



UFPA

**SISTEMA ESPECIALISTA FUZZY PARA
DIAGNÓSTICO DE FALHAS INCIPIENTES EM
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA VIA ANÁLISE
DE ÓLEO ISOLANTE**

Klaxon Valois Fantin

1º Semestre / 2006

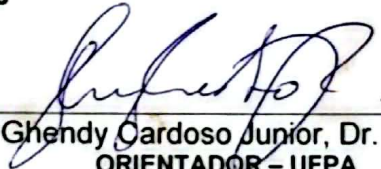
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

"SISTEMA ESPECIALISTA FUZZY PARA DIAGNÓSTICO DE FALHAS INCIPIENTES
EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA VIA ANÁLISE DE ÓLEO ISOLANTE"

AUTOR: KLAXON VALOIS FANTIN

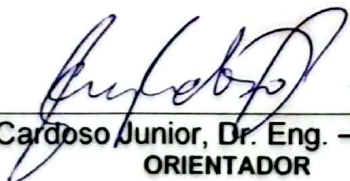
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À AVALIAÇÃO DA BANCA
EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
E JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA.

APROVADA EM: 14.03.2006


Ghendy Cardoso Junior, Dr. Eng.
ORIENTADOR - UFPA


Evaldo Gonçalves Pelaes, Dr. Eng.
COORDENADOR DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

BANCA EXAMINADORA


Ghendy Cardoso Junior, Dr. Eng. - UFPA / PPGEE
ORIENTADOR


Marcus Vinicius Alves Nunes, Dr. Eng. - UFPA / PPGEE
MEMBRO DA BANCA EXAMINADORA


Carlos Tavares da Costa Júnior, Dr. Eng. - UFPA / PPGEE
MEMBRO DA BANCA EXAMINADORA


André Mauricio Damasceno Ferreira, Dr. Eng. - CEFET - PA
MEMBRO DA BANCA EXAMINADORA


Adriana Rosa Garcez Castro, Dra. Eng. - UFPA / PPGEE
MEMBRO DA BANCA EXAMINADORA

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**SISTEMA ESPECIALISTA FUZZY PARA
DIAGNÓSTICO DE FALHAS INCIPIENTES EM
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA VIA ANÁLISE
DE ÓLEO ISOLANTE**

Dissertação submetida à
Universidade Federal do Pará
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

KLAXON VALOIS FANTIN
Belém, março de 2006.

DEDICATÓRIA

Aos meus pais, companheiros fiéis, que sempre estiveram ao meu lado dando o máximo de si.

A minha futura esposa Kelly, que entrou em minha vida em um momento decisivo, e muito contribuiu para o meu crescimento com seu amor e amizade.

Aos amigos, que caminham lado a lado comigo, apoiando e compartilhando em todos os momentos de dificuldades.

RESUMO

A finalidade deste software é reunir quatro dos mais importantes métodos conhecidos, de maneira a disponibilizar ao usuário uma comparação entre os resultados gerados por cada um deles, não apenas quantitativa, mas também qualitativamente, através da exibição de informações adicionais junto aos diagnósticos, que por sua vez ajudarão os engenheiros e técnicos a terem uma visão mais clara das condições operativas do transformador. Entre os vários métodos de análise de concentração gasosa em transformadores, são implementados quatro deles, ou seja: Rogers (IEEE Std C57.54-1991), Doernenburg (IEEE Std C57.54-1991), IEC 60599, e LABORELEC.

Como base das ações preditivas realizadas em transformadores, contamos principalmente com dois tipos de análises realizadas no óleo isolante: a cromatografia gasosa e a físico-química. Este trabalho teve por objetivo o desenvolvimento de um software especialista fuzzy para auxílio à tomada de decisão no diagnóstico de defeito em transformadores por meio da análise das concentrações de gases dissolvidos no óleo isolante, obtidas através de cromatografia, complementado com a interpretação de testes físico-químicos, reunindo assim os resultados mais importantes para a geração de diagnósticos.

Todos os métodos são modelados de acordo com a teoria dos conjuntos fuzzy, utilizando-se a linguagem de programação C++. Por ser uma solicitação da ALBRAS, o desenvolvimento do *software* foi viabilizado por um convênio firmado entre a UFPA e a ALBRAS, onde os engenheiros lotados na subestação principal da mesma e pesquisadores da universidade participam e cooperam nas etapas de desenvolvimento, validação, e ajustes.

Na parte referente à análise físico-química, o programa disponibiliza a interpretação dos seguintes testes: rigidez dielétrica, fator de potência à 25°C, fator de potência a 100°C, tensão interfacial e conteúdo de água, através de comparação com valores-limite estipulados.

Por fim, este trabalho contribui para o aprendizado envolvido com as tarefas de operação e manutenção de sistemas elétricos, bem como melhorias, maior eficiência e praticidade na detecção de falhas iminentes em transformadores de potência, visando a segurança das pessoas e dos equipamentos envolvidos, além de uma maior confiabilidade e continuidade no sistema de suprimento de energia.

ABSTRACT

The purpose of this software is to congregate four of the most important known methods, in way to avail to users a comparison between the results generated for them, not only quantitative, but also qualitatively, through the exhibition of information adds together to the disgnostic, that in turn will help to the engineers and technician to have a clearer vision of the operative conditions of the transformer. The methods of dissolved gas-in-oil analysis implemented in this work were: Rogers (IEEE Std C57.54-1991), Doernenburg (IEEE Std C57.54-1991), IEC 60599, and LABORELEC.

As the base of predictive actions for transformer faults detection, we count mainly on two types of analyses carried through in the insulator oil: chromatography and physicist-chemistry. This work had for objective the development of a fuzzy expert software for aid in oil-immersed transformer fault diagnosis trough the analyses of the concentrations of gases dissolved in the insulating oil, gotten through chromatography, complemented with the interpretation of tests physicist-chemistries, gathering the most important results for the diagnostic generation.

All the methods are adapted according the theory of fuzzy logic, using the MATLAB as programming language. Being a request of ALBRAS, the development of this software was made possible by an accord firmied between the UFPA and the ALBRAS, where the engineers placed in the main substation and researchers of the university participate and cooperate in the stages of development, validation, and adjustments.

In the referring part to the analysis physic-chemical, the program avail the interpretation of the following tests: dielectric rigidity, power factor to 25°C, power factor to 100°C, interfacial tension and water content, through comparison with value-limit stipulated.

Finally, this work contributes for the involved learning with the tasks of operation and maintenance of electrical systems, as well as improvements, greater efficiency and functionallity in imminent transformer faults detection, aiming at to the security of the people and the involved equipment, beyond a bigger trustworthiness and continuity of energy supplying system.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	i
LISTA DE TABELAS.....	iii
CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO.....	1
1.1 – Generalidades.....	1
1.2 – Motivação do Trabalho.....	3
1.3 – Objetivos.....	4
1.4 – Estado da Arte	4
1.5 – Estrutura do Trabalho.....	6
CAPÍTULO 2 – ACOMPANHAMENTO DO ESTADO DA ISOLAÇÃO DO TRANSFORMADOR.....	8
2.1 – Introdução.....	8
2.2 – Características de um Isolamento Elétrico.....	8
2.3 – Características do Papel Isolante.....	9
2.4 – Características do Papel Impregnado.....	10
2.5 – Envelhecimento do Papel Impregnado.....	12
2.6 – Características do Óleo Mineral Isolante.....	13
2.7 – Envelhecimento do Óleo Mineral Isolante.....	16
2.8 – Condição do Isolamento Líquido e Sólido Através da Análise de Gases Dissolvidos (DGA).....	17
2.9 – Conclusões.....	19
CAPÍTULO 3 – MÉTODOS DE INTERPRETAÇÃO DO ENSAIO GÁS-CROMATOGRÁFICO.....	20
3.1 – Introdução.....	20
3.2 – Gases Dissolvidos no Óleo.....	20
3.3 – Análise Cromatográfica dos Gases Dissolvidos no Óleo.....	21
3.4 – Procedimento Para Análise de Gases Combustíveis.....	22
3.5 – Avaliação do Provável Tipo de Defeito Através da Análise gás -	

cromatográfica.....	22
3.5.1 – Avaliação do Possível Tipo de Defeito Através do Método Doernenburg (IEEE Std C57.104 – 1991).....	22
3.5.2 – Avaliação do Provável Tipo de Defeito Através do Método Rogers (IEEE Std C57.104 – 1991).....	24
3.5.3 – Avaliação do Provável Tipo de Defeito Através do Método IEC 60599 (1999 - 03).....	26
3.5.4 – Avaliação do Provável Tipo de Defeito Através do Método Laborelec (WILPUTTE et al., 1986).....	27
3.6 – Método de Cálculo da Taxa de Geração de Gases Combustíveis.....	29
3.7 – Métodos Auxiliares Para Diagnóstico em Transformadores Baseados na Análise Gás-Cromatográfica do Óleo Isolante (IEEE Std C57.104, 1991).....	30
3.7.1 – Avaliação do Provável Tipo de Defeito Pelo Método do Gás Chave (IEEE Std C57.104, 1991).....	30
3.7.2 – Avaliação da Condição do Transformador Utilizando Concentrações Individuais e Concentrações Totais de Gases Combustíveis Dissolvidos (IEEE Std C57.104, 1991).....	33
3.8 – Conclusões.....	34

CAPÍTULO 4 – MÉTODOS DE INTERPRETAÇÃO DOS ENSAIOS

FÍSICO-QUÍMICOS.....	36
4.1 – Introdução.....	36
4.2 – Análise Físico-Química.....	36
4.3 – Ensaio e Seus Significados.....	36
4.3.1 – Rigidez Dielétrica.....	36
4.3.2 – Teor de Água.....	37
4.3.3 – Índice de Neutralização ou Acidez.....	37
4.3.4 – Perdas Dielétricas ou Fator de Potência.....	38
4.3.5 – Tensão Interfacial.....	38
4.3.6 – Cor.....	39
4.3.7 – Densidade.....	39
4.4 – Valores Limites de Referência Para Óleo Mineral isolante em	

Serviço.....	39
4.5 – Utilização do Óleo Isolante a Ser Regenerado.....	41
4.6 – Valores Limites de Referência.....	41
4.6.1 – Óleo Isolante a Ser Regenerado.....	41
4.6.2 – Óleo Isolante Após Regeneração.....	41
4.7 – Conclusões.....	44
CAPÍTULO 5 – TEORIA DE CONJUNTOS FUZZY.....	43
5.1 – Introdução.....	43
5.2 – Considerações Gerais.....	43
5.3 – Descrição da Lógica <i>Fuzzy</i>	44
5.4 – Funções de Pertinência <i>Fuzzy</i> Mais Comuns.....	45
5.4.1 – Triangular.....	45
5.4.2 – Trapezoidal.....	46
5.4.3 – Left – Right.....	47
5.4.4 – Gaussiana.....	48
5.5 – Fuzzificadores e Defuzzificadores.....	48
5.5.1 – Fuzzificadores.....	48
5.5.2.....	49
Defuzzificadores.....	50
5.5.3 – Máquina de inferência <i>fuzzy</i>	50
5.6 – Conclusão.....	
CAPÍTULO 6 – ADAPTAÇÃO DOS MÉTODOS E FUNCIONAMENTO DO	51
SOFTWARE.....	51
6.1 – Introdução.....	52
6.2 – Adaptação do método Doernenburg.....	53
6.3 – Adaptação do método Rogers.....	54
6.4 – Adaptação do método IEC.....	54
6.5 – Adaptação do método Lanorelec.....	56
6.6 – Adaptação dos métodos de análise físico-química.....	58
6.7 – Funcionamento do software.....	58
6.7.1 – Interface e operação.....	61
6.7.2 – Cálculo da taxa de geração.....	62

6.7.3 – Descrição da base de dados.....	62
6.7.4 – Visualização do histórico.....	63
6.8 – Conclusões.....	
	64
CAPÍTULO 7 – ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	64
7.1 – Introdução.....	64
7.2 – Resultados dos Ensaios Gás-Cromatográficos.....	64
7.2.1 – Dados Referentes aos Ensaios Realizados pela Eletronorte.....	70
7.2.2 – Dados Referentes aos Ensaios Realizados pelo CEPEL.....	74
7.3 – Resultados dos Ensaios Físico-Químicos.....	77
7.4 – Conclusões.....	
CAPÍTULO 8 – CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS	79
FUTUROS.....	79
8.1 – Conclusões.....	80
8.2 – Sugestões para Trabalhos Futuros.....	
	81
REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	

LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO 1

Figura 1.1 – Atividades Envolvidas no Acompanhamento do Estado de um Transformador.....	3
--	---

CAPÍTULO 2

Figura 2.1 – Efeito da Umidade sobre o Envelhecimento do Papel Manilha com Redução de sua Resistência à Tração a 25% de seu valor Original.....	11
Figura 2.2 – Processo de Envelhecimento do Óleo Mineral Isolante.....	16
Figura 2.3 – Pressões Parciais do Equilíbrio Térmico de Halstead como Função da Temperatura.....	18

CAPÍTULO 3

Figura 3.1 – Seqüência de Análise do Método Doernenburg.....	24
Figura 3.2 – Seqüência de Análise do Método Rogers.....	25
Figura 3.3 – Seqüência de Análise Sugerida pelo Método IEC.....	27
Figura 3.4 – Concentração de C_2H_2	31
Figura 3.5 – Concentração de H_2	31
Figura 3.6 – Concentração de C_2H_4	32
Figura 3.7 – Concentração de CO.....	32
Figura 3.8 – Concentração de H_2	33

CAPÍTULO 5

Figura 5.1 – Estrutura de sistemas <i>fuzzy</i>	44
Figura 5.2 – Função <i>Fuzzy</i> Triangular.....	45
Figura 5.3 – Função <i>Fuzzy</i> Trapezoidal.....	46
Figura 5.4 – Função <i>Fuzzy</i> LR LR PARA $L = R = 1/(1 + X^2)$, Espalhamento Esquerdo 5 e Direito 3.....	46
Figura 5.5 – Função <i>Fuzzy</i> Gaussiana.....	47

CAPÍTULO 6	51
Figura 6.1 – Representação generalizada dos conjuntos <i>fuzzy</i>	59
Figura 6.2 – Tela inicial do Programa.....	60
Figura 6.3 – Tela de Entrada de Dados.....	60
Figura 6.4 – Diagnósticos Gerados pelo Programa.....	62
Figura 6.5 – Ferramenta de Cálculo da Taxa de Geração de Gases Combustíveis.....	63
Figura 6.6 – Tela de Pesquisa para o Banco de Dados.....	

LISTA DE TABELAS

CAPÍTULO 1

Tabela 1.1 – Perspectiva história para a evolução do diagnóstico de falhas em transformadores.....	3
---	---

CAPÍTULO 2

Tabela 2.1 – Principais Técnicas Utilizadas na Estimativa do Envelhecimento e Degradação do Sistema Isolante.....	14
--	----

CAPÍTULO 3

Tabela 3.1 – Valores de Referência de Concentração dos Gases.....	23
Tabela 3.2 – Diagnósticos Sugeridos pelo Método Doernenburg.....	23
Tabela 3.3 – Diagnósticos Sugeridos pelo Método Rogers.....	25
Tabela 3.4 – Diagnósticos Sugeridos pelo Método IEC 60599.....	26
Tabela 3.5 – Intervalos de Valores para o Método Laborelec.....	28
Tabela 3.6 – Diagnósticos Sugeridos pelo Método Laborelec.....	29
Tabela 3.7 – Concentração de Gases Individual e TDCG.....	34
Tabela 3.8 – Ações Baseadas na TDCG.....	38

CAPÍTULO 4

Tabela 4.1 – Valores Limites Para Óleo Mineral Isolante em Serviço.....	39
Tabela 4.2 – Valores Limites para Resultados de Testes de Óleo Envelhecido em Serviço, por Classe de Tensão.....	39
Tabela 4.3 – Característica do Óleo Isolante.....	40
Tabela 4.4 – Valores Limites para Óleo Mineral Isolante a ser Regenerado.....	41
Tabela 4.5 – Valores Limites Para Óleo Mineral Isolante Após Regeneração.....	41

CAPÍTULO 6

Tabela 6.1 – Intervalos de entrada para o método Doernenburg – fuzzy.....	52
Tabela 6.2 – Base de regras para o método Doernenburg – fuzzy.....	52
Tabela 6.3 – Intervalos de entrada para o método Rogers – fuzzy.....	53
Tabela 6.4 – Base de regras para o método Rogers – fuzzy.....	53
Tabela 6.5 – Intervalos de entrada para o método IEC – fuzzy.....	54
Tabela 6.6 – Base de regras para o método IEC – fuzzy.....	54

Tabela 6.7 – Intervalos de entrada para o método Laborelec – fuzzy.....	55
Tabela 6.8 – Intervalos de entrada para o método Laborelec – fuzzy.....	55
Tabela 6.9 – Intervalos de entrada para o método FSQ – fuzzy.....	56
Tabela 6.10 – Base de regras para o método FSQ – fuzzy.....	57
Tabela 6.11 – Dados de Entrada Para o Software.....	59

CAPÍTULO 7

Tabela 7.1 – Comparação entre Diagnostico da Eletronorte e do Programa Especialista – Caso 1.....	64
Tabela 7.2 – Comparação entre Diagnostico da ELETRONORTE e Programa Especialista – Caso 1 (2ª análise).....	65
Tabela 7.3 – Comparação entre Diagnostico da ELETRONORTE e Programa Especialista – Caso 3.....	65
Tabela 7.4 – Comparação entre Diagnostico da ELETRONORTE e Programa Especialista – Caso 3.....	66
Tabela 7.5 – Comparação entre Diagnostico da ELETRONORTE e Programa Especialista – Caso 3 (2ª análise).....	66
Tabela 7.6 – Comparação entre Diagnostico da ELETRONORTE e Programa Especialista – Caso 4.....	67
Tabela 7.7 – Comparação entre Diagnostico da ELETRONORTE e Programa Especialista – Caso 5.....	68
Tabela 7.8 – Comparação entre Diagnostico da ELETRONORTE e Programa Especialista – Caso 7.....	69
Tabela 7.9 – Comparação entre Diagnostico da ELETRONORTE e Programa Especialista – Caso 6 (2ª análise).....	69
Tabela 7.10 – Concentrações dos gases (condição de normalidade).....	70
Tabela 7.11 – Diagnóstico do programa especialista (condição de normalidade).....	71
Tabela 7.12 – Concentrações dos gases (condição de falha por sobreaquecimento).....	72
Tabela 7.13 – Diagnóstico do programa especialista (falha por sobreaquecimento).....	72
Tabela 7.14 – Concentrações dos gases (condição de falha por descargas elétricas).....	73
Tabela 7.15 – Diagnóstico do programa especialista (falha por descargas elétricas)....	74
Tabela 7.16 – Ensaio Físico-Químicos no Transformador de 230 Kv.....	75
Tabela 7.17 – Comparação entre Diagnósticos – Caso 1.....	75
Tabela 7.18 – Ensaio Físico-Químicos no Transformador de 69 Kv.....	76

Tabela 7.19 – Comparação entre Diagnósticos – Caso 3.....	76
Tabela 7.20 – Ensaios Físico-Químicos no Transformador De 13,8 Kv.....	77
Tabela 7.21 – Comparação entre Diagnósticos – Caso 3.....	77

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 - Generalidades

Os processos de manutenção de transformadores (e equipamentos em geral) vêm sendo alterados significativamente nas últimas décadas. A evolução da manutenção tem ocorrido tanto no sentido de aprimoramento dos procedimentos adotados, quanto no intuito de uma melhor utilização e gestão de recursos (KARDEC & NASCIF, 1999). Inicialmente, a preocupação fundamental da manutenção estava voltada para a preservação dos equipamentos propriamente ditos. Eram praticadas manutenções corretivas, quando detectadas falhas, e manutenções preventivas com prazos preestabelecidos, não existindo especial preocupação com as influências do regime operativo sobre o estado dos transformadores. Mudanças nessa forma de agir foram inseridas na década de 80, a partir da maior facilidade na aquisição de dados por meio de sistemas eletrônicos de monitoramento. Passou-se então a praticar uma manutenção em parte preditiva, com prazos mais flexíveis de execução, baseada no monitoramento de algumas condições primárias dos equipamentos. Mais recentemente, passou a ser também aplicada, no setor elétrico, a Manutenção Produtiva Total (TPM) com seu conceito de “falha zero” (o equipamento só deve sair de operação quando planejado) e sua proposta de reestruturação / reorganização dos procedimentos internos das empresas, como forma de se atingir uma minimização de perdas de gestão. Simultaneamente, passou-se a ter maior difusão a Manutenção Centrada em Confiabilidade (RCM2), que vem propor, de certa forma, a junção dos conceitos de diagnóstico preditivo de estado aos de “falha zero” e de “função desejada para o equipamento no seu contexto operativo”, inserindo, na questão da manutenção, a preocupação com o gerenciamento de riscos (MOUBRAY, 2000). A RCM2 aparece, assim, como um processo para sistematização de conhecimento e valorização das áreas de manutenção e operação, consideradas estratégicas, que devem participar juntas e de forma pró-ativa no gerenciamento técnico e econômico dos ativos físicos.

O gerenciamento da operação dos transformadores, atualmente, é realizado a partir de alguns sistemas isolados de monitoramento - a partir de tecnologias específicas de seus fabricantes e/ou de centros de operação dos sistemas - utilizando sistemas de supervisão e controle (SSC). Muitas vezes, vários desses sistemas computacionais estão presentes simultaneamente em uma única empresa, não estando necessariamente interligados, o que cria dificuldades para a tomada de decisões. Os SSC de tempo real não são originalmente destinados ao diagnóstico do estado de equipamentos; entretanto, devido às suas

características de grande porte de processamento e armazenamento de dados, são também utilizados por algumas empresas como ferramentas úteis à obtenção de dados para tal finalidade (DUPONT *et al*, 2000). Dependendo de sua configuração, os SSC podem captar e armazenar, além dos usuais dados sobre as condições de carga e fluxo de potência de linhas e subestações, dados detalhados sobre variáveis importantes ao gerenciamento da operação dos transformadores. Citam-se, como exemplos, as correntes, temperaturas internas e do ambiente, ou mesmo dados específicos sobre o estado funcional de acessórios e dados relacionados à degradação do isolamento, como umidade e teores de gases dissolvidos no óleo. Havendo condições técnicas, evidentemente, essas mesmas variáveis podem também ser reunidas e centralizadas a partir dos outros sistemas de monitoramento mais específicos. Embora altamente desejável, verifica-se que a centralização de dados provenientes de vários sistemas não é, ainda, a regra geral nas empresas.

Quanto ao diagnóstico de estado dos transformadores propriamente dito, pode-se dizer que, até a poucos anos, a preocupação principal do setor estava na obtenção de dados representativos. Atualmente, ela concentra-se na necessidade premente de consolidação dos dados e desenvolvimento de métodos de análise mais precisos com diagnósticos de defeitos padronizados, que sirvam como balizadores confiáveis dos instantes ideais de intervenção para a realização de manutenções. Assim, verifica-se que o enfoque está migrando das atividades de aquisição de dados, para a capacidade de tratá-los adequadamente, armazená-los em grandes bases de dados, modelá-los e combiná-los (transformando-os em evidências / informação útil) e, ainda, disponibilizá-los de uma forma simples e de fácil interpretação, para a tomada de ações pelos usuários.

Percebe-se, conforme o esquema da Figura 1.1, que as diversas áreas de atuação se complementam, caracterizando o universo de atividades envolvidas no diagnóstico de transformadores. Sem técnicas de medição e procedimentos adequados de aquisição e tratamento inicial, dados imprecisos são obtidos. Sem modelos de dados apropriados, o armazenamento computacional dos dados tende a ser ineficiente. Na falta de bons métodos de análise e dados confiáveis, os diagnósticos apresentam incertezas elevadas. Sem uma disponibilização clara, objetiva e padronizada de resultados, somente usuários muito especializados podem interpretar as informações geradas. Isso, por sua vez, dificulta a utilização dos sistemas, a ampla disseminação das informações e compromete a consolidação dos dados nas empresas. Conseqüentemente, os ganhos que poderiam advir das tecnologias implementadas não são maximizados.

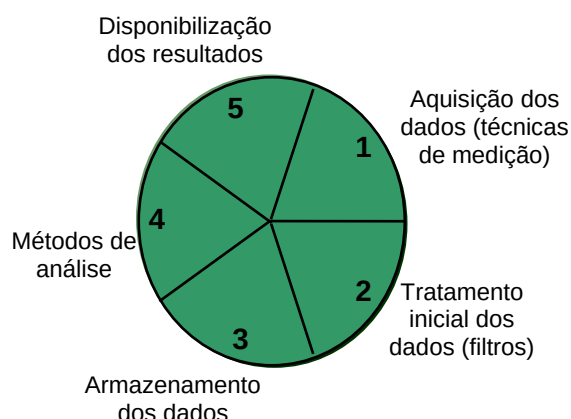


Figura 1.1 – Atividades envolvidas no acompanhamento do estado de um transformador.

Para sintetizar as mudanças ocorridas no processo de diagnóstico de falhas em transformadores, apresenta-se na Tabela 1.1 uma perspectiva histórica para a evolução das técnicas empregadas.

Tabela 1.1 – Perspectiva história para a evolução do diagnóstico de falhas em transformadores.

	Passado	Presente	Futuro
Aquisição de Dados	Poucos dados disponíveis <i>on-line</i> (alto custo de sensores e hardware)	Maior volume de dados começa a ser disponibilizado <i>on-line</i> (redução de custos de sensores e hardware)	Grande volume de dados disponibilizados <i>on-line</i> para os principais equipamentos das Subestações
Organização dos Dados	Dados não organizados	Sistematização de bases de dados para registrar a história operativa	Bases históricas com dados consolidados
Métodos de Diagnóstico	Alguns métodos de diagnóstico	Número de métodos de diagnóstico aumentando	Permanecem somente os métodos que se mostrarem mais eficientes
Sistemas de Análise	Poucos programas computacionais de análise (basic, fortran)	Programas rodando localmente e com técnicas não integradas (maioria)	Programas em redes corporativas e internet com técnicas integradas
Técnicas de Análise	Técnicas determinísticas e estatísticas	Aplicação de técnicas determinísticas e estatísticas junto a algumas técnicas de inteligência computacional	Aplicação de técnicas determinísticas e estatísticas junto a maior número de técnicas de inteligência computacional
Filosofia de Manutenção	Manutenção corretiva / preventiva	Manutenção preditiva	Manutenção centrada em confiabilidade (RCM)

1.2- Motivação do trabalho

Para assegurar uma confiabilidade adequada de operação, equipes de manutenção devem agir rotineiramente, no sentido de sanar defeitos evidenciados e ocultos previamente detectados, prevenir sua evolução e restabelecer o mais rapidamente possível os requisitos

técnicos e as condições de serviço adequadas nas subestações. Isso implica a necessidade de um gerenciamento constante dos riscos envolvidos, prioridades e planejamento otimizado da manutenção.

Neste contexto, o uso de uma ferramenta capaz de reunir informações suficientemente completas acerca das condições operacionais do transformador, bem como fazer o tratamento adequado desses dados de modo a auxiliar na determinação de um ponto de partida para as ações preventivas ou corretivas a serem tomadas, traz uma grande contribuição, diminuindo o tempo gasto com a interpretação dos ensaios realizados no óleo isolante e facilitando o tratamento dos dados relevantes à formação de um diagnóstico.

Vários outros fatores poderiam ser citados, porém os mencionados até aqui já são claros indicadores da importância estratégica dos transformadores, justificando investimentos voltados à consolidação de dados e na confiabilidade de análises preditivas baseadas no estado da isolação, como será visto adiante. Esses aspectos, apesar das várias tentativas documentadas na literatura (ver item 1.4), ainda não foram plenamente atingidos.

1.3- Objetivos

Este trabalho teve por objetivo o desenvolvimento de um software especialista fuzzy para auxílio à tomada de decisão no diagnóstico de defeito em transformadores por meio da análise das concentrações de gases dissolvidos no óleo isolante, obtidas através de cromatografia, complementado com a interpretação de testes físico-químicos, reunindo assim os resultados mais importantes para a geração de diagnósticos.

1.4- Estado-da-Arte

Neste item, um breve resumo sobre o estado-da-arte dos métodos atualmente utilizados para diagnóstico de transformadores é apresentado. Um maior detalhamento sobre o assunto pode ser obtido nas referências indicadas.

Dos métodos atualmente em uso, o que se baseia em cromatografia gasosa é um dos mais relevantes. Conforme KELLY (1980) pode-se dizer que a possibilidade de diagnosticar a condição operativa dos transformadores a partir de alguma evidência de anormalidade nos teores de gases, obtida de resultados de ensaios no óleo, remonta ao início do século XX. Somente a partir de 1960, entretanto, a cromatografia começou a ser mais amplamente utilizada para a análise de gases em transformadores elétricos (KAWAMURA *et al.*, 1986). A partir de 1970, vários métodos baseados nas relações gasosas foram introduzidos e mesmo normalizados. Dentre os mais tradicionais, destacam-se os métodos da IEC, conforme IEC-

60599 (1978); ANSI-Rogers e ANSI-Doernenburg, conforme a ANSI/IEEE C57.104 (1991); Laborelec, conforme FALLOU (1975) e WILPUTTE *et al.* (1986); LCIE, conforme RABAUD *et al.* (1976); CIGRÉ, conforme PABLO & MOLLMANN (1996); de Pugh (Doble) e de Duval, conforme MILASCH (1984). Muitas empresas de energia elétrica possuem ainda seus próprios métodos, baseados em critérios que refletem o conhecimento dos especialistas das empresas e adaptações das normas citadas. Esse tipo de aproximação pode ser visto, entre outros, nas referências KELLY (1980); HIIRONNIRMI *et al.* (1992); KAWAMURA *et al.* (1986); LIZUNOV (1976) e BAEHR *et al.* (1982). Tentativas usando técnicas de inteligência computacional, notadamente Redes Neurais, como em MARTINO *et al.* (1995); TANG *et al.* (1997) e ZHANG *et al.* (1996) e trabalhos utilizando lógica *fuzzy*, como por LONG *et al.* (1997); CHEIM *et al.* (1998); HUANG *et al.* (1997) e LIN *et al.* (1993), e medidas *fuzzy*, como por TOMSOVIC (1993), foram ainda realizadas. Um misto dessas técnicas foi utilizado por WANG *et al.* (1997) e WANG (2000). Nenhum desses métodos alternativos encontrou, entretanto, até o momento, uso mais generalizado no setor. Melhorias e adaptações dos critérios são, evidentemente, possíveis e até recomendáveis, uma vez que, estes não são completos e os resultados dependem muito das habilidades do especialista que os interpreta.

A análise físico-química dos óleos isolantes é, também, uma técnica que tem sido largamente empregada para a avaliação de estado de transformadores. MILASCH (1984) trata detalhadamente do assunto. Valores típicos aceitos como normais, podem ser vistos, entre outros, nas normas ABNT NB-108-2/1978, STM D-974, MB-101, ASTM D-664 e MB-494. A questão da “expectativa de vida”, ou a “perda de vida” (PV%) dos transformadores, que são termos matematicamente complementares, e a questão do carregamento, são discutidos na norma ABNT / NBR 5416 (1996) e nos guias ANSI / IEEE C57.91 (1981) e ANSI / IEEE C57.92 (1981). Outros autores como BURTON (1985), DOMINELLI *et al.* (1993), CHEDONG (1991), D’ALMEIDA (1994), PABLO e MOLLMANN (1996), DUPONT e CHEIM (1997), FERNANDEZ *et al.* (1998) e DUPONT *et al.* (1999), modelaram a perda de vida do transformador e seu relacionamento com o grau de polimerização do papel (GP) e com o teor de 2-furfuraldeído dissolvido no óleo (2Fal), na busca de uma técnica não invasiva de diagnóstico.

Além dos aspectos já mencionados, alguns outros métodos são citados na literatura técnica existente, estão ainda em desenvolvimento e são julgados importantes, como, por exemplo, a Análise de Umidade a Partir da Tensão de Retorno (KUSCHEL *et al.* 1997), a

Análise de Descargas Parciais pelo Método Acústico (BENGTSSON *et al.*, 1997a) e a Análise do Comutador de Taps pelo Método Acústico (BENGTSSON *et al.*, 1997b).

Todas as referências citadas anteriormente tratam apenas de alguns aspectos específicos relacionados com o diagnóstico e não apresentam uma estrutura organizacional e padronização de saída dos resultados que permita sua integração para a realização de um diagnóstico único e modular. Trabalhos pioneiros na tentativa de integrar computacionalmente alguns dos métodos são os de TOMSOVIC *et al* (1993); VARELLA *et al.* (2000) que, entretanto, limitam-se à tentativa de unir, usando diferentes propostas, alguns dos diagnósticos (gases, GP, 2Fal e PV%), sem considerar variáveis que insiram o transformador no seu contexto operativo atual e sem propor uma padronização para as saídas dos métodos e a para a modelagem de riscos.

1.5 - Estrutura do Trabalho

Procurou-se desenvolver a estrutura do texto deste trabalho de forma a que um leitor sem grande conhecimento prévio do tema, pudesse compreender as metodologias propostas ao longo das etapas realizadas.

Para um gradual alcance dos objetivos do trabalho, os assuntos foram organizados em capítulos, contendo apenas as informações julgadas necessárias ao desenvolvimento das idéias, citando-se as referências bibliográficas mais relevantes a um posterior aprofundamento por parte do leitor. Os capítulos são iniciados com breves comentários destinados a integrar os textos e indicar os assuntos desenvolvidos.

Seguem-se breves descrições sobre o conteúdo dos capítulos e anexos:

No Capítulo 2 demonstrou-se a necessidade do acompanhamento do estado da isolamento do transformador, as características principais das isolações sólida e líquida e as causas e conseqüências do seu envelhecimento ou contaminação por gases combustíveis.

No Capítulo 3 são descritos alguns dos métodos mais empregados na análise gás-cromatográfica. Destacou-se os pontos positivos e negativos de cada um deles, bem como as limitações de confiabilidade impostas pela concentração dos gases usadas nas relações. Métodos alternativos aos que foram utilizados neste trabalho também são apresentados no final do capítulo.

No Capítulo 4 são descritas as características físico-químicas do óleo mineral isolante usado em transformadores. Cada propriedade é mostrada junto com seus valores normais e limites de operação. Também se observou a utilização de óleo isolante regenerado e as suas propriedades após a regeneração.

No Capítulo 5 é apresentada uma breve introdução à lógica fuzzy, seus conceitos e aplicações. As funções de pertinência mais comuns são discutidas, além dos métodos de fuzzificação e defuzzificação convencionais, dando assim uma idéia dos componentes básicos dos sistemas fuzzy.

No Capítulo 6 o software desenvolvido neste trabalho é apresentado, sua interface, principais comandos e a funcionalidade de sua base de dados, além da ferramenta de cálculo da taxa de geração.

No capítulo 7 são mostrados os resultados de testes feitos com resultados reais para validação do software. Os testes são divididos em dois blocos, o primeiro com resultados de ensaios da Eletronorte, que são comparados com os diagnósticos do software proposto, e o segundo com dados do CEPEL.

No capítulo 8 faz-se uma conclusão a respeito dos resultados alcançados e a sugestão de trabalhos futuros.

No Anexo A, as adaptações fuzzy dos métodos de análise utilizados neste trabalho são descritas em detalhes.

No Anexo B, constam os relatórios de ensaios que foram utilizados na validação do software.

CAPÍTULO 2

ACOMPANHAMENTO DO ESTADO DA ISOLAÇÃO DO TRANSFORMADOR

2.1 – Introdução

Este capítulo visa à apresentação das principais características e respectivas funções dos materiais que formam o isolamento elétrico nos transformadores, bem como os fatores responsáveis pelos processos de degradação e envelhecimento destes. Também tem o objetivo de descrever a análise dos gases dissolvidos no óleo (DGA) como ferramenta de diagnóstico. Por fim, são apresentadas as conclusões referentes ao capítulo.

2.2 – Características de um Isolamento Elétrico

A isolação elétrica em equipamentos de alta tensão tem como função principal minimizar o fluxo de corrente entre os condutores submetidos a diferenças de potencial elétrico, suportando o campo elétrico resultante. Deve atuar também na transferência de calor gerado entre os condutores, apresentando boa estabilidade térmica, e propriedades mecânicas que possam suportar os esforços eletromecânicos quando da ocorrência de transitórios e ainda apresentar uma estabilidade química dentro de níveis que possam garantir as suas funções como isolante elétrico (ZIRBES, 2003).

O estabelecimento das condições de um isolamento consiste na avaliação da sua capacidade de desempenhar suas funções quando submetido às condições de trabalho estabelecidas em seu projeto, ou sob as condições de operação à que está submetido.

Os isolamentos sofrem uma redução de sua capacidade em função do tempo, mesmo quando submetidos às condições normais de projeto. Após um longo tempo de operação as condições da isolação dos transformadores são substancialmente alteradas. Contudo, metodologias tradicionais baseadas em testes e identificação de diferentes características algumas vezes não nos dão a idéia de como qualificar a condição do equipamento (SOKOLOV, *et al.*, 2001).

De outra forma, quando submetidos a condições mais severas de operação, a vida útil estimada destes equipamentos é reduzida. Na medida em que ocorre uma redução de sua capacidade, vários processos podem ocorrer no sentido de acelerar esta redução, levando à falha do isolamento. Os processos que atuam no sentido de acelerar a redução da capacidade do isolamento, quando em sua fase bem inicial são denominados de falhas incipientes. Essas falhas são normalmente recuperáveis com um custo reduzido.

Assim, a determinação do estado do isolamento envolve também a estimativa e a avaliação da redução de sua capacidade, a determinação e identificação de falhas incipientes e uma estimativa comparativa na redução de vida útil.

O isolamento de papel impregnado é um isolamento composto de celulose e óleo isolante, onde cada um destes apresenta seus processos normais de degradação, podendo alterar parcialmente quando há interação entre eles. O processo envolve várias reações físicas e químicas que, de forma conjunta, atuam no sentido de acelerar ainda mais os níveis de degradação.

De uma forma geral, água, oxigênio, produtos do envelhecimento do óleo (particularmente ácidos) e partículas de diferentes origens são agentes de degradação, os quais podem diminuir significativamente a vida útil do transformador, através da ação térmica, elétrica, eletromagnética e eletrodinâmica (SOKOLOV, *et al.*, 2001). Os métodos de avaliação da degradação podem medir diretamente as características do isolamento, identificar e avaliar os produtos de sua degradação, ou ainda seus efeitos em parâmetros físicos e químicos conhecidos.

Os principais métodos utilizados nas concessionárias do setor elétrico são a análise dos gases dissolvidos e ensaios físico-químicos no óleo, medições de fator de dissipação e medição de descargas parciais. A aplicação destas metodologias no processo de análise requer um prévio conhecimento das características individuais do papel isolante, do óleo isolante e do conjunto papel-óleo.

2.3 – Características do Papel Isolante

O papel isolante não impregnado é uma associação entre celulose e ar e sua densidade varia em função do processo de fabricação e da qualidade (ZIRBES, 2003). A maior parte da isolação sólida dos transformadores e a mais importante é de natureza celulósica, ou seja, é constituída de papel.

Existem vários tipos de papel para aplicação em isolação elétrica. Dependendo de sua matéria prima, e de seu processo de fabricação, eles possuem diferentes composições e características. Os principais tipos de materiais celulósicos empregados na isolação dos transformadores são:

- Papel Kraft – feito de fibra de madeira;
- Papel Manilha – feito de fibras de madeira e cânhamo;
- Papelão Kraft – feito de fibra de madeira;
- Pressboard – feito de papelão com fibra de algodão.

As propriedades elétricas mais importantes deste tipo de material isolante são a constante dielétrica, o fator de dissipação e rigidez dielétrica. Para efeitos de análise de comportamento, normalmente utiliza-se o fator de dissipação, pois ele pode ser medido nos isolamentos e independe de fatores geométricos para sua determinação.

O fator de dissipação representa a relação entre a componente resistiva e a componente capacitiva da corrente, e o seu valor pode variar em função da frequência, do campo elétrico aplicado, da temperatura em que está sendo efetuada a medição, do teor de umidade, da pressão aplicada e de fatores característicos de sua fabricação.

Normalmente a rigidez dielétrica do papel é muito baixa, e pode ser variante em função da sua composição, sua forma e tamanho, seu ambiente, a duração da tensão à ele aplicada, etc. Por sua própria constituição, o dielétrico que determina a rigidez do papel é o próprio ar, chegando a valores, então, um pouco superiores ao de uma camada de ar de mesma espessura.

Outra característica pertinente à rigidez dielétrica é que o valor obtido pela superposição de várias camadas de papel mais fino é em geral superior à rigidez obtida por uma camada equivalente de mesma espessura (ZIRBES, 2003). Pela aplicação de uma tensão reduzida, é possível identificar falhas, variações significativas de densidade e presença de partículas condutoras.

Não somente durante a construção do isolamento, mas ao longo de toda sua vida útil, o papel deve possuir boas qualidades mecânicas, que diminuem tanto mais rapidamente quanto maior for o seu teor de água. A resistência mecânica é uma das características mais importantes, pois caso o papel não venha a suportar os esforços, ocorrerá seu rompimento e a conseqüente falha na isolação. A diminuição da resistência mecânica da isolação tem sido indicada para medir seu tempo de envelhecimento (MILASCH, 1984).

2.4 – Características do Papel Impregnado

O sistema de isolação formado pelo conjunto papel-óleo é responsável pela rigidez dielétrica, mantendo o isolamento entre os terminais de baixa e alta tensão, e entre fases.

Normalmente, o papel isolante utilizado em transformadores é, depois de seco, impregnado com verniz ou resina e posteriormente de óleo isolante. Sua impregnação não impede, mas retarda a penetração de água, embora o verniz, que contém solvente volátil pode dar origem à formação de cavidades na massa isolante, nas quais há a possibilidade de se formarem descargas parciais. Já a impregnação com resina dificulta a formação destas cavidades, dificultando, por conseguinte, a formação destas descargas. A medição do fator de

potência da isolação com tensões elevadas permite a avaliação da extensão das descargas parciais na isolação (MILASCH, 1984).

Outra função igualmente importante, mas que é somente atribuída ao isolamento sólido, e já comentada anteriormente, é a sua resistência mecânica (KELLY & MYERS, 1993). No caso do papel isolante imerso em óleo e aquecido por longo tempo, estes valores são reduzidos, podendo chegar a níveis de não poder resistir aos esforços de curtos-circuitos e surtos de tensão. A resistência mecânica do papel também diminui em razão da quantidade de água existente nesse isolamento, como pode ser observado na Figura 2.1 (MILASCH, 1984).

Com relação às propriedades dielétricas do papel impregnado, elas dependem do tipo de líquido de impregnação e suas características em parte dependem da qualidade do papel e sua densidade (ZIRBES, 2003). Os dados das características dielétricas são basicamente experimentais, sendo que os principais envolvidos na caracterização do papel impregnado é a rigidez dielétrica e o fator de dissipação.

A rigidez dielétrica, como mencionado anteriormente, representa a capacidade do isolante suportar a aplicação de campos elétricos sem a perda de sua característica de dielétrico. Apresenta-se significativamente melhor para o papel com a adição de óleo isolante.

No caso do papel impregnado, para tensões contínuas e impulsos de tensões, a ruptura do dielétrico deve iniciar por descarga no óleo isolante levando a ruptura total após a primeira descarga. Já a tensão de ruptura em corrente alternada é inferior aos valores correspondentes a tensão contínua e ao impulso. Na aplicação de correntes alternadas, as primeiras descargas ocorrem a uma tensão bem inferior a tensão na qual ocorre a ruptura do dielétrico. Estas descargas denominadas de descargas parciais podem aumentar de intensidade ao longo do tempo com a permanência da tensão aplicada. A ocorrência de descargas parciais em tensões mais baixas é facilitada pela presença de gases, na forma de bolhas ou em vazios do papel, pela umidade aderindo a impurezas ou fragmentos de fibras e partículas em suspensão.

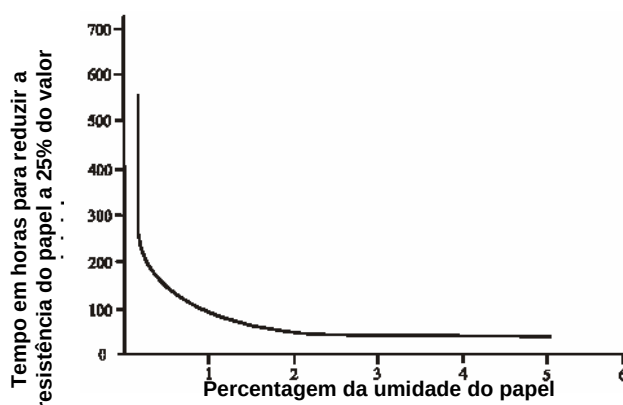


Figura 2.1 – Efeito da umidade sobre o envelhecimento do papel manilha com redução de sua resistência à tração a 25% de seu valor original.

Outro fator que influencia na avaliação da rigidez dielétrica é o campo elétrico aplicado ao papel impregnado. Na aplicação de campos elevados existe um efeito de degradação em sua rigidez dielétrica. Este efeito é cumulativo e leva a ruptura do isolamento em função do número de impulsos aplicados ou tempo de exposição a estes elevados campos.

Já o fator de dissipação ou tangente delta consiste na medida das perdas elétricas no isolamento. Baixos valores para esta grandeza são normalmente utilizados como prova da boa qualidade do óleo, sendo que aumentos súbitos no valor da tangente delta ao longo do tempo, são utilizados como sinais de deterioração das condições do isolamento (VAN BOLHUIS *et al.*, 2002). De uma forma geral, os mesmos contaminantes que afetam os valores obtidos para a rigidez dielétrica, também afetam os valores do fator de dissipação do papel impregnado (MIN & HUA, 1988).

2.5 – Envelhecimento do Papel Impregnado

A degradação do papel ocorre em função basicamente do efeito da temperatura, oxigênio e água, fatores que afetam principalmente as propriedades mecânicas do papel.

Normalmente, os ensaios relativos aos efeitos da degradação são feitos em condições controladas, e de preferência individualmente. Quando não é possível a separação de um dos fatores, são utilizados ensaios com fatores combinados e efetuadas comparações com outros ensaios onde um destes fatores está isolado. Assim por comparação é possível estimar o comportamento individual desejado.

Historicamente, o grau de polimerização (GP) foi um dos primeiros parâmetros de medição indireta a ser utilizado para avaliação do efeito da degradação das propriedades mecânicas do papel ou seu envelhecimento. Como o papel é constituído por cerca de 90% de celulose, e esta possui cerca de 1200 monômeros em sua estrutura, a medição do GP, ou quantidade de monômeros, pode indicar o seu envelhecimento. Levando em conta ainda que existe a redução destes valores durante a fabricação, enrolamento e processamento, considera-se que o papel em transformadores novos deve conter unidades de monômeros ou grau de polimerização em torno de 1000. Considera-se ainda que para GPs entre 1000 e 500, a resistência é constante, mas na faixa de 500 a 200, a resistência é diretamente proporcional ao GP. Ainda podemos considerar que para GP = 150 ou abaixo, a resistência é inadequada para suportar os esforços mecânicos aos quais o sistema é submetido (VAN BOLHUIS *et al.*, 2002).

Posteriormente outros métodos de avaliação indireta foram desenvolvidos e normalmente consolidados em sua aplicação pela comparação com o GP. Estes novos

métodos foram desenvolvidos basicamente em função dos subprodutos do envelhecimento, de modo a facilitar a medição do isolamento em serviço (ZIRBES, 2003).

O envelhecimento por ação da temperatura varia conforme a qualidade do papel e também de acordo com o fluxo de nitrogênio no ambiente. De um modo geral, a degradação do papel impregnado depende da temperatura considerada, sendo que ocorre um aumento de sua velocidade de degradação com o aumento desta. KELLY & MYERS (1993), em seus estudos, afirmam que a cada 8°C de aumento na temperatura do papel, a partir de 90°C, a vida útil do papel decresce pela metade. Normalmente, o envelhecimento causado pela elevação da temperatura é analisado em conjunto com a influência da umidade. Altas taxas de umidade inicial reduzem significativamente sua vida útil.

O estudo da influência do oxigênio na degradação do papel impregnado com óleo é bastante complexo, pois envolve, vários fenômenos físicos de difusão do gás com influência da temperatura e reações químicas tanto no papel como no óleo (ZIRBES, 2003). O papel e o óleo em seus processos de degradação reagem com o ar, consumindo oxigênio. Portanto, a presença do oxigênio no meio faz com que a velocidade de degradação seja também aumentada.

Os mecanismos de degradação do papel por ação térmica, hidrólise ou por oxidação produzem a cisão das cadeias liberando glucose ou formas degradadas de glucose. A glucose sofre degradação por ação da água em meio ácido formando os compostos furânicos, que se dissolvem no óleo isolante. Assim estes compostos são um indicador da existência de degradação da celulose (ZIRBES, 2003).

Em suma, diversas técnicas foram e continuam a ser desenvolvidas para a detecção do envelhecimento, identificação dos produtos de degradação ou a identificação da ocorrência de falhas em sistemas isolantes de transformadores (papel, óleo e conjunto papel-óleo). A Tabela 2.1 apresenta resumidamente as principais técnicas desenvolvidas, relacionando o seu uso, *status* e a utilização destas nos diferentes setores da engenharia.

2.6 – Características do Óleo Mineral Isolante

O óleo mineral isolante utilizado em transformadores é extraído do petróleo e suas características vão depender da natureza deste petróleo e do processo utilizado na sua preparação. O petróleo e, por conseguinte, o óleo, pode ser classificado como parafínicos, naftênicos, aromáticos ou de grupos intermediários de moléculas, sendo que os dois primeiros, historicamente, eram os tipos de óleos mais utilizados.

Com a redução das fontes de petróleo naftênico, que tradicionalmente era o mais utilizado devido a sua capacidade de absorção de gás, a utilização do óleo paraafínico se torna cada vez maior e comum.

Tabela 2.1 – Principais técnicas utilizadas na estimativa do envelhecimento e degradação do sistema isolante.

Método	Tipo de Teste	Status	Usuários	Disponível para monitoramento
Análise de Gases Dissolvidos (DGA)	Envelhecimento do óleo e papel, identificação de pontos quentes, arcos elétricos ou descargas parciais.	Amplamente utilizada. Diversas pesquisas estão buscando o refinamento da ligação entre a formação do gás e causa.	Diversas concessionárias e laboratórios realizam esta análise.	Sim
Grau de Polimerização (GP)	Envelhecimento do papel isolante.	Relação entre o comprimento da cadeia de polímeros e a resistência mecânica.	Principalmente utilizado em pesquisas de laboratórios. Poucas concessionárias o utilizam.	Não
Análise Furfural	Envelhecimento do papel isolante.	Sob pesquisa. Existe ainda comportamento desconhecido da formação de compostos furânicos em transformadores.	Concessionárias e laboratórios.	Sim
Medição da tensão de restabelecimento (RVM)	Quantidade de água e envelhecimento do papel isolante.	Sob pesquisa.	Algumas concessionárias e laboratórios.	Não
Tangente delta	Perdas dielétricas no sistema isolante.	Conhecido. Instrumentos portáteis têm sido desenvolvidos para este fim.	Algumas concessionárias e fabricantes de transformadores, como controle de qualidade.	Tangente delta para buchas de transformadores pode ser medida <i>online</i> .
Resistência do isolamento e índice de polarização.	Acúmulo de materiais polarizáveis no sistema isolante.	Conhecido.	Principalmente concessionárias. Pode ser usada <i>off-line</i> , em testes periódicos.	Não
Tangente delta (f)	Resposta em frequência do dielétrico, envelhecimento do papel, acúmulo de materiais polarizáveis no sistema isolante.	Instrumentos são comercialmente avaliados, mas muitas pesquisas estão sendo feitas para interpretação dos resultados.	Algumas concessionárias, laboratórios.	Não
Descargas parciais	Deterioração do sistema isolante, hábil para detectar alguns defeitos localizados.	Bem conhecido. Pesquisas estão sendo feitas para supressão de ruídos, interpretação dos dados e uso <i>on-line</i> .	Diversas concessionárias. A medição dos níveis de PD faz parte dos testes de comissionamento para transformadores de potência.	Sim

O óleo mineral isolante é constituído em sua maioria de uma mistura de hidrocarbonetos, e de não hidrocarbonetos, ou heterocompostos, em pequena proporção.

Tendo em vista a presença de um elevado número de componentes em diferentes quantidades em sua composição, a caracterização de um óleo mineral para utilização como isolante não é feita pela composição da mistura do mesmo, mas por uma série de parâmetros físico-químicos, os quais são afetados pela sua composição e por apresentarem reflexos em sua utilização. Assim, o estabelecimento de limites para estes parâmetros tem como objetivo alcançar uma uniformidade de comportamento como isolante e referências de qualidade para sua utilização (ZIRBES, 2003).

As principais características físico-químicas, ou ensaios, utilizados como parâmetros de classificação do óleo isolante são: a sua cor, ponto de fulgor, ponto de fluidez, densidade, viscosidade, ponto de anilina, teor de água, rigidez dielétrica, tensão interfacial e outros.

Algumas destas características servem não somente como parâmetros de projeto de isolamento, mas também na avaliação e acompanhamento do óleo em serviço, indicando possível contaminação, estimativas de sua deterioração ou determinação de suas condições funcionais.

A rigidez dielétrica é o parâmetro mais importante na avaliação da capacidade isolante do óleo. Ela representa a capacidade do isolante suportar a aplicação de campos elétricos sem a perda de sua característica de dielétrico. Esta característica pode ser obtida e avaliada através da aplicação de uma tensão entre dois eletrodos separados por uma distância fixa. A tensão aplicada é elevada até o valor de ruptura do dielétrico. O valor da tensão em que ocorre a ruptura é definido como Tensão de Ruptura. A rigidez em kV/cm leva em conta a distância de separação dos eletrodos. O valor da rigidez dielétrica para óleos novos e secos é de aproximadamente 200 kV/cm.

Alguns fatores influenciam os valores obtidos para a rigidez dielétrica do óleo isolante, dentre eles a temperatura, a estrutura dos eletrodos e as impurezas existentes. A tensão de ruptura ou a rigidez dielétrica variam também com a classe de tensão em que o óleo é usado, bem como com o tipo do equipamento em que é empregado.

O efeito da temperatura na rigidez dielétrica pode ser descrito em função da solubilidade e da quantidade de água existente neste óleo. Se por sobrecarga do equipamento ou outro fator, a temperatura do óleo aumenta, a quantidade de água dissolvida no óleo também cresce. Quando a temperatura do óleo baixar, parte da água dissolvida passará para o estado livre e sua rigidez dielétrica terá um valor mais baixo (ZIRBES, 2003).

O efeito da estrutura dos eletrodos, no que diz respeito ao seu tamanho e forma, determina o volume de líquido sujeito aos campos elétricos não uniformes. Quanto maior este volume, maior é a probabilidade da existência de impurezas.

As impurezas abrangem partículas sólidas de carbono, produtos formados pelo envelhecimento e ocorrência de descargas, fibras celulósicas, resíduos de processos de filtragem, água, ácidos e gases. A presença destas impurezas causa a redução da rigidez dielétrica do líquido isolante, sendo que os seus efeitos ainda podem ser aumentados, na presença simultânea de umidade.

Outro componente que pode ser encontrado nos óleos isolantes e que pode alterar a sua caracterização e seu comportamento é a umidade. Basicamente, ela pode se apresentar no líquido isolante sob três formas distintas, na forma de solução, em estado de emulsão ou em dispersão grosseira. Sob forma de vapor, é solúvel no óleo em quantidades que dependem da composição do óleo, temperatura e pressão. Ao atingir a saturação, a quantidade excedente não se encontra em solução, podendo estar sob a forma de emulsão. No estado de emulsão, como as partículas de umidade formadas possuem pequenas dimensões, não ocorre a precipitação devido às forças de tensão superficial e viscosidade do óleo. Quando as partículas formadas possuem dimensões maiores, a água se encontra em uma dispersão grosseira e ocorre sua precipitação em forma de gotículas (ZIRBES, 2003).

2.7 – Envelhecimento do Óleo Mineral Isolante

O envelhecimento do óleo mineral isolante se inicia imediatamente após o enchimento do transformador, sendo assim o óleo pode apresentar contaminação ou deterioração (MILASCH, 1984).

O óleo está contaminado quando contém água e outras substâncias estranhas, mas que não são produtos de sua decomposição e está deteriorado quando contém produtos resultantes de sua oxidação.

Segundo a *American Society of Testing and Materials* (ASTM), o processo de oxidação do óleo tem início quando o oxigênio entra em combinação com os hidrocarbonetos instáveis, na presença dos catalisadores existentes no transformador: cobre, ferro e a água, um dos principais catalisadores do processo. Esses hidrocarbonetos são considerados impurezas do óleo, pois os hidrocarbonetos estáveis dificilmente reagem com o oxigênio. O oxigênio está livre no ar presente no interior do transformador ou dissolvido no óleo isolante. Figura 2.2 resume o processo de envelhecimento do óleo mineral isolante:

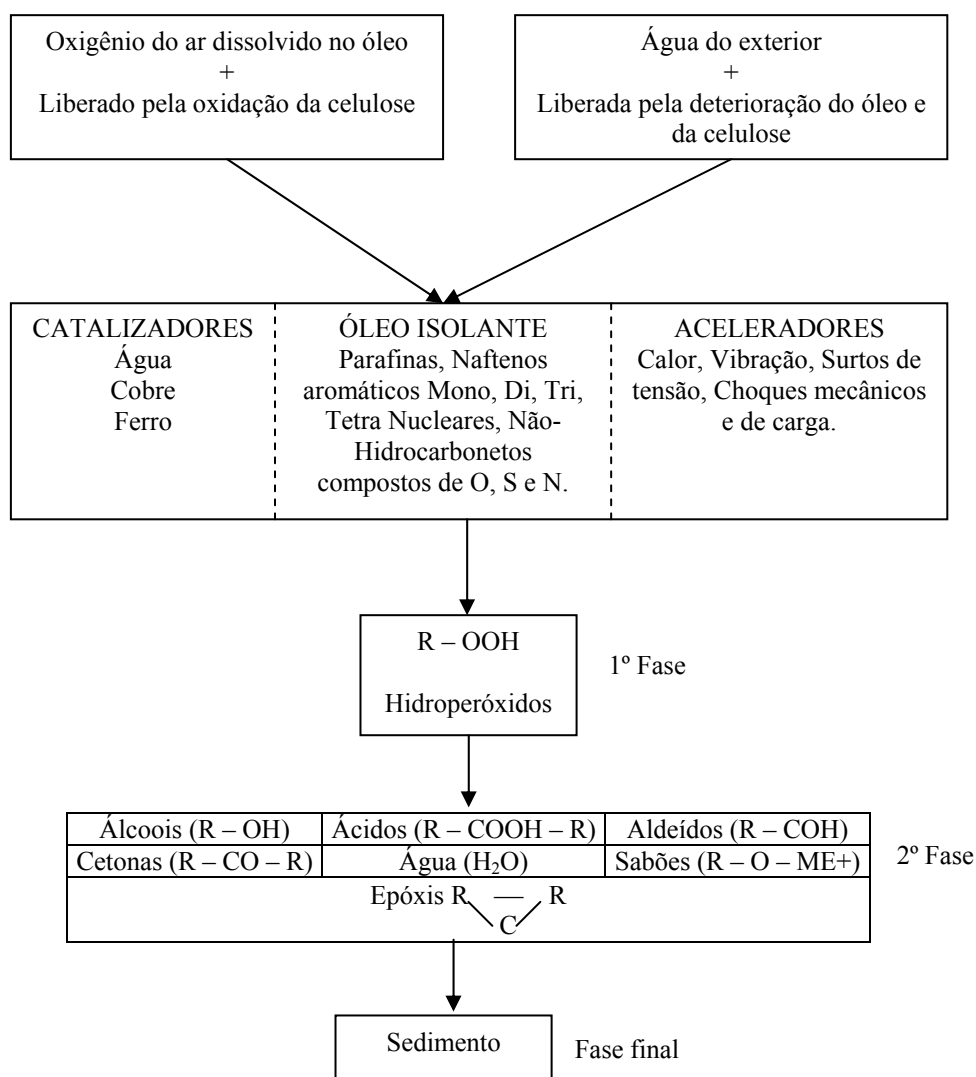


Figura 2.2 - Processo de envelhecimento do óleo mineral isolante.

2.8 - Condição dos Isolamentos Líquido e Sólido Através da Análise de Gases Dissolvidos (DGA)

Através da análise dos gases dissolvidos no óleo isolante é possível avaliar a condição de operação do isolamento, com a identificação de eventuais processos de falha que possam estar ocorrendo. Os processos identificáveis têm como origem o superaquecimento do isolamento ou a ocorrência de descargas elétricas em seu interior. As medidas podem ser obtidas com o equipamento em operação normal, seja por amostragem periódica do óleo, ou por monitoramento contínuo.

A detecção de certos gases gerados no óleo do transformador em serviço é freqüentemente a primeira indicação de seu mau funcionamento. Descargas de baixa energia, de alta energia e superaquecimento são alguns dos mecanismos de falha que podem ser identificados através desta análise. A ocorrência destes eventos pode resultar na decomposição dos materiais isolantes e conseqüentemente na formação de vários gases

combustíveis e não combustíveis. A operação de transformadores com grande quantidade de gases combustíveis, não é uma condição normal, mas pode acontecer, desde que investigados e avaliados os possíveis riscos desta operação (IEEE C57.104, 1991). A identificação de uma condição anormal requer a avaliação da quantidade de gases gerados considerando a sua taxa de geração ao longo do tempo.

Por muitos anos a técnica de análise dos gases dissolvidos no óleo foi a única utilizada para avaliação dos processos de degradação e envelhecimento do isolamento em sua fase inicial. O óleo submetido às constantes variações de temperatura se decompõe, produzindo diversos gases, que tendem a se manter dissolvidos neste óleo.

O processo de falha é relacionado com as temperaturas esperadas no óleo em função de seus mecanismos. Assim a ocorrência de sobreaquecimento no isolamento deve elevar a temperatura a valores que variem em função de sua severidade. Da mesma forma, a ocorrência de ruptura da rigidez dielétrica do óleo, com o surgimento de descargas, pode ser associada com as temperaturas de formação do arco em função de sua intensidade. Assim, são estabelecidas faixas de temperatura para as quais existe uma maior probabilidade da ocorrência de um determinado processo. Estabelecida a correlação entre a temperatura, o processo de falha e sua intensidade, é possível estimar nos equipamentos os processos envolvidos e faixas de temperaturas esperadas para falhas específicas. Esta é a forma usual de estabelecer uma correlação entre a formação de gases no óleo e processos ou falhas específicas.

Dependendo da energia envolvida, da sua localização, da ocorrência intermitente ou contínua, cada tipo de falha afeta o óleo ou papel de uma forma diferente, gerando quantidades relativas características de gases dissolvidos (DUKARM, 1993). A estimativa da quantidade de gases formados, bem como a sua evolução, em função da temperatura, pode ser visualizada na Figura 2.3 (IEEE C57.104, 1991):

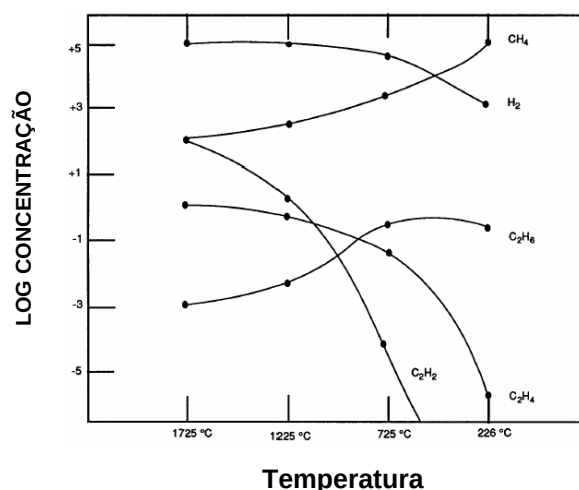


Figura 2.3 – Pressões parciais do equilíbrio térmico de Halstead em função da temperatura.

Com base na temperatura de decomposição do óleo, e em função da formação de gases para essa temperatura, supõe-se que uma falha possa estar ocorrendo. Por exemplo, falhas de origem elétrica, do tipo descargas contínuas ou condição de arco elétrico, podem levar a temperatura do óleo na região em torno desta descarga a níveis elevados, alcançando 1800 °C, tendo como consequência a formação significativa de acetileno (C_2H_2).

Para temperaturas entre 150 °C e 400 °C os gases mais significativos são os de baixo peso molecular como o hidrogênio (H_2) e o metano (CH_4), com concentrações mais elevadas de metano. Um aumento mesmo que relativamente pequeno de temperatura faz com que a concentração de hidrogênio seja superior a do metano. Assim a relação entre os dois gases é totalmente alterada. O valor desta relação é uma evidência para discriminar as falhas térmicas de baixa intensidade. Estes exemplos embora simples e parciais ilustram os mecanismos básicos da metodologia de diagnóstico de falhas através dos gases dissolvidos.

A análise dos gases pode ser feita, basicamente de duas formas: a primeira levando em conta as relações de gases, onde são estabelecidas faixas de valores prováveis para a ocorrência de determinados tipos de falhas e a outra levando em conta a formação do gás mais significativo para aquele tipo de falha, também chamado gás chave, esses e outros métodos serão mostrados posteriormente.

2.9 – Conclusões

Neste capítulo foram apresentadas as considerações referentes ao isolamento elétrico, considerando o conjunto papel-óleo, bem como o comportamento de cada um destes materiais separadamente. Algumas das suas principais grandezas elétricas foram apresentadas, junto com técnicas utilizadas na identificação das suas condições, e seus reflexos na operação dos equipamentos.

Também foram descritos os principais agentes e produtos da degradação e envelhecimento do sistema que compõem o isolamento. Dando maior ênfase ao óleo isolante, foram tratados os principais gases formados quando da ocorrência de determinadas falhas, mostrando a evolução destes valores em função da temperatura e em função da severidade da falha que possa estar ocorrendo.

CAPÍTULO 3

MÉTODOS DE INTERPRETAÇÃO DO ENSAIO

GÁS-CROMATOGRÁFICO

3.1 - Introdução

Muitas técnicas para detecção e medição dos gases dissolvidos no óleo isolante de transformadores foram desenvolvidas. No entanto, a interpretação da significância dos seus resultados está sujeita a variações.

A presença e a concentração dos gases dependem de algumas características dos equipamentos como: tipo, localização, temperatura do defeito, solubilidade e grau de saturação dos vários gases encontrados no óleo, tipo do sistema de conservação do óleo, tipo e velocidade de circulação do óleo, tipo dos materiais em contato com o óleo e as características dos procedimentos de amostragem e medição. Por causa da variação nos limites e da importância dos gases e das taxas de geração torna-se difícil obter um consenso (IEEE Std C57.104, 1991). Uma grande barreira para o desenvolvimento de um método preciso de interpretação de resultados é a não existência de uma correlação exata entre os gases identificados e os defeitos.

Os resultados de vários ensaios gás-cromatográficos indicam que os procedimentos analíticos para análises gasosas são difíceis, tem pouca precisão, e podem ser extremamente inexatos principalmente quando se tratam de análises feitas em diferentes locais e por diferentes pessoas (IEEE Std C57.104, 1991).

É importante ressaltar que, embora a interpretação dos resultados mediante a análise cromatográfica seja imprecisa, a razão física para a formação de gases é bastante concisa.

3.2 - Gases Dissolvidos no Óleo

O óleo pode conter gases combustíveis, tais como: monóxido de carbono (CO), hidrogênio (H₂), metano (CH₄), etano (C₂H₆), etileno (C₂H₄) e acetileno (C₂H₂) ou gases não combustíveis: oxigênio (O₂), nitrogênio (N₂) e dióxido de carbono (CO₂).

Os gases nitrogênio e oxigênio provêm do ar atmosférico com o qual o óleo está ou esteve em contato.

A isolação sólida e líquida sofrem deterioração durante o funcionamento normal do transformador, ou seja, operando no limite máximo de temperatura e o óleo estando fora de contato com o oxigênio e a umidade exterior.

Os gases oriundos da deterioração normal da isolação sólida são o dióxido de carbono e monóxido de carbono (em menor quantidade que o CO), e traços de hidrogênio, metano e etano (MILASCH, 1984). Se a celulose estiver sobreaquecida haverá também a formação de água.

O óleo isolante sobreaquecido conduz a formação de metano, etano e etileno. Se houver contato com o oxigênio haverá formação de água. A queima do óleo (pirólise) provoca a geração de hidrogênio, acetileno, metano e etileno.

Além do calor, outros fatores que provocam a formação de gases no óleo isolante (MILASCH, 1984):

- Descargas parciais (corona);
- Centelhamento;
- Arco elétrico;
- Contaminação do nitrogênio do colchão de gás (camada de gás que se forma entre o óleo e a carcaça interna do transformador) de transformadores selados;
- Transformadores transportados com CO₂;
- Transformadores não desgaseificados após reparos;
- Hidrólise devida à presença de água;
- Motor do sistema de ventilação forçada queimado;
- Poluição atmosférica;
- Contaminação pelo óleo da chave comutadora do comutador de derivações em carga do transformador;

3.3 – Análise Cromatográfica dos Gases Dissolvidos no Óleo

O método de análise dos gases dissolvidos no óleo por cromatografia gasosa é o mais adequado para análise de gases gerados no transformador (MILASCH, 1984). Os resultados muito contribuem para detecção de falhas incipientes e o acompanhamento do envelhecimento da isolação do transformador.

A análise cromatográfica é feita em três etapas: amostragem do óleo, extração dos gases da amostra do óleo e análise dos gases extraídos no cromatógrafo de gases, que consiste na separação dos diferentes gases obtidos da amostra em tipo e quantidade (concentração).

3.4 - Procedimento para Análise de Gases Combustíveis (IEEE Std C57.104, 1991)

1) Detecção - Detectar a geração de qualquer gás que exceda limites aceitáveis, utilizando métodos apropriados. Assim, havendo alguma anormalidade, esta poderá ser reconhecida o mais cedo possível, minimizando danos ou evitando falhas.

2) Avaliação - Avaliar o impacto do defeito na utilização do transformador, baseando-se em um conjunto de regras e recomendações.

3) Ação - Tomar as ações recomendadas, aumentando a observação através de análises suplementares relacionando cada uma com a devida sensibilidade de carga do transformador e se possível reduzir a carga ou remover o transformador de serviço.

3.5 – Métodos de Interpretação dos Resultados da Análise Gás-Cromatográfica

O uso das concentrações de gases combustíveis dissolvidos no óleo isolante para indicar a existência de um tipo de defeito dentro do transformador é um processo empírico baseado na experiência individual de cada pessoa. Isto foi constatado por Doernenburg e mais tarde confirmado por Rogers no sistema europeu. Os americanos aplicaram as regras européias a seus sistemas e obtiveram elevado grau de sucesso, no entanto não possuem um banco de dados comparável com o dos europeus.

Os diagnósticos baseiam-se nos princípios de degradação térmica mostrados no Capítulo 2 e utilizam certas relações entre as concentrações de gases combustíveis chaves como indicadores de defeitos, são elas:

- Relação 1 (R1) = CH_4/H_2 ;
- Relação 2 (R2) = $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$;
- Relação 3 (R3) = $\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$;
- Relação 4 (R4) = $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$;
- Relação 5 (R5) = $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$.

3.5.1 - Avaliação do Provável Tipo de Defeito Através do Método Doernenburg (IEEE Std C57.104 – 1991)

O método Doernenburg sugere a existência de três tipos de defeitos citados anteriormente, utiliza as relações R1, R2, R3 e R4 e requer níveis significantes dos gases presentes nas amostras para gerar um diagnóstico válido.

Os valores das concentrações dos gases são comparados com as concentrações de referência (L1) da Tabela 3.1, assim consegue-se confirmar se existe um problema e se há geração de gás suficiente para se aplicar o ensaio.

Tabela 3.1 –Valores de referência de concentração dos gases.

Gás chave	Concentrações L1 (ppm)
Hidrogênio (H ₂)	100
Metano (CH ₄)	120
Monóxido de Carbono (CO)	350
Acetileno (C ₂ H ₂)	35
Etileno (C ₂ H ₄)	50
Etano (C ₂ H ₆)	65

As relações R1, R2, R3 e R4 são comparadas com valores limites, dando uma sugestão de diagnóstico para o defeito. A Tabela 3.2 mostra os intervalos de valores para amostras de gás dissolvido no óleo isolante:

Tabela 3.2 – Diagnósticos sugeridos pelo método Doernenburg.

$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{C_2H_6}{C_2H_2}$	$\frac{C_2H_2}{CH_4}$	Diagnóstico sugerido
> 0.1	< 0.75	> 0.4	< 0.3	Decomposição Térmica (pontos quentes)
< 0.1	Não significativa	> 0.4	< 0.3	Corona (DP de baixa intensidade)
> 0.1 < 1	> 0.75	< 0.4	> 0.3	Arco exceto corona (DP de alta intensidade)

A Figura 3.1 mostra a sequência de passos para se realizar uma análise pelo método de Doernenburg. Cada etapa é descrita da seguinte maneira:

Etapa 1: As concentrações dos gases (em ppm) são separadas e obtidas através da cromatografia;

Etapa 2: Se no mínimo uma das concentrações dos gases H₂, CH₄, C₂H₂ e C₂H₄ excederem duas vezes os valores limites L1 e um dos outros três gases restantes excederem uma vez o limite L1, o transformador apresenta defeito;

Etapa 3: As relações são válidas se no mínimo um dos gases presentes em R1, R2, R3 e R4 excederem o limite L1, caso contrário, outra amostragem deverá ser feita no transformador e outros métodos deverão ser considerados;

Etapa 4: Os valores das relações R1, R2, R3 e R4 são comparados com os da Tabela 3.2;

Etapa 5: Se todas as relações estão de acordo com os intervalos da Tabela 3.2, o diagnóstico sugerido é válido.

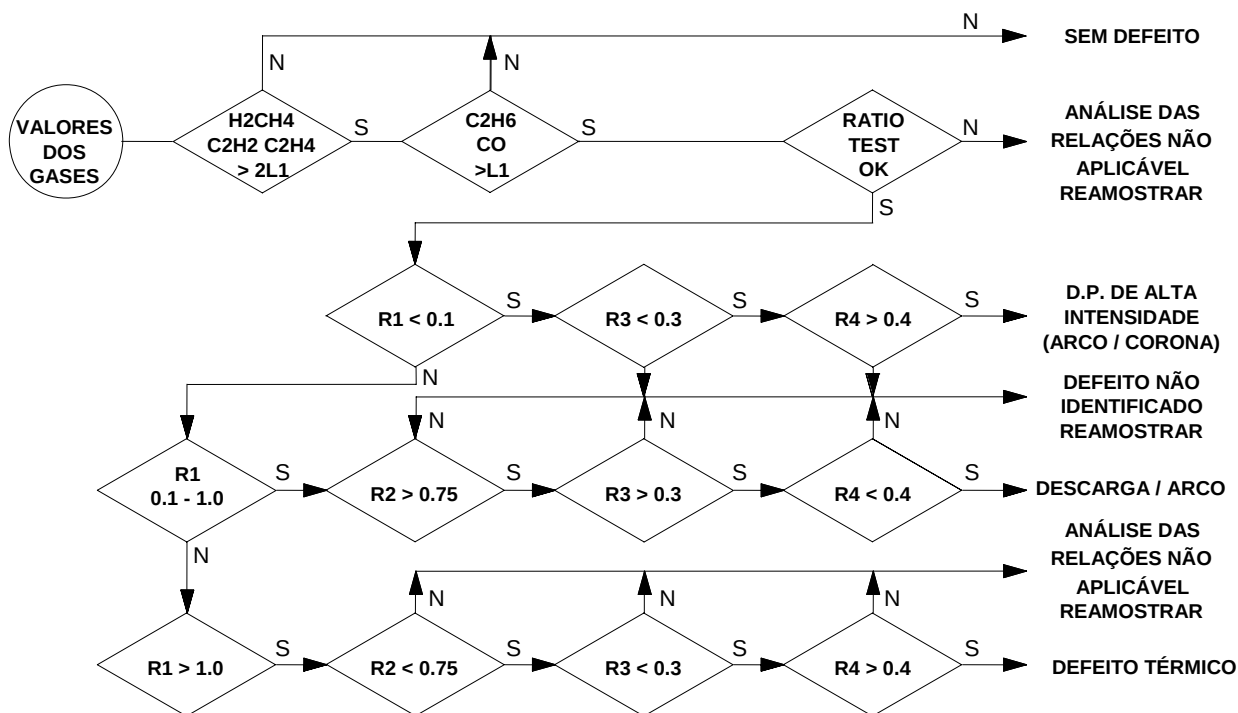


Figura 3.1 – Sequência de análise do método Doernenburg.

3.5.2 - Avaliação do Provável Tipo de Defeito Através do Método Rogers (IEEE Std C57.104 – 1991):

O método Rogers segue o mesmo procedimento do método Doernenburg, mas somente as relações R1, R2 e R5 são utilizadas. A validação dos resultados pelo método Rogers é baseada na correlação dos resultados de um grande número de análise de defeitos com a análise cromatográfica.

O método Rogers se baseia nos princípios de defeito térmico e elétrico mostrados no Capítulo 1 e, como no Doernenburg, as relações podem não se encaixar nos códigos de diagnóstico.

A Tabela 3.3 mostra os diagnósticos sugeridos por Rogers e os intervalos correspondentes para as três relações. Esta tabela é uma combinação de alguns casos do total de tipos de defeitos sugeridos primeiramente por Rogers. É importante lembrar que o procedimento é válido para ensaios realizados em amostras do colchão de ar, relé de gás ou do óleo isolante.

Tabela 3.3 - Diagnósticos sugeridos pelo método Rogers.

Caso	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	Diagnóstico Sugerido
0	> 0.1 < 1	< 0.1	< 1	Envelhecimento Normal
1	< 0.1	< 0.1	< 1	DP de baixa energia
2	> 0.1 < 1	> 1 < 3	> 3	Arco (descarga de alta energia)
3	> 0.1 < 1	< 0.1	> 1 < 3	Falha térmica de baixa temperatura
4	> 1	< 0.1	> 1 < 3	Falha térmica $< 700\text{ }^{\circ}\text{C}$
5	> 1	< 0.1	> 3	Falha térmica $> 700\text{ }^{\circ}\text{C}$

A Figura 3.2 mostra a seqüência de análise sugerida pelo método Rogers, na qual a descrição das etapas é semelhante a do método Doernenburg:

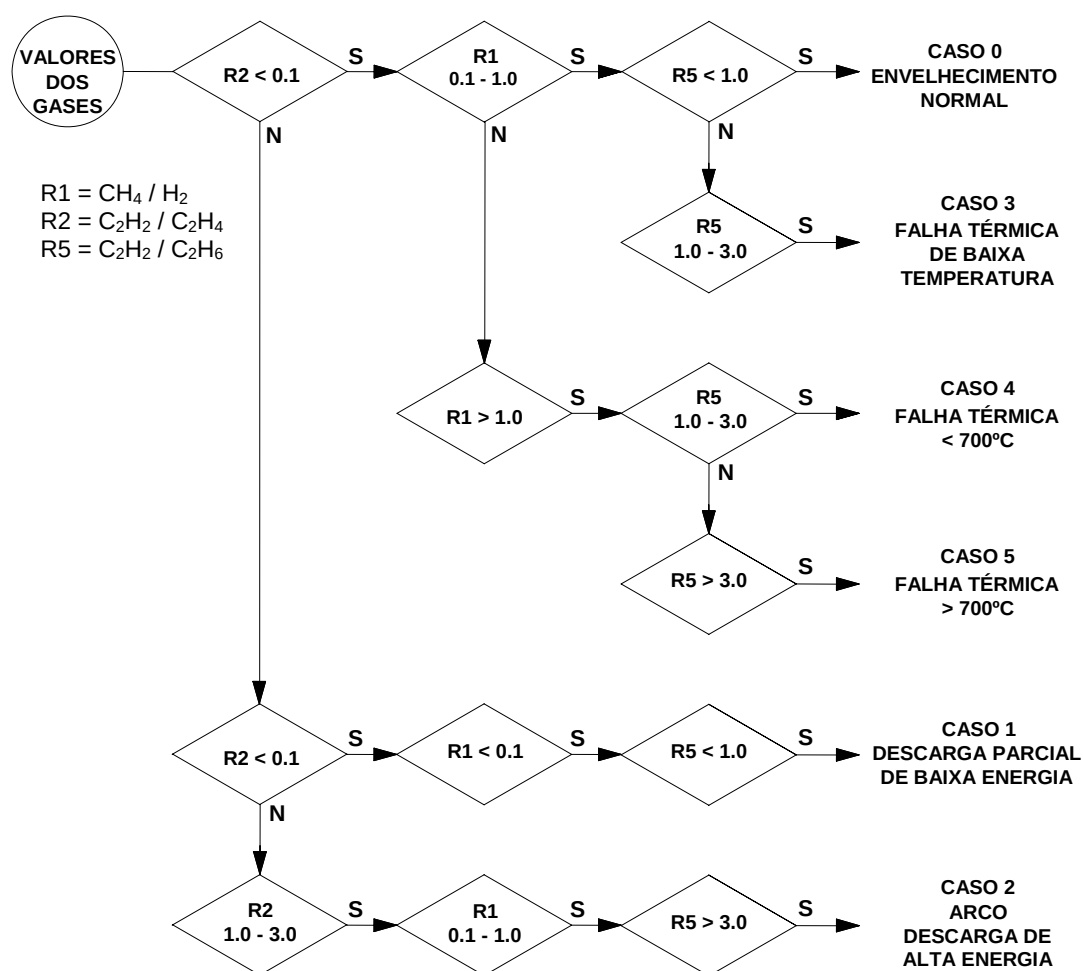


Figura 3.2 – Seqüência de análise do método Rogers.

3.5.3 - Avaliação do Provável Tipo de Defeito Através do Método IEC

Este método também leva em consideração os princípios de falhas mostrados anteriormente e sugere 6 tipos de defeitos relacionados com os compostos de hidrocarbonetos comumente formados pela decomposição do óleo mineral isolante.

O procedimento para geração de diagnósticos é baseado na análise cromatográfica e segue a mesma sequência dos métodos anteriores, sendo que serão utilizadas apenas as relações R1, R2 e R5.

Os prováveis diagnósticos para os defeitos estão relacionados aos seus respectivos limites conforme a Tabela 3.4:

O método sugere que os valores limites para a sua aplicação devem ser estabelecidos de acordo com tipo de equipamento e a experiência de quem realiza o ensaio. A Figura 3.3 mostra a sequência de análise sugerida pelo método IEC:

Tabela 3.4 - Diagnósticos sugeridos pelo método IEC-60599.

Defeito característico	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
Descargas parciais	Não significativa	< 0.1	< 0.2
Descargas de baixa energia	> 1	0.1 – 0.5	> 1
Descargas de alta energia	0.6 – 3.5	0.1 - 1	> 2
Defeito térmico $t < 300\text{ }^\circ\text{C}$	Não significativa	> 1 (mas não significativa)	< 1
Defeito térmico $300\text{ }^\circ\text{C} < t < 700^\circ$	< 0.1	> 1	1 – 4
Defeito térmico $t > 700\text{ }^\circ\text{C}$	< 0.2	> 1	> 4

Nota 1 – Em alguns países a relação C_2H_2/C_2H_6 é usada no lugar de CH_4/H_2 . Assim como outros limites para as relações;

Nota 2 – As relações acima são válidas se ao menos uma das concentrações dos gases presentes em R1, R2 e R5 estiverem acima dos valores aceitáveis;

Nota 3 – A formação de gás por descargas parciais resulta da decomposição da fina camada de óleo entre as lâminas do núcleo para temperatura de $140\text{ }^\circ\text{C}$ ou superior;

Nota 4 – Um aumento na concentração de C_2H_2 pode indicar que a temperatura do ponto quente é maior que $1000\text{ }^\circ\text{C}$;

Nota 5 - Combinações de relações de gases não previstas na tabela podem ocorrer na prática. A interpretação dessas combinações encontra-se em estudo.

3.5.4 – Avaliação do Provável Tipo de Defeito Através do Método Laborelec

O método proposto pelo *Laboratoire Belge de l'Industrie Électrique* (Laborelec), utiliza como critério de diagnóstico a concentração individual de três gases: hidrogênio (H_2), acetileno (C_2H_2) e monóxido de carbono (CO); o volume total de gases contendo um ou dois átomos de carbono e a relação de concentrações R1. Este método identifica a condição de normalidade do isolamento e as falhas pela sua natureza (elétrica, térmica) com nove níveis, pela intensidade as falhas são divididas em quatro níveis.

O método Laborelec está recomendado na NBR 7274 (ZIRBES, 2003). A sequência de passos a serem seguidos para a realização do método pode ser vista na Figura 3.3.

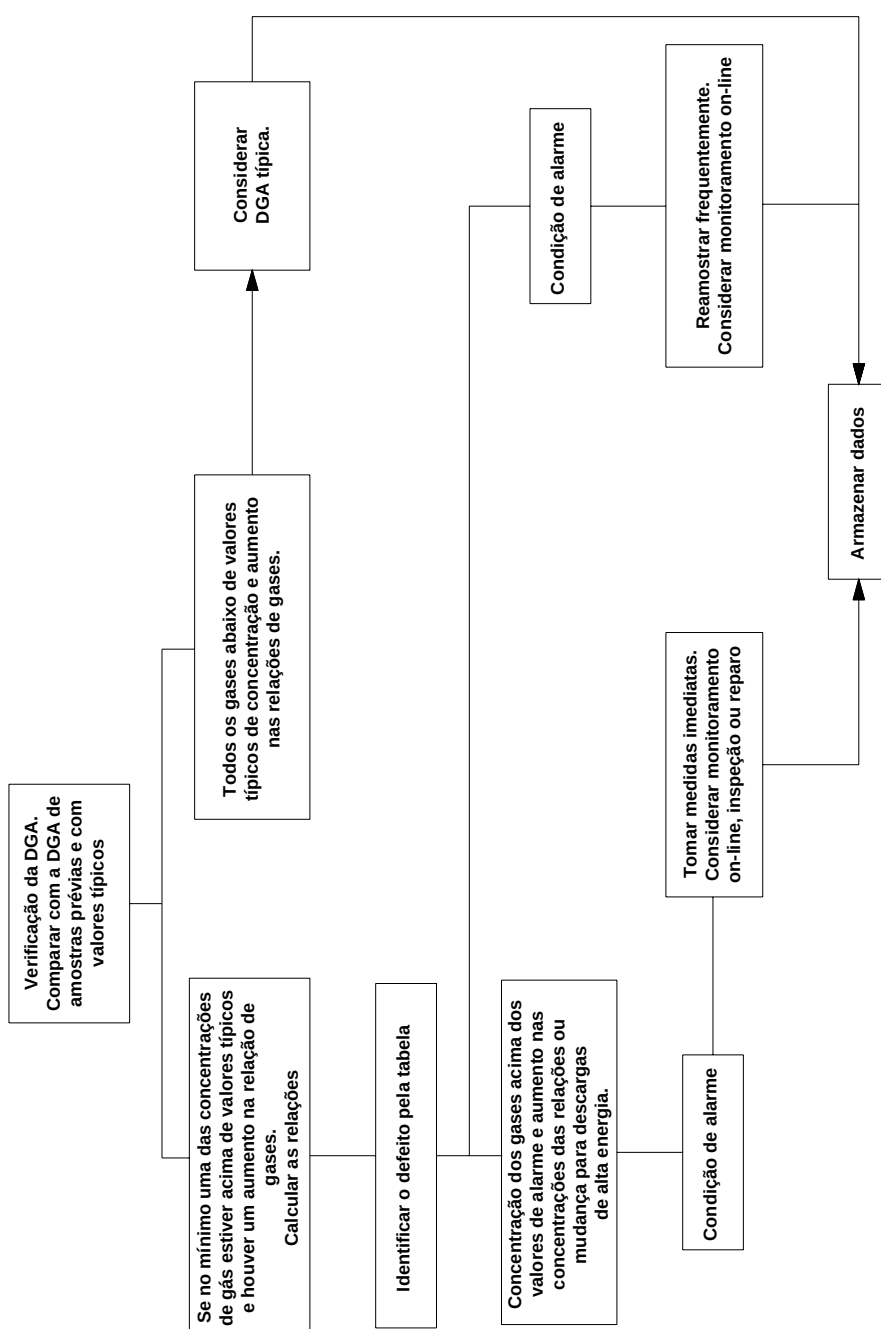


Figura 3.3 - Sequência de análise sugerida pelo método iEC.

A Tabela 3.5 contém o código utilizado para identificar cada um dos diagnósticos relacionados com o método Laborelec.

Tabela 3.5 – Intervalos de valores para o método Laborelec.

Concentração (ppm)		$\frac{CH_4}{H_2}$	C_2H_2 (ppm)	CO (ppm)	Índice
H_2	$\Sigma(C_1 - C_2)$				
≤ 200	< 300	-	-	≤ 400	A
201 – 300	≤ 300	≤ 0.15	-	-	B1
		0.16 – 1	≤ 20	-	B2
		0.16 – 1	> 20	-	B3
≤ 200	301 – 400	≥ 0.61	-	≤ 400	B4
		≥ 0.61	-	> 400	B5
		≤ 0.6	> 20	≤ 400	B6
		≤ 0.6	> 20	> 400	B7
201 – 300	301 – 400	-	> 20	-	B3
		-	≤ 20	-	B4
≤ 200	≤ 300	-	-	> 400	B9
301 – 600	≤ 400	≤ 0.15	-	-	C1
		0.16 - 1	≤ 50	-	C2
		0.16 - 1	> 50	-	C3
		≥ 0.61	-	≤ 500	C4
≤ 300	401 – 800	≥ 0.61	-	> 500	C5
		≤ 0.6	> 50	≤ 500	C6
		≤ 0.6	> 50	> 500	C7
		-	> 50	-	C8
		-	≤ 50	≤ 500	C4
301 – 600	401 - 800	-	≤ 50	> 500	C5
≥ 600	≤ 800	≤ 0.15	-	-	D1
		0.16 – 1	≤ 50	-	D2
		0.16 – 1	> 50	-	D3
≤ 600	≥ 801	≥ 0.61	-	≤ 700	D4
		≥ 0.61	-	> 700	D5
		≤ 0.6	> 50	≤ 700	D6
		≤ 0.6	> 50	> 700	D7
		-	> 100	-	D8
≥ 601	≥ 801	-	≤ 100	≤ 700	D4
		-	≤ 100	> 700	D5

Os diagnósticos sugeridos pelo método Laborelec são mostrados na Tabela 3.6:

Tabela 3.6 – Diagnósticos sugeridos pelo método LABORELEC.

Amplitude da Degradação	Tipo da Degradação
A – Normal B – Média C – Importante D – Muito Importante	1 - Descargas Parciais (óleo)
	2 - Centelhamento (óleo)
	3 - Centelhamento (óleo) e/ou g.c.t.
	4 - Térmica (óleo)
	5 - Térmica (papel + óleo)
	6 - Térmica (óleo) e/ou g.c.t.
	7 - Térmica (óleo + papel) e g.c.t.
	8 - Arco (óleo) ou g.c.t.
	9 - Térmica (papel)
g.c.t. - gás proveniente do comutador de tap	

3.6 – Método de Cálculo da Taxa de Geração de Gases Combustíveis

A ferramenta de cálculo da taxa de geração utiliza o método IEEE descrito em (IEEE Std C57.104, 1991). Na tela da Figura 7 deve-se inserir os dados necessários à determinação da taxa de geração, como o código do transformador, data das amostras e Volume do tanque de óleo. Feito isto, o programa acessará o banco de dados para obter as concentrações totais de gases em cada amostra e com isso calcular a taxa de geração. Se o valor encontrado estiver acima do limite indicado pelo método, o programa mostrará o resultado em vermelho com texto intermitente.

Um dado volume de gás pode ser gerado durante um longo período de tempo, por falhas relativamente insignificantes, ou em um período mais curto para falhas mais severas. Portanto, a avaliação dos resultados de uma única amostra não indicará a taxa com a qual o gás é gerado, e traz muito pouca informação sobre a severidade da falha. Uma vez que determinado gás é detectado, é importante saber se a falha que o originou ainda está ativa. O método proposto por [2] foi o escolhido para compor esta ferramenta. Este leva em conta a concentração total de gases combustíveis detectados na amostra

Uma evolução maior que 0,002832m³ de gases combustíveis por dia pode indicar que a unidade tem uma falta interna ativa. Para calcular a taxa de evolução, deve-se obter a soma das concentrações (em ppm) de todos os gases combustíveis (todos exceto CO₂, N₂ e O₂) da primeira e segunda amostra e usar a Equação 3.1.

$$R = \frac{(S_T - S_O) \cdot V \cdot 10^{-6}}{7.5 \cdot T} \quad (3.1)$$

Onde:

R – Taxa de geração (m^3/dia);

S_0 – Primeira amostra (ppm);

S_T – Segunda amostra (ppm);

V – Volume do tanque de óleo (m^3);

T – Tempo em dias.

3.7 - Métodos Auxiliares para Diagnóstico em Transformadores Baseados na Análise Gás-Cromatográfica do Óleo Isolante (IEEE Std C57.104, 1991):

Existem outros métodos para monitorar o provável tipo de defeito, através da análise da concentração dos gases obtidas nos ensaios de cromatografia. Neste trabalho mostraremos alguns deles, que podem ser utilizados como complemento das análises anteriores ou como método principal para sugestão de diagnósticos, quando os procedimentos mostrados anteriormente não puderem ser aplicados ou apresentarem valores fora da faixa de diagnósticos.

3.7.1 – Avaliação do Provável Tipo de Defeito Através Método do Gás Chave (IEEE Std C57.104, 1991):

A dependência da temperatura com a decomposição do óleo isolante ou da celulose serve de base para a análise do tipo de defeito de acordo com os gases que são predominantemente gerados por diferentes temperaturas. Estes gases específicos e suas concentrações são chamados de “gás chave” e estão relacionados com o provável tipo de defeito como se segue:

Arco (gás chave acetileno): Grandes quantidades de hidrogênio e acetileno são produzidas, com pequenas quantidades de metano e etileno, conforme mostra o gráfico da Figura 3.4. Dióxido e monóxido de carbono também podem ser formados caso a falha envolva a carbonização da celulose.

Descargas parciais (gás chave hidrogênio): Descargas parciais de baixa energia produzem hidrogênio e metano, com pequenas quantidades de etano e etileno (ver Figura 3.5). Quantidades comparáveis de monóxido e dióxido de carbono podem resultar de descarga em celulose.

Gás - Chave → ACETILENO

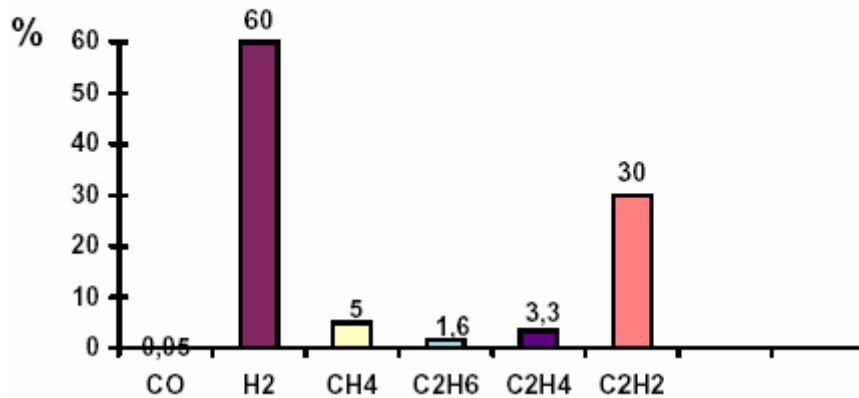


Figura 3.4 – Concentração de C_2H_2 .

Gás Chave: HIDROGÊNIO

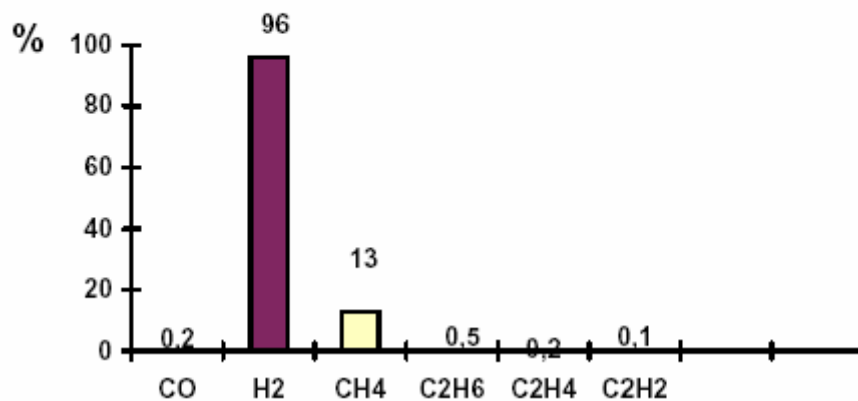


Figura 3.5 – Concentração de H_2 .

Óleo superaquecido (gás chave etileno): Os produtos de decomposição incluem etileno e metano, juntamente com quantidades menores de hidrogênio e etano (Figura 3.6). Traços de acetileno podem ser formados se a falha é severa ou envolve contatos elétricos.

Gás-Chave: ETILENO

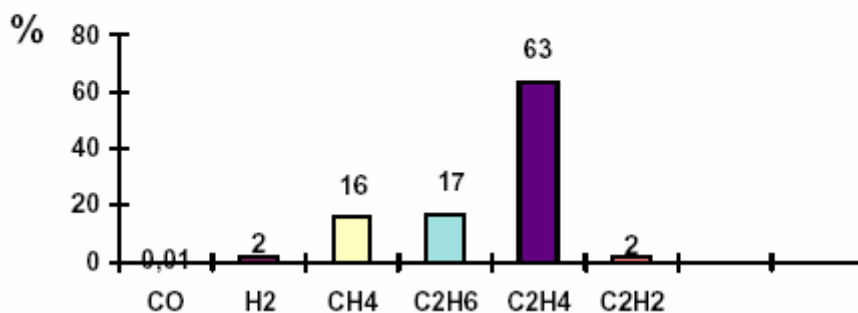


Figura 3.6 – Concentração de C₂H₄.

Celulose superaquecida (gás chave monóxido de carbono): Como mostra o gráfico da Figura 3.7, grandes quantidades de dióxido e monóxido de carbono são liberadas da celulose superaquecida. Hidrocarbonetos gasosos, como metano e etileno, serão formados se a falha envolver uma estrutura impregnada em óleo.

Gas Chave: MONÓXIDO DE CARBONO

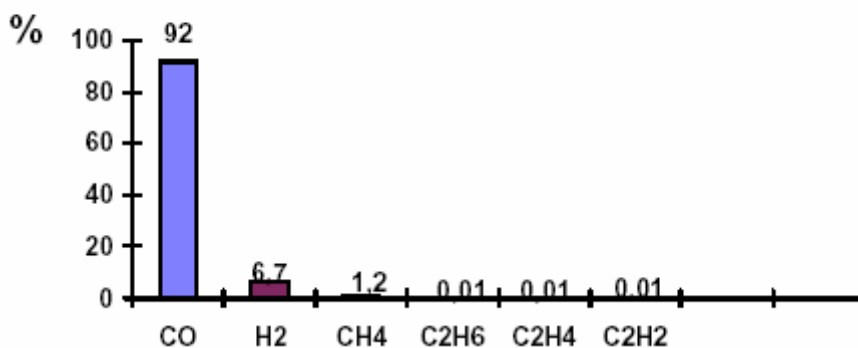


Figura 3.7 – Concentração de CO.

Eletrolíse (gás chave hidrogênio): A decomposição eletrolítica da água ou a decomposição da água associada com a ferrugem resulta na formação de grandes quantidades de hidrogênio, com pequenas quantidades dos outros gases combustíveis (ver Figura 3.8).

Gás-Chave: HIDROGÊNIO

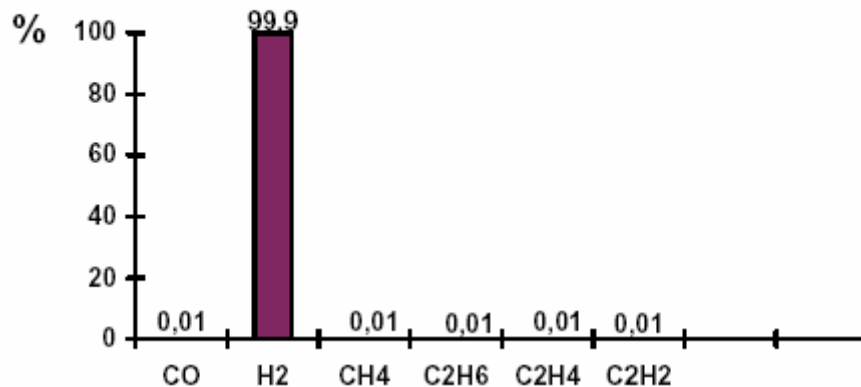


Figura 3.8 – Concentração de H₂.

3.7.2 – Avaliação da Condição do Transformador Utilizando Concentrações Individuais e Concentrações Totais de Gases Combustíveis Dissolvidos (IEEE Std C57.104, 1991):

Este método estabelece a condição do transformador quando não existem análises prévias de gases dissolvidos e utiliza as concentrações individuais dos gases e a concentração total de gases combustíveis dissolvidos (TDCG):

- Condição 1 – TDCG abaixo destes níveis indica que o transformador está operando satisfatoriamente. Qualquer concentração individual de gases acima de valores limites deve ser investigada.
- Condição 2 - TDCG neste intervalo indica concentrações de gases combustíveis maiores acima do normal. Qualquer concentração individual de gases acima de valores limites deve ser investigada.
- Condição 3 – TDCG neste intervalo indica alta decomposição. Qualquer concentração individual de gases acima de valores limites deve ser investigada.
- Condição 4 – TDCG neste intervalo indica excessiva decomposição. Se o transformador continuar em operação pode vir a falhar.

A Tabela 3.7 indica o intervalo de valores limites para concentração individual de gases chave e TDCG de acordo com as condições mostradas anteriormente:

Tabela 3.7 – Concentração de gases individual e TDCG.

Avaliação	Concentração dos gases chave dissolvidos (ppm)							
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	TDCG
Condição 1	100	120	35	50	65	350	2500	720
Condição 2	101-700	121-400	36-50	51-100	65-100	351-570	2500-4000	721-1920
Condição 3	701-1800	401-1000	51-80	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
Condição 4	>1800	>1000	>80	>200	>150	>1400	>10000	>4630

Quando em um transformador em serviço a taxa de geração de gases aumenta subitamente e há a suspeita de algum tipo de defeito a Tabela 3.8 deve ser utilizada como auxílio na decisão de qual ação a ser tomada:

Tabela 3.8 – Ações baseadas na TDCG.

	Concentração TDCG (ppm)	Taxas TDCG (ppm/dia)	Intervalos de amostragem e procedimentos de operação para as taxas de geração	
			Intervalos de amostragem	Procedimentos de operação
Condição 4	> 4630	> 30	Diária	Considerar remoção de serviço. Avisar o fabricante.
		10 - 30	Diária	
		< 10	Semanal	Manter atenção extrema. Analisar por concentração individual de gases. Planejar remoção de serviço. Avisar o fabricante.
Condição 3	1921 - 4630	> 30	Semanal	Manter atenção extrema. Analisar por concentração individual de gases. Planejar remoção de serviço. Avisar o fabricante.
		10 - 30	Semanal	
		< 10	Mensal	
Condição 2	721 - 1920	> 30	Mensal	Manter atenção. Analisar por concentração individual de gases. Determinar dependência da carga.
		10 - 30	Mensal	
		< 10	Quadrimestral	
Condição 1	≤ 720	> 30	Mensal	Manter atenção. Analisar por concentração individual de gases. Determinar dependência da carga.
		10 - 30	Quadrimestral	
		< 10	Anual	Continuar em operação normal.

3.8 – Conclusões

Neste capítulo comentou-se sobre a utilização da cromatografia na determinação de concentrações de gases dissolvidos no óleo isolante de transformadores. Também foram discutidos vários dos principais métodos que empregam os resultados de ensaios cromatográficos na identificação de possíveis falhas existentes no interior destes

equipamentos. Foram comentadas as dificuldades e as imprecisões encontradas neste tipo análise e apresentadas algumas considerações específicas de cada método.

As técnicas convencionais que são utilizadas mundialmente e que foram escolhidas para o desenvolvimento do programa foram claramente explicadas, mostrando os intervalos e limites de valores de concentração de gases aceitáveis e a classificação e correlação que cada método desenvolvido sugere para defeitos de natureza térmica ou elétrica.

CAPÍTULO 4

MÉTODOS DE INTERPRETAÇÃO DOS ENSAIOS FÍSICO-QUÍMICOS

4.1 - Introdução

A análise convencional de um óleo mineral isolante em serviço, na qual são ensaiadas as principais características físico-químicas, permite avaliar o grau de degradação do líquido dielétrico.

Os ensaios de Rigidez Dielétrica, Teor de água, Cor, Densidade, Tensão Interfacial, Fator de Dissipação e Índice de Neutralização ou Acidez determinam a condição e o estado de envelhecimento do óleo mineral isolante. Se os valores encontrados estiverem dentro dos limites recomendados, teremos a indicação de que o óleo isolante está atendendo as especificações de isolamento e refrigeração. Valores fora dos limites pré-estabelecidos indicam necessidade de tratamento termo-vácuo, substituição ou regeneração do óleo mineral.

4.2 - Análise Físico-Química

A análise físico-química dos óleos isolantes é uma técnica que tem sido largamente empregada para a avaliação de estado de transformadores.

As funções do óleo mineral nos transformadores são as de resfriar, dissipando o calor gerado durante a operação, e a de isolar, evitando a formação de arco elétrico entre condutores e/ou tanque.

Basicamente, o que se pretende com análise físico-química é determinar se o óleo está apto a cumprir suas funções. Isto é, se ele não está contaminado por umidade, partículas e outras substâncias, que não são produtos de sua decomposição natural e que podem contribuir para a redução de sua suportabilidade dielétrica, e se não está deteriorado, por conter produtos resultantes de sua oxidação.

4.3 - Ensaio e Seus Significados

4.3.1 - Rigidez Dielétrica

A tensão de ruptura dielétrica avalia a capacidade de um óleo suportar tensões elétricas sem falhar e é definida como a voltagem na qual ocorre a passagem de corrente elétrica entre dois eletrodos sob as condições prescritas no teste. Um óleo no estado puro, livre de qualquer contaminação possui uma rigidez dielétrica elevada. Isso quer dizer que o óleo é um condutor de eletricidade extremamente pobre, ou seja, é um bom isolante.

Água livre e partículas sólidas, particularmente partículas sólidas quando combinadas com altos níveis de água dissolvida tendem a migrar para regiões de elevado potencial elétrico e reduzem drasticamente a rigidez dielétrica. Portanto esta serve em primeiro lugar para indicar a presença de contaminantes (a água ou partículas condutoras) que podem estar presentes mesmo quando baixos valores são encontrados nos ensaios. Entretanto, valores elevados na rigidez dielétrica não indicam a ausência de todos os contaminantes como, por exemplo, produtos de oxidação do óleo (ELETRONORTE, 19__).

Embora a determinação da rigidez dielétrica não seja um método capaz de prever a vida útil do óleo pelo fato de não ser uma função da composição do óleo, determinações periódicas são importantes para indicar o momento da troca ou a necessidade de regeneração da carga de óleo.

4.3.2 - Teor de Água

A água pode originar-se da atmosfera ou ser produzida pela deterioração de materiais isolantes. A solubilidade da água no óleo isolante aumenta com a temperatura e com a acidez do óleo. Entretanto, acima de determinada concentração, uma parcela de água não é mais solúvel permanecendo no estado livre.

A água pode ser detectada por inspeção visual na forma de gotículas ou pode estar emulsionada, quando pode ou não ocasionar turvação do óleo. Na forma livre, a água ocasiona um decréscimo da rigidez dielétrica e da resistividade e, em menor grau, um acréscimo das perdas dielétricas.

A água em solução (dissolvida) pode ser determinada por meios físicos ou químicos e afeta as propriedades elétricas dependendo do estado de deterioração do óleo.

Um elevado teor de água acelera a deterioração química do papel isolante e é indicativo de condições de operações indesejáveis diminuindo a vida útil dos equipamentos (ELETRONORTE, 19__).

4.3.3 - Índice de Neutralização ou Acidez

Acidez é uma medida dos constituintes ou dos contaminantes de natureza ácida presentes no óleo. Este valor aumenta como resultado da oxidação, nos óleos isolantes novos seu valor é muito baixo praticamente desprezível.

Nos equipamentos em operação a acidez do óleo vai aumentando em função da oxidação do mesmo. Assim, o seu valor mede o grau de oxidação de um óleo, sendo usado para determinar se o mesmo deve ser regenerado ou substituído, desde que limites de rejeição

convenientes tenham sido estabelecidos e outros ensaios sejam utilizados para confirmação da necessidade de correção (JUNQUEIRA & VILELA, 2003).

4.3.4 - Perdas Dielétricas ou Fator de Potência

Esses ensaios detectam a presença de contaminantes solúveis no óleo, produtos de oxidação, sabões metálicos, água, entre outros. Variações podem ser monitoradas mesmo quando a contaminação é tão leve que não possa ser detectada por métodos químicos.

Informações úteis adicionais podem ser obtidas a partir de medidas do fator de potência dielétrica à temperatura ambiente (25°C) e a temperaturas mais altas, como por exemplo, 90°C e 100°C. Um resultado satisfatório a 90°C ou 100°C em conjunto com um valor insatisfatório à temperatura mais baixa (25°C) é uma indicação da presença de contaminantes precipitáveis a frio, sendo que resultados insatisfatórios nas duas temperaturas, (alta e baixa) indicam uma maior contaminação e que o óleo está menos susceptível a ser restaurado a um nível satisfatório por recondicionamento (ELETRONORTE, 19__).

4.3.5 - Tensão Interfacial

A tensão interfacial entre água e óleo é um ensaio muito sensível à presença de contaminantes polares solúveis no óleo, e dos produtos da deterioração oxidativa do óleo isolante. Esta característica varia de uma maneira rápida e uniforme no início da oxidação, para em seguida decrescer mais lentamente, quando o envelhecimento oxidativo do óleo ainda está em um estágio mais moderado. Esta característica serve para determinar se é chegado o momento de regenerar ou substituir o óleo.

4.3.6 - Cor

Esse método tem por finalidade verificar a cor do óleo e a existência de partículas sólidas e gotículas de água em suspensão. A classificação da cor é feita comparando-se a cor do óleo com as cores de uma escala-padrão numerada de 0 a 8. A cor do óleo novo corresponde a 0,5 da escala-padrão e, na pior condição, corresponde ao número 8 da escala-padrão. O limite médio para serviço contínuo, corresponde a 2,7 na escala-padrão.

Um óleo em boas condições visuais apresentar-se-á claro, límpido e transparente. As partículas metálicas, de isolação, carvão e outras serão bem visíveis.

O óleo pode apresentar-se turvo. Neste caso, se a rigidez dielétrica for boa, uma tensão interfacial baixa e uma acidez elevada indicam que o aspecto turvo poderá ser devido a produtos de oxidação do óleo em suspensão.

4.3.7 - Densidade

A densidade relativa do óleo, isto é, a relação entre a massa de determinado volume de óleo e a massa de igual volume de água pura na temperatura de 15 °C, é determinada com um densímetro de vidro que tenha uma graduação de 0,600 a 1,100 e divisões de 0,050.

De acordo com a CNP – 16, Resolução nº 16/79, a densidade do óleo tipo B a 20°C/4°C deverá ser no máximo igual a 0,8600, enquanto que a CNP – 16 e Resolução nº 6/72, define que a densidade do óleo tipo A deve ser igual a 0,90.

Valores diferentes dos citados podem indicar contaminação do óleo por líquidos estranhos (MILASCH, 1984).

4.4 - Valores Limites de Referência Para Óleo Mineral isolante em Serviço

A Tabela 4.1 apresenta valores limites adotados pela Eletronorte para o óleo mineral isolante em serviço.

Tabela 4.1 – Valores limites para óleo mineral isolante em serviço.

Ensaio	Método	Unidade	≤ 69 KV	≤ 230 KV	500 KV
Índice de Neutralização	MB 101	mgKOH/g	0.20	0.20	0.15
Tensão Interfacial	NBR 6234	dina/cm	20	20	20
Teor de Água	ASTMD 1533	ppm	35	30	25
Rigidez Dielétrica	NBR 6867	KV	30	35	70
	IEC 156	KV			
Fator de Potência (25°C)	ASTMD 924	%	1.0	0.7	0.5
Fator de Potência (100°C)	ASTMD 924	%	15	15	10
Total de Gases Combustíveis		ppm	2000	2000	2000

Segundo MILASCH (1984), os valores limites para o óleo mineral isolante em serviço podem ser observados nas Tabelas 4.2 e 4.3.

Tabela 4.2 – Valores limites para resultados de testes de óleo envelhecido em serviço, por classe de tensão.

Classe de tensão	69 KV e menor	Acima de 69 KV até 288 KV	345 KV e acima	Método ASTM de testes
Rigidez Dielétrica 60Hz – KV mínimo	26	26	26	D – 877
Rigidez Dielétrica [KV mínimo separação de eletrodos 10, 16mm (0,40")]	23	26	26	D – 1816
Número de Neutralização (mgKOH/g mínimo)	0,2	0,2	0,1	D – 974
Tensão Interfacial (dina/cm mínimo)	24	26	30	D – 971
Fator de Potência, 60Hz, 25 °C (% máxima ²)	0,65	0,39	0,31	D – 924
Teor de Água (ppm máxima ³)	35	25	20	D – 1533
Conteúdo de Gases Quando especificado (% máxima)				D – 831 D – 1817 D – 2945 D – 3612

Tabela 4.3 – Característica do óleo isolante.

Ensaio	Resultados Típicos		Valores - Limites										Método de ensaio
			Óleo novo	Óleo usado						A regenerar	Após tratamento		
	satisfatório			A recondicionar		Até 230 KV acima	Até 230 KV acima	Até 230 KV acima					
	Até 230 KV	acima		Até 230 KV	acima				Até 230 KV		acima		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
Rigidez	50	> 40	> 40	> 30	> 35	25 - 20	25 - 35		> 33	> 38	ASTM D - 877		
Dielétrica	65	> 70	> 60	> 60	> 70	50 - 60	50 - 70		> 66	> 76	IEC (VDE - 370)		
	---	---	> 32	> 24	> 27	20 - 24	20 - 27		> 25	> 30	ASTM D - 1816(004")		
(KV)	70	> 58	> 64	> 48	> 54	40 - 40	40 - 54		> 50	> 60	ASTMD D 1816(008")		
Conteúdo de Água	10	15	< 10	< 25	< 15	25 - 40	15 - 40	> 40	< 20	< 15	Método de Karl Fischer - ASTM D - 1533 E PMB-818		
Acidez (mgKOH/g óleo)	0,03	0,1 - 0,2	0,05	< 0,3	< 0,1	-----		> 0,4	< 0,1		ASTM D - 974 MB - 101 ASTM D - 664 MB - 494		
Tensão Interfacial (N/m)	0,045	0,02 - 0,03	> 0,04	> 0,025		0,02 - 0,025		< 0,020	> 0,03		ASTM D - 971 MB - 320 ASTM D - 2285		
Cor	0,5	1,0 - 1,15	< 0,05	< 3,0		3/abr		> 4	< 2		ASTM D - 1500 PMB - 351		
Perdas Dielétricas (%)	0,01	0,1 - 0,3	< 0,05	0,5		0,5 - 15		> 1,5	< 0,1		20 ° C ASTM 25 ° C D - 924 100 ° C VDE 90 ° C 370		
	---	---	< 0,05	-----		-----		-----	-----				
	0,07	---	< 0,3	-----		-----		-----	-----				
	0,1	---	---	-----		-----		-----	-----				

Nota 1 – As características constantes desta tabela não devem ser consideradas quando forem menos rigorosas que as estipuladas.

NOTA 2 – Os valores limites devem ser seguidos com o maior ou menor rigor, considerando-se as tendências apresentadas pelos resultados de ensaios periódicos, a responsabilidade operativa eo nível de tensão do equipamento.

NOTA 3 – A coluna “óleo novo” refere-se a óleo novo tratado para colocação em transformadores.

4.5 - Utilização de Óleo Isolante a Ser Regenerado

A regeneração do óleo mineral isolante usado consiste em submetê-lo a tratamento por processos físico-químicos específicos, a fim de melhorar suas características visando sua reutilização como dielétrico.

O óleo mineral isolante de origem naftênica, regenerado, pode ser utilizado em qualquer equipamento elétrico, até a classe de tensão 230 KV, exceto em equipamentos que ainda estejam no período de garantia (ELETRONORTE, 19__).

4.6 - Valores Limites de Referencia

4.6.1 - Óleo Isolante a Ser Regenerado

Os ensaios que determinam a necessidade de regenerar o óleo isolante são: índice de neutralização, tensão interfacial e fator de potência.

A Tabela 4.4 apresenta valores limites adotados pela Eletronorte (19__), para óleo mineral isolante a ser regenerado.

Tabela 4.4 - Valores limites para óleo mineral isolante a ser regenerado.

Característica	Método	Unidade	Limites
Índice de Neutralização	ABNT – MB – 101	mgkOH/g	0,3
Tensão Interfacial	NBR - 6234	Dinas/cm	20
Fator de Potencia a 100°C	ASTM – D - 924	%	15

4.6.2 - Óleo Isolante após Regeneração

O óleo isolante regenerado deveser inibido com aditivo antioxidante na proporção de 0.3%. O aditivo antioxidante é um composto químico que tem a capacidade de retardar a oxidação de óleos isolantes.

A Tabela 4.5 apresenta valores limites adotados pela Eletronorte, para óleo mineral isolante após regeneração.

Tabela 4.5 - Valores limites para óleo mineral isolante após regeneração.

Ensaio	Método	Unidade	Limites
Rigidez Dielétrica	ABNT – MB – 330	KV	40
Tensão Interfacial	ABNT – MB – 320	dinas/cm	40
Fator de Potencia a 100°C	ASTM – D - 924	%	0,5
Teor de Água	ASTM – D – 1533	ppm	15
Cor	ABNT – MB – 351	-	1
Índice de Neutralização (colorímetro)	ABNT – MB – 101	mgkOH/g	0,03
Teor de Inibidor	ASTM – D - 2668	%	0,3
Estabilidade a oxidação IEC 474	-	-	-
Teor de Borra	IEC – 74	%	0,10
Tensão Interfacial	NBR – 6234	dinas/cm	10
Índice de Neutralização	MB – 101	mgkOH/g	0,4
Fator de Potencia a 100°C	ASTM – D - 924	%	20

4.7 – Conclusões

Neste capítulo foram apresentados os tipos de ensaios físico-químicos realizados em óleos isolantes. Além disso, mostrou-se como os resultados desses ensaios auxiliam na avaliação do estado da isolação líquida e, conseqüentemente, da condição de operação do transformador, destacando-se os principais métodos de análise, considerando que são adotados os valores limites convencionais utilizados pela ELETRONORTE nos ensaios de Rigidez Dielétrica, Teor de Água, Cor, Densidade, Tensão Interfacial, Fator de Dissipação e Índice de Neutralização ou Acidez.

CAPÍTULO 5

TEORIA DE CONJUNTOS FUZZY

5.1 - Introdução

A lógica *fuzzy* ou difusa foi estruturada em 1965 pelo Dr. Lofti A. Zadeh da Universidade da Califórnia para tratar e representar incertezas. A lógica difusa torna-se importante na medida em que o mundo em que vivemos não é constituído por fatos absolutamente verdadeiros ou falsos. É a lógica que permite representar valores de pertinência (grau de verdade) intermediários entre os valores de verdadeiro e falso da lógica clássica (bivalente). Pode ser aplicada, por exemplo, na construção de sistemas especialistas para descrever grandezas imprecisas como: altura (alto, baixo), velocidade (rápido, lento), tamanho (grande, médio, pequeno), idade (jovem, velho).

5.2 - Considerações Gerais

A lógica digital tradicional lida com variáveis assumindo apenas dois possíveis estados: falso ou verdadeiro. Em boa parte dos casos, esta representação é suficiente, mas há situações em que valores intermediários são desejados.

Poderíamos usar valores analógicos, mas aí cairíamos em equações matemáticas complexas que nem sempre nos implicariam no resultado desejado. Neste caso pode-se recorrer à lógica *fuzzy*. *Fuzzy*, em inglês, significa incerto, difuso. Expressa exatamente os valores com que lida. A lógica *fuzzy*, não trata uma variável como tendo apenas um estado atual, mas sim 'n' estados cada qual com um grau de associação. Em outras palavras, não afirmamos que uma casa é grande, mas sim que ela é 0.8 grande, 0.2 média e 0.0 pequena. Isto faz com que definamos conjuntos em que um dado valor pode ser enquadrado. Voltando ao exemplo da casa, teríamos três conjuntos: casas grandes, médias e pequenas. Mas nada impede que tenhamos cinco conjuntos: casas enormes, grandes, médias, pequenas e minúsculas. O número de conjuntos diz quão precisamente estamos lidando com uma variável.

Assim como na lógica convencional, definimos regras nas quais associamos entradas para produzirem saídas.

Finalmente, definimos um sistema *fuzzy*, que será uma coleção de variáveis de entrada, uma coleção de conjuntos para a variável de saída e uma coleção de regras que associam as entradas para resultar em conjuntos para a saída.

É necessária ainda uma função que "*defuzzifique*" a saída, ou seja, que a partir dos graus de participação de cada variável de uma regra retorne o grau de participação da saída e conseqüentemente o valor real da saída.

5.3 - Descrição da Lógica Fuzzy

A lógica *fuzzy* possibilita tratar de um modo mais adequado expressões verbais, imprecisas, qualitativas, inerentes da comunicação humana, que possuem vários graus de imprecisão e pode sistematicamente traduzir estas expressões em valores compreensíveis por computadores. Ela é uma forma de gerenciamento de imprecisões, através da expressão de termos com um grau de pertinência, em um intervalo numérico $[0,1]$, onde a pertinência absoluta é representada pelo valor 1. No raciocínio humano, consistindo de implicações lógicas, ou também chamado de inferência lógica, a entrada ou condição e a saída ou consequência, podem ser associadas por regras de raciocínio, com graus de verdade no intervalo numérico $[0,1]$. De acordo com Wang (1997), genericamente, um sistema *fuzzy* é composto de quatro componentes conforme especificado na Figura 5.1:

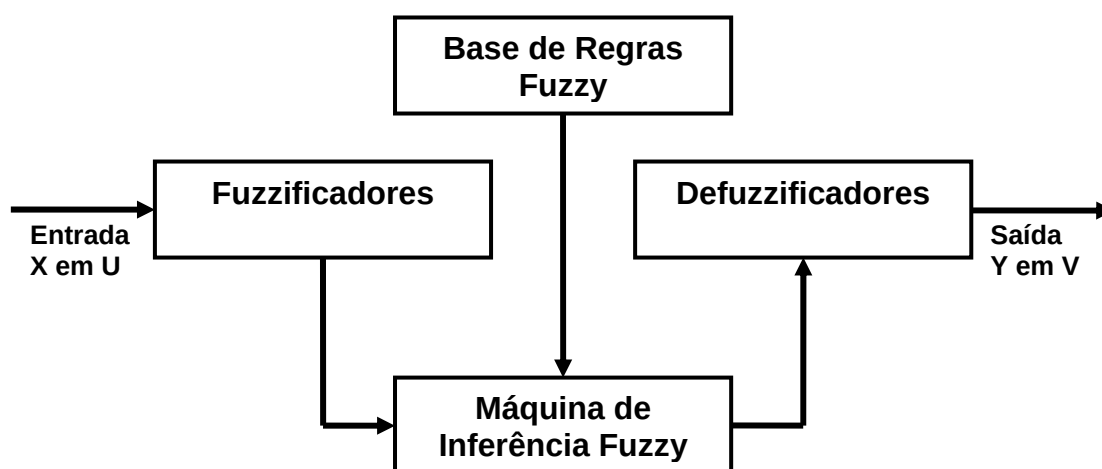


Figura 5.1 – Estrutura de sistemas fuzzy.

- Proposição: **SE** a velocidade do carro é grande;
 - Conclusão: **ENTÃO** aplicar uma força menor ao acelerador;
- Onde **grande** e **menor** são representadas por funções de pertinência.

A lógica fuzzy distingue-se da lógica booleana por permitir a utilização de um intervalo entre os limites 0 e 1, e não apenas estes, como no caso binário. Em outras palavras, podemos trabalhar com qualquer valor dentro do intervalo $[0,1]$.

5.4 - Funções de Pertinência Fuzzy mais Comuns

5.4.1 - Triangular

Este tipo de função serve para indicar apenas um único ponto de máximo no conjunto. A definição é do tipo:

$$f(x) = \begin{cases} y_{\min} & x \leq i \quad \text{ou} \quad x \geq f \\ y_{\min} + (y_{\max} - y_{\min}) \cdot (x - i) / (m - i) & i < x \leq m \\ y_{\min} + (y_{\max} - y_{\min}) \cdot (f - x) / (f - m) & m < x < f \end{cases} \quad (5.1)$$

A Figura 5.2 mostra a função fuzzy triangular, onde o intervalo $[i ; f]$ representa o lugar de existência da função.

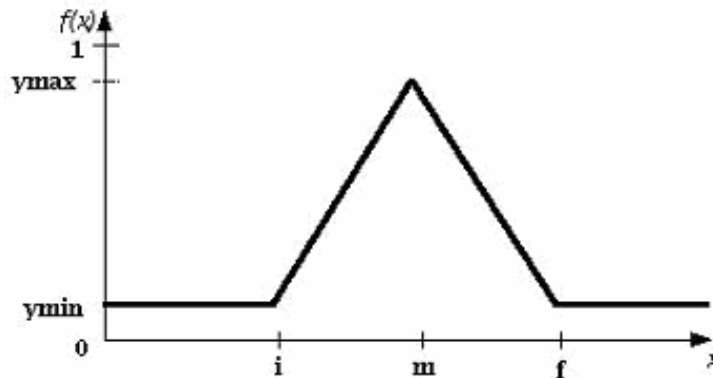


Figura 5.2 – Função fuzzy triangular.

Onde:

- $y_{\min}$ é o menor valor possível para a função.
- $y_{\max}$ é o maior valor possível para a função.
- i o início da ascendente da função.
- m o valor de máximo.
- f o final da descendente.

5.4.2 - Trapezoidal

Neste tipo de função (Figura 5.2), é possível representar todo um intervalo de pontos de máximo. Podemos defini-la através da Equação 5.2.

$$f(x) = \begin{cases} y_{\min} & x \leq i \quad \text{ou} \quad x \geq f \\ y_{\min} + (y_{\max} - y_{\min}) \cdot (x - i) / (m_1 - i) & i < x < m_1 \\ y_{\max} & m_1 \leq x \leq m_2 \\ y_{\min} + (y_{\max} - y_{\min}) \cdot (f - x) / (f - m_2) & m_2 < x < f \end{cases} \quad (5.2)$$

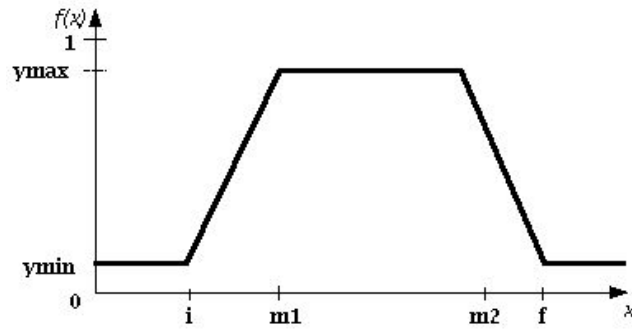


Figura 5.3 – Função fuzzy trapezoidal.

Onde:

- y_{min} é o menor valor possível para a função.
- y_{max} é o maior valor possível para a função.
- i o início do trapézio.
- m_1 o início do intervalo de máximo.
- m_2 o fim do intervalo de máximo.
- f o final do trapézio.

5.4.3 - LR (Left-Right)

Este tipo de conjunto é mais genérico, pois permite a utilização de vários tipos de função para definir o intervalo de representação. As funções são chamadas de **L** (*left*, pois define a função à esquerda) e de **R** (*right*, pois define a função da direita), conforme mostra a Figura 5.4.

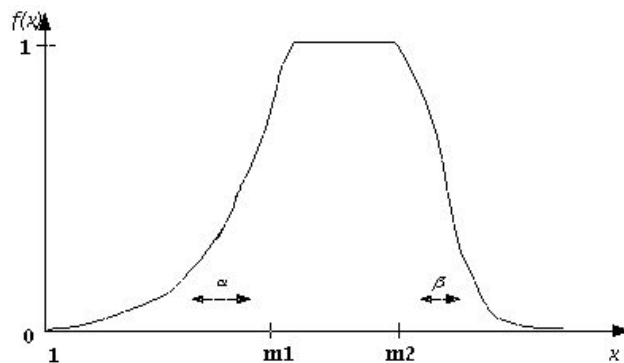


Figura 5.4 – Função fuzzy *left-right* para $l = r = 1/(1 + x^2)$, espalhamento esquerdo 5 e direito 2.

A formulação padrão é do tipo:

$$f(x) = \begin{cases} L[(m_1 - x)/\alpha] & x < m_1 \\ 1 & m_1 \leq x \leq m_2 \\ R[(m_2 - x)/\beta] & x > m_2 \end{cases} \quad (5.3)$$

Onde:

- L e R podem ser funções do tipo e-x, $1/(1+X^2)$, ou outra qualquer que tenha: $f(0) = f(1) = 0$ e mantenha-se no intervalo $[0;1]$;
- m_1 é onde inicia o intervalo de máximo;
- m_2 o fim do intervalo de máximo;
- α é o espalhamento lateral da esquerda;
- β é o espalhamento lateral da direita.

5.4.4 - Gaussiana

As funções de pertinência Gaussianas são caracterizadas pela sua média (**m**) e seu desvio padrão (**K**). Este tipo de função de pertinência tem um decaimento suave e tem valores diferentes de zero para todo domínio da variável estudada (AMENDOLA *et al.*, 2005). A Figura 5.5 exibe uma função de pertinência gaussiana. Nesta Figura encontram-se no eixo vertical os valores da função de pertinência e no eixo horizontal os valores da variável que se quer estudar

$$f(x) = e^{-k(x-m)^2}, \quad k > 0 \quad (5.4)$$

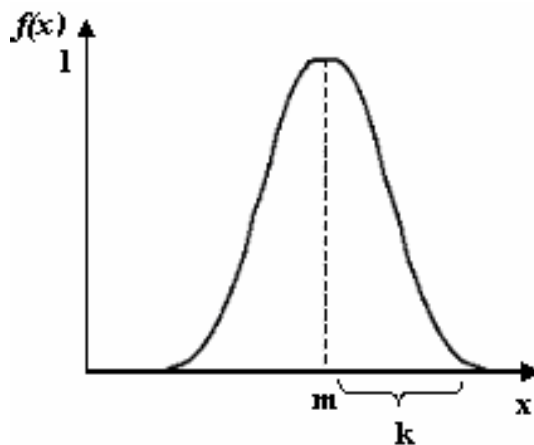


Figura 5.5 – Função fuzzy gaussiana.

Onde:

- K é o desvio padrão.
- m é a média da função.

5.5 - Fuzzificadores e Defuzzificadores

Como na maioria das aplicações a entrada e a saída dos sistemas fuzzy são números reais, devem-se implementar interfaces entre a máquina de inferência e o ambiente externo. Estas interfaces são o fuzzificador e o defuzzificador, que junto com a base de regras e a máquina de inferência, formam a estrutura dos sistemas fuzzy, conforme a Figura 5.5.

5.5.1 - Fuzzificadores

O fuzzificador corresponde à etapa na qual os valores numéricos são transformados em graus de pertinência para um valor lingüístico. Cada valor de entrada terá um grau de pertinência em cada um dos conjuntos fuzzy. O tipo e a quantidade de funções de pertinência usados em um sistema dependem de alguns fatores tais como: precisão, estabilidade, facilidade de implementação, entre outras.

O fuzzificador é definido como um mapeamento de um ponto real $X^* \in U \subset R^n$ para um conjunto fuzzy A em U . Os principais tipos de fuzzificadores são:

- **Fuzzificador Singleton**

Mapeia um ponto real $X^* \in U \subset R$ em um fuzzy singleton A em U , que tem valor de pertinência 1 em X^* e 0 em todos os outros pontos em U , isto é (WANG, 1997, MATHWORKS, 1998, SHAW & SIMÕES, 1999, MIRANDA, 2000):

$$\mu_A(X) = \begin{cases} 1 & \text{se } X = X^* \\ 0 & \text{se } X \neq X^* \end{cases} \quad (5.5)$$

- **Fuzzificador Gaussiano**

Mapeia um ponto real $X^* \in U$ para um conjunto fuzzy A em U , que tem a seguinte função de pertinência:

$$\mu_A(X) = e^{-\left(\frac{X_1 - X_1^*}{a_1}\right)^2} * \dots * e^{-\left(\frac{X_n - X_n^*}{a_n}\right)^2} \quad (5.6)$$

Onde:

- a_i são parâmetros positivos.
- t -norma é usualmente escolhida como produto algébrico ou *min*.

- **Fuzzificador Triangular**

Mapeia um ponto real $X^* \in U$ para um conjunto fuzzy A em U , que tem a seguinte função de pertinência triangular:

$$\mu_A(X) = \begin{cases} \left(1 - \frac{|X_1 - X_1^*|}{b_1}\right) * \dots * \left(1 - \frac{|X_n - X_n^*|}{b_n}\right) & \text{se } |X_i - X_i^*| \leq b_i; i = 1, 2, \dots, n \\ 0 & \text{outra condição} \end{cases} \quad (5.7)$$

Onde:

- a_i são parâmetros positivos.
- t -norma é usualmente escolhida como produto algébrico ou $\min$

5.5.2 – Defuzzificadores

Os defuzzificadores são responsáveis pelo processo utilizado para converter a saída fuzzy em um valor *crisp* correspondente.

O defuzzificador é definido como um mapeamento de um conjunto fuzzy B em $V \subset R$ para um ponto $Y^* \in V$ não-fuzzy. Conceitualmente, a tarefa do defuzzificador é especificar um ponto em V que melhor representa o conjunto fuzzy B . Os principais tipos de defuzzificadores são:

- **Defuzzificador Centro de Gravidade**

Especifica o Y^* como o centro da área coberta pela função de pertinência de B , com a seguinte equação:

$$Y^* = \frac{\int_V Y \mu_B(Y) dY}{\int_V \mu_B(Y) dY} \quad (5.8)$$

- **Defuzzificador Centro Ponderado**

Como o conjunto fuzzy B é a união ou interseção de M conjuntos fuzzy, uma boa aproximação para o centro de gravidade é a ponderação dos centros dos M conjuntos fuzzy, com os pesos iguais às alturas dos correspondentes conjuntos fuzzy. Sendo Y^l o centro do l ésimo conjunto fuzzy e W_l seu peso, o centro ponderado determina Y^* como:

$$Y^* = \frac{\sum_{l=1}^M Y^l W_l}{\sum_{l=1}^M W_l} \quad (5.9)$$

- **Defuzzificador Máximo**

Este defuzzificador escolhe o Y^* como o ponto em V no qual centro da área coberta pela função de pertinência de B , ($\mu(B)$) atinge seu valor máximo. Definindo o conjunto:

$$\text{hgt}(B) = \{Y \in V / \mu_B(Y) = \sup_{Y \in B} \mu_B(Y)\} \quad (5.10)$$

Se $\text{hgt}(B)$ contém mais de um ponto, pode-se usar uma das três opções:

- Menor dos Máximos: $Y^* = \inf \{Y \in \text{hgt}(B)\}$
- Maior dos Máximos: $Y^* = \sup \{Y \in \text{hgt}(B)\}$
- Média dos Máximos: $Y^* = \frac{\int_{\text{hgt}(B)} Y dY}{\int_{\text{hgt}(B)} dy}$

5.5.3 – Máquina de Inferência *Fuzzy*

Numa máquina de Inferência *fuzzy*, os princípios da lógica *fuzzy* são usados para combinar as regras “SE-ENTÃO” existentes na base de regras em um mapeamento de um conjunto *fuzzy* de entrada para um conjunto *fuzzy* de saída. Podemos inferir um conjunto de regras, de duas formas: inferência baseada em composição e inferência baseada em regras individuais. Na inferência baseada em composição, todas as regras da base de regras são combinadas com uma relação *fuzzy* simples, união ou interseção. Essas combinações podem ser as de Mamdani (norma S) ou de Gödel (norma T).

5.6 – Conclusões

A lógica *Fuzzy* é uma importante ferramenta para auxílio na concepção de sistemas complexos, de difícil modelagem analítica, e pode ser utilizada em conjunto com outras técnicas não convencionais, como é o caso de uma combinação com as Redes Neurais Artificiais, os Algoritmos Genéticos, entre outras.

O vasto campo de aplicação é devido a sua grande capacidade em solucionar problemas mais complexos além de exigir pouco tempo de implementação e desenvolvimento. Neste trabalho a lógica *fuzzy* foi escolhida pela sua característica de processar informações vagas ou incompletas e a partir destas gerar um valor de saída satisfatório. Os sistemas *fuzzy* são capazes de modelar os aspectos qualitativos do conhecimento humano, característica que os torna apropriados para o tipo de aplicação abordado neste trabalho.

CAPÍTULO 6

ADAPTAÇÃO DOS MÉTODOS E FUNCIONAMENTO DO SOFTWARE

6.1 - Introdução

No Capítulo 2 foram citados os principais métodos de cromatografia gasosa, utilizados para o diagnóstico de falhas incipientes em transformadores. No Capítulo 3 foram apresentados os principais ensaios físico-químicos, que auxiliam no acompanhamento do estado de envelhecimento da isolamento sólida e líquida de transformadores de potência.

A seguir serão apresentadas as adaptações feitas aos métodos cromatográficos (Doernenburg, Rogers, IEC e Laborelec), e à análise conjunta dos métodos Físico-Químicos (Índice de Neutralização, Tensão Interfacial, Teor de Água, Rigidez Dielétrica, Fator de Potência a 25°C, Fator de Potência a 100°C), utilizando a modelagem *fuzzy* propostas. Em todos os métodos foi usado o sistema do tipo Mamdani, com funções de pertinência de entrada do tipo triangular. O método de defuzzificação escolhido foi o Centro Ponderado.

Embora outras representações sejam possíveis, a representação matemática adotada para os conjuntos fuzzy desenvolvidos neste trabalho, é a definida na Figura 6.1. Os parâmetros X_0 , X_m e X_f representam, respectivamente, as abscissas inicial, mediana e final do domínio dos conjuntos fuzzy que devem ser definidos para cada tipo de método de análise, a partir dos valores das suas faixas de gases.

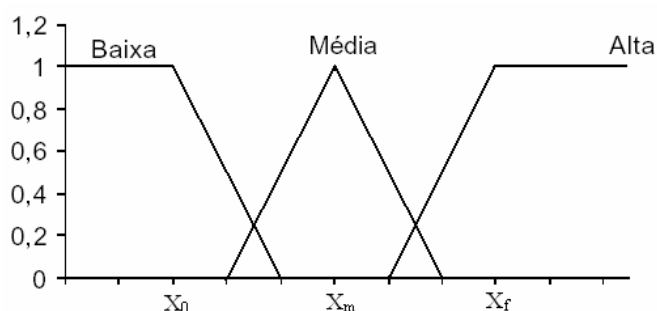


Figura 6.1 – Representação generalizada dos conjuntos fuzzy implementados.

Uma vez definidas funções de pertinência apropriadas para cada um dos três conjuntos fuzzy (Baixa, Média e Alta), aplicados a cada tipo de relação gasosa, a utilização da técnica é bastante simples: cada valor de relação entre os gases estará associado aos conjuntos fuzzy através de um valor representativo de sua pertinência a tal conjunto, e deverá ser aplicado às regras fuzzy “se-então” pré-definidas. Considerando o menor dos valores das três pertinências, obtém-se um valor numérico que pode ser associado como sendo a pertinência ou grau de possibilidade de existência de um diagnóstico específico, assinalado na implicação

das regras. Note-se que o cálculo da possibilidade de existência do defeito é uma indicação da interseção dos três conjuntos de entrada, utilizando o operador “mínimo”.

Os resultados de ensaios físico-químicos utilizam a mesma formulação fuzzy para a geração de diagnósticos, a saída deste método vai além da simples verificação dos limites para cada propriedade, de acordo com a classe de tensão do transformador. As respostas do sistema fuzzy indicam se o óleo está em boas condições, contaminado ou deteriorado, incluindo ainda sugestões da provável causa da contaminação ou deterioração.

6.2 - Adaptação do Método Doernenburg

Utilizando-se as faixas de valores mostradas na Tabela 6.1, pode-se construir a Tabela 6.2, com a base de regras aplicáveis à identificação de defeitos no método Doernenburg-Fuzzy.

Os parâmetros da Tabela 6.1 se aplicam somente a gases extraídos de óleo coletado no tanque. Gases coletados no colchão de gás ou relé de gás ou em buchas, embora contemplados pelo método, não são considerados aqui por resultarem em uma sensibilidade menor.

Tabela 6.1 – Intervalos de entrada para o método Doernenburg – fuzzy.

Relação	Baixa	Media	Alta
$R_1 = \frac{CH_4}{H_2}$	< 0,2	0,1 – 1,1	> 1,0
$R_2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	< 0,85	-	> 0,75
$R_3 = \frac{C_2H_2}{CH_4}$	< 0,3	-	> 0,2
$R_4 = \frac{C_2H_6}{C_2H_2}$	< 0,5	-	> 0,4

Tabela 6.2 – Base de regras para o método Doernenburg – fuzzy.

Regra	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{C_2H_2}{CH_4}$	$\frac{C_2H_6}{C_2H_2}$	Defeito
1	Alto	Baixo	Baixo	Alto	Falha Térmica
2	Baixo	-	Baixo	Alto	Corona
3	Médio	Alto	Alto	Baixo	Arco
4	Baixo	-	Alto	-	Não Identificado
5	Baixo	-	Baixo	Baixo	
6	Médio	Baixo	-	-	
7	Médio	Alto	Baixo	-	
8	Médio	Alto	Alto	Alto	
9	Alto	Alto	-	-	
10	Alto	Baixo	Alto	-	
11	Alto	Baixo	Baixo	Baixo	

6.3 - Adaptação do Método Rogers

As Tabelas 6.3 e 6.4, codificam os conjuntos *fuzzy* para o método Rogers-Fuzzy.

Tabela 6.3 – Intervalos de entrada para o método Rogers – fuzzy.

Relação	Baixa	Media	Alta
$R_1 = \frac{CH_4}{H_2}$	< 0,3	0,1 – 1,1	> 0,8
$R_2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	< 0,2	-	> 0,1
$R_3 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	< 1,5	0,5 – 3,5	> 2,5

Tabela 6.4 – Base de regras para o método Rogers – fuzzy.

Regra	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	Defeito
1	Médio	Baixo	Baixo	Caso 0
2	Baixo	Baixo	Baixo	Caso 1
3	Médio	Alto	Alto	Caso 2
4	Médio	Baixo	Médio	Caso 3
5	Alto	Baixo	Médio	Caso 4
6	Alto	Baixo	Alto	Caso 5

Caso 0	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Normal	Descarga Parcial de baixa energia	Arco (descarga de alta energia)	Falha térmica de baixa temperatura	Falha térmica < 700 °C	Falha térmica > 700 °C

6.4 - Adaptação do Método IEC

Considerando os códigos na Tabela 6.5, podemos construir a Tabela 6.6 que define os parâmetros necessários para a aplicação do *toolbox fuzzy* do MATLAB.

Os parâmetros da Tabela 6.5 se aplicam somente a gases extraídos de óleo coletado no tanque. Gases coletados no colchão de gás ou relé de gás ou em buchas não são devidamente considerados pelo método.

Tabela 6.5 – Intervalos de entrada para o método IEC – fuzzy.

Relação	M_Baixa	Baixa	Media	Alta	M_Alta
$R_1 = \frac{CH_4}{H_2}$	-	< 0,2	0,1 – 0,6	0,5 – 1,1	> 1
$R_2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	-	< 0,2	0,1 – 0,7	0,6 – 2,5	>1
$R_3 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	< 0,3	0,1 – 1,1	1 – 2,1	2 - 4,1	> 4

Tabela 6.6 – Base de regras para o método IEC – fuzzy.

Regra	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	Defeito
1	Baixo	-	M_Baixo	Descargas parciais
2	Médio	M_Alto	Médio	Descargas de baixa energia
3	Médio	M_Alto	Alto	Descargas de baixa energia
4	Médio	M_Alto	M_Alto	Descargas de baixa energia
5	Médio	Alto	Alto	Descargas de alta energia
6	Alto	Alto	Alto	Descargas de alta energia
7	Médio	Alto	M_Alto	Descargas de alta energia
8	Alto	Alto	M_Alto	Descargas de alta energia
9	M_Alto	-	M_Baixo	Defeito térmico $t < 300\text{ }^{\circ}\text{C}$
10	M_Alto	-	Baixo	Defeito térmico $t < 300\text{ }^{\circ}\text{C}$
11	M_Alto	Baixo	Médio	Defeito térmico $300 < t < 700^{\circ}$
12	M_Alto	Baixo	Alto	Defeito térmico $300 < t < 700^{\circ}$
13	M_Alto	Baixo	M_Alto	Defeito térmico $t > 700\text{ }^{\circ}\text{C}$

6.5 – Adaptação do Método Laborelec

Baseando-se nos intervalos apresentados na Tabela 3.5, podemos construir as Tabelas 6.7 e 6.8 que codificam os conjuntos *fuzzy* para o método Laborelec – fuzzy.

Tabela 6.7 – Intervalos de entrada para o método Laborelec – fuzzy.

Relação	M_Baixa	Baixa	Media	Media 2	Alta	Alta 2	M_Alta
H ₂	-	< 210	200 – 310	< 310	300 – 610	< 610	> 600
Σ (C ₁ – C ₂)	-	< 310	300 – 410	< 410	400 – 810	< 810	> 800
$R_1 = \frac{CH_4}{H_2}$	-	< 0,25	0,15 – 1,1	-	> 0,6	-	-
C ₂ H ₂	< 22	> 20	< 52	> 50	< 102	> 100	-
CO	< 410	> 400	< 510	> 500	< 710	> 700	-

Tabela 6.8 – Intervalos de entrada para o método Laborelec – fuzzy.

Regra	H ₂	Σ (C ₁ – C ₂)	$\frac{CH_4}{H_2}$	C ₂ H ₂	CO	Defeito
1	Baixo	Baixo	-	-	Baixo	Y1
2	Médio	Baixo	Baixo	-	-	Y2
3	Médio	Baixo	Médio	M_Baixo	-	Y3
4	Médio	Baixo	Médio	Baixo	-	Y4
5	Baixo	Médio	Alto	-	M_Baixo	Y5
6	Baixo	Médio	Alto	-	Baixo	Y6
7	Baixo	Médio	Médio	Baixo	M_Baixo	Y7
8	Baixo	Médio	Baixo	Baixo	M_Baixo	Y7
9	Baixo	Médio	Baixo	Baixo	Baixo	Y8
10	Baixo	Médio	Médio	Baixo	Baixo	Y8
11	Médio	Médio	Baixo	-	-	Y4
12	Médio	Médio	M_Baixo	M_Baixo	-	Y5
13	Baixo	Baixo	Baixo	-	Baixo	Y9
14	Alto	Médio 2	Baixo	-	-	Y10
15	Alto	Médio 2	Médio	Médio	-	Y11
16	Alto	Médio 2	Médio	Médio 2	-	Y12
17	Alto	Médio 2	Alto	-	Médio	Y13
18	Médio 2	Alto	Alto	-	Médio 2	Y14
19	Médio 2	Alto	Médio	Médio 2	Médio	Y15
20	Médio 2	Alto	Baixo	Médio 2	Médio	Y15
21	Médio 2	Alto	Médio	Médio 2	Médio 2	Y16
22	Médio 2	Alto	Baixo	Médio 2	Médio 2	Y15
23	Médio 2	Alto	-	Médio 2	-	Y17
24	Médio 2	Alto	-	Médio	Médio	Y13
25	Alto	Alto	-	Médio	Médio 2	Y14
26	Alto	Alto 2	Baixo	-	-	Y18
27	Alto	Alto 2	Médio	Médio	-	Y19
28	Alto	Alto 2	Médio	Médio 2	-	Y20
29	Alto 2	M_Alto	Alto	-	Alto	Y21
30	Alto 2	M_Alto	Alto	-	M_Alto	Y22
31	Alto 2	M_Alto	Médio	Médio 2	Alto	Y23
32	Alto 2	M_Alto	Baixo	Médio 2	Alto	Y23
33	Alto 2	M_Alto	Médio	Médio 2	M_Alto	Y24
34	Alto 2	M_Alto	Baixo	Médio 2	M_Alto	Y24
35	M_Alto	M_Alto	-	M_Alto	-	Y25
36	M_Alto	M_Alto	-	Alto	Alto	Y21
37	M_Alto	M_Alto	-	Alto	M_Alto	Y22

Os tipos de defeitos sugeridos pelo programa e listados pelos casos de Y1 a Y25 da Tabela 6.8 são os seguintes:

Y1 – Normal.	Y16 – Térmica (óleo + papel) e/ou gct – Importante.
Y2 – Descargas Parciais (óleo) – Média.	Y17 – Arco (óleo) – Importante.
Y3 – Centelhamento (óleo) – Média.	Y18 – Descargas Parciais (óleo) – Muito Importante.
Y4 – Centelhamento (óleo) e/ou gct – Média.	Y19 – Centelhamento (óleo) – Muito Importante.
Y5 – Térmica (óleo) – Média.	Y20 – Centelhamento (óleo) e/ou gct – Muito Importante.
Y6 – Térmica (óleo + papel) – Média.	Y21 – Térmica (óleo) – Muito Importante.
Y7 – Térmica (óleo) e/ou gct – Média.	Y22 – Térmica (óleo + papel) – Muito Importante.
Y8 – Térmica (óleo + papel) e/ou gct – Média.	Y23 – Térmica (óleo) e/ou gct – Muito Importante.
Y9 – Térmica (papel) – Média.	Y24 – Térmica (óleo + papel) e/ou gct – Muito Importante.
Y10 – Descargas Parciais (óleo) – Importante.	Y25 – Arco (óleo) – Muito Importante.
Y11 – Centelhamento (óleo) – Importante.	
Y12 – Centelhamento (óleo) e/ou gct – Importante.	
Y13 – Térmica (óleo) – Importante.	
Y14 – Térmica (óleo + papel) – Importante.	
Y15 – Térmica (óleo) e/ou gct – Importante.	

6.6 – Adaptação dos Métodos de Análise Físico-Química

Considerando os valores anteriormente apresentados na Tabela 4.1, pode se construir as Tabelas 6.9, que relaciona os ensaios utilizados na adaptação do método com a tensão do transformador, e 6.10 que mostra os intervalos de valores para cada caso de defeito. Estas duas tabelas definirão os parâmetros *fuzzy* necessários para a aplicação ao *toolbox fuzzy* do MATLAB e o desenvolvimento do método chamado de FSQ_FUZZY.

Tabela 6.9 – Intervalos de entrada para o método FSQ – fuzzy.

	Tensão do Transformador (KV)					
	≤ 69		≤ 230		500	
Ensaios	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta
Tensão Interficial	< 21	> 19	< 21	> 19	< 21	> 19
Acidez	< 0.21	> 0.19	< 0.21	> 0.19	< 0.16	> 0.14
Fator de Potência a 25 °C	< 1.1	> 0.9	< 0.8	> 0.6	< 0.6	> 0.4
Fator de Potência a 100 °C	< 1A.1	> 14.9	< 1A.1	> 14.9	< 10.1	> 9.9
Teor de Água	< 50	> 20	< 40	> 20	< 30	> 20
Rigidez Dielétrica	< 31	> 29	< 36	> 34	< 46	> 44

Tabela 6.10 – Base de regras para o método FSQ – fuzzy.

Regra	TIF	ACIDEZ	FDP 25/100 °C	TEOR DE ÁGUA	RIGIDEZ	Defeito
1	Baixa	Baixa	Baixa	Alta	Alta	Caso 1
2	Baixa	Baixa	Baixa	Baixa	Alta	Caso 1
3	Baixa	Alta	Baixa	Baixa	Alta	Caso 2
4	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Alta	Caso 2
5	Baixa	Alta	Baixa	Baixa	Baixa	Caso 3
6	Baixa	Alta	Alta	Baixa	Baixa	Caso 3
7	Baixa	Alta	Alta	Baixa	Alta	Caso 3
8	Alta	Baixa	Baixa	Alta	Baixa	Caso 3
9	Alta	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Caso 3
10	Alta	Baixa	Baixa	Baixa	Baixa	Caso 3
11	Alta	Alta	Baixa	Baixa	Baixa	Caso 3
12	Alta	Alta	Baixa	Alta	Alta	Caso 3
13	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Caso 3
14	Alta	Baixa	Alta	Alta	Alta	Caso 3
15	Alta	Alta	Alta	Baixa	Baixa	Caso 3
16	Alta	Alta	Alta	Baixa	Alta	Caso 3
17	Alta	Baixa	Alta	Alta	Baixa	Caso 3
18	Alta	Alta	Alta	Alta	Baixa	Caso 3
19	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Baixa	Caso 3
20	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Caso 3
21	Baixa	Baixa	Baixa	Baixa	Baixa	Caso 4
22	Baixa	Baixa	Baixa	Alta	Baixa	Caso 5
23	Baixa	Baixa	Alta	Alta	Baixa	Caso 5
24	Baixa	Baixa	Alta	Alta	Alta	Caso 6
25	Baixa	Alta	Alta	Alta	Alta	Caso 7
26	Baixa	Baixa	Alta	Baixa	Baixa	Caso 8
27	Baixa	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Caso 9
28	Alta	Alta	Baixa	Baixa	Alta	Caso 10
29	Alta	Baixa	Baixa	Baixa	Alta	Caso 10
30	Alta	Baixa	Baixa	Alta	Alta	Caso 10
31	Baixa	Alta	Alta	Alta	Baixa	Caso 11
32	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Caso 11

Os tipos de defeitos sugeridos pelo programa e listados pelos casos de 1 a 11 são os seguintes:

Caso 1 - 'O óleo pode estar contaminado por água ou outro contaminante solúvel, por produtos derivados da deterioração do papel isolante, de terminais de cabos ou buchas ou da massa isolante ou ainda contaminado por partículas metálicas ou de pó.'

Caso 2 - 'O óleo pode estar deteriorado, podendo conter água ou outros produtos de sua deterioração.'

Caso 3 - 'O óleo pode estar contaminado por produtos de sua deterioração ou contaminado por fibra celulósica, água, sujeira, partículas metálicas ou de pó.'

Caso 4 - 'O óleo pode estar contaminado por sujeira, partículas metálicas ou de pó.'

Caso 5 - 'O óleo pode estar contaminado por água proveniente do exterior do transformador, sujeira ou partículas metálicas ou de pó.'

Caso 6 - 'O óleo pode estar contaminado por água proveniente do exterior do transformador ou outro contaminante solúvel.'

Caso 7 - 'O óleo pode estar deteriorado e contaminado por água devido a provável deterioração do papel isolante do transformador.'

Caso 8 - 'O óleo pode estar contaminado por outro contaminante solúvel diferente de água, sujeira ou por partículas metálicas ou de pó.'

Caso 9 - 'O óleo pode estar contaminado por outro contaminante solúvel.'

Caso 10 - 'O óleo está em boas condições de operação.'

Caso 11 - 'O óleo está altamente contaminado ou deteriorado. Podendo conter água ou outro contaminante solúvel, sujeira, partículas metálicas ou de pó, fibras celulósicas ou ainda outros produtos de sua deterioração ou da deterioração do papel isolante, de terminais de cabos e buchas ou massa isolante. '

6.7 – Funcionamento do Software

Neste capítulo, o programa especialista será explicado em detalhes. O software foi desenvolvido em ambiente C++, utilizando a plataforma C++ Builder[®] 6.0 da Borland, consistindo em um arquivo executável e uma base de dados que armazenará o histórico de cada transformador, além de arquivos complementares que auxiliam no processo de geração de diagnósticos *fuzzy*.

6.7.1 - Interface e Operação

A Figura 6.2 mostra a tela inicial do software desenvolvido, nela temos a opção de realizar uma nova análise ou visualizar os resultados de análises realizadas anteriormente. A partir do menu principal podemos ter acesso a estas e outras funções, tais como a ferramenta de taxa de geração (descrita posteriormente) e à ajuda do software, bem como às informações sobre o autor e a versão atual.

Deve-se ressaltar que as amostras de óleo para análise são recolhidas periodicamente, por isso o histórico de cada transformador está dividido por data de amostragem, constando dos resultados dos ensaios cromatográfico e físico-químico, dos valores limite para cada tipo de ensaio e dos respectivos diagnósticos emitidos pelo software. Baseado nestas informações o software também disponibiliza uma ferramenta de cálculo da taxa de geração de gases, que auxilia na elaboração de um diagnóstico mais preciso. Após o preenchimento dos campos de entrada pelo usuário, o software verifica se os valores limites foram extrapolados, em seguida, confere se já existe no banco de dados alguma informação sobre o transformador indicado.

Com os dados do banco, o programa calcula a taxa de geração dos gases e armazena o valor obtido para ser exibido no relatório. O usuário será informado se esta estiver acima do limite admissível.

A interface do programa conta com uma funcionalidade bastante intuitiva. A Figura 6.2 exibe a tela inicial com os principais comandos. A partir do comando *Nova Análise*, tem-se acesso à tela da Figura 6.3, nela devem ser inseridos os dados de entrada para o programa, mostrados na Tabela 6.11. Em seguida, o programa gera os diagnósticos para todos os métodos empregados neste trabalho, e os exibe no lado direito da mesma tela, como é visto na figura 6.4.

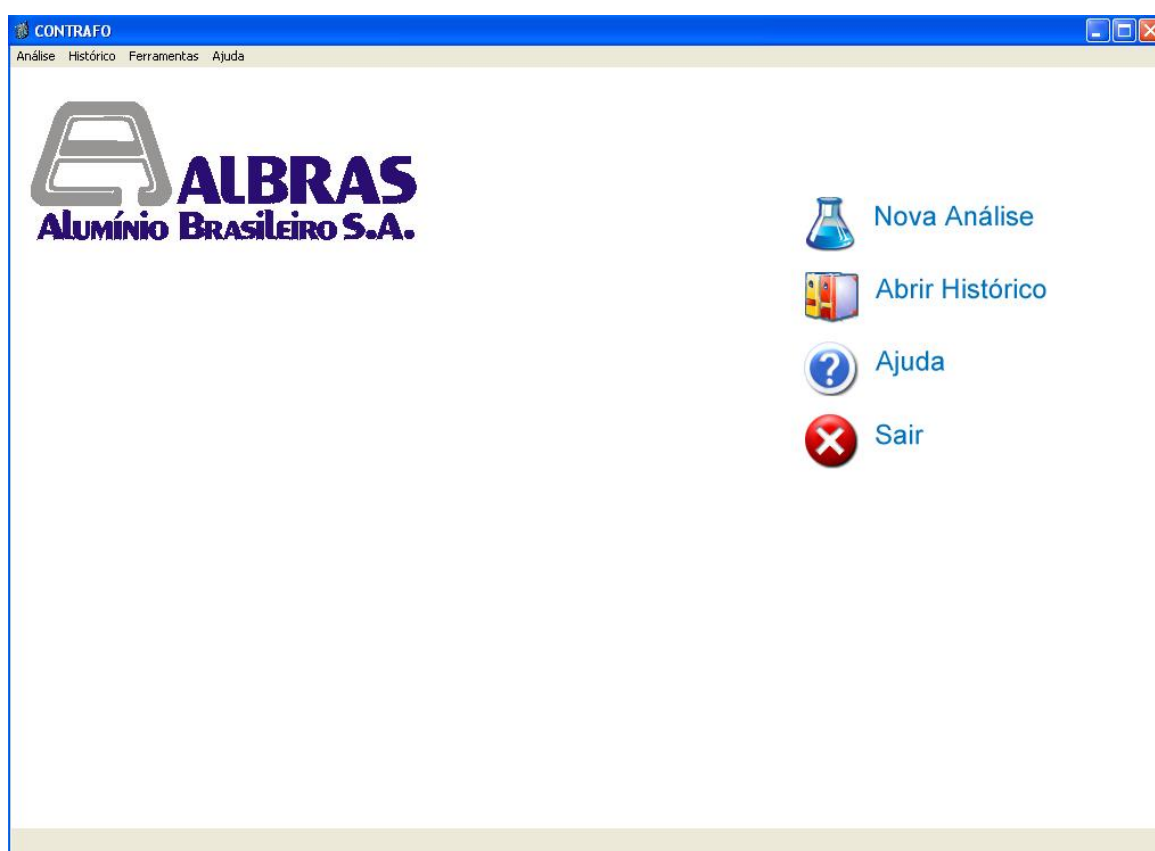


Figura 6.2 – Tela inicial do programa.

Tabela 6.11 – Dados de entrada para o software.

Informações do transformador	Concentração dos gases (ppm)	Propriedades físico-químicas
Código operacional	Acetileno	Tensão interfacial (dinas/cm)
Classe de tensão	Etileno	Índice de neutralização (mg.koh/g)
Localização	Etano	Fator de potência a 25°C (%)
Data da amostra	Hidrogênio	Fator de potência a 100°C (%)
Número de série	Metano	Teor de água (ppm)
Potência	Monóxido de carbono	Rigidez dielétrica (kV)
Fabricante	Dióxido de carbono	Cor
Tipo	Oxigênio	Densidade (g / cm ³)
	Nitrogênio	

CONTRAFO
Análise Histórico Ferramentas Ajuda

Dados do Equipamento:

Código operacional N. de série
 Tipo Fabricante
 Tensão (Kv) Potência (MVA)
 Data da amostra Localização

Resultados Ensaio Cromatográfico:

Hidrogênio (H ₂)	53	Etileno (C ₂ H ₄)	1
Oxigênio (O ₂)	10290	Etano (C ₂ H ₆)	72
Nitrogênio (N ₂)	42720	Acetileno (C ₂ H ₂)	0
Metano (CH ₄)	19		
Monóxido de carbono (CO)	169		
Dióxido de carbono (CO ₂)	1346		

Resultados Ensaio Físico-químico:

Cor (ABNT-MB-3510)	1
Índ. neutralização (mg.koh/g)	0,0056
Rigidez dielétrica (kV)	45
Fator de potência a 25° (%)	0,013
Fator de potência a 100° (%)	0,59
Tensão interfacial (dinas/cm)	44
Conteúdo de água (ppm)	12
Densidade (g/cm ³)	0,2356

Diagnosticar Cancelar

Novas Análises
Abrir Histórico
Ajuda
Sair

Figura 6.3 – Tela de entrada de dados.

CONTRAFO
Análise Histórico Ferramentas Ajuda

Dados do Equipamento:

Código operacional N. de série
 Tipo Fabricante
 Tensão (Kv) Potência (MVA)
 Data da amostra Localização

Resultados Ensaio Cromatográfico:

Hidrogênio (H ₂)	53	Etileno (C ₂ H ₄)	1
Oxigênio (O ₂)	10290	Etano (C ₂ H ₆)	72
Nitrogênio (N ₂)	42720	Acetileno (C ₂ H ₂)	0
Metano (CH ₄)	19		
Monóxido de carbono (CO)	169		
Dióxido de carbono (CO ₂)	1346		

Resultados Ensaio Físico-químico:

Cor (ABNT-MB-3510)	1
Índ. neutralização (mg.koh/g)	0,0056
Rigidez dielétrica (kV)	45
Fator de potência a 25° (%)	0,013
Fator de potência a 100° (%)	0,59
Tensão interfacial (dinas/cm)	44
Conteúdo de água (ppm)	12
Densidade (g/cm ³)	0,2356

Diagnosticar Cancelar

Resultados da Análise Cromatográfica:

Diagnóstico ROGERS:
 Envelhecimento Normal

Diagnóstico DOERNENBURG:
 Sem diagnóstico

Diagnóstico IEC:
 Descargas parciais

Diagnóstico LABORELEC:
 Normal

Resultados da Análise Físico-química:

Diagnóstico Fator de Potência 25°C:
 0 óleo está em boas condições de operação.

Diagnóstico Fator de Potência 100°C:
 0 óleo está em boas condições de operação.

Armazenar Gerar Relatório Descartar

Figura 6.4 – Diagnósticos gerados pelo programa.

De posse destes resultados, o engenheiro ou técnico responsável terá um amplo direcionamento para concluir a situação atual do isolamento do transformador em questão. Os botões *Salvar* e *Descartar* permitem que o usuário armazene os resultados do programa ou descartá-los, caso algum erro tenha ocorrido. Com a opção de salvar o programa atualizará a base de dados histórica referente ao transformador sob análise, ou criará uma nova tabela dentro da base, que corresponderá a este novo transformador sempre que novas análises forem feitas. A funcionalidade da base de dados do programa será discutida em detalhes em item subsequente.

6.7.2 – Cálculo da taxa de geração

Um dado volume de gás pode ser gerado durante um longo período de tempo, por falhas relativamente insignificantes, ou em um período mais curto para falhas mais severas. Portanto, a avaliação dos resultados de uma única amostra não indicará a taxa com a qual o gás é gerado, e traz muito pouca informação sobre a severidade da falha. Uma vez que determinado gás é detectado, é importante saber se a falha que o originou ainda está ativa. O método proposto por [2] foi o escolhido para compor esta ferramenta. Este leva em conta a concentração total de gases combustíveis detectados na amostra.

Uma evolução maior que 0,002832m³ de gases combustíveis por dia indicará que a unidade tem uma falta interna ativa. Para calcular a taxa de evolução, deve-se obter a soma das concentrações (em ppm) de todos os gases combustíveis (todos exceto CO₂, N₂ e O₂) da primeira e segunda amostra e usar a equação 6.1.

$$R = \frac{(S_T - S_O) \cdot V \cdot 10^{-6}}{7.5 \cdot T} \quad (6.1)$$

Onde:

R -Taxa de geração (m³/dia).

S_O -Primeira amostra (ppm).

S_T -Segunda amostra (ppm).

V -Volume do tanque de óleo (m³).

T -Tempo em dias.

No menu principal do software, encontramos o comando: *Análise → Taxa de geração*; através do qual abre-se a tela da Figura 6.5. Nela o usuário deve informar o código do transformador, para que o programa possa identificar a tabela que será usada, as datas da

primeira e segunda amostra e o volume do tanque de óleo do transformador. Com isso o programa poderá calcular a taxa de geração de gases através do método descrito anteriormente.

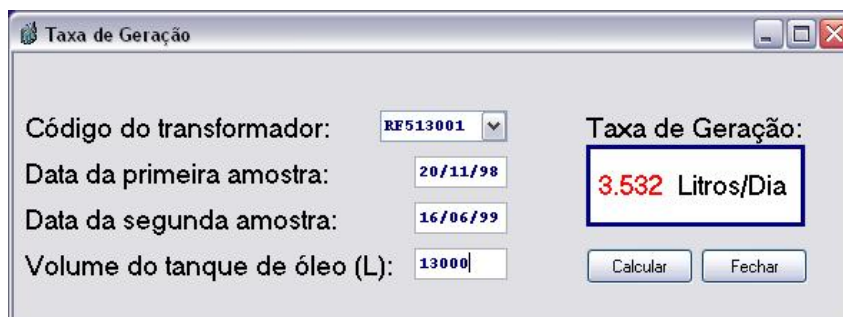


Figura 6.5 – Ferramenta de cálculo da taxa de geração de gases combustíveis.

Se o valor encontrado estiver acima do limite diário de geração de gases (2,832 l/dia), o programa exibirá o resultado em vermelho, indicando a necessidade de investigação da existência de faltas ativas dentro do equipamento.

6.7.3 – Descrição da Base de Dados

A base de dados do *software* representa uma de suas principais ferramentas, visto que com ela é possível se obter um acompanhamento progressivo e contínuo do envelhecimento do material isolante e da formação de gases dissolvidos no isolamento líquido. Além disso, pode-se obter um acompanhamento automático da taxa de geração destes gases, que se constitui de mais um importante indicador de existência de defeitos internos ao equipamento.

Cada equipamento cadastrado na base de dados equivale a uma tabela, cujo nome é o seu próprio código de identificação. Nesta tabela as informações estão divididas pela data da amostra do óleo, e são as mesmas informações que podem ser vistas na tela da Figura 6.3.

6.7.4 - Visualização do Histórico

Através do comando *Abrir Histórico*, visto na Figura 6.1, o usuário tem acesso a uma tela de pesquisa igual à da Figura 6.6. Nela ele deve informar o código do transformador do qual gostaria de visualizar as informações. Com isso, o programa fará uma busca no banco de dados e mostrará na tela os resultados de ensaios realizados anteriormente no óleo, além dos diagnósticos que foram gerados pelo programa referentes à mesma amostra.

Nesta tela o usuário terá também a opção de imprimir as informações contidas no banco de dados. Através do comando *Imprimir* o programa organiza as informações do banco de dados na forma de relatório para impressão, separados por data da amostra.



Figura 6.6 – Tela de pesquisa para o banco de dados.

6.8 - Conclusão

Neste capítulo foi apresentada a interface do programa, junto com a sua funcionalidade e principais características. Procurou-se tornar a ferramenta prática e confiável. Com a sua utilização relativamente simples, buscou-se reduzir significativamente o tempo gasto por agentes da manutenção com este tipo de análise, além de aumentar a confiabilidade dos diagnósticos.

A base de dados contendo o histórico de cada equipamento aparece como a principal ferramenta disponível no software, dado o aumento considerável que esta proporciona na facilidade para o levantamento das condições de envelhecimento da isolação de transformadores. Tornando o programa mais flexível para o desenvolvimento de novas ferramentas, que possam ser futuramente agregadas.

Por fim, o cálculo da taxa de geração complementa o conjunto de informações que ajudam a se ter, em um só aplicativo, grande parte das informações necessárias a uma descrição detalhada do estado da isolação e ao diagnóstico de falhas incipientes. A taxa de geração pode evidenciar defeitos que tendem a acelerar a formação de determinado gás e que não seriam detectados pelos métodos convencionais de cromatografia.

CAPÍTULO 7

ANÁLISE DOS RESULTADOS

7.1 Introdução

Na etapa de testes e validação do programa desenvolvido neste trabalho, foram utilizados dois conjuntos de dados: O primeiro consta de resultados de ensaios realizados pela ELETRONORTE; com dados históricos e diagnósticos conferidos através da retirada de operação do equipamento e inspeção interna, e o segundo sendo parte do banco de dados históricos do CEPEL.

7.2 Resultados dos Ensaios Gás-Cromatográficos

7.2.1 Dados Referentes aos Ensaios Realizados pela ELETRONORTE.

Neste item são apresentados seis casos de equipamentos que foram retirados de operação após a análise de gases dissolvidos no óleo isolante. Os diagnósticos sugeridos pelo software proposto neste trabalho são confrontados com os que foram obtidos pelos métodos clássicos utilizados pela Eletronorte, juntamente com o laudo da inspeção interna quando da abertura dos equipamentos. Estas comparações tem o intuito de validar os resultados do software.

- **Caso 1:** Transformador de 345 / 230 / 13,8 KV.

A primeira análise apresentou os seguintes resultados (valores das concentrações dos gases em ppm):

H₂	30	CH₄	30	C₂H₄	47
O₂	11000	CO	59	C₂H₆	15
N₂	4400	CO₂	390	C₂H₂	ND

A Tabela 7.1 mostra os diagnósticos referentes a esses resultados, de acordo com os critérios da Eletronorte (métodos convencionais) e também pelo programa desenvolvido, esta primeira análise não resultou em abertura do equipamento.

Tabela 7.1 – Comparação entre diagnostico da Eletronorte e software proposto – caso 1.

Métodos de Ensaio	Métodos Clássicos (Eletronorte)	Métodos Fuzzy (Software)
Rogers	Defeito Térmico	Não é Necessário Realizar os Testes
Doernenburg	Pontos Quentes	Não é Necessário Realizar os Testes
IEC	Sem Diagnóstico	Sem Diagnóstico
Laborelec	Normal	Normal

Transcorridos seis meses da primeira análise, nova amostragem foi realizada obtendo-se os resultados a seguir (valores das concentrações dos gases em ppm):

H₂	400	CH₄	940	C₂H₄	820
O₂	4100	CO	390	C₂H₆	210
N₂	62000	CO₂	1700	C₂H₂	24

O resultado das análises feitas pela Eletronorte e através do software proposto é apresentado na Tabela 7.2:

Tabela 7.2 – Comparação entre diagnósticos da Eletronorte e do software proposto – caso 1 (2ª análise).

Métodos de Ensaio	Métodos Clássicos (Eletronorte)	Métodos Fuzzy (Software)
Rogers	Defeito Térmico	Falha Térmica > 700 °C
Doernenburg	Pontos Quentes	Falha Térmica
IEC	Defeito Térmico	Defeito Térmico 300 < T < 700 °C
Laborelec	Defeito Térmico (óleo)	Térmica (óleo) Muito Importante

Após abertura da unidade, foi diagnosticado: “Um dos terminais dos enrolamentos de 230 KV encontrava-se com elevada resistência de contato” (ELETRONORTE, 19__).

Neste caso, o programa identificou corretamente o problema, apresentando um diagnóstico coerente para todos os métodos utilizados.

- **Caso 2:** Transformador de corrente de 230 KV.

Para este equipamento, os ensaios realizados em uma primeira amostra apresentou os seguintes resultados (valores das concentrações dos gases em ppm):

H₂	7940	CH₄	2000	C₂H₄	3120
O₂	–	CO	1130	C₂H₆	355
N₂	–	CO₂	285	C₂H₂	5390

A Tabela 7.3 mostra os diagnósticos dados pela Eletronorte e pelo programa:

Tabela 7.3 – Comparação entre diagnósticos da Eletronorte e software proposto – caso 2.

Métodos de Ensaio	Métodos Clássicos (Eletronorte)	Métodos Fuzzy (Software)
Rogers	Descargas de Alta Energia	Arco
Doernenburg	Descargas Elétricas	Arco
IEC	Descargas de Alta Energia	Descargas de Alta Energia
Laborelec	Arco no óleo	Térmica (óleo) - Importante

O equipamento foi retirado de operação e após abertura da unidade, foi diagnosticado: “A inspeção interna revelou que estava ocorrendo arco nas conexões da blindagem estática” (ELETRONORTE, 19__).

Novamente todos os critérios forneceram diagnósticos semelhantes e coerentes com a inspeção interna, exceto o Laborelec–fuzzy, que acusou falha térmica.

- **Caso 3:** Autotransformador de 138 / 69 / 13,8 KV.

A primeira análise apresentou os seguintes resultados (valores das concentrações dos gases em ppm):

H₂	75	CH₄	30	C₂H₄	18
O₂	3600	CO	320	C₂H₆	140
N₂	5100	CO₂	1600	C₂H₂	ND

Tendo como possíveis diagnósticos os que são vistos na tabela 7.4.

Transcorridos seis meses da primeira análise, nova amostragem foi realizada obtendo-se os resultados a seguir (valores das concentrações dos gases em ppm):

H₂	650	CH₄	81	C₂H₄	51
O₂	2900	CO	380	C₂H₆	170
N₂	53000	CO₂	2000	C₂H₂	270

Tabela 7.4 – Comparação entre diagnostico da Eletronorte e software proposto – caso 3.

Métodos de Ensaio	Métodos Clássicos (Eletronorte)	Métodos Fuzzy (Software)
Rogers	Defeito Térmico (100 – 200°C)	Não é Necessário Realizar os Testes.
Doernenburg	Sem Diagnóstico	Não é Necessário Realizar os Testes.
IEC	Normal	Sem Diagnóstico
Laborelec	Normal	Normal

A Tabela 7.5 mostra os possíveis diagnósticos gerados pela Eletronorte e pelo programa:

Tabela 7.5 – Comparação entre diagnóstico da Eletronorte e software proposto – caso 3 (2ª análise).

Métodos de Ensaio	Métodos Clássicos (Eletronorte)	Métodos Fuzzy (Software)
Rogers	Sem Diagnóstico	Sem Diagnóstico
Doernenburg	Sem Diagnóstico	Sem Diagnóstico
IEC	Sem Diagnóstico	Sem Diagnóstico
Laborelec	Descargas Parciais	Descargas Parciais - Muito Importante

Após abertura da unidade foi diagnosticado: “Mau contato entre a blindagem dos enrolamentos de alta e baixa tensão e a cordoalha que liga esta blindagem ao núcleo/massa” (ELETRONORTE, 19__).

Neste caso, a maioria dos critérios não forneceu diagnostico e somente o de Laborelec confirmou o problema elétrico ocasionado pelo mau contato da blindagem conforme observado pela inspeção.

- **Caso 4:** Transformador elevador de 500 KV.

Este caso refere-se ao acompanhamento de ensaios de fábrica através da análise de gases dissolvidos no óleo.

Os resultados obtidos em uma amostra retirada antes da realização do ensaio de aquecimento foram os seguintes (valores das concentrações dos gases em ppm):

H₂	1	CH₄	3	C₂H₄	1
O₂	8200	CO	19	C₂H₆	1
N₂	36000	CO₂	67	C₂H₂	ND

Após o término do ensaio de aquecimento foi feita nova amostragem encontrando-se os resultados a seguir (valores das concentrações dos gases em ppm):

H₂	48	CH₄	610	C₂H₄	10
O₂	7500	CO	1900	C₂H₆	29
N₂	33000	CO₂	970	C₂H₂	ND

A comparação entre as análises, para este caso, é apresentada na tabela 7.6.

Tabela 7.6 – Comparação entre diagnostico da Eletronorte e software proposto – caso 4

Métodos de Ensaio	Métodos Clássicos (Eletronorte)	Métodos Fuzzy (Software)
Rogers	Sem Diagnóstico	Sem Diagnóstico
Doernenburg	Pontos Quentes	Sem Diagnóstico
IEC	Defeito Térmico de Baixa Temperatura	Defeito Térmico < 300 °C
Laborelec	Defeito Térmico (papel e óleo)	Defeito Térmico (papel e óleo) - Importante

Devido aos resultados da A.G.D. (Análise dos Gases Dissolvidos) o equipamento foi aberto e após inspeção interna foi diagnosticado: “Os barramentos verticais estavam queimados e o exame detalhado desses barramentos revelou acentuada carbonização das fitas de papel crepado constituintes das camadas em contato com o barramento; vestígios de

decomposição do papel crepado queimado sobre a superfície dos barramentos; aspecto brilhante das superfícies das conexões dos barramentos” (ELETRONORTE, 19__).

- **Caso 5:** Transformador gerador de 400 KV.

Antes da energização do equipamento foi retirada uma amostra para A.G.D. obtendo-se os seguintes resultados (valores das concentrações dos gases em ppm):

H₂	18	CH₄	ND	C₂H₄	ND
O₂	3500	CO	ND	C₂H₆	ND
N₂	15000	CO₂	1090	C₂H₂	ND

Um mês após a energização, uma nova amostra foi retirada e os resultados a seguir foram encontrados (valores das concentrações dos gases em ppm):

H₂	1150	CH₄	1180	C₂H₄	1550
O₂	4700	CO	340	C₂H₆	551
N₂	24000	CO₂	8400	C₂H₂	23

A tabela 7.7 mostra os possíveis diagnósticos gerados pela empresa e pelo programa.

Tabela 7.7 – Comparação entre diagnostico da Eletronorte e software proposto – caso 5.

Métodos de Ensaio	Métodos Clássicos (Eletronorte)	Métodos Fuzzy (Software)
Rogers	Defeito Térmico	Falha Térmica > 700°C
Doernenburg	Pontos Quentes	Não Identificado
IEC	Defeito Térmico	Defeito Térmico 300 < T < 700 °C
Laborelec	Defeito Térmico (óleo)	Térmica (óleo) Muito Importante

Após abertura da unidade foi diagnosticado: “Um curto-circuito na linha de 400 kV próximo a subestação danificou mecanicamente um enrolamento de baixa tensão descolando este cerca de 7,5 cm com conseqüente danificação do núcleo” (ELETRONORTE, 19__).

Analisando os diagnósticos com a inspeção interna observou-se que o software proposto caracterizou a falha de maneira satisfatória.

- **Caso 6:** Autotransformador de 138 / 69 / 13,8 KV.

A primeira análise apresentou os seguintes resultados (valores das concentrações dos gases em ppm):

H₂	190	CH₄	20	C₂H₄	46
O₂	19000	CO	100	C₂H₆	8
N₂	63000	CO₂	1200	C₂H₂	220

A Tabela 7.8 mostra os diagnósticos que resultaram destes valores:

Tabela 7.8 – Comparação entre diagnostico da Eletronorte e software proposto – caso 6.

Métodos de Ensaio	Métodos Clássicos (Eletronorte)	Métodos Fuzzy (Software)
Rogers	Descargas de Alta Energia	Não é Necessário Realizar os Testes.
Doernenburg	Descargas Elétricas	Corona
IEC	Descargas de Alta Energia	Descargas de Alta Energia
Laborelec	Normal	Normal

Devido aos resultados obtidos, nova amostra foi retirada um mês após a primeira obtendo-se os resultados a seguir (valores das concentrações dos gases em ppm):

H₂	76	CH₄	6000	C₂H₄	120000
O₂	3500	CO	36	C₂H₆	27000
N₂	93000	CO₂	4400	C₂H₂	1700

O resultado da análise destes valores é visto na Tabela 7.9.

Tabela 7.9 – Comparação entre diagnostico da Eletronorte e software proposto – caso 6 (2ª análise).

Métodos de Ensaio	Métodos Clássicos (Eletronorte)	Métodos Fuzzy (Software)
Rogers	Sem Diagnóstico	Arco
Doernenburg	Sem Diagnóstico	Não Identificado
IEC	Defeito Térmico de Alta Temperatura	Defeito Térmico < 300 °C
Laborelec	Defeito Térmico (óleo)	Térmica (óleo) - Muito Importante

O equipamento foi retirado de operação e foi constatado: “Existência de partículas metálicas e carvão depositados sobre o núcleo principal; cordoalhas de aterramento localizados sobre as travessas que prensam o núcleo estavam queimadas e partidas ao meio; os parafusos de aperto dessas travessas estavam queimados e desgastados por corrente elétrica” (ELETRONORTE, 19__). Neste caso, a primeira amostra indicou a ocorrência de arco ou descargas elétricas de alta energia no óleo, sendo que a segunda constatou, além disso, uma falha térmica, indicando a evolução do problema devida à formação de partículas.

Estas partículas proporcionaram um maior aquecimento do óleo isolante. Para este caso, o programa conseguiu identificar o defeito em três dos métodos utilizados.

7.2.2 Dados Referentes aos Ensaios Realizados pelo CEPEL

Neste tópico serão apresentados mais alguns dados utilizados na validação do software de análise de óleo. Os grupos de dados representam uma parte de um banco de dados do CEPEL, que diz respeito a transformadores com e sem contato com comutador sob carga (OLTC) e transformadores de distribuição. Os resultados dos ensaios foram divididos em função da natureza das condições verificadas em inspeção interna e testes realizados por especialistas (MORAIS, 2003). Os valores de concentração de gases referentes aos estados identificados com a condição de normalidade (valores de concentração dos gases em ppm) são mostrados na Tabela 7.10:

Tabela 7.10 – Concentrações dos gases (condição de normalidade).

Teste	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆
1	22	6	4	6	5
2	36	5	0	20	6
3	180	11	0	27	18
4	100	62	0	7	12
5	12	6	0	25	1
6	12	13	1	58	18
7	30	6	0	0	5
8	40	62	1	11	51
9	20	3	0	5	2
10	19	9	0	7	20
11	14	3	0	12	3
12	11	79	0	14	130
13	4	1	4	2	0
14	19	140	0	20	330
15	4	2	1	1	1

Os valores das concentrações do monóxido de carbono (CO) foram substituídos por 200 ppm, visto que o gás não tem muita influência sobre o diagnóstico proposto. A Tabela 7.11 relaciona os diagnósticos gerados pelo programa.

Tabela 7.11 – Diagnóstico do software proposto (condição de normalidade).

Teste	Rogers Fuzzy	Doernenburg Fuzzy	IEC Fuzzy	Laborelec Fuzzy
1	Não é necessário realizar os testes	Não é necessário realizar os testes	Sem Diagnóstico	Normal
2	Não é necessário realizar os testes	Não é necessário realizar os testes	Sem Diagnóstico	Normal
3	Não é necessário realizar os testes	Não é necessário realizar os testes	Sem Diagnóstico	Normal
4	Não é necessário realizar os testes	Não é necessário realizar os testes	Sem Diagnóstico	Normal
5	Não é necessário realizar os testes	Não é necessário realizar os testes	Sem Diagnóstico	Normal
6	Não é necessário realizar os testes	Não é necessário realizar os testes	Defeito Térmico $300 < T < 700^{\circ}\text{C}$	Normal
7	Não é necessário realizar os testes	Não é necessário realizar os testes	Sem Diagnóstico	Normal
8	Não é necessário realizar os testes	Não é necessário realizar os testes	Sem Diagnóstico	Normal
9	Não é necessário realizar os testes	Não é necessário realizar os testes	Sem Diagnóstico	Normal
10	Não é necessário realizar os testes	Não é necessário realizar os testes	Sem Diagnóstico	Normal
11	Não é necessário realizar os testes	Não é necessário realizar os testes	Sem Diagnóstico	Normal
12	Não é necessário realizar os testes	Não é necessário realizar os testes	Sem Diagnóstico	Normal
13	Não é necessário realizar os testes	Não é necessário realizar os testes	Sem Diagnóstico	Normal
14	Não é necessário realizar os testes	Não é necessário realizar os testes	Sem Diagnóstico	Normal
15	Não é necessário realizar os testes	Não é necessário realizar os testes	Sem Diagnóstico	Normal

Quando as relações entre os gases chaves (R_1 , R_2 , R_3 , R_4 e R_5) não satisfazem os intervalos dos métodos de análise descritos no Capítulo 2 (Rogers, Doernenburg, IEC e Laborelec), o software proposto irá apresentar como resultado “Sem Diagnóstico”.

Podemos observar que para a condição de normalidade, houve apenas uma discordância entre os diagnósticos, referente ao teste 6, onde o diagnóstico sugerido pelo método IEC do software proposto apresenta um Defeito Térmico, porém os demais métodos acusam a normalidade do equipamento.

Na Tabela 7.12 estão listados os valores de concentração de gases referentes à condição de falha por sobreaquecimento, segundo o diagnóstico do CEPEL.

Tabela 7.12 – Concentrações dos gases em ppm para condição de falha por sobreaquecimento.

Teste	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆
1	590	8400	710	62000	92000
2	310	1200	5	1200	320
3	150	340	14	1400	220
4	1700	1600	0	2100	440
5	980	1800	22	3200	460
6	4800	39000	20	70000	19000
7	300	1400	9	2100	720
8	64	840	37	5100	800
9	430	450	0	2000	1000
10	460	570	38	720	100
11	150	380	49	2300	320
12	46	960	0	1000	720
13	420	800	0	370	100
14	170	1200	24	5200	940
15	280	160	39	1000	610

A Tabela 7.13 relaciona os diagnósticos gerados pelo programa:

Tabela 7.13 – Diagnóstico do software proposto (falha por sobreaquecimento).

Teste	Rogers Fuzzy	Doernenburg Fuzzy	IEC Fuzzy	Laborelec Fuzzy
1	Sem Diagnóstico	Falha Térmica	Defeito Térmico < 300°	Térmica – óleo Muito Importante
2	Falha Térmica > 700°	Falha Térmica	Defeito Térmico 300 < T < 700°	Térmica – óleo Muito Importante
3	Falha Térmica > 700°	Falha Térmica	Defeito Térmico > 700°	Térmica – óleo Muito Importante
4	Sem Diagnóstico	Sem Diagnóstico	Sem Diagnóstico	Térmica – óleo Muito Importante
5	Falha Térmica > 700°	Falha Térmica	Defeito Térmico > 700°	Térmica – óleo Muito Importante
6	Falha Térmica > 700°	Falha Térmica	Defeito Térmico 300 < T < 700°	Térmica – óleo Muito Importante
7	Falha Térmica > 700°	Falha Térmica	Defeito Térmico 300 < T < 700°	Térmica – óleo Muito Importante
8	Falha Térmica > 700°	Falha Térmica	Defeito Térmico > 700°	Térmica – óleo Muito Importante
9	Falha Térmica de Baixa Temperatura	Sem Diagnóstico	Defeito Térmico 300 < T < 700°	Térmica – óleo Muito Importante
10	Falha Térmica > 700°	Falha Térmica	Defeito Térmico > 700°	Térmica – óleo Muito Importante
11	Falha Térmica > 700°	Falha Térmica	Defeito Térmico > 700°	Térmica – óleo Muito Importante
12	Falha Térmica > 700°	Sem Diagnóstico	Defeito Térmico 300 < T < 700°	Térmica – óleo Muito Importante
13	Falha Térmica > 700°	Sem Diagnóstico	Defeito Térmico 300 < T < 700°	Térmica – óleo Muito Importante
14	Falha Térmica > 700°	Falha Térmica	Defeito Térmico > 700°	Térmica – óleo Muito Importante
15	Falha Térmica > 700°	Falha Térmica	Defeito Térmico 300 < T < 700°	Térmica – óleo Muito Importante

Aqui se observa que todos os métodos apresentaram o mesmo defeito para a condição de falha por sobreaquecimento, havendo apenas alguma discordância quanto à temperatura.

Os valores de concentração de gases referentes aos estados identificados com a condição de falha por descargas elétricas (valores de concentração dos gases em ppm) são mostrados na Tabela 7.14.

Tabela 7.14 – Concentrações dos gases (condição de falha por descargas elétricas).

Teste	H₂	CH₄	C₂H₂	C₂H₄	C₂H₆
1	2400	630	719	643	45
2	2250	900	1250	550	250
3	3800	1100	1700	1300	300
4	6600	3300	6200	4200	620
5	4500	2100	1300	3000	250
6	1500	110	910	91	140
7	2100	210	1200	230	260
8	770	86	370	170	29
9	1500	640	1700	210	50
10	6600	2100	6200	4200	620
11	530	260	250	210	14
12	250	20	200	31	47
13	2600	660	810	750	47
14	6300	2300	3400	3500	210
15	970	240	1100	390	18

Os valores das concentrações do monóxido de carbono (CO), foram novamente substituídos por 800 ppm na base de dados do CEPEL.

A Tabela 7.15 relaciona os diagnósticos gerados pelo programa para estes casos. Podemos observar que para este tipo de defeito o método de Laborelec apresentou resultados mais consistentes, como nos testes 5, 6, 7 e 12, onde os demais métodos apresentaram o diagnóstico “Sem Defeito” o método Laborelec identificou corretamente o tipo de defeito encontrado no equipamento durante a inspeção interna, mostrando-se mais amplo quanto aos demais métodos utilizados.

Tabela 7.15 – Diagnóstico do software proposto (falha por descargas elétricas).

Teste	Rogers Fuzzy	Doernenburg Fuzzy	IEC Fuzzy	Laborelec Fuzzy
1	Arco	Arco	Descargas de Alta Energia	Arco – óleo ou g.c.t. Muito Importante
2	Sem Diagnóstico	Arco	Descargas de Baixa Energia	Arco – óleo ou g.c.t. Muito Importante
3	Arco	Arco	Descargas de Alta Energia	Arco – óleo ou g.c.t. Muito Importante
4	Arco	Arco	Descargas de Alta Energia	Arco – óleo ou g.c.t. Muito Importante
5	Sem Diagnóstico	Sem Diagnóstico	Sem Diagnóstico	Arco – óleo ou g.c.t. Muito Importante
6	Sem Diagnóstico	Sem Diagnóstico	Sem Diagnóstico	Arco – óleo ou g.c.t. Muito Importante
7	Sem Diagnóstico	Sem Diagnóstico	Sem Diagnóstico	Arco – óleo ou g.c.t. Muito Importante
8	Arco	Não Identificado	Descargas de Baixa Energia	Descargas Parciais óleo Muito Importante
9	Sem Diagnóstico	Arco	Descargas de Baixa Energia	Arco – óleo ou g.c.t. Muito Importante
10	Arco	Arco	Descargas de Alta Energia	Arco – óleo ou g.c.t. Muito Importante
11	Arco	Arco	Descargas de Alta Energia	Sem Diagnóstico
12	Sem Diagnóstico	Sem Diagnóstico	Sem Diagnóstico	Descargas Parciais óleo Média
13	Arco	Arco	Descargas de Alta Energia	Arco – óleo ou g.c.t. Muito Importante
14	Sem Diagnóstico	Arco	Descargas de Alta Energia	Arco – óleo ou g.c.t. Muito Importante
15	Arco	Arco	Descargas de Baixa Energia	Arco – óleo ou g.c.t. Muito Importante

g.c.t. - gás proveniente do comutador de tap.

7.3 – Resultados dos Ensaios Físico-Químicos

Para avaliar os métodos de análise físico-química implementados no programa foram utilizados os dados referentes aos ensaios físico-químicos realizados em cinco transformadores da ELETRONORTE durante um determinado período de tempo. Neste item, mostraremos os resultados e a comparação entre os diagnósticos da empresa e do *software* desenvolvido, em transformadores de três classes de tensão: 13,8 KV, 69 KV e 230 KV.

I – Transformador de 230 KV.

As Tabelas 7.16 e 7.17 mostram os valores de tensão interfacial, acidez, rigidez dielétrica, fator de potência a 25 e 100 °C e teor de água e a comparação de diagnósticos:

Tabela 7.16 – Ensaios físico-químicos no transformador de 230 kV.

Ensaio	Acidez (mgKOH/g óleo)	Rigidez Dielétrica (KV)	Fator Pot. 25 °C (%)	Fator Pot. 100 °C (%)	TIF (dinas/cm)	Teor de Água (ppm)
1	0.01	43	0.04	0.2	43	13
2	0.01	41	0.01	2.3	42	13
3	0.01	23	0.15	8.3	21	23
4	0.01	47	0.05	2.6	37	12
5	0.01	50	0.08	3.9	39	14
6	0.03	25	0.01	3.7	32	7
7	0.06	36	0.11	7.9	32	6
8	0.03	39	0.1	5.5	31	6
9	0.02	42	0.11	7.15	27	6
10	0.04	48.8	0.1	5.04	28	5
11	0.05	57.9	0.11	5.31	25	6
12	0.06	39	0.96	7.08	30.2	32

Obs.: Valores fora dos limites convencionais em vermelho;

Tabela 7.17 – Comparação entre diagnósticos.

Ensaio	Diagnóstico ELETRONORTE	Diagnóstico Software proposto	
		Fator Pot. 25 °C *	Fator Pot. 100 °C *
1	Normal	Caso 10	Caso 10
2	Normal	Caso 10	Caso 10
3	Anormal	Caso 3	Caso 3
4	Normal	Caso 10	Caso 10
5	Normal	Caso 10	Caso 10
6	Anormal	Caso 3	Caso 3
7	Normal	Caso 10	Caso 10
8	Normal	Caso 10	Caso 10
9	Normal	Caso 10	Caso 10
10	Normal	Caso 10	Caso 10
11	Normal	Caso 10	Caso 10
12	Anormal	Caso 3	Caso 10

* Ver Capítulo 6, item 6.6.

II – Transformador de 69 KV.

Na Tabela 7.18 constam os valores obtidos em ensaio físico-químico realizado no óleo isolante deste transformador. Os valores que estão acima do valor limites referente a cada propriedade são indicados em vermelho. O diagnóstico resultante para cada um dos ensaios, divididos em intervalos de fator de potência são então mostrados na Tabela 7.19.

Tabela 7.18 – Ensaio físico-químicos no transformador de 69 kV.

Ensaio	Acidez (mgKOH/g óleo)	Rigidez Dielétrica (KV)	F.P. 25 °C (%)	F.P. 100 °C (%)	TIF (dinas/cm)	Teor de Água (ppm)
1	0.02	36	0.14	7.5	28	37
2	0.02	21	0.14	7.7	26	33
3	0.02	27	0.14	5.6	22	40
4	0.02	50	0.14	6	26	4
5	0.02	23	0.16	7.4	23	22
6	0.02	29	0.16	4.8	23	23
7	0.03	29	0.16	7.3	23	20
8	0.03	24	0.16	7.1	23	27
9	0.01	42	0.15	8	23	14
10	0.01	48	0.3	8.9	22	17
11	0.15	18	0.18	10	19	20
12	0.16	29	0.21	9	22	17
13	0.28	34	0.22	10	18	16
14	0.07	22	0.22	10.39	21	16
15	0.03	30	0	0.24	40	2
16	0.03	48	0	0.25	44	8
17	0.01	60	0.01	0.38	39	4
18	0.01	64.3	0.01	0.35	39	3
19	0	37.3	0.01	0.44	38	11
20	0.01	51	0.02	0.5	35	7

Obs.: Valores fora dos limites convencionais em vermelho;

Tabela 7.19 – Comparação entre diagnósticos.

Ensaio	Diagnóstico ELETRONORTE	Diagnóstico Software proposto	
		Fator Pot. 25 °C*	Fator Pot. 100 °C*
1	Anormal	Caso 10	Caso 10
2	Anormal	Caso 3	Caso 3
3	Anormal	Caso 3	Caso 3
4	Normal	Caso 10	Caso 10
5	Anormal	Caso 3	Caso 3
6	Anormal	Caso 3	Caso 3
7	Anormal	Caso 3	Caso 3
8	Anormal	Caso 3	Caso 3
9	Normal	Caso 10	Caso 10
10	Normal	Caso 10	Caso 10
11	Anormal	Caso 4	Caso 4
12	Anormal	Caso 10	Caso 10
13	Anormal	Caso 2	Caso 2
14	Anormal	Caso 10	Caso 10
15	Normal	Caso 6	Caso 6
16	Normal	Caso 10	Caso 10
17	Normal	Caso 10	Caso 10
18	Normal	Caso 10	Caso 10
19	Normal	Caso 10	Caso 10
20	Normal	Caso 10	Caso 10

*Ver Capítulo 6, item 6.6.

Obs.:

Caso 2 - 'O óleo pode estar deteriorado, podendo conter água ou outros produtos de sua deterioração.'

Caso 3 - 'O óleo pode estar contaminado por produtos de sua deterioração ou contaminado por fibra celulósica, água, sujeira, partículas metálicas ou de pó.';

Caso 4 - 'O óleo pode estar contaminado por sujeira, partículas metálicas ou de pó.'

Caso 6 - 'O óleo pode estar contaminado por água proveniente do exterior do transformador ou outro contaminante solúvel.'

Caso 10 - 'O óleo esta em boas condições de operação.';

III - Transformador de 13,8 KV.

Quatro ensaios realizados no óleo isolante deste transformador também foram usados para validação e ajustes do método de análise físico-química. O resultado destes ensaios pode ser vistos na Tabela 7.20. A Tabela 7.21 mostra os diagnósticos referentes a estes ensaios:

Tabela 7.20 – Ensaio físico-químico no transformador de 13,8 kV.

Ensaio	Acidez (mgKOH/g.óleo)	Rigidez Dielétrica (KV)	F.P.25°C (%)	F.P.100°C (%)	TIF (dinas/cm)	Teor de Água (ppm)
1	0	37.1	0.01	0.45	39	9
2	0	35.3	0.01	0.38	41	14
3	0	41.5	0.01	0.53	38	8
4	0	32.1	0.01	1.4	33	10

Tabela 7.21 – Comparação entre diagnósticos.

Ensaio	Diagnóstico ELETRONORTE	Diagnóstico Software proposto	
		Fator Pot. 25 °C	Fator Pot. 100 °C
1	Anormal	Caso 10	Caso 10
2	Anormal	Caso 10	Caso 10
3	Normal	Caso 10	Caso 10
4	Normal	Caso 10	Caso 10

Obs.: Caso 10 - 'O óleo esta em boas condições de operação.';

7.4 Conclusão

Neste Capítulo apresentamos alguns resultados de testes realizados pela ELETRONORTE e CEPEL para fazermos a validação do programa, os ensaios bem como os diagnósticos realizados pelo software proposto se mostraram muito satisfatórios ao serem comparados com os laudos apresentados quando os equipamentos foram abertos e detectados o seu tipo de defeito.

O *software* de Gás-Cromatografia apresentou uma taxa de 96,88% de acertos, mostrando que a análise dos gases dissolvidos em óleo (D.G.A.) é atualmente uma das principais “ferramentas” da Manutenção Preventiva de equipamentos imersos em óleo.

Normalmente os diversos critérios de diagnóstico existentes apresentam conclusões semelhantes, entretanto, o que é comum ocorrer é a não existência de diagnóstico por algum dos critérios como podemos observar no decorrer dos testes realizados.

Nenhum dos critérios de diagnóstico, isoladamente, atende a totalidade dos casos reais. O mais abrangente é o Laborelec; porém, esse método apresenta uma inconsistência de diagnóstico quando para uma análise se obtém concomitantemente um teor de hidrogênio $\leq$

200 ppm, com um teor total de hidrocarbonetos ($C_1 + C_2$) < 300 ppm e com um teor de monóxido de carbono ≤ 400 ppm. Esta condição é normalmente encontrada quando ocorrem defeitos incipientes em equipamentos com maior tempo de operação.

Na análise físico-química, não foi preciso comparar os diagnósticos. A Eletronorte indica em seus relatórios apenas a condição de normalidade ou anormalidade do óleo e quais foram os ensaios que apresentaram resultados fora de valores limite convencionais, enquanto que o programa tenta esclarecer se o óleo está em boas condições, contaminado ou deteriorado. No entanto, se fizermos uma relação apenas entre as condições de defeito ou não apresentadas pelo *software* e pelos diagnósticos da Eletronorte, a margem de acerto do programa alcança 92,98%.

Os critérios de diagnóstico passíveis de implementação em sistemas computadorizados não devem ser utilizados como único método de seleção de resultados que merecem uma análise mais profunda; isto é, independente dos diagnósticos obtidos por estes métodos, é sempre importante analisarmos os resultados obtidos, seja individualmente, seja comparativamente, com uma família de equipamentos.

CAPÍTULO 8

CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

8.1 – Conclusões

Atualmente, as técnicas de monitoramento e identificação de falhas incipientes em transformadores ganharam novos impulsos, no que se refere ao seu desenvolvimento. Métodos tradicionais constantes em normas ou publicações, e ainda utilizados por concessionárias são complicados e demandam certo tempo para fornecerem diagnósticos confiáveis aos operadores do sistema, e é aí que se encaixa o desenvolvimento de técnicas de inteligência artificial associadas a este propósito.

Este trabalho mostra-se como uma alternativa para agrupar em uma mesma ferramenta, normas utilizadas pelas concessionárias do setor elétrico, aliadas as técnicas de sistemas de lógica fuzzy. O objetivo da ferramenta foi suprir as deficiências dos métodos convencionais, quando utilizados de forma isolada.

Os métodos de diagnóstico utilizados individualmente não apresentaram boas taxas de diagnósticos corretos. Apesar do desempenho insatisfatório, estes critérios são comumente utilizados e possuem grande aceitação nas empresas do setor elétrico, e por isso não devem ser desconsiderados.

A taxa de geração de gases vem a fornecer subsídio adicional para uma investigação mais detalhada, indicando a evolução significativa da geração de algum gás encontrado no óleo isolante.

Deve-se levar em consideração que o comportamento de diferentes tipos de transformadores, com diferentes projetos, condições de manutenção, condições de operação, tempos de operação, influem significativamente na concentração dos gases no óleo e, portanto na análise de diagnóstico. Com a união de uma ou mais técnicas de diagnósticos, pode-se diminuir essa influência e obter resultados com maior confiabilidade, sendo supridas as deficiências individuais de cada metodologia.

Vale ressaltar ainda que a incerteza contida nos processos de obtenção de dados de geração de gases, aliados às diferenças entre os transformadores, como: classes de tensão, volume de óleo, aspectos construtivos, fatores ambientais envolvidos, dentre outros, impossibilitam o desenvolvimento de uma ferramenta que chegue a 100% de identificação de casos de forma acertada.

8.2 - Sugestões para Trabalhos Futuros

A otimização do diagnóstico de transformadores de potência é um processo elaborado que requer anos de ações contínuas e a participação de profissionais de várias formações. Esse processo deve ser construído considerando-se desde a experiência profissional dos operadores e técnicos, até a dos gerentes da manutenção. O rompimento do ciclo vicioso que perpetua a atual situação de inexistência de dados históricos precisos, devidamente consolidados em bases de dados corporativas, depende claramente dos esforços de desenvolvedores de sistemas computacionais, usuários e fabricantes de equipamentos.

Como sugestões para uma continuidade deste trabalho propõe-se:

- Obtenção de um maior volume de dados com diagnósticos confirmados, para a avaliação do desempenho do programa na identificação destas condições.
- Utilização dos dados históricos e desenvolvimento da metodologia especificamente para famílias de transformadores.
- Desenvolvimento de modelos que levem em conta a presença da umidade no óleo isolante e o efeito da temperatura em seu processo de degradação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AMENDOLA, Mariângela, SOUZA, Anderson, BARROS, Laécio. 2005. Manual do uso da teoria dos conjuntos Fuzzy no MATLAB 6.5 (Versão II). FEAGRI & IMECC/ UNICAMP.
- BAEHR, R., BREUER, W., FLOTTMEYER, F., et al (1982), “Diagnostic Techniques and Preventive Maintenance Procedures for Large Transformers”, CIGRÉ Session, report 12-13.
- BENGTSSON T., KOLS H. Transformer PD Diagnosis using Acoustic Emission Technique. 10 th Int. Symp. on HV Engineering, Montreal, Quebec, Canada, August 25-29, 1997.
- BURTON, P.J. (1985), The Analysis of Insulating Oil for Products Specific to the Low Temperature Overheating of Paper Insulation. Notes for Cigré WG 15-01, Arnhem, March.
- CHEDONG, X., (1991), Monitoring Paper Insulation Aging by Measuring Furfural Contents in Oil”, 7th ISH, Dresden - Aug 26-30.
- CHEIM, L., BRANDÃO, J.C., PAULA, M.S, et al. (1998), “Artificial Inteligence Diagnostic and Analysis (AIDA), 3rd Southern Africa Regional Conference, Johannesburg - South Africa, 19-21 May.
- D’ALMEIDA, V.L. (1994), “Envelhecimento de Transformadores: Características do Sistema Isolante papel-óleo”, d’Almeida, V.L, El. Mod. no. 239, Fev., pg. 72-76.
- DOMINELLI, N., HASSANALI, S.J., BIRD, F.J., LAU, M. (1993), “The Analysis Of Insulating Oil for Degradation Products from Solid Insulation as a Transformer Diagnostic Technique”, EPRI Substation Equipment Diagnostics Conference, New Orleans.
- DUKARM, J. J. 1993. Transformer Oil Diagnosis Using Fuzzy Logic and Neural Networks. Conference in Electrical and Computer Engineering, Canadian, vol. 1, p. 329-332.
- DUPONT, Carlos, 2003. Integração de Análises de Defeitos e Definição de um Grau de Risco Global para Transformadores de Potência. Rio de Janeiro. Tese (Doutorado em Ciências em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- DUPONT, C., CHEIM, L. (1997), “Novo Modelo para Avaliação da Vida Remanescente de Transformadores, XIV SNPTEE.
- DUPONT, C., FERNANDEZ, J.B., CHEIM, L.A., ASSIS, F. (1999), “Programa GP2FAL - A Substituição do GP por uma Técnica não invasiva para Diagnóstico de Transformadores”, XV SNPTEE.
- ELETRONORTE, 19__Óleo Mineral Isolante, Espec., Insp., Amost. e Controle de Características.
- FALLOU, B., (1975), “Detection of and Research for the Characteristics of an Incipient Fault From Analysis of the Dissolved Gases in the Oil of an Insulation”, Electra, no 42, October, pp. 31-52.

- FERNANDEZ, J.B., DUPONT, C.J., CHEIM, L.A, MIDÃO F.S., GONZALEZ, E.G., BINDA, M., DIOGO, A.C.T., LIVEIRA, V.P., TENÓRIO, J., LEVY, N.N. Monitoramento dos Transformadores de Potência do Setor Elétrico Brasileiro; II SEMASE, Grupo IV – CO-GSU-1 (1998). Curitiba – Brasil.
- HIIRONNIRMI, E., NORDMAN, H., ELOVAARA, J., et al. (1992), “Experiences of on- and Off-line Condition Monitoring of Power Transformers in Service, CIGRÉ Session 1992, report 12-102.
- HUANG, Y.C., YANG, H.T, HAUANG, C.L. (1997), “Developing a New Transformer Fault Diagnosis System through Evolutionary Fuzzy Logic”, IEEE Trans. Power Delivery, vol. 12, No. 2, April 1997, pp. 761-767.
- IEC Std 60599. Mineral Oil-Impregnated Electrical Equipment in Service – Guide to the Interpretation of Dissolved and Free Gases Analysis.
- IEEE Std C 57.104-1991. IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers.
- JUNQUEIRA, Luis & VILELA, José, 2003. Determinação de Incertezas em Ensaios Físico-Químicos de Óleo Isolante. In: METROLOGIA-2003 – Metrologia para a Vida (Setembro, 2003: Recife, Pernambuco).
- KARDEC, A., NASCIF, J. (1999), Manutenção Função Estratégica, Reimpressão, Qualitymark Editora Ltda., Rio de Janeiro.
- KAWAMURA, T., YAMAOKA, M., KAWADA, H., ANDO, K., MAEDA, T., TAKATSU T. (1986), “Analyzing Gases Dissolved in Oil and Its Application to Maintenance of Transformers”, CIGRÉ Session, report 12-05.
- KELLY, J. J.; 1980. Transformer Fault Diagnosis by Dissolved-Gas Analysis. IEEE Transaction on Industry Applications, vol. IA-16, nº 6, p. 777-782.
- KELLY, J. J. & MYERS, D. P. 1993. Transformer Life Extension through Proper Reinhibiting and Preservation of the oil insulation. IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 31, nº 1, p. 55-60.
- KHALIFA, M. 1990. High Voltage Engineering: Theory and Practice. USA : Marcel Dekker Inc.
- KUSCHEL M., PLATH M., KALKNER W. Dielectric Response as a Tool for Insulation Diagnosis_Comparison Between Time and Frequency Domain, IEEE ICDI, Budapest, Hungary, pp. 243_248, 1997.

- LIN, C.E., LING, J.M., HUANG, C.L. (1993), “An Expert System for Transformer Fault Diagnosis Using Dissolved Gas Analysis”, IEEE - Trans. PWDR, vol. 8, no. 1, Jan. 1993, pp. 231-238.
- LIZUNOV, S.D. (1976), “Condition of Transformer Insulation in Service; Methods of Its Assessment and Required Criteria for Satisfactory Operation”, CIGRÉ Session, report 12-03.
- LONG, Z., JIDONG, C., YUANFANG, W. (1997), “State Signal and Fuzzy Membership Functions of Fault Diagnosis in Electrical Equipment”, X - ISH - International Symposium on High Voltage Engineering, aug 25-29, Montreal, Québec, Canadá.
- MATHWORKS, The. 1998. Fuzzy Logic Toolbox for use with MATLAB - User's Guide. 3^a ed.
- MARTINO, M.B., ASSIS, F. (1995), “Diagnóstico de Transformadores Utilizando Redes Neurais”, SNPTEE, GRUPO XIII, GEM.
- MIRANDA, V. 2000. Uma Abordagem Sobre Rredes Neurais, Llógica Fuzzy e Algoritmos Evolucionários. UFPA-FEUP, Convênio Internacional.
- MILASCH, Milan. 1984. Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante. Editora Edgard Blücher Ltda.
- MIN, L & HUA, R. 1988. Analytical Investigation for Causes of Instability of Dissipation Factor of Insulating Oil. Second International Conference on Properties and Aplications of Insulating oil, vol. 1, p. 74-77.
- MORAIS, Diego , 2004. Ferramenta Inteligente para Detecção de Falhas Incipientes em Transformadores Baseada na Análise de Gases Dissolvidos no Óleo Isolante. Florianópolis. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
- MOUBRAY, J. (2000), RCM2 – Reliability-centered Maintenance, Industrial Press Inc., New York, second edition.
- PABLO, A., MOLLMANN, A. (1996), “New Guidelines for Furans Analysis as Well as Dissolved Gas Analysis in Oil-Filled Transformers, report 15/21/33-19 Cigré Session.
- RABAUD, J., THIBAUT, M., VERDON, J, VIALE, F. (1976), “Analysis of Gases Dissolved in Oil and Maintance of Transformers, CIGRÉ Session, report 12-06.
- ROGERS, R.R., Dissolved Gás in Oil Analisys: The Use of the Ratios Code as an Aid in Interpretation of Incipient Transformer Faults, Central Electricity Generating Board, Transmission Division, England, Relatório DDR. N° 57,7 pp, April 1974.
- SANTOS, J.C; FLEMING, J.R.; MANNHEIMER, W.A.; PUGH, D.R.; VIEIRA, C.L.C.S. Diagnóstico de Falhas em Transformadores por Análise Cromatográfica. Energia Elétrica, 1 (4): 11 – 8, Mar. 1978.

- SANTOS, J.C. & VIEIRA, C.L.C.S., A Experiência do CEPEL no Diagnóstico de Falhas em transformadores pó Análise Cromatográfica de Gases Combustíveis Dissolvidos, In: Seminário de Controle de Qualidade nas Empresas de Energia Elétrica, 3, Recife, 1979, 28pp.
- SCHIMIDT, W.. 1979. Materiais Elétricos – Isolantes e Magnéticos. Vol. II. Edgard Blücher.
- SHAW, Ian & SIMÕES, Marcelo. 1999. Controle e modelagem fuzzy. Editora Edgar Blücher Ltda.
- SOKOLOV, V.; BULGAKOVA, V.; BERLER, Z.; 2001. Assessment Of Power Transformer Insulation Condition. Electrical Insulation Conference and Electrical manufacturing & Coil Winding Conference. p. 605-613.
- TAKAHASHI, Y., OSADA, T. TPM/MPT: Manutenção Produtiva Total. São Paulo: Instituto IMAM, 1993, 322p.
- TANG, L., RAGHUVEER, M.R. (1997), “Classification of Transformer Faults by Using DGA Based Artificial Neural Network”, 10th ISH – International Symposium on High Voltage Engineering, Montreal - Canadá , Aug. 25-29.
- TOMSOVIC, K.; TAPPER, M.; INGVARSSON T.; 1993. A Fuzzy Information Approach to Integrating Different Transformer Diagnostic Methods. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 8, nº 3, p. 1638-1646.
- VAN BOLHUIS, J. P, GULSKI, E., SMIT, J. J.. 2002. Monitoring and Diagnostic of Transformer Solid Insulation. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 17, nº 3, p. 528-536.
- WANG, li-Xin. 1997. A course in fuzzy systems and control. Prentice-Hall Inc., International Edition.
- WANG, Z.; 2000. Artificial Intelligence in OLTC Fault Diagnosis Using Dissolved Gas-In-Oil Information. Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE, vol. 4, p.2422-2427.
- WILPUTTE, R. & RANDOUX, M.(1986), Lessons Drawn From the Routine Testing of Insulating Oils Used in Power Transformers on the Belgian Network, CIGRÉ Session, report 12-07.
- ZHANG, Y., DING, Y.L., GRIFFIN, P.J. (1996), “An Artificial Neural Network Approach to Transformer Fault Diagnosis”, IEEE - Trans. PWDR, vol. 11, no. 4, Oct., pp. 1836-1841.
- ZIRBES, Roberto. Metodologias para Avaliação e Diagnóstico do Estado de Isolamentos de Papel Impregnado com Óleo Mineral. Florianópolis, 2003. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.