



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Análises Qualitativas de Gases Inflamáveis Dissolvidos em Óleo Isolante de Transformadores, Por Meio de Aquecimento Prévio

Dênis A. G. Gouveia	Ruy A. C. Altafim
EESC/USP	EESC/USP
dgouveia@sel.eesc.usp.br	altafim@sel.eesc.usp.br

Palavras-chave

Arco elétrico
Formação e detecção de gases inflamáveis
Gases dissolvidos
Óleo isolante
Transformadores

Resumo

Os transformadores de potência são um dos elementos mais importantes dos sistemas elétricos. A confiabilidade e o bom funcionamento destes equipamentos são vitais para que as companhias de energia forneçam eletricidade com qualidade e segurança. Um dos principais parâmetros que envolvem a normalidade da operação dos transformadores é o estado de sua isolação interna, concentrada basicamente no óleo e na celulose. Algumas falhas, principalmente térmicas e elétricas, resultam na degradação destes dielétricos, gerando gases combustíveis cujas quantidades individuais podem indicar o tipo de falha e a gravidade do problema. O objetivo deste trabalho é realizar análises e estudos qualitativos sobre a presença de gases inflamáveis dissolvidos no óleo quando da degradação do óleo isolante por arcos elétricos – o enfoque da pesquisa está em elaborar ensaios de formação de arco no óleo e, posteriormente, em laboratório, aquecer amostras desse óleo e mensurar a quantidade dos gases combustíveis dissolvidos.

1. Introdução

Os transformadores de potência podem variar de dezenas a centenas de MVAs, e chegam a custar milhões de dólares. Como são equipamentos essenciais, uma falha em serviço é sempre danosa – o que pode, inclusive, causar sua explosão [1]. Além dos aspectos de segurança, existem impactos financeiros, advindos de reparos corretivos, interrupções de energia e, nos casos mais graves, de trocas de equipamento. Assim, técnicas preventivas para que as falhas sejam detectadas precocemente são de grande valia [2]. Um dos mais sérios problemas existentes nos transformadores consiste na deterioração de sua isolação interna – ocasionada, principalmente, pela degradação do óleo e de outros materiais isolantes. Normalmente, como consequência, ocorrem formações internas de gases, cujas concentrações tendem a crescer com o agravamento do problema. Os principais gases envolvidos nestes processos são: H_2 , CO , CO_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 e C_2H_2 . As companhias de energia geralmente utilizam técnicas cromatográficas para a identificação dos gases dissolvidos no óleo, com

equipamentos especiais que monitoram as condições do óleo em tempo real. Contudo, apresentam elevado custo.

Este trabalho visa a promover estudos experimentais capazes de monitorar, em laboratório, a presença de gases combustíveis presentes em amostras de óleo submetidas a arcos elétricos intensos. Observou-se que o aquecimento dessas amostras em temperaturas adequadas permite a liberação dos gases dissolvidos e sua conseqüente mensuração – metodologia melhor descrita nos itens subseqüentes.

2. Degradação do Óleo Mineral Isolante

Geralmente, os transformadores de potência têm uma estimativa de vida de 20 a 35 anos. Na prática, porém, essa expectativa pode superar os 60 anos, quando engajados em programas de manutenções preventivas, adequadas e especializadas. No entanto, podem ocorrer falhas provocadas tanto pelo desgaste natural da isolação interna como por vários outros fenômenos que atuam sobre essa isolação – a exemplo das descargas atmosféricas, transientes de chaveamento e curtos-circuitos [1,2]. Essas falhas podem produzir descargas parciais ou arcos elétricos com diferentes temperaturas. Quando essas rupturas dielétricas ocorrem no interior de óleos minerais – à base de hidrocarbonetos líquidos – desencadeiam processos térmicos e químicos que quebram as ligações interatômicas covalentes C–H e C–C – o que, na presença de oxigênio e umidade, pode formar uma grande variedade de compostos químicos. Dentre esses compostos destacam-se hidrocarbonetos, álcoois, ácidos orgânicos, sais de ácidos orgânicos e algumas ceras [3].

Esses processos de quebra de cadeia e formação de compostos, devido às altas correntes envolvidas, contribuem para o envelhecimento do óleo, da celulose, do verniz e, conseqüentemente, de todo o equipamento [4].

A Figura 1, obtida da referência 3, ilustra o processo de degradação da isolação.

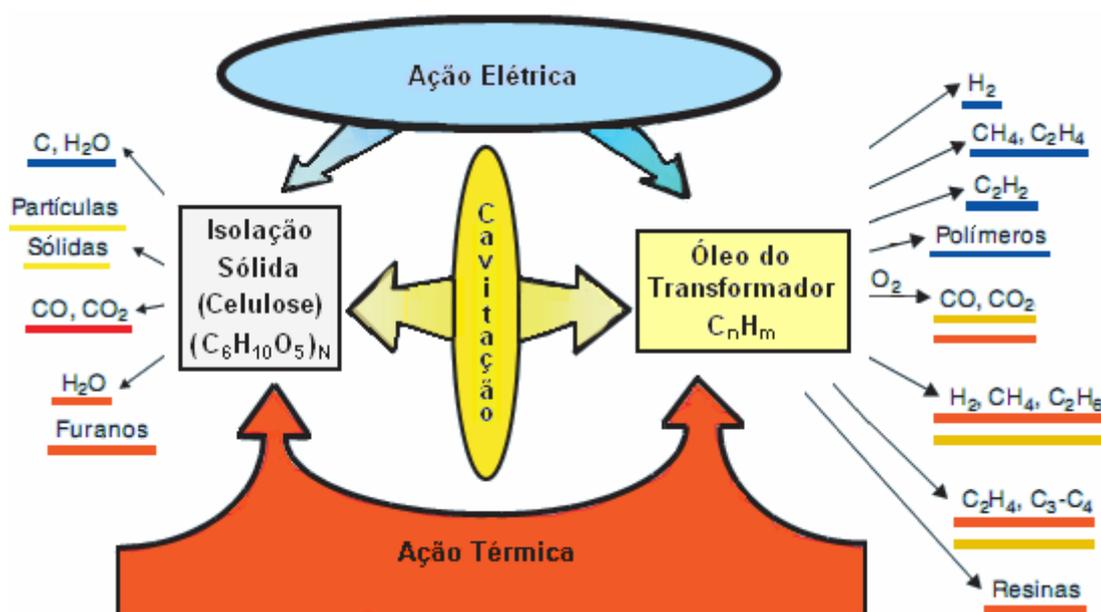


Figura 1. Fenômeno de degradação do líquido isolante e formação de novos compostos [3].

Nesses processos de formação de compostos, especialmente os gases, a energia térmica envolvida é fator preponderante.

Nas faltas onde predominam temperaturas inferiores a 200 °C, são gerados, basicamente, metano (predominante) e hidrogênio. Nas temperaturas entre 200 °C e 300 °C, inicia-se a formação do etano – o que reduz a quantidade de metano. Temperaturas de arco com valores entre 300 °C e 700 °C diminuem a taxa de evolução do etano e favorecem o predomínio da produção de etileno. Finalmente,

em temperaturas muito elevadas, superiores a 700 °C, o acetileno torna-se o gás majoritário [5-7]. Na Tabela 1, pode-se visualizar a descrição de um sumário das relações entre a formação de gases e temperaturas.

Tabela 1. Temperatura de formação de gases [5-7].

Gás	Temperatura em °C
H ₂ e CH ₄	120 < T < 200
CH ₄ e C ₂ H ₆	200 < T < 300
C ₂ H ₄	300 < T < 700
C ₂ H ₂	700 < T < 1.800

A formação destes gases, a partir de diferentes temperaturas, originou a técnica de monitoramento da deterioração interna de um equipamento em óleo isolante mais empregada no setor industrial, denominada análise de gases dissolvidos no óleo (AGD) [8].

Nesta análise AGD, depois de detectadas as quantidades dos principais gases envolvidos, o diagnóstico do estado geral do equipamento pode ser efetuado por diferentes métodos, dentre eles: Dornenburg, Rogers, Duval e gases-chave [5,9-10].

3. Análise dos Gases Combustíveis Dissolvidos no Óleo Isolante – Uma Nova Abordagem

Objetivando encontrar uma nova metodologia de monitoramento, em tempo real, dos gases dissolvidos, fez-se o aquecimento de amostras de óleo até a temperatura de 70 °C. Nestas condições, observou-se que os gases dissolvidos desprendiam-se do óleo – o que favorecia a detecção daqueles por sensores gasosos do tipo semicondutores. Nesses ensaios, foi utilizado o *óleo transformador 65* – óleo de base parafínica, não inibido – do fabricante Repsol YPF. O termo **não inibido** significa que o óleo é mineral puro, sem inibidor de oxidação e submetido a um processo de refino severo, para ser aplicado em ambientes com resistência natural à oxidação. Este óleo é um produto aprovado por importantes fabricantes de transformadores, como: Weg, ABB, Trafo, entre outros.

3.1. Parte Experimental

A parte experimental foi dividida em três fases: a montagem do sistema gerador de arco, a preparação do óleo mineral com gases dissolvidos – provenientes de um arco elétrico – e a detecção de gases inflamáveis dissolvidos. Todas as fases descritas nos itens subseqüentes apresentam contribuições significativas no estudo em questão.

3.1.1. Montagem do Sistema Gerador de Arco

Como postulado no tópico anterior, a geração de gases combustíveis em óleos isolantes por arcos elétricos requer temperaturas que alcancem os valores descritos na Tabela 1. Entretanto, apesar de os grandes transformadores possuírem elevados volumes de óleo, as proporções dos gases dissolvidos acabam sendo pequenas, em ppm. A fim de simular esse efeito em laboratório, empregou-se uma cuba de acrílico (com capacidade de dois litros) e um sistema de eletrodos ponta-esfera (em aço inox e latão, respectivamente). Como o sistema elétrico necessitou operar durante até 30 minutos, um gerador Tesla – classe 200kV e de altas frequências – forneceu a tensão necessária. O diagrama elétrico encontra-se na Figura 2.

3.1.2. Preparação do Óleo Mineral

Nos ensaios, foram utilizados cinco recipientes contendo um litro do Óleo 65, da Repsol. Cada um destes conteúdos foi submetido a diferentes tempos de arco: um, dois, cinco, dez e quinze minutos.

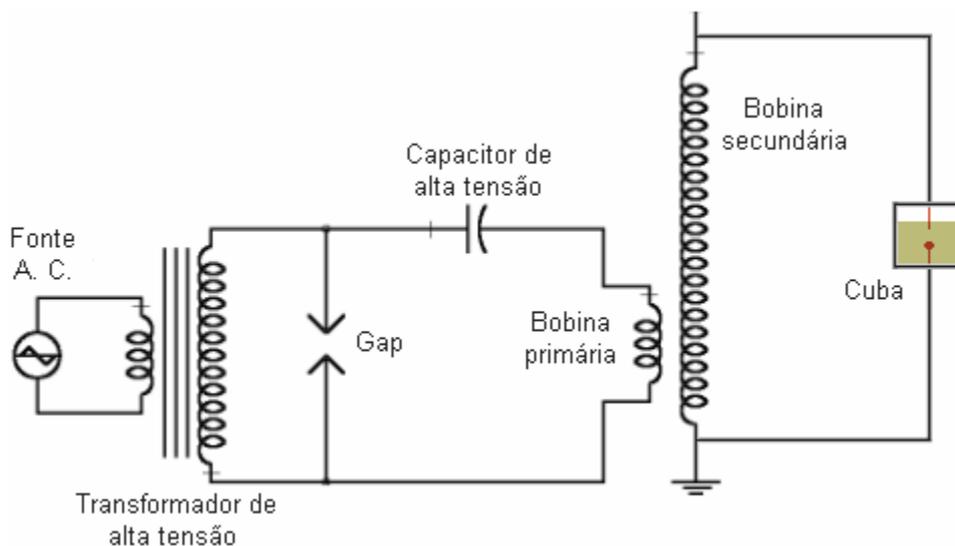


Figura 2. Esquema elétrico do ensaio de arco no óleo.

Após os ensaios de arco e as coletas de amostras para análises cromatográficas, os óleos foram armazenados em frascos plásticos ao abrigo da luz.

3.1.3. Detecção de Gases Inflamáveis Dissolvidos

Para validar este ensaio, fez-se uma série de experimentos que comprovaram, com análises cromatográficas, os principais gases gerados numa falha de arco: H_2 , CO , CO_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 e C_2H_2 . Com exceção do CO_2 , todos os outros gases são inflamáveis. Para diferentes tempos de arco, foram recolhidas – por meio de seringas plásticas – amostras de 20 ml, posteriormente encaminhadas para análise cromatográfica em laboratório. As amostras dos óleos submetidos a arcos de cinco, dez e quinze minutos, e uma amostra de óleo virgem, proporcionaram os resultados encontrados na figura 3.

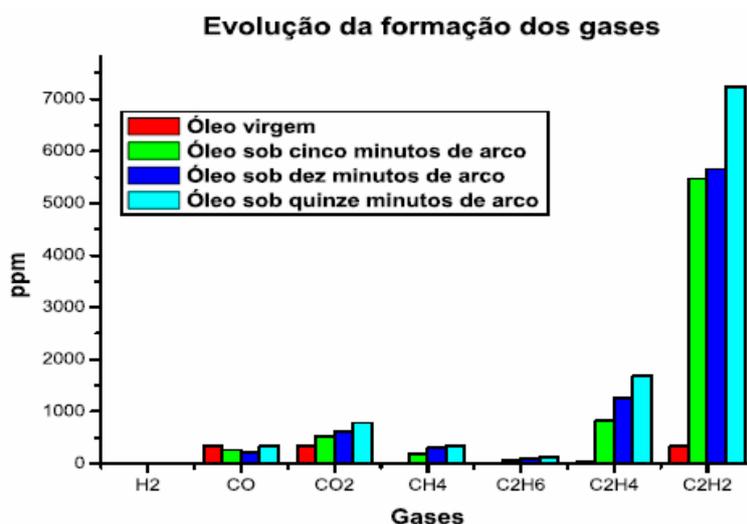


Figura 3. Análise dos gases dissolvidos nas amostras de óleo.

Como referência deste processo, amostras virgens de óleo, não submetidas ao procedimento de arco, foram aquecidas à temperatura de $100\text{ }^\circ\text{C}$ sem que nenhum gás dissolvido fosse detectado – o que assegura que o aquecimento até a temperatura supracitada não é suficiente para gerar gases.

Posteriormente, uma amostra de 200 ml de óleo de cada frasco sofreu aquecimento ao mesmo tempo em que era monitorado por um detector de gases inflamáveis – o Blockgas[®] – a fim de verificar o desprendimento de gases inflamáveis ocasionado pelo processo térmico.

4. Resultados e Conclusões

As amostras dos óleos que ficaram sob um e dois minutos de arco não apresentaram qualquer tipo de gás dissolvido. O detalhamento do comportamento do desprendimento dos gases – em ppm – das amostras submetidas a cinco, dez e quinze minutos de arco em função da temperatura encontra-se nas Figuras 4, 5, 6, 7, 8 e 9.

Os gráficos das Figuras 4, 6 e 8 demonstram que um aumento de temperatura produz um aumento no desprendimento dos gases dissolvidos, enquanto que os gráficos das Figuras 5, 7 e 9 evidenciam o fato de que, a uma temperatura de cerca de 70 °C – superior à temperatura de funcionamento do transformador (entre 45 °C e 50 °C) –, os gases podem ser completamente desprendidos em, no máximo, 10 minutos.

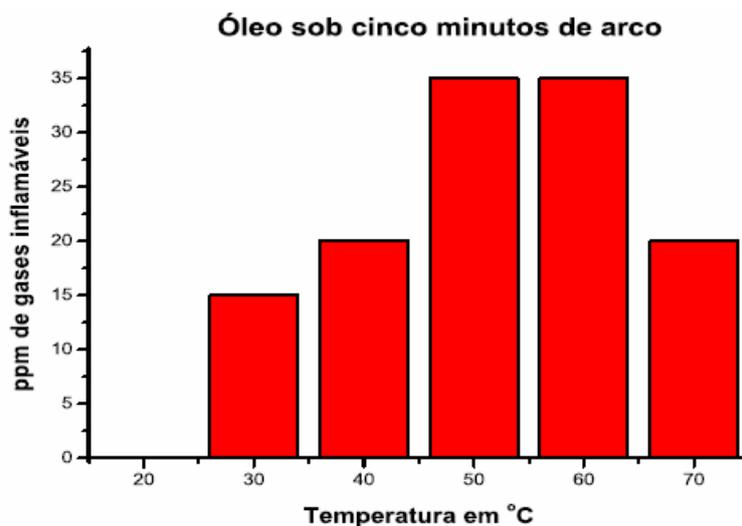


Figura 4. Evolução dos gases liberados pelo óleo submetido a cinco minutos de arco.

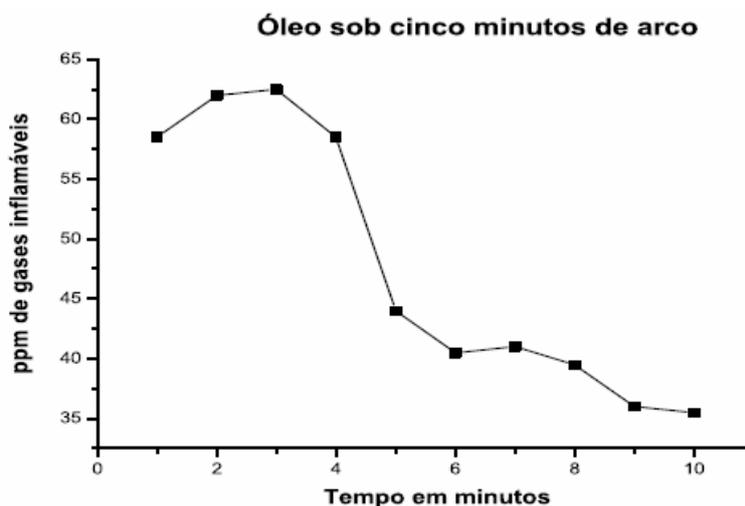


Figura 5. Evolução dos gases liberados à temperatura constante de 70 °C pelo óleo submetido a cinco minutos de arco.

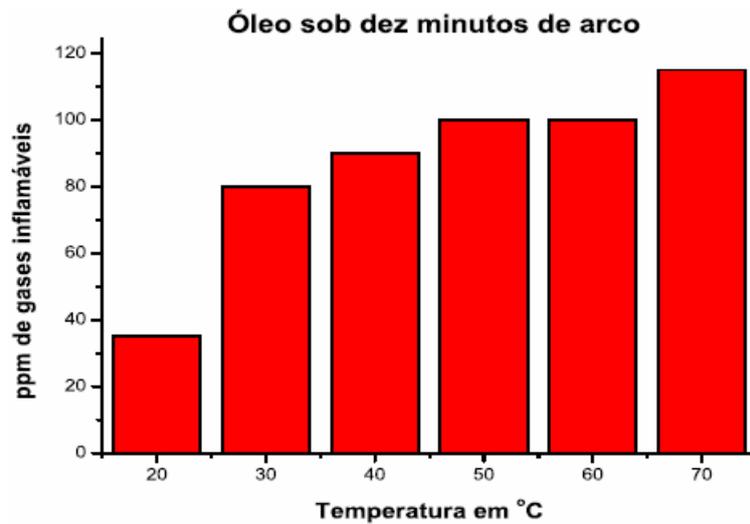


Figura 6. Evolução dos gases liberados pelo óleo submetido a dez minutos de arco.

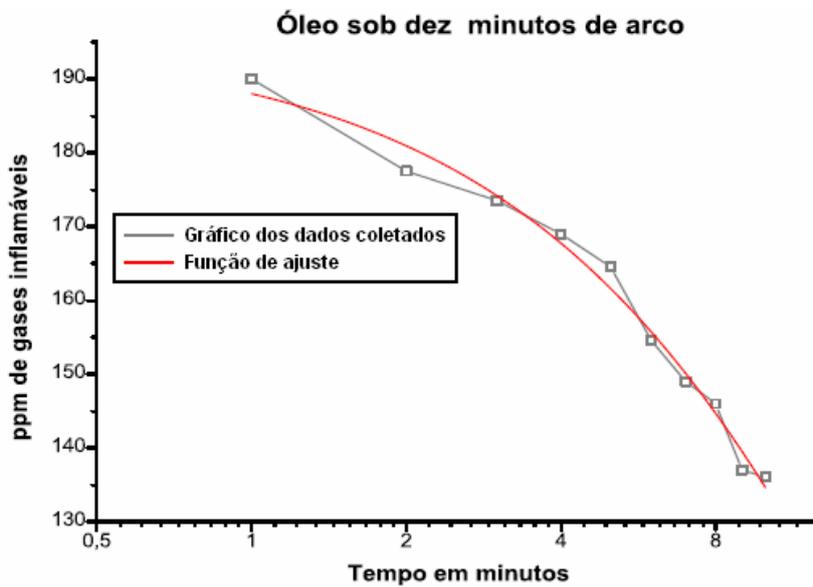


Figura 7. Evolução dos gases liberados à temperatura constante de 70 °C pelo óleo submetido a dez minutos de arco.

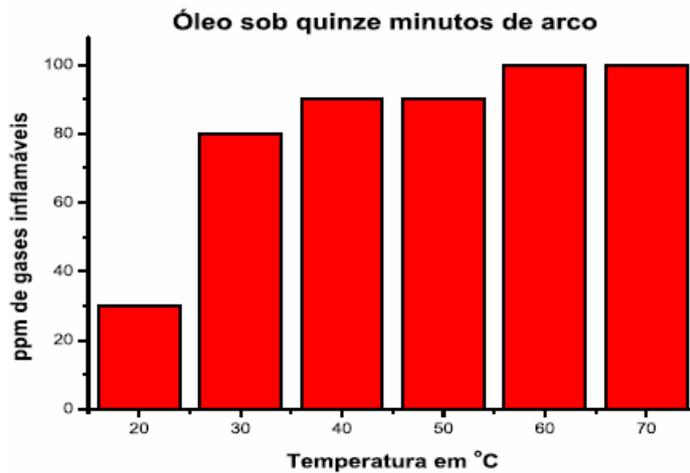


Figura 8. Evolução dos gases liberados pelo óleo submetido a quinze minutos de arco.

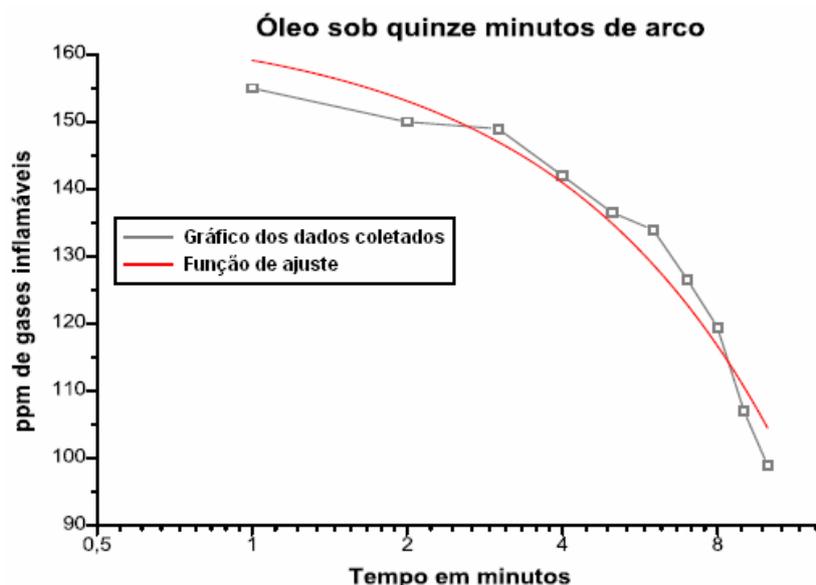


Figura 9. Evolução dos gases liberados à temperatura constante de 70 °C pelo óleo submetido a quinze minutos de arco.

Verificou-se, também, que as amostras, quando armazenadas por um tempo maior do que dez dias, perdem as características dos gases dissolvidos, fazendo com que as leituras de ppm durante os ensaios de aquecimento fiquem bem diferentes daquelas quando as amostras utilizadas são mais recentes. No caso de amostras submetidas a arcos de 5 minutos, a situação é bastante crítica, porque, praticamente, todo o gás dissolvido desprende-se naturalmente neste período. Tal fato é condizente com os dados apresentados em [11], que relata que as análises dos gases dissolvidos em amostras de óleo devem ser efetuadas dentro de, no máximo, duas semanas.

5. Referências Bibliográficas

- [1] Wang, M., Vandermaar, A. J. e Srisvastava, K. D. (2002). Review of condition assessment of power transformer in service. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 18(6):12-25.
- [2] Lin, C., Ling, J. M. e Huang, C. L. (1993). An expert system for transformer fault diagnosis using dissolved gas analysis. *IEEE Transaction on Power Delivery*, 8(1):231-238.
- [3] Arakelyan, V. G. (2002). Effective diagnostics for oil-filled equipment. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 18(6):26-38.
- [4] Duval, M. (1989). Dissolved gas analysis: it can save your transformer. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 5(6):22-27.
- [5] IEEE Std C57.104-1991 (1992). IEEE Guide for interpretation of gases generated in oil-immersed transformers.
- [6] Heathcote, M. J. (1998). The J&P Transformer Book. Newnes, Great Britain, 12th edition.
- [7] Griffin, P. J. (1988). Criteria for the interpretation of data for dissolved gases in oil from transformers (a review). *Electrical Insulation Oils*, STP 998, 76:89-106. ASTM, Philadelphia, USA.
- [8] Darveniza, M., Saha, T. K. Hill, D. J. T. e Le, T. T. (1998). Investigations into effective methods for assessing the condition of insulation in aged power transformers. *IEEE Transaction on Power Delivery*, 13(4):1214-1223.
- [9] Duval, M. (2002). A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 18(3):8-17.
- [10] NBR 7274 (1982). Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço – procedimento. ABNT, Rio de Janeiro, RJ.

[11] NBR 7070 (1981). Guia para amostragem de gases e óleo em transformadores e análise dos gases livres e dissolvidos. ABNT, Rio de Janeiro, RJ.