04T1	230/69/13.8KV	117200-2	20/10/1987	ATUAÇÕES RELES SOBRECORRENTES FASE B / N E CHAVE BLOQUEIO TRAFO 86T1
11	CMD	AUTOTRAFO MELCO 3X200MVA	05T2-C	500/230/13.8KV	7732280112	3/3/1988	QUANDO DE COMUTAÇÃO , HOVE ATUAÇÃO DO RELE FLUXO OLEO COMUTADOR SENDO OBSERVADO VAZAMENTO DE OLEO PELO RESERVATORIO SILICAGEL CDC
12	UST	TRAFO BROWN BOVERI 80 MVA	01T3-B	13.8 - 13.8/230KV	SP1206	6/3/1988	ATUAÇÕES RELÉS DIFERENCIAL, DE GAS, SOBRECORRENTE E VALVULA DE ALIVIO
13	BGI	REATOR SHUNT GE 20 MVAr	04E1	230KV	5100455	24/8/1988	DESENERGIZADO MANUALMENTE APÓS ATUAÇÕES PRIMEIRO GRAU RELÉ GAS E TEMPERATURAS OLEO E ENROLAMENTO, COM QUEDA PARTE PINTURA EXTERNA

**ANEXO II - LISTAGEM DE TRANSFORMADORES E REATORES QUE FORAM RETIRADOS
DE OPERAÇÃO PREDITIVAMENTE PELA CROMATOLOGRAFIA OU FALHARAM DE 1981 ATÉ AGO/2003**

ITEM	SE	EQUIPAMENTO	POSIÇÃO	TENSÃO	NR.SERIE	DATA	DESCRIÇÃO OCORRÊNCIA
14	USQ	TRAFO COEMSA 150MVA	01T4-B	18/500KV	4572 3	3/9/1988	ATUAÇÃO DO RELÉ DE GÁS
15	USQ	TRAFO COEMSA 150MVA	01T5-B	18/500KV	45730	17/7/1989	RETIRADO DE OPERAÇÃO PELA CROMATOLOGRAFIA DEVIDO ELEVAÇÕES TEORES HIDROCARBONETOS
16	SBD	TRAFO BBC 33MVA	04T2	230/69/13.8KV	SP2282	28/7/1989	ATUAÇÃO RELÉ DE FLUXO DE OLEO DO COMUTADOR
17	UBE	TRAFO BROWN BOVERI 39MVA	04T3	230/69/13.8KV	SPT1271	10/08/89	ATUAÇÃO DO RELÉ DE GÁS (BUCHHOLZ)
18	MTT	TRAFO ASEA 100MVA	04T1	230/69KV	54606	23/3/1990	ATUAÇÕES RELÉS DIFERENCIAL A/C E DE GAS
19	RCD	AUTOTRAFO MELCO 3X200MVA	05T3-A	500/23 0/13.8KV	8234850103	5/4/1990	ATUAÇÃO RELÉ DE GÁS PRIMEIRO GRAU , COM OBSERVAÇÃO BORBULHAMENTO OLEO TANQUE PROXIMO CHAVE SELETORA - DESLIGADO MANUALMENTE
20	TSA	TRAFO GE 33MVA	04T1	230/69/13.8KV	5100356	10/7/1990	ATUAÇÕES RELE SOBRECORRENTE 51-N E CHAVE BLOQUEIO 86T1
21	USD	TRAFO GE 25MVA	01T2 -B2	13.8/138/230KV	D203255	28/9/1990	ATUAÇÕES PROTEÇÕES DIFERENCIAIS DE BLOCO B/C E VALVULA DE SEGURANÇA
22	PRD	TRAFO MELCO 100MVA	04T1	230/69/13.8KV	569990	29/9/1990	ATUAÇÕES RELÉS DIFERENCIAL E DE SOBRECORRENTE DE NEUTRO
23	PTU	TRAFO COEMSA 100MVA	04T1	230/69/13.8KV	46424	21/1/1991	ATUAÇÕES RELE GAS E DIFERENCIAL TRAFO APÓS DANIFICAÇÃO PARA-RAIO 13.8KV ASSOCIADO TERCIARIO EQUIPAMENTO
24	UBE	REATOR GE 20MVA _r	04E1	230KV	5100456	29/9/1991	ATUAÇÃO RELÉ DE GÁS
25	PRI	REATOR SHUNT 3,33MVA _r	04E2-B	230KV	SP2106	21/1/1992	ATUAÇÕES RELÉS DE GÁS, SOBRECORRENTE E VALVULA DE ALIVIO

ANEXO II - LISTAGEM DE TRANSFORMADORES E REATORES QUE FORAM RETIRADOS DE OPERAÇÃO PREDITIVAMENTE PELA CROMATOLOGRAFIA OU FALHARAM DE 1981 ATÉ AGO/2003

ITEM	SE	EQUIPAMENTO	POSIÇÃO	TENSÃO	NR.SERIE	DATA	DESCRIÇÃO OCORRÊNCIA
26	USQ	TRAFO COEMSA 150MVA	01T3 - A	18/500KV	46562	21/1/1992	RETIRADO DE OPERAÇÃO PELA CROMATOLOGRAFIA DEVIDO ELEVAÇÕES TEORES HIDROCARBONETOS
27	USQ	TRAFO COEMSA 150MVA	01T4-C	18/500KV	45720	30/1/1992	RETIRADO DE OPERAÇÃO PELA CROMATOLOGRAFIA DEVIDO ELEVAÇÕES TEORES HIDROCARBONETOS
28	ULG	TRAFO ANSALDO 92,5-92,5/185MVA	01T2-C	16-16/500KV	218205/2	11/11/1992	RETIRADO DE OPERAÇÃO PELA CROMATOLOGRAFIA DEVIDO ELEVAÇÕES GASES
29	USQ	TRAFO COEMSA 150MVA	01T3-B	18/500KV	4572 3	24/3/1993	ATUAÇÕES RELES DIFERENCIAL, GAS, VALVULA DE SEGURANÇA
30	BEA	REATOR SHUNT 33MVAr	05E2-A	500KV	7832340202	1/3/1995	ATUAÇÕES RELÉS DE GÁS, SOBRECORRENTE, VALVULA DE ALIVIO, TEMPERATURAS DE ÓLEO E ENROLAMENTO
31	BGI	TRAFO BROWN BOVERI 5MVA	02T6	69/13.8KV	4994	1/5/1995	RETIRADO PELA CROMATOLOGRAFIA DEVIDO ELEVAÇÕES TEORES GASES
32	ULG	TRAFO ANSALDO 92,5-92,5/185 MVA	01T1-C	16-16/500KV	218205/3	8/2/1996	ATUAÇÕES RELES DIFERENCIAL, DE GAS E VALVULA SEGURANÇA TRAFO
33	SJI	REATOR SHUNT ASEA 33,33MVAr	05E1-C	500KV	7106620	18/5/1996	ATUAÇÃO RELE DE GAS E SOBRECORRENTE
34	USU	TRAFO BBC 22,5MVA	01T3-A	13.8/225,5KV	SP3926	16/1/1997	ATUAÇÕES RELÉ DE GÁS E CHAVE BLOQUEIO COM TRAFO EM VAZIO
35	PRD	TRAFO MELCO 100MVA	04T1	230/69KV	569990	6/4/1997	ATUAÇÕES RELÉ DE GÁS E TUBO DE EXPLOSAO
36	USB	REATOR MELCO 33,33MVAr	05E6-B	500 KV	8442700101	27/4/1997	ATUAÇÕES RELÉ DE GÁS E VALVULA ALIVIO, BLOQUEIO
37	CGU	TRAFO ASEA 5MVA	02T7	69/13,8KV	21689	3/7/1997	RETIRADO DE OPERAÇÃO PELA CROMATOLOGRAFIA DEVIDO ELEVAÇÕES GASES COMBUSTIVEIS

ANEXO II - LISTAGEM DE TRANSFORMADORES E REATORES QUE FORAM RETIRADOS DE OPERAÇÃO PREDITIVAMENTE PELA CROMATOGRAFIA OU FALHARAM DE 1981 ATÉ AGO/2003

ITEM	SE	EQUIPAMENTO	POSIÇÃO	TENSÃO	NR.SERIE	DATA	DESCRIÇÃO OCORRÊNCIA
38	RLD	TRAFO ITALTRAFO 100MVA	04T2	230/69/13.8KV	117200-3	19/9/1997	ATUAÇÕES RELÉS DE GÁS, FLUXO CDC E CHAVE BLOQUEIO
39	ULG	TRAFO ANSALDO 92,5-92,5/185MVA	01T1-C	16-16/500KV	218205/1	26/7/1998	ATUAÇÕES RELÉS GAS, DIFERENCIAL, BLOQUEIO, TEMPERATURAS ÓLEO E ENROLAMENTOS 16KV E VALVULA DE SEGURANÇA
40	FNL	REATOR GE 20MVAr	04E1	230KV	5100456	9/9/1998	ATUAÇÕES RELÉS GAS E DIFERENCIAL 4 MINUTOS APÓS ENERGIZAÇÃO
41	UBE	TRAFO BBC 39MVA	04T6	230/69/13.8KV	SPT1271	16/9/1998	ATUAÇÕES RELÉS DE GÁS, DIFERENCIAL A/C 87-T E BLOQUEIO 86T
42	MLU	TRAFO GE 5MVA	02T1B	69/13.8KV	5100349	19/9/1998	RETIRADO DE OPERAÇÃO MANUALMENTE DEVIDO FALHA PROTEÇÃO
43	ULG	TRAFO ANSALDO 92,5-92,5/185MVA	01T1-B	16-16/500KV	218205/2	26/9/1998	ATUAÇÕES RELÉS GAS, DIFERENCIAL, BLOQUEIO, TEMPERATURAS ÓLEO E ENROLAMENTOS 16KV E VALVULA DE SEGURANÇA
44	ICO	TRAFO TUSA 100MVA	04T1	230/69KV	N406857	31/1/1999	ATUAÇÃO RELÉ DE GÁS
45	SMD	TRAFO GE 20MVA	03T1	138/69KV	3100200	12/2/1999	CROMATOGRAFIA CONFIRMOU PROBLEMAS DEVIDO EVOLUÇÕES H ₂ , C ₂ H ₂ APÓS DESCARGAS ATMOSFERICAS COM ATUAÇÕES PARA-RAIOS 03C1 E 02M1 E DA CHAVE BLOQUEIO 86 EM 12/02/99
46	TSA	REATOR SHUNT B. BOVERI 3,33MVAr	04E2-A	230KV	SPT1473	8/6/1999	RETIRADO PELA CROMATOGRAFIA DEVIDO ELEVAÇÕES GASES COMBUSTIVEIS INSPEÇÃO OBSERVOU BARULHO ESTRANHO INTERIOR EQUIPTO ANTES DESENERGIZA
47	PRI	TRAFO SIEMENS 5MVA	02T3A	69/13.8KV	500010	26/12/1999	ATUAÇÕES RELÉ DE GÁS E VALVULA DE SEGURANÇA
48	ENP	TRAFO SIEMENS 100MVA	04T2	230-138/69KV	371596	2/3/2000	DESCARGAS ATMOSFERICAS PROXIMAS SUBESTAÇÃO COM ATUAÇÕES RELÉ GAS PRIMEIRO GRAU (ALARME), E RELÉ DIFERENCIAL 87-B EQUIPAMENTO REENERGIZADO 04/03 TENDO MESMAS ATUAÇÕES

**ANEXO II - LISTAGEM DE TRANSFORMADORES E REATORES QUE FORAM RETIRADOS
DE OPERAÇÃO PREDITIVAMENTE PELA CROMATOLOGRAFIA OU FALHARAM DE 1981 ATÉ AGO/2003**

ITEM	SE	EQUIPAMENTO	POSIÇÃO	TENSÃO	NR.SERIE	DATA	DESCRIÇÃO OCORRÊNCIA
49	USD	TRAFO ASEA 30MVA	01T4-A	13.8/132/225,5KV	18846	jan/98 mar/99 mai/00	RETIRADO TRES VEZES PELA CROMATOLOGRAFIA
50	BGI	TRAFO BROWN BOVERI 5MVA	02T8-A	69/13.8KV	4994	18/9/2000	ATUAÇÃO RELÉ DE GÁS
51	UBE	TRAFO ELEVADOR FUJI 70MVA	01T3	13.8/230KV	AD69041T12	17/1/2001	ATUAÇÕES RELES DIFERENCIAL, GAS, SOBRECORRENTE E VALVULA SEGURANÇA
52	JDM	REATOR SHUNT SIEMENS 40MVAr	05E1-A	500KV	391661	2/9/2000	RETIRADO PELA CROMATOLOGRAFIA DEVIDO ELEVAÇÕES TEORES HIDROCARBONETOS
53	JDM	REATOR SHUNT SIEMENS 40MVAr	05E1-C	500KV	391659	6/11/2000	RETIRADO PELA CROMATOLOGRAFIA DEVIDO ELEVAÇÕES TEORES HIDROCARBONETOS
54	USQ	TRAFO COEMSA 150MVA	01T2-C	18/500KV	45731	8/5/2001	RETIRADO DE OPERAÇÃO PELA CROMATOLOGRAFIA DEVIDO ELEVAÇÕES TEORES HIDROCARBONETOS
55	MLU	TRAFO SIEMENS 5MVA	02T1B	69/13.8KV	500002	15/8/2002	ATUAÇÃO RELÉ DE GÁS
56	UXG	TRAFO ELEVADOR TUSA 185MVA	01T3-B	18/500KV	501098	19/9/2002	ATUAÇÕES PROTEÇÕES DISTÂNCIA LINK E RELÉ DE GÁS
57	USD	TRAFO ELEVADOR GE 25MVA	01T2-C	13.8/132/220KV	D203254	9/12/2002	ATUAÇÕES PROTEÇÕES DIFERENCIAL DE BLOCO E VALVULA ALIVIO PRESSÃO TRAFO
58	PTU	TRAFO REGULADOR COEMSA 100MVA	04T4	230/69/13.8KV	46424	23/10/2002	ATUAÇÃO RELÉ DE GÁS

ANEXO II - LISTAGEM DE TRANSFORMADORES E REATORES QUE FORAM RETIRADOS DE OPERAÇÃO PREDITIVAMENTE PELA CROMATOGRAFIA OU FALHARAM DE 1981 ATÉ AGO/2003

ITEM	SE	EQUIPAMENTO	POSIÇÃO	TENSÃO	NR.SERIE	DATA	DESCRIÇÃO OCORRÊNCIA
59	CPE	TRAFO REGULADOR ABB 100MVA	04T1	230/69KV	59890	31/3/2003	RETIRADO DE OPERAÇÃO PELA CROMATOGRAFIA DEVIDO ELEVAÇÕES TEORES GASES COMBUSTIVEIS
60	PIC	TRAFO REGULADOR ASEA 33MVA	04T1	230/69/13.8KV	17854	1/8/2003	ATUAÇÃO RELÉ DIFERENCIAL, RELÉ DE GÁS E CHAVE BLOQUEIO
NOTA 1) ALGUMAS OCORRÊNCIAS ASSOCIADAS A CURTO-CIRCUITO ENTRE ESPIRAS NO ENROLAMENTO TERCIÁRIO(BT), NÃO FORAM CARACTERIZADAS PELA CROMATOGRAFIA RETIRADA APÓS A FALHA, DEVIDO PROVAVELMENTE A VELOCIDADE DA PROTEÇÃO, PRINCIPALMENTE A DIFERENCIAL, PARA ISOLAR O EQUIPAMENTO, ALEM DO FATO DE SER O TERCIÁRIO O ENROLAMENTO MAIS INTERNO EQUIPAMENTO => GERA POUUCO CGC NESSES CASOS O DEFEITO É NORMALMENTE CARACTERIZADO PELOS ENSAIOS CONVENCIONAIS.							
OBS.: ALGUMAS OCORRÊNCIAS ASSOCIADAS A BUCHAS E COMUTADORES CDC (CHAVE DESVIADORA) NÃO SÃO CARACTERIZADAS, APÓS A FALHA PELA CROMATOGRAFIA, FACE NÃO TER OCORRIDO A CONTAMINAÇÃO DO ÓLEO DO TANQUE PRINCIPAL EQUIPAMENTO.							

ANEXO II - LISTAGEM DE TRANSFORMADORES E REATORES QUE FORAM RETIRADOS DE OPERAÇÃO PREDITIVAMENTE PELA CROMATOGRAFIA OU FALHARAM DE 1981 ATÉ AGO/2003

ITEM	CAUSA FUNDAMENTAL	EFEITO PRINCIPAL(BASEADO EM INSPEÇÃO INTERNA EQUIPAMENTO)
1	DESCONHECIDA	CURTO-CIRCUITO ENTRE ESPIRAS ENROLAMENTO BT 13.8KV (Y3-Y0)
2	CURTO-CIRCUITO ENTRE FASES CUBICULO FECHAMENTO DELTA13.8KV DO ATR, PROVOCADO POR ANIMAL (GATO)	CURTO-CIRCUITO ENTRE ESPIRAS ENROLAMENTO BT 13.8KV DO ATR
3	CURTO-CIRCUITO ENTRE FASES CUBICULO FECHAMENTO DELTA13.8KV DO ATR, PROVOCADO POR ANIMAL (GATO)	CURTO-CIRCUITO ENTRE ESPIRAS ENROLAMENTO BT 13.8KV DO ATR
4	INDETERMINADA	CURTO-CIRCUITO ENTRE ESPIRAS ENROLAMENTO BT E TERCIARIO
5	EQUIPAMENTO REMANESCENTE DA OCORRENCIA NA SE/BEA E NÃO SUPOU SOLICITAÇÃO SISTEMA ASSOCIADO CURTO-CIRCUITO EXTERNO LT 500KV SJI/BEA	CURTO-CIRCUITO ENTRE ESPIRAS ENROLAMENTO BT 13.8KV DO ATR
6	INDETERMINADA	CURTO-CIRCUITO ENTRE ESPIRAS ENROLAMENTO BT
7	PROBLEMA DE MAU CONTATO NO CAV/CDST COMUM FAMILIA, ASSOCIADO INCHAMENTO CREMALHEIRA PASSAGEM CONTATOS FIXO/MOVEI CAV	MAU CONTATO ELETRICO EM UM DOS CONTATOS CAV RETIRADO HASTE CONTATO MOVEI E FEITO "JUMP"
8	PROBLEMA MAU CONTATO/PONTO QUENTE CONTATOS CHAVE COMUTADORA PROVAVEL PERDA ESTANQUEIDADE CDC	DESGASTE CONTATOS COMUTADOR COM PERDA MATERIAL (ARCO) => FEITO TROCA CONTATOS
9	PROBLEMA DE MAU CONTATO NO CAV/CDST COMUM FAMILIA, ASSOCIADO INCHAMENTO CREMALHEIRA PASSAGEM CONTATOS FIXO/MOVEI CAV	MAU CONTATO ELETRICO EM UM DOS CONTATOS CAV RETIRADO HASTE CONTATO MOVEI E FEITO "JUMP"
10	CURTO-CIRCUITO EXTERNO DEVIDO DANIFICAÇÃO MUFLA 13.8KV ENTRADA REATOR LIMITADOR CORRENTE FASE B LADO EQUIPTO.TRAFO NÃO SUPOU NIVEL DE CURTO-CIRCUITO TERCIARIO 13,8KV	CURTO-CIRCUITO ENTRE ESPIRAS ENROLAMENTO 13.8KV TRAFO 04T1
11	FALHA FABRICAÇÃO - QUEDA DE DUAS PASTILHAS SUPERIORES CONTATOS FIXOS PARA RESISTOR TRANSIÇÃO CDC (QUALIDADE SOLDA) , PROVOCANDO IMPEDIMENTO CICLO COMUTAÇÃO	DANIFICAÇÃO CONTATOS CONDUÇÃO E PARTE CHAVE DESVIADORA CDC , COM RUPTURA CILINDRO CDC
12	PROJETO - SUSPEITA DEFICIENCIA SISTEMA DE REFRIGERAÇÃO ÓLEO NA REGIÃO DOS LEADS DE BT	CURTO-CIRCUITO ENTRE ESPIRAS ENROLAMENTO BT
13	DISCORDANCIA DE POLOS DISJUNTOR 14E1	AQUECIMENTO BOBINA REATOR POR MAIOR FLUXO DE DISPERSÃO / CORRENTES DESEQUILIBRADAS

**ANEXO II - LISTAGEM DE TRANSFORMADORES E REATORES QUE FORAM RETIRADOS
DE OPERAÇÃO PREDITIVAMENTE PELA CROMATOGRAFIA OU FALHARAM DE 1981 ATÉ AGO/2003**

ITEM	CAUSA FUNDAMENTAL	EFEITO PRINCIPAL(BASEADO EM INSPEÇÃO INTERNA EQUIPAMENTO)
14	DESCONHECIDA	DESCARGAS SAIDA AT/CILINDRO ISOLANTE E DA PARTE INFERIOR CULATRA PARA O FUNDO DO TANQUE/CARÇAÇA
15	PROBLEMA DE MAU CONTATO NO CAV/CDST COMUM FAMILIA, ASSOCIADO INCHAMENTO CREMALHEIRA PASSAGEM CONTATOS FIXO/MOVEL CAV	MAU CONTATO ELETRICO EM UM DOS CONTATOS CAV RETIRADO HASTE CONTATO MOVEL E FEITO "JUMP"
16	FADIGA MATERIAL - QUEBRA LAMINA AMORTECEDORA QUE CAIU E ALOJOU-SE EM POSIÇÃO QUE IMPEDIA O CICLO DE COMUTAÇÃO	DANIFICAÇÃO CHAVE DESVIADORA CDC(PRESENÇA DE ARCO/DESCARGA) COM RUPTURA CILINDRO CDC
17	FADIGA MATERIAL CDC - DURANTE UMA COMUTAÇÃO, HOVE TRAVAMENTO DA CHAVE DESVIADORA CAUSADO PELA QUEBRA DE UMA LAMINA DE AMORTECIMENTO DO CDC	QUEIMA RESISTORES DE TRANSIÇÃO DA CHAVE DESVIADORA CDC PRESENÇA DE ARCO/DESCARGA E PERDA ESTANQUEIDADE CILINDRO CDC
18	DESCONHECIDA	CURTO-CIRCUITO ENTRE ESPIRAS
19	PROJETO COM DIFERENÇA POTENCIAL SUPERIOR A 35KV ENTRE CONTATOS ESTACIONARIO E MOVEL(DERIVAÇÕES 16 A 18) CHAVE INVERSORA	DESGASTES CONTATOS CHAVE INVERSORA
20	DESCONHECIDA	DANIFICAÇÃO BUCHA (PRESENÇA DE ARCO/DESCARGA) COM CONTAMINAÇÃO DO ÓLEO EQUIPAMENTO
21	DESCONHECIDA	CURTO-CIRCUITO ENTRE ESPIRAS ENROLAMENTO BT
22	PERDA DIELETRICA BUCHA, POR PROVAVEL PENETRAÇÃO UMIDADE PELA SOLDA TAMPA CABEÇOTE BUCHA H2-FASE B	DANIFICAÇÃO BUCHA 230KV FASE B(PRESENÇA DE ARCO/DESCARGA) COM CONTAMINAÇÃO DO ÓLEO EQUIPAMENTO
23	PROVAVEL NÃO SUPORTABILIDADE NIVEL CURTO-CIRCUITO ENROLAMENTO BT , DEVIDO DETERIORAÇÃO ISOLAÇÃO TRAFÓ	CURTO-CIRCUITO ENTRE ESPIRAS ENROLAMENTO BT ATUAÇÃO RAPIDA DIFERENCIAL + CURTO BOBINA MAIS INTERNA TERCIARIO CROMATOGRAFIA NÃO ENXERGOU PROBLEMA
24	SUSPEITA PROJETO SHIELD/BLINDAGEM COM DESCARGAS E ENROLAMENTO ENVELHECIDO	DESCARGA BLINDAGEM PARA TERRA SUBSTITUIDO ENROLAMENTO ENVELHECIDO E COLOCADO OUTRO TIPO DE BLINDAGEM
25	DESCONHECIDA.SUSPEITA-SE DO PROJETO BUCHA PAPEL RESINA	EXPLOSAO/INCENDIO BUCHA 230KV HOVE CONTAMINAÇÃO DO ÓLEO DO REATOR COM GASES DA BUCHA

ANEXO II - LISTAGEM DE TRANSFORMADORES E REATORES QUE FORAM RETIRADOS DE OPERAÇÃO PREDITIVAMENTE PELA CROMATOGRAFIA OU FALHARAM DE 1981 ATÉ AGO/2003

ITEM	CAUSA FUNDAMENTAL	EFEITO PRINCIPAL(BASEADO EM INSPEÇÃO INTERNA EQUIPAMENTO)
26	PROBLEMA DE MAU CONTATO NO CAV/CDST COMUM FAMILIA, ASSOCIADO INCHAMENTO CREMALHEIRA PASSAGEM CONTATOS FIXO/MOVEL CAV	MAU CONTATO ELETRICO EM UM DOS CONTATOS CAV RETIRADO HASTE CONTATO MOVEL E FEITO "JUMP"
27	PROBLEMA DE MAU CONTATO NO CAV/CDST COMUM FAMILIA, ASSOCIADO INCHAMENTO CREMALHEIRA PASSAGEM CONTATOS FIXO/MOVEL CAV	MAU CONTATO ELETRICO EM UM DOS CONTATOS CAV RETIRADO HASTE CONTATO MOVEL E FEITO "JUMP"
28	DEFICIÊNCIA PROJETO/FABRICAÇÃO SISTEMA RESFRIAMENTO ÓLEO FORÇADO / DIRIGIDO PARA RESFRIAMENTO ENROLAMENTOS	ROMPIMENTO CINTA AMARRAÇÃO CILINDRO ISOLAÇÃO ENROLAMENTO AT PARA DIRIGIR FLUXO ÓLEO E DEFICIÊNCIA NO ARRANJO LAY-OUT SAÍDAS BT COM AQUECIMENTOS/PONTOS QUENTES NO EQUIPAMENTO
29	PROVAVEL REPARO INADEQUADO JUNTO FABRICANTE, FEITO EM PAULO AFONSO	CURTO-CIRCUITO ENTRE ESPIRAS ENROLAMENTO AT
30	FALHA NA SE/PDD , QUE MANTEVE OPERANDO LINHA COM APENAS DUAS FASES BANCO 05E2 (A/C), PROVOCANDO SOBRETENSÕES ELEVADAS JUNTO FECHAMENTO ESTRELA BANCO 05E2	CURTO-CIRCUITO ENTRE ESPIRAS ENROLAMENTO
31	DESCONHECIDA	DESCARGAS INTERNAS DO LEAD PARA FERRAGENS DO SUPORTE NUCLEO COM ROMPIMENTO LEAD BUCHA H3-69KV
32	PROVAVEL SOBRETENSÃO RESSONANTE A ALTAS FREQUÊNCIAS QUANDO DE MANOBRAS NO SISTEM FEITO ANTES NOVO LAY-OUT SAIDA / ISOLAÇÃO BT E NOVA AMARRAÇÃO PAPELÃO CILINDRO PARA RESFRIAMENTO DAS BOBINA	CURTO-CIRCUITO INTERNO EQUIPAMENTO BOBINA AT
33	DESCONHECIDA	DESCARGA INTERNA TUBO EQUIPOTENCIAL/LEAD/ SUPORTE BUCHA DE 500KV
34	PENETRAÇÃO DE ÁGUA DO SISTEMA REFRIGERAÇÃO, POR DEFICIENCIA PROJETO TROCADOR CALOR AGUA/ÓLEO	CURTO-CIRCUITO ENTRE ESPIRAS DEVIDO QUEDA RIGIDEZ ISOLAÇÃO
35	PENETRAÇÃO DE UMIDADE PELO CORDÃO DE SOLDA TAMPA CABEÇOTE BUCHA 230KV	EXPLOSAO BUCHA H3 230KV
36	INDETERMINADA	CURTO-CIRCUITO ENTRE ESPIRAS
37	INDETERMINADA	PONTO QUENTE COM FUSÃO(ARCO) MATERIAL CONEXÃO LEAD BUCHA Y0

ANEXO II - LISTAGEM DE TRANSFORMADORES E REATORES QUE FORAM RETIRADOS DE OPERAÇÃO PREDITIVAMENTE PELA CROMATOGRAFIA OU FALHARAM DE 1981 ATÉ AGO/2003

ITEM	CAUSA FUNDAMENTAL	EFEITO PRINCIPAL(BASEADO EM INSPEÇÃO INTERNA EQUIPAMENTO)
38	RUPTURA CORDOALHAS LIGAÇÃO RESISTOR TRANSIÇÃO CDC, ABERTURA CIRCUITO EM CARGA	DANIFICAÇÃO CHAVE DESVIADORA, CILINDRO CDE E CHAVE SELETORA
39	PROVAVEL SOBRETENSÃO RESSONANTE A ALTAS FREQUENCIAS QUANDO DE MANOBRAS SISTEMA	CURTO-CIRCUITO ENTRE ESPIRAS ENROLAMENTO DE AT
40	ENERGIZAÇÃO SEM RETIRADA SUPORTES LEADS AT UTILIZADOS APENAS PARA TRANSPORTE - FALHA MONTAGEM	ARCO/DESCARGAS ELETRICAS ENTRE CONEXÃO INTERNA BUCHA/ENROL. (LEAD BUCHA H1) E FERRAGEM SUPORTE
41	DANIFICAÇÃO MUFLA 13.8KV ASSOCIADA 01Y1 E TRAF0 04T6 EQUPTO ENVELHECIDO + NIVEL CC ALTO (+- 20 IN) => NÃO SUPORTOU SOLICITAÇÃO CC	CURTO-CIRCUITO ENTRE ESPIRAS ENROLAMENTO 13.8KV FASE C
42	FALHA SISTEMA EQUIPAMENTO OPEROU 40 MIN. COM APENAS 2 FASES ENERGIZADAS => SOBRETENSÕES TRANSITORIAS ENROL AT	DANIFICAÇÃO DA ISOLAÇÃO BOBINA AT
43	PROVAVEL SOBRETENSÃO RESSONANTE A ALTAS FREQUENCIAS QUANDO DE MANOBRAS SISTEMA	CURTO-CIRCUITO ENTRE ESPIRAS ENROLAMENTO DE AT
44	PROVAVEL SOBRETENSÃO RESSONANTE EQUIPTO, QUANDO DE DESCARGAS ATMOSFERICAS	ABERTURA ARCO ENTRE PONTOS CHAVE SELETORA
45	PROVAVEL SOBRETENSÃO RESSONANTE EQUIPAMENTO	CURTO-CIRCUITO ENROLAMENTO 69KV
46	DESCONHECIDA	QUEBRA PARAFUSO SUPERIOR DE FIXAÇÃO DE UMA DAS 05 COLUNAS ENVOLVENTES NUCLEO.DESCARGAS CABEÇA PARAFUSO P/ NUCLEO
47	DESCONHECIDA	CURTO-CIRCUITO INTERNO EQUIPAMENTO
48	PROVAVEL SOBRETENSÃO RESSONANTE ENROLAMENTO PROVOCADO POR ONDAS DE FREQUENCIA RAPIDAS/DESCARGAS	CURTO-CIRCUITO ENTRE ESPIRAS ENROLAMENTO REGULAÇÃO FINA , COM PERDA MATERIAL/DESCARGA

ANEXO II - LISTAGEM DE TRANSFORMADORES E REATORES QUE FORAM RETIRADOS DE OPERAÇÃO PREDITIVAMENTE PELA CROMATOGRAFIA OU FALHARAM DE 1981 ATÉ AGO/2003

ITEM	CAUSA FUNDAMENTAL	EFEITO PRINCIPAL(BASEADO EM INSPEÇÃO INTERNA EQUIPAMENTO)
49	PROVÁVEL DEFEITO FABRICAÇÃO	MICRODESCARGAS ATERRAMENTO FERRAGEM E FIXAÇÃO NÚCLEO, FALTA ISOLAMENTO ENTRE DUAS PARTES NÚCLEO DEGRADAÇÃO VERNIZ ISOLAMENTO LÂMINAS CURTO CIRCUITO JUNTO TIRANTE CENTRAL INFERIOR PRENSAGEM NÚCLEO E UMA FERRAGEM LATERAL DE APERTO
50	PROVAVEL PENETRAÇÃO DE AGUA NO EQUIPAMENTO	DESCARGA INTERNA ANEL EQUALIZADOR BOBINA H1 69KV PARA A TERRA
51	CURTO-CIRCUITO INTERNO EQUIPAMENTO DURANTE SINCRONISMO GERADOR 01G3 COM SISTEMA	CURTO-CIRCUITO INTERNO EQUIPAMENTO
52	AQUECIMENTO NO ÓLEO SEM ENVOLVER O PAPEL	PONTOS DE AQUECIMENTO PARAFUSOS PARA APERTO FERRAGENS E E SINAIS DE DESCARGAS DAS FERRAGENS PARA CARÇAÇA
53	AQUECIMENTO NO ÓLEO SEM ENVOLVER O PAPEL	PONTOS DE AQUECIMENTO PARAFUSOS PARA APERTO FERRAGENS E E SINAIS DE DESCARGAS DAS FERRAGENS PARA CARÇAÇA
54	PROBLEMA DE MAU CONTATO NO CAV/CDST COMUM FAMILIA, ASSOCIADO INCHAMENTO CREMALHEIRA PASSAGEM CONTATOS FIXO/MOVEL CAV	MAU CONTATO ELETRICO EM UM DOS CONTATOS CAV RETIRADO HASTE CONTATO MOVEL E FEITO "JUMP" PARA INTERLIGAÇÃO CONTATOS (CAV INOPERANTE)
55	DESCONHECIDA	CURTO-CIRCUITO INTERNO EQUIPAMENTO
56	PROVAVEL DESCARGAS PARCIAIS BUCHA 500KV DEVIDO FALHA IMPREGNAÇÃO PAPEL BUCHA	EXPLOSÃO E INCÊNDIO BUCHA HSP TIPO OTF 500KV COM CONTAMINAÇÃO DO ÓLEO DO EQUIPAMENTO. CROMATOGRAFIA NÃO INDICOU COMPROMETIMENTO ISOLAÇÃO PAPEL
57	PROVAVEL NÃO SUPORTABILIDADE DIELETRICA ISOLAÇÃO TRAF0 DIANTE CURTO-CIRCUITO LT-03C1/Z	CURTO-CIRCUITO ENTRE ESPIRAS ENROLAMENTO 132KV PROXIMO SAIDA BT
58	DESCONHECIDA	ROMPIMENTO CABOS DE INTERLIGAÇÃO DOS LEADS COM RESPECTIVOS TUBOS EQUIPOTENCIALIZADORES DAS BUCHAS H2 E H3 DE 230KV (SINAIS DE DESCARGAS ENTRE LEAD E TUBO NA REGIÃO DO "JOELHO")

ANEXO II - LISTAGEM DE TRANSFORMADORES E REATORES QUE FORAM RETIRADOS
DE OPERAÇÃO PREDITIVAMENTE PELA CROMATOGRAFIA OU FALHARAM DE 1981 ATÉ AGO/2003

ITEM	RETIRADO PELA CROMATOGRAFIA	DIAGNOSTICO PELA CROMATOGRAFIA	DIAG. CROMATO = INSPEÇÃO
1	NÃO	ROGERS - DIAGNOSTICO NÃO TABELADO IEC - DESCARGA DE ENERGIA REDUZIDA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM-IEC
2	NÃO	ROGERS - ARCO COM FLUXO DE ENERGIA IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM
3	NÃO	ROGERS - ARCO COM FLUXO DE ENERGIA IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM
4	NÃO	ROGERS - ARCO COM FLUXO DE ENERGIA IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM
5	NÃO	ROGERS - ARCO COM FLUXO DE ENERGIA IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM
6	NÃO	ROGERS - DIAGNÓSTICO NÃO TABELADO IEC- DIAGNOSTICO NÃO TABELADO, DUVAL- ARCO DE ALTA ENERGIA	NÃO
7	SIM	ROGERS - CORRENTE DE CIRCULAÇÃO NUCLEO/TANQUE COM SOBREAQUEC. DE JUNÇÕES IEC - DEFEITO TERMICO DE ALTA TEMPERATURA SUPERIOR 700 GRAUS C DUVAL - PONTOS QUENTES	SIM-IEC
8	NÃO	ROGERS - ARCO COM FLUXO ENERGIA / CENTELHAMENTO CONTINUO POTENCIAL FLUTUANTE IEC - DESCARG DE ENERGIA REDUZIDA (202) DUVAL - ARCO DE BAIXA ENERGIA	SIM
9	SIM	ROGERS - CORRENTE DE CIRCULAÇÃO NAS BOBINAS DUVAL - PONTOS QUENTES IEC - DEFEITO TERMICO DE MEDIA TEMPERATURA 300-700 GRAUS C	SIM-IEC
10	NÃO	ROGERS - DIAGNOSTICO NÃO TABELADO IEC - DIAGNOSTICO NÃO TABELADO DUVAL - PONTOS QUENTES	NÃO (NOTA 1)
11	NÃO	ROGERS - ARCO COM FLUXO DE ENERGIA IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM
12	NÃO	ROGERS - ARCO COM FLUXO DE ENERGIA IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM
13	NÃO	ROGERS- DIAGNOSTICO NÃO TABELADO IEC- DIAGNOSTICO NÃO TABELADO DUVAL - PONTOS QUENTES	NÃO (HOVE EVOLUÇÃO DO CO)

ANEXO II - LISTAGEM DE TRANSFORMADORES E REATORES QUE FORAM RETIRADOS
DE OPERAÇÃO PREDITIVAMENTE PELA CROMATOGRAFIA OU FALHARAM DE 1981 ATÉ AGO/2003

ITEM	RETIRADO PELA CROMATOGRAFIA	DIAGNOSTICO PELA CROMATOGRAFIA	DIAG. CROMATO = INSPEÇÃO
14	NÃO	ROGERS- ARCO COM FLUXO DE ENERGIA / CENTELHAMENTO CONTINUO POTENCIAL FLUTUANTE IEC - DESCARGA DE ENERGIA REDUZIDA DUVAL - ARCO DE BAIXA ENERGIA	SIM
15	SIM	ROGERS - CORRENTE DE CIRCULAÇÃO NUCLEO/TANQUE COM SOBREAQUEC. DE JUNÇÕES IEC - DEFEITO TERMICO DE ALTA TEMPERATURA SUPERIOR 700 GRAUS C DUVAL - PONTOS QUENTES	SIM-IEC
16	NÃO	ROGERS- DIAGNOSTICO NÃO TABELADO IEC- DIAGNOSTICO NÃO TABELADO DUVAL - PONTOS QUENTES	NÃO (HOUE EVOLUÇÃO CGC)
17	NÃO	ROGERS - ARCO COM FLUXO DE ENERGIA IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM
18	NÃO	ROGERS - ARCO COM FLUXO DE ENERGIA IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE BAIXA ENERGIA	SIM
19	NÃO	ROGERS- DIAGNOSTICO NÃO TABELADO IEC- DIAGNOSTICO NÃO TABELADO DUVAL - ARCO BAIXA ENERGIA	NÃO (HOUE EVOLUÇÃO CGC)
20	NÃO	ROGERS - ARCO COM FLUXO DE ENERGIA IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM
21	NÃO	ROGERS - SOBREAQUECIMENTO GERAL CONDUTORES (COM ENVOLVIMENTO DA CELULOSE) IEC - DESCARGA DE ENERGIA REDUZIDA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM-IEC
22	NÃO	ROGERS - ARCO COM FLUXO DE ENERGIA IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM
23	NÃO	ROGERS - DETERIORAÇÃO NORMAL IEC - DIAGNOSTICO NÃO TABELADO DUVAL - PONTOS QUENTES	NÃO (NOTA 1)
24	NÃO	ROGERS - DIAGNOSTICO NÃO TABELADO IEC - DIAGNOSTICO NÃO TABELADO DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	NÃO (HOUE EVOLUÇÃO CGC)
25	NÃO	ROGERS - CIRCULAÇÃO DE CORRENTE NUCLEO/TANQUE COM SOBREAQUECIMENTOS DE JUNÇÕES IEC - DIAGNOSTICO NÃO TABELADO DUVAL - PONTOS QUENTES	NÃO (HOUE EVOLUÇÃO CGC)

ANEXO II - LISTAGEM DE TRANSFORMADORES E REATORES QUE FORAM RETIRADOS
DE OPERAÇÃO PREDITIVAMENTE PELA CROMATOGRAFIA OU FALHARAM DE 1981 ATÉ AGO/2003

ITEM	RETIRADO PELA CROMATOGRAFIA	DIAGNOSTICO PELA CROMATOGRAFIA	DIAG. CROMATO = INSPEÇÃO
26	SIM	ROGERS - DIAGNOSTICO NÃO TABELADO IEC - DEFEITO TERMICO DE MEDIA TEMPERATURA 300 - 700 GRAUS C DUVAL - PONTOS QUENTES	SIM-IEC
27	SIM	ROGERS - CORRENTE DE CIRCULAÇÃO NAS BOBINAS DUVAL - PONTOS QUENTES IEC - DEFEITO TERMICO DE MEDIA TEMPERATURA 300-700 GRAUS C	SIM - IEC
28	SIM	ROGERS - CIRCULAÇÃO DE CORRENTE NUCLEO/TANQUE COM SOBREAQUECIMENTOS DE JUNÇÕES IEC-DEFEITO TÉRMICO DE ALTA TEMPERATURA > 700 GRAUS C, DUVAL - PONTOS QUENTES	SIM-IEC
29	NÃO	ROGERS - ARCO COM FLUXO DE ENERGIA IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM
30	NÃO	ROGERS - ARCO COM FLUXO DE ENERGIA (COM ENVOLVIMENTO DA CELULOSE) IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM
31	SIM	ROGERS - ARCO COM FLUXO DE ENERGIA (SEM ENVOLVIMENTO DA CELULOSE) IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM
32	NÃO	ROGERS - ARCO COM FLUXO DE ENERGIA (COM ENVOLVIMENTO DA CELULOSE) IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM
33	NÃO	ROGERS - ARCO COM FLUXO DE ENERGIA (SEM ENVOLVER CELULOSE) IEC - DESCARGA DE ENERGIA REDUZIDA DUVAL - ARCO ALTA ENERGIA	SIM
34	NÃO	ROGERS-ARCO COM FLUXODE ENERGIA (SEM ENVOLVER A CELULOSE) IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM
35	NÃO	ROGERS-ARCO COM FLUXODE ENERGIA (SEM ENVOLVER A CELULOSE) IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM
36	NÃO	ROGERS-ARCO COM FLUXODE ENERGIA (ENVOLVENDO A CELULOSE) IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM
37	SIM	ROGERS - ARCO COM FLUXO DE ENERGIA IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM

ANEXO II - LISTAGEM DE TRANSFORMADORES E REATORES QUE FORAM RETIRADOS
DE OPERAÇÃO PREDITIVAMENTE PELA CROMATOGRAFIA OU FALHARAM DE 1981 ATÉ AGO/2003

ITEM	RETIRADO PELA CROMATOGRAFIA	DIAGNOSTICO PELA CROMATOGRAFIA	DIAG. CROMATO = INSPEÇÃO
38	NÃO	ROGERS - NÃO TABELADO IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA (SEM ENVOLVER CELULOSE) DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM - IEC
39	NÃO	ROGERS-ARCO COM FLUXODE ENERGIA (ENVOLVENDO A CELULOSE) IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL- ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM
40	NÃO	ROGERS-ARCO COM FLUXODE ENERGIA (SEM ENVOLVER A CELULOSE) IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL -ARCO ALTA ENERGIA	SIM
41	NÃO	ROGERS-ARCO COM FLUXODE ENERGIA (SEM ENVOLVER A CELULOSE) IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL -ARCO ALTA ENERGIA	SIM
42	NÃO	ROGERS - ARCO COM FLUXO DE ENERGIA IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM
43	NÃO	ROGERS / IEC - DIAGNOSTICO NÃO TABELADO DUVAL - ARCO ALTA ENERGIA COLETA OLEO TRES DIAS APÓS OCORRENCIA.EQUIPAMENTO SINISTRADO COM 200PPM DE AGUA	NÃO (HOUVE EVOLUÇÃO CGC)
44	NÃO	ROGERS - ARCO COM FLUXO DE ENERGIA (SEM ENVOLVIMENTO DA CELULOSE) IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM
45	NÃO	ROGERS-ARCO COM FLUXODE ENERGIA (ENVOLVENDO A CELULOSE) IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM
46	SIM	ROGERS - ARCO COM FLUXO DE ENERGIA (SEM ENVOLVIMENTO DA CELULOSE) IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM
47	NÃO	ROGERS - ARCO COM FLUXO DE ENERGIA (POUCO ENVOLVIMENTO DA CELULOSE) IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM
48	NÃO	ROGERS/IEC - DIAGNOSTICO NÃO TABELADO IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM-IEC

ANEXO II - LISTAGEM DE TRANSFORMADORES E REATORES QUE FORAM RETIRADOS
DE OPERAÇÃO PREDITIVAMENTE PELA CROMATOGRAFIA OU FALHARAM DE 1981 ATÉ AGO/2003

ITEM	RETIRADO PELA CROMATOGRAFIA	DIAGNOSTICO PELA CROMATOGRAFIA	DIAG. CROMATO = INSPEÇÃO
49	SIM	ROGERS-ARCO COM FLUXODE ENERGIA (SEM ENVOLVER A CELULOSE) IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM
50	NÃO	ROGERS - ARCO COM FLUXO DE ENERGIA (SEM ENVOLVIMENTO DA CELULOSE) IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM
51	NÃO	ROGERS - ARCO COM FLUXO DE ENERGIA (SEM ENVOLVIMENTO DA CELULOSE) IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM
52	SIM	ROGERS - CORRENTE CIRCULAÇÃO NUCLEO/TANQUE COM SOBREAQUEC. JUNÇÕES IEC - DEFEITO TERMICO ALTA TEMPERATURA > 700 GRAUS C DUVAL - PONTOS QUENTES	SIM
53	SIM	ROGERS - CORRENTE CIRCULAÇÃO NUCLEO/TANQUE COM SOBREAQUEC. JUNÇÕES IEC - DEFEITO TERMICO ALTA TEMPERATURA > 700 GRAUS C DUVAL - PONTOS QUENTES	SIM
54	SIM	ROGERS - CORRENTE DE CIRCULAÇÃO NUCLEO / TANQUE COM SOBREAQUEC. JUNÇÕES IEC - DEFEITO TERMICO ALTA TEMPERATURA > 700 GRAUS C DUVAL -PONTOS QUENTES	SIM - IEC
55	NÃO	ROGERS - ARCO COM FLUXO DE ENERGIA (SEM ENVOLVIMENTO DA CELULOSE) IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM
56	NÃO	ROGERS - NÃO TABELADO DUVAL - PONTOS QUENTES IEC - DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM - IEC
57	NÃO	ROGERS - DESCARGAS SEM FLUXO DE ENERGIA IEC - DIAGNOSTICO NÃO TABELADO DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA	SIM - ROGERS
58	NÃO	ROGERS - CORRENTE CIRCULAÇÃO NUCLEO/TANQUE COM SOBREAQUECIMENTO DE JUNÇÕES IEC - DEFEITO TÉRMICO DE ALTA TEMPERATURA SUPERIOR A 700 GRAUS C DUVAL - PONTOS QUENTES	NÃO

ANEXO II - LISTAGEM DE TRANSFORMADORES E REATORES QUE FORAM RETIRADOS
DE OPERAÇÃO PREDITIVAMENTE PELA CROMATOGRAFIA OU FALHARAM DE 1981 ATÉ AGO/2003

ITEM	RETIRADO PELA CROMATOGRAFIA	DIAGNOSTICO PELA CROMATOGRAFIA	DIAG. CROMATO = INSPEÇÃO
59	SIM	ROGERS - DIAGNÓSTICO NÃO TABELADO IEC - DEFEITO TERMICO DE MÉDIA TEMPERATURA ENTRE 300 - 700 GRAUS C DUVAL - PONTOS QUENTES	NÃO
60	NÃO	ROGERS - ARCO COM FLUXO DE ENERGIA (SEM ENVOLVIMENTO DA CELULOSE) IEC- DESCARGA DE ALTA ENERGIA DUVAL - ARCO DE ALTA ENERGIA NOTA 1) ALGUMAS OCORRÊNCIAS ASSOCIADAS A CURTO-CIRCUITO ENTRE ESPIRAS NO ENROLAMENTO TERCIÁRIO(BT), NÃO FORAM CARACTERIZADAS PELA CROMATOGRAFIA RETIRADA APÓS A FALHA, DEVIDO PROVAVELMENTE A VELOCIDADE DA PROTEÇÃO, PRINCIPALMENTE A DIFERENCIAL, PARA ISOLAR O EQUIPAMENTO, ALEM DO FATO DE SER O TERCIÁRIO O ENROLAMENTO MAIS INTERNO EQUIPAMENTO => GERA POUCO CGC NESSES CASOS O DEFEITO É NORMALMENTE CARACTERIZADO PELOS ENSAIOS CONVENCIONAIS. OBS.: ALGUMAS OCORRÊNCIAS ASSOCIADAS A BUCHAS E COMUTADORES CDC (CHAVE DESVIADORA) NÃO SÃO CARACTERIZADAS, APÓS A FALHA PELA CROMATOGRAFIA, FACE NÃO TER OCORRIDO A CONTAMINAÇÃO DO ÓLEO DO TANQUE PRINCIPAL DO EQUIPAMENTO.	SIM