

# Diagnóstico Avançado da Condição de Umidade Interna no Isolante Sólido de Transformadores de Potência, Utilizando-se a Técnica de Correntes de Polarização e Despolarização

A. C. T. Diogo – CTEEP,

H. A. P. Silva e W. Bassi - IEE - USP

**Resumo** - O Projeto “Desenvolvimento de um Sistema para Diagnóstico Avançado da Condição de Umidade Interna no Isolante Sólido de Transformadores de Potência, Utilizando-se a Técnica de Polarização e Despolarização”, implementou um sistema de diagnóstico da condição de umidade interna na parte ativa de transformadores de potência, a partir da técnica de medição de correntes de polarização e despolarização. Com este método, a “função de resposta do dielétrico” do composto isolante óleo celulose pode ser quantificada dentro do domínio do tempo, sendo que todos os parâmetros mais significativos das distintas partes integrantes do sistema de isolamento, podem posteriormente ser adequadamente avaliados com uma ferramenta de pós-processamento.

O conhecimento do nível de contaminação da isolação sólida dos transformadores da CTEEP resultará numa melhor identificação do processo de envelhecimento do sistema de isolação óleo celulose dos mesmos, reduzindo a possibilidade de falhas catastróficas, além de maximizar a relação capacidade de carga/vida útil.

**Palavras-chave** — Envelhecimento de Transformadores, Diagnóstico, Técnica Não Invasiva, Polarização, Despolarização.

## I. INTRODUÇÃO

O crescimento econômico atual e a desregulamentação do setor elétrico brasileiro estão forçando as grandes empresas concessionárias a adotarem uma política de substituição ou reforma de equipamentos, baseada na real condição de desempenho dos mesmos, ao invés da avaliação de envelhecimento baseada meramente em suas idades cronológicas.

Dois aspectos adicionais são extremamente importantes para as futuras considerações do gerenciamento de vida útil e risco operativo de transformadores:

- O número de Transformadores de Potência com idade superior a faixa de 25 a 30 anos de operação está crescendo em todo o mundo, devido ao maior investimento realizado nos anos 60 e 70.
- O carregamento dos Transformadores de Potência aumentou sensivelmente nas últimas duas décadas.

A necessidade por redução de custos, o envelhecimento crescente e carregamento mais acentuado determinaram a necessidade do desenvolvimento de sistemas de diagnósticos especialistas, análises de tendências, avaliação das condições de desempenho e envelhecimento. Técnicas de monitoramento “on line” e “off line” serão componentes vitais do Gerenciamento de Vida de Transformadores.

Nesse contexto é muito importante se diferenciar envelhecimento “normal” do “anormal”.

Existem diversos procedimentos e novas tecnologias (diagnóstico e monitoramento) desenvolvidas para uma boa avaliação de estado [1]-[4], [8], [12], [14], [15], [17], [20] - [23], [25].

Os quatro processos fundamentais de envelhecimento: Envelhecimento Dielétrico; Envelhecimento Térmico; Envelhecimento Químico e Envelhecimento Mecânico com suas “assinaturas de defeito” estão fortemente interligados com: Qualidade do Projeto (Dielétrico, Térmico e Dinâmico), Condições Operativas (carregamento, transientes de tensão e corrente, temperaturas ambientes, condições de curto-circuito, etc.).

Para se ter sucesso nesse tipo de avaliação é absolutamente necessário estar familiarizado com os procedimentos de diagnóstico, sintomas das indicações de defeitos/falhas, e com as características de envelhecimento normal e anormal.

Este trabalho aborda o campo extremamente complexo da dinâmica de umidade nas implicações da determinação experimental do teor de umidade na isolação sólida de Transformadores de Potência. Concentra-se mais diretamente, na Análise da Resposta Dielétrica, com o novo método não-invasivo para determinação de umidade e envelhecimento pela “Análise PDC”.

## II. ESTADO DA ARTE DO DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES E MONITORAMENTO

A literatura de avaliação de vida útil de Transformadores de Potência, em diagnósticos, monitoramento e avaliação de estado; está em constante crescimento [1]-[4], [8], [12], [14], [15], [17], [20] - [23], [25].

Dentro dessa extensa literatura, nos referimos particularmente a [1], [8], [14], [17] e apresentamos o estado da arte em diagnósticos retirados de [8] e [12].

A maioria dos procedimentos de diagnósticos servem para detectar alterações no “sistema de isolação”, devido a alterações dielétricas, térmicas ou mecânicas. Em geral, nenhuma dessas deficiências pode ser detectada num único procedimento de diagnóstico. Na pesquisa de envelhecimento a velocidade de alteração de estado, com as alterações progressivas dos parâmetros de avaliação são fundamentais.

Os parâmetros mais importantes mensuráveis são:

1. perfil de descargas parciais ( $U_i$ ,  $U_e$ ,  $Q$ , tendência);
2. temperaturas dos enrolamentos, óleo, ambiente e média de refrigeração;
3. análises dos gases dissolvidos (DGA);
4. teor de umidade e contaminação absorvida pela isolação sólida;
5. análise dos derivados de furanos no óleo isolante;
6. determinação do grau de contaminação da isolação sólida.

Em [23] e [24] são apresentados alguns dos procedimentos mais atuais, de Laboratórios e de Campo, de medições e diagnóstico.

O estado da arte e os diagnósticos predominantes para os tipos de faltas listados abaixo, são dados em [8, capítulo 3.1 – 3.5] e 4 casos práticos são apresentados em [8, capítulo 4.1 e 4.4] e em [20] são apresentados 13 casos de exemplo:

- Identificação de falta no dielétrico em circuitos magnéticos;
- Detecção de falta no dielétrico em enrolamentos e isolação principal;
- Detecção de falta em buchas e OLTC's;
- Detecção de defeitos dinâmicos,
- Detecção de envelhecimento crítico de óleo e celulose devido problemas térmicos e dielétricos;

Os mais importantes métodos de diagnósticos de envelhecimento da isolação (óleo e papel), devido a solicitações térmicas e dielétricas podem ser sumarizadas como segue:

1. Análise dos gases dissolvidos (DGA);
2. Análises do Óleo Isolante (rigidez dielétrica, cor, saponificação, acidez, índice de refração, tensão interfacial, fator de potência, partículas, etc.);
3. Análises dos Compostos de Furanos (procedimento não-invasivo);
4. Determinação e quantificação de umidade em sólidos (como todos os processos de envelhecimento produzem moléculas de água, a detecção do teor de umidade na isolação sólida e também no óleo, se tornaram os principais alvos das pesquisas de envelhecimento);
5. Grau de Polimerização (GP): a determinação do valor DP é um método de diagnóstico invasivo, que necessita a amostragem de um pedaço da isolação sólida interna. Também outras desvantagens são a necessidade do desligamento do equipamento e a impossibilidade da coleta de amostras das regiões mais quentes dos enrolamentos;
6. Karl Fischer Volumétrico (procedimento invasivo): até este momento, somente em laboratório é possível determinar o percentual de umidade por peso, com as mesmas desvantagens do item 5 anterior;
7. Procedimentos Não-Invasivos:
  - 7.1 Análises da Resposta Dielétrica:
    - Análise das Correntes de Polarização e Despolarização
    - Análises PDC (domínio de tempo);
    - FDS (análise no domínio de frequência);
    - RVM (medição da tensão de retorno);
  - 7.2 Índice da Resistência de Isolamento 15seg / 60 seg;
  - 7.3 Medições de Fator de Potência e Capacitância;
  - 7.4 Compostos de Furanos (ver item 3 anterior);

Importante fonte de informação no diagnóstico de Transformadores de Potência está sendo fornecido pelo Monitoramento ON-LINE de:

8. Temperaturas (enrolamento, “hot spots”, ambiente e média de refrigeração);
9. Ciclos de carregamento;
10. Transientes (tensão, corrente e potência);
11. Descargas Parciais.

### III. DINÂMICA DA UMIDADE IMPLICAÇÕES NA DETERMINAÇÃO DE UMIDADE EM PERCENTUAL DE PESO

Como indicado acima e na literatura [26] e Gockenbach [29] a dinâmica de umidade em Transformadores de Potência tem uma natureza extremamente complexa. Até 99 % da umidade, normalmente está contida na isolação sólida e apenas 1% no óleo isolante.

Portanto, a determinação de umidade no óleo em [ppm] é representativo apenas de uma pequena parcela dos problemas. Além disso, existe a dependência da temperatura no processo complexo de migração de umidade.

Em elevadas temperaturas (operação a plena carga) a umidade se move para o óleo, podendo até desenvolver água livre (não dissolvida).

[Du] e [Gockenbach] apresentaram curvas de equilíbrio % em peso, que indicam claramente toda a complexidade dessa dinâmica da umidade.

Até agora existe apenas uma técnica de diagnóstico confiável para determinar o percentual de umidade em peso na isolação sólida. Trata-se da conhecida técnica invasiva Karl Fischer Volumétrico (Karl Fischer Titration). Contudo, é necessário a coleta de uma parte da isolação interna para a análise. Além disso, é impossível a amostragem de partes mais críticas e representativas do isolamento dos enrolamentos (apenas amostras dos “leads” são coletadas).

Como todos os processos de envelhecimento, tanto da celulose como do óleo isolante, formam moléculas de água, métodos alternativos para essa determinação de umidade são muito necessários.

Para a avaliação precisa do grau de envelhecimento da isolação, a determinação do seu Grau de Polimerização (GP) é, até hoje, a técnica mais reconhecida. Uma vez mais, a grande desvantagem é a necessidade de amostragem da isolação interna, como no teste do Karl Fischer Volumétrico.

Entretanto, a pesquisa de envelhecimento nesses 10 anos, está concentrada no desenvolvimento de diagnósticos de envelhecimento de transformadores [5-11], [13], [16].

Os novos métodos estão tratando de desenvolver o antigo fenômeno de condução dielétrica da Análise de Resposta Dielétrica.

### IV. ANÁLISE DE RESPOSTA DIELÉTRICA A TEORIA (RVM, LDC E FDS)

A teoria da Análise de Resposta Dielétrica (DRA) não é nova. Ela foi primeiramente desenvolvida por Jonscher [5], mas nunca usada como ferramenta de diagnóstico. Somente mais recentemente [6]-[11], [13], [16], [18], [19], [22], [25], [27], [28], ou melhor, nos últimos 10 anos, pesquisas extensas foram direcionadas a tecnologia de diagnóstico.

Existem 3 métodos baseados na DRA [22]:

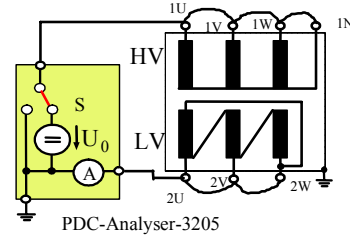
1. Medição da Tensão de Retorno (RVM);
2. Espectroscopia Dielétrica no Domínio do Tempo (PDC), com as Medições das Correntes de Polarização e Despolarização;
3. Espectroscopia Dielétrica no Domínio da Freqüência (FDS).

Esses métodos refletem o mesmo fenômeno fundamental da polarização e condução. Contudo, as medições confirmaram a grande influência dos “gaps” no óleo isolante, suas condições, principalmente a sua condutividade. As propriedades dos demais materiais e a geometria do projeto, também devem ser levadas em consideração quando um desses 3 métodos é utilizado na avaliação de umidade de uma isolação. Para os métodos PDC e FDS é necessário a exata avaliação das condições do óleo, condutividade, a geometria da isolação sólida e a propriedade dos materiais internos. São obtidas curvas, matematicamente modeladas, que proporcionam ótimos resultados de umidade, quando comparados com resultados obtidos pelo método do Karl Fischer Volumétrico.

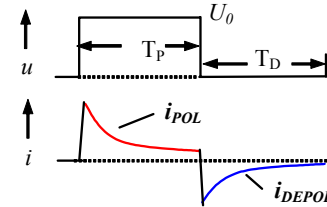
O RVM não considera esses parâmetros e usa antigas interpretações (derivadas dos modelos com placas de condensadores homogêneos). Além do mais, o RVM somente utiliza a constante do domínio do tempo e a máxima tensão de polarização. Portanto, os teores de umidade determinados pela Técnica do RVM, não podem ser considerados como corretos [11, 22].

## V. O PROCEDIMENTO DO PDC

Um degrau de 100V DC é aplicado entre os enrolamentos HV e LV durante um intervalo de tempo  $T_P$ , chamado de tempo de polarização (Fig. 1a e 1b). Então, uma corrente de carga da capacitância do transformador, i.e. seu próprio sistema de isolação, também chamada de corrente de polarização, flui. É como um pulso de corrente no momento que se aplica a tensão, que decai durante o tempo de polarização para um determinado valor estabelecido pela condutividade DC do sistema de isolação. Depois de decorrido o tempo de polarização  $T_P$ , a chave S muda de posição e o dielétrico é curto-circuitado via amperímetro. Então, a corrente de descarga, salta para um valor negativo, que gradativamente vai a direção do zero. Ambas correntes, chamadas de correntes de relaxamento são armazenadas no Instrumento Analisador PDC.



a.



b.

Fig. 1. a) Medição das correntes de relaxamento usando o sistema de medição do Analisador PDC; b) Princípio das formas de onda das correntes de relaxamento.

Assim, um modelo do sistema de isolação principal de um transformador, que descreve o comportamento do seu dielétrico, é parametrizado. Todos os parâmetros desse modelo podem agora ser simulados e melhor determinados, usando as características medidas de “pressboards” com certa quantidade de água, parâmetros do óleo e a geometria do sistema de isolação principal. O melhor ajuste entre as correntes de relaxamento medidas e calculadas, para diferentes quantidades de umidade, proporcionam o teor de umidade na isolação sólida e a condutividade do óleo. Juntos com outras ferramentas de diagnóstico, pode-se obter uma maneira confiável para se avaliar o envelhecimento.

## VI. O BÁSICO DA ANÁLISE PDC

De acordo com a teoria do dielétrico linear, o modelo expandido apresentado na figura Fig. 2b pode ser deduzido para descrever um comportamento dielétrico pela função de resposta dielétrica  $f(t)$  no domínio do tempo ou a característica de polarização  $\chi(\omega)$  e condutividade  $\sigma$  no domínio da freqüência [9, 15]. A Fig. 2c apresenta o arranjo representativo dos calços, barreiras e canais óleos no sistema de isolação principal de transformadores de potência. Por modelagem, esse arranjo pode ser simplificado (Fig. 2d). A partir de um modelo R-C de um dielétrico qualquer, como mostrado na Fig. 2b, pode-se construir um modelo completo e representativo de um transformador (Fig. 3). É composto de um primeiro circuito R-C que modela o óleo (índices “O”), em paralelo com um segundo circuito que modela os calços espaçadores (índices “S”), e um terceiro circuito em série com esse dois, que simula as barreiras isolantes (índices “B”). A dispersão do óleo para tempos de medição acima de 1s pode ser desprezado, sendo o óleo bem simulado usando-se apenas sua condutividade e permissividade relativa ( $\epsilon_{r,oil} = 2.2$ ). Portanto, o modelo para o óleo contém apenas a capacitância  $C_O$  dos canais de óleo e a resistência  $R_O$ .

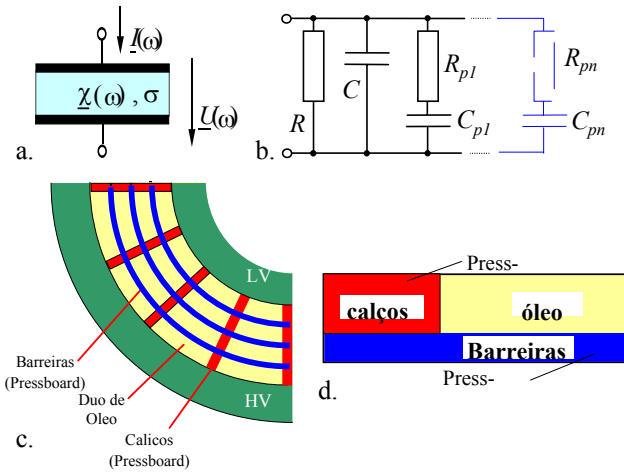


Fig. 2. a) Capacitor de duas placas como modelo para arranjo de um dielétrico; b) Modelo do comportamento de um dielétrico com uma polarização característica arbitrária e condutividade; c) Parte de uma seção transversal de um sistema de isolamento principal de um transformador de potência entre as bobinas de HV e LV; d) Modelo da geometria simplificada dos principais componentes: óleo, barreiras e calços.

Os valores dos elementos que representam as barreiras (CB, RB, CBi, RBi) e os calços (CS, RS, CSi, RSi) na Fig. 3 podem ser calculados a partir das medições das correntes de relaxamento em amostras de “pressboard” com teor de umidade conhecido, levando-se em consideração a capacitância geométrica das barreiras e calços espaçadores. O instrumento de medição Analisador-PDC [13] contém um software de avaliação, que permite parametrizar com precisão os valores do modelo descrito na Fig.3, fazendo uso de informações de amostras laboratoriais que estão incorporadas ao software.

A Fig. 5a mostra os efeitos da condutividade do óleo (à esquerda) e o teor de umidade contido no material isolante sólido (à direita) sobre a corrente de polarização. Para condições típicas de medição, a condição de condutividade do óleo afeta a corrente de polarização, de maneira mais preponderante, na faixa de tempo  $t < 100$  s, conforme Fig.4.

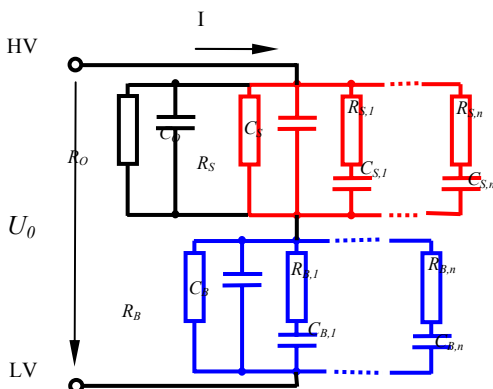


Fig. 3. Modelagem dielétrica de um sistema de isolamento de transformadores de potência. Índices “O” para o óleo, “S” para calços espaçadores e “B” para barreiras.

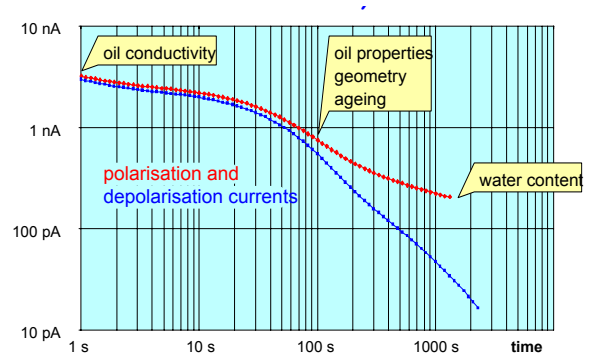


Fig. 4. A influência da condutividade do óleo, propriedades do óleo, geometria, envelhecimento e teor de umidade, nas curvas PDC.

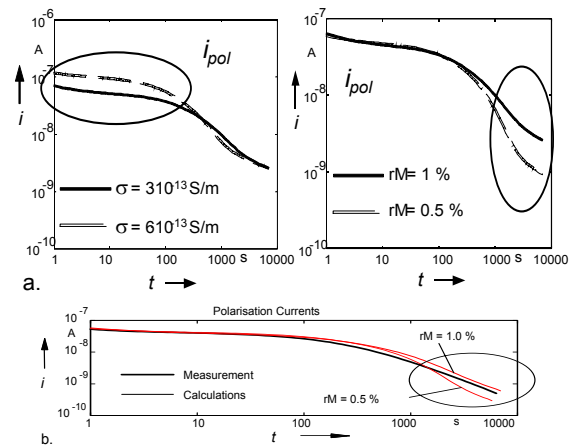


Fig. 5. a) Efeito da condutividade e teor de umidade contido no material isolante sólido, na corrente de polarização ( $i_{pol}$ ). b) Análise PDC de um transformador de 392 MVA.

Alta condutividade de um óleo implica numa elevada corrente. Água na isolação sólida afeta sua característica de polarização de modo mais sensível na faixa de tempo de polarização  $t > 1000$ s, claramente notado pela diferença crescente nas curvas de correntes de relaxamento nessa faixa de tempo. Essa característica dos sistemas de isolação “papeloil” permite separar um do outro, os efeitos da qualidade do óleo do teor de umidade da isolação sólida nas correntes de relaxamento.

A Fig. 5b apresenta a comparação entre a corrente de polarização medida e calculada, para teores de umidade de 0.5% e 1.0%, de um transformador de potência novo de 392MVA. Na faixa de tempo  $t > 1000$ s, a corrente de polarização medida está entre as correntes calculadas para teores de umidade de 0.5% e 1.0%.

Portanto, conclui-se que o teor de umidade da isolação sólida desse equipamento é bem inferior a 1.0%. A condutividade do óleo que proporcionou o melhor ajuste entre as correntes medida e calculadas foi de  $0,3 \times 10^{-12} 1/\Omega m$ .

## VII. COMPARAÇÕES ENTRE AS ANÁLISES PDC E OUTROS MÉTODOS

Foram mostradas anteriormente por Kachler [8], comparações entre análises PDC, resultados de Karl Fischer Volumétrico e Medições do Ponto de Orvalho (URSI) realizadas em diversos transformadores novos, com diferentes projetos e especificações. Os resultados PDC mostram boa aproximação com os resultados obtidos pelo método Karl-Fischer e o Ponto de Orvalho (URSI) (Fig. 6). Isso prova a aplicabilidade e confiabilidade do método PDC para determinação de umidade no material sólido de transformadores de potência.

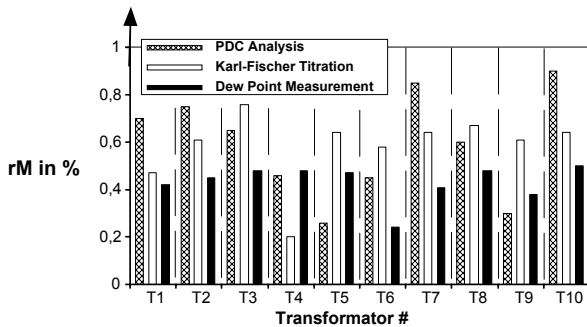


Fig. 6. Comparações entre análises PDC com outros métodos de quantificação de umidade no material isolante sólido de novos transformadores.

## VIII. MEDIÇÕES NO CAMPO EFEITOS DA TROCA DE ÓLEO E SECAGEM DA PARTE ATIVA

Um transformador trifásico de 35 anos (ITEL, 12 MVA, 138/13,8 kV) da CTEEP (Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista) que foi retirado de operação e enviado ao Centro de Manutenção Especializado da CTEEP em Bauru/SP, devido a um curto-circuito interno, foi utilizado para a avaliação de umidade com a técnica PDC e outros métodos. Esse transformador foi considerado pela Companhia, como tendo elevada contaminação por umidade. O método utilizado para a comparação foi o da Medição da Tensão de Retorno (RVM). O instrumento RVM pertence a CTEEP e todas medições foram realizadas pelo pessoal de laboratório da CTEEP, como também os serviços de tratamento do óleo e secagem da parte ativa. As medições de PDC e a condutividade do óleo, com o Medidor de Condutividade Líquida (LCM), para essa comparação, foram realizadas pelos pesquisadores do Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP. Um procedimento passo a passo foi preparado para a realização de diversas medições de PDC e RVM, antes das seguintes situações: avaliação inicial da umidade no óleo em ppm (passo 1), tratamento de óleo para remoção da umidade do óleo (passo 2), filtragem do óleo para remoção de partículas (passo 3), secagem da parte ativa do transformador em estufa de lâmpadas (passo 4). A Tabela 1 apresenta um resumo dos resultados, que podem também ser vistos nas figuras 7 a 9. O instrumento PDC utilizado nessas medições pertence à parceria de P&D entre a CTEEP e o Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP. Essa pesquisa de avaliação de umidade, utilizando a técnica PDC, foi desenvolvida com sucesso durante dois anos, provando ser essa uma técnica confiável de diagnóstico. Os

recentes resultados apresentados na Tabela 1 confirmaram isso uma vez mais. Um outro instrumento também adquirido nesse programa de P&D, o LCM (Medidor de Condutividade Líquida), foi muito útil nos procedimentos de diagnóstico e com os resultados conclusivos obtidos.

	PDC	RVM	Umidade no Óleo	Condutiv. do Óleo (LCM)	Partículas no Óleo 2-100 microns	URSI (%)
Passo 1	3 %	2,0 %	85 ppm	4,1 ps/m	> 3000/10ml	-
Passo 2	3 %	1,8 %	5 ppm	2,4 ps/m	> 3000/10ml	-
Passo 3	3 %	1,9 %	5 ppm	2,9 ps/m	3000/10ml	-
Passo 4	2 %	1,8 %	5 ppm	1,7 ps/m	1534/10ml	0,55

Tabela 1. Resultados das medições realizadas num transformador ITEL 12MVA 138/13,8kV, realizadas antes e após o tratamento do óleo e secagem da parte ativa.

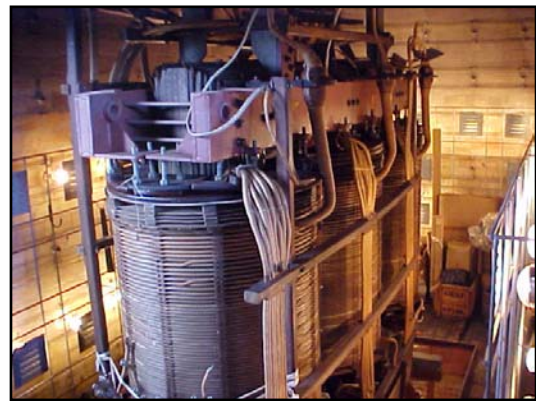


Fig. 7: Parte ativa do transformador de 12MVA 138/13,8kV na estufa de secagem.

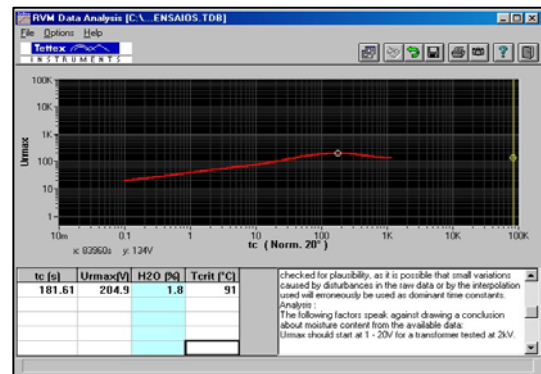


Fig. 8: RVM apresentando 1.8% de H<sub>2</sub>O após tratamento de óleo do Passo 2.



Fig. 9: PDC apresentando 2% de H<sub>2</sub>O somente após secagem da parte ativa do Passo 4.



Fisicamente esses resultados são muito claros, devido a baixa capacidade de absorção de umidade pelo óleo, pois a troca da carga de óleo tem um efeito muito limitado na redução de umidade no isolante sólido. O PDC confirmou isso, dos Passos 1 ao 3, pois somente foi realizado tratamento no óleo isolante e o instrumento não mostrou qualquer alteração no percentual de umidade medido (3%). Somente após a secagem da parte ativa (Passo 4) houve alguma alteração no valor medido pelo PDC, que mostrou uma redução na umidade total da isolação (2%).

Finalmente, comparamos as avaliações realizadas pelos procedimentos PDC e RVM com relação a umidade presente no óleo isolante (antes e após troca) e na isolação sólida. Está claro na Tabela 1 que o RVM não teve sensibilidade suficiente para registrar a variação da umidade na isolação sólida. Do Passo 1 ao Passo 4, após a secagem da parte ativa, o percentual de umidade indicado pelo RVM não se alterou. Mostrou uma certa sensibilidade na detecção de umidade durante o tratamento do óleo dos Passos 1 ao 4. O RVM também seguiu a alteração observada no teor de partículas sólidas no óleo dos Passos 2 ao 4.

#### IX. CONCLUSÕES

O Sistema de Análise pela Medição PDC é um método não destrutivo e não invasivo, que proporciona informações confiáveis sobre a condição do sistema de isolação de transformadores, tais como:

1. Teor de umidade contido na isolação sólida
2. Condutividade do óleo isolante
3. Tangente delta da isolação
4. Índice de polarização
5. The polarization spectra

É totalmente valido quando o envelhecimento do transformador de potência for homogêneo. Para envelhecimento anormal (térmico ou dielétrico) podem ser obtidas curvas distorcidas e sem lógica. Nesses casos, devem ser adotados outros métodos de análise (DGA, Análises do Óleo, tangente delta = F (frequência)).

Como o processo de envelhecimento é completamente distinto entre “sistemas não selados” (entrada direta de oxigênio) e “sistemas selados” (com bolsas ou membranas de borracha), torna-se necessário diferenciar a pesquisa de envelhecimento de acordo com cada caso.

Como também as condições climáticas influenciam de maneira significativa o envelhecimento, é absolutamente necessário estender essa pesquisa para ambientes distintos, com o ártico e trópicos.

Como no Brasil e na América do Sul existem todas essas diversidades climáticas, recomendamos medições com o PDC na América do Sul.

De acordo com [Kachler] a umidade relativa ( $rM = 3\%$ ) corresponde a uma idade de 30 anos. Anteriormente a globalização do mercado de energia elétrica, um transformador de 30 anos era considerado como sendo “velho”, devendo ser planejado a sua substituição oportuna. Atualmente, as empresas de energia elétrica necessitam utilizar o equipamento por 40 ou 50 anos, ou mais. – o que significaria teo-

res de umidade aproximados de 4 a 5 %. Contudo, esses valores devem ser suportados por investigações de campo mais detalhadas.

Até o momento, não existe clara relação entre falhas e saídas forçadas de transformadores em serviço, como função do teor de umidade.

Para o momento, uma recomendação oportuna seria realizar a secagem da parte ativa para teores de umidade medidos superiores a 3%, por motivo de segurança.

#### X. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] “Lifetime Evaluation of transformers”, CIGRE SC12, WG 09, Electra N°. 150, pp 39 - 51, 1993.
- [2] M. Darveniza, T.K. Saha, et al, “Study of Degradation of Cellulose Insulation Materials in Aged Power Transformers by electrical and chemical Techniques”, Conf. on Electrical Energy, Brisbane OLD, Australia, Oct. 19-21, 1992.
- [3] D. Allan, B. Econ, et al, “The Application of New Technologies in Aged Transformer Condition Assessment”, CIGRE 1992, Rep. 12-105.
- [4] A.M. Emsely, “Review of chemical Indications of Degradation of Cellulosic Electrical Papers in Oil-filled Transformers”, IEE Proc. Sci. Meas. Technol. 1491, No. 1994.
- [5] A.K. Jonscher, “Universal Dielectric Response”, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 6, 2, 3 u. 4 (1990).
- [6] G. Csepes, et al, “A DC Expert System (RVM) for checking the Re-furbishment Efficiency of High Voltage Oil-Paper Insulating System using Polarization from Spectrum Analysis in Range of Long Time Constants”, CIGRE 1994, Rep. 12-206.
- [7] V.D. Houhanessian, W. S. Zaengl, “Time Domain Measurements of Dielectric Response in Oil-Paper Insulation Systems”, Conf. Proc. IEEE/ISEI 1996, IEEE Publ. 96 CH, 3597-2, pp. 47-52, 1998.
- [8] A. J. Kachler, “Diagnostic and Monitoring Technology for Large Power Transformers (Fingerprints, Trend analysis from Factory to On-Site Testing)”, CIGRE SC12, 1997 Colloquium, Sydney, Australia.
- [9] U. Gäfvert, “Modeling of Dielectric Measurements on Power Transformers”, CIGRE 1998, SC15 - Rep. 15-103.
- [10] V. D. Houhanessian, “Measurement and Analysis of Dielectric Response in Oil-Paper Insulation Systems”, Dissertation ETH, Zürich (Switzerland) No. 12832, 1998.
- [11] A. J. Kachler, “Ageing and Moisture Determination in Power Transformer Insulation Systems Contradiction of RVM Methodology, Effect of Geometry and ION Conductivity”, Transformer 99, Kolobrzeg, Poland 27-30.4.1999.
- [12] A. J. Kachler, “On site Diagnosis of Power Transformers”, ISEI 2000, Proc. pp. 362 - 367, Anaheim, USA, April 2 - 5, 2000.
- [13] Alf, A. J. Kachler, et al, “A novel, compact Instrument for Measurement and Evaluation of Relaxation Currents conceived for On-Site Diagnosis of Electrical Power Apparates”, ISEI Anaheim, USA, April 2 - 5, 2000, pp. 161-167.
- [14] H.M. Moore, “Factors Affecting the Health and Life of Transformers”, TechCom, 2000, UK.
- [15] D. J. Kelly, “Relationship between Transformer Life and Life of Cellulose Insulation”, (Suggested FURAN Condition Limits) TechCom 2000, UK.
- [16] W. S. Zaengl, “Dielectric Spectroscopy in Time and Frequency Domain for HV Power Equipment / Transformers, Cables”, 12<sup>th</sup> ISH 2001, August 20 - 24, Bangalore, India, Key Note Speech, Session 9, pp. 76 - 86.
- [17] M. Wang, “Review of Condition Assessment of Power Transformers in Vandemaar Service”, Electrical Insulation Magazine, Nov./Dez. 2002, Vol. 18, No. 6, pp. 12 - 2.
- [18] T. Leibfried, A. J. Kachler, et al, “Ageing and Moisture Analysis of Power Transformer Insulation Systems”, CIGRE 2002, Paper 12-101.
- [19] A. J. Kachler, “Dielectric Response Methods for Diagnostics of Power Transformers”, CIGRE 2002, SC 15/D1, Discussion on Paper 15-202, Conf. Paris.
- [20] I. Höhle, A. J. Kachler, “Transformer Life Management, German Experience with Condition Assessment”, CIGRE SC12/A2 Colloquium, Merida Mexico, June 2-5, 2003.

- [21] A. J. Kachler, et al, "Transformer Life Management", A Handbook for Service and Diagnostic of Power Transformers Part I, Chapter 7, Siemens internal Booklet.
  - [22] "Dielectric Response Methods for Diagnostics of Power Transformers", CIGRE SC 15/WG 15.01 Report Electra No. 202, June 2002, p. 25 – 36.
  - [23] "Dielectric Response Methods for Diagnostic of Power Transformers", IEEE Electrical Insulation Magazine, May/June 2003, Vol. 19, No. 3 (CIGRE Task force 15.01.09).
  - [24] A. J. Kachler, "Pro and Contras of On-Site Tests on Power Transformers and Reactors", CIGRE 1998, SC12 paper No. 12-201, Sept. 1968.
  - [25] I. Höhle, A. J. Kachler, et al, "Transformer Life Management - a Customer's Guideline for Ageing Analytics and Laboratory Diagnostics", Guideline for Transformers in Service, Siemens Brochure, No. 61D7113 TV/Wü 100 632 PA04031.
  - [26] Y. Du, et al, "Moisture Equilibrium in Transformer Paper-oil Systems IEEE", Vol. 15/1, 11, 1999
  - [27] W. S. Zaengl, Dielectric Spectroscopy in Time and Frequency Domain for HV Power Equipment - Theoretical Considerations, IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 19, no. 5, Sept./Okt. 2003.
  - [28] W. S. Zaengl, "Dielectric Spectroscopy in Time and Frequency Domain for HV Power Equipment "- Applications- IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 19, no. 6, Nov./Dec. 2003.
  - [29] E. Gockenbach, H. Borsi, "Grundlagen der Diagnosemethoden am Transformator vor Ort", HIGH VOLT Symposium 1997, Conf. Proce. 171-183.
-