

**Universidade de São Paulo**  
**Programa de Pós-Graduação do Departamento de Engenharia**  
**Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos**

**Geraldo Lupi Filho**

**Comparação entre os critérios de diagnósticos por análise  
cromatográfica de gases dissolvidos em óleo isolante de  
transformador de potência.**

São Carlos

2012



**Geraldo Lupi Filho**

**Comparação entre os critérios de diagnósticos por análise cromatográfica de gases dissolvidos em óleo isolante de transformador de potência.**

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, sendo parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciências. Programa de Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Professor Titular Ruy Alberto Corrêa Altafim.

**São Carlos**

**2012**

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento  
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

**Lupi Filho, Geraldo.**

L965c Comparação entre os critérios de diagnósticos por análise cromatográfica de gases dissolvidos em óleo isolante de transformador de potência. / Geraldo Lupi Filho ; orientador Ruy Alberto Corrêa Altafim. São Carlos, 2012.

Dissertação – Mestrado (Programa de Pós-Graduação em Ciências em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência) - Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2012.

1. Método de detecção de falhas. 2. Análise de gases dissolvidos. 3. Cromatografia gasosa. 4. Transformador de potência. I. Título.

**FOLHA DE JULGAMENTO**

Candidato: Engenheiro **GERALDO LUPI FILHO**.

Título da dissertação: "Comparação entre os critérios de diagnósticos por análise cromatográfica de gases dissolvidos em óleo isolante de transformador de potência".

Data da defesa: 09/04/2012

**Comissão Julgadora:**

**Resultado:**

Prof. Titular **Ruy Alberto Corrêa Altafim (Orientador)**  
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

Aprovado

Prof. Associado **Ivan Nunes da Silva**  
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Dr. **Se Un Ahn**  
(Companhia Piratininga de Força e Luz)

Aprovado

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:  
Prof. Titular **Denis Vinicius Coury**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:  
Prof. Associado **Paulo Cesar Lima Segantine**

À minha querida família, que me suportou e compreendeu nos momentos difíceis, que me aplaudiu e se emocionou com todos os instantes vencidos; o meu sincero agradecimento.

Compartilho com vocês esta vitória.

À vocês o meu AMOR e GRATIDÃO

## Agradecimento

A Deus, o supremo, motivo da minha existência, que me iluminou, dando inteligência e força necessária para o meu aprendizado.

Aos meus pais (*in memoriam*) e minha querida irmã, que me ensinaram a caminhar e jamais desistir dos meus objetivos.

Ao meu orientador Prof. Dr. Ruy Alberto Correa Altafim que me abriu as portas desta grande Universidade, confiando em meu trabalho e no apoio dedicado.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade de São Paulo (USP), Campus São Carlos, pela oportunidade concedida.

À Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL Paulista), Gerencia de Gestão de Ativo, por viabilizarem esta oportunidade, em especial ao Gerente Eduardo Basile Junior que disponibilizou os dados para esta pesquisa.

Aos colegas de trabalho que sempre me incentivaram nas inúmeras discussões sobre o assunto.

Gostaria de dizer muito obrigado aos amigos da Pós Graduação, em especial aos professores e funcionários que estiveram presentes em todo o percurso e pela colaboração.

Sou muito GRATO, jamais esquecerei.





## RESUMO

LUPI FILHO, G. (2012). Comparação entre os critérios de diagnósticos por análise cromatográfica de gases dissolvidos em óleo isolante de transformador de potência. 128 f. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2012.

Existem inúmeras ferramentas e metodologias para o diagnóstico de falhas em transformadores de potência, tanto para a monitoração e acompanhamento do equipamento em operação (planta fixa) como àquele retirado e abrigado em laboratórios de unidades fabris. Em função dos custos envolvidos no transporte dos equipamentos, manuseio para a substituição, energia não faturada nos períodos de manobras e custos adicionais dos ensaios para voltar com o equipamento em operação, as principais metodologias que se destacam são aquelas direcionadas ao equipamento em operação e também as escolhidas para serem analisadas neste trabalho. Após um estudo sistemático dessas metodologias, tais como termográfica, emissão acústica e análise dos gases dissolvidos no óleo, denominada cromatografia, verificou-se que esta última se destaca como a mais econômica e a mais difundida na identificação das falhas. Contudo, na cromatografia, existem diferentes critérios de análise baseados nas relações e quantidades de diferentes tipos de gases e que são usados pelas companhias concessionárias de forma indiscriminada, gerando muitas dúvidas quanto à sua validade. Esta pesquisa teve como principal foco a comparação desses critérios usando como base de dados àqueles fornecidos pela IEC e pela Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL). A base de dados da CPFL contém aproximadamente quatro mil ensaios cromatográficos, colhidas nas últimas três décadas correspondendo a 500 unidades transformadoras, nas potências de 5,0 a 50 MVA, instaladas em subestações nas tensões primárias de 69 e 138kV, e secundária de 13,8kV. Também fez parte dessa pesquisa a definição de um conjunto de critérios que melhor identificam as falhas em transformadores.

**Palavras-chave:** método de detecção de falhas, análise de gases dissolvidos, cromatografia gasosa, transformador de potência.



## ABSTRACT

LUPI FILHO, G. (2012). *Comparison between the diagnostic criteria for chromatographic analysis of gases dissolved in insulating oil for power transformer. 128 I. (Master's Degree)* Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2012.

*There are numerous tools and methodologies for fault diagnosis in power transformers, either for monitoring and tracking equipment in operation (fixed plant) or for those removed and housed in laboratories plants. Due to the costs involved in transporting the equipment, handling for the replacement, unbilled energy during periods of maneuvers and additional costs of the tests to return with the equipment in operation, the main methodologies that stand out are those using the equipment in operation and also those chosen to be analyzed in this work. After a systematic study of these methods such as thermography, and acoustic emission and analysis of gases dissolved in the oil, known as chromatography, it was found that the latter stands out as the most economical and most widely in the identification of faults. However, in chromatography, there are different criteria based on the relationships of different types and quantities of gases that are used by electrical companies indiscriminately, raising many questions about its validity. This research was mainly focused on the comparison of these criteria using the database as those provided by IEC and the Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL). The database of CPFL contains approximately four thousand chromatographic assays from the last three decades, corresponding 500 transforming units, from 5 to 50MVA, in substations with primary voltages of 138kV and 69 and secondary of 13,8kV. Was also studied the definition of a set of criteria which identify faults in transformers.*

**Keywords:** method of fault detection, dissolved gas analysis, gas chromatography, power transformer.



## SUMÁRIO

<b>RESUMO</b> .....	IX
<b>ABSTRACT</b> .....	XI
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	XV
<b>LISTA DE TABELAS</b> .....	XVII
<b>LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS</b> .....	XIX
<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	1
1.1 - <i>Organização da Dissertação</i> .....	2
<b>2 ANÁLISE BIBLIOGRÁFICA</b> .....	5
2.1 - <i>Considerações Gerais</i> .....	5
2.2 - <i>Sistema Elétrico de Distribuição</i> .....	5
2.3 - <i>Transformador de Potência</i> .....	6
2.3.1 - <i>Aquecimento e Vida Útil do Transformador</i> .....	9
2.3.2 - <i>Óleo Isolante do Transformador de Potência</i> .....	16
i) <i>Origem e Características Básicas do Óleo Isolante</i> .....	16
ii) <i>Funções Básicas e Qualidade do Óleo Isolante</i> .....	17
2.3.3 - <i>Sistemas de Proteção para Transformadores</i> .....	18
2.3.4 - <i>Tipos de Falhas em Transformadores de Potência</i> .....	21
i) <i>Custo da Falha em Transformadores de Potência</i> .....	22
2.4 - <i>Manutenção e Conservação do Transformador de Potência</i> .....	23
2.4.1 - <i>Método de Diagnóstico com o Transformador Isolado</i> .....	27
2.4.2 - <i>Método Diagnóstico com o Transformador em Operação</i> .....	29
a) <i>Conceitos do Método de Análise Cromatográfica</i> .....	35
b) <i>Procedimentos na Retirada de Amostra do Óleo e Periodicidade</i> .....	38
2.4.3 <i>Métodos Utilizados no Brasil</i> .....	40
2.4.4 - <i>Métodos Utilizados em Outros Países</i> .....	42
2.4.5 - <i>Métodos Tradicionais de Análise de Gases no Óleo Isolante</i> .....	43
a) <i>Método dos Gases-Chaves</i> .....	44
b) <i>Método de Rogers</i> .....	47
c) <i>O Método de Doernenburg</i> .....	50
d) <i>Método NBR 7274 Normalizado pela ABNT</i> .....	51
e) <i>Método de Duval</i> .....	53

f) Critério de Diagnóstico Histórico .....	54
g) Pesquisa em Diagnósticos de AGD .....	54
2.4.6 - Fatores que Geram Incertezas na Análise de Gases.....	58
<b>3 MÉTODOS DE ANÁLISE CROMATOGRÁFICA .....</b>	<b>63</b>
3.1 – Método da concentração .....	63
3.2 - Taxa de crescimento .....	64
3.3 - Diagnóstico Histórico - PADO .....	64
3.4 - Rogers IEC 60599.....	65
3.5 - Rogers - Grã Bretanha pela CEGB .....	66
3.6 - Rogers NBR .....	67
3.7 - Rogers Original .....	68
3.8 - Método de Doernenburg .....	69
3.9 - Diagnóstico de DUVAL.....	70
<b>4 METODOLOGIA PROPOSTA.....</b>	<b>73</b>
4.1 – Introdução.....	73
4.2 – Descrição dos bancos de Dados utilizados .....	74
4.3 – Metodologia Proposta.....	78
4.4 - Validação da Proposta .....	82
4.4.1 Análise de dados do Banco IEC 60599 .....	82
4.4.2 – Taxa de acertos dos dados histórico .....	85
4.5 – Conclusão.....	85
<b>5 CONCLUSÕES .....</b>	<b>87</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>89</b>
<b>APÊNDICE A – DEFINIÇÕES .....</b>	<b>97</b>
<b>APÊNDICE B – BANCO DE DADOS.....</b>	<b>103</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Foto da Subestação da CPFL- transformadores em paralelo. ....	6
Figura 2.2. Transformador de potência 138/13,8 kV - 50 MVA .....	7
Figura 2.3. Vista em corte do transformador de potência em unidade fabril.. ....	8
Figura 2.4. Perfil térmico do transformador de potência em operação.....	12
Figura 2.5. Esquema unifilar simplificado de proteção de uma Subestação .....	19
Figura 2.6. Circuito de medição de DP em Transformador de potência trifásico.....	27
Figura 2.7. Fluxograma do método AGD.....	36
Figura 2.8. Relação dos gases com os correspondentes diagnósticos .....	38
Figura 2.9. Triângulo de Duval .....	54
Figura 3.1. Curva de fallhas método triangulo de Duval.....	71
Gráfico 4.1. Taxa de acertos dos casos de normalidades.....	79
Gráfico 4.2. Taxa de acertos dos casos de anormalidades.....	80
Figura 4.3. Fluxograma do processo de análise.....	81
Figura A.1. Parte ativa montada com o comutador de derivação em carga .....	97
Figura A.2. Tanque de expansão com tubulações de óleo .....	98
Figura A.3. Comutador de Derivação em Carga com o Painel de Controle .....	99





## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1. Temperaturas para carregamento normal.....	11
Tabela 2.2. Quantidade de gases encontrada no óleo isolante.....	33
Tabela 2.3. Faixa etária de transformadores – CESP.....	40
Tabela 2.4. Limites dos gases e interpretação da falha – C.S.U.S..	43
Tabela 2.5. Limites dos gases e interpretação da falha – N.T.T..	43
Tabela 2.6. Relação dos gases chaves com a falha. ....	45
Tabela 2.7. Código da falha do método de Rogers..	48
Tabela 2.8. Identificação da falha método de Rogers..	48
Tabela 2.9. Concentração dos gases combustíveis. ....	49
Tabela 2.10. Relação dos gases com os códigos e diagnóstico da falha..	49
Tabela 2.11. Critério de identificação de falha de Doernenburg.....	51
Tabela 2.12. Concentração dos gases Doernenburg.....	51
Tabela 2.13. Concentração de gases Doernenburg segundo IEEE.....	51
Tabela 2.14. Concentração de gases combustíveis.....	52
Tabela 2.15. Relação dos gases, códigos e falhas..	52
Tabela 2.16. Limites de evolução de gases .....	55
Tabela 2.17. Efeito da temperatura na concentração dos gases no óleo.....	59
Tabela 3.1. Nível de sensibilidade.....	63
Tabela 3.2. Limites de evolução de gases combustíveis .....	65
Tabela 3.3. Interpretação da AGD segundo a IEC 60599 – 99 .....	65
Tabela 3.4. Especificação dos códigos do método Rogers – CEGB.....	66
Tabela 3.5. Diagnóstico de falhas do método Rogers – CEGB .....	66
Tabela 3.6. Relação de Gases Combustíveis .....	67
Tabela 3.7. Diagnóstico Típico .....	67
Tabela 3.8. Concentração dos gases com códigos.....	68

Tabela 3.9. Relação dos gases e diagnóstico da falha.....	68
Tabela 3.10. Identificação de falha do método de Doernenburg .....	69
Tabela 3.11. Validação do método de Doernenburg .....	69
Tabela 4.1. Desvio do valor para amostras de gás.....	73
Tabela 4.2. Base de dados de gases de falhas .....	75
Tabela 4.3. Interpretação da AGD – IEC 60599 - 99 .....	76
Tabela 4.4. Base de dados histórico.....	77
Tabela 4.5. Resultados da simulação base de dados IEC.....	84
Tabela 4.6 Falhas do banco de dados histórico .....	86
Tabela B.1. Resultados diagnóstico de normalidade.....	103

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

2-Fal	Furfural - teor de 2-furfuraldeído
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AGD	Análise de gases dissolvidos ou DGA <i>Dissolved gas analysis</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo
ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i>
CEGB	<i>Central Electricity Generating Board</i>
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CSUS	<i>California State University, Sacramento</i>
DP	Descargas Parciais
EA ou AE	Emissão Acústica
GCOI	Grupo Coordenador para a Operação Integrada
GRNN	<i>General Regression Neural Network</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Eletronics Engineers</i>
LCIE	<i>Laboratoire Central des Industries Électriques</i>
Lid's	Cabos de interligações das bobinas as buchas e comutador
NBR	Norma Brasileira
NTT	Empresa Norte Tecnologia & Testing
OLTC	<i>On load tap changer</i>
OMI	Óleo mineral isolante
ONAF	Sistema de resfriamento - óleo natural, ar forçado
ONAN	Sistema de resfriamento - óleo natural, ar natural
ppm	Partes por milhão
RGE	Companhia Rio Grande de Energia Elétrica
SE	Subestação de energia elétrica
TCG	Gás combustível total.
TDCG	Gás combustível total dissolvido.
VF	Vestígio de falha



---

# 1 INTRODUÇÃO

As falhas elétricas em equipamentos de subestações, especificamente, em transformadores de potência, representam custos excessivos às indústrias, empresas e concessionárias de energia, tanto pelos valores da energia não faturada na interrupção do sistema elétrico de potência, quanto pelos valores associados com o reparo ou substituição do equipamento.

As falhas em transformadores relacionam-se a vários fatores, desde a degradação da celulose a arcos elétricos internos. Muitas dessas falhas são passíveis de um diagnóstico precoce, ainda com o equipamento em operação, por uma monitoração sistemática e periódica. Este procedimento minimiza custos de manutenção e de operação do sistema, além de facilitar o planejamento. Em contraponto, a retirada de operação de um transformador de potência impacta sobremaneira o sistema, seja do ponto de vista técnico como econômico-financeiro. As questões técnicas traduzem-se principalmente na disponibilidade de equipes especializadas quando da falha, transportes de equipamentos indivisíveis e pesados e disponibilidade de equipamentos provisórios para a substituição de emergência. As questões econômico-financeiras já envolvem a minimização dos valores associados a questões técnicas, plano de postergação de obras, redução dos custos de manutenção e planejamento da manutenção dos indicadores de qualidade do fornecimento de energia.

Neste contexto, a adoção de sistema de monitoramento em tempo real ou procedimentos periódicos nos principais equipamentos, pelas indústrias, empresas e

concessionárias do setor, torna-se indispensável ao aprimoramento do planejamento de todo o sistema.

Em conformidade com as pesquisas realizadas, além de outras técnicas, constatou-se que os métodos de Análise de Gases Dissolvidos - AGD - são amplamente utilizados para o gerenciamento do estado do transformador de potência em operação. Assim, tem-se como objetivo principal a apresentação de um conjunto de estratégias experimentais e ferramentas computacionais para comparar os diagnósticos fornecidos pelos vários critérios do AGD e fornecer subsídios de apoio à decisão quanto ao melhor momento em que deve ser efetuada a manutenção do transformador. Para isso, uma avaliação comparativa entre métodos convencionais sobre análises de gases dissolvidos em óleo isolante de transformadores foi aplicada aos vários diagnósticos existentes.

Um banco de dados do acompanhamento das falhas até a falha definitiva de aproximadamente 500 transformadores foi a base de comparação, ou melhor, a fonte de dados de entrada e os resultados reais.

### ***1.1 - Organização da Dissertação***

No capítulo 2, apresenta-se uma revisão de literatura quanto às características dos transformadores de potência, incluindo detalhes construtivos, os principais métodos de diagnósticos e, em especial, o método cromatográfico com seus diferentes critérios.

O capítulo 3 são apresentados às principais metodologias e critérios de análise de gases dissolvido no óleo isolante de transformador de potência.

E no capítulo 4 relata as estratégias para a realização das avaliações relativamente à aplicação dos métodos e os procedimentos utilizados com um banco de dados da concessionária local.

A conclusão e sugestões para trabalhos futuros encontram-se no capítulo 5. E no Apêndice A e B, algumas definições correlacionadas à pesquisa proposta e o banco de dados histórico.





---

## 2 ANÁLISE BIBLIOGRÁFICA

### **2.1 - Considerações Gerais**

O controle do óleo mineral isolante em transformadores de potência fornece importantes informações sobre as condições do equipamento. As falhas no enrolamento são as principais causas de problemas em transformadores, podendo ser classificadas da seguinte forma (IEEE std C57. 117, 1986): falhas de origem térmica, causadas por sobrecargas capazes de elevar a temperatura acima dos valores apropriados; falhas de origem mecânica, causadas pela elevada quantidade de solicitações eletrodinâmicas sofridas pelos enrolamentos que tendem a comprimir ou afastar os enrolamentos e espiras; e as falhas de origem elétrica, causadas devido a sobre tensões.

### **2.2 - Sistema Elétrico de Distribuição**

A energia elétrica produzida deve ser conduzida aos lugares mais adequados para o seu aproveitamento. Quando chega aos locais de consumo, transformadores reduzem a tensão até os limites requeridos pelos usuários, de acordo com suas necessidades, por meio de transformadores nas subestações de distribuição.

As subestações de distribuição apresentadas são padrões da concessionária local, construídas para operar com uma potência até 150MVA, com tensões de 69 ou 138kV no primário e 11,9/13,8kV no secundário. São formadas por diversos equipamentos, como transformadores de potência, disjuntores de entrada,

interligação e saída de alimentadores, seccionadoras, para-raios, barramentos de alta e média tensão, sistema de proteção e supervisão, sistema de energia, dentre outros. Na figura 2.1, apresenta-se um sistema com dois transformadores em paralelo.



**Figura 2.1** - Foto da Subestação da CPFL - Transformadores em paralelo

Fonte: Fornecido pela CPFL Paulista (2007)

### ***2.3 - Transformador de Potência***

Os transformadores de potência aplicados ao sistema de distribuição de energia, individualmente, são os equipamentos de custos mais elevados, em torno de US\$ 25.000,00 por MVA. Quando danificados ou apresentando falhas, é necessário seu reparo ou substituição, o que representa altíssimos custos financeiros em função da perda temporária da capacidade de fornecimento da energia.

Suas potências para as várias classes de tensões são definidas em função do carregamento exigido, que pode variar de 5,0 a 50MVA. As figuras 2.1 e 2.2 ilustram

o transformador de potência instalado em subestação de distribuição de energia elétrica da CPFL Paulista.

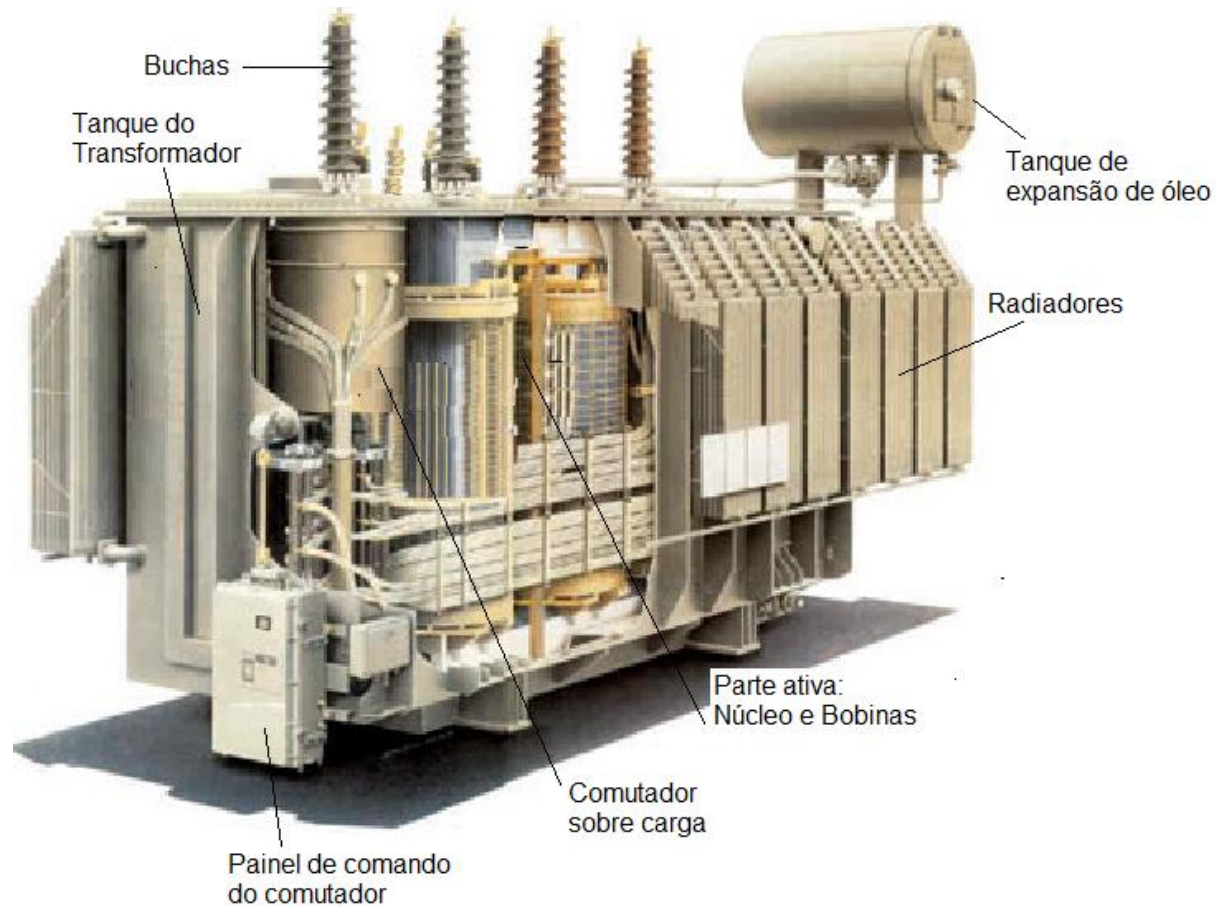


**Figura 2.2** - Transformador de potência 138/13,8kV, 50MVA

Fonte: Fornecida pela CPFL Paulista (2007)

Em conformidade com a NBR 5356 (1993), as principais partes do transformador são as seguintes: núcleo (ferro-magnético), enrolamentos primários e secundários (em alguns casos, enrolamentos terciários). O conjunto dos componentes citados denomina-se parte ativa do transformador, conforme a figura 2.3, com as respectivas nomenclaturas.

A parte ativa é envolvida por um tanque de metal que, em sua maioria, é estanque, ou seja, sem contato com o meio externo. Associados externamente ao tanque estão conectados os acessórios, como o tanque de expansão de óleo, os radiadores, as buchas de AT e BT para conexão das bobinas ao circuito externo e o sistema de controle e proteção. Para melhor compreensão das partes do transformador de potência, no Apêndice A, encontram-se detalhadas as informações relevantes contidas neste trabalho.



**Figura 2.3** - Vista em corte do transformador de potência em unidade fabril

Fonte: Empresa Siemens (2008).

Para a isolação e refrigeração da parte ativa   usado líquido mineral em quantidade suficiente para promover a transferência do calor gerado para a superfície externa do invólucro. Na grande maioria dos casos, utiliza-se óleo mineral isolante ou, em casos especiais e restritos, fluidos sint ticos   base de silicone ou similares.

Os demais componentes, além dos materiais citados, são empregados em menores quantidades para diferentes funções, como soldas   base de estanho, materiais de fixa o em resina, papelão prensado, colas, dentre outros.

Para transformadores de elevada potência e tensão, ou de fabrica o com tecnologia atualizada, o comutador sob carga, geralmente, está localizado em um

compartimento separado do tanque principal, no qual estão inseridas as bobinas. Tal aspecto construtivo é feito para se preservar as características isolantes do óleo no tanque principal, pois o chaveamento do comutador ocasiona desgaste dos contatos e contaminação do óleo com partículas metálicas (NBR 5356, 1993).

### ***2.3.1 - Aquecimento e Vida Útil do Transformador***

Um tema bem discutido e pesquisado é o envelhecimento do transformador, normatizado, no Brasil, por meio da NBR 5416 de 1997, que o classifica em dois tipos distintos: envelhecimento lento, abrangendo a isolação sólida, como papel, papelão, madeiras e o fluido isolante; e envelhecimento acelerado, obtido com o ar/oxigênio, umidade, temperatura, contaminação, estresses elétricos e mecânicos.

Devido ao alto custo e às características anteriores, o gerenciamento da vida do transformador tem sido muito empregado a fim de manter seu bom estado de funcionamento e com os seguintes objetivos principais:

- avaliar continuamente o seu estado operacional;
- aumentar a confiabilidade;
- auxiliar no planejamento da manutenção;
- reduzir custos operacionais;
- reduzir riscos;
- evitar falhas catastróficas.

Os fatores que influenciam diretamente no envelhecimento do material isolante são caracterizados por:

- qualidade dos materiais/fornecedores;
- estocagem e manuseio da matéria-prima;
- processo de secagem durante a produção;
- preservação da parte ativa durante armazenagem e transporte;
- envelhecimento precoce.

Esta mesma norma indica que o calor gerado nas partes internas dos transformadores em operação resulta em elevação de temperatura dos enrolamentos e do óleo. Deste modo, determinam-se as respectivas temperaturas absolutas em relação à temperatura ambiente, bem como mostra-se que o carregamento de transformadores superior à nominal pode trazer riscos ao equipamento, como indicado na tabela 2.1. O carregamento superior às temperaturas de operação contínua do ponto mais quente a 95°C, no caso dos transformadores de classe 55°C (produzidos com papel isolante Kraft convencional); e 105°C no caso de transformadores de classe 65°C (produzidos com papel isolante termo estabilizado), causa envelhecimento acelerado da celulose.

Estudos para verificar a expectativa de vida do isolamento pela temperatura são imprecisos, pois baseiam-se na temperatura do ponto mais quente, normalmente, na espira mais interna e elevada do enrolamento, sendo que muitos fatores influenciam o efeito cumulativo dessa temperatura. Portanto não é fácil a tarefa de estimar, com um grande grau de precisão, a vida útil do isolamento, tanto em condições controladas quanto, mais, em condições de serviço. As variações das temperaturas do óleo e dos enrolamentos dependem de vários fatores, isto é:

- perdas;
- ciclo de operação;
- condições ambientais;
- características construtivas e sistema de refrigeração.

As normas adotam valores limites visando a fornecer parâmetros de referência em diversas situações operacionais. Entretanto os limites são diferentes entre si. Estes valores são os fornecidos pela tabela 2.1 e descrevem as referências de classe 55°C e 65°C, respectivamente.

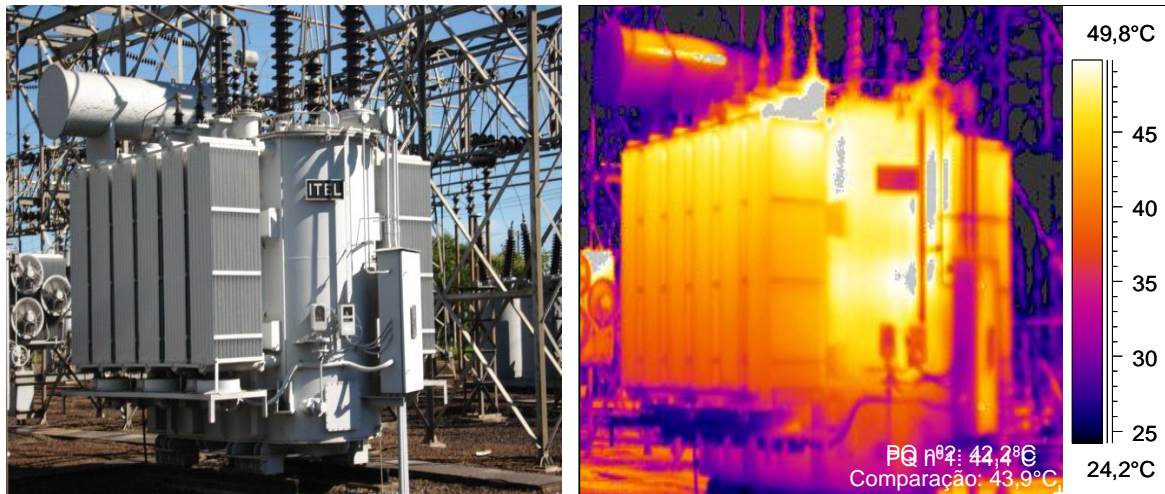
**Tabela 2.1** - Temperaturas para carregamento normal.

<b>Limites Temperatura de Carregamento Normal</b>			
	Transformador	55 °C	65 °C
Máxima Temperatura	Topo do óleo	95 °C	105 °C
	Ponto mais quente	105 °C	120 °C

Fonte: NBR 5416 (1997, p.6).

A Capacidade Operativa de Longa Duração de transformadores de potência corresponde ao ciclo de carregamento em condições normais de operação, em conformidade com a Norma Técnica ABNT. (NBR 5416 - 1997) aplicada para transformadores de classe 55°C, que são aqueles cuja elevação de temperatura média dos enrolamentos, acima a do ambiente, não deve exceder esses 55°C, sendo que a elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento, acima a do ambiente, não deve exceder a 65°C. Os de classe 65°C são aqueles cuja elevação da temperatura média dos enrolamentos, acima a do ambiente, não deve exceder a 65°C e a elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento, acima a do ambiente, não exceda a 80°C.

Na figura 2.4, pode-se verificar um transformador de 25MVA, 138/13,8kV, com seu perfil térmico registrado por meio de um aparelho de termovisão (infravermelho a distância). No momento da inspeção, o carregamento encontrava-se em torno de 80% da sua potência nominal.



**Figura 2.4** - Perfil Térmico do Transformador de potência em operação.

Fonte: CPFL Paulista.

As empresas de energia elétrica, no Brasil, e fabricantes utilizam o equacionamento descrito na norma IEEE C57.91 - 95/02 para estimativa das temperaturas do transformador, assim como as considerações da NBR 5416 quanto à avaliação do comportamento térmico para transformadores imersos em líquido isolante, com dois ou mais enrolamentos, trifásicos ou bancos com unidades monofásicas.

Em Dupont e Chaves (DUPONT, CHAVES, 1999), é mostrado o método de cálculo para determinar a temperatura do ponto mais quente, conforme as equações de 1 a 8.



$$\theta E = \theta A + \Delta\theta o + \Delta\theta E \quad 1.1$$

Onde:

$\theta E$  - Temperatura do ponto quente do enrolamento ( $^{\circ}C$ )

$\theta A$  - Temperatura ambiente durante o ciclo estudado ( $^{\circ}C$ )

$\Delta\theta o$  - Elevação do topo do óleo sobre o ambiente ( $^{\circ}C$ )

$\Delta\theta E$  - Elevação do ponto quente do enrolamento sobre o topo do óleo ( $^{\circ}C$ )

Para o calculo da elevação de temperatura do óleo, Dupont, adota o equacionamento abaixo, que são descrito na IEEE Std C.57.91 - 95 e NBR 5416/97.

i) Temperatura do topo do óleo pode ser calculada conforme a equação a seguir.

$$ii) \quad \theta o = \theta A + \Delta\theta o \quad 1.2$$

ii) Elevação de temperatura do topo de óleo sobre a ambiente é determinada como se segue:

$$\Delta\theta o = (\Delta\theta o(f) - \Delta\theta o(i)) * (1 - e^{\frac{-\Delta t}{60 * \tau o}}) + \Delta\theta o(i) \quad 1.3$$

Onde:

$\Delta\theta o (i)$  - Elevação inicial do topo do óleo sobre a ambiente para o período inicial do intervalo ( $^{\circ}C$ )

$\Delta\theta o (f)$  - Elevação final do topo do óleo sobre a ambiente para qualquer carga ( $^{\circ}C$ )

$\tau o$  - Constante de tempo no topo do óleo (horas)

$\Delta t$  - Intervalo de aquisição da curva de carga (1 minuto)

- iii) Elevação de temperatura do topo do óleo no período final do intervalo é calculada como mostra a equação (4).

$$\Delta\theta_o(f) = \left( \frac{f c^2 * R_p + 1}{R_p + 1} \right)^n * \Delta\theta_o(N) \quad 1.4$$

Sendo:

$f_c$  - Fator de carga

$R_p$  - Relação das perdas em carga sobre as perdas a vazio

$n$  - Expoente do óleo do transformador

$\theta_o(N)$  - Elevação do topo do óleo sobre a ambiente para carga nominal (°C)

- iv) Para qualquer valor de expoente do óleo ( $n$ ) e qualquer valor de carregamento a constante de tempo do topo do óleo é determinada de acordo com a seguinte expressão.

$$\tau_o = \tau_o(N) * \left( \frac{\frac{\Delta\theta_o(f)}{\Delta\theta_o(N)} - \frac{\Delta\theta_o(i)}{\Delta\theta_o(N)}}{\left( \frac{\Delta\theta_o(f)}{\Delta\theta_o(N) \right)^{1/n} - \left( \frac{\Delta\theta_o(i)}{\Delta\theta_o(N) \right)^{1/n}} \right)} \quad 1.5$$

$\tau_o(N)$  - Constante de tempo térmica para carga nominal com temperatura inicial do topo do óleo igual à temperatura ambiente (horas)

- v) De maneira similar, a elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento poder ser determinada a partir da temperatura do topo do óleo, conforme apresentado.

$$\theta_E = \theta_o + \Delta\theta_E \quad 1.6$$

- vi) O cálculo da elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo é obtido conforme as equações (7) e (8).

$$\Delta\theta E = (\Delta\theta E(f) - \Delta\theta E(i)) * (1 - e^{\frac{-\Delta t}{60 * \tau E}}) + \Delta\theta E(i) \quad 1.7$$

$$\Delta\theta E(f) = \Delta\theta E(N) * f c^{2*m} \quad 1.8$$

Onde:

$\Delta\theta E(i)$  - Elevação inicial do ponto mais quente do enrolamento sobre o topo do óleo para o período inicial do intervalo (°C);

$\Delta\theta E(f)$  - Elevação final do ponto mais quente sobre o topo do óleo para qualquer carga (°C);

$\tau E$  - Constante de tempo do ponto mais quente do enrolamento (horas);

$m$  - Expoente do enrolamento do transformador;

$\Delta\theta E(N)$  - Elevação do ponto mais quente do enrolamento sobre o topo do óleo para carga nominal (°C).

Vários artigos indicam que o acompanhamento da temperatura dos transformadores de potência é de extrema importância para sua preservação. Por meio das temperaturas do enrolamento e do topo do óleo, é possível o gerenciamento do carregamento da unidade, com sua devida substituição em tempo de afetar a vida remanescente, aumentando, assim, a expectativa de vida de todo o parque instalado (NBR 5416, 1997; IEEE Std C57.91, 1995; DUPONT; CHAVES, 1999).

### **2.3.2 - Óleo Isolante do Transformador de Potência**

Como visto anteriormente, o óleo mineral isolante é extensivamente utilizado, no interior de transformadores, com a função de isolante elétrico e no resfriamento interno. A quantidade varia em função da potência, tensão e tipo construtivo, por exemplo, transformadores na faixa de potência de 25MVA e 138/13,8kV podem conter em torno de 15.000 litros de óleo isolante.

#### ***i) Origem e Características Básicas do Óleo Isolante***

O óleo mineral isolante para transformadores e outros equipamentos elétricos, tais como disjuntores, reatores e religadores, são extraídos do petróleo. A composição química e as características desses óleos dependem da natureza do petróleo do qual foram extraídos e também do processo empregado para sua produção.

O petróleo é fracionado por destilação, em diversos subprodutos, de acordo com a faixa de ebulição. A fração denominada de gasóleo pesado, cuja faixa de destilação está compreendida entre 321°C e 427°C, é a matéria-prima para a obtenção dos óleos isolantes.

Uma vez obtido o subproduto, realiza-se a refinação e purificação do óleo isolante a fim de minimizar a presença de hidrocarbonetos não saturados, que são focos de formação de substâncias contaminantes, além de ácidos e de compostos, principalmente, de enxofre.

Os óleos minerais isolantes são constituídos basicamente por uma mistura de hidrocarbonetos parafínicos e naftênicos, também, fazendo parte, em quantidade reduzida, os compostos hidrocarbonetos aromáticos, heterocompostos e de

nitrogênio. Assim, o óleo mineral isolante, originado do petróleo de base parafínica, é chamado óleo parafínico e, quando obtido do petróleo de base naftênica, denomina-se óleo naftênico.

A Agência Nacional do Petróleo (ANP) estabelece as especificações desses dois tipos de óleos minerais isolantes para utilização em transformadores, desde a sua produção até a sua comercialização. Para transformadores em operação, os valores limites de características do óleo isolante são modificados devido ao envelhecimento natural deste em contato com materiais isolantes, ambiente físico e eletromagnético existente (OT 4096 – CPFL, 2003).

## ***ii) Funções Básicas e Qualidade do Óleo Isolante***

A resistência elétrica dos condutores das bobinas provoca, quando da passagem da corrente, o seu aquecimento. O calor assim gerado irá causar a degradação térmica do material isolante e, portanto, é fácil observar que quanto mais eficientemente for o sistema de remoção deste calor maior será a vida útil dos materiais envolvidos.

A função do fluido como isolante é de fundamental importância para a refrigeração das espiras (bobinas) de material condutor. Também, é fácil observar que quanto melhores forem as características isolantes do fluido mais econômico será o projeto, permitindo a redução da quantidade do isolante sólido e da diminuição das distâncias entre espiras, entre bobinas, o núcleo e entre as partes aterradas (MARTIGNONE, 1971).

O líquido isolante, ao cumprir funções de refrigeração e isolamento, sofre um processo de oxidação em razão do contato direto com altas temperaturas e altos

campos elétricos. Para tanto, os seguintes requisitos físico-químicos são exigidos para o líquido isolante:

- Rigidez dielétrica suficiente para suportar as tensões elétricas normais e especificadas.
- Viscosidade que garanta a circulação e a transferência de calor.
- Suportabilidade às condições climáticas do local onde o equipamento será instalado.
- Oxidação reduzida que assegure vida útil total.

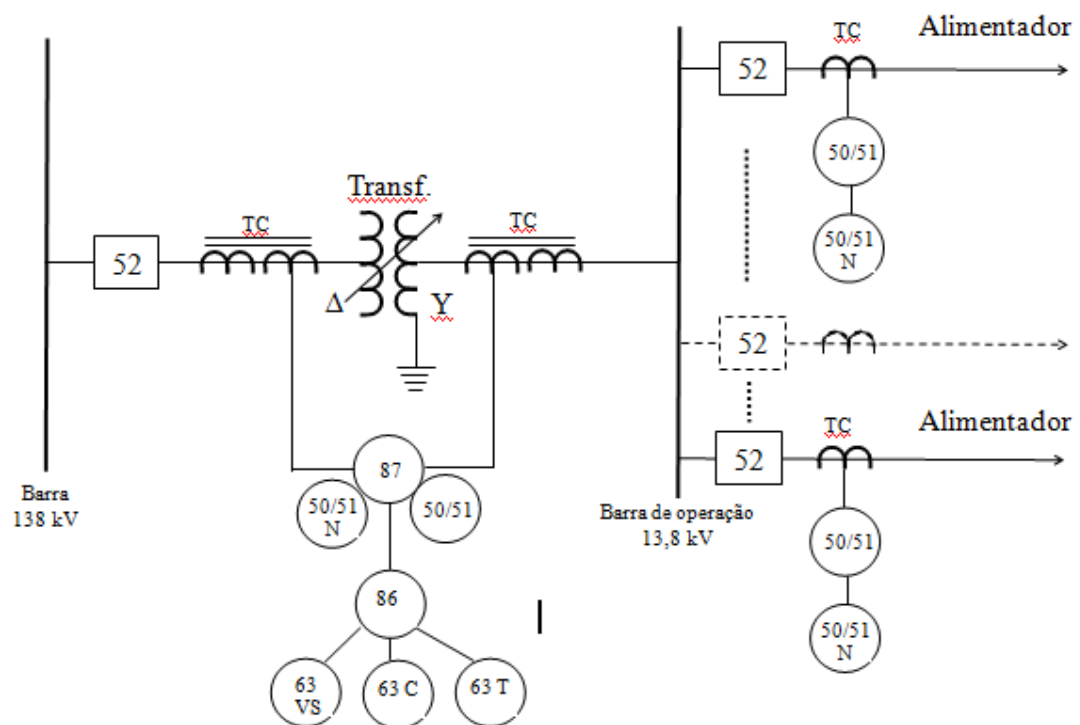
A análise de desempenho do transformador pelo exame das condições do óleo isolante é uma importante ferramenta de manutenção preditiva do equipamento. A vida útil dos transformadores, em consequência à degradação decorrente da alteração das propriedades do óleo mineral isolante, consiste basicamente em proteger o papel isolante do ataque da água e dos compostos ácidos. Então, visam a detectar o grau de deterioração do óleo mineral isolante.

### **2.3.3 - Sistemas de Proteção para Transformadores**

Como principal elemento dos sistemas elétricos, os transformadores possuem sistemas de proteção e gerenciamento que permitem identificar falhas internas e externas, supervisão e controle, *in loco* ou *on-line*, e atuar nos disjuntores, isolando-se, dessa maneira, o sistema com o intuito de evitar danos maiores. Esses elementos são os seguintes:

- sensores de temperatura;
- sensores de nível do óleo do transformador e comutador;
- válvulas ou sistemas de alívio de pressão;

- relé de pressão do comutador;
- relés de sobrecorrente AT, MT, BT e neutro;
- relé diferencial;
- relé de bloqueio;
- relé auxiliar de desligamento.



**Figura 2.5** - Esquema unifilar simplificado de proteção de uma subestação.

Fonte: Dados da pesquisa.

Os esquemas de proteção dos transformadores variam de equipamento para equipamento conforme o número de enrolamentos e da disposição no sistema. Na figura 2.5, mostra-se um dos esquemas de proteção do transformador, com seus respectivos acessórios de gerenciamento.

As proteções e relés utilizados para representar o esquema de operação da proteção da figura 2.5 são classificados em:

- i) Proteção própria do transformador ou proteção inerente:
  - 63 T – relé Buchholz;
  - 63 VS – válvula de segurança;
  - 63 C – relé de pressão do comutador sob carga.
  
- ii) Proteções instaladas em painel na casa de controle ou em disjuntores:
  - 86 – relé de bloqueio;
  - 94 – relé de desligamento;
  - 87 – relé diferencial;
  - 51 – relé de sobrecorrente de fase, temporizado;
  - 50 – relé de sobrecorrente de fase, instantâneo;
  - 51 N - relé de sobrecorrente de neutro, temporizado.

Pode-se descrever o ciclo de operação do esquema de proteção da figura 2.5 da seguinte forma: o relé diferencial (87) é o mais indicado para a função de proteção dos transformadores de potência e sua finalidade é de operar quando a corrente de fase que entra no transformador é diferente da corrente que sai. O relé de bloqueio (86) opera quando recebe sinal de atuação das proteções associadas, enviando, então, um sinal para desligar os disjuntores e bloquear o seu circuito de ligação. Assim, os sinais são enviados do relé diferencial 87 e das proteções inerentes, cujos disjuntores são acionados para isolar a falha (OT 4096 – CPFL, 2003).

Para esta configuração, a proteção diferencial só atua para as falhas no transformador, ou na zona de proteção, limitadas pelos transformadores de corrente até as buchas de alta tensão (COURY et al., 2007).



### **2.3.4 - Tipos de Falhas em Transformadores de Potência**

A empresa SERGI, em 2004, realizou pesquisa e concluiu que, do ponto de vista econômico-financeiro, os custos de investimento para estudos, pesquisas e implantação de um sistema ótimo para detecção de falhas podem ser amortizados em poucos anos, dependendo das características (tensão, potência, valor de eventual transporte e reparo, dentre outros) e/ou nível estratégico do transformador (localização, carregamento, quantidade, taxa de falhas, taxa de juros, dentre outros), considerando as perdas e prejuízos advindos de eventuais falhas. Vale lembrar que, se o sistema evitar uma única falha, ou mesmo evitar uma explosão do equipamento, pode-se eliminar danos a equipamentos e acidentes com pessoas nas proximidades, e a sua amortização é praticamente assegurada.

Os custos resultantes de explosões e incêndios podem ser classificados por (SERGI, 2004):

- substituição do transformador destruído ou danificado;
- deslocamento do transformador envolvido e instalação de uma nova unidade;
- limpeza e reparações da central elétrica;
- despesas de colocação em serviço;
- danos ambientais;
- litígios jurídicos;
- custos diversos.

É possível apresentar as partes dos transformadores de potência, com os principais tipos de falhas ou defeitos, que são classificados em:

1. isolação sólida (umidade excessiva, envelhecimento precoce);
2. circuitos magnéticos (compressão do núcleo, contato com ferragens, descargas parciais);
3. enrolamentos (empenamentos, perda de calços, deformações);
4. condições do óleo (oxidação, envelhecimento, saturação);
5. sistemas de resfriamento, tratamento e proteção (falhas em ventiladores, bombas, inerentes);
6. buchas (descargas elétricas, descargas parciais, perda de referência a terra);
7. regulação de tensão e sistema de contatos (fadiga, torque excessivo, derretimento, danos).

### ***i) Custo da Falha em Transformadores de Potência***

Em 2001, a SERVERON CORPORATION realizou estatística sobre a vida útil dos transformadores e verificou que existiam, na época, aproximadamente 115.000 grandes transformadores nos E.U.A. e 400.000 em outros países pelo mundo, totalizando-se então mais de US\$200 bilhões de investimentos nesta área (SERVERON, 2003).

Segundo a *Newton Evans Company Inc*, a idade média de um transformador é de 35 anos. Isso significa que muitos, com cerca de 40-50 anos, já chegaram ao fim da sua utilidade ou depreciação.

Um grupo de seguradoras americanas, com grande subscrição em transformadores assegurados, pesquisou sobre taxa de falha/ano, concluindo-se que está em torno de 1%.

Quando um transformador falha de maneira acidental, os custos para a concessionária e para o consumidor envolvem a substituição dos equipamentos, limpeza e reparação, e até compra de energia elétrica de outras concessionárias, podendo os custos, no total, atingirem dezenas de milhões de dólares (SERGI, 2004), desse modo, levando-se em consideração os seguintes aspectos:

- custo da substituição ou reparo de equipamentos;
- custo da imagem, risco ou perda de vida;
- custo de dispêndio para compensação aos clientes afetados;
- limpeza e reparações da central elétrica;
- danos ambientais;
- litígios jurídicos.

#### ***2.4 - Manutenção e Conservação do Transformador de Potência***

A manutenção garante a disponibilidade das funções dos equipamentos e instalações a fim de atender o processo de produção ou de serviço com confiabilidade, segurança, preservação do meio ambiente e custos adequados.

Na engenharia de manutenção, isso significa uma mudança cultural, ou seja, deixar de reparar continuamente o equipamento, procurar as causas que ocasionam o seu mau desempenho, deixar de conviver com problemas crônicos, melhorar padrões e sistemáticas, aprimorar as metodologias de manutenção, fornecer subsídios para novos projetos e interferir tecnicamente nos processos de aquisição de novos equipamentos.

A evolução da manutenção com a melhora nos resultados obtidos dá-se à medida que as melhores técnicas de manutenção vão sendo inseridas. A manutenção preditiva e a engenharia de manutenção determinam um grande impulso no sentido de melhorar os resultados obtidos a partir da sua aplicação.

A manutenção preventiva é a atuação realizada de forma a reduzir ou evitar a falha ou queda no desempenho, obedecendo a um plano previamente elaborado, baseado em intervalos definidos (estatisticamente, por tempo, por número de operações, dentre outros). A ação principal neste tipo de manutenção é prevenir por meio de ensaios e verificações periódicas com o equipamento energizado ou não.

A manutenção preditiva é uma filosofia ou atitude que usa a condição operacional real do equipamento e sistemas da planta industrial para otimizar a operação total da planta industrial (MARTIGNONE, 1971).

Segundo a Coletânea de Normas ABNT (1982), muitas são as técnicas de gerenciamento dos transformadores de potência. Para medição e diagnósticos de falhas e defeitos, o relacionamento com as partes do transformador e os ensaios para a detecção pode ser resumido como (COLETÂNEA DE NORMAS ABNT, 1982):

- i) Isolação sólida (umidade excessiva, envelhecimento precoce):
  - relação de transformação;
  - descargas parciais (acústica e elétrica); (transformador energizado)
  - medição de resposta de tensão;
  - cromatografia – permeação do gel;
  - análise dos gases dissolvidos e correlações (transformador energizado);
  - análises de furans (furfuraldeídos) (transformador energizado);
  - conteúdo de umidade ou água (transformador energizado);
  - grau de polimerização.

ii) Circuito magnético (compressão do núcleo, contato com ferragens, descargas parciais):

- varredura infravermelha (transformador energizado);
- descargas parciais (acústica e elétrica) (transformador energizado);
- análise em resposta de frequência;
- análise de vibração (transformador energizado);
- cromatografia – permeação do gel.

iii) Enrolamentos (empenamentos, perda de calços, deformações):

- resistência ôhmica em corrente contínua;
- impedância e ensaio de reatância de dispersão;
- descargas parciais (acústica e elétrica) (transformador energizado);
- análise em resposta de frequência;
- análise de vibração (transformador energizado);
- ângulo de perda dielétrica.

iv) Condições do óleo (oxidação, envelhecimento, saturação):

- fator de dissipação e capacitância;
- AGD e correlações (transformador energizado);
- análises de furans (furfuraldeídos); (transformador energizado);
- conteúdo de umidade ou água; (transformador energizado);
- rigidez dielétrica, acidez, tensão interfacial e fator de potência; (transformador energizado);
- ângulo de perda dielétrica.

v) Sistema de resfriamento, tratamento e proteção (falhas em ventiladores, bombas, inerentes):

- varredura infravermelha (transformador energizado);

- análise de vibração (transformador energizado);
- cromatografia – permeação do gel.

vi) Buchas (descargas elétricas, descargas parciais, perda de referência a terra):

- varredura infravermelha (transformador energizado);
- descargas parciais (acústica e elétrica) (transformador energizado);
- cromatografia – permeação do gel;
- análises de furans (furfuraldeídos) (transformador energizado);
- ângulo de perda dielétrica.

vii) Regulação de tensão e sistema de contatos (fadiga, torque excessivo, derretimento, danos):

- varredura infravermelha (transformador energizado);
- resistência ôhmica corrente contínua;
- descargas parciais (acústica e elétrica) (transformador energizado);
- cromatografia – permeação do gel;
- análise dos gases dissolvidos e correlações (transformador energizado).

Algumas destas técnicas de medições podem ser executadas com o equipamento energizado, sendo elas as seguintes:

- análise de vibração;
- AGD e correlações;
- análises de furans (furfuraldeídos);
- conteúdo de umidade ou água;
- descargas parciais (acústica);
- rigidez dielétrica, acidez, tensão interfacial e fator de potência;
- varredura infravermelha.

### 2.4.1 - Método de Diagnóstico com o Transformador Isolado

São vários os métodos de diagnósticos de falhas em transformadores de potência utilizados em laboratórios ou em campo, com o equipamento isolado, para fins comparativos, alguns destes serão exemplificados como segue:

#### a) Medição de Descargas Parciais Método Elétrico

Esta medição de descargas parciais destina-se a verificar se há atividades de microdescargas no interior dos transformadores e se é possível quantificá-las, realizada conforme os procedimentos tradicionais descritos na norma IEC 270 – “Partial Discharge Tests Techniques”. Deve ser feita com o transformador energizado com a tensão normal de operação, porém sem a necessidade de carregamento, mas é preciso desligar-lo para o preparo e interligação do circuito de teste. A figura 2.6 mostra o circuito de interligação para a medição de DP (IEC 270, 1968).

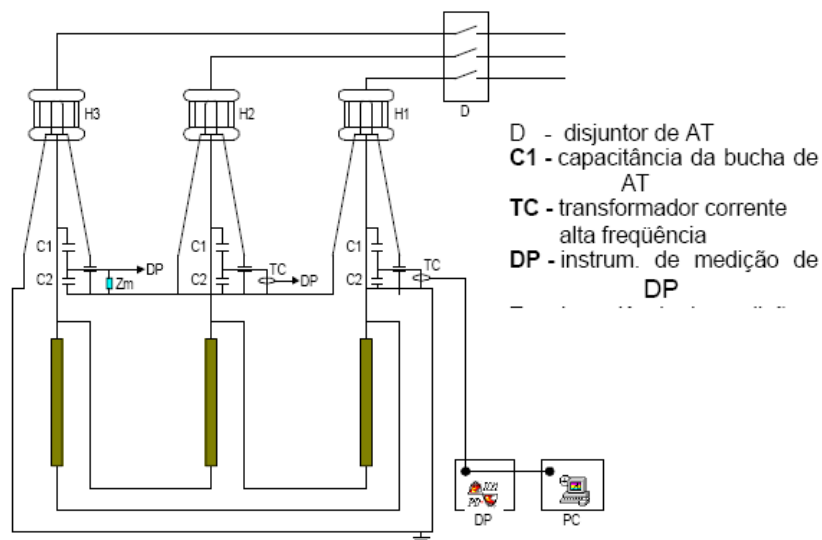


Figura 2.6 - Circuito de medição de DP em transformadores de potência trifásicos.

Fonte: Dados da pesquisa.

### **b) Resposta em Frequência/Impedância Terminal**

Estes ensaios se destinam a verificar as frequências naturais de oscilação dos enrolamentos, possíveis deslocamentos de bobinas, trechos em curto-circuito, etc. Assim, é necessário obter tanto a relação de transformação (em ambos os sentidos) como as impedâncias terminais de cada enrolamento em função da frequência.

### **c) Tensão de Retorno**

A tensão de retorno, ou efeito posterior em materiais dielétricos, está baseada nos processos de polarização e relaxação do material quando este é submetido a um estímulo elétrico. Os processos dielétricos são fortemente influenciados pelo envelhecimento e contaminação do material dielétrico, especialmente, os contaminantes polares como a água. A medição de parâmetros, tais como tensão e corrente, relacionados aos processos de polarização e relaxação de materiais dielétricos, vem sendo utilizada há algum tempo como ferramenta de diagnóstico em transformadores de potência com o objetivo principal de avaliar o teor de umidade no isolante sólido.

Verifica-se que, em sua maioria, estes ensaios são executados em laboratórios ou em campo, porém deve-se preparar o equipamento para a sua realização. Então, executando-se com sinais reais extraídos de subestações em operação, ter-se-iam, dessa forma, resultados mais próximos da realidade de utilização.



### **2.4.2 - Método Diagnóstico com o Transformador em Operação**

Várias empresas do setor elétrico, convencionalmente, utilizam técnicas de manutenção preventiva (preditiva) em transformadores de potência de subestações, através de ensaios de análise cromatográfica de gases dissolvidos no óleo isolante, em períodos regulares, para verificar eventuais falhas ou defeitos em desenvolvimento, falhas térmicas, descargas elétricas, descargas parciais, dentre outras. Estas técnicas de monitoramento são normatizadas por meio de orientações nas normalizações técnicas (ABNT, IEC, entre outras).

A monitoração de parâmetros ou grandezas do estado de um equipamento em operação é cada vez mais atrativa para a avaliação de suas condições. Dentre as técnicas que permitem a execução deste monitoramento com o equipamento em serviço, as mais utilizadas e viáveis de serem aplicadas são as seguintes:

- a) **Análise Físico-Química** - Este método avalia alguns elementos do óleo, como rigidez dielétrica, teor de água, cor, acidez, tensão interfacial, dentre outros. Utiliza-se a periodicidade anual para o acompanhamento destes parâmetros, que, de acordo com a necessidade, recomenda-se o tratamento do óleo através do condicionamento, regeneração ou até mesmo a substituição por óleo isolante novo para manter as características, dessa maneira, garantindo que haverá baixa degradação química da isolação celulósica, aumentando a confiabilidade dos equipamentos e garantindo sua vida útil (OT 4096 CPFL, 2003).
- b) **Furfural** - O objetivo, conforme este método, é verificar o envelhecimento da isolação sólida do transformador através do teor de 2-furfuraldeído dissolvido no óleo isolante, pode-se definir, com estes

parâmetros, a viabilidade de reparo ou sucateamento do transformador ou, então, a substituição das bobinas, assim, evitando possíveis falhas. A periodicidade de ensaios é definida pela idade de funcionamento do equipamento, tipo construtivo, entre outras características (DIOGO, 1997).

- c) **Análise de partículas** - Quantifica-se a presença de partículas em suspensão no óleo isolante classificando-as por grupo de tamanho. A análise busca comparar as quantidades de partículas mensuradas com valores limites predefinidos e normatizados.
- d) **Vibração** - O estado operativo do equipamento é diagnosticado a partir da medição da vibração obtida com sensores distribuídos no transformador. Neste caso, o foco da análise estende-se ao equipamento como um todo, em lugar de ser dirigido apenas ao óleo isolante.
- e) **Análise de Gases Dissolvidos (Dissolved Gas Analysis)** - Será detalhada em capítulo específico por ser objetivo deste trabalho.

Além do gerenciamento da indicação de gases no óleo através da AGD, outras duas técnicas que merecem destaque, por serem eficientes e com possibilidades de detectar o local da falha, dessa forma, podendo ser utilizadas associadas ao método AGD, são as seguintes:

- i) inspeção termográfica;
- ii) método de emissão acústica.

### **i) Inspeção Termográfica**

A inspeção termográfica, geralmente, é executada semestralmente ou em casos de vestígio de falha, a efetividade deste método é para verificar as conexões

externas e, em alguns casos, para detecção de sobreaquecimentos internos nas conexões dos lid's e das buchas dos transformadores de potência (OT 4037 CPFL, 2003).

Este tipo de inspeção faz-se através da visualização à distância, comparando-se a temperatura dos pontos mais quentes com a temperatura ambiente por meio de uma câmera infravermelha.

Tomando-se como base que, no sistema elétrico, a transmissão da energia elétrica apresenta um aquecimento antes de uma avaria, as medições através de câmeras infravermelhas tornam-se grande aliadas no diagnóstico de falhas desta natureza, em diferentes aplicações.

O trabalho de Costa (2007) descreve que este método é importante para ser utilizado em programas de manutenção preditiva frente à localização rápida e precisa de problemas potenciais em sua fase inicial e tem trazido ajudas significativas na utilização individual ou associado a outras técnicas. Por exemplo, uma má conexão externa ou, em certos casos, interna ao equipamento, antes da falha, pode trazer benefício econômico.

Na avaliação da situação de conexões, contatos de seccionadoras, barramentos, transformadores de corrente, transformadores de potencial, buchas de transformadores, disjuntores, bancos de capacitores, terminais de cabos, para-raios e filtros de onda existentes em sistemas elétricos de transmissão e distribuição, é aplicado periodicamente (COSTA; ORLANDO, 2007).

Os sistemas de termografias podem ser portáteis e os arquivos de imagens em diferentes formatos podem ser trabalhados (COSTA; ORLANDO, 2007).

## ii) Método de Emissão Acústica

Este método é gerado através de ondas viajantes da corrente elétrica da energia liberada na fonte de localização de descargas parciais.

Bartnikas (1987) descreve a técnica e mostra que, durante a detecção desta característica, existe necessidade de acoplamento acústico, material para a interface da estrutura ao sensor, a fim de melhorar a recepção da energia acústica durante a emissão e monitoramento. Este método utiliza um conjunto de sensores acústicos de alta frequência, em geral, até 150kHz, acoplado na parte externa do tanque. Também pode ser empregado no campo, entretanto as fontes de ruídos existentes em transformadores que se encontram em operação, de modo geral, são descontínuas e dependem das condições operativas (carga, posição do comutador sob carga, temperatura, dentre outros). Por esse motivo, precisa-se de uma instrumentação que possa realizar o monitoramento automaticamente e que identifique e registre os dados necessários para localizar fontes de falhas e as condições sob as quais elas ocorrem.

Entre as técnicas utilizadas para a detecção de falhas internas de transformadores, a técnica acústica de medição por ultrassom está ganhando maior interesse no aspecto de localização, triangulação de pulsos e reflexões acústicas, quando se procuram as ocorrências das descargas e sua localização.

Todavia a medição dos sinais acústicos não permite uma caracterização confiável da intensidade da descarga, mas, sim, a localização da fonte espacialmente. É, comumente, utilizado com o equipamento em operação (BARTNIKAS, 1987).

### iii) Métodos da cromatografia

As palavras gregas “chrom” e “graph” deram origem ao nome “cromatografia”, que significa respectivamente cor e escrever. A formação de gases em transformadores foi documentada, pela primeira vez, em 1919, no “The Electric Journal”, onde afirmava que, através da passagem da corrente elétrica pelo óleo isolante, era possível constatar a formação de hidrocarbonetos, sendo que, na desintegração de moléculas de óleo por ação de altas temperaturas, ocorria a produção de gases que obedeciam à seguinte formação apresentada na tabela 2.2.

**Tabela 2.2** – Quantidade de gases encontrados no óleo isolante

<b>Tipo de Gases</b>	<b>Quantidade</b>
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	1,17%
Hidrocarbonetos Pesados	4,86%
Oxigênio (O <sub>2</sub> )	1,36%
Monóxido de Carbono (CO)	19,21%
Hidrogênio (H <sub>2</sub> )	59,10%
Nitrogênio (N <sub>2</sub> )	10,10%
Metano (CH <sub>4</sub> )	4,20%
Total	100,00%

**Fonte:** OT 4096 CPFL (2003, p.16).

Na descoberta destes gases, constatou-se que a presença do hidrogênio na mistura era grande e possibilitava a explosão dos transformadores. Então, surgiram sistemas de segurança para detectar-se presença de gás dissolvido no óleo isolante, como, por exemplo, o relé Buchholz, em 1928, com dispositivos de coleta de gases para facilitar retirada da amostra em casos de falhas.

Só em 1952 foi possível a separação dos gases, através da cromatografia gasosa, por Martin (1952). E, em 1960, pela primeira vez, fez-se a identificação de gases gerados por anormalidade tipo elétrica em transformadores imersos em óleo

mineral isolante. A técnica de cromatografia, no Brasil, apenas começou a ser utilizada na década de 70.

A análise cromatográfica de gases dissolvidos no óleo isolante constitui um dos principais instrumentos para detectar defeitos incipientes e avaliar a condição de operação com a identificação de eventuais processos de defeito ou falha que possam estar ocorrendo internamente, sendo que os gases gerados no óleo, depois de identificados, transformam-se na primeira indicação do mau funcionamento. Trazem consigo vantagens como, por exemplo, aquelas baseadas em obter dados com os equipamentos energizados, aproximando-se das condições de realidade quanto a tensões elétricas, correntes elétricas e temperaturas de serviço. Prima-se pelos ensaios com os equipamentos energizados, pois, com os equipamentos isolados, possivelmente, um defeito não seja detectado porque as tensões elétricas e temperaturas dos ensaios são menores do que aquelas de serviço e, também, pelo fato de que certas condições operativas possam ter sido removidas.

Durante a operação dos transformadores, o líquido isolante estará circulando em seu interior, em contato com todos os demais componentes do equipamento. Quando ocorre defeito ou falha em qualquer de suas partes, algumas das propriedades do líquido isolante serão alteradas. Então, a manutenção preditiva nos transformadores baseia-se no acompanhamento periódico e sistemático das propriedades do seu líquido isolante (óleo isolante). Conforme instruções da NBR 7070 (2006), as variações destas propriedades, que não sejam consequência do envelhecimento normal do produto, serão indicação da existência de falha incipiente no transformador, sendo que a manutenção preditiva, através das análises dos gases, é realizada determinando-se, periodicamente, por cromatografia na fase gasosa, os teores dos gases dissolvidos no óleo.

Existem vários métodos normalizados e reconhecidos para análise dos gases dissolvidos no óleo isolante, os quais requerem uma amostra de óleo. A amostra é manipulada de modo que seja possível remover ou extrair os gases dissolvidos no óleo. Estes gases são separados com o uso de um cromatógrafo, que é um instrumento de precisão composto de algumas colunas e um, dois ou três detectores. O gás extraído da amostra de óleo é injetado no cromatógrafo, onde as suas colunas separam os vários tipos de gases. Ao terminar a separação dos gases, estes fluem pelos detectores, que têm capacidade de quantificar os mesmos gases.

As amostras são coletadas em pequenos frascos ou seringas e, a partir de ensaios, são detectados e quantificados os gases expressos em partes por milhão (ppm) (NBR 7070, 2006).

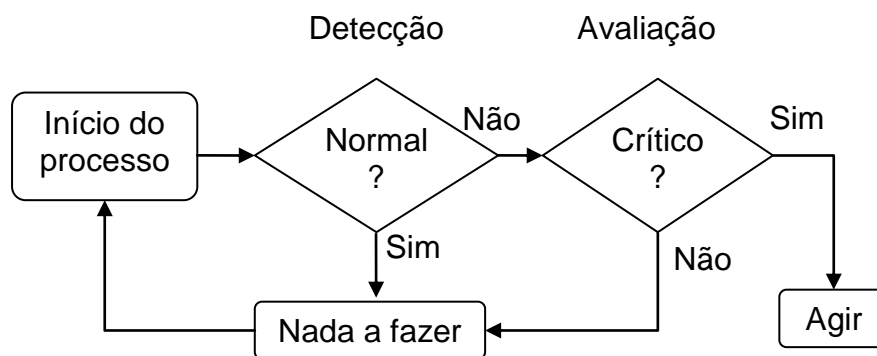
#### **a) Conceitos do Método de Análise Cromatográfica**

Na IEEE C57.104 (1991), descreve-se que, com o método AGD, é possível avaliar a condição de operação do equipamento com a identificação de eventuais processos de defeito ou falhas que possam estar ocorrendo internamente, sendo que os gases gerados no óleo do transformador em operação, depois de identificados, transformam-se na primeira indicação do mau funcionamento e podem diagnosticar descargas de baixa energia, de alta energia e sobreaquecimento.

As ocorrências destes eventos podem resultar na decomposição dos materiais isolantes e consequente 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 conhecidos e avaliados os possíveis riscos desta operação. A identificação de uma condição anormal requer a avaliação da quantidade de gases gerados presentes e a taxa de geração ao longo do tempo.

Este método para diagnóstico de falhas e gerenciamento do estado de funcionamento de transformadores é o mais indicado. Cada falha possível gera um ou mais gases. Os gases surgem do aumento da degradação do óleo próximo da falha e este método é capaz de avaliar vários tipos de gases, portanto sendo possível identificar e diagnosticar as falhas desde os estágios iniciais ou algum tempo após a falha. A amostra de óleo pode ser transportada para exame em laboratórios, sem perder a qualidade dos gases decompostos no óleo, normalmente, no período máximo de 7 dias entre a coleta e os respectivos ensaios (IEEE C57.104, 1991).

Em sua pesquisa, Lapworth (2002) concluiu que o método AGD é uma técnica muito sensível e apropriada para detectar falhas em estágios iniciais. Os resultados obtidos no estudo detectaram concentrações muito pequenas e sugerem o acompanhamento da análise periodicamente, conforme o procedimento informado no fluxograma da figura 2.7 (LAPWORTH, 2002).



**Figura 2.7.** Fluxograma do método AGD

Fonte: adaptado por Lapworth (2002, p.138).

Na IEEE C57 (1991), são indicados os procedimentos de detecção e análise dos gases combustíveis, os quais devem seguir as seguintes prioridades.



- **Detecção:** detectar a geração de algum gás que excede às quantidades consideradas “normais” e utilizar critérios apropriados que possam identificar as possíveis anormalidades que, por ventura, estejam ocorrendo.

- **Avaliação:** avaliar a confiabilidade de operação do transformador, usando um conjunto de critérios ou recomendações.

- **Ação:** recomendar ação que vai desde a confirmação da existência da falha com análise suplementar, redução da carga, ou, até mesmo, a retirada da unidade de serviço.

Os equipamentos elétricos com óleo isolante possuem, em sua constituição, um conjunto de materiais, dentre os quais, destacam-se os dielétricos, que são, em sua maioria, compostos orgânicos (papel isolante, papelão isolante, óleo isolante, dentre outros). Estes materiais, quando em contato com o óleo em operação normal ou quando submetidos à ação de defeitos e/ou falhas (térmicas, elétricas ou mecânicas), decompõem-se formando gases combustíveis e gases não combustíveis (IEEE C57. 104, 1991).

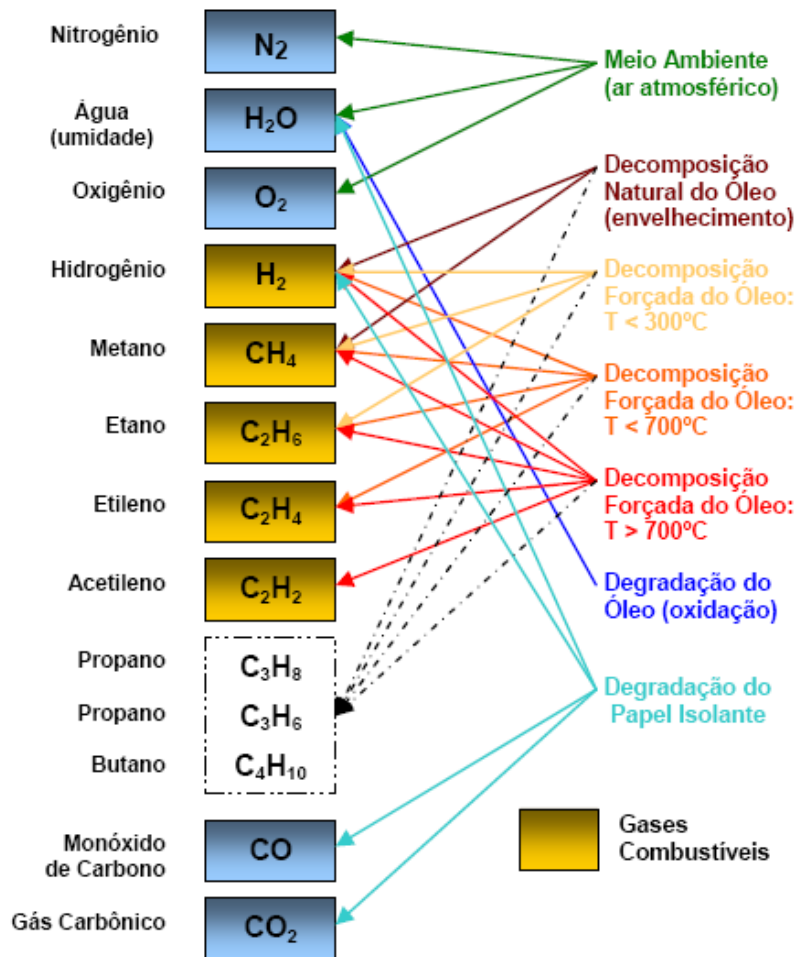
Portanto os principais gases gerados internamente aos transformadores que são utilizados para diagnósticos de falha interna, segundo a IEEE C57.104, são os seguintes:

- ✓ Gases combustíveis –  $H_2$  (Hidrogênio);  $CH_4$  (Metano);  $CO$  (Monóxido de Carbono);  $C_2H_6$  (Etano);  $C_2H_4$  (Etileno);  $C_2H_2$  (Acetileno).

- ✓ Gases não Combustíveis -  $O_2$  (Oxigênio);  $N_2$  (Nitrogênio);  $CO_2$  (Dióxido de Carbono).

Os gases formados são totalmente ou parcialmente dissolvidos no óleo, diluídos e transportados a todos os pontos por ele atingidos dentro do transformador. Em síntese, pode-se realizar uma classificação de falhas em transformadores de

potência por uma metodologia simplificada, a qual possibilita a identificação de um defeito ou falha por meio da análise dos gases. Um diagrama desta sistemática de classificação pode ser visualizado por meio da figura 2.8.



**Figura 2.8** - Relação dos gases e correspondentes diagnósticos

Fonte: Dados da pesquisa.

## b) Procedimentos na Retirada de Amostra do Óleo e Periodicidade

As normas IEEE C57 e a NBR 7070 enfatizam a importância do procedimento para a retirada das amostras de óleo para realização dos ensaios, pois devem ser representativas do óleo isolante contido no equipamento. Se não houver os devidos cuidados, pode-se contaminar o recipiente da amostra, por conseguinte,

trazendo dúvidas no tocante às conclusões. A equipe de campo que executa a coleta das amostras deve possuir treinamento específico para esta atividade. As amostras devem ser coletadas nos registros ou válvulas específicas, na parte inferior do tanque, com os devidos cuidados, utilizando-se de dispositivos próprios, como o litro esterilizado para ensaios físico-químicos, ou, no caso de cromatografia, uma seringa de vidro com válvula de três vias ou agulha convencional.

Há também a necessidade de uma periodicidade de amostras para ensaios de análise cromatográfica, que são recomendados pelas normas, para os equipamentos em operação e após o período de garantia, a retirada de amostragem em casos especiais (IEEE C57. 104, 1991; NBR 7070, 2006), como:

- Quando o equipamento sofrer sobrecorrentes com atuação do relé diferencial ou relé Buchholz, denominada amostra de emergência, deve ser tomada em um período máximo de 6 (seis) horas após a ocorrência, a ser retirada no registro inferior do tanque principal (IEEE C57. 104, 1991).
- Em ocorrências na subestação por falta relevante, especialmente curto-circuitos francos dentro ou nas suas proximidades, ou mesmo faltas com tempo de duração elevada (ordem de 1 segundo), amostragem especial deve ser retirada e analisada verificando possíveis danos ao equipamento.
- Os para-raios instalados nos lados de AT e BT dos transformadores são equipamentos de proteção contra sobretensão do transformador de potência. Em caso de ocorrências com falhas destas proteções, é prudente a retirada de amostra do óleo do transformador para análise devido às influências da sobretensão e verificação de vestígio de falha.

Outros casos, após o período de garantia, aos quais também se recomenda a retirada de amostragem extra, são os seguintes:

- i) Se, nos resultados de análises cromatográficas periódicas indicarem a formação acentuada de um ou mais gases, com o seguinte procedimento:
  - imediatamente quando existe suspeita de arco de alta energia;
  - no máximo até 30 dias por suspeitas de descargas parciais;
  - no máximo até 90 dias em caso de suspeita de sobreaquecimento.
- ii) Quando ocorrer um processo de condicionamento, regeneração ou troca de óleo isolante do transformador (OT 4096 CPFL, 2003).

Também em casos de equipamentos de grande porte que justifiquem o custo dos ensaios, os períodos são reduzidos.

### **2.4.3 Métodos Utilizados no Brasil**

De acordo com Diogo (1997), apresenta-se o sistema de Potência da CESP, que é composto por 552 transformadores de transmissão, nas tensões de 69 até 550kV, com idade média de 22,8 anos, conforme se visualiza na tabela 2.3.

**Tabela 2.3** – Faixa etária de transformadores – CESP

<b>Faixa de Idade</b>	<b>Quant.</b>
< 15	105
15 – 20	142
20 – 25	109
25 – 30	97
> 30	99

Fonte: Diogo (1997, p.1).

Além dos ensaios preditivos de AGD e físico-químicos no óleo dos transformadores, também utiliza, sistematicamente, a análise periódica do “teor

furfural”, através da cromatografia líquida, para identificação dos seus transformadores mais envelhecidos (DIOGO, 1997).

A Empresa Itaipu Binacional adota o método de Rogers, como indicado em Telles (2005), juntamente com a NBR 7264, mas evidencia carências em intervalos que necessitam ser preenchidos. Visando a amenizar as dificuldades, enriqueceu o processo de Rogers, que previa inicialmente 16 casos de diagnósticos, ampliando-o para 72 diagnósticos. Infelizmente, a inclusão de mais possibilidades de diagnósticos trouxe também novo problema, pois, em muitas situações, tem-se mais de um diagnóstico e, então, dá-se o dilema de ter de decidir qual selecionar.

Telles (2005) observou, em seu trabalho, que, durante o tempo de operação de um transformador, o óleo isolante, o papel e outros isolantes sólidos sofrem, sob a ação da temperatura e de esforços elétricos, decomposições químicas que resultam na formação de gases. Estes gases ficam total ou parcialmente dissolvidos no óleo que podem ser extraídos, qualificados e quantificados quimicamente através do processo de cromatografia.

Outra empresa do setor que utiliza os métodos de AGD é a CEPEL, conforme Zirbes (2003), onde encontram-se informações de que estão desenvolvendo sistemas inteligentes, lógicas nebulosas, para estudos da melhoria nas incertezas e diagnósticos mais confiáveis para a retirada do equipamento de operação.

O sistema de distribuição e subtransmissão da CPFL Paulista são compostos por 500 transformadores de potência nas classes de 138, 69 kV, de 5 a 50MVA dos mais variados fabricantes e tecnologias. Em torno de 50% possuem mais de 25 anos de idade, como salienta Vasconcellos (2007). É utilizado para diagnóstico de falhas interna o método de análises cromatográficas, que gera outro

diagnóstico de acordo com a metodologia de “Evolução dos gases combustíveis“, considerando, também, os métodos apresentados na NBR-7274 entre outros. Através de metodologia de ponderações dos resultados, são verificadas as necessidades de diminuição na periodicidade de análise, diminuição do carregamento do transformador ou, até mesmo, a sua retirada do sistema antes da ocorrência de uma falha. O sistema foi desenvolvido pelos colaboradores da própria empresa e a metodologia é fruto de mais de dez anos de experiência com avaliações de resultados de análises cromatográficas e confirmação das falhas e/ou defeitos, verificados no momento de reparo dos transformadores. Difere das demais técnicas de diagnóstico por utilizar, como base, a taxa de evolução dos gases combustíveis considerados mais relevantes.

#### **2.4.4 - Métodos Utilizados em Outros Países**

A Central Elétrica de Geração de Distribuição de Energia (CEGB) da Grã-Bretanha utiliza para diagnóstico de falhas em transformadores a análise de gases dissolvidos, conforme Digiorgio (2005), através da análise cromatográfica, por meio do método de Rogers, considerando quatro relações de gases e cinco gases.

Na Califórnia, a *State University Sacramento* (CSUS) desenvolveu orientações, em cooperação com a *Pacífico Gás & Electric Company*, para indicar a normalidade e anormalidade do transformador de potência através dos níveis de gases no óleo. A tabela 2.4 indica as quantidades e a interpretação das falhas características (DIGIORGIO, 2005).

**Tabela 2.4** – Limites dos gases e interpretação da falha - C.S.U.S.

Tipo de gases (ppm)	Classificação		Interpretação
	Normal <	Anormal >	
H <sub>2</sub>	150	1.000	Corona, Arco elétrico.
CH <sub>4</sub>	25	80	Centelhamento.
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	10	35	Sobreaquecimento local.
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	20	150	Sobreaquecimento severo.
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	15	70	Arco elétrico.
CO	500	1.000	Sobreaquecimento severo.
CO <sub>2</sub>	10.000	15.000	Sobreaquecimento severo.
N <sub>2</sub> (%)	1 a 10	N.A.	N.A.
O <sub>2</sub> (%)	0,2 a 3,5	N.A.	N.A.
Totais combustíveis	0,03%	0,50%	N.A.

Fonte: Digiorgio (2005, p.10).

A empresa *Northem Technology & Testing (NTT)*, através de experiências comprovadas desenvolveu um método próprio cujos critérios são elencados na tabela 2.5, utilizando um ponto de alerta (*flag points*), valor limite para a evolução dos diferentes gases de falhas, conforme Digiorgio (2005).

**Tabela 2.5** – Limites dos gases e interpretação da falha – N.T.T.

Gás (ppm)	Limites (>)
H <sub>2</sub>	1.500
CH <sub>4</sub>	80
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	35
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	150
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	7
CO	1.000
CO <sub>2</sub>	10.000

Fonte: Digiorgio (2005, p.10).

### **2.4.5 - Métodos Tradicionais de Análise de Gases no Óleo Isolante**

A IEEE Std C57. 104 (1991) estabelecem que, com base na estimativa da temperatura de decomposição do óleo, é possível associar uma provável falha que possa estar ocorrendo internamente, por exemplo, uma falha de origem elétrica, onde pode-se encontrar descargas de baixa intensidade, como descargas parciais ou arcos intermitentes de baixa intensidade ou descargas de alta intensidade, como

arcos elétricos. À medida que a intensidade de uma descarga elétrica intermitente atinge proporções de uma descarga contínua ou a condição de um arco elétrico, a temperatura do óleo, na região em torno desta descarga, atinge temperaturas que vão de 700°C a valores da ordem de 1800°C. Assim, quando ocorrem descargas de maior intensidade, ocasionando regiões com temperaturas elevadas, a concentração de acetileno torna-se significativa. E quando a descarga parcial é de baixa intensidade, sendo de difícil detecção, apenas, traços de acetileno são percebidos. Desta forma, a descarga elétrica de alta intensidade é associada à presença do acetileno. Sua presença, em um nível significativo no óleo, é uma evidência de que, em algum momento, ocorreu uma descarga. Logo, se entre duas verificações ocorrer uma alteração significativa da concentração deste gás, é uma evidência de que está ocorrendo uma descarga elétrica interna (IEEE Std C57. 104, 1991).

### **a) Método dos Gases-Chaves**

Estudos e pesquisas realizam-se sobre o método AGD há várias décadas, com publicações em órgãos oficiais reconhecidos, transformando-se em normas e recomendações. Diversas alterações dos valores limites para a identificação de falhas e caracterização de condição de normalidade são propostas, mas as bases anteriores estabelecidas mantiveram-se.

O método dos gases-chaves é o mais simples para diagnóstico, o qual utiliza como critério apenas relações de concentração de gases dissolvidos, podendo utilizar as concentrações individuais para validação.

A tabela 2.6, de Bolhuis et al. (2002), relaciona o gás que predomina na mistura com a falha que lhe deu origem.



**Tabela 2.6** – Relação dos gases chaves com a falha

<b>Gás-Chaves</b>	<b>Falha Característica</b>
Hidrogênio (H <sub>2</sub> ) Metano (CH <sub>4</sub> )	Descargas parciais no Óleo.
Acetileno (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	Arco Elétrico no Óleo.
Etileno (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	Sobreaquecimento no Óleo.
Monóxido de Carbono (CO)	Descargas Parciais no Papel.
Monóxido e Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	Sobreaquecimento no Papel.

Fonte: Bolhuis et al. (2002, p. 530).

A relação da temperatura do óleo fornece informação para determinação qualitativa dos tipos principais de falhas, como será informado na sequência. Nas várias publicações e normas referenciadas a seguir, indicam-se as causas de falha relacionadas aos gases dissolvidos no óleo, que podem ser divididas em três categorias:

- efeito térmico (no óleo ou celulose);
- corona (descargas parciais);
- arco elétrico.

Estas categorias diferem principalmente na intensidade de energia que é dissipada por unidade de tempo e extensão da falha, a maior intensidade dissipada de energia é quando ocorre o arco elétrico (NBR 7274, 1982; IEEE Std C57. 104, 1991; IEC 60599, 1999; JOSEPH, 2002).

Portanto é possível relacionar os tipos de falhas e os gases gerados na decomposição do óleo isolante (IEEE Std C57. 104, 1991):

- i) Falha térmica – óleo superaquecido: decomposição produzida na geração dos gases etileno e metano, juntamente com quantidades de hidrogênio e etano. Traços de acetileno podem ser formados se a falha for severa ou envolver contatos elétricos – gás principal: Etileno.
- ii) Falha térmica – celulose superaquecida: grandes quantidades de dióxido e monóxido de carbono no sobreaquecimento da celulose. Hidrocarbonetos gasosos,

como metano e etileno, serão formados se a falha envolver uma estrutura impregnada em óleo – gás principal: Monóxido de Carbono.

iii) Falha elétrica – corona ou descargas parciais: nas descargas elétricas de baixa energia, são produzidos hidrogênio e metano, com pequenas quantidades de etano e etileno. Em muitas amostras, encontra-se monóxido e dióxido de carbono, resultado da descarga na celulose – gás principal: Hidrogênio.

iv) Falha elétrica - arco elétrico: são geradas grandes quantidades de hidrogênio e acetileno, com menores quantidades de metano e etileno. O dióxido e monóxido de carbono também podem ser formados se a falha envolver a celulose. Pode haver vestígio de carbonização do óleo – gás principal: Acetileno.

Na presente pesquisa, verificou-se que os métodos mais usados nas análises dos gases dissolvidos no óleo mineral isolante para diagnóstico de falhas ou acompanhamento do estado do transformador de potência são:

- Rogers original;
- Rogers na revisão da NBR 7274/IEC 60599;
- Rogers previsto na IEEE C57. 104-91;
- Doernenburg previsto na IEEE C57. 104-91;
- Rogers versão 1975 modificada;
- Doernenburg;
- Proposta da Laboratoire Belge de L'Industrie Électrique (Laborelec);
- General Electric;
- Proposto pelo Laboratoire Central des Industries Électriques (LCIE);
- Triângulo de Duval.

A NBR 7274 baseia-se na relação entre os gases mais significativos gerados pela decomposição do óleo mineral isolante ou da isolação sólida sob diferentes condições de defeito e sugere o método de Rogers (NBR 7274, 1982).

### ***b) Método de Rogers***

Em Rogers (1975), pode-se verificar que este método utiliza a filosofia baseada no diagnóstico das relações de concentrações de gases combustíveis e limites de variação para as relações. Apresenta várias alterações, desde sua apresentação, em função de adaptações realizadas para ajustar a correlação do método com resultados obtidos das análises investigatórias nos equipamentos que sofreram falhas no campo. Por este motivo é o mais utilizado nas empresas concessionárias de energia elétrica. A forma de apresentação do método é dividida em duas tabelas, uma contém os valores das faixas de variação das relações com os respectivos códigos; e outra, os diagnósticos baseados no código estabelecido na tabela dos valores limites das relações de gases. Este método utilizava quatro relações de gases e seis gases (ROGERS, 1975). Na IEEE C57. 104, de 1991, o método de Rogers é utilizado eliminando a relação  $C_2H_6/CH_4$ , que era utilizada para identificação de sobreaquecimento de baixa temperatura. O número de diagnósticos correlacionados com os limites é reduzido em relação às versões anteriores. Outra alteração foi na NBR 7274, de 1999, que sugere o valor do limite mínimo da relação  $C_2H_2/C_2H_4$  para 0,1.

Outra revisão deste método é a IEC 60599, de 1999, que apresenta as mesmas relações básicas de concentrações com alterações dos limites e dos casos característicos de falha, conforme mostra a tabela 2.7. Para a definição do estado de normalidade não são utilizadas as relações de concentração (IEC 60599, 1999).

**Tabela 2.7** - Código da falha do método Rogers

<b>Gases</b>	<b>Valores</b>	<b>Código</b>
CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	≤ 0.1	5
	> 0.1 < 1	0
	≥ 1 < 3	1
	≥ 3	2
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> /CH <sub>4</sub>	< 1	0
	≥ 1	1
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	< 1	0
	≥ 1 < 3	1
	≥ 3	2
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	< 0.5	0
	≥ 0.5 < 3	1
	≥ 3	2

Fonte: Digiorgio (2005, p 9).

Este critério é utilizado na Central Elétrica de Geração de Distribuição de Energia da Grã-Bretanha (CEGB), como já enunciado, considerando quatro relações de gases e cinco gases.

**Tabela 2.8** - Identificação da falha, método de Rogers

<b>Código</b>	<b>Falha Característica</b>
0 0 0 0	Deterioração normal
5 0 0 0	Descargas parciais
1 0 0 0	Leve sobreaquecimento abaixo de 150°C
2 0 0 0	Leve sobreaquecimento abaixo de 150°C
1 1 0 0	Sobreaquecimento entre 150°C e 200°C
2 1 0 0	Sobreaquecimento entre 150°C e 200°C
0 1 0 0	Sobreaquecimento entre 200°C e 300°C
0 0 1 0	Sobreaquecimento geral em condutores
1 0 1 0	Corrente de circulação nas bobinas
1 0 2 0	Corrente de circulação entre bobina e tanque com Sobreaquecimento nas junções
0 0 0 1	Descarga sem fluxo de energia
0 0 1 1	Arco com fluxo de energia
0 0 2 2	Arco com fluxo de energia
0 0 2 2	Centelhamento contínuo para potencial flutuante
5 0 0 1	Descargas parciais com monitoramento
5 0 0 2	Descargas parciais com monitoramento
CO <sub>2</sub> /CO>11	Temperatura na isolação superior à normal

Fonte: Digiorgio (2005, p. 9)

Rodrigues (2005) sugere a utilização do método de Rogers em complemento a NBR (7274), com a justificativa de que apresenta diferentes codificações, como

mostra a tabela 2.9, e diagnósticos para os resultados das relações entre os gases apresentados na tabela 2.8.

**Tabela 2.9 - Concentração dos gases combustíveis**

Resultados da relação de gases combustíveis	Código			
	CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> /CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>
Entre 0 e 0,1	1	----	----	----
> 0,1 < 1	2	----	----	----
< 0,5	----	----	----	0
< 1	----	0	0	----
Entre 0,5 e 3,0	----	----	----	1
Entre 1,0 e 3,0	3	----	1	----
> 1,0	----	1	----	----
> 3,0	4	----	2	2

Fonte: Rodrigues (2005, p. 48).

Através das relações, são gerados os diagnósticos típicos com a definição do provável fenômeno que vem se desenvolvendo dentro do equipamento, conforme tabela 2.10.

**Tabela 2.10 – Relação dos gases com os códigos e diagnóstico da falha**

Código				Possíveis causas do defeito ou falha
CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> /CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	
2	0	0	0	Deterioração normal
1	0	0	0	Descargas parciais
3	0	0	0	Leve sobreaquecimento abaixo de 150°C
4	0	0	0	Leve sobreaquecimento abaixo de 150°C
3	1	0	0	Sobreaquecimento entre 150°C e 200°C
4	1	0	0	Sobreaquecimento entre 150°C e 200°C
2	1	0	0	Sobreaquecimento entre 200°C e 300°C
2	0	1	0	Sobreaquecimento geral em condutores
3	0	1	0	Corrente de circulação nas bobinas
3	0	2	0	Corrente de circulação entre bobina e tanque com sobreaquecimento nas junções
2	0	0	1	Descarga sem fluxo de energia
2	0	1	1	Arco com fluxo de energia
2	0	1	2	Arco com fluxo de energia
2	0	2	1	Arco com fluxo de energia
2	0	2	2	Arco com fluxo de energia
2	0	2	2	Centelhamento contínuo potencial flutuante
1	0	0	1	Descargas parciais com monitoramento
1	0	0	2	Descargas parciais com monitoramento
CO <sub>2</sub> /CO > 11				Oxidação próxima ao isolamento celulósico
O <sub>2</sub> /N <sub>2</sub> < 0,1				Confirma que o processo está consumindo O <sub>2</sub>

Fonte: OT 4096 CPFL (2003, p. 39).

Nas linhas inferiores da tabela 2.10, tem-se o diagnóstico de análise da relação entre  $\text{CO}_2/\text{CO}$  para confirmar a degradação da celulose ou grau de envelhecimento do papel e a relação entre  $\text{O}_2/\text{N}_2$  para verificar se o processo está consumindo oxigênio, o que indica que o sistema de preservação de óleo permite o contato do óleo com o ar atmosférico.

Também está indicado, na NBR 7274 (1982), que para os transformadores sem sistema de preservação de óleo ou selagem a relação de  $\text{CO}_2/\text{CO} = 7 \pm 4$  indica degradação normal do isolamento. Valores fora desta faixa assinalam que existe uma degradação considerável do isolamento.

A validade desta metodologia foi baseada na correlação dos resultados de um grande número de investigações de falhas com as análises de gás para cada caso (NBR 7274, 1982).

### ***c) O Método de Doernenburg***

Este método é considerado na IEEE Std C57.104 (1991) e utiliza a relação de concentração dos gases dissolvidos, como também é feito no método de Rogers, para a validação as concentrações individuais.

As relações e quantidades de gases utilizados são duas relações principais e duas relações auxiliares de gases, seis gases no total, e não estabelece critérios para caracterizar as condições do isolamento. As condições de validade do método são verificadas através da aplicação em função da concentração dos gases componentes das relações indicadas na tabela 2.11 (IEEE Std C57.104, 1991).

**Tabela 2.11** - Critério de identificação de falha de Doernenburg

Relações entre concentrações de gases Tipo de falha	Relações			
	CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	Principais C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Auxiliares C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /CH <sub>4</sub>	
Ponto quente	> 1	< 0.75	> 0.4	< 0.3
Descargas parciais	< 0.1	Não significativo	> 0.4	< 0.3
Arco (DP de alta intensidade)	> 0.1 e < 1	> 0.75	< 0.4	> 0.3

Fonte: IEEE Std C57.104 (1991, p. 15).

A tabela 2.11 apresenta os dados para análise em função das relações de gases e os valores, na tabela 2.12, são da concentração individual dos gases para verificação da validade de aplicação do método.

**Tabela 2.12** - Concentração dos gases Doernenburg

Tipo de gás	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>
Concentração ppm (v/v)	200	50	15	60	15

Fonte: Zirbes (2003, p. 324).

A IEEE C57.104 (1991) recomenda alterações nos valores de concentração dos gases de referência, utilizados para validação dos resultados, quando um dos gases das relações principais, com concentração superior ao dobro do valor indicado na tabela 2.13 e quando considerada a condição de aplicação da metodologia para a condição de normalidade, admite-se que qualquer um dos quatro gases possa atingir valores bem mais elevados.

**Tabela 2.13** - Concentração de gases Doernenburg segundo IEEE

Tipo de gás	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>
Concentração ppm (v/v)	100	120	65	50	35

Fonte: Zirbes (2003, p. 324).

#### **d) Método NBR 7274 Normalizado pela ABNT**

Os procedimentos e critérios da NBR 7274 são baseados na IEC 599/78, que também utiliza a relação quantitativa entre os gases produzidos pela

decomposição do óleo sob diferentes condições de defeito, que são: hidrogênio ( $H_2$ ), metano ( $CH_4$ ), etano ( $C_2H_6$ ), etileno ( $C_2H_4$ ) e acetileno ( $C_2H_2$ ); e outros gases gerados, como é o caso de degradação de materiais celulósicos, que podem gerar principalmente o monóxido de carbono (CO) e o dióxido de carbono ( $CO_2$ ).

As relações adotadas entre os gases característicos estão relacionadas na tabela 2.14; e, com os códigos gerados nesta tabela, foram relacionados as prováveis falhas características do equipamento, indicadas, por sua vez, na tabela 2.15.

**Tabela 2.14** - Concentração dos gases combustíveis

Gases	Valores	Código
acetileno/etileno $C_2H_2/C_2H_4$	até 0,1	0
	0,1 a 1	1
	de 1 a 3	1
	3 ou acima	2
metano/hidrogênio $CH_4/H_2$	até 0,1	1
	de 0,1 a 1	0
	de 1 a 3	2
	3 ou acima	2
etileno/Metano $C_2H_4/C_2H_6$	até 0,1	0
	de 0,1 a 1	0
	de 1 a 3	1
	3 ou acima	2

Fonte: NBR 7274 (1982, p. 10).

**Tabela 2.15** – Relação dos gases, códigos e falha

Código			Falha Característica
$C_2H_2/C_2H_4$	$CH_4/H_2$	$C_2H_4/C_2H_6$	
0	0	0	Operação normal
0	1	0	Descargas Parciais de Baixa Energia
1	1	0	Descargas Parciais de Alta Energia
1	0	1	Arco Elétrico de Baixa Energia
2	0	2	Arco Elétrico de Baixa Energia
1	0	2	Arco Elétrico de Alta Energia
0	0	1	Falha Térmica Leve < 150°C
0	2	0	Falha Térmica de Baixa Temperatura de 150°C a 300°C
0	2	1	Falha Térmica de Média Temperatura de 300°C a 700°C
0	2	2	Falha Térmica de Alta Temperatura > 700°C

Fonte: NBR 7274 (1982, p. 10).



### e) Método de Duval

Um dos critérios mais rápidos e confiáveis de diagnóstico é denominado Triângulo de Duval, o qual adota, como gases principais, o acetileno ( $C_2H_2$ ) metano ( $CH_4$ ) e o etileno ( $C_2H_4$ ), com base em pelo menos 170 casos de análises de falhas reais de transformadores em operação, com a correspondente abertura, investigação, definição de defeitos/falhas e inter-relacionamento com as principais causas. A representação pelo método gráfico é usada para visualizar os diferentes casos e facilitar sua comparação. As coordenadas limites das zonas de defeitos por descargas elétricas ou defeitos térmicos, ou seja, permite identificar três falhas de origem elétrica e três falhas de origem térmica, indicadas na figura 2.9. As coordenadas são definidas pelas equações indicadas abaixo (DUVAL, 2001):

- Percentual de acetileno ( $C_2H_2$ );

$$\% C_2H_2 = \frac{100x}{x + y + z} \quad 2.1$$

- Percentual de etileno ( $C_2H_4$ );

$$\% C_2H_4 = \frac{100y}{x + y + z} \quad 2.2$$

- Percentual de metano ( $CH_4$ );

$$\% CH_4 = \frac{100z}{x + y + z} \quad 2.3$$

Onde:  $x = C_2H_2$ ,  $y = C_2H_4$ , e  $z = CH_4$ .

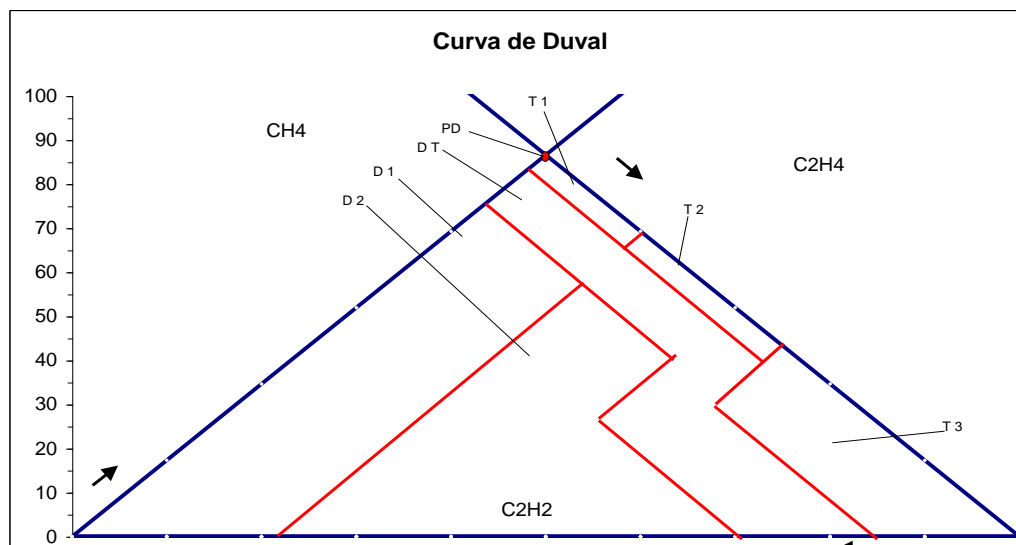


Figura 2.9. Triângulo de Duval

Fonte: Duval (1989, p. 23).

Os diagnósticos das principais falhas ou defeitos são detectados pela AGD e classificados como descargas parciais (Partial Discharge - DP), descargas elétricas de baixa energia (D1), descargas elétricas de alta energia (D2), defeitos térmicos com temperaturas menores do que 300°C (T1), defeitos térmicos com temperaturas entre 300°C - 700°C (T2) e os defeitos térmicos com temperaturas maiores que 700°C (T3).

Entretanto, apesar do bom desempenho do método, constatou-se, posteriormente, a dificuldade de diferenciar os casos de normalidade dos demais diagnósticos. Desta forma, este método é uma boa ferramenta para diagnóstico somente nos casos em que a condição de falta já é esperada por outros indicadores, podendo, em outras situações, indicar falta em equipamento quanto a condições normais de operação (DUVAL, 1989).

### **f) Critério de Diagnóstico Histórico**

Trata-se do método de diagnóstico utilizado pela CPFL Paulista e outras empresas do setor elétrico, indicado pelo GCOI, com base em experiência de mais

de 10 anos com avaliação de resultados de análises cromatográficas e confirmação das falhas e/ou defeitos em suas oficinas. Utiliza como base a taxa de crescimento da soma dos gases combustíveis considerados relevantes ( $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_2$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$  e  $\text{C}_2\text{H}_6$ ), como exposto na tabela 2.16. A taxa de evolução de gases é considerada a indicação mais significativa no diagnóstico de análise cromatográfica. A evolução normal ou a indicativa de defeito deve ser encontrada estudando as famílias dos transformadores de mesmo fabricante e carregamento semelhante.

**Tabela 2.16** – Limites de Evolução de Gases

Somatória dos gases combustíveis durante um período de tempo	Valores limites de evolução de gases combustíveis (ppm/dia)	Resultados
$(\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_2 + \text{C}_2\text{H}_4 + \text{C}_2\text{H}_6) / t$	Menor ou igual a 0,3	Normal
	Entre 0,3 e 1,0	Alerta 1
	Entre 1,0 e 2,0	Alerta 2
	Maior do que 2,0	Alerta 3

Fonte: Rodrigues (2005, p. 53).

Onde  $t$ , é o tempo, em dias, entre amostras analisadas.

Após verificar o valor limite conforme a tabela 2.16, é realizado o fluxo de cálculo para chegar ao diagnóstico final da situação do equipamento:

- a) Se a amostra for diferente de normal e diferente de alerta 1; ou rotina; ou atuação; ou proteção; ou reamostragem; ou suspeita, então, a análise é feita com o critério da IEC (amostragens subsequentes).
- b) Se a amostra for diferente de normal e diferente de alerta 1; ou vinda de tratamento de óleo ou remanejamento da unidade; ou vinda de oficina ou de reparos; ou refere-se à instalação ou reinstalação, a análise complementar é feita através do critério da Laborelec (primeira amostragem).

Somente são analisados pelos dois critérios, IEC e Laborelec, quando o diagnóstico inicial estiver indicando Alerta 2 ou Alerta 3.

Esta é a base histórica para a codificação atual de acompanhamentos nos níveis 1, 2 e 3 correspondentes às seguintes resultados de avaliação:

- normal – condições normais de operação;
- alerta 1 – em observação (acompanhamento 1);
- alerta 2 – suspeita leve (acompanhamento 2);
- alerta 3 – suspeita grave (acompanhamento 3).

### ***g) Pesquisas em Diagnósticos de AGD***

Há diversas pesquisas com o objetivo de resolução das incertezas, referentes aos diagnósticos dos vários métodos, então apresenta-se abaixo alguns destes a fim de exemplificar.

Em Morais e Rolim (2004) utilizaram as razões do método clássico de Rogers, Doernenburg e os métodos apresentados na NBR7274 para a identificação do estado do transformador de potência. O processo de identificação foi realizado por meio de redes neurais artificiais do tipo GRNN (General Regression Neural Network). Conforme os resultados obtidos, verificou-se que a rede neural foi totalmente aplicável à solução do problema, portanto, viável para a aplicação. Ainda destacam que devido às diferentes características dos equipamentos (classe de tensão, volume do óleo, aspectos construtivos) torna-se praticamente impossível obter uma precisão de 100% de acertos.

Em Dukarm (1993) é proposto um método de análise dos gases, que considera a soma dos gases combustíveis gerados no óleo e o nível gerado de cada

gás. Para validação desta metodologia foram empregados sistemas de inferência fuzzy e redes neurais artificiais que apresentaram resultados satisfatórios.

No trabalho de Zhang et al. (1996), foi proposto a utilização de duas redes neurais, sendo a primeira responsável por identificar o tipo de falha e a segunda responsável por detectar a condição da celulose dos transformadores. Ambas as redes neurais empregadas foram do tipo MLP (*Multilayer Perceptron*) com treinamento *backpropagation*. Cabe comentar que durante a etapa de treinamento da rede neural empregou-se técnicas de validação cruzada. Os melhores resultados obtidos foram de 95% de acertos com relação aos tipos de falhas e de aproximadamente 91% para a detecção das condições da celulose.

Em Wang et al. (1998), foi proposta uma ferramenta que combinou redes neurais artificiais e sistemas dos gases dissolvidos no óleo. Os dados de entrada (concentrações de gases) foram submetidos a dois classificadores independentes, sendo um deles o sistema especialista e o outro baseado em redes neurais. Se ambos indicassem estado normal do transformador sob análise, era recomendada uma ação de manutenção comumente realizada pela concessionária. Caso contrário, os dados eram submetidos a outros dois classificadores (sistemas especialista e rede neural) responsáveis por identificar o tipo de falha ocorrida.

No trabalho de Su et al. (2000), empregou-se um sistema fuzzy para identificação de possíveis falhas, as quais foram classificadas de acordo com os códigos de taxas de gases do IEC, isto é, foram utilizadas como entradas apenas três relações entre gases ( $C_2H_2/C_2H_4$ ;  $CH_4/H_2$ ;  $C_2H_4/C_2H_6$ ).

Em Lupi Filho et al. (2009) pesquisou-se a aplicação de um sistema fuzzy a ser empregado como ferramenta de apoio para verificar falhas internas em transformador de potência, então realizou-se análise comparativa entre os métodos

de Rogers e Doernenburg com um sistema fuzzy. O resultado foi 91,3% de acerto, concluindo que sistema fuzzy também pode ser empregado como ferramenta de apoio a verificação de falhas. Foi sugerido, desenvolver etapas de pré-processamento dos dados, bem como o emprego de redes neurais e sistemas inteligentes híbridos, com o intuito de se extrair características que auxiliem no processo de classificação dos gases.

Em outro de Lupi Filho et al. (2009), utilizando-se RNA, as taxas de acertos foram: método de Rogers 86,9%; Doernburg 87,2% e a Rede Neural Artificial 91,6%; Verifica-se que o desempenho apresentado pela sistema de RNA foi satisfatório, considerando, então, a metodologia como robusta para a tarefa de análise dos gases dissolvidos no líquido isolante de transformadores de potência. Além disso, pode-se dizer que esta metodologia serve como alternativa aos métodos convencionais.

#### ***2.4.6 - Fatores que Geram Incertezas na Análise de Gases***

A partir da revisão bibliográfica, verifica-se que são vários os fatores que geram incertezas nos valores medidos do teor dos gases dissolvidos e na interpretação dos resultados, como nos exemplos abaixo, com as devidas referências:

➤ **Temperatura:**

- A degradação do óleo por ação da temperatura na sua totalidade não é considerada nos métodos normalmente empregados para a análise (GALAND et al., 1972).
- Alguns gases são formados em faixa de temperaturas em quantidades variáveis.

- A constituição dos equipamentos é diferente, portanto a distribuição da temperatura não é uniforme, com influência significativa da variação de carga, dissipação de energia e formação de gases (IEEE C57. 104, 1991).
- Próximas à falha, as concentrações de gases, nas respectivas temperaturas, conforme mostra a tabela 2.17, são mais elevadas devido à intensidade e tempo de duração (SOKOLOV et al., 1999).

**Tabela 2.17** - Efeito da temperatura na concentração dos gases no óleo.

Tipo de gases	Concentração em ppm	
	a 20°	a 64°
H <sub>2</sub>	-	56
CH <sub>4</sub>	172	269
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	78	147
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	-	1.3
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	56	90
CO	923	1163
CO <sub>2</sub>	1929	2654
O <sub>2</sub>	0.08 (%)	0.09 (%)
N <sub>2</sub>	2.9 (%)	5.5 (%)

Fonte: SOKOLOV et al. (2001).

- A qualidade e vida útil do óleo isolante também são fatores que influenciam na temperatura do equipamento - uma camada de borra, depositada sobre o enrolamento, pode resultar numa elevação de temperatura de até 15°C (MILASCH, 1984).
- Na polimerização do óleo isolante em ocorrência de descargas parciais, pode haver deposição de produto sobre o isolamento e, dependendo da localização e da intensidade (ranhuras das bobinas ou impedimento da circulação do óleo), pode ocasionar sobreaquecimento em função da alteração de troca de calor.

➤ **Materiais utilizados:**

- As reações de hidrólise, que ocorrem no interior dos equipamentos por ação de metais, também, produzem o hidrogênio (PUGH, 1973).
- Os metais utilizados na constituição de equipamentos possuem, em sua composição, hidrogênio em função de seu processo de fabricação (SOKOLOV et al., 2001).
- Migração de gases da celulose ao óleo. Dependendo da temperatura e da relação volume de papel e volume de óleo, pode levar à determinação de concentrações de gases bastante diferentes (KAN; MIYAMOTO, 1995). Esta concentração de gases pode ser vista na tabela, a seguir, em duas temperaturas diferentes (SOKOLOV et al., 2001).
- Dependendo do projeto e do tipo do equipamento e sua constituição, há grande influência no volume de gases gerados, que pode interferir no resultado da análise (DUVAL; DE PABLO, 2001; IEEE STD C57. 104, 1991). Algumas recomendações são feitas na IEC 60599, reconhecendo comportamentos diferenciados entre os tipos e constituição dos equipamentos para análises da geração de gases.
- As borras no óleo isolante, formadas por compostos ácidos, dificultam a circulação do óleo pelos canais de circulação dos enrolamentos e também se depositam na parte interna do transformador, dessa forma, contribuindo na elevação da temperatura.

➤ **Outros fatores:**

- Tipos de laboratórios, procedimentos na retirada da amostra aos métodos utilizados na medição dos resultados também contribuem para a incerteza



na determinação da concentração de gases dissolvidos (DUVAL, 1989; IEEE Std C57. 91, 1995).

- Os resultados de vários testes realizados na ASTM (ASTM D 3612, 1979; CEGB, 1973; DIGIORGIO, 2005) indicam que os procedimentos analíticos para análise dos gases são deficientes e não exatos, assim, podendo ser muito imprecisos, principalmente, entre os laboratórios.

Em razão do grande número de configurações de construção de transformadores de potência, dependendo das especificações, podem-se obter diferentes características e, conseqüentemente, diferentes comportamentos quanto à falha interna do equipamento. Com isso, deve-se fazer atenção especial quanto aos métodos empregados para o gerenciamento das condições do transformador.

A presença e quantidade dos gases dependem de variáveis como o tipo de equipamento, localização da falha, temperatura da falha, solubilidade e grau de saturação dos vários gases, o tipo de sistema de preservação do óleo, o tipo e a velocidade de circulação do óleo, os tipos de materiais em contato com a falha e por último, as variáveis associadas com a amostragem e o próprio procedimento da medição.

Todos os métodos estudados têm seu grau de eficiência. Algumas empresas mais criteriosas preocupam-se com as decisões para a retirada do equipamento de operação, isto devido à falta de recursos próprios de logística e oficinas especializadas para a execução da abertura, investigação da falha, reparo, ensaios, dentre outros procedimentos, que podem inviabilizar o reparo do equipamento devido ao custo elevado. Assim, procuram métodos mais precisos para uma decisão mais confiável para a retirada do equipamento de operação.

Apesar dos métodos mostrarem-se bastantes promissores, alguns aspectos necessitam ser melhorados, ou seja: os modelos apresentam dificuldades em produzir diagnósticos precisos; os diagnósticos parecem ser bastante simples, mas a resposta final, nem sempre, representa a solução para uma decisão segura, a qual ainda necessita de uma melhor interpretação; há necessidade de confirmação dos resultados entre os métodos.

Todos os métodos têm o mesmo objetivo e seus benefícios são:

- Garantia de confiabilidade para os equipamentos e sistemas, resultando em melhor utilização dos ativos;
- Aumentar a vida útil remanescente;
- Redução das intervenções de manutenção com o equipamento desenergizado e, conseqüente, aumento da continuidade de fornecimento de energia para o cliente;
- Redução de falhas, melhorando os índices de qualidade do fornecimento de energia;
- Adiamento de investimentos substanciais pela aplicação do carregamento admissível no plano de obras;
- Manter a reserva técnica adequada e confiável;
- Evitar falhas catastróficas dos equipamentos.

As vantagens dos métodos apresentados é que são quantitativos e independentes do volume de óleo do transformador. No entanto estes métodos utilizados, individualmente, podem produzir interpretações incorretas ou mesmo nenhuma.

## 3 MÉTODOS DE ANÁLISE CROMATOGRÁFICA

Neste capítulo são descritos os principais métodos para análise cromatográfica e que serão objeto de análise neste trabalho.

### 3.1 – Método da concentração

Este método é parte integrante da norma NBR7274, e seus procedimentos encontram-se descritos a seguir:

- ✓ Os valores de gases combustíveis concentrados medidos na análise cromatográfica, devem ser no mínimo, 10 vezes superiores as correspondentes sensibilidades do método analítico, indicados na tabela 1 da NBR – 7070;
- ✓ A concentração de pelo menos um gás seja tão elevada que justifique um exame posterior para determinar a presença ou não de falha.

Na tabela 3.1, são apresentados os valores limites da concentração dos gases imersos no óleo, com seus respectivos diagnósticos da falha.

**Tabela 3.1 – Nível de sensibilidade**

Típico	Gases	Gases	Limite	Provável falha
Hidrogênio	Hidrogênio	H <sub>2</sub>	5	Descargas parciais
Hidrocarbonetos	Metano	CH <sub>4</sub>	3	Ponto quente – 150°C
	Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>		Ponto quente – 1.000°C
	Etileno	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>		Centelhamento ou Arco de potência
	Acetileno	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>		
Oxido de carbono	Monóxido de carbono	CO	25	Degradação da celulose
	Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>		Verificar idade
Gases não combustíveis	Nitrogênio	N <sub>2</sub>	50	Verificar teor de umidade
	Oxigênio	O <sub>2</sub>		

Fonte: NBR 7070

### 3.2 - Taxa de crescimento

No caso do método de taxa de crescimento, verifica-se a taxa de evolução da concentração dos gases a partir do diagnóstico de vestígio de falhas. Nos valores de referência, são consideradas satisfatórias taxas de evolução menores que 10%, exceto para o gás acetileno, que normalmente não é detectado em transformadores operando adequadamente (ABNT, 1982). Então subtrai-se o valor do diagnóstico da cromatografia da amostra atual pela anterior, e procede ao cálculo segundo a equação abaixo.

$$T_x = \frac{(T_{GUA} - T_{GPA}) * 100}{T_{GPA} * I_m} \quad 3.1$$

$T_x$  - Taxa Evolução (%);

$T_{GUA}$  - Teor do gás na última análise;

$T_{GPA}$  - Teor do gás na penúltima análise;

$I_m$  - Intervalo em meses entre as análises.

Se a  $T_x$  for maior que 10%, deve-se então determinar o tipo e possível falha que está sendo desenvolvida internamente ao equipamento.

### 3.3 - Diagnóstico Histórico - PADO

O método PADO, utiliza a taxa de crescimento da soma dos gases combustíveis e referências para os diagnósticos de falhas, considerando relevantes os gases  $CH_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $C_2H_4$  e  $C_2H_6$ . Os valores limites de concentração dos gases bem como os resultados, encontram-se na tabela 3.2.

**Tabela 3.2** – Limites de evolução de gases combustíveis

Somatória de Gases no período	Valores Limites (ppm/dia)	Resultados
$(\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_2 + \text{C}_2\text{H}_4 + \text{C}_2\text{H}_6) / \text{t}$	Menor ou igual a 0,3	Normal
	Entre 0,3 e 1,0	Alerta 1
	Entre 1,0 e 2,0	Alerta 2
	Maior do que 2,0	Alerta 3

Fonte: OT 4096 CPFL (2003, p. 39).

Abaixo são informadas as codificações de acompanhamentos dos níveis 1, 2 e 3, correspondentes às seguintes resultados de avaliação:

- ✓ Normal – condições normais de operação;
- ✓ Alerta 1 – em observação;
- ✓ Alerta 2 – suspeita leve;
- ✓ Alerta 3 – suspeita grave.

### 3.4 – Rogers IEC 60599

No método de Rogers da IEC última revisão manteve-se o mesmo critério com as mesmas relações de concentração dos gases chaves. Entretanto, foram alterados os limites para determinar a origem do defeito. A tabela 3.3, indica a nova interpretação. Ressalta-se que, nesta publicação, não há definição de características para o estado de condição normal.

**Tabela 3.3** – Interpretação da AGD segundo a IEC 60599 - 99

Casos	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	$\text{CH}_4/\text{H}_2$	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$	Característica das falhas
DP	ns	< 0,1	< 0,2	Descargas parciais
D1	>1	0,1 a 0,5	> 1	Descargas de baixa energia
D2	0,6 a 2,5	0,1 a 1	> 2	Descargas de alta energia
T1	ns	> 1 ou ns	< 1	Sobreaquecimento menor 300°C
T2	< 0,1	> 1	0,1 a 4	Sobreaquecimento entre 300°C e 700°C
T3	< 0,2	> 1	> 4	Sobreaquecimento maior 700°C

Fonte: IEC 60599 (1999, p. 102)

### 3.5 - Rogers - Grã Bretanha pela CEGB

Outro método de Rogers da CEGB utiliza das relações  $CH_4/H_2$ ,  $C_2H_6/CH_4$ ,  $C_2H_4/C_2H_6$  e  $C_2H_2/C_2H_4$  e duas tabelas. Na primeira tabela indica os valores correspondentes das relações conforme tabela 3.4. e na outra o código da falha.

Na tabela 3.5, através da combinação destes códigos, é determinado o diagnóstico da situação de operação encontrada no transformador (ROGERS, BARRACLOUGH, et al., 1973).

**Tabela 3.4 – Especificação dos códigos do método Rogers - CEGB**

Gases	Valores	Código
$CH_4/H_2$	$R \leq 0.1$	5
	$0.1 < R < 1$	0
	$1 \leq R < 3$	1
	$R \geq 3$	2
$C_2H_6/CH_4$	$R < 1$	0
	$R \geq 1$	1
$C_2H_4/C_2H_6$	$R < 1$	0
	$1 \leq R < 3$	1
	$R \geq 3$	2
$C_2H_2/C_2H_4$	$R < 0.5$	0
	$0.5 \leq R < 3$	1
	$R \geq 3$	2

Fonte: Digiorgio (2005, p 9).

**Tabela 3.5 – Diagnóstico de falhas do método Rogers - CEGB**

Código				Falha Característica
$CH_4/H_2$	$C_2H_6/CH_4$	$C_2H_4/C_2H_6$	$C_2H_2/C_2H_4$	
0	0	0	0	Deterioração normal
5	0	0	0	Descargas parciais, com baixa densidade de energia
5	0	0	1	Descargas parciais, com alta densidade de energia
0	0	0	1	Descargas de baixa energia; arco sem potência
0	0	1	1	Descargas de baixa energia;
0	0	1	2	centelhamento contínuo p/ potência em flutuação
0	0	2	1	Descargas de alta energia; arco com potência
0	0	2	2	
0	0	1	0	Sobreaquecimento geral em condutores
0	1	0	0	Falha térmica abaixo de 150°C ( $T < 150^\circ C$ )
0	1	0	0	
1	1	0	0	Falha térmica média (100°C a 200°C)
2	1	0	0	
1	0	1	0	Falha térmica 150 a 300°C sobreaquecimento cobre
1	0	2	0	Falha térmica (300°C a 700°C) maus contatos
2	0	2	0	

Fonte: Digiorgio (2005, p 9).

### 3.6 - Rogers NBR

O método de Rogers da NBR obtém a codificação a partir dos resultados da relação entre os gases chaves combustíveis, conforme indicado na tabela 3.6.

**Tabela 3.6 – Relação de Gases Combustíveis**

Resultados da Relação Entre Gases	Código C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Código CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	Código C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>
< 0,1	0	1	0
Entre 0,1 e 0,99	1	0	0
Entre 1,0 e 3,0	1	2	1
> 3,0	2	2	2

Fonte: NBR 7274 (1982, p. 10).

**Tabela 3.7 – Diagnóstico Típico**

Diagnóstico Típico	Relação de Gases			Possível Causa do Defeito ou Falha
	Código C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Código CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	Código C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	
Sem falhas	0	0	0	Envelhecimento normal.
Descargas parciais de baixa densidade de energia	0		0	Descargas parciais em bolhas de gás resultantes de impregnação incompleta, super saturação ou alta umidade.
Descargas parciais de alta densidade de energia	1	1	0	Como indicado acima, mas com condução através do isolamento sólido ou perfuração do isolamento sólido.
Descargas elétricas de baixa energia	1 ou 2*	0	1 ou 2*	Descargas contínuas no óleo entre conexões mal feitas, de pontos com diferentes potenciais flutuantes. Ruptura dielétrica do óleo entre materiais sólidos.
Descargas elétricas de alta energia	1	0	2	Descargas com potenciais mais elevados. Formação de arco devido a descargas entre espiras ou entre enrolamentos, ou entre espiras para terra. Interrupção de corrente no seletor do comutador de derivação em carga.
Defeito térmico de baixa temperatura (< 150°C)	0	0	1	Sobreaquecimento generalizado do condutor isolado. Degradação do isolamento sólido (papel ou papelão).
Defeito térmico de temperaturas evoluindo de				Sobreaquecimento localizado no núcleo devido concentração de fluxo. Aumento da temperatura de pontos quentes: pequenos pontos quentes no núcleo, conexões que curto circuitam o núcleo, sobrecorrente no cobre devido à circulação de corrente Foucault, maus contatos (formação de carbono por pirólise) tendo como origem correntes de circulação entre o núcleo e a carcaça.
(150°C a 300°C)	0	2	0	
(300°C a 700°C)	0	2	1	
(> 700°C)	0	2	2	

Fonte: NBR 7274 (1982, p. 10).

A partir da tabela 3.6, é possível definir o diagnóstico e o fenômeno que vem desenvolvendo-se internamente ao equipamento em análise, conforme tabela 3.7.

### 3.7 - Rogers Original

Nesta primeira versão do método de Rogers, utiliza-se a codificação a partir dos resultados da relação entre os gases, conforme indicado na tabela 3.8. Nota-se que nesta versão, utilizou-se quatro relações dos gases combustíveis.

**Tabela 3.8 – Concentração dos gases com códigos**

Resultados da relação de gases combustíveis	Código			
	CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> /CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>
Entre 0 e 0,1	1	----	----	----
> 0,1 < 1	2	----	----	----
< 0,5	----	----	----	0
< 1	----	0	0	----
Entre 0,5 e 3,0	----	----	----	1
Entre 1,0 e 3,0	3	----	1	----
> 1,0	----	1	----	----
> 3,0	4	----	2	2

Fonte: Rodrigues (2005, p. 48).

**Tabela 3.9 – Relação dos gases e diagnóstico da falha**

Código				Possíveis causas do defeito ou falha
CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> /CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	
2	0	0	0	Deterioração normal
1	0	0	0	Descargas parciais
3	0	0	0	Leve sobreaquecimento abaixo de 150°C
4	0	0	0	
3	1	0	0	Sobreaquecimento entre 150°C e 200°C
4	1	0	0	Sobreaquecimento entre 200°C e 300°C
2	1	0	0	
2	0	1	0	Sobreaquecimento geral em condutores
3	0	1	0	Corrente de circulação nas bobinas
3	0	2	0	Corrente de circulação entre bobina e tanque
2	0	0	1	Descarga sem fluxo de energia
2	0	1	1	Arco com fluxo de energia
2	0	1	2	
2	0	2	1	
2	0	2	2	
2	0	2	2	Centelhamento contínuo potencial flutuante
1	0	0	1	Descargas parciais com monitoramento
1	0	0	2	

Fonte: OT 4096 CPFL (2003, p. 39).



A partir da codificação da tabela 3.8, é possível definir o fenômeno que vem se desenvolvendo internamente ao equipamento em análise, conforme tabela 3.9.

### 3.8 - Método de Doernenburg

Baseia-se nas relações  $\text{CH}_4/\text{H}_2$ ,  $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$  e  $\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$ . Este critério é capaz de identificar três tipos de falhas: superaquecimento local (pontos quentes, ou falha térmica), descargas parciais e outros tipos de descargas (falhas elétricas). O critério de identificação de falha do método de Doernenburg está apresentado na tabela 3.10 (IEEE, 1991), sendo apresentados os valores das relações gasosas que classificam o tipo de falha a que o equipamento está submetido.

**Tabela 3.10** - Identificação de falha do método de Doernenburg

Relações entre concentrações de gases Tipo de falha	Relações			
	Principais		Auxiliares	
	$\text{CH}_4/\text{H}_2$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	$\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$
Ponto quente	> 1	< 0.75	> 0.4	< 0.3
Descargas parciais	< 0.1	Não significativo	> 0.4	< 0.3
Arco (DP de alta intensidade)	> 0.1 e < 1	> 0.75	< 0.4	> 0.3

Fonte: IEEE Std C57.104 (1991, p. 15).

A tabela 3.11 apresenta os valores de concentração de gases individualmente para a validação da aplicação do método proposto por Doernenburg. Para a ratificação do método, no mínimo, um dos gases que compõem as relações principais tem que possuir concentração maior que o dobro do valor indicado na tabela 3.11.

**Tabela 3.11** - - Validação do método de Doernenburg

Tipo de gás	$\text{H}_2$	$\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_2\text{H}_4$	$\text{C}_2\text{H}_2$
Concentração ppm (v/v)	100	120	65	50	35

Fonte: Zirbes (2003, p. 324).

### 3.9 - Diagnóstico de DUVAL

O método de Duval, como já vimos, adota como gases principais o acetileno ( $C_2H_2$ ) metano ( $CH_4$ ) e o etileno ( $C_2H_4$ ), que permite identificar três falhas de origem elétrica e três falhas de origem térmica, através de coordenadas.

As coordenadas são definidas pelas seguintes equações 3.1, 3.2 e 3.3 (DUVAL, 1989):

- Percentual de acetileno ( $C_2H_2$ );

$$\% C_2H_2 = \frac{100x}{x + y + z} \quad 3.1$$

- Percentual de etileno ( $C_2H_4$ );

$$\% C_2H_4 = \frac{100y}{x + y + z} \quad 3.2$$

- Percentual de metano ( $CH_4$ );

$$\% CH_4 = \frac{100z}{x + y + z} \quad 3.3$$

Onde:  $x = C_2H_2$ ,  $y = C_2H_4$ , e  $z = CH_4$ .

A classificação das principais falhas são: descargas parciais (DP), descargas elétricas de baixa energia (D1), descargas elétricas de alta energia (D2), defeitos térmicos com temperaturas menores do que  $300^\circ C$  (T1), defeitos térmicos com temperaturas entre  $300^\circ C$  -  $700^\circ C$  (T2) e defeitos térmicos com temperaturas maiores que  $700^\circ C$  (T3).

A representação pelo método gráfico é usada para visualizar os diferentes casos e facilitar sua comparação, conforme figura 3.1

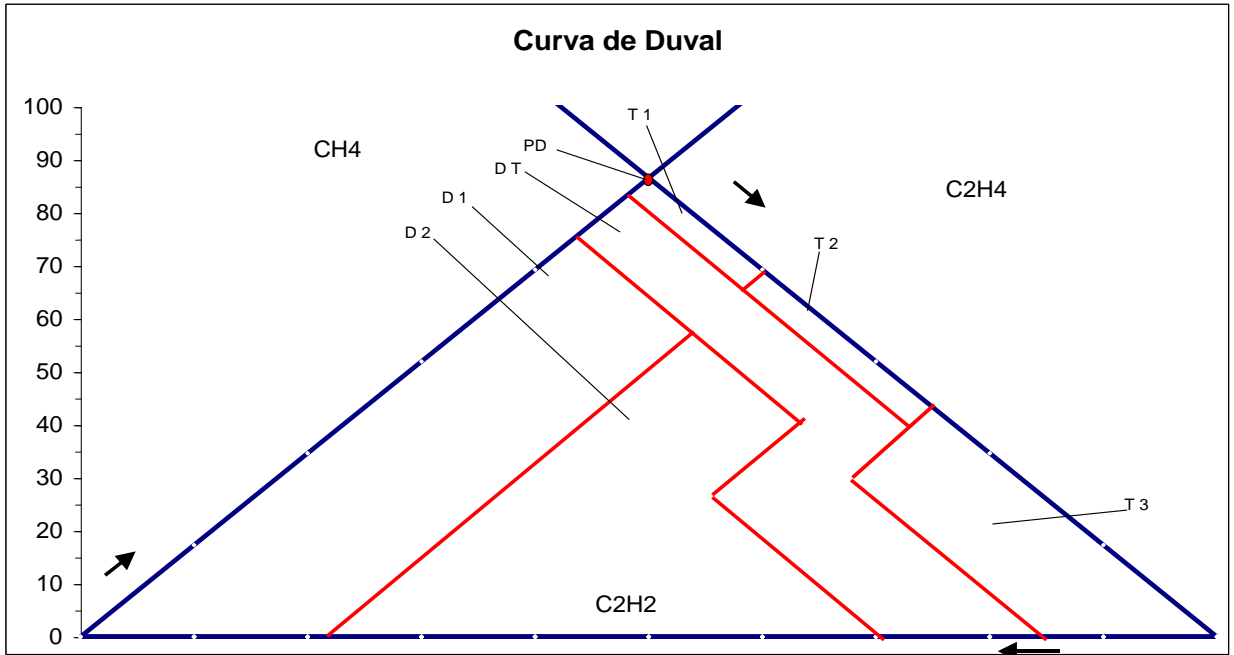


Figura 3.1. Curva de falhas método triângulo de Duval

Fonte: Duval (1989, p. 23).



## 4 METODOLOGIA PROPOSTA

### 4.1 – Introdução

Este capítulo descreve algumas pesquisas referentes a identificação do estado do equipamento, apresentação dos bancos de dados que compõem este trabalho e a metodologia proposta para a avaliação do estado e diagnóstico de transformadores.

#### ***Pesquisas do estado de operação do equipamento***

Dentre os métodos e procedimentos de medição da AGD, observaram-se incertezas nos diagnósticos para determinação do estado do equipamento. Um exemplo dessas incertezas é apresentado na Tabela 4.1, como resultado da comparação entre laboratórios, feita pela IEC-TC10 (Duval, 1989). Notam-se claramente os desvios e a necessidade de aprimorar os equivalentes diagnósticos.

**Tabela 4.1** – Desvio do valor para amostras de gás

Resultado dos Laboratórios	Desvio do valor real em %	
	Médias concentrações	Baixas concentrações
Melhor caso	7	14
Pior caso	39	70
Maior desvio de um gás	150	400

Fonte: Duval (1989, p.26)

Para a detecção de falhas através da AVG é possível tomar como base a temperatura estimada de decomposição do óleo dos equipamentos, no entanto,

descargas parciais de baixa intensidade, normalmente não são detectadas ou apenas alguns poucos vestígios de sua presença podem ser percebidos. Já as descargas elétricas de alta intensidade são facilmente detectadas devido à presença do acetileno no óleo com nível significativo. Caso se verifique, entre duas análises, a ocorrência de uma alteração significativa da concentração do acetileno, é forte a evidência da ocorrência de uma descarga elétrica interna (IEEE Std C57. 91, 1995). Contudo, há diversas pesquisas, com o objetivo de resolução destas incertezas, conforme descrito no capítulo 2.

Dessas análises ficam evidentes que antes de usar métodos classificatórios dos fenômenos que originam falhas ou defeitos em transformadores pela AGD deve-se aprimorar os critérios que embasam esse método por testes em bancos de dados confiáveis.

#### ***4.2 – Descrição dos bancos de Dados utilizados***

O primeiro banco de dados, consiste de um conjunto de dados composto por 36 casos de anormalidade de origem elétrica e 20 de origem térmica, referente a transformadores. Este banco de dados, foi publicado na IEC (IEC Publication 60599 – 1999). A tabela 4.2 apresenta as amostras, com as respectivas concentrações dos gases, organizados por tipo de falhas e identificados por equipamento. Ressalta-se que o conjunto de equipamentos escolhidos para esta pesquisa é apenas da classe dos transformadores de potência, no qual o tanque principal não tem conexão com comutadores sob carga (IEC TC10 – Duval; de Pablo, 2001).

A classificação da amostras utilizadas deste banco de dados, encontra-se descrito na tabela 4.2.

**Tabela 4.2 – Base de dados de gases de falhas**

Nº transformador	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Tipo
1	8800	64064	290	90300	95650	72128	0	Falha térmica > 700
2	32930	2397	313	560	0	157	0	Descargas parciais
3	6709	10500	290	1500	17700	1400	750	Falha térmica > 700
6	860	1670	10	690	2050	30	40	falha térmica > 700
7	150	22	0	0	60	9	11	falha térmica > 700
9	13	3	4	51	3	1	6	D. alta energia
11	100	200	100	650	670	110	11	Falha térmica > 700
12	12	18	559	1710	4	4	0,1	Falha térmica < 700
14	290	1260	228	826	820	231	8	Falha térmica > 700
16	14	44	128	2746	7	124	1	Falha térmica < 700
21	78	20	0	784	13	11	28	D. baixa energia
31	305	100	440	3700	161	33	541	D. baixa energia
33	543	120	76	2800	411	41	1880	D. baixa energia
34	1270	3450	483	44500	1390	520	8	Falha térmica < 700
35	3420	7870	573	4640	6990	1500	33	Falha térmica < 700
42	1230	163	130	115	233	27	692	D. baixa energia
43	645	86	74	114	110	13	317	D. baixa energia
45	95	10	122	467	11	0	39	D. alta energia
46	440	89	299	1190	304	19	757	D. baixa energia
48	2850	1115	2330	4330	1987	138	3675	D. alta energia
49	7020	1850	2140	1000	2960	0	4410	Falha elétrica
91	137	67	196	1678	53	7	104	D. alta energia
93	34	21	95	315	49	4	56	Falha elétrica
94	3675	6392	101	833	7691	2500	5	Falha térmica < 700
103	48	610	1900	970	10	29	0,1	Falha térmica < 700
104	400	940	390	1700	820	210	24	falha térmica > 700
105	6	2990	6	26	26076	29990	67	falha térmica > 700
121	66	60	76	90	7	2	0,1	Falha térmica < 700
144	595	80	524	2100	89	9	244	D. baixa energia
155	107	143	193	1330	222	34	2	Falha térmica > 700
401	545	130	660	2850	153	16	239	D. alta energia
402	7150	1440	608	2260	1210	97	1760	D. alta energia
403	620	325	1480	2530	181	38	244	Falha elétrica
405	755	229	845	5580	404	32	460	Falha elétrica
407	13500	6110	8690	1460	4510	212	4040	D. alta energia
408	1570	1110	135	602	1780	175	1830	D. alta energia
409	3090	5020	270	400	3800	323	2540	D. alta energia
410	1820	405	1010	8610	365	35	634	Falha elétrica
412	290	966	72	756	1810	299	57	Falha térmica > 700
413	2500	10500	530	2310	13500	4790	6	Falha térmica > 700
414	1860	4980	158	1300	10700	0	1600	Falha térmica > 700
1411	1330	10	231	1820	66	20	182	D. baixa energia
1416	260	215	130	416	334	35	277	D. alta energia
1417	75	15	105	322	14	7	26	D. alta energia
1419	60	5	188	2510	21	2	21	D. alta energia
1423	420	250	300	751	530	41	800	D. alta energia
1426	310	230	150	631	610	54	760	D. alta energia
1427	800	160	490	690	260	23	600	D. alta energia
1428	1500	395	365	576	395	28	323	Falha elétrica
1429	20000	13000	2600	2430	29000	1850	57000	Falha elétrica
1433	3700	1690	22	86	2810	128	3270	D. alta energia
1434	2770	660	522	1490	712	54	763	D. alta energia
1436	1170	255	5	1800	312	18	325	D. alta energia
1440	10000	6730	1980	3830	7330	345	10400	D. alta energia
1441	1570	735	711	4240	1330	87	1740	D. alta energia
1442	1450	940	2420	3560	322	211	61	Falha térmica < 700

Fonte: IEC TC10 (2001, p. 34, 35,36 e 37)

A tabela 4.3 exemplifica o diagnóstico através da razão dos gases chaves, e nota-se que não há definição de característica para o estado de normalidade, que utiliza-se das relações de concentração.

Para equalizar os bancos de dados e facilitar a comparação entre os diferentes métodos, as anormalidades foram classificadas simplesmente como sendo de origem elétrica e térmica, descritas na tabela 4.3 na coluna tipo.

**Tabela 4.3 – Interpretação da AGD segundo a IEC 60599 - 99**

Casos	$C_2H_2/C_2H_4$	$CH_4/H_2$	$C_2H_4/C_2H_6$	Característica das falhas	Tipo
DP	Ns	< 0,1	< 0.2	Descargas parciais	Elétrica
D1	>1	0,1 a 0,5	> 1	Descargas de baixa energia	Elétrica
D2	0,6 a 2,5	0,1 a 1	> 2	Descargas de alta energia	Elétrica
T1	Ns	> 1 ou ns	< 1	Sobreaquecimento menor 300°C	Térmica
T2	< 0,1	> 1	0,1 a 4	Sobreaquecimento entre 300°C e 700°C	Térmica
T3	< 0,2	> 1	> 4	Sobreaquecimento maior 700°C	Térmica

Fonte: IEC 60599 (2001, p. 102).

O outro banco de dados utilizado é referente aos dados histórico da concessionária local como já indicado nos capítulos anteriores. Este banco de dados apresenta o conjunto de dados relativos a diferentes equipamentos sem conexão com comutadores sob carga, de vários níveis de tensão e potência conforme apresentado na tabela 4.4. Ressalta-se que com este banco foi possível analisar os métodos de evolução e crescimento dos gases, pois há valores dos gases antes e após a ocorrência.

Optou-se para o uso do banco de dados dos transformadores do tipo sem comunicação com tanque principal, como uma opção para manter a uniformidade dos resultados que permita uma comparação de desempenho entre os métodos. Entretanto, para os métodos apresentados, não há restrição quanto a sua aplicação e os tipos de transformadores de potência. Os dados referentes aos casos de normalidades deste banco encontram-se no Apêndice B.



Continua Tabela 4.4 – Base de dados históricos

Nº Transformador	Data Amostra	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Tipo
56	21/12/86	16	4000	96100	213	310	3239	11	535	0	Térmica
56	17/2/85	0	3300	56900	153	114	1971	8	295	0	Normal
1001	15/04/08	0	23800	69300	3	233	3101	20	5	3	Elétrica
1001	13/10/07	0	23500	69300	3	193	3101	20	1	0	Normal
1002	18/09/87	25	17100	63100	6	641	5637	6	3	1	Térmica
1002	28/03/86	0	15400	51200	2	201	2918	2	1	1	Normal
1003	16/11/89	22	18400	143000	259	363	2312	9	427	0	Térmica
1003	15/05/88	20	3200	62500	233	169	1912	9	276	0	Normal
1004	13/09/02	0	8700	75700	211	258	3533	13	655	0	Térmica
1004	17/02/01	0	3300	56900	153	114	1971	8	295	0	Normal
1005	26/09/01	512	15800	67600	364	474	707	656	33	820	Elétrica
1005	03/07/00	0	4400	20100	0	0	154	0	4	0	Normal
1006	10/02/10	131	34600	97700	386	129	1210	500	78	5	Térmica
1006	12/04/07	17	27000	66900	29	75	1127	121	45	0	Normal
1007	04/02/08	455	23400	68600	112	598	4772	153	13	206	Elétrica
1007	22/09/07	0	18600	61400	0	131	1156	0	0	0	Normal
1008	23/01/08	761	12500	59900	134	821	6432	228	12	272	Elétrica
1008	14/05/07	7	4300	59000	6	393	5326	46	0	0	Normal
1009	10/09/10	57	14500	86700	4	684	7110	31	3	15	Elétrica
1009	02/05/09	30	13100	81800	4	621	7110	31	3	0	Normal
1010	21/07/04	194	19000	69800	355	141	1530	589	99	4	Térmica
1010	16/10/03	2	1000	37000	1	33	200	0	0	0	Normal
1011	01/09/99	66	22000	60000	322	556	3809	809	112	7	Térmica
1011	16/09/98	22	14500	60000	30	556	3809	74	9	0	Normal
1013	21/11/86	68	4100	85300	205	771	13954	61	284	0	Térmica
1013	17/02/86	86	5100	75100	150	403	8434	40	134	0	Normal
1015	05/02/07	949	5000	80500	557	346	20622	609	551	834	Elétrica
1015	19/02/06	73	2503	69218	173	335	12809	0	414	0	Normal
1018	16/09/10	991	5300	83300	126	297	7488	18	44	0	Elétrica
1018	08/02/08	880	1000	74300	126	247	7488	14	44	0	Normal
1020	21/09/02	160	33100	104500	598	223	2441	1801	212	7	Térmica
1020	10/12/01	13	29100	89200	0	112	1790	156	21	4	Normal
1021	18/09/10	19	22800	77900	1	502	2957	21	3	1	Elétrica
1021	16/05/09	10	21300	73800	0	168	1410	14	3	1	Normal
1022	06/10/09	504	26400	82000	142	320	1170	228	14	389	Elétrica
1022	06/06/09	5	26400	82000	1	100	1070	5	1	0	Normal
1023	17/02/85	213	17100	74400	384	253	2018	2028	401	3	Térmica
1023	12/06/84	62	2100	47400	386	429	6966	817	163	0	Normal
1024	08/04/02	196	18000	65000	64	408	2487	96	8	365	Elétrica
1024	28/03/02	42	18000	55000	1	100	947	3	0	0	Normal
1025	18/09/82	19	10900	57800	3	452	4281	1	0	1	Elétrica
1025	25/06/82	0	6000	30600	0	90	1309	0	0	0	Normal
1026	02/03/05	512	11000	77400	1127	864	9571	2248	350	316	Térmica
1026	17/12/04	129	11000	77400	161	589	7689	451	41	213	Normal
1027	18/02/08	941	7100	59300	192	880	4661	352	20	771	Elétrica
1027	14/09/07	19	7100	59300	10	500	2130	31	0	0	Normal
1028	28/09/03	3389	1156	79300	589	268	1430	726	92	3984	Elétrica
1028	09/08/01	0	1156	74900	41	67	1293	22	88	0	Normal
1029	08/09/86	14	9400	88600	116	243	3014	19	437	1	Térmica
1029	15/03/85	8	4200	66300	87	106	1913	11	195	1	Normal

Conclusão Tabela 4.4 – Base de dados históricos

Nº Transformador	Data Amostra	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Tipo
1030	20/10/87	25	11400	113300	108	212	6491	18	281	0	Térmica
1030	14/04/86	0	5600	67000	62	71	3583	10	113	0	Normal
1031	05/01/92	22	11800	108500	187	243	4108	17	745	0	Elétrica
1031	21/07/91	37	4200	58900	187	196	5722	22	914	0	Normal
1033	01/02/96	1115	17900	77700	375	211	5454	899	591	977	Elétrica
1033	06/01/95	120	6500	99000	99	146	2985	15	407	0	Normal
1034	21/09/10	33	10400	96600	106	683	4603	30	164	0	Elétrica
1034	11/03/09	6	10400	96600	106	533	3410	28	72	0	Normal
1035	20/09/10	5	5100	84800	100	1051	7672	10	127	0	Elétrica
1035	18/11/08	0	5100	84800	100	772	7672	9	91	0	Normal
1036	16/12/10	22	5100	93700	202	276	3637	3	386	0	Elétrica
1036	17/06/10	15	2700	61900	283	370	4848	8	659	0	Normal
1037	08/09/08	8	20200	66900	4	665	3400	45	0	2	Elétrica
1037	28/11/07	8	20200	66900	4	438	3122	17	0	0	Normal
1039	16/06/10	35	9100	92300	193	544	4048	51	1178	0	Elétrica
1039	08/03/08	9	9100	92300	193	411	2250	51	779	0	Normal
1041	10/01/07	21	26300	66300	29	62	879	49	3	62	Elétrica
1041	19/11/06	0	10500	53600	0	43	225	0	0	0	Normal
1042	14/12/92	1381	5700	37000	550	292	405	434	28	436	Elétrica
1042	05/12/92	0	9500	33300	0	3	48	0	0	0	Normal
1043	30/12/09	198	22100	103200	313	558	1748	727	83	3	Térmica
1043	01/08/08	2	17200	57000	7	248	1413	19	3	0	Normal
1044	13/03/95	338	21300	61000	168	519	6406	247	20	364	Elétrica
1044	20/09/94	39	3541	56000	7	318	6406	5	4	1	Normal
1045	16/05/96	597	7300	43000	405	448	443	768	50	1982	Elétrica
1045	23/02/95	27	18100	63700	0	74	233	0	0	0	Normal
1046	12/08/98	200	14713	49912	462	30	817	8656	2112	300	Térmica
1046	22/03/97	0	26200	77500	0	203	1641	1	0	0	Normal
4988	25/6/99	73	19800	90800	19	1362	4288	13	9	1	Elétrica
4988	28/12/98	36	9500	88100	8	785	3470	4	1	0	Normal
5129	25/6/00	98	23100	94500	309	1241	7076	578	104	2	Térmica
5129	25/6/99	0	8800	60600	1	183	2252	3	0	0	Normal
5150	13/5/02	124	22200	81900	190	482	2304	349	56	0	Térmica
5150	17/3/01	34	17500	86600	5	163	1037	25	5	0	Normal
6362	20/6/06	60	25000	119100	159	1302	4496	161	81	0	Térmica
6362	16/12/05	0	15800	67100	68	513	3313	77	30	0	Normal
20178	15/6/07	288	12300	125100	72	506	2457	138	8	218	Elétrica
20178	20/6/06	0	10200	57600	3	130	1412	3	0	0	Normal
22902	21/5/09	49	22500	67200	1	192	1421	3	0	3	Elétrica
22902	16/4/08	0	17000	55500	1	105	203	1	0	0	Normal

Fonte: CPFL Paulista

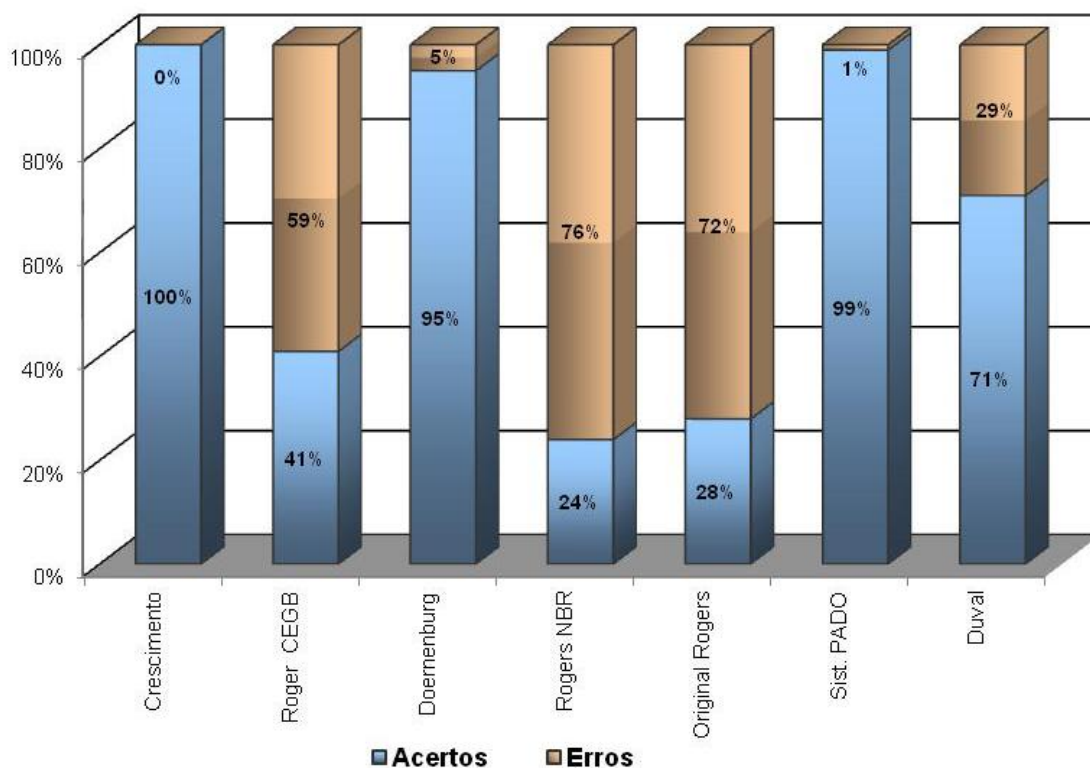
### 4.3 – Metodologia Proposta

Para o desenvolvimento do sistema proposto de diagnóstico de falhas, baseou-se na associação dos 8 métodos de AGD descritos no capítulo 3.

Com a finalidade de apresentar os resultados, através da taxa de acerto dos métodos, estabeleceram-se referenciais de desempenho, com a relação entre o número de casos com diagnóstico correto e o número total de casos. Também para os casos de resultados que o método não indicou falhas ou condições normais, dados como indeterminado, foi considerado como erro de diagnóstico na análise dos casos de falhas. E para os casos de normalidades, foram considerados como acertos, por se tratarem de diagnósticos não encontrados como falha.

Inicialmente foi verificada a taxa de evolução de gases combustíveis que excedem as quantidades consideradas normais. Se esta for superior a um determinado nível, então é possível concluir que o transformador poderá ter uma falha interna ativa.

A figura 4.1 indica as simulações com o banco de dados histórico dos casos de normalidade e na 4.2, as simulações com os casos de falhas.

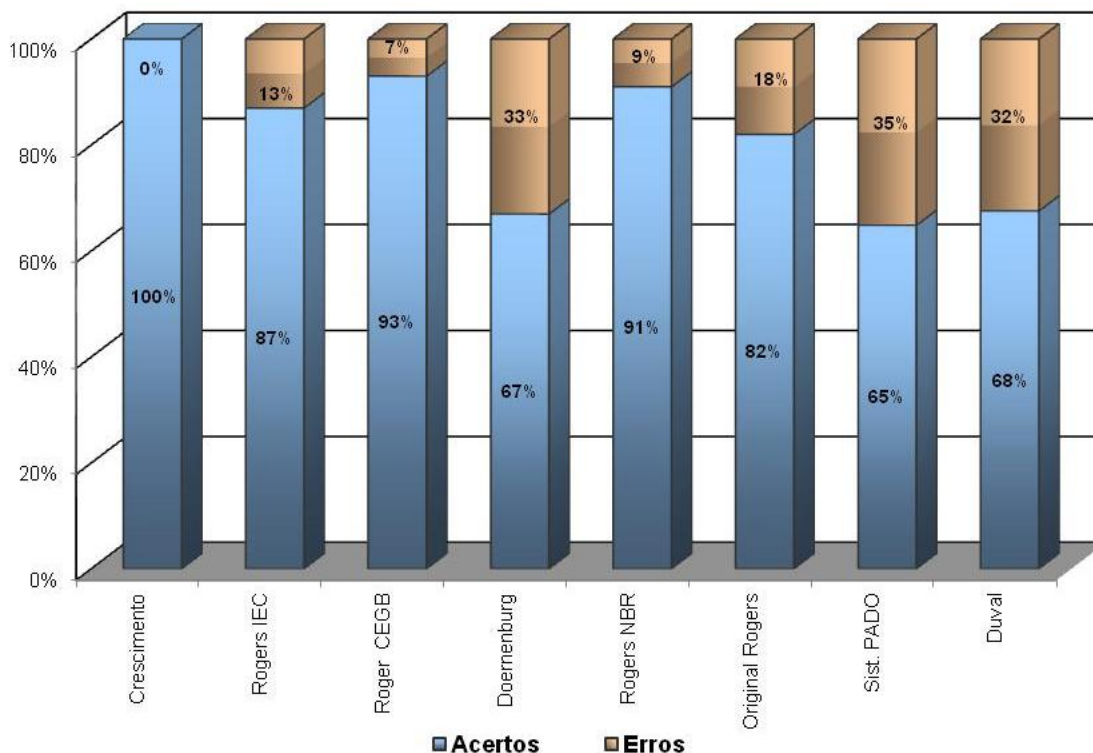


**Gráfico 4.1 – Taxa de acertos dos casos de normalidades**

Fonte: Dados da pesquisa.

A seguir, aplicaram-se os métodos descritos no capítulo 3, para determinar as identificações de cada método e a taxa de acerto, nos bancos de dados de normalidade e de falhas, também com os resultados nas figuras 4.1 e 4.2.

Por comparação com todos os métodos, o de crescimento dos gases combustíveis é o mais indicado para a verificação do estado de normalidade ou de anormalidade, como pode ser visto pelo gráfico 4.1. Contudo esse método identifica apenas se uma falha ocorreu ou não, não indicando sua característica. Aqui ressalta-se que a aplicação pura e simples de um dado método sem que seja identificado previamente sua condição de normal ou falha, pode produzir erros grosseiros, indicando falhas das mais diversas em transformadores normais. Desta forma, o procedimento correto é o de antes da aplicação de qualquer método deve-se determinar a normalidade do transformador pelo método do crescimento.



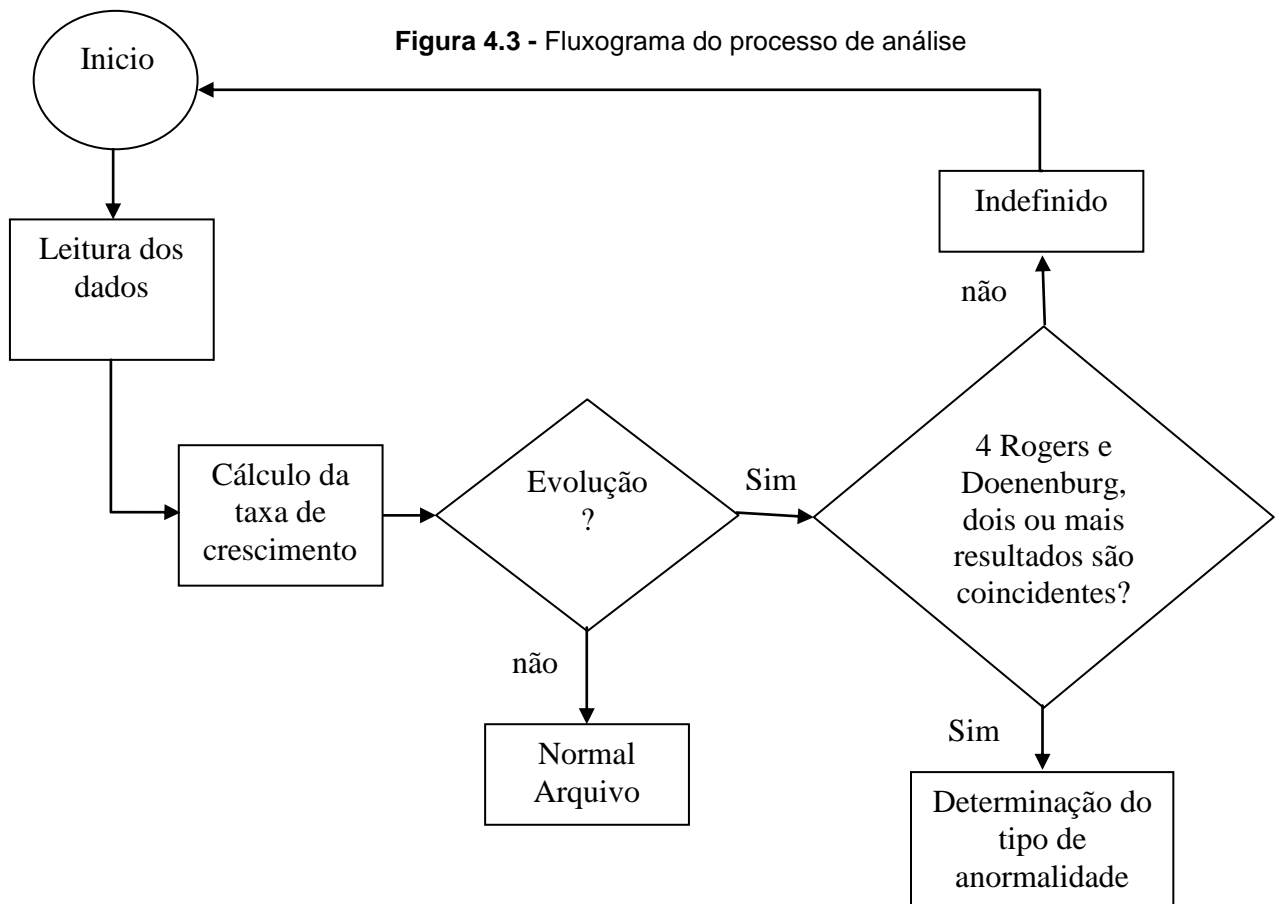
**Gráfico 4.2 – Taxa de acertos dos casos de anormalidade**

Fonte: Dados da pesquisa.

Também observa-se que com a aplicação pura e simples de outros métodos, que não o indicado no parágrafo acima, pode produzir erros grosseiros, indicando falhas das mais diversas em transformadores normais.

Feita esta verificação aplicaram-se todos os métodos, apenas aos casos de falha descritos banco de dados IEC. O gráfico 4.2 demonstra que mesmo nesses casos ainda persistem muitos erros de classificação. Com alguns métodos apresentando melhores resultados que outros.

Devido aos erros na identificação do diagnóstico de cada método quando aplicado individualmente, (com resultados elevados e muitos casos indefinidos) agrupando-se alguns métodos, pode-se observar que as incertezas nos diagnósticos foram minimizadas. Face a esta constatação, escolheram-se cinco métodos para serem analisados em conjunto, ou seja, quatro métodos de Rogers e o de Doenenburg, cada um deles classificando-se as anormalidades como elétrica ou térmica.



A metodologia proposta consiste, primeiramente aplicar o método de crescimento, tendo sido confirmado a anormalidade, busca-se determinar se esta é de origem elétrica ou térmica, pela coincidência de dois ou mais resultados produzidos pelos cinco métodos descritos no parágrafo anterior. A figura 4.1 mostra o fluxograma proposto.

Nos casos que o resultado for indefinido, deve-se repetir o processo de coleta de dados e efetuar o teste novamente. Persistindo a indefinição devem-se empregar outros métodos, diferentes do cronomatográfico, para analisar o estado do transformador, sob pena de alguma anomalia fatal estar ocorrendo e não ter sido detectada.

#### ***4.4 - Validação da Proposta***

A etapa de validação consiste em aplicar a metodologia proposta com os quatro métodos de Rogers e Doenenburg aos conjunto de dados, referente a transformadores defeituosos da IEC 60599, com o tipo de anormalidade identificadas por elétricas e térmicas, e ao banco de dados da companhia concessionária.

##### ***4.4.1 Análise de dados do Banco IEC 60599***

O banco de dados IEC 60599 apresenta apenas os valores de concentração dos gases, gerando dificuldades na simulação, pois alguns métodos utilizam critérios a partir das relações anteriores e atuais das concentrações de gases. Além disso utiliza-se a taxa de formação dos gases como critério de validação. Então, não foi

possível identificar os casos de normalidade ou métodos que utilizam este critério, pois os valores anteriores e atuais dos gases, são desconhecidos, comprometendo o seu desempenho, e pode ser influenciado pela condição de normalidade na composição relativa dos conjuntos.

Para este banco de dados as anormalidades também foram classificadas apenas como sendo de origem elétrica e térmica. Isto devido as diferentes metodologias e formas de caracterização dos diagnósticos e para uniformização nas identificações de anormalidade. Então serão adotadas as nomenclaturas com os seguintes agrupamentos:

**Normal** - Condição de normalidade, envelhecimento normal, deterioração normal ou valores das concentrações abaixo dos utilizados para validação do método;

**Anormalidade tipo elétrica** - Descargas parciais (PD), descargas elétricas de baixa energia (D1), descargas elétricas de alta energia (D2), descarga contínua de baixa potência, arco com alta energia, corrente de circulação entre bobina e tanque, descarga sem fluxo de energia, arco com fluxo de energia, centelhamento contínuo, descargas parciais com monitoramento;

**Anormalidade tipo térmica** – Sobreaquecimento, defeitos térmicos com temperaturas menores que 300°C (T1), defeitos térmicos com temperaturas entre 300°C - 700°C (T2), defeitos térmicos com temperaturas maiores que 700°C (T3), Leve sobreaquecimento abaixo de 150°C, sobreaquecimento entre 150°C e 200°C, sobreaquecimento entre 200°C e 300°C, sobreaquecimento geral em condutores, corrente de circulação nos enrolamentos, pontos quentes;

**Indeterminado** – Se não for encontrado diagnóstico.





Observa-se também dentre os casos analisados o índice de acerto é de 89% e os casos indefinidos 11%, ampliando significativamente a confiança no processo cromatográfico.

Pode-se verificar, que ao aplicar nos bancos de dados a metodologia proposta, ou seja, uma anormalidade sendo indicada por pelo menos dois métodos entre os métodos de Rogers original, Rogers CERG, Rogers proposto na NBR e o método de Doernenburg, como elétrica ou térmica, tem-se forte evidencia que o equipamento está preste a apresentar este tipo de falha.

#### ***4.4.2 – Taxa de acertos dos dados histórico***

Para este banco de dados as anormalidades também foram classificadas apenas como sendo de origem elétrica e térmica, e os procedimentos são os mesmos aplicado no banco de dados anterior, diferenciando apenas a coluna do método de Rogers da IEC, que naquele caso era o diagnóstico principal. Lembrando também que para uniformização nas identificações de anormalidades, adotaram-se as mesmas nomenclaturas para os tipos de anormalidades.

#### ***4.5 – Conclusão***

Observa-se que da mesma forma do banco de dados anterior, quando escolhemos os quatro métodos de Rogers e Doenenburg, obtêm-se maior índice de acertos, se dois ou mais resultados forem iguais ou seja do mesmo tipo, tem-se a anormalidades classificada. Com a união das técnicas de diagnósticos pode-se obter resultados com maior confiabilidade, sendo supridas as deficiências individuais de cada metodologia.

O método de crescimento dos gases nas taxas indicadas é fundamental para indicar questão de normalidade e anormalidades.

**Tabela 4.6 – Falhas banco de dados histórico**

Nº Transformador	Crescimento	Rogers - IEC	Rogers - CEGB	Rogers – ABNT	Doernenburg	Rogers Original
56	Falha	Térmica	Térmica	Térmica	Indefinido	Térmica
1001	Falha	Térmica	Elétrica	Elétrica	Indefinido	Elétrica
1002	Falha	Indefinido	Térmica	Térmica	Indefinido	Térmica
1003	Falha	Térmica	Térmica	Térmica	Térmica	Térmica
1004	Falha	Térmica	Indefinido	Elétrica	Elétrica	Indefinido
1005	Falha	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica
1006	Falha	Térmica	Térmica	Térmica	Térmica	Térmica
1007	Falha	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica
1008	Falha	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica
1009	Falha	Térmica	Elétrica	Elétrica	Indefinido	Elétrica
1010	Falha	Térmica	Térmica	Térmica	Térmica	Térmica
1011	Falha	Térmica	Térmica	Térmica	Térmica	Indefinido
1013	Falha	Térmica	Térmica	Elétrica	Elétrica	Térmica
1015	Falha	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica
1018	Falha	Indefinido	Elétrica	Elétrica	Indefinido	Elétrica
1020	Falha	Térmica	Térmica	Térmica	Térmica	Indefinido
1021	Falha	Elétrica	Elétrica	Indefinido	Indefinido	Elétrica
1022	Falha	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica
1023	Falha	Indefinido	Térmica	Indefinido	Elétrica	Indefinido
1024	Falha	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica
1025	Falha	Elétrica	Elétrica	Indefinido	Elétrica	Elétrica
1026	Falha	Térmica	Térmica	Térmica	Térmica	Térmica
1027	Falha	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica
1028	Falha	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica
1029	Falha	Térmica	Térmica	Térmica	Térmica	Térmica
1030	Falha	Térmica	Térmica	Térmica	Térmica	Térmica
1031	Falha	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Indefinido	Elétrica
1033	Falha	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica
1034	Falha	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica
1035	Falha	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Indefinido	Elétrica
1036	Falha	Elétrica	Térmica	Elétrica	Indefinido	Indefinido
1037	Falha	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Indefinido	Elétrica
1039	Falha	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica
1041	Falha	Indefinido	Indefinido	Indefinido	Elétrica	Indefinido
1042	Falha	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica
1043	Falha	Térmica	Térmica	Térmica	Térmica	Térmica
1044	Falha	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica
1045	Falha	Indefinido	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica
1046	Falha	Térmica	Indefinido	Térmica	Indefinido	Indefinido
4988	Falha	Indefinido	Térmica	Elétrica	Indefinido	Térmica
5129	Falha	Térmica	Térmica	Térmica	Térmica	Indefinido
5150	Falha	Térmica	Térmica	Térmica	Indefinido	Térmica
6362	Falha	Térmica	Térmica	Térmica	Indefinido	Elétrica
20178	Falha	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Elétrica
22902	Falha	Elétrica	Elétrica	Elétrica	Indefinido	Elétrica

Fonte: Dados da pesquisa.

---

## 5 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi possível observar que os métodos AGD quando aplicados a bancos de dados que tenham informações sobre os gases dissolvidos no óleo e o estado real do defeito pode indicar o estado de normalidade ou prever prováveis anomalias em transformadores de potência. Contudo, os métodos AGD devem ser usados com muito critério, sob pena de cometer erros grosseiros.

Existem dois tipos de métodos, os dedicados a determinar o estado do equipamento, (normalidade ou anormalidade) que são os métodos de evolução dos gases e de crescimento, outro tipo são os métodos classificatórios em tipos de anormalidades, onde situam-se todos os demais. Devendo sempre se aplicar os primeiros e depois os segundos. Desta forma, após ter sido determinada uma provável anomalia em um transformador, pode-se aplicar o segundo grupo e classificar o tipo de anomalia. Entretanto, mesmo nesse caso ainda se observou que os diferentes métodos, apresentam erros de identificação e quando comparados entre si podem apresentar erros de até 30%. Desta forma nesta dissertação, adotou-se um critério de classificações robusto, indicando apenas se a anomalia era de origem térmica ou de origem elétrica. Isto também se justificou em função do banco de dados da companhia ser muito antigo e não classificar os defeitos reais, aqueles que realmente foram constatados quando da abertura do transformador, nos moldes dos métodos existentes.

Após essas considerações e de posse desses bancos de dados adaptados a essa classificação robusta dos casos de defeitos reais, pode-se criar uma nova

metodologia que consiste basicamente em primeiramente verificar a normalidade ou provável anomalia no transformador e ponderar os resultados de cinco métodos, ou seja, os métodos de Rogers e Doenerburg. Neste caso, se dois ou mais resultados desses métodos forem iguais (elétrica ou térmica), fica identificada então o tipo desta anomalia, caso contrário, ou colhe-se novas amostras e aplicam-se novamente os testes AGD, ou se ainda persistir a dúvida, o caso é considerado indeterminado pelo método cromatográfico e devem-se empregar outros métodos de análise.

Quando esta metodologia foi aplicada a dois bancos de dados o índice de acerto foi muito alto tendo sido observado apenas 3 a 4 casos de indeterminação, mostrando que ela é bastante confiável.

Também se ressalta que o método de crescimento fornece uma precisão de até 100% dos casos na indicação da normalidade ou anomalia.

Contudo, para que esta metodologia seja aprimorada sugere-se que os bancos de dados de todas as companhias brasileiras sejam uniformizados, indicando as anomalias de acordo com os critérios dos métodos AGD e certificando as porcentagens dos gases dissolvidos no óleo por ensaios normalizados. Isto porque, bancos de dados históricos são imprescindíveis e como defeitos nesses transformadores são raros a participação de todos é extremamente necessária.

Também com os dados atuais pode-se avançar um pouco mais, indicando casos de retirada imediata dos transformadores, sob pena de explosão e perda completa do equipamento. Como é o caso da presença significativa de gás acetileno no óleo.

---

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Estudo de Vida Útil Econômica e Taxa de Depreciação, v.1/2, p.362, 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 06 fev. 2008.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5356: Transformadores de potência - Especificação. Rio de Janeiro: ABNT, 1993.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5416: Aplicação de cargas em transformadores de potência. Rio de Janeiro: ABNT, jul. 1997.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5456: Eletricidade geral - terminologia. Rio de Janeiro: ABNT, 1987.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 7070: Guia para amostragem de gases e óleo isolante em transformadores e análise dos gases livres e dissolvidos. Rio de Janeiro: ABNT, jun. 2006.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 7274: Interpretação e análise dos gases no óleo de transformadores em serviço. Rio de Janeiro: ABNT, 1982.

ASTM. Method D 3612 - Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography. West Conshohocken, PA, USA: p.11, 1979.

BARRACLOUGH, B. et al. Experience of the Analysis of Dissolved Gas in Transformer Oil for the Detection of Incipient Faults. IEE Conference Publication, CEEB, n.94, Sec. 1, Part 2, Mar 1973.

BARTNIKAS, R. A Commentary on Partial Discharge Measurement and Detection, IEEE Trans. Elec. Insul., v.22, n.5, p. 629-653, 1987.

BOLHUIS, J. P. V.; GULSKI, E.; SMIT, J. J. Monitoring and diagnostic of transformer solid insulation. IEEE Transactions on Power Delivery, v.17, p.528-536, Apr 2002.

COLETÂNIA DE NORMAS ABNT. Transformadores e Reatores de Potência - COBEI. São Paulo: COBRI/ABNT, 1982. v.II.

COSTA, H. S. A.; ORLANDO, A. F. P. R. Calibração de termovisor para planejamento da produção. 113fls. Dissertação (Mestrado em Metrologia para Qualidade e Inovação) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2007.

COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; GIOVANINI, R. Proteção Digital de Sistemas Elétricos de Potência. São Paulo: Depto Eng. Elétrica - EESC/Universidade de São Paulo, 2007.

CPFL - COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. Disponível em: <<http://www.cpfl.com.br/>>. Acesso em: 06 fev. 2008.

CPFL - COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. Banco de dados histórico de acompanhamento da qualidade do óleo isolante dos equipamentos de Subestações: 2011.

- DIGIORGIO, J.B. Dissolve Gas Analysis of Mineral Oil Insulating Fluids. Sacramento/USA: NORTHEN TECHNOLOGY & TESTING, 2005. Disponível em: <<http://www.Nttworldwide.com/dga.htm>>. Acesso em: 25 fev. 2009.
- DIOGO, A. C. T. Avaliação da Vida Útil de Transformadores de Potência através da cromatografia Líquida de Alto Desempenho. In: XIV SNPTEE – SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA Belém/PA: FL/GEM/15, 1997.
- DOERNENBURG, E.; GERBER, O. E. Analysis of dissolved and free gases for monitoring performance of oil-filled transformers. In: IEEE Std C57.104-1991 (Revision of IEEE C57.104-1978). IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil - Immersed Transformers. New York/NY: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1991.
- DUKARN, J. J., “*Transformer Oil Diagnosis Using Fuzzy Logic and Neural Networks*”, *Conference in Electrical and Computer Engineering*, Vol. 1, pp. 329-332, 1993.
- DUPONT, J. C.; CHAVES, A. M. J. Metodologia para Avaliação das Condições Admissíveis de Sobrecarregamento e da Perda de Vida Útil de Transformadores. In: XV SNPTEE. GSE. p. 6. Foz do Iguaçu/PR, 1999.
- DUVAL, M. Dissolved gas analysis: It can save your transformer. IEEE Electrical Insulation Magazine, v.5, n.6, p.22-27, Nov./Dec. 1989.
- DUVAL, M. Review of Faults Detectable by Gas-in-Oil Analysis in Transformers. IEEE Electrical Insulation Magazine, v.18, n.3, p.8-17, 2002a.

DUVAL, M. A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers. *Electrical Insulation Magazine*, v.18, n.3, p.8-17, May/Jun 2002b.

DUVAL, M.; DE PABLA, A. (2001). *Interpretation of gas-in-oil analysis using new IEC publication 60599 and IEC TC 10 databases. IEEE Electrical Insulation Magazine*, v.17, n.2, p. 31-41, Mar./Apr. 2001.

ELY, F.; BIASOLI, P. K.; LAMBERT, G. T. e MORAES, C. H. V., “Sistema Inteligente para Inspeção de Transformadores”, XXVI ENEGEP, 2006.

GALAND, J. et al. *Application de la chromatographie en phase gazeuse au diagnostic des dégradations dans l’isolation des materials électriques. RGE*, v.81, n.11, Nov. 1972.

IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION - 60599. *Mineral oil - impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis. New York/NY: The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, 1999.

IEEE Std C57.104 (Revision of IEEE C57.104-1978). *IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil - Immersed Transformers. New York/NY: The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, 1991.

IEEE Std C57.91. *Guide for Loading Mineral - Oil - Immersed Transformers. New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers*, Jun 1995.

IEEE Std C57.91 – 1995/2002, *IEEE Guide for Loading Mineral – Oil - Immersed Transformers – Corrigendum 1 - 12 June 2003*.



JOSEPH, B. D. *Dissolved Gas Analysis of Mineral Oil Insulating Fluids*. Sacramento/USA: Northern Technology & Testing, 2002.

KAN, H.; MIYAMOTO T. *Proposals for an improvement in transformer diagnosis using dissolve gas analysis (DGA)*. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, v.11, n.6, Dec 1995.

LAPWORTH, J. (2002) A novel approach (Scoring System) for integrating dissolved gas analysis results into a life management system. In: Conference record of the 2002. IEEE International Symposium on Electrical Insulation. 2002, p. 137-144 Anais... Boston, MA, USA, 2002.

LUPI FILHO, G.; FERNADES, R. A. S.; ASSAGRA Y. A. O.; DA SILVA, I. N.; BASSO, H. C. e ALTAFIM, “Uma Abordagem Nebulosa Aplicada ao Diagnóstico de Transformadores de Potência”, DINCON’ 09

LUPI FILHO, G.; FERNADES, R. A. S.; VALLADA, A. A.; SILVA, I. N. e ALTAFIM, R. A. C. “Um Estudo Comparativo Entre Abordagens Convencionais e Redes Neurais Artificiais para Diagnóstico de Transformadores de Potência”, VII CBQEE, 2009.

MARTIGNONE, A. Transformadores. Porto Alegre/RS: Globo, 1971.

MARTIN, A. J. P. De Nobel Lectures, Chemistry 1942-1962. Amsterdam: Elsevier Publishing Company, 1964.

MILASCH, M. Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante. São Paulo: Escola Federal de Engenharia de Itajubá: Edgar Blücher, 1984.

- MORAIS, D. R. e ROLIM, J. G., “A Neural Network for Detection of Incipient Faults in Transformers Based on the Dissolved Gas Analysis of Insulating Oil”, VI Induscon, 2004.
- OT 4037 CPFL. Critério de inspeção termográfica de subestação e linhas de transmissão. Campinas/SP: Grupo CPFL, jul. 2005.
- OT 4096 CPFL. Orientação Técnica Sistema de Análise Diagnóstico e Gerenciamento de Manutenção Preditiva de Trafos e Reguladores de Tensão de Subestações. Campinas/SP: Grupo CPFL, jun. 2003.
- RODRIGUES C. M. Gerenciamento de Potência Transformador em Subestações de Distribuição de 88 e 138 kV. 2005. 74fls. Dissertação (Mestrado 2005) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2005.
- ROGERS, R. R.. Experiences in the interpretation of incipient faults in power transformers by dissolved gasin-oil chromatography analysis (A Progress Report), Minutes of Forty. In: Forty-second Annual International Conference of Doble Clients, 1975, sec. 10-201 – 1975. Anais... Watertown/MA: Doble Engineering Company, 1975.
- SERGI - Explosion and Fire Incidents, Guideline For Damage Cost Evaluation, Transformer Protector Financial Benefit, referenced fTPor05a, March – 2004.
- SERVERON CORPORATION. DistribuTECH 2001 (News Release, em 05 de fevereiro de 2002). Hillsboro/ USA: Northwest Aloclek Drive, May 2003.
- SOKOLOV, V.; BERLER, Z.; RASHKES, V.; 1999 Effective methods of assessment of insulation system conditions in power transformers: A view based on practical

experience. Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing & Coil Winding Conference, Cincinnati, OH , USA: p. 659-667, October 1999.

SOKOLOV, V.; BULGANOVA, V.; BERIER, Z.; 2001 Assessment of power transformer insulation condition. Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing & Coil Winding Conference, Cincinnati, OH , USA: p.605-313, October 2001.

SU, Q.; LAI, L. L. e AUSTIN, P., “*A Fuzzy Dissolved Gas Analysis Method for the Diagnosis of Multiple Incipient Faults in a Transformer*”, *Proceedings of the 5th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM)*, pp. 344-348, 2000.

TELLES, M. S. Sistema especialista Fuzzy para diagnóstico de transformadores de potência. 2005. 84fls. Dissertação (Mestrado 2005) - Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2005.

VASCONCELLOS, V. Proposição de um sistema integrado de gestão de Transformadores. 2007. 112 fls. Dissertação (Mestrado 2007) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2007.

Z. WANG, Y, LIU e P. J. GRIFFIN, “*A Combined ANN and Expert System Tool for Transformer Fault Diagnosis*”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 13, No. 4, pp. 1224-1229, 1998.

ZHANG, Y.; DING, X.; e LIU, Y., “*An Artificial Neural Network Approach to Transformer Fault Diagnosis*”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 11, No. 4, pp. 1836-1841, 1996.

ZIRBES, R. Metodologias para Avaliação e Diagnóstico do Estado de Isolamentos de Papel Impregnado com Óleo Mineral. 2003. 191fls. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis/SC, 2003.

---

## Apêndice A – Definições

Dada a complexidade funcional do transformador de potência, serão apresentadas algumas definições importantes que são encontradas nesta dissertação, com o objetivo de facilitar a compreensão dos componentes e dos tipos de problemas a que se está sujeito.

**Parte Ativa:** É o sistema principal do transformador, constituído de núcleo, bobinas de alta e baixa tensão, sistema de isolamento e conexões. Na figura A.1, apresenta-se a parte ativa montada com o comutador sobre carga, de um transformador de potência em unidade fabril.



**Figura A.1** - Parte ativa montada com o comutador de derivação em carga

Fonte SIEMENS (2007)

**Sistema de Preservação:** Chamado de sistema de preservação do óleo isolante do transformador é responsável para conservar a vida útil do transformador, evitando-se contaminação do óleo isolante e posterior degradações da parte isolante. É constituída de um tanque de expansão ou conservador, tubulação para acesso do óleo ao tanque principal e bolsa ou membrana de borracha, para evitar contaminação com umidade na parte ativa e do óleo isolante. Na figura A.2, pode-se observar o tanque de expansão em um transformador de potência instalado na subestação.

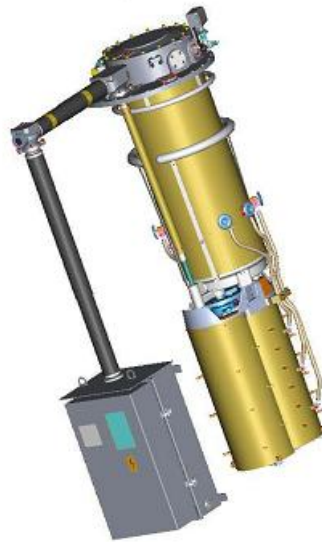


**Figura A.2** - Tanque de expansão com tubulações de óleo

Fonte CPFL Paulista (2007)

**Sistema de Comutação:** Consiste em um conjunto eletromecânico, com a finalidade de alterar as relações de tensão no transformador de potência, em carga: executa-se a comutação com o equipamento em serviço; ou sem tensão, quando é necessário desligar o equipamento para alterar os tap's de comutação. Para os transformadores com comutador de derivação em carga, por haver desgastes nos contatos durante as comutações e contaminação do óleo, torna-se necessário o

acompanhamento da qualidade deste óleo. A figura A.3 ilustra o comutador sobre carga com seus componentes.



**Figura A.3** - Comutador de derivação em carga com o painel de controle

Fonte ABB (2007)

**Enrolamento de Baixa Tensão:** É o material condutor, geralmente de cobre, disposto na forma de espiras, por onde a corrente elétrica flui;

**Enrolamento de Alta Tensão:** Semelhante ao enrolamento de baixa tensão;

**Buchas de Baixa Tensão:** É o ponto de conexão das bobinas de baixa tensão a parte externa, protegido por um material isolante de cerâmica;

**Buchas de Alta Tensão:** É o ponto de conexão das bobinas de alta tensão a parte externa, protegido por um material isolante de cerâmica;

**Núcleo:** em formato de colunas, são interligados e utilizados para concentrar o fluxo magnético;

**Acionamento Motorizado:** É utilizado para operar o comutador;

**Tanque:** É utilizado para alojar a parte ativa e o líquido isolante;

**Radiadores:** Responsáveis pela refrigeração do transformador;

**Transformador Selado:** É uma das características do transformador, cujo tanque assegura a separação total, entre os ambientes internos e externos;

**Cromatografia ou Análise Gascromatográfica:** É o ensaio que visa à detecção de defeitos incipientes de equipamentos antes que evoluam para falhas, através dos gases dissolvidos no óleo isolante;

**Ensaio Físico-Químico:** São os ensaios que visam ao acompanhamento da degeneração do óleo isolante dos equipamentos e sua correlação com a expectativa de vida útil desses equipamentos, através da análise da influência de contaminantes (ácidos, partículas sólidas em suspensão, água e borra) nas propriedades dielétricas do óleo isolante;

**Recondicionamento de Óleo Isolante:** É um processo físico (filtragem, degaseificação e desumidificação sob vácuo) que consiste na remoção de partículas sólidas, umidade e gases dissolvidos no óleo, através de sua circulação em uma máquina purificadora, que possua dispositivos de filtragem e de aquecimento, e uma câmara de alto vácuo, onde ocorre a desgaseificação;

**Regeneração de Óleo Isolante:** É o processo que consiste na remoção dos produtos da oxidação do óleo (ácidos, coloidais, borra) por meio tratamento químico e/ou físico-químico, através do contato deste com um material adsorvente;

**Manutenção Corretiva:** É a manutenção realizada após uma determinada falha que faz com que o equipamento não cumpra sua função principal;

**AGD/DGA - Análise de gases dissolvidos:** É uma técnica de Análise do estado de transformadores de potência imerso em óleo isolante, utilizando os gases combustíveis dissolvidos no óleo isolante, buscando a correlação entre a análise destes gases dissolvidos e a natureza das falhas incipientes;



**Gases chaves:** Gases gerados em transformadores imersos em óleo que podem ser utilizados para a determinação qualitativa de tipos de falha, com base nos quais os gases são típicos ou predominantes em diferentes temperaturas;

**2-Fal:** (2-Furfuraldeído ou Furfural) Este composto é o principal subproduto proveniente da degradação do papel isolante elétrico e que pode ser detectado e quantificado no óleo mineral isolante, por cromatografia em fase líquida de alta eficiência. O aumento na concentração de 2-fal é usado para monitorar a perda da qualidade do papel que compõe o isolamento sólido em transformadores de potência;

**GP:** Denominado grau de polimerização do papel, é outro parâmetro utilizado para o monitoramento e a qualidade do isolante sólido, portanto da vida remanescente do equipamento. Porém este método de ensaio requer uma amostragem do papel da parte mais aquecida das bobinas, então só pode ser realizado com a parte ativa fora da caixa.

**Descargas parciais:** Uma descarga elétrica que apenas parcialmente surge em isolamento entre condutores, e que pode ou não passar para o condutor.

**Condição normal ou de normalidade da AGD no óleo:** São diagnósticos de AGD de uma amostra, com resultados satisfatórios das condições internas de um transformador, ou seja, não houve evolução de gases combustíveis.



## Apêndice B – Banco de Dados

Apresenta-se na tabela B.1 o banco de dados histórico dos casos de normalidade da concessionária, que faz parte da elaboração deste trabalho. Os casos de falhas encontram-se em tabela específica no capítulo 4.

**Continua Tabela B.1 – Resultados dos diagnósticos de Normalidade**

Nº transformador	Data	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Resultado
1	18/7/10	9	13700	40600	1	420	8461	57	1	0	Normal
1	2/6/09	21	9800	71000	1	413	5070	40	1	0	Normal
2	22/4/09	27	22400	81400	2	451	5800	53	2	0	Normal
2	27/12/08	23	22300	71000	3	394	7187	44	1	0	Normal
3	16/6/08	28	11500	62000	2	296	5270	37	1	0	Normal
3	28/12/07	26	23800	75000	1	422	5808	22	0	0	Normal
4	16/6/10	60	14600	76700	0	262	3097	2	0	0	Normal
4	11/12/09	90	17900	84100	0	177	2010	3	0	0	Normal
5	12/6/09	58	22200	102100	0	162	1830	2	1	0	Normal
5	11/12/08	46	24000	78300	2	176	2832	2	2	0	Normal
6	13/6/08	69	22900	55100	1	132	2433	2	0	0	Normal
6	13/12/07	54	17500	77000	1	224	2798	1	1	0	Normal
8	7/8/10	15	22800	62800	0	141	1717	12	0	0	Normal
8	14/2/10	0	20000	89100	1	131	1012	6	0	0	Normal
9	9/8/09	8	23200	89800	0	148	1220	10	0	0	Normal
9	13/1/09	3	19700	69700	1	116	1398	9	0	0	Normal
10	15/7/08	4	18000	66200	1	125	1630	11	0	0	Normal
10	25/1/08	0	15800	57700	1	160	1325	6	0	0	Normal
11	27/7/07	11	26700	74200	4	176	1666	34	0	0	Normal
11	26/1/07	0	18100	73600	3	110	1649	11	3	0	Normal
12	17/6/10	12	14300	72800	0	250	2983	33	0	0	Normal
12	10/12/09	14	8300	78600	0	220	1940	20	1	0	Normal
13	13/6/09	9	15800	76700	0	177	2000	19	1	0	Normal
13	10/12/08	2	17500	76500	1	124	3076	17	0	0	Normal
14	10/6/08	0	20900	55400	1	119	2005	9	0	0	Normal
14	11/12/07	8	17800	69800	1	152	2134	2	0	0	Normal
15	11/12/07	8	17800	69800	1	152	2134	2	0	0	Normal

**Continuação Tabela B.1 – Resultados dos diagnósticos de Normalidade**

Nº transformador	Data	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Resultado
15	30/6/07	10	20700	73900	4	156	3487	3	0	0	Normal
17	6/3/10	0	19300	61500	0	105	3409	3	0	0	Normal
17	16/9/09	10	7800	73900	0	189	3150	5	2	0	Normal
18	17/3/09	32	20900	86700	0	158	2260	3	0	0	Normal
18	28/8/08	0	11300	47900	1	15	329	1	0	0	Normal
19	22/8/08	0	14900	50300	0	17	144	0	0	0	Normal
19	15/8/08	16	23200	66800	1	121	4301	2	1	0	Normal
20	17/2/08	12	19500	59700	1	220	4552	1	0	0	Normal
20	16/8/07	23	23700	61900	0	177	3231	0	0	0	Normal
21	16/8/07	23	23700	61900	0	177	3231	0	0	0	Normal
21	8/2/07	29	23200	69700	5	131	4353	0	0	0	Normal
23	17/2/09	0	6000	22300	0	4	80	0	0	0	Normal
23	15/10/08	0	19400	69000	1	557	3742	85	0	0	Normal
24	24/4/08	0	16700	55600	2	656	3311	86	0	0	Normal
24	26/10/07	0	17200	69300	1	643	3231	91	0	0	Normal
26	11/7/08	0	18200	48300	1	285	2672	13	7	0	Normal
26	6/1/08	8	17500	64600	1	370	3114	13	13	0	Normal
27	6/1/08	8	17500	64600	1	370	3114	13	13	0	Normal
27	5/7/07	18	17500	76900	4	242	4228	19	30	0	Normal
28	10/9/10	0	33300	141100	0	144	2016	2	0	0	Normal
28	9/3/10	23	23500	100300	1	118	1169	1	1	0	Normal
29	18/9/09	21	14300	73400	0	167	1790	4	1	0	Normal
29	20/3/09	24	19500	75600	0	157	1680	3	1	0	Normal
30	13/3/08	16	24100	68000	1	226	1675	2	1	0	Normal
30	20/9/07	16	18700	62700	0	106	1990	0	0	0	Normal
31	19/12/08	0	29000	70000	1	65	1198	4	0	0	Normal
31	6/6/08	0	16800	66400	4	84	1657	11	3	0	Normal
32	1/12/07	0	30900	72900	1	56	1030	1	1	0	Normal
32	13/5/07	11	25900	63400	2	57	961	4	0	0	Normal
33	23/6/10	0	4600	56500	2	203	2579	7	1	0	Normal
33	10/12/09	5	29600	95100	0	111	1490	9	2	0	Normal
34	16/1/09	3	22500	68300	3	122	1919	6	0	0	Normal
34	13/7/08	0	14900	47300	3	93	1729	7	3	0	Normal
36	22/6/09	7	26500	83600	2	99	1120	6	2	0	Normal
36	19/12/08	6	18700	68800	4	127	1522	7	3	0	Normal
37	6/6/08	13	18900	59900	11	108	1515	6	3	0	Normal
37	1/12/07	0	33400	61400	5	113	1406	4	0	0	Normal
38	13/5/09	0	6200	28300	0	21	70	0	0	0	Normal
38	14/10/08	67	29400	76300	1	203	4306	46	0	0	Normal

Continuação Tabela B.1 – Resultados dos diagnósticos de Normalidade

Nº transformador	Data	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Resultado
39	23/4/08	38	26600	68600	2	228	3054	44	1	0	Normal
39	20/10/07	43	22500	66100	3	270	3570	42	2	0	Normal
40	20/10/07	43	22500	66100	3	270	3570	42	2	0	Normal
40	14/4/07	28	26400	70400	4	217	3375	48	0	0	Normal
41	8/5/09	34	15700	83700	1	420	5680	6	2	0	Normal
41	10/9/08	8	24300	79800	1	286	4533	2	0	0	Normal
42	11/3/08	0	2400	9800	1	16	76	0	0	0	Normal
42	24/12/07	76	16300	68000	1	219	4223	2	0	0	Normal
43	30/11/07	26	16200	31500	1	96	2889	2	0	0	Normal
43	24/6/07	5	13600	36000	0	27	530	8	0	0	Normal
44	26/6/10	0	22200	63900	0	190	5250	8	0	0	Normal
44	25/11/09	19	10000	84800	0	273	3060	9	4	0	Normal
45	15/4/09	15	14100	66500	0	198	3720	12	2	0	Normal
45	25/12/08	4	20900	69000	4	170	3795	5	0	0	Normal
46	19/6/08	0	21500	72700	1	179	3782	3	1	0	Normal
46	13/12/07	39	27700	77700	2	186	3761	6	1	0	Normal
47	24/5/10	0	23300	64100	0	77	1627	4	0	0	Normal
47	14/11/09	6	19900	87300	0	139	1590	6	0	0	Normal
48	16/5/09	5	20300	76900	5	119	1580	3	15	0	Normal
48	17/11/08	0	25500	70700	1	123	2541	4	0	0	Normal
49	13/5/08	0	19100	80500	1	167	2995	4	0	0	Normal
49	23/11/07	0	19000	82800	3	173	2460	1	7	0	Normal
50	24/9/09	4	26500	85500	0	98	1470	4	0	0	Normal
50	7/3/09	3	21400	84100	0	89	1320	4	0	0	Normal
51	13/8/08	0	22300	63400	1	73	1503	2	0	0	Normal
51	15/2/08	0	16200	33400	1	76	909	1	0	0	Normal
52	12/5/09	5	22700	81100	0	159	1900	7	1	0	Normal
52	8/4/09	6	20800	77200	0	195	2120	7	1	0	Normal
53	18/12/08	0	23900	68100	2	191	2687	8	0	0	Normal
53	11/6/08	0	24800	68100	2	133	1802	5	0	0	Normal
54	15/12/07	0	13600	60500	2	158	1977	2	0	0	Normal
54	26/6/07	6	25500	70600	0	147	2119	2	0	0	Normal
55	22/11/09	18	20900	89400	0	236	2190	21	1	0	Normal
55	7/5/09	60	9700	78600	0	300	2550	61	1	0	Normal
56	31/3/09	27	24800	79000	0	222	2220	70	1	0	Normal
56	20/12/08	55	4000	71900	4	447	2641	82	0	0	Normal
57	23/6/10	0	17800	59800	0	169	3694	0	0	0	Normal
57	10/12/09	15	29200	85400	0	132	2550	3	0	0	Normal
58	12/6/09	8	25600	79200	0	119	2450	2	5	0	Normal

Continuação Tabela B.1 – Resultados dos diagnósticos de Normalidade

Nº transformador	Data	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Resultado
58	15/12/08	4	28100	73600	2	116	3084	1	0	0	Normal
60	24/3/08	4	21200	71600	4	321	3888	1	7	0	Normal
60	21/5/10	0	20100	68200	0	91	2011	4	0	0	Normal
61	16/11/09	6	8500	86900	0	283	3330	12	1	0	Normal
61	19/5/09	5	11200	72100	1	400	4520	12	1	0	Normal
62	17/11/08	0	15900	70900	5	339	5491	12	5	0	Normal
62	12/5/08	0	21000	77300	1	280	4997	5	0	0	Normal
63	22/11/07	0	26400	76900	2	293	5477	4	0	0	Normal
63	19/5/07	6	17500	64100	3	345	5451	12	0	0	Normal
65	17/8/09	2	26500	79800	0	82	1370	0	0	0	Normal
65	10/1/07	7	24700	77800	7	119	2420	3	0	0	Normal
66	18/9/10	0	25900	88100	0	112	1602	0	0	0	Normal
66	11/3/10	0	18600	56000	0	44	855	0	0	0	Normal
67	21/9/09	3	24800	77600	0	85	1140	3	0	0	Normal
67	6/3/09	3	28700	84500	0	88	960	1	0	0	Normal
68	19/9/10	0	20500	79700	0	489	4526	15	0	0	Normal
68	12/3/10	0	9400	57600	0	250	3136	11	0	0	Normal
69	18/9/09	6	27500	106300	0	321	3800	20	0	0	Normal
69	6/3/09	6	27600	84900	1	364	3880	17	1	0	Normal
70	6/8/08	0	24300	86800	1	229	3200	11	0	0	Normal
70	9/2/08	0	20800	68400	2	352	4851	10	0	0	Normal
71	18/8/07	0	34900	73400	0	374	7357	0	0	0	Normal
71	17/2/07	0	16700	67300	3	231	3362	9	0	0	Normal
72	15/11/10	22	18200	97300	0	311	3201	5	0	0	Normal
72	19/5/10	18	20900	68500	1	179	2848	3	0	0	Normal
73	10/11/09	7	24000	88100	0	210	2370	7	0	0	Normal
73	16/5/09	4	23600	76300	0	134	1960	5	0	0	Normal
74	17/11/08	0	22600	67900	1	197	3424	4	0	0	Normal
74	11/5/08	0	18800	74500	1	103	2636	2	0	0	Normal
75	22/11/07	0	23100	73300	1	112	2633	0	0	0	Normal
75	18/5/07	0	21200	72600	0	169	2383	3	0	0	Normal
76	19/6/10	0	20000	58800	0	195	1780	14	0	0	Normal
76	14/12/09	6	30400	103200	0	279	2410	21	1	0	Normal
79	16/10/10	0	24600	73800	0	67	1053	0	0	0	Normal
79	15/4/10	7	19300	61200	0	28	530	2	0	0	Normal
80	16/10/09	4	28600	82400	0	64	830	4	0	0	Normal
80	29/4/09	3	22700	73400	0	77	950	4	0	0	Normal
81	9/10/08	0	22100	67700	1	60	1061	3	0	0	Normal
81	10/4/08	0	22900	65900	1	132	1365	1	0	0	Normal

Continuação Tabela B.1 – Resultados dos diagnósticos de Normalidade

Nº transformador	Data	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Resultado
82	14/9/10	15	15900	92500	0	174	1433	3	0	0	Normal
82	19/8/10	55	22700	63100	1	90	1594	7	0	0	Normal
83	13/3/10	0	25600	76000	0	48	858	2	0	0	Normal
83	23/9/09	5	13800	79400	0	91	1310	4	0	0	Normal
84	25/6/10	0	17200	50700	0	56	1398	0	0	0	Normal
84	15/12/09	2	28300	86100	0	42	1760	0	0	0	Normal
85	21/12/08	0	31700	68300	1	71	1336	0	0	0	Normal
85	17/6/08	0	28800	62400	1	87	1380	0	0	0	Normal
86	5/7/10	0	12900	52500	0	336	3030	32	0	0	Normal
86	14/12/09	8	19600	87500	0	302	2030	30	0	0	Normal
87	8/6/09	4	20200	74300	0	257	2130	33	1	0	Normal
87	25/11/08	0	24500	77500	3	245	3410	34	6	0	Normal
88	9/6/08	0	11100	69700	1	276	3123	23	2	0	Normal
88	13/12/07	0	16100	72600	1	340	3691	33	1	0	Normal
89	16/9/10	17	19100	69700	1	476	7120	15	0	0	Normal
89	14/3/10	0	22300	96800	0	287	4455	10	0	0	Normal
90	21/9/09	6	23000	86600	0	347	4850	17	1	0	Normal
90	10/3/09	6	17000	90300	0	377	4770	17	1	0	Normal
91	18/11/08	3	23400	64800	1	319	5232	15	0	0	Normal
91	12/5/08	0	20000	68400	1	316	4795	8	4	0	Normal
92	22/11/07	0	13700	73900	1	380	5996	5	0	0	Normal
92	18/5/07	4	22000	68100	4	352	5222	18	0	0	Normal
93	17/11/10	30	13400	118600	4	1727	2352	1	0	0	Normal
93	30/5/10	0	7400	52200	0	480	1054	0	0	0	Normal
95	10/11/08	6	11300	60000	1	247	794	0	0	0	Normal
95	7/5/08	3	3500	12400	1	63	104	0	0	0	Normal
96	19/11/10	23	27300	102800	0	678	8241	4	0	0	Normal
96	20/5/10	15	22500	71200	1	330	8576	4	0	0	Normal
98	23/1/09	0	26300	69100	2	321	9693	4	0	0	Normal
98	13/10/08	0	22100	66300	3	445	10064	4	0	0	Normal
99	18/4/08	6	22200	69300	2	492	7646	1	1	0	Normal
99	18/10/07	13	24100	71300	2	509	6802	1	1	0	Normal
101	15/10/09	0	4007	13700	0	2	31	0	0	0	Normal
101	15/10/09	0	4007	13700	0	2	31	0	0	0	Normal
102	22/9/09	6	12900	88000	0	374	9880	28	1	0	Normal
102	10/3/09	9	18700	88600	2	488	4510	13	5	0	Normal
103	12/12/08	0	16200	73500	1	257	7158	20	0	0	Normal
103	14/6/08	0	20000	78900	1	277	8451	16	0	0	Normal
104	15/12/07	0	21300	71900	1	396	9617	10	1	0	Normal
104	28/6/07	7	25000	75000	4	542	9740	3	0	0	Normal

Continuação Tabela B.1 – Resultados dos diagnósticos de Normalidade

Nº transformador	Data	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Resultado
105	22/5/10	16	15800	57500	0	221	4010	0	0	0	Normal
105	26/11/09	5	22600	90500	0	175	2170	1	0	0	Normal
106	16/5/09	20	19800	77500	0	138	1740	0	0	0	Normal
106	12/5/08	0	15600	55100	1	175	5271	0	1	0	Normal
107	23/11/07	0	17900	67700	1	196	6761	0	0	0	Normal
107	8/5/07	7	18900	74000	4	163	3663	0	0	0	Normal
108	23/7/10	0	18700	48400	0	77	3027	18	0	0	Normal
108	23/1/10	5	18000	77900	0	96	890	17	0	0	Normal
109	20/9/09	26	26200	83900	0	283	8210	25	2	0	Normal
109	25/3/09	32	18600	74000	0	436	7680	21	2	0	Normal
112	17/3/10	3	23000	74100	1	299	4473	1	0	0	Normal
112	24/9/09	6	23900	74000	0	173	2380	3	0	0	Normal
113	11/3/09	7	27200	92100	0	366	4990	6	1	0	Normal
113	18/11/08	0	19900	65100	1	364	6782	5	7	0	Normal
114	16/5/08	5	21700	69100	2	380	6165	2	2	0	Normal
114	27/11/07	0	24400	76200	2	394	7269	4	0	0	Normal
115	19/10/10	9	17100	79400	1	396	9397	8	1	0	Normal
115	14/4/10	0	13900	47000	1	215	5388	2	0	0	Normal
116	22/10/09	9	26900	83400	0	320	6360	6	1	0	Normal
116	19/4/09	4	19400	77600	0	328	5790	2	1	0	Normal
117	19/7/10	0	2300	18300	13	232	2128	2	1	0	Normal
117	1/6/09	7	4700	25700	5	123	820	2	1	0	Normal
118	7/11/08	8	2800	20300	6	149	1316	2	1	0	Normal
118	8/5/08	7	3500	20100	2	48	666	1	1	0	Normal
119	10/6/09	25	20600	78100	1	286	3940	11	1	7	Normal
119	11/12/08	2	32000	88000	4	344	5851	7	0	0	Normal
120	2/6/08	4	22600	68300	1	192	3280	2	0	0	Normal
120	8/12/07	15	26000	73400	3	227	2772	0	0	0	Normal
121	8/12/07	15	26000	73400	3	227	2772	0	0	0	Normal
121	29/6/07	2	1600	14300	0	7	135	0	0	0	Normal
122	10/9/10	0	23200	89700	0	191	1626	18	0	0	Normal
122	9/3/10	2	25600	87600	0	82	1020	11	0	0	Normal
123	18/9/09	2	25800	87000	0	124	1390	18	0	0	Normal
123	8/3/09	4	4900	78000	0	156	1300	13	0	0	Normal
124	10/9/10	0	33500	105400	1	493	3080	27	0	0	Normal
124	10/3/10	0	13900	45500	0	127	1604	19	0	0	Normal
125	21/9/09	4	24900	79200	0	212	2120	26	0	0	Normal
125	7/3/09	5	20500	91000	0	272	2520	31	0	0	Normal
126	9/8/08	0	26600	59300	1	172	2424	26	0	0	Normal
126	3/1/08	31	20000	66400	1	416	3427	28	1	0	Normal



**Continuação Tabela B.1 – Resultados dos diagnósticos de Normalidade**

Nº transformador	Data	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Resultado
127	15/10/10	12	25500	88800	0	230	2506	26	0	0	Normal
127	16/4/10	0	15100	46300	0	72	1333	16	0	0	Normal
129	14/3/08	0	25400	63100	1	230	1672	20	0	0	Normal
129	7/9/07	0	26800	68200	0	53	1766	9	0	0	Normal
130	1/7/10	0	29200	118800	1	342	4768	0	0	0	Normal
130	16/12/09	3	19200	82800	4	265	2870	1	0	0	Normal
131	26/6/09	2	23300	80500	0	198	2480	1	0	0	Normal
131	24/12/08	0	23300	50700	1	138	2848	1	0	0	Normal
132	13/6/08	0	23900	56300	1	167	3930	1	0	0	Normal
132	13/12/07	0	20900	69500	1	35	310	0	2	0	Normal
133	18/11/10	0	29100	91200	0	285	3465	0	0	0	Normal
133	18/5/10	0	20200	58300	0	146	2212	0	0	0	Normal
134	30/11/09	4	24100	88400	0	255	1580	2	1	0	Normal
134	11/5/09	3	27100	69400	0	251	2690	1	0	0	Normal
135	20/3/08	0	30700	69400	1	439	2621	1	0	0	Normal
135	17/9/07	0	28600	70400	0	312	2824	0	0	0	Normal
136	17/9/07	0	28600	70400	0	312	2824	0	0	0	Normal
136	15/3/07	0	25400	62900	4	182	2250	0	0	0	Normal
137	19/7/10	0	25500	73700	0	96	1213	0	0	0	Normal
137	15/3/10	0	30700	91600	0	47	656	0	0	0	Normal
138	3/7/09	0	4300	13300	0	1	50	0	0	0	Normal
138	2/7/09	0	2800	11200	0	2	30	0	0	0	Normal
139	10/12/08	0	18000	51800	1	151	3141	23	0	0	Normal
139	14/6/08	0	21800	52500	1	173	3440	14	0	0	Normal
141	15/4/08	21	20300	61000	2	243	1746	10	0	0	Normal
141	20/10/07	12	17800	72000	1	238	1743	21	0	0	Normal
142	30/5/09	3	8200	83600	2	370	1880	14	1	0	Normal
142	7/5/08	35	5100	34200	2	83	537	1	5	0	Normal
143	3/11/08	21	13900	73000	2	198	1593	2	0	0	Normal
143	7/5/08	35	5100	34200	2	83	537	1	5	0	Normal
145	30/11/09	5	24400	83400	0	321	3000	2	0	0	Normal
145	11/5/09	4	27200	73800	0	316	3370	1	0	0	Normal
146	17/3/09	4	17900	54000	0	249	2800	2	0	0	Normal
146	18/8/08	0	25200	64700	1	290	3599	0	0	0	Normal
147	26/2/08	0	22700	56800	1	476	4435	0	0	0	Normal
147	19/8/07	0	30900	71000	0	332	2318	0	0	0	Normal
148	19/8/07	0	30900	71000	0	332	2318	0	0	0	Normal
148	20/2/07	4	27100	71300	4	171	2017	0	0	0	Normal

Continuação Tabela B.1 – Resultados dos diagnósticos de Normalidade

Nº transformador	Data	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Resultado
149	25/6/10	0	4500	10600	0	0	206	0	0	0	Normal
149	30/5/09	13	12500	72100	0	182	890	3	1	0	Normal
150	3/11/08	33	4000	61600	6	299	1706	9	2	0	Normal
150	7/5/08	24	4300	27900	1	84	638	3	1	0	Normal
151	10/9/10	0	39000	118000	0	73	1275	0	0	0	Normal
151	9/3/10	2	24400	75000	0	27	804	0	0	0	Normal
152	18/9/09	2	26100	79200	0	69	1220	1	1	0	Normal
152	27/3/09	4	23000	80400	0	96	1200	1	1	0	Normal
153	10/1/09	0	25600	67200	2	77	1692	0	0	0	Normal
153	5/7/08	0	29500	62100	1	54	1270	0	0	0	Normal
154	4/1/08	14	26600	70900	2	180	1524	1	1	0	Normal
154	13/7/07	0	24100	64600	3	49	614	5	0	0	Normal
155	14/6/10	0	14600	59400	0	244	3713	5	0	0	Normal
155	13/12/09	4	10100	100800	0	153	2820	6	1	0	Normal
156	14/10/08	0	28300	70200	1	199	3095	5	0	0	Normal
156	22/4/08	0	27600	70800	2	279	2789	0	0	0	Normal
157	16/10/07	0	28000	69700	1	217	3187	4	0	0	Normal
157	21/4/07	7	27100	66000	0	229	2921	0	0	0	Normal
158	13/9/10	0	28600	96400	0	282	3590	7	0	0	Normal
158	10/3/10	0	29900	110400	0	124	1646	3	0	0	Normal
159	18/9/09	9	28000	84000	0	136	2220	5	0	0	Normal
159	8/3/09	8	26800	87500	0	172	2220	5	1	0	Normal
160	6/8/08	0	18500	83100	1	115	2172	1	1	0	Normal
160	15/2/08	0	20000	61700	1	139	1488	1	0	0	Normal
161	22/11/10	42	31100	138600	4	719	6420	2	1	0	Normal
161	14/5/10	0	18900	62100	4	327	4369	1	1	0	Normal
162	30/11/09	22	23900	88200	0	390	3420	3	1	0	Normal
162	30/5/09	24	25000	80600	3	384	2970	2	2	0	Normal
163	22/10/08	24	23000	63700	4	216	1932	0	0	0	Normal
163	24/4/08	13	18200	58700	1	163	400	0	0	0	Normal
164	11/9/10	0	12700	53700	1	247	4815	1	2	0	Normal
164	8/3/10	32	13500	52700	0	176	3178	1	1	0	Normal
165	18/9/09	26	23100	82200	1	252	4480	5	4	0	Normal
165	16/3/09	47	14800	80300	2	416	5080	7	4	0	Normal
166	11/5/09	10	11500	71400	0	327	2470	51	1	0	Normal
166	9/10/08	2	20600	81700	3	332	4044	63	3	0	Normal
167	23/4/08	3	20500	63700	2	299	2299	57	0	0	Normal
167	23/10/07	8	20200	57500	1	302	2598	47	1	0	Normal
168	23/10/07	8	20200	57500	1	302	2598	47	1	0	Normal
168	23/4/07	6	21700	61900	3	300	2500	55	0	0	Normal

Continuação Tabela B.1 – Resultados dos diagnósticos de Normalidade

Nº transformador	Data	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Resultado
169	17/11/10	28	36600	134000	0	240	3057	11	0	0	Normal
169	24/5/10	0	19900	69700	1	122	2437	7	0	0	Normal
170	16/11/09	6	10300	81100	0	223	2450	11	0	0	Normal
170	18/5/09	2	23500	88900	0	190	2240	8	3	0	Normal
172	7/5/09	5	24000	83200	0	124	1600	1	1	0	Normal
172	15/10/08	0	28600	67900	1	108	1893	0	0	0	Normal
173	24/4/08	0	23900	46300	1	122	1548	0	0	0	Normal
173	21/10/07	0	24100	51600	1	112	1417	0	0	0	Normal
174	21/10/07	0	24100	51600	1	112	1417	0	0	0	Normal
174	13/4/07	6	23400	67000	5	129	1772	0	0	0	Normal
175	17/6/10	0	22800	68600	0	191	2379	0	0	0	Normal
175	11/12/09	8	10900	88600	0	229	1870	16	1	0	Normal
177	10/6/09	7	22100	75600	0	182	1850	18	1	0	Normal
177	10/8/10	20	17900	56000	3	156	2002	17	0	0	Normal
180	11/7/08	0	29600	77500	0	108	1874	3	0	0	Normal
180	5/1/08	8	13100	61600	1	201	1691	2	0	0	Normal
181	17/7/07	12	29500	76000	0	322	4578	57	0	0	Normal
181	9/9/10	19	21200	69300	7	193	2989	26	1	0	Normal
182	15/3/10	0	23200	83600	0	210	2292	1	0	0	Normal
182	23/9/09	3	8600	51900	0	51	400	1	1	0	Normal
183	27/8/09	0	17700	67200	0	4	110	0	0	0	Normal
183	7/8/08	4	28300	73700	1	172	3814	11	0	0	Normal
184	8/3/08	22	23700	87300	0	259	3380	15	1	0	Normal
184	11/2/08	9	17600	61000	0	373	5816	4	0	0	Normal
185	13/8/07	0	34700	66000	1	360	3986	5	0	0	Normal
185	21/2/07	15	26700	61300	4	175	2785	11	0	0	Normal
186	19/11/10	29	27800	102600	3	243	2282	24	1	0	Normal
186	21/5/10	0	18800	55800	2	91	1531	16	1	0	Normal
189	17/10/07	29	22800	62800	4	158	2040	20	0	0	Normal
189	17/4/07	18	16700	63200	5	187	2044	14	1	0	Normal
190	15/11/10	21	29900	99800	0	249	2076	12	0	0	Normal
190	13/5/10	0	8700	51400	0	118	1430	8	0	0	Normal
192	15/11/08	0	24900	64400	1	171	2463	14	0	0	Normal
192	10/5/08	4	17900	63500	1	131	2162	7	2	0	Normal
193	21/11/07	16	18900	69300	2	167	2380	10	0	0	Normal
193	18/5/07	3	24400	63700	2	140	1860	13	0	0	Normal
194	20/6/10	0	16800	52700	0	94	1899	17	1	0	Normal
194	15/12/09	10	8900	81200	0	159	1510	23	3	0	Normal
195	14/11/09	7	13000	78700	0	131	1320	23	3	0	Normal

Continuação Tabela B.1 – Resultados dos diagnósticos de Normalidade

Nº transformador	Data	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Resultado
195	8/5/09	7	27300	85700	4	128	1640	35	5	0	Normal
196	22/3/09	7	23200	76900	1	120	1470	35	5	0	Normal
196	14/9/08	0	25400	66700	5	99	1920	57	8	0	Normal
197	14/9/08	0	25400	66700	5	99	1920	57	8	0	Normal
197	17/3/08	0	25000	68000	12	172	1625	79	10	0	Normal
198	7/5/09	10	18100	81300	0	222	1660	13	0	0	Normal
198	31/3/09	18	27900	78000	0	187	1700	14	1	0	Normal
199	20/12/08	0	22400	67300	1	154	1709	8	0	0	Normal
199	7/6/08	0	23900	61000	1	126	1335	6	0	0	Normal
200	15/12/07	0	24400	69600	0	163	1402	6	0	0	Normal
200	22/6/07	16	26400	60700	0	83	1420	3	0	0	Normal
201	17/6/10	0	8400	56300	0	114	2115	0	0	0	Normal
201	11/12/09	10	12900	94700	0	111	1390	2	0	0	Normal
202	30/3/09	13	18600	72300	0	107	1330	1	0	0	Normal
202	10/1/09	10	22100	77300	2	109	0	2	0	0	Normal
203	5/7/08	14	12800	44100	1	59	1038	1	0	0	Normal
203	4/1/08	39	25500	64300	1	191	1373	1	1	0	Normal
204	10/10/09	11	26300	84000	1	342	4220	11	1	0	Normal
204	22/3/09	21	6300	70500	1	521	5120	12	2	0	Normal
205	20/8/08	2	8200	56800	3	271	4184	5	2	0	Normal
205	18/2/08	6	9500	46700	1	298	4039	3	1	0	Normal
206	18/2/08	6	9500	46700	1	298	4039	3	1	0	Normal
206	23/8/07	2	11000	65200	0	173	2995	0	0	0	Normal
208	22/11/09	32	15700	92900	0	610	4440	75	1	0	Normal
208	22/4/09	33	16700	74600	2	638	5390	102	2	0	Normal
209	22/3/09	38	6700	71500	1	714	5250	93	2	0	Normal
209	26/12/08	22	19600	64400	2	432	5797	77	2	0	Normal
210	16/6/08	20	20500	70800	2	469	6396	94	1	0	Normal
210	30/12/07	62	19500	61900	2	685	7986	115	0	0	Normal
211	30/12/07	62	19500	61900	2	685	7986	115	0	0	Normal
211	30/5/07	39	22000	77600	7	556	7065	99	0	0	Normal
212	15/9/10	0	15600	83600	1	431	3670	12	0	0	Normal
212	11/3/10	32	10300	62800	0	217	2366	7	0	0	Normal
213	20/9/09	16	21400	78500	0	254	2610	13	1	0	Normal
213	9/3/09	17	17300	71300	0	261	2580	13	1	0	Normal
215	18/8/07	19	13000	66000	4	268	3300	11	0	0	Normal
215	7/2/07	15	12800	66100	3	245	3302	12	0	0	Normal
216	15/11/10	16	13600	80700	11	420	3482	41	5	0	Normal
216	20/5/10	12	6900	53700	7	362	3962	37	4	0	Normal

**Continuação Tabela B.1 – Resultados dos diagnósticos de Normalidade**

Nº transformador	Data	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Resultado
217	26/11/09	23	13300	99900	3	314	2720	35	5	0	Normal
217	11/5/09	18	13800	70800	11	344	2750	31	6	0	Normal
219	16/6/08	6	16700	57300	5	295	2952	15	6	0	Normal
219	13/12/07	34	16000	68000	6	418	4095	14	3	0	Normal
220	13/9/10	25	34100	147700	7	602	4504	22	2	0	Normal
220	13/3/10	0	21500	73000	0	160	1861	4	0	0	Normal
221	22/9/09	12	21600	78300	0	231	2410	8	1	0	Normal
221	9/3/09	20	15400	75300	0	332	2860	8	2	0	Normal
222	29/5/09	23	17100	80300	0	320	3390	29	1	0	Normal
222	11/11/08	17	15900	60000	2	428	5366	41	1	0	Normal
223	14/5/08	6	14400	67900	1	328	4562	32	1	0	Normal
223	23/11/07	23	15600	63700	2	455	5820	25	1	0	Normal
224	23/11/07	23	15600	63700	2	455	5820	25	1	0	Normal
224	15/5/07	20	6800	55300	3	333	3628	32	0	0	Normal
225	8/5/09	3	9700	60700	1	252	620	5	0	0	Normal
225	21/1/08	11	6300	21200	1	200	439	1	1	0	Normal
226	14/5/09	5	19400	80300	0	209	2540	15	2	0	Normal
226	10/10/08	0	19600	60900	5	140	2368	20	3	0	Normal
227	14/4/08	0	13900	52300	2	169	1421	19	9	0	Normal
227	20/10/07	4	6100	22000	1	49	417	37	1	0	Normal
228	20/10/07	4	6100	22000	1	49	417	37	1	0	Normal
228	17/4/07	18	9000	63700	6	516	3591	75	3	0	Normal
229	19/3/10	0	31800	88000	0	27	1470	3	0	0	Normal
229	14/9/09	7	22400	77300	0	100	2140	7	1	0	Normal
230	8/3/09	6	17400	71000	0	105	1550	5	1	0	Normal
230	22/1/09	3	20100	59900	3	76	2179	4	0	0	Normal
231	9/10/08	0	23700	59700	1	63	1942	3	0	0	Normal
231	1/4/08	0	26300	66400	1	138	1412	3	0	0	Normal
232	1/4/08	0	26300	66400	1	138	1412	3	0	0	Normal
232	7/9/07	0	26000	57000	0	30	1581	0	0	0	Normal
233	2/5/09	5	25500	75800	0	284	3300	21	1	0	Normal
233	14/10/08	0	24300	63000	1	227	3581	17	1	0	Normal
234	7/4/08	0	20700	64000	0	274	1459	13	0	0	Normal
234	13/10/07	0	25200	65600	2	285	3570	14	1	0	Normal
235	13/10/07	0	25200	65600	2	285	3570	14	1	0	Normal
235	14/4/07	5	16100	73100	5	269	3609	22	0	0	Normal
236	17/6/10	0	22400	57400	0	128	1838	0	0	0	Normal
236	11/12/09	6	30300	101800	0	137	1670	2	1	0	Normal

Continuação Tabela B.1 – Resultados dos diagnósticos de Normalidade

Nº transformador	Data	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Resultado
237	10/6/09	8	29900	77700	0	149	1760	1	1	0	Normal
237	15/11/08	3	26700	68500	1	101	1655	1	0	0	Normal
238	12/5/09	4	24700	97000	0	115	1370	9	0	0	Normal
238	13/8/08	0	22000	66500	1	143	2457	9	3	0	Normal
239	15/2/08	0	21600	51100	1	110	2166	6	0	0	Normal
239	18/8/07	0	29500	70200	0	179	2337	0	0	0	Normal
240	18/8/07	0	29500	70200	0	179	2337	0	0	0	Normal
240	13/2/07	0	14800	69200	3	154	2682	9	0	0	Normal
239	8/9/10	52	15100	67200	0	369	4108	0	0	0	Normal
239	14/3/10	101	20100	88200	0	208	2421	1	1	0	Normal
240	18/9/09	50	14300	79400	0	265	3080	3	1	0	Normal
240	10/3/09	62	10800	72900	0	300	2720	3	1	0	Normal
241	13/8/08	0	24400	87600	0	64	501	0	0	0	Normal
241	15/2/08	45	19500	64000	1	266	3508	1	1	0	Normal
242	18/8/07	44	19200	63700	0	280	2880	0	0	0	Normal
242	13/2/07	51	12400	58900	7	292	4027	3	1	0	Normal
243	12/8/10	0	16000	45500	0	210	2707	3	0	0	Normal
243	5/3/10	0	18200	65700	0	76	737	1	0	0	Normal
244	26/8/09	25	18000	69400	0	333	4590	64	2	0	Normal
244	8/1/09	62	24000	79300	1	372	6181	71	0	0	Normal
245	8/1/09	62	24000	79300	1	372	6181	71	0	0	Normal
245	24/7/08	17	27800	82300	2	323	5783	75	0	0	Normal
246	27/5/10	22	12600	58200	0	297	2422	23	0	0	Normal
246	25/11/09	14	18000	88200	0	213	2320	29	1	0	Normal
247	27/5/09	11	18400	81800	1	222	2070	25	1	0	Normal
247	19/11/08	0	17000	60800	3	201	2842	19	0	0	Normal
248	6/5/09	7	22300	89700	0	222	2030	14	1	0	Normal
248	3/4/09	9	26700	79200	0	216	2070	14	0	0	Normal
249	22/12/08	0	26800	68900	3	170	2376	16	0	0	Normal
249	8/6/08	0	13100	64900	1	181	2277	16	0	0	Normal
250	16/12/07	0	16300	66900	2	278	2587	9	0	0	Normal
250	22/6/07	4	25700	65600	0	166	3213	9	0	0	Normal
252	2/5/09	3	6300	83100	124	116	2200	14	286	0	Normal
252	12/10/08	0	8500	80000	121	100	2569	14	352	0	Normal
253	16/4/08	4	3900	53800	72	76	1508	7	199	0	Normal
253	14/7/07	15	2600	62100	73	120	2015	9	268	0	Normal
256	6/6/09	2	5200	30100	0	46	280	1	1	0	Normal
256	19/5/09	0	2700	11500	7	0	40	0	0	0	Normal

**Continuação Tabela B.1 – Resultados dos diagnósticos de Normalidade**

Nº transformador	Data	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Resultado
257	18/11/08	3	6800	71400	35	331	3244	29	80	0	Normal
257	7/5/08	23	2100	64200	37	264	2635	21	70	0	Normal
258	19/11/07	15	1200	58200	27	196	2654	7	54	0	Normal
258	13/5/07	5	1300	59700	48	298	2477	18	77	0	Normal
260	11/5/09	33	4000	46300	29	177	2470	6	40	0	Normal
260	8/9/08	10	3700	35900	29	146	2832	4	45	0	Normal
261	22/3/08	22	5100	49300	24	115	1903	3	27	0	Normal
261	15/3/07	4	5000	35300	25	126	2244	5	32	0	Normal
263	26/11/09	54	10900	90100	65	380	4190	18	117	0	Normal
263	12/5/09	57	5900	79200	86	400	4490	20	120	0	Normal
264	12/5/09	57	5900	79200	86	400	4490	20	120	0	Normal
264	25/2/08	66	2400	62700	72	439	5587	15	118	0	Normal
266	26/11/09	63	10100	94800	50	254	2760	10	103	0	Normal
266	28/5/09	42	8100	87800	67	270	2790	11	98	0	Normal
269	29/9/08	72	2800	53800	81	259	3285	44	124	0	Normal
269	10/4/08	78	2800	63400	96	260	3264	47	109	0	Normal
271	17/9/10	0	7200	78200	10	1150	6172	20	7	0	Normal
271	13/3/10	9	11100	94600	0	644	3438	10	2	0	Normal
272	24/9/09	7	11700	94000	5	741	4520	20	5	0	Normal
272	12/3/09	7	11600	62700	4	429	5120	22	5	0	Normal
273	12/8/08	0	11000	73100	9	565	4590	13	4	0	Normal
273	13/2/08	0	1000	57600	6	843	6375	4	2	0	Normal
275	15/8/08	4	5500	66900	120	151	5857	12	307	0	Normal
275	16/2/08	14	2800	61000	123	188	6229	13	303	0	Normal
276	17/8/07	10	3200	69400	126	173	2987	31	314	0	Normal
276	9/2/07	11	2300	62000	130	149	5687	16	334	0	Normal
278	10/11/09	11	8500	101000	64	176	2130	12	161	0	Normal
278	4/5/09	26	4100	80500	88	197	2530	14	145	0	Normal
279	9/10/08	3	4800	62900	71	152	2188	10	162	0	Normal
279	11/4/08	18	3300	65300	60	125	1720	8	145	0	Normal
280	13/10/07	21	1600	67600	72	200	2593	9	187	0	Normal
280	18/4/07	18	2900	61900	79	182	2500	13	176	0	Normal
282	30/11/09	11	9800	97800	240	156	3850	283	169	0	Normal
282	30/5/09	10	9300	88400	242	159	3750	281	187	0	Normal
283	15/5/10	12	19900	68300	1	285	5421	30	0	0	Normal
283	10/11/09	10	22700	93500	0	465	4280	38	1	0	Normal
284	19/5/09	8	24800	85900	0	359	4350	39	1	0	Normal

Continuação Tabela B.1 – Resultados dos diagnósticos de Normalidade

Nº transformador	Data	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Resultado
284	17/11/08	0	22700	69200	3	336	5208	29	0	0	Normal
285	10/5/08	0	23300	70800	1	350	4281	16	0	0	Normal
285	20/11/07	0	24200	74100	1	443	6871	28	0	0	Normal
290	21/11/07	25	2300	66900	53	192	2356	8	157	0	Normal
290	14/5/07	12	2800	65800	66	242	2362	15	191	0	Normal
292	26/9/09	3	18500	93300	64	334	2820	17	28	0	Normal
292	21/3/09	14	12300	83500	81	413	3220	18	27	0	Normal
294	21/8/07	0	5200	70100	51	489	2875	35	12	0	Normal
294	22/2/07	16	2200	57900	61	434	3388	28	19	0	Normal
296	11/8/08	0	9100	76700	97	535	3818	30	73	0	Normal
296	11/2/08	5	1000	76800	94	576	5071	29	69	0	Normal
298	20/9/09	5	15900	99100	119	192	1720	16	302	0	Normal
298	24/3/09	8	6300	77800	156	275	1970	17	313	0	Normal
300	13/12/07	11	3600	65300	131	223	2442	11	324	0	Normal
300	29/6/07	15	1500	69900	138	282	2584	3	327	0	Normal
304	9/5/09	2	11400	84900	85	258	3260	6	163	0	Normal
304	10/10/08	0	7200	76200	134	443	6478	7	315	0	Normal
305	18/4/08	0	5000	69000	92	452	4804	5	240	0	Normal
305	17/10/07	0	1400	75200	104	481	5278	2	276	0	Normal
306	17/10/07	0	1400	75200	104	481	5278	2	276	0	Normal
306	17/4/07	5	2200	62800	104	420	5128	7	247	0	Normal
307	23/3/09	4	9100	97700	82	736	5230	12	77	0	Normal
307	18/11/08	0	5100	84800	100	772	7672	9	91	0	Normal
308	15/5/08	0	3100	67900	64	536	5270	6	56	0	Normal
308	21/11/07	0	1600	77600	74	624	6063	6	58	0	Normal
311	22/11/07	0	1600	72800	57	414	4253	2	16	0	Normal
311	8/5/07	7	4000	80000	102	557	4317	10	33	0	Normal
313	6/2/10	0	3100	62600	125	201	3259	3	36	0	Normal
313	11/8/09	4	13800	120200	193	403	4700	7	67	0	Normal
316	5/7/07	11	2400	85700	156	371	6874	0	57	0	Normal
316	21/2/07	8	1900	62600	148	370	5345	4	60	0	Normal
317	7/5/09	3	11100	91400	24	622	2470	20	6	0	Normal
317	14/10/08	0	9400	84300	18	631	3144	21	6	0	Normal
318	17/4/08	0	5700	66300	13	688	2974	21	4	0	Normal
318	12/10/07	0	7900	81700	26	678	2870	24	6	0	Normal
319	12/10/07	0	7900	81700	26	678	2870	24	6	0	Normal
319	23/4/07	5	4500	64300	27	681	2890	22	5	0	Normal
320	19/11/10	37	19300	152300	45	1187	3565	17	12	0	Normal



Continuação Tabela B.1 – Resultados dos diagnósticos de Normalidade

Nº transformador	Data	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Resultado
320	13/5/10	0	7800	83300	41	575	3083	16	7	0	Normal
321	10/11/09	10	12600	108800	44	696	3720	27	15	0	Normal
321	2/5/09	8	6800	85500	52	694	3550	23	11	0	Normal
322	10/1/09	0	11200	81200	43	553	4613	27	14	0	Normal
322	2/9/08	3	4800	67300	47	583	5010	24	13	0	Normal
324	8/5/09	3	8700	92300	101	185	2150	15	310	0	Normal
324	15/10/08	0	12200	77000	87	131	2356	12	299	0	Normal
326	20/7/07	5	3000	87500	55	113	2200	62	218	0	Normal
326	12/1/07	7	4400	68000	86	144	1777	15	228	0	Normal
328	11/3/09	6	5400	79200	157	248	2320	18	458	0	Normal
328	22/8/08	4	8000	73600	152	255	3001	20	548	0	Normal
330	9/5/09	15	9900	89700	77	365	3510	8	114	0	Normal
330	13/10/08	23	7500	88800	99	453	5658	9	159	0	Normal
331	24/4/08	12	1800	75300	71	392	3861	6	121	0	Normal
331	22/10/07	38	1700	75200	97	507	4710	9	155	0	Normal
332	20/7/07	35	1800	87800	66	708	4750	44	106	0	Normal
332	22/1/07	29	7100	85600	73	406	3546	13	105	0	Normal
333	25/6/10	0	13100	48500	0	391	4855	27	1	0	Normal
333	21/12/09	5	14500	85700	0	360	3060	30	2	0	Normal
336	23/4/07	4	12500	76400	6	353	3774	15	0	0	Normal
336	12/1/07	0	20300	81900	5	231	2399	2	0	0	Normal
339	16/10/07	0	3700	67400	100	558	3386	4	141	0	Normal
339	17/4/07	10	1900	67800	128	681	3296	6	149	0	Normal
341	20/9/09	4	7000	86600	125	653	3850	4	153	0	Normal
341	8/3/09	4	8900	84200	114	570	3720	3	149	0	Normal
342	15/8/08	0	6400	82800	76	668	5234	4	175	0	Normal
342	18/2/08	0	2500	66300	98	604	4764	1	135	0	Normal
343	19/8/07	0	6700	67400	103	495	2851	0	132	0	Normal
343	9/2/07	6	3500	71700	92	474	4909	3	147	0	Normal
344	27/5/10	0	3300	59700	24	1947	8011	0	18	0	Normal
344	25/11/09	4	10700	92600	20	1443	5440	4	12	0	Normal
345	27/5/09	5	10400	91000	31	1435	5400	4	8	0	Normal
345	19/11/08	0	13200	88	25	1266	7003	4	4	0	Normal
346	9/5/08	0	4700	43200	10	1146	7419	1	2	0	Normal
346	10/5/07	12	4200	65500	25	1451	6604	1	3	0	Normal
347	17/11/10	34	17500	166200	151	305	3166	3	417	0	Normal
347	27/5/10	0	2100	62200	131	355	3057	4	449	0	Normal

Continuação Tabela B.1 – Resultados dos diagnósticos de Normalidade

Nº transformador	Data	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Resultado
352	24/9/09	26	9300	92900	134	192	1620	10	313	0	Normal
352	7/3/09	25	6200	83500	136	189	1660	9	303	0	Normal
353	9/11/08	0	23600	38700	8	375	3585	53	10	0	Normal
353	12/8/08	0	27100	76700	5	309	3787	53	8	2	Normal
354	13/5/08	0	17800	59300	3	250	2456	32	2	0	Normal
354	16/2/08	0	18800	64700	3	353	3041	38	8	0	Normal
355	14/6/10	0	7400	75900	20	1317	7714	2	4	0	Normal
355	12/12/09	5	13600	108300	10	940	4990	2	4	0	Normal
357	18/2/08	0	6700	77500	8	990	7079	2	4	0	Normal
357	19/8/07	0	5400	78400	16	1058	5904	0	0	0	Normal
358	26/6/10	0	12000	64300	16	56	408	0	25	0	Normal
358	21/12/09	22	10500	99600	93	236	1700	7	239	0	Normal
363	24/10/10	0	25300	112300	0	323	2280	34	1	0	Normal
363	15/4/10	47	15900	64800	1	166	1624	25	1	0	Normal
364	14/3/10	53	12700	59100	0	220	1912	27	2	0	Normal
364	2/10/09	17	15800	76900	0	238	1860	28	2	0	Normal
365	18/3/09	11	4900	53700	1	263	2460	36	5	0	Normal
365	19/11/08	5	18700	61900	2	262	2841	27	5	0	Normal
366	26/2/08	19	12600	57300	2	354	2520	25	4	0	Normal
366	28/11/07	45	16400	62000	2	268	2669	7	1	0	Normal
368	14/3/10	0	10300	48600	0	485	2622	43	0	0	Normal
368	2/10/09	6	19000	77500	1	618	2850	53	1	0	Normal
369	18/3/09	7	8700	58200	1	564	3080	52	1	0	Normal
369	19/11/08	6	22400	74100	3	695	4286	58	0	0	Normal
370	18/8/08	0	21000	70400	3	591	3423	51	1	0	Normal
370	17/5/08	0	21000	62800	2	613	5064	48	0	0	Normal
371	26/2/08	0	16000	54500	2	738	5655	49	0	0	Normal
371	28/11/07	0	19400	59400	2	621	3858	42	1	0	Normal
372	28/11/07	0	19400	59400	2	621	3858	42	1	0	Normal
372	21/8/07	0	15100	71400	8	553	3569	19	0	0	Normal
374	20/9/09	4	8800	81500	2	632	5230	65	4	0	Normal
374	8/3/09	9	5400	74800	3	691	4420	51	3	0	Normal
375	11/5/09	5	24300	84800	1	414	4200	54	2	0	Normal
375	8/4/09	7	26400	98700	0	479	4610	57	2	0	Normal
376	8/5/08	0	19700	69600	1	350	4117	46	1	0	Normal
376	15/2/08	0	18000	66900	1	358	3710	37	0	0	Normal
377	19/11/07	0	20800	74000	2	163	3675	19	0	0	Normal
377	10/2/07	0	24300	74200	6	392	5932	46	1	0	Normal

Continuação Tabela B.1 – Resultados dos diagnósticos de Normalidade

Nº transformador	Data	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Resultado
379	27/11/09	16	10200	89900	25	614	5040	7	15	0	Normal
379	5/5/09	18	4400	74700	41	834	5980	8	16	0	Normal
380	23/12/08	13	5100	79200	37	768	7861	3	4	0	Normal
380	2/9/08	8	4900	70600	26	783	6976	1	8	0	Normal
381	16/1/08	71	3400	71900	30	541	7048	2	10	0	Normal
381	16/10/07	87	4700	74800	33	870	6100	7	15	0	Normal
384	17/12/09	2	10100	96400	16	498	2670	6	145	0	Normal
384	11/5/09	5	4700	87400	146	561	3040	8	151	0	Normal
385	20/4/09	2	11400	100700	133	483	2770	5	133	0	Normal
385	22/12/08	0	3900	82700	139	520	4947	7	202	0	Normal
389	15/9/09	9	25400	84200	0	518	4130	77	3	0	Normal
389	9/3/09	7	19700	72400	2	575	4140	72	3	0	Normal
390	18/11/08	0	27400	72800	6	479	6558	91	1	0	Normal
390	14/5/08	0	25600	70400	13	709	4000	118	3	0	Normal
391	13/4/07	6	22200	67000	9	531	3743	32	3	0	Normal
391	17/1/07	4	11200	48700	6	311	2147	20	0	0	Normal
393	4/6/09	61	7400	75900	127	239	2810	7	204	0	Normal
393	21/10/08	281	3000	66000	137	259	4298	7	303	0	Normal
395	18/10/07	52	1200	64300	121	291	4056	4	240	0	Normal
395	25/4/07	210	1600	62900	118	274	3569	5	220	0	Normal
398	11/5/08	2	3400	71600	105	155	1895	4	286	0	Normal
398	7/1/08	56	4400	72200	112	152	1850	1	253	0	Normal
400	21/8/09	8	7700	82800	156	248	2620	6	234	0	Normal
400	25/1/09	0	6800	85400	136	233	3285	7	301	0	Normal
402	12/10/07	0	1100	65200	137	294	3522	1	270	0	Normal
402	13/4/07	0	1700	51700	143	269	3296	7	263	0	Normal
404	11/5/09	36	5900	73200	140	343	1770	12	134	0	Normal
404	14/4/09	34	5300	73100	137	345	1910	12	148	0	Normal
407	13/8/08	9	5200	70700	35	609	4144	15	3	0	Normal
407	12/2/08	4	1000	71000	18	503	3665	7	2	0	Normal
408	16/8/07	15	3200	66000	3	580	7235	3	1	0	Normal
408	28/2/07	23	3800	67700	38	710	4644	18	9	0	Normal
409	17/11/10	25	16600	144300	160	621	3734	5	28	0	Normal
409	24/5/10	0	5200	67400	134	318	3734	5	28	0	Normal
410	14/11/09	7	13200	98300	122	387	3710	9	35	0	Normal
410	2/5/09	10	5400	71300	141	412	3740	9	32	0	Normal
411	14/10/08	0	9100	88200	125	408	4118	9	36	0	Normal
411	8/4/08	0	7300	72100	103	403	3576	7	33	0	Normal
412	12/10/07	0	4800	65800	93	436	4684	7	5	0	Normal
412	15/4/07	13	3500	63500	100	402	4355	9	25	0	Normal

Continuação Tabela B.1 – Resultados dos diagnósticos de Normalidade

Nº transformador	Data	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Resultado
414	13/11/09	4	9100	92200	4	417	2280	25	9	0	Normal
414	2/5/09	3	5800	52900	6	281	1520	15	8	0	Normal
415	9/8/08	0	7100	49600	5	108	1041	4	5	0	Normal
415	8/4/08	0	12800	51300	6	145	816	2	11	0	Normal
416	20/9/10	31	12700	109500	63	1347	8624	3	11	0	Normal
416	17/3/10	45	8300	72400	48	536	4459	4	4	0	Normal
417	24/9/09	22	11300	90600	66	744	5700	9	9	0	Normal
417	23/3/09	20	7300	77000	48	728	5570	9	9	0	Normal
421	25/11/09	8	14400	102400	64	508	2570	7	16	0	Normal
421	30/5/09	23	11500	91700	69	527	2500	8	13	0	Normal
423	2/6/08	18	6800	76200	194	259	4230	6	315	0	Normal
423	8/12/07	59	5800	79100	196	244	1649	5	304	0	Normal
425	22/9/09	5	6500	78700	91	602	4400	3	29	0	Normal
425	23/3/09	8	9400	85000	71	602	4120	3	22	0	Normal
426	9/9/08	0	3800	62900	83	616	5548	1	31	0	Normal
426	15/3/08	0	2700	64300	64	556	3810	1	21	0	Normal
427	6/9/07	0	6000	62500	0	211	1150	0	8	0	Normal
427	22/3/07	12	2800	66700	77	650	5423	2	25	0	Normal
428	17/11/10	0	5900	83700	48	914	3364	0	8	0	Normal
428	30/5/10	0	3600	47300	44	440	2175	0	6	0	Normal
431	26/11/07	0	1002	46300	26	330	2386	0	1	0	Normal
431	18/5/07	4	3300	46600	37	456	2115	0	9	0	Normal
432	19/9/09	2	8300	38600	0	47	230	1	0	0	Normal
432	10/2/09	35	10800	102000	7	346	1680	22	3	0	Normal
433	16/5/08	0	21100	65900	3	331	3335	29	9	0	Normal
433	21/11/07	0	16700	65300	1	144	2228	27	6	0	Normal
434	21/11/07	0	16700	65300	1	144	2228	27	6	0	Normal
434	14/5/07	5	12700	61200	4	295	1737	27	2	0	Normal
436	11/9/10	0	820	56300	15	847	3242	1	4	0	Normal
436	13/3/10	0	8100	46000	10	314	1717	1	1	0	Normal
437	15/9/09	9	15100	89000	17	557	2580	3	5	0	Normal
437	4/4/09	9	5200	48200	19	491	2340	2	5	0	Normal
438	9/3/09	9	5200	48200	19	491	2340	2	5	0	Normal
438	14/8/08	3	4800	33000	10	285	1687	2	1	0	Normal
439	16/2/08	15	3300	45200	19	548	2961	1	7	0	Normal
439	10/2/07	15	6900	57400	18	457	2862	3	1	0	Normal
440	30/5/10	0	5600	35300	7	476	2551	1	3	0	Normal
440	11/12/09	7	54800	221600	0	417	1750	2	1	0	Normal

**Continuação Tabela B.1 – Resultados dos diagnósticos de Normalidade**

Nº transformador	Data	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Resultado
441	29/11/09	7	6000	41800	4	440	1240	2	1	0	Normal
441	10/5/09	7	7600	500200	4	485	1580	1	0	0	Normal
443	13/6/08	5	6200	35300	5	462	2074	1	0	0	Normal
443	15/12/07	7	3600	27600	5	329	1485	1	0	0	Normal
444	11/9/10	0	3300	36500	22	682	3132	0	8	0	Normal
444	13/3/10	33	10400	84500	15	405	1816	0	4	0	Normal
445	15/9/09	16	13600	80500	20	524	2440	3	8	0	Normal
445	9/3/09	14	4500	42900	22	471	2210	2	9	0	Normal
446	14/8/08	2	12700	62600	16	356	2117	0	4	0	Normal
446	16/2/08	10	3600	33900	11	409	2493	1	5	0	Normal
449	25/8/09	5	5600	46100	54	380	3000	9	9	0	Normal
449	28/1/09	6	5800	46700	54	397	4625	10	21	0	Normal
450	26/7/08	8	13400	61200	42	330	3650	8	8	0	Normal
450	17/1/08	33	2900	37300	45	404	4317	5	5	0	Normal
451	19/7/07	11	1300	45000	47	595	3352	6	5	0	Normal
451	16/1/07	9	8800	73000	44	407	3428	13	8	0	Normal
453	17/10/09	4	4800	42400	42	318	1790	4	10	0	Normal
453	27/4/09	2	6200	42100	35	257	1450	3	7	0	Normal
455	4/1/08	15	2900	38400	48	503	3719	5	12	0	Normal
455	13/7/07	2	7700	53300	36	490	5455	21	7	0	Normal
456	13/7/07	2	7700	53300	36	490	5455	21	7	0	Normal
456	9/1/07	0	1800	27900	39	302	2078	7	10	0	Normal
457	19/11/10	0	22300	138600	42	890	3721	1	17	0	Normal
457	20/5/10	0	7300	66800	43	501	3213	1	13	0	Normal
459	9/10/08	0	5200	66500	44	88	4315	2	12	0	Normal
459	18/4/08	10	5400	67700	38	684	4250	2	13	0	Normal
460	20/11/10	27	16600	129200	57	1560	3942	2	10	0	Normal
460	15/5/10	0	8100	71700	53	739	3017	2	8	0	Normal
461	27/11/09	3	10100	92200	38	742	3130	4	13	0	Normal
461	29/5/09	2	7300	73200	52	744	3040	4	12	0	Normal
463	28/11/07	0	2500	61400	49	838	4651	1	13	0	Normal
463	14/5/07	5	1600	55000	55	737	3592	2	10	0	Normal
465	12/12/08	0	8800	55000	38	377	4273	1	28	0	Normal
465	13/6/08	0	1400	32100	39	337	3873	1	22	0	Normal
467	18/9/10	4	9000	57700	34	578	4315	0	15	0	Normal
467	11/3/10	2	11600	81500	23	273	2427	0	0	0	Normal

Continuação Tabela B.1 – Resultados dos diagnósticos de Normalidade

Nº transformador	Data	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Resultado
468	21/9/09	3	11300	79800	38	461	3430	4	12	0	Normal
468	5/3/09	4	8300	57200	40	399	2890	2	10	0	Normal
469	5/8/08	0	12900	74600	38	386	3304	2	10	0	Normal
469	9/2/08	0	8300	69200	41	477	4888	1	11	0	Normal
470	16/8/07	0	3900	38900	44	430	3221	0	2	0	Normal
470	17/2/07	0	6500	57200	34	342	3497	1	11	0	Normal
471	14/9/10	17	8700	62500	60	542	6287	2	71	0	Normal
471	15/3/10	11	18200	94800	74	211	2736	2	94	0	Normal
474	16/8/09	13	12200	91500	66	685	4280	3	43	0	Normal
474	17/1/09	3	7600	77300	69	710	5779	2	51	0	Normal
478	3/10/09	2	16400	89600	37	433	3250	2	30	0	Normal
478	14/3/09	2	3300	35100	42	397	3300	2	30	0	Normal
480	20/9/10	14	6000	47100	27	605	3809	1	18	0	Normal
480	16/3/10	8	4500	42100	23	255	2143	0	6	0	Normal
482	25/5/10	0	3100	41900	41	446	4025	0	28	0	Normal
482	28/11/09	3	7200	63600	51	482	3100	2	23	0	Normal
483	29/5/09	3	6800	54200	46	370	2330	2	16	0	Normal
483	21/11/08	0	3000	52700	26	334	3033	2	27	0	Normal
484	13/5/08	0	2500	38400	20	238	3023	1	11	0	Normal
484	21/11/07	0	2300	41300	35	307	3929	1	11	0	Normal
485	7/5/09	4	7400	65000	52	341	2480	2	30	0	Normal
485	23/10/08	0	7800	65800	52	385	3565	3	45	0	Normal
486	30/4/08	0	6900	51900	41	338	3348	1	34	0	Normal
486	24/11/07	0	9300	65900	41	323	4022	1	30	0	Normal
487	24/11/07	0	9300	65900	41	323	4022	1	30	0	Normal
487	6/5/07	0	10700	59600	47	336	3452	1	32	0	Normal
488	30/6/10	8	5400	75700	45	943	2924	24	6	0	Normal
488	15/12/09	10	7300	82900	27	594	1970	17	5	0	Normal
489	5/6/09	15	10300	94400	38	591	1930	21	3	0	Normal
489	22/11/08	4	3100	71500	32	612	2370	23	3	0	Normal
490	10/5/08	6	4400	50600	21	446	2691	14	4	0	Normal
490	29/11/07	25	1900	62100	25	467	2847	14	1	0	Normal
492	21/9/09	90	10700	98400	45	261	2160	13	175	0	Normal
492	8/3/09	151	6400	80700	59	297	2160	13	181	0	Normal
493	16/8/08	74	4300	66100	48	205	2043	8	175	0	Normal
493	25/2/08	75	2700	52700	45	141	1815	8	172	0	Normal
496	21/9/09	24	20500	127300	41	371	4380	43	62	0	Normal
496	8/3/09	31	6700	81200	74	476	4510	46	66	0	Normal
497	24/5/10	9	8700	62300	17	539	1766	2	3	0	Normal

**Continuação Tabela B.1 – Resultados dos diagnósticos de Normalidade**

Nº transformador	Data	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Resultado
497	25/11/09	6	20200	96300	8	383	1370	3	2	0	Normal
499	9/9/10	8	11600	66400	41	402	4628	2	23	0	Normal
499	12/3/10	15	5800	62400	41	222	2771	1	9	0	Normal
500	22/9/09	10	6100	62700	44	268	3320	3	14	0	Normal
500	26/3/09	13	4400	44700	42	300	3430	3	16	0	Normal
501	4/9/08	5	6400	48300	47	300	4903	2	17	0	Normal
501	14/3/08	11	1000	43600	30	305	3447	2	11	0	Normal
502	6/9/07	8	7800	54400	39	178	3147	0	3	0	Normal
502	23/3/07	12	2700	37400	38	324	3693	3	11	0	Normal
503	27/5/09	4	5300	40200	7	523	1710	7	1	0	Normal
503	9/11/08	0	6000	39600	10	538	1967	6	1	0	Normal
504	5/5/08	2	10300	55900	4	550	1811	5	1	0	Normal
504	22/11/07	7	12800	58500	3	520	2157	2	1	0	Normal
506	15/8/08	4	6300	36900	5	348	1591	2	1	0	Normal
506	22/2/08	20	3500	30000	6	618	1303	2	0	0	Normal
507	16/8/07	4	4400	31600	10	571	1201	1	0	0	Normal
507	11/2/07	4	1700	28700	12	494	1857	4	2	0	Normal
508	18/9/10	0	12300	57100	6	838	2098	5	0	0	Normal
508	12/3/10	2	9000	50000	6	388	1363	3	0	0	Normal
509	12/3/10	2	9000	50000	6	388	1363	3	0	0	Normal
509	23/9/09	4	8800	53600	7	557	1730	7	1	0	Normal
510	21/7/10	0	6600	43100	1	265	1581	4	0	0	Normal
510	14/1/10	4	17900	86300	10	109	990	3	0	0	Normal
511	7/5/09	3	13500	56400	0	70	670	2	0	0	Normal
511	15/4/09	2	7300	31400	0	48	510	1	0	0	Normal
512	11/9/10	0	19100	86100	16	764	2430	4	2	0	Normal
512	12/3/10	11	6500	51200	5	343	1761	2	1	0	Normal
513	10/12/09	12	14000	95700	2	445	2120	5	3	0	Normal
513	9/9/08	14	7700	51300	11	503	2536	3	1	0	Normal
514	15/3/08	12	3200	45300	2	462	1324	0	0	0	Normal
514	6/9/07	9	2600	37800	1	516	1827	0	0	0	Normal
516	26/11/09	12	7900	76400	2	618	1510	9	2	0	Normal
516	28/5/09	12	6200	60600	5	581	1350	7	1	0	Normal
517	19/11/08	12	4500	57300	7	585	1940	6	1	0	Normal
517	16/5/08	3	3200	43400	1	437	1930	4	1	0	Normal
518	27/11/07	10	5000	52600	6	502	1652	2	1	0	Normal
518	8/5/07	10	2900	47400	17	498	1446	2	0	0	Normal
520	29/5/09	20	13100	76700	8	426	1390	4	2	0	Normal
520	10/11/08	24	5300	55500	10	460	1095	3	1	0	Normal

Continuação Tabela B.1 – Resultados dos diagnósticos de Normalidade

Nº transformador	Data	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Resultado
521	7/5/08	17	4700	47200	10	444	1311	3	1	0	Normal
521	24/11/07	32	2900	39800	12	447	1973	2	2	0	Normal
522	24/11/07	32	2900	39800	12	447	1973	2	2	0	Normal
522	12/5/07	16	2900	38000	9	368	1207	3	0	0	Normal
523	24/11/09	14	13000	81400	8	439	1800	4	3	0	Normal
523	12/5/09	6	18300	78700	10	370	1900	4	3	0	Normal
524	16/4/09	13	12500	80700	13	451	1910	4	3	0	Normal
524	17/12/08	0	20500	74500	13	210	2016	3	2	0	Normal
525	11/6/08	8	12400	64600	12	506	4683	3	3	0	Normal
525	17/12/07	12	1600	47000	2	343	2319	1	1	0	Normal
527	25/11/09	134	8200	66000	61	381	1520	6	42	0	Normal
527	14/4/09	136	5100	57300	70	402	1540	6	37	0	Normal
529	26/8/09	8	5300	49400	42	310	2710	7	19	0	Normal
529	10/1/09	9	6800	53400	39	269	3381	11	15	0	Normal
530	20/7/08	0	6900	52600	26	241	2758	6	9	0	Normal
530	16/1/08	16	7200	53500	23	293	3301	3	6	0	Normal
531	16/1/08	16	7200	53500	23	293	3301	3	6	0	Normal
531	3/7/07	6	4500	36400	17	193	2871	5	3	0	Normal
533	7/6/09	28	9700	82300	17	150	1480	4	44	0	Normal
533	10/11/08	18	6600	70200	20	136	2063	4	41	0	Normal
534	5/5/08	56	2800	65000	14	138	1098	1	24	0	Normal
534	26/11/07	47	4000	72700	20	141	2172	2	37	0	Normal
535	26/6/10	31	12500	93100	6	1784	5970	104	0	0	Normal
535	23/12/09	18	12400	95400	0	903	3690	79	1	0	Normal
536	23/12/09	18	12400	95400	0	903	3690	79	1	0	Normal
536	3/6/09	18	10900	75200	2	844	3720	83	1	0	Normal
538	14/6/10	0	6000	41100	0	866	5805	8	0	0	Normal
538	21/12/09	7	11500	77500	1	692	3890	9	1	0	Normal
539	16/9/10	0	21500	66000	0	474	2401	27	0	0	Normal
539	15/3/10	0	18300	66500	0	360	1600	16	0	0	Normal
540	20/9/09	5	28600	85600	0	371	1920	26	0	0	Normal
540	10/3/09	6	22700	84300	0	442	1980	22	0	0	Normal
541	9/8/08	2	29000	83200	1	393	2231	22	0	0	Normal
541	7/2/08	4	22800	77700	2	504	2658	17	1	0	Normal
542	7/2/08	4	22800	77700	2	504	2658	17	1	0	Normal
542	21/8/07	4	23100	66800	1	478	3665	14	0	0	Normal
543	8/9/10	33	23700	109200	11	422	2577	3	1	0	Normal
543	15/3/10	34	4100	31300	11	186	1475	0	1	0	Normal
544	23/9/09	25	6600	41700	10	250	1500	2	2	0	Normal
544	26/3/09	29	14900	72600	9	331	2070	3	3	0	Normal



**Continuação Tabela B.1 – Resultados dos diagnósticos de Normalidade**

Nº transformador	Data	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Resultado
545	24/5/10	0	19200	57900	0	296	1203	10	0	0	Normal
545	25/11/09	4	31500	91400	0	171	1020	9	0	0	Normal
546	26/9/10	0	8800	34500	2	533	2259	15	0	0	Normal
546	31/5/09	9	13900	8280	3	692	1910	11	0	0	Normal
547	10/9/10	0	8500	52400	2	1281	3871	25	0	0	Normal
547	12/3/10	0	12000	58700	0	382	1284	7	0	0	Normal
548	15/9/09	21	15700	75100	3	870	2800	18	1	0	Normal
548	8/3/09	12	16600	70100	2	664	1860	11	1	0	Normal
550	20/9/09	4	6100	60000	4	845	3320	4	2	0	Normal
550	9/3/09	7	13000	77400	3	781	3520	5	2	0	Normal
551	10/6/10	0	3400	65600	83	486	2052	8	305	0	Normal
551	15/12/09	12	8300	80200	225	396	1390	10	198	0	Normal
552	10/6/09	8	7000	77600	108	335	1420	13	218	0	Normal
552	13/5/09	9	7400	83400	123	377	1610	15	235	0	Normal
553	29/6/10	0	6000	42600	4	518	3021	4	0	0	Normal
553	11/12/09	4	6000	48200	10	378	1800	3	0	0	Normal
554	19/7/10	0	6800	44200	6	759	3444	0	0	0	Normal
554	22/7/09	37	11200	46900	3	374	1760	1	1	0	Normal
555	12/9/10	0	3600	31100	3	478	2224	0	0	0	Normal
555	10/3/10	9	7300	49500	1	325	1499	0	0	0	Normal
556	17/9/09	13	7000	33900	3	318	1460	1	1	0	Normal
556	17/3/09	10	5800	33000	3	280	1190	1	1	0	Normal
557	9/8/10	19	13500	62200	20	780	11308	67	21	0	Normal
557	13/12/09	38	8500	78100	16	646	6520	53	16	0	Normal
558	20/11/10	149	19300	137500	8	2296	3768	0	0	0	Normal
558	24/5/10	128	5500	43900	3	563	1937	0	0	0	Normal
559	11/11/09	171	17900	96900	1	878	2370	1	1	0	Normal
559	18/5/09	135	12100	75800	2	782	2100	0	0	0	Normal
560	25/10/10	16	18700	89900	3	1216	2836	0	0	0	Normal
560	5/4/10	0	18000	78800	1	434	1102	0	0	0	Normal
561	6/10/09	9	22000	83800	0	503	1250	0	0	0	Normal
561	12/5/09	6	19000	76100	1	458	1050	0	0	0	Normal
562	12/5/09	6	19000	76100	1	458	1050	0	0	0	Normal
562	16/4/09	8	16900	72000	0	471	1000	1	0	0	Normal
563	19/11/10	0	14700	111900	8	2286	3985	0	0	0	Normal
563	17/5/10	0	7600	56000	5	812	2355	0	0	0	Normal
564	26/11/09	30	17300	91100	0	742	2060	1	1	0	Normal
564	12/5/09	23	14500	66400	1	566	1660	1	1	0	Normal
565	10/9/10	31	29100	113500	2	1011	2444	0	0	0	Normal

Continuação Tabela B.1 – Resultados dos diagnósticos de Normalidade

Nº transformador	Data	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Resultado
565	11/3/10	0	13100	58500	1	320	1226	0	0	0	Normal
566	20/9/09	10	18400	89100	0	572	1640	1	1	0	Normal
566	6/3/09	6	17600	90200	1	540	1380	1	1	0	Normal
567	13/11/10	32	23000	95700	4	837	2090	0	0	0	Normal
567	23/5/10	90	17500	68500	3	429	1575	0	0	0	Normal
568	25/11/09	36	11800	56400	1	424	1420	1	1	0	Normal
568	29/5/09	26	11500	50300	2	331	970	1	1	0	Normal
569	13/9/10	0	12900	67600	2	1607	2528	0	0	0	Normal
569	13/3/10	0	15100	79500	0	707	1293	0	0	0	Normal
570	22/9/09	8	15500	72700	0	663	1420	1	0	0	Normal
570	9/3/09	11	10500	55900	1	585	1360	1	1	0	Normal
571	15/7/10	0	11400	52900	3	675	1672	0	0	0	Normal
571	19/7/09	2	4200	22500	1	284	620	0	0	0	Normal
572	24/11/10	26	24600	131100	2	774	2101	0	0	0	Normal
572	13/5/10	0	16500	61500	0	101	1186	0	0	0	Normal
573	16/11/09	12	12700	90200	0	470	1610	1	0	0	Normal
573	7/5/09	6	17700	80500	0	369	1260	0	0	0	Normal
574	23/9/09	1	8100	30400	0	45	480	1	0	0	Normal
574	28/8/09	0	3100	13800	0	16	120	0	0	0	Normal
575	24/8/09	1	23300	85600	0	28	280	2	2	0	Normal
575	30/6/09	0	4700	17300	0	0	40	0	1	0	Normal
576	10/9/10	0	27300	101600	2	1337	2172	0	0	0	Normal
576	10/3/10	0	26900	120200	3	998	1429	0	0	0	Normal
577	22/9/09	6	13500	83600	1	950	1720	1	0	0	Normal
577	20/3/09	12	15600	84300	0	782	1610	2	0	0	Normal
578	10/9/10	7	13400	90000	2	997	2882	4	0	0	Normal
578	10/3/10	0	26900	138000	3	515	1359	2	0	0	Normal
579	20/9/09	6	9700	80900	2	571	1890	5	1	0	Normal
579	8/3/09	7	3700	49700	5	451	1540	4	2	0	Normal
580	10/7/10	0	8600	30600	3	641	1833	0	0	0	Normal
580	14/12/09	10	8900	36100	0	347	1010	0	0	0	Normal
581	6/6/09	11	19500	73600	0	326	1070	1	0	0	Normal
581	9/5/08	9	7600	26700	1	206	652	0	1	0	Normal
582	9/5/08	9	7600	26700	1	206	652	0	1	0	Normal
582	24/11/07	0	3100	35200	1	101	804	0	0	0	Normal
583	6/6/09	6	8900	33800	0	191	390	0	0	0	Normal
583	22/11/08	8	10200	41600	2	160	648	1	9	0	Normal
584	16/9/10	0	24000	71600	1	450	1106	0	0	0	Normal
584	11/3/10	0	7300	24100	0	139	620	0	0	0	Normal

**Continuação Tabela B.1 – Resultados dos diagnósticos de Normalidade**

Nº transformador	Data	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Resultado
585	22/9/09	2	6300	17700	0	56	620	0	0	0	Normal
585	21/3/09	2	3700	19200	0	94	350	0	1	0	Normal
586	12/9/08	0	2700	10700	1	54	320	0	0	0	Normal
586	18/3/08	0	17400	56500	2	284	530	1	0	0	Normal
587	20/10/10	8	12800	74500	3	767	1531	0	0	0	Normal
587	12/4/10	0	1700	17700	3	169	606	0	0	0	Normal
588	10/10/09	2	7300	25300	0	228	480	0	0	0	Normal
588	21/3/09	2	5000	17800	0	156	380	0	0	0	Normal
589	20/8/08	0	12100	39000	1	134	546	1	0	0	Normal
589	18/2/08	0	21000	16600	1	38	109	0	2	0	Normal
590	23/8/07	0	5300	15000	0	16	77	0	0	0	Normal
590	24/6/07	0	2400	16100	0	14	73	0	0	0	Normal
591	11/5/09	2	28600	83000	0	226	780	1	0	0	Normal
591	13/10/08	0	29200	78900	2	156	623	1	0	0	Normal
592	16/4/08	0	17000	55500	1	105	203	1	0	0	Normal
592	20/3/08	0	16600	44700	1	85	203	0	0	0	Normal
593	11/9/10	0	23400	86100	2	780	1721	0	0	0	Normal
593	11/3/10	3	6500	27000	1	289	1158	0	0	0	Normal
595	21/7/10	0	5700	21100	0	435	1059	0	0	0	Normal
595	18/12/09	5	21700	82100	0	227	660	0	0	0	Normal
596	9/5/09	3	20500	74800	0	164	470	0	0	0	Normal
596	11/10/08	0	7700	23900	1	100	405	0	1	0	Normal
597	11/10/08	0	7700	23900	1	100	405	0	1	0	Normal
597	2/3/08	0	4100	11500	0	12	102	0	0	0	Normal
598	16/6/10	0	12000	40200	0	159	361	0	0	0	Normal
598	14/12/09	6	5900	34300	0	103	390	1	3	0	Normal
599	14/12/09	6	5900	34300	0	103	390	1	3	0	Normal
599	17/12/08	0	14900	52800	0	18	153	0	0	0	Normal
601	15/7/09	28	20400	76400	0	133	520	0	0	0	Normal
601	30/3/09	1	4800	19800	0	11	70	0	0	0	Normal
602	19/7/10	0	12200	40300	1	273	1089	0	0	0	Normal
602	20/6/10	0	8100	24800	0	192	800	0	0	0	Normal
603	17/8/09	4	7400	28100	0	69	460	0	1	0	Normal
603	16/7/09	2	5400	19600	0	34	100	0	0	0	Normal
604	15/9/10	0	18600	79000	1	497	971	0	0	0	Normal
604	23/9/09	3	6700	31800	0	53	260	1	0	0	Normal
605	18/7/10	21	7100	21400	0	186	847	0	0	0	Normal
605	9/12/09	6	8600	34600	0	53	230	1	0	0	Normal

**Conclusão Tabela B.1 – Resultados dos diagnósticos de Normalidade**

Nº transformador	Data	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Resultado
606	18/6/10	0	7200	37400	0	203	1059	0	0	0	Normal
606	21/5/10	0	5800	9800	0	41	341	0	0	0	Normal
608	19/8/10	35	22900	98100	3	503	1058	0	0	0	Normal
608	21/2/10	0	14500	56900	0	24	145	0	0	0	Normal
609	16/9/10	20	19300	58800	1	246	1473	0	0	0	Normal
609	11/6/10	0	9800	41200	2	246	1473	0	0	0	Normal
610	4/11/10	18	15500	77800	3	136	404	1	0	0	Normal
610	29/10/10	16	22500	80700	0	114	310	0	0	0	Normal
611	28/10/10	0	14500	73900	0	130	335	0	0	0	Normal
611	28/10/10	0	10800	37200	0	105	269	0	0	0	Normal
612	19/5/10	0	10800	30800	0	18	104	0	0	0	Normal
612	18/4/10	7	12800	47400	0	5	57	0	0	0	Normal
613	18/9/10	0	12000	32500	0	23	182	0	0	0	Normal
613	12/9/10	0	6500	18500	0	28	141	0	0	0	Normal

Fonte: CPFL Paulista.