

GUSTAVO ALVES ANTONELLI

Análise de Métodos de Secagem de Transformadores de Potência

São Carlos

2013

GUSTAVO ALVES ANTONELLI

Análise de Métodos de Secagem de Transformadores de Potência

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Escola de Engenharia de São Carlos, da
Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em
Sistemas de Energia e Automação

ORIENTADOR: Prof. José Carlos de Melo Vieira Júnior

São Carlos

2013

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

A982 Antonelli, Gustavo
a Análise de Métodos de Secagem de Transformadores de
Potência / Gustavo Antonelli; orientador José Carlos de
Melo Viera Junior. São Carlos, 2013.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2013.

1. Sistema Elétrico de Potência. 2. Secagem de Transformadores. 3. Transformadores. 4. Umidade em transformadores. 5. Manutenção Preditiva. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Gustavo Alves Antonelli

Título: “Análise de métodos de secagem de transformadores de potência”

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 29/11/2013,

com NOTA 8,5 (oito, cinco), pela Comissão Julgadora:

*Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior - (Orientador -
SEL/EESC/USP)*

Prof. Titular Ruy Alberto Corrêa Altafim - (SEL/EESC/USP)

Mestre Daniel Augusto Pagi Ferreira - (Doutorando - SEL/EESC/USP)

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Homero Schiabel

Dedicatória

Aos meus pais Luis Carlos e Mariana, minha irmã Laura, meu irmão Frederico e minha namorada Luciana com todo amor.

Agradecimentos

- Aos companheiros da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP), em especial ao Carlos Guilherme Gonzales, pela orientação e supervisão do trabalho.
- A Luciana, por todo amor, carinho, paciência e ajuda durante a elaboração desse projeto.
- A todos os meus amigos de turma pelo apoio nos momentos difíceis durante o curso, e também os bons momentos vividos.
- Ao Professor José Carlos de Melo Vieira Júnior, pela orientação, atenção, apoio e incentivo na elaboração do trabalho.
- A todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica, que colaboraram durante minha graduação.
- Ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos (EESC) – Universidade de São Paulo.
- A Deus, por toda minha família e amigos.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Objetivos	2
1.2 Organização do Trabalho	2
2 TRANSFORMADORES	3
2.1 Partes de um Transformador.....	3
2.1.1 Parte Ativa	3
2.1.2 Buchas.....	5
2.1.3 Tanque	7
2.1.4 Radiadores	8
2.1.5 Óleo Isolante.....	9
2.1.6 Papel Craft.....	11
2.2 Defeitos em Transformador	12
3 UMIDADE	15
3.1 Métodos de Ingresso de Umidade	15
3.2 Principais Problemas Causados pela Umidade	17
3.3 Métodos de Medição de Umidade Interna de Transformadores	20
4 MÉTODOS DE SECAGEM DE TRANSFORMADORES	23
4.1 Secagem Energizada	23
4.1.1 Método de Circulação de Óleo Quente	23
4.1.2 Método de Filtro Absorvente	25
4.2 Secagem desenergizada.....	26
4.2.1 Método por Alto Vácuo.....	26
4.2.2 Método de Circulação de Óleo Quente Desenergizado.....	28
4.2.3 Método por aspersão de Óleo Quente	30
4.2.4 Método criogênico.....	31
4.2.5 Método por Vapor Phase	32
4.2.6 Método por circulação de corrente com baixa frequência(LFH)	33

5 AVALIAÇÃO DOS MÉTODOS UTILIZADOS E PROPOSTA DE MELHORIA	35
5.1 Propostas De Melhoria Para o Método De Alto Vácuo	32
5.2 Propostas De Melhoria Para o Método De Circulação De Óleo Quente.....	32
6 CONCLUSÃO	41

Resumo

Antonelli, G. A. (2013) Análise de Métodos de Secagem de Transformadores de Potência. São Carlos, 2013. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo.

Os transformadores são um dos principais equipamentos no contexto dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP). Assim, o estudo de técnicas de manutenção deste equipamento é importante para aumentar seu tempo de funcionamento e confiabilidade. A umidade interna nos transformadores é um grave problema, já que além de possibilitar falhas elétricas dentro do transformador, acelera o processo de envelhecimento diminuindo a vida útil do equipamento. Dessa forma a secagem de transformadores é uma técnica importante para garantir a longevidade dos mesmos, sendo a única técnica utilizada para aumentar a vida útil da isolação sólida. Portanto o objetivo desse trabalho é estudar as técnicas de secagem além de avaliar as duas técnicas utilizadas na Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP), e após essa análise propor melhorias práticas para os métodos avaliados.

Palavras-Chaves: Sistema elétrico de Potência (SEP), Secagem, Transformadores, Manutenção Preditiva, Umidade.

Abstract

Antonelli, G. A. Analysis of Power Transformers Drying Methods. End of Course Project – Engineering School of São Carlos, University of São Paulo.

The transformers are one of the most important equipment of electric power systems (EPS). Thus, the study of maintenance techniques is important to increase their lifetime and reliability. The indoor humidity in transformers is a serious problem, because it causes electrical faults within the transformer, accelerates the aging process and decreases their life time. Therefore, drying the transformer is an important technique to ensure its longevity, and it is the only technique used for extending the useful life of the solid insulation. In this context, this work aims at studying the drying techniques and at evaluating the two techniques used in Company Electrical Energy Transmission Paulista (CTEEP), and after this study we propose practical improvements to the methods evaluated.

Keywords: Electrical Power System (EPS), Drying, Transformers, Predictive Maintenance, humidity.

1 INTRODUÇÃO

Este trabalho de conclusão de curso vem abordar a importância da secagem de transformadores, com ênfase nos de transmissão de energia que trabalham com potências e tensões elevadas.

Os transformadores de potência são fundamentais para o sistema elétrico, pois permitem a elevação da tensão gerada nas usinas, a transmissão e distribuição da energia elétrica em tensões diferentes. Esta flexibilidade nas tensões permite reduzir as perdas na transmissão da energia elétrica, devido ao fato de não ter que gerar e transmitir em tensão fixa. Portanto deve se tomar cuidado especial com os transformadores de transmissão, que trabalham com extra-alta tensão e altas potências.

Os transformadores de potência são os equipamentos mais caros empregados no campo da transmissão de energia, devendo receber atenção especial para garantir seu funcionamento pelo maior tempo possível antes de serem substituídos. Além do alto custo referente à troca desse equipamento existe outra motivação para esse trabalho, que é o fato das empresas transmissoras de energia terem sua receita vinculada ao tempo de disponibilidade do sistema. Assim quando a concessionária necessita fazer manutenção em um transformador ou linha que deixará parte do sistema indisponível e avisa a ANEEL pedindo a liberação desse sistema, a concessionária deixa de receber o valor que seria pago pela disponibilidade daquele sistema durante o período de manutenção multiplicado por 30. Caso a indisponibilidade ocorra por uma emergência sem liberação da ANEEL, o multiplicador passa para 150.

Dessa forma, com o objetivo de maximizar o tempo de funcionamento dos transformadores, além de aumentar a confiabilidade do sistema, diminuindo o tempo gasto com manutenções, foram criados vários equipamentos cujo objetivo é verificar possíveis problemas no transformador ou no Sistema Elétrico de Potência (SEP).

Entre os equipamentos criados para verificar possíveis problemas no transformador podem se destacar os Transformadores de Corrente (TC), Transformadores de Potencial (TP), relés e termômetros. Com esses equipamentos é possível medir tensão, corrente e outras grandezas de entrada e saída do transformador, detectar presença de gás gerado dentro do transformador, e medir a temperatura interna.

Com todos esses equipamentos conectados ao transformador consegue-se analisar as condições de operação do mesmo, encontrar os defeitos em fase inicial, assim programar manutenções e reparos a fim de garantir o melhor funcionamento do equipamento.

Entre as manutenções realizadas em um transformador, a sua secagem é uma das mais importantes, com o objetivo de reduzir a umidade interna ao equipamento, aumentar

sua vida útil, melhorar seu funcionamento e evitar falhas de isolação. Portanto, a secagem de transformadores é a técnica de manutenção preventiva que permite maximizar a sua vida útil, reduzindo gastos com compra de novos equipamentos.

1.1 Objetivos

O objetivo deste trabalho é fazer um estudo da importância da secagem de transformadores, compreendendo grande parte dos métodos de secagem utilizados para transformadores de linhas de transmissão.

Posteriormente a esse estudo, alguns casos práticos e reais serão discutidos por meio de uma análise dos principais métodos de secagem utilizados na Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP), avaliando sua eficiência, vantagens e desvantagens.

1.2 Organização do trabalho

Este trabalho está organizado como segue:

- Capítulo 1: É o capítulo de introdução, contextualização e informações fundamentais para o entendimento da necessidade de estudar o tema secagem de transformadores.
- Capítulo 2: Esse capítulo apresentará as principais partes do transformador, bem como seus funcionamentos.
- Capítulo 3: Esse capítulo mostrará os problemas ocasionados pelos elevados teores de umidade dos transformadores, além dos métodos de análise da umidade dentro dos transformadores.
- Capítulo 4: Nesse capítulo serão apresentados os métodos de secagem mais utilizados para transformadores com elevadas potências instaladas.
- Capítulo 5: Nesse capítulo os seguintes métodos de secagem serão avaliados: alto cálculo e circulação de óleo quente desenergizado. Será também abordado um método de avaliação da eficiência.
- Capítulo 6: Esse capítulo apresenta todas as conclusões obtidas nos estudos sobre secagem e sobre o método de análise de eficiência.

2 TRANSFORMADORES

Este capítulo apresenta as principais partes do transformador, com destaque para a isolação sólida que é o foco deste estudo, bem como os defeitos que podem ocorrer.

2.1 Partes de um transformador

Esta seção apresenta as partes em que se dividem um transformador de potência, com o objetivo de possibilitar a compreensão dos tipos de manutenção que podem ser efetuados em cada parte do transformador, além do tempo necessário para o reparo. Essa seção é referente ao documento WEG (2013).

2.1.1 Parte Ativa

Nesta seção serão apresentados os componentes da parte ativa do transformador, como sua necessidade para o sistema. Assim um transformador contém em sua parte ativa um conjunto formado por enrolamentos primários, secundários e terciários, o núcleo além da prensagem, isolamento e calços.

Os enrolamentos do transformador são fios de cobre ou alumínio isolados com esmalte ou papel. Os enrolamentos já vêm com a razão de relação pré-estabelecida, assim as tensões no secundário e terciário (se houver) do transformador dependem da tensão alternada aplicada no primário. Contudo existem limites para os valores de tensão e corrente que se podem aplicar nos enrolamentos do transformador a fim de não danificá-lo. Esses limites variam com a seção transversal do fio de cobre e isolamento (papel mais óleo) utilizado no transformador. Os problemas relacionados com a seção transversal do cobre ou isolamento serão estudados no final capítulo.

Outro componente contido na parte ativa do transformador é o núcleo, o qual é constituído de material ferromagnético contendo silício em sua fabricação, resultando em elevada permeabilidade magnética e reduzindo as perdas magnéticas (histerese e correntes parasitas). Além disso, o núcleo é laminado para reduzir as correntes parasitas. A laminação consiste no empilhamento de várias chapas finas isoladas por carlite.

Necessita-se também de uma atenção especial para não permitir o contato de nenhuma parte metálica da prensagem ou calço com o núcleo, mantendo todas as partes metálicas isoladas para reduzir as perdas por correntes parasitas. O material que constitui o núcleo recebe um tratamento especial com a finalidade de orientar os seus grãos, visando

diminuir as perdas específicas do material para torna-lo mais adequado para uso em transformadores.

Pertencente à parte ativa também tem-se a prensagem, isolação e calços, dessa forma a prensagem serve para que o núcleo se torne um conjunto rígido. Isto é feito por meio de dispositivos de prensagem de chapas, que são vigas dispostas na posição horizontal sendo fixadas por tirantes horizontais e verticais.

A isolação se faz necessária para isolar pontos da parte ativa onde a diferença de potencial seja relevante. Com isso isolam-se os condutores, contatos elétricos, as camadas dos enrolamentos, primário e secundário, as fases e até enrolamento e núcleo. Esse isolamento é construído com papel Craft, que ao ser impregnado com o óleo isolante é um dos melhores isolantes já construídos. Para transformadores de potência utilizados no sistema de transmissão com tensão superior a 138kV, empregam-se aproximadamente dez toneladas de papel Craft para construir a sua isolação interna.

Finalizando a parte ativa do transformador, existem os calços que são utilizados com várias finalidades, tais como apoio da parte ativa, suporte das derivações e dispositivo de fixação da parte ativa do tanque. Além disso, os calços são usados para construir as vias de circulação do óleo, fazer o travamento dos enrolamentos do transformador para que eles não se movam. O calço pode ser feito de vários materiais, sendo os principais papelão (Presspan), fenolite, madeira e madeira laminada. Na Figura 2 pode-se ver a parte ativa de um transformador de 230kV trifásico com potência de 45MVA, utilizado no sistema de transmissão da CTEEP.



Figura 2: Transformador Trifásico de Transmissão

2.1.2 Buchas

Neste tópico apresenta-se o funcionamento e a necessidade das buchas para transformadores. Os transformadores trabalham convertendo a tensão no primário para outra tensão que sai no secundário, dessa forma é necessário fazer uma conexão segura entre a rede elétrica e o enrolamento. Esta conexão deve isolar a tensão de rede da carcaça do transformador. A conexão é feita através das buchas, as quais são constituídas de um corpo isolante de porcelana vitrificada, um condutor passante de cobre eletrolítico ou latão que é utilizado para transmitir a tensão e corrente com menor perda possível. Os terminais de conexão são constituídos de latão ou bronze e a vedação de borracha ou papelão hidráulico.

Assim existem várias metodologias para a montagem de uma bucha, variando das que precisam trabalhar com grandes correntes e uma tensão relativamente baixa, utilizadas para a distribuição de energia, até buchas que trabalham com tensões elevadíssimas, acima

de 250kV e correntes de até 1250A. As buchas utilizadas na transmissão de energia elétrica seguem a metodologia condensiva, utilizada para potências superiores a 2,5MVA e tensões superiores a 36,5kV. A Figura 3 apresenta um esquema de uma bucha condensiva.

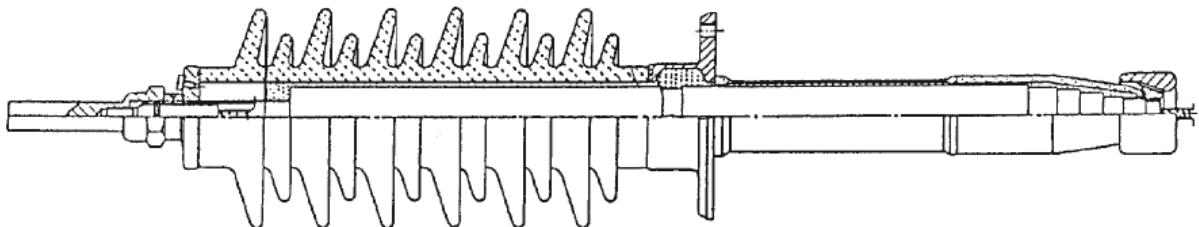


Figura 3: Esquemático de uma bucha condensiva (ABB, 2013)

As buchas condensivas devem suportar elevadas potências e tensões, dessa forma necessitam de um sistema de isolamento eficiente para isolar a tensão do condutor passante até a porcelana. Também é necessário isolar o conector superior ao flange (suporte que é preso ao transformador para dar sustentação a bucha). A isolamento do conector superior ao flange é feita pela porcelana, por esse motivo as porcelanas das buchas são produzidas com esse tipo de “saias”, para aumentar a distância por onde o arco elétrico passaria até atingir o flange. Essas distâncias são padronizadas para cada classe de tensão.

A isolamento entre o condutor passante até a porcelana, pela metodologia de buchas condensivas, ocorre por um papel isolante que é enrolado ao condutor passante. Esse papel isolante é disposto alternadamente com papel alumínio, dessa forma sempre após um número pré-determinado de voltas de papel isolante coloca-se uma volta de papel alumínio. Assim, essa isolamento trabalha pelo princípio de vários capacitores em série, dessa forma a isolamento é feita por declínio uniforme da tensão, saindo da tensão de trabalho da bucha no condutor passante e chegando a zero na porcelana onde o sistema é aterrado. A figura 4 apresenta a forma de uma bucha condensiva.



Figura 4: Buchas de alta tensão

Esse sistema de isolamento necessita que o enrolamento de papel fique imerso no óleo para melhorar as características isolantes, sendo um método extremamente eficiente para isolar altas tensões. Dessa forma a tensão induzida em cada capacitor da isolação é relativamente pequena, comparada à tensão de trabalho da bucha. Assim a tensão que cada capacitor vai decrescer será igual à tensão total dividida pelo número de capacitores. Esse sistema tem o problema que caso um capacitor se rompa (ocorra uma ligação entre duas lâminas de alumínio) por qualquer motivo, a tensão que esse capacitor rompido decrescia será dividida uniformemente entre os outros capacitores, aumentando a chance dele se romperem e consequentemente levar à explosão da bucha.

2.1.3 Tanque

Esta seção apresenta o funcionamento e a necessidade dos tanques. O tanque é o invólucro da parte ativa e recipiente do líquido isolante. Ele é constituído de três partes, tampa, corpo e fundo. A NBR5440 que limita espessura mínima da chapa de aço para cada parte do tanque dependendo da potência do transformador. Porém essa norma é só para transformadores de potência até 300kVA. A Tabela 1 apresenta os valores mínimos dessa legislação:

Potência do transformador [kVA]	Espessura [mm]		
	Tampa	Corpo	Fundo
$P >= 10$	1,90	1,90	1,90
$10 < P <= 150$	2,65	2,65	3,00
$150 < P <= 300$	3,00	3,00	4,75

Tabela 1: Espessuras mínimas da chapa de aço. Adaptado de (NBR5440).

Para transformadores maiores de 300kVA a legislação não prevê espessura para as partes do tanque, ficando por conta do fabricante a escolha das espessuras utilizadas.

Os tanques de transformador podem ser selados ou com conservador de óleo. Os tanques selados têm uma separação total entre meio interno e meio externo do transformador, dessa forma ele não pode ser completamente preenchido com óleo isolante, pois com o aumento da temperatura o óleo expandiria mais que a chapa de aço, causando uma pressão relativa positiva dentro do transformador. Os transformadores selados são usados para potências até 750kVA.

Os transformadores com conservador de óleo são usados para potências maiores que 750kVA, sendo o tipo de transformador utilizado no sistema de transmissão de energia elétrica. Esses transformadores trabalham com seu tanque principal completamente preenchido de óleo isolante, assim com a variação de temperatura o excesso de óleo vai para o conservador de óleo.

2.1.4 Radiadores

A parte ativa dos transformadores aquece por efeito Joule nos enrolamentos e núcleo (correntes parasitas), e este aquecimento é propagado pelo óleo até as chapas de aço do tanque, onde o calor é dissipado para o meio externo. Contudo o óleo isolante e a isolação de papel Craft não podem ter sua temperatura muito elevada, pois altas temperaturas deterioram esses meios isolantes.

Desse modo quando a área do tanque não é suficiente para dissipar o aquecimento gerado pela parte ativa, utilizam-se radiadores para aumentar a área de troca de calor do transformador. Para transformadores de potências elevadas esse aquecimento é alto, assim a parte ativa fica com temperaturas maiores que o resto do transformador. Nesses casos, utiliza-se um sistema de circulação de óleo para resfriar a parte ativa, normalizando a temperatura do transformador. O óleo circulado passa pelos radiadores que aumenta a troca de calor com o meio e refrigera o transformador. A figura 5 mostra um conjunto de radiadores.



Figura 5: Conjunto de radiadores

2.1.5 Óleo Isolante

O óleo isolante tem duas finalidades dentro dos transformadores, facilitar a troca de calor da parte interna do transformador com a parte externa e melhorar a isolação da parte ativa do transformador. Como o óleo facilita a troca de calor da parte interna do transformador, ele permite que o transformador trabalhe a uma potência mais alta do que poderia trabalhar se não utilizasse óleo isolante. Isso ocorre, pois o resfriamento o transformador mantém sua parte ativa a uma temperatura mais baixa, assim ele pode operar com uma potência maior para chegar à mesma temperatura que teria sem o óleo isolante.

A outra utilidade do óleo isolante é a melhora de isolação da parte ativa do transformador. O meio papel Craft e óleo isolante tem um alto poder de isolação, além disso, o óleo isolante melhora a resistência mecânica do papel Craft. O óleo mineral isolante tem extrema capacidade de isolação, conseguindo isolar tensões superiores a 60kV em uma distância de 2,5 milímetros, quando o óleo está bom.

Como a parte ativa está imersa no óleo, qualquer irregularidade ou anomalia que aconteça dentro do transformador, acontecerá em uma região com óleo, dessa forma a sua análise físico química é extremamente importante para avaliar se o transformador está bom ou não. Além disso, a análise do óleo não é a única análise feita em transformadores, são realizados testes de resistência de isolação, relação de transformação, análise de perdas na parte ativa, mas com transformadores energizados a análise do óleo é a principal análise

feita no transformador. Por esse motivo as análises físico químicas são feitas de maneira periódica, em todos os transformadores do sistema de transmissão de energia elétrica.

A tabela 2 mostra os tipos de ensaios físicos realizados nas amostras de óleo isolante.

Características		Normas Que Regulamenta o Ensaio	Unidade	Valores Garantidos	
				Mínimo	Máximo
Densidade, 20/4°C		NBR 7148	-	0,861	0,900
Viscosidade cinemática	20°C	NBR 10441	Mm ² /s	-	25,0
	40°C				11,0
	100°C				3,0
Ponto de fulgor		NBR 11341	°C	140	-
Ponto de fluídez		NBR 11349	°C	-	-39
Índice de neutralização		ASTM D 974	MgKOH/g	-	0,03
Tensão Interfacial a 25°C		NBR 6234	MN/m	40	-
Cor ASTM		ASTM D 1500	-	-	1,0
Teor de Água		NBR 5755	Mg/Kg	-	35
Cloreto e Sulfatos		NBR 5779	-	Ausentes	
Enxofre corrosivo		NBR 10505	-	Ausente	
Ponto de anilina		NBR 11343	°C	63	84
Índice de refração a 20°C		NBR 5778	-	1,485	1,500
Rigidez dielétrica		NBR 6869	KV	30	-
Fator de perdas dielétricas	100°C	ASTM D 924	%	-	0,5
	90°C	IEC 247			0,4
Teor de inibidor de oxidação DBPC/DBP		ASTM D 2668	%massa	-	0,08
Porcentagem de carbonos		ASTM D 2140	%	Anotar	
Estabilidade à oxidação: -Índice de neutralização -Borra -Fator de dissipação a 90°C		IEC 74	MgKOH/g	0,4	
			%massa	0,10	
			%	20	

Tabela 2: Análises físicas feitas em óleo isolante. Adaptado de (ABNT NBR 15422).

Além da análise físico-química do óleo, é realizada também uma análise cromatográfica, que consiste na análise dos gases dissolvidos no óleo, tais como o dióxido

de carbono, etileno, acetileno, etano, hidrogênio, oxigênio, metano e monóxido de carbono. A análise das quantidades de cada gás, além da relação de um gás para outro e a evolução de cada gás permitem reconhecer a maior parte dos problemas que podem ocorrer dentro do transformador. Esse reconhecimento pode ser feito por várias tabelas e métodos. Os mais renomados mundialmente aceitos pelo IEEE utilizam a relação dos gases para verificar a existência de um problema bem como o tipo de problema. Dos métodos que utilizam a relação de gases um dos mais utilizados é a tabela 3 (IEEE C57.104; 1991).

C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6	Diagnóstico
< 0,1	0,1 a 1,0	< 1,0	Envelhecimento normal
<0,1	< 0,1	< 1,0	Descarga Parcial de baixa energia
0,1 a 3,0	< 0,1	< 1,0	Descarga Parcial de alta energia
> 0,1	0,1 a 1,0	>1,0	Arco – descarga de baixa energia
0,1 a 3,0	0,1 a 1,0	>3,0	Arco – Descarga de alta energia
<0,1	>1,0	< 1,0	Sobreaquecimento $150^{\circ}C < T > 300^{\circ}C$
<0,1	>1,0	1,0 a 3,0	Sobreaquecimento $300^{\circ}C < T > 700^{\circ}C$
<0,1	>1,0	>3,0	Sobreaquecimento $T < 700^{\circ}C$

Tabela 3: Relação de Gases Dissolvidos (IEEE C57.104; 1991)

Como se pode observar na Tabela 3, a análise dos gases dissolvidos pode identificar vários problemas que ocorrem dentro dos transformadores, por esse motivo a análise dos gases é o melhor método de identificação de problemas em transformadores energizados.

No próximo tópico serão apresentados os problemas mais comuns que ocorrem em transformadores do sistema de transmissão e seus possíveis reparos.

2.1.6 Papel Craft

O papel Craft é composto por uma celulose formada por longas cadeias de anéis de glucose ou monômeros. Cada molécula possui de 1000 a 1400 anéis de glucose interligados quando nova, sendo ligadas conforme a figura 7 (Vasconcellos, 2008).

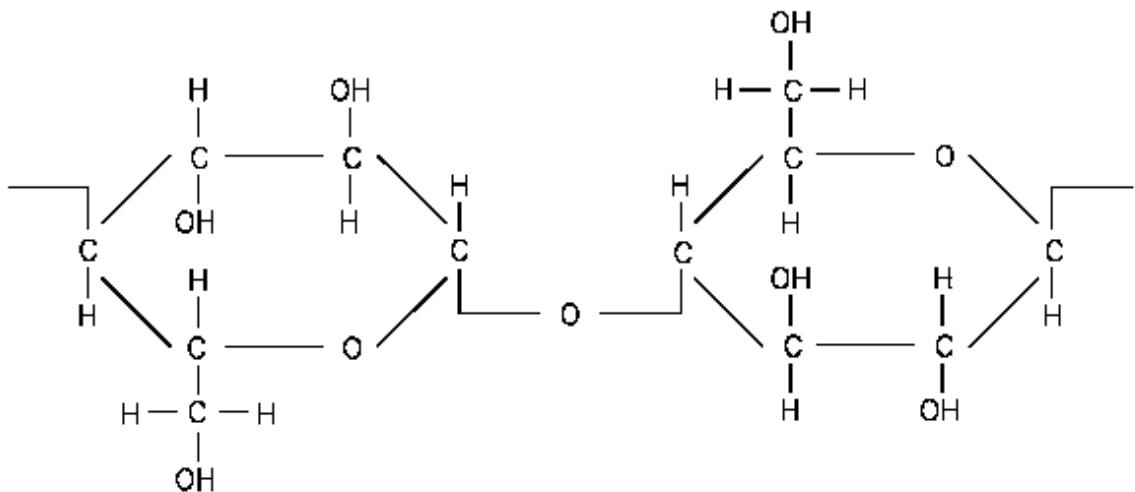


Figura 7: Molécula do papel Craft

A quantidade de anéis de glucose interligados nessa cadeia apresentada é o que determinará o grau de polimerização molecular. Sendo assim o grau de polimerização do papel será igual ao número de anéis de glucose interligados por molécula. Quando o papel Craft chega a um grau de polimerização de 200 (200 anéis de glucose por molécula), ele já não oferece a resistência mecânica necessária para a isolação da parte ativa do transformador, o que acarretará no seu descarte. O tempo utilizado pelo transformador para que seu papel passe de um grau de polimerização de 1400 anéis interligados a 200 é equivalente ao tempo de sua vida útil. E os dois principais fatores que contribuem para essa redução no grau de polimerização do papel são a umidade e temperatura.

2.2 Defeitos em Transformadores

Um dos problemas que pode afetar um transformador de potência é a descarga parcial. Este efeito ocorre quando há uma descarga elétrica localizada, resultante de ionização de um sistema de isolamento quando o estresse dielétrico exceder o valor crítico. Dessa forma essa descarga atravessa parcialmente o isolamento entre eletrodos. Esse efeito ocorre próximo ao pico da senoide de tensão, devido a algum defeito na isolação, segundo IEEE. Para o meio isolante papel e óleo esse defeito pode ser desde um rasgo no papel até bolhas no óleo que ficaram presas entre as camadas do papel. A Figura 6 exemplifica onde essa descarga é formada.

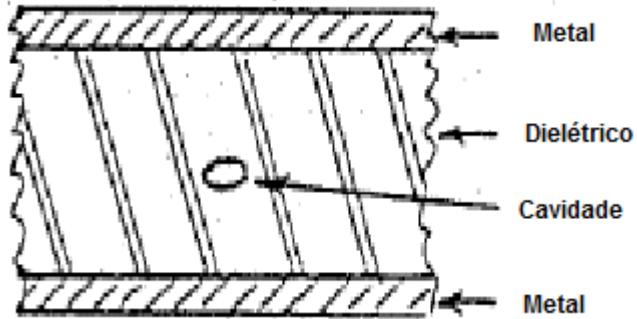


Figura 6: Local onde a descarga parcial se forma (Spressola, 2013).

Outro problema são as descargas de baixa energia, que ocorrem quando um arco elétrico é formado entre dois eletrodos por falha de isolamento, ou por deterioração excessiva desta isolamento por descargas parciais. Esse efeito, se não for diagnosticado rapidamente e devidamente tratado, pode se tornar uma descarga de alta energia.

Os problemas de descargas podem ser recuperados com a manutenção da parte danificada e com a troca da isolamento deteriorada, entretanto para transformadores que apresentem indícios de descargas de baixa e principalmente alta energia, é necessário retira-lo de operação imediatamente.

Outro problema que ocorre nos transformadores é o sobreaquecimento, que pode ser causado por vários motivos, entre eles a sobrecarga dos transformadores, danos do sistema de circulação de óleo, descargas internas, danos nos enrolamento ou núcleo, até mesmo seção transversal do enrolamento ser pequena e gerar aquecimento exagerado pela sua resistência. Dessa forma o aquecimento anormal do transformador causa deterioração das características do óleo isolante e do papel Craft.

O sobreaquecimento causa a diminuição da rigidez dielétrica devido à deterioração do óleo isolante, logo as propriedades de resfriamento também são afetadas. Já para o papel Craft, o sobreaquecimento causa a despolimerização das suas moléculas, diminuindo sua resistência mecânica e acelerando o seu envelhecimento. A composição do papel Craft em seu nível molecular, bem como o estudo de sua resistência serão assuntos do próximo capítulo.

Para resolver o problema do sobreaquecimento, primeiramente necessita-se descobrir tanto causa, quanto o ponto de aquecimento. Dessa forma, para diferentes causas haverá diferentes problemas, assim também ocorrerá em se tratando de distintos pontos de aquecimentos descobertos.

Como os transformadores do sistema de transmissão de energia elétrica têm suas partes bem dimensionadas para sua classe de tensão, os problemas de sobreaquecimento do transformador normalmente ocorrem por descargas internas. Portanto, para resolver o problema de sobreaquecimento, só com um reparo de isolamento afetada.

Como foi visto nesta seção, todos os problemas de um transformador podem ser reparados, desde que sejam identificados no início, com exceção do envelhecimento do transformador, que não pode ser reparado. O envelhecimento do transformador afeta principalmente a isolação das suas bobinas (papel Craft), o que fará com que o papel perca sua polimerização, já que é justamente essa propriedade do papel que permite sua resistência mecânica.

Tal problema acarreta um único tipo de manutenção, que seria a substituição de todo papel isolante contido dentro do transformador, o que é inviável, considerando a grande quantidade de papel existente dentro dos transformadores (cerca de dez toneladas), quanto a condição em que é alocado, ou seja, enrolado em toda parte ativa do transformador. Por esse motivo para aumentar a vida útil do transformador é necessário combater o envelhecimento precoce do equipamento.

O principal causador desse envelhecimento precoce do transformador é a umidade, que será abordada no próximo capítulo.

3 UMIDADE

Neste capítulo será estudado o problema alvo deste presente trabalho: a umidade. Primeiramente será apresentado como ela ingressa dentro dos transformadores, bem como os principais problemas que acarreta e os métodos de detecção de umidade no transformador. É prudente ressaltar que em transformadores novos o teor de umidade máxima é de 0,5%.

3.1 Métodos de Ingresso da Umidade

Nesse tópico serão apresentados os métodos de ingresso de umidade dentro dos transformadores, sendo eles: microporos, falha na vedação, respiro de sílica gel e abertura para manutenção. Além dessas formas de ingresso, o próprio envelhecimento natural do papel gera umidade.

A primeira forma de ingresso citada se trata da entrada de umidade pelos microporos existentes nas chapas de aço, que formam o invólucro do transformador. A quantidade de umidade ingressante depende do estado de conservação da chapa de aço e da pintura do transformador, contudo, por se tratarem de microporos, a quantidade de água não é grande.

Já as vedações de transformadores do SEP são feitas por anéis de O'RING, que são constituídos de uma borracha especial para evitar o vazamento do óleo isolante. Porém, com o passar do tempo a borracha perde a sua elasticidade e até sua integridade, o que diminui a pressão exercida nas chapas de aço, ou seja, nas escotilhas, podendo surgir fissuras, ocasionando a entrada de umidade.

Nos transformadores com potência maior que 750kVA, há conservador de óleo. Existe um ponto para entrada e saída de ar do conservador de óleo, que é necessário para manter a pressão constante e igual à atmosférica. Para tentar evitar a deterioração do óleo do transformador por conta de partículas e umidade, é utilizado um respiro de sílica gel e um copo com óleo na saída de ar. A figura apresenta um sistema de respiro.



Figura 8: Respiro de sílica gel (<http://www.veretra.com.mx>)

O sistema de respiro de sílica gel é montado como a figura 8, no qual o ar entra pelo recipiente de vidro que contém óleo, filtrando as partículas suspensas no ar. O ar, após ser filtrado, entra em um compartimento que contém sílica gel, que é utilizada para secá-lo antes de entrar contato com o óleo do transformador.

Esse sistema é eficiente para impedir o ingresso de umidade e partículas dentro do óleo, porém satura após retirar uma quantidade limite de umidade do ar, perdendo sua propriedade de secagem. Simultaneamente, o óleo utilizado para filtrar o ar também vai se deteriorando ao absorver partículas dispersas e umidade, necessitando de substituição.

Desse modo, esse respiro de sílica gel permite o ingresso de umidade ao aproximar da saturação da sílica gel. Por esse motivo, a manutenção periódica com secagem da sílica e substituição do óleo utilizado para o filtro é a melhor forma de minimizar a quantidade de umidade que entra no transformador, neste método.

O ultimo método de ingresso de umidade apresentado é a abertura do transformador realizada para qualquer tipo de manutenção. Como o teor de umidade ambiente normalmente é superior a 50% e dentro do transformador é menor que 1,5%, a umidade do ambiente migra para as bobinas do transformador enquanto ele fica aberto, sendo assim, é necessário utilizar um método de secagem após o fechamento do transformador.

3.2 Principais Problemas Causados pela Umidade

A umidade dentro do transformador causa três problemas principais: diminui a rigidez dielétrica do meio isolante; emite bolhas em altas temperaturas; acelera o envelhecimento do papel Craft. Segundo (Paulino, 2010).

O primeiro problema citado é a diminuição da rigidez dielétrica do meio isolante. Os transformadores do SEP trabalham em extra-alta tensão, sendo que alguns transformadores chegam a trabalhar com tensões superiores a 440kV. Para trabalhar com esse nível tensão, as boas condições de isolação são fundamentais para o correto funcionamento dos transformadores, pois eles precisam isolar elevadas diferenças de potenciais em curtas distâncias.

Assim sendo, a diminuição da rigidez dielétrica nesses transformadores é extremamente problemática, pois possibilita a existência de arcos elétricos dentro do mesmo e a ocorrência de descargas parciais.

Outro problema relacionado à umidade interna nos transformadores do SEP são as bolhas emitidas em altas temperaturas, o que envolve três problemas simultaneamente: o aquecimento exagerado de um ponto dentro do transformador; as bolhas geradas desse aquecimento; a rigidez dielétrica reduzida do meio isolante.

O resultado do aquecimento de um ponto dentro do transformador degrada o meio isolante, provocando o surgimento de partículas advindas de sua degradação, assim como bolhas geradas pelo aquecimento da umidade presente no óleo, agregando-se ao papel Craft.

Devido à elevada tensão na parte ativa desses transformadores, existe uma tensão induzida na isolação de papel e óleo. As partículas, bolhas e partículas de óleo degradadas, existentes no meio do papel, funcionarão como cavidades possibilitando a ocorrência de descargas parciais.

Entretanto, esses dois primeiros problemas causados pela umidade no transformador podem ser totalmente resolvidos. A diminuição de rigidez dielétrica do meio isolante pode ser resolvida com a regeneração do óleo isolante, em conjunto com a secagem do transformador. Já as bolhas, geradas em altas temperaturas, também podem ser retiradas com uma secagem eficiente, e os problemas oriundos das bolhas como descargas parciais podem ser reparados. Com a correta manutenção, esses problemas serão totalmente solucionados.

O último problema se trata da aceleração do envelhecimento do papel Craft. Provavelmente, esse é o problema mais grave causado pela umidade no transformador, pois todas as características já perdidas pelo papel, devido ao envelhecimento, não podem

ser recuperadas. Assim, a manutenção é feita nesses casos para desacelerar o envelhecimento do papel. A Figura 9 mostra a aceleração de envelhecimento que a umidade ocasiona ao transformador.

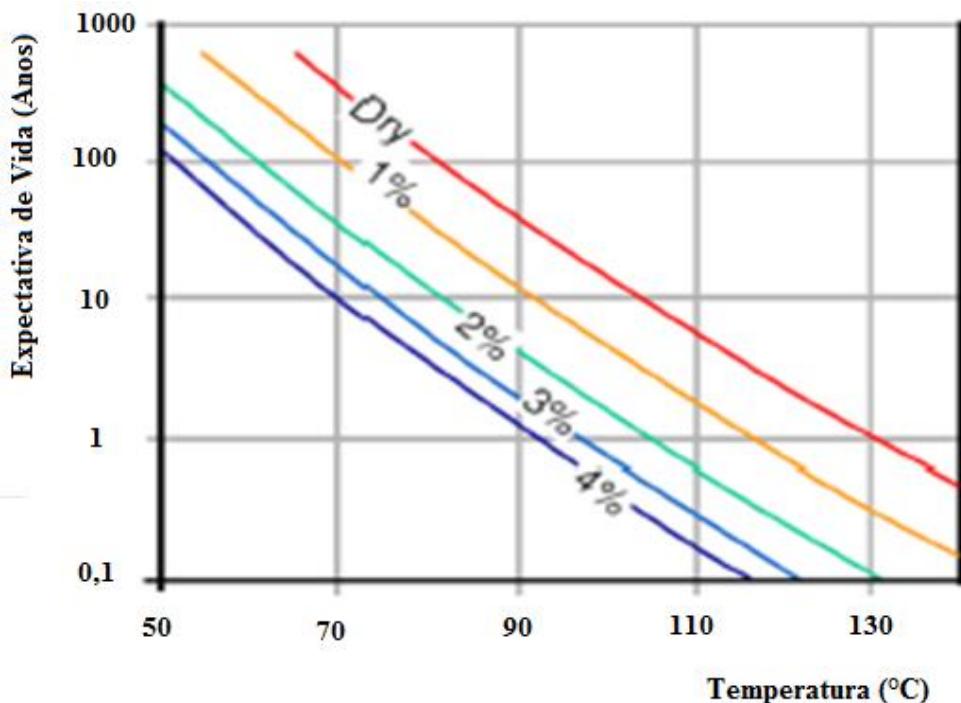


Figura 9: Curvas de expectativa de vida do transformador por teor de umidade e temperatura (Koch, Paulino, Krueger, 2009)

Como é possível observar na Figura 9, a expectativa de vida de um transformador para uma mesma temperatura cai bruscamente com o aumento do teor de umidade dentro dele. Observa-se que a expectativa de vida de um transformador com 4% de umidade e temperatura média de funcionamento de 70°C é de apenas 10 anos, enquanto em um transformador com 1% de umidade e mesma temperatura de 70°C, a expectativa de vida é de 100 anos. Portanto, é possível entender a necessidade de retirar a umidade do transformador.

O envelhecimento acelerado do transformador ocorre por conta da quebra dos anéis de glucose, o que se dá por via de três mecanismos principais: hidrólise, oxidação e pirólise. Embora esses três mecanismos estejam inter-relacionados, o único que não está relacionado com a água é a pirólise.

O primeiro mecanismo de degradação das moléculas da celulose é a hidrólise, no qual a água quebra a interligação das cadeias de glucose ao se juntar com o oxigênio que interliga as cadeias de glucose. Portanto, ficam dois OH- ligados um em cada cadeia, logo a hidrólise reduz o grau de polimerização da celulose, enfraquecendo sua fibra. A figura 10

ilustra a quebra das moléculas de celulose pelo processo de hidrólise.

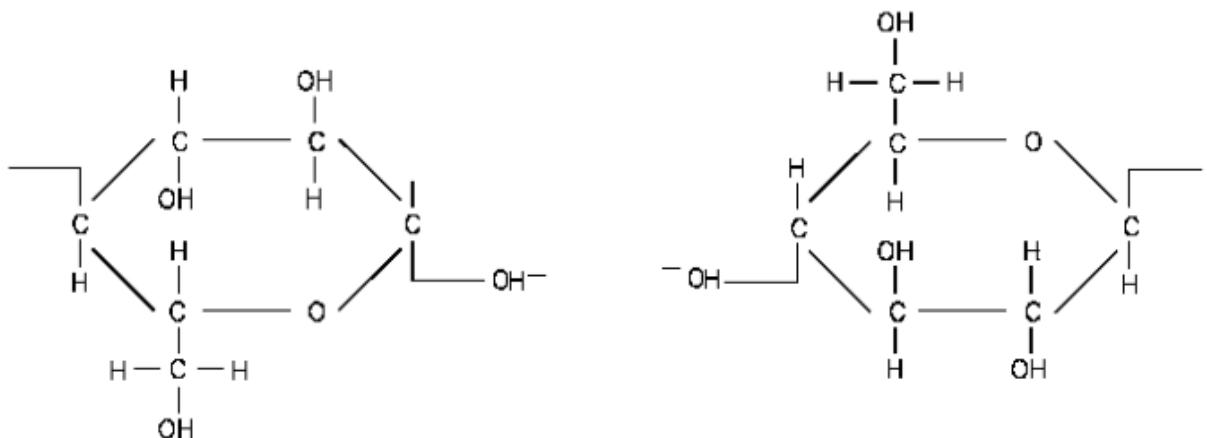


Figura 10: Moléculas de celulose após a quebra por hidrólise.

O segundo mecanismo de degradação da celulose é a oxidação, por meio da qual o oxigênio reage atacando as moléculas de carbono da celulose, formando aldeídos e ácidos. Essa ligação deixa a união entre os anéis enfraquecida, o que reduz o grau de polimerização da molécula de celulose. Esse processo libera água, monóxido de carbono e dióxido de carbono, sendo que a água liberada intensificará o processo de hidrólise, acelerando o processo de deterioração da celulose.

O oxigênio não reage somente com a celulose, mas também deteriora o óleo isolante que, na oxidação forma ácidos, ésteres e outras substâncias que voltam a reagir com o próprio óleo isolante.

A presença de oxigênio em contato com o óleo isolante é extremamente prejudicial, acelerando drasticamente o envelhecimento do papel, o que é apontado pelas pesquisas como as de Fabre (1960) e Lampe et al (1978), que mostram o envelhecimento do papel sendo acelerado quatro vezes mais em transformadores não selados em comparação com os selados.

Tratando do último processo de degradação da celulose, a pirólise ocorre exclusivamente pelo aquecimento da isolação (papel e óleo). Quando o aquecimento é exagerado causa a carbonização das fibras de celulose e consequentemente a diminuição da rigidez dielétrica da isolação.

Para aquecimentos mais moderados, a pirólise provoca a quebra individual das cadeias de celulose, formando resíduos sólidos, monóxido de carbono, dióxido de carbono e vapor d'água. O vapor de água intensifica o processo de hidrólise, enquanto os resíduos sólidos podem se prender na isolação sólida, possibilitando o aparecimento de descargas parciais.

O efeito da pirólise reduz o grau de polimerização da molécula de celulose, diminuindo sua resistência mecânica. Na figura 11 pode-se constatar os efeitos do elevado teor de umidade dentro dos transformadores.

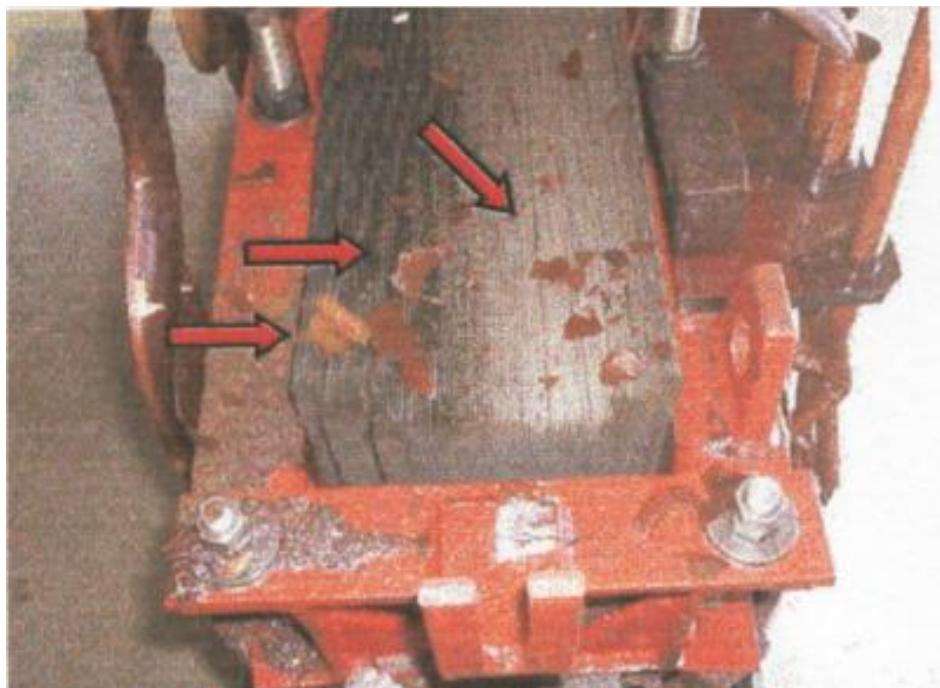


Figura 11: Efeito do elevado teor de umidade dentro dos transformadores
(<http://www.mecatronicaatual.com.br>)

As setas na foto indicam pedaços do papel que se degradaram excessivamente e caíram sobre o núcleo do transformador.

3.3 Métodos de medição de umidade interna de transformadores

Existem dois métodos para medir o teor de umidade de um transformador: medição da quantidade de água em uma amostra de óleo e medição do próprio teor de umidade do papel pelo teste de Umidade Relativa Superficial Interna (URSI). O primeiro método é feito quando o transformador está cheio de óleo, e o segundo método é feito com o transformador sem óleo.

Como foi comentado no capítulo anterior, a análise do óleo do transformador é de grande importância para saber as condições do transformador. Assim para fazer uma análise mais precisa das reais condições do equipamento, é preciso tomar um cuidado

especial com a amostragem do óleo isolante, impedindo que ela se contamine e assim crie falsos resultados, segundo a NBR 8840 (ABNT, 2012).

Devido à grande importância da análise do óleo isolante, a CTEEP coleta duas vezes ao ano amostras de óleo de todos os transformadores. Estas amostras são submetidas à análise cromatográfica e análise do teor de umidade. O resultado da análise do teor de umidade é expressa em partículas por milhão (ppm) de água no óleo.

Entretanto, é importante ressaltar que a umidade não se distribui uniformemente pelo meio isolante (papel e óleo isolante), mas se concentra no papel. A temperatura influencia na porcentagem de umidade que ficará impregnada em cada meio isolante, logo, quanto maior a temperatura interna do transformador, maior será a porcentagem de umidade diluída no óleo.

A Figura 12 aponta a migração da umidade do papel para o óleo isolante, com a variação da temperatura. Por esse motivo, registrar a temperatura interna do transformador, no momento da retirada da amostra de óleo, é de fundamental importância para calcular o teor de umidade do transformador.

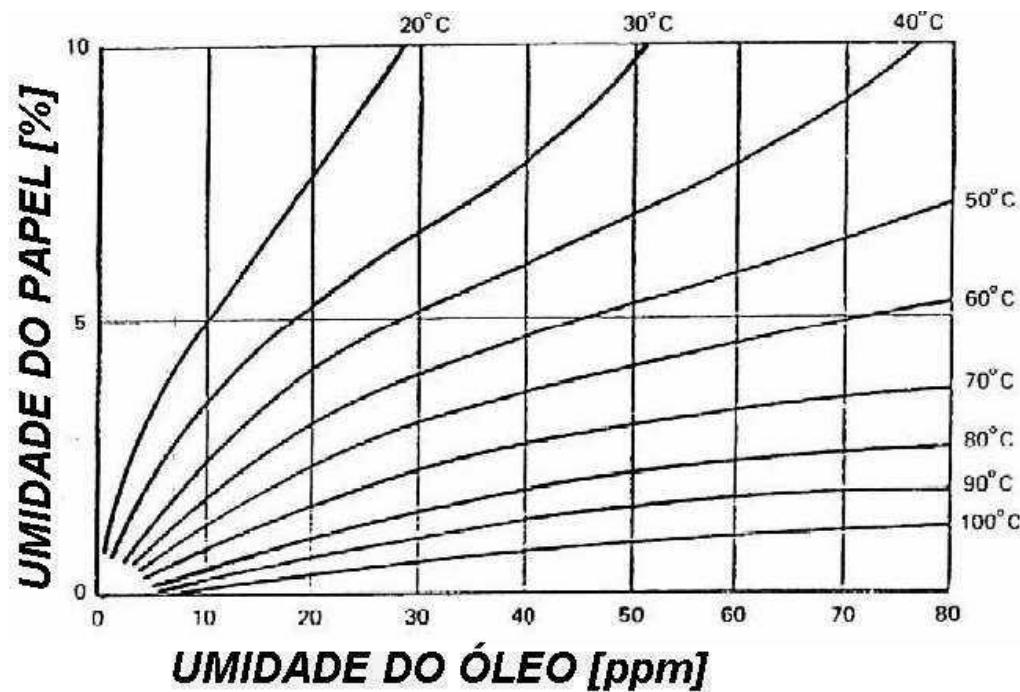


Figura 12: Fornece o teor de umidade pela quantidade de água a uma dada temperatura (CIGRE, 2013)

O outro método de medição do teor de umidade chama-se URSI, que é realizado com o transformador em vazio. Portanto, esse método é utilizado em transformadores após

alguma manutenção que necessitou a sua abertura, tendo como objetivo saber quanta umidade ingressou nele. Esse método de medição é utilizado após as secagens desenergizadas, para verificar se as mesmas foram eficientes e se é necessário fazer uma nova secagem no equipamento.

Para realizar esse teste, primeiramente o transformador sem óleo é preenchido com um gás seco, acarretando na previsão de um dia para que a umidade do papel impregne o gás que foi introduzido no transformador. Então, é conectado o aparelho que analisa a umidade do gás. Esse procedimento é chamado de Umidade Relativa Superficial Interna, pois a umidade que impregna o gás é a umidade que estava na superfície do papel isolante.

4 MÉTODOS DE SECAGEM DE TRANSFORMADORES

Existem vários métodos de secagem de transformadores, sendo estes divididos em dois tipos: os métodos de secagem com o transformador energizado e os métodos de secagem com o transformador desenergizado.

Os métodos de secagem com o transformador energizado têm uma clara vantagem econômica em relação aos métodos de secagem com o transformador desenergizado, devido aos altos custos para se tirar os transformadores de funcionamento, embora não sejam tão eficientes na remoção de água. Sendo assim, se a umidade do transformador estiver muito elevada a utilização de um método de secagem desenergizado é mais aconselhável.

Todos os métodos de secagem apresentados nesse capítulo foram baseados documento do CIGRE (2013), sendo que alguns também foram baseados em outras referências que serão citadas em seus respectivos métodos.

4.1 Secagens Energizadas

Neste item, serão explicitados alguns métodos de secagem com o transformador energizado, de modo a compreender detalhadamente seu funcionamento.

4.1.1 Método de circulação de óleo quente

Nesse procedimento é utilizada uma máquina que aquece o óleo e que contém uma câmara de vácuo, de onde se retira a umidade contida nele. Essa máquina de tratamento de óleo isolante é conectada ao transformador, retirando-se, assim a umidade, os gases dissolvidos, além de realizar filtragem para remoção de partículas. A máquina que executa esse tratamento é mostrado na figura 13.



Figura 13: Maquina de secagem

Como o transformador está energizado é necessário tomar um cuidado especial com a vazão do óleo que circula, de modo a não gerar fluxo reverso no relé de gás (relé Buchholz). Portanto, segundo o CIGRE (2013) recomenda-se que a vazão não deve exceder a 10% do volume do transformador. Essa vazão não gera grandes movimentações no óleo dentro do transformador, dessa forma evita-se a geração de bolhas na parte ativa do transformador, bem como um fluxo de óleo reverso no relé Buchholz, que atua quando isso ocorre, retirando o transformador da rede.

Para retirar a umidade do papel isolante, aquece-se o óleo a uma temperatura de 60°C, para que parte da umidade da isolação sólida migre para o óleo isolante. Assim, ao se retirar a umidade contida no óleo, retira-se também a umidade contida no papel. Quanto mais alta for a temperatura do transformador, maior será o volume de água retirado do papel.

A temperatura do óleo a 60°C com o vácuo na câmara é o limite para que o óleo não comece a se deteriorar (ABNT NBR 15422).

O tempo de secagem de um transformador por esse método varia com a quantidade de papel do mesmo, bem como o seu teor de umidade e volume. Assim, segundo o CIGRE (2013) e Milasch (1984), o tempo de secagem pode variar de 1 até 3 meses.

Esse método tem a grande vantagem de fazer a secagem com o transformador energizado, além de ter um baixo custo de operação. Possibilita a filtragem das partículas dispersas no óleo, melhorando as condições do meio isolante. É um método com um custo alto dos equipamentos, porém de baixo custo operacional. Entretanto retirar os gases do

óleo pode mascarar um problema em evolução durante o período de secagem, como a ocorrências descargas parciais.

4.1.2 Método de Filtro Absorvente

Nesse processo de secagem, conecta-se um cartucho de filtro absorvente no registro inferior do transformador, que é conectado a uma bomba de óleo para fazer a circulação pelo cartucho de filtro. Esse cartucho tem a propriedade de filtrar somente a água do líquido isolante deixando assim os gases intactos. Na figura 14 mostra o filtro absorvente utilizado nessa secagem.

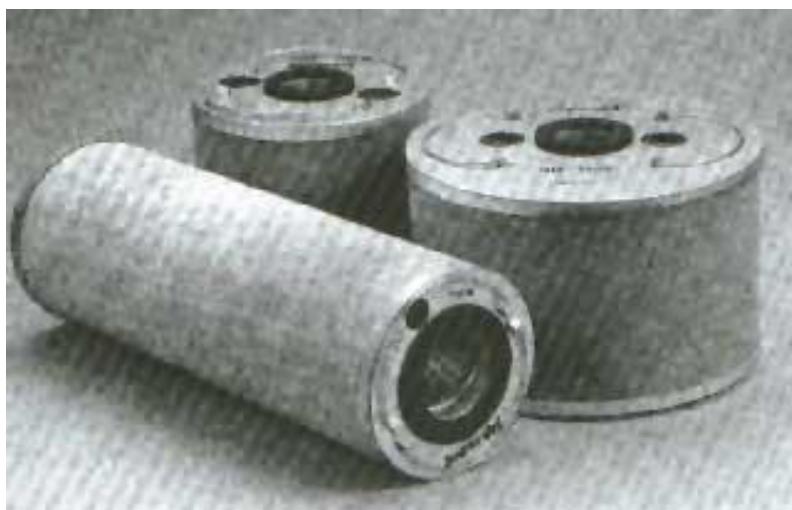


Figura 14: Cartuchos Velcon Superdri (Nunes Jr, Jayme L)

Assim como no processo de circulação de óleo quente, a secagem por filtros absorventes tem uma baixa vazão para evitar turbulência no líquido isolante, evitando criação de turbulência na parte ativa do transformador. Com isso, a vazão normalmente utilizada para esse processo deve ser também inferior a 10% do volume de óleo do transformador (CIGRE, 2013).

Nesse conjunto de bomba e cartucho deve-se controlar a umidade do óleo, antes e depois do sistema para analisar a redução de umidade durante o processo, e quando essas amostras não apresentarem variação é o indicativo da saturação do filtro. Esses filtros normalmente têm a capacidade de reter até 6 litros de água. Saturado ele não remove mais água do óleo isolante. Assim, para continuar o processo haverá necessidade de substituí-lo.

O tempo de secagem de um transformador por esse método varia de acordo com a sua quantidade de papel, bem como com o teor de umidade e volume de óleo nele. Assim, o tempo de secagem deve variar de 1 até 3 meses, segundo CIGRE (2013) e (Nunes Jr., 2013).

Esse método também tem a grande vantagem de fazer a secagem com o transformador energizado, assim como conta com um baixo investimento inicial e detecta qualquer problema ocorrido durante o processo. Mas é um método com um custo relativamente alto de aplicação, pois cada filtro tem um custo elevado. Assim, o custo do processo sobe muito para elevados teores de umidade do transformador, e sua eficiência é comprometida.

Esse método também apresenta um problema com o teor de água final, que é mais elevado em relação com o primeiro método. Isso ocorre porque o óleo está a uma temperatura de operação abaixo dos 60°C, desse modo uma menor porcentagem da umidade interna está dissolvida no óleo, o que permitirá que esse transformador tenha uma vida útil menor.

4.2 Secagens desenergizadas

Neste item, serão apresentados vários métodos de secagem com o transformador desenergizado.

4.2.1 Método por Alto Vácuo

O método de secagem por Alto Vácuo consiste em conectar o transformador a um conjunto de alto vácuo, formado por uma bomba mecânica e uma bomba Buster. Esse procedimento é aplicado para transformadores com o teor de umidade abaixo de 2,5% (CIGRE, 2013). A figura 15 mostra esse sistema de bombas.



Figura 15: Sistema de bombas de vácuo

Antes de se iniciar o processo é necessário verificar se os componentes interligados do transformador suportam vácuo pleno.

Esse método trabalha com a diminuição da pressão dentro do transformador, desse modo diminui-se a temperatura de ebulição da água. Assim, quando se atinge o vácuo pleno, a pressão no interior do transformador torna-se menor que a pressão de vapor d'água. Com essa pressão interna aplicada, a temperatura de ebulição d'água será menor que a ambiente.

O tempo de duração desse método é variável, dependendo do volume interligado do transformador que será feito vácuo, e da quantidade de água contida no transformador. Assim o tempo de vácuo varia de um a três dias, após esse ciclo deve-se pressurizar o transformador com gás inerte seco, a uma pressão de $0,2 \text{ kg/cm}^3$, repousar por um dia e voltar a avaliar o teor de umidade do transformador. Esse ciclo pode ser repetido até se averiguar um teor de umidade previamente estipulado.

Uma importante característica do vácuo é que ele é um excelente isolante térmico, assim após sua aplicação a temperatura interna do transformador não mudará. Dessa forma a temperatura inicial do processo definirá qual a pressão de vácuo que será necessário alcançar. A Tabela 4 contém valores de pressão e a temperatura de ebulição da água para esses valores de pressão (CIGRE, 2013).

Pressão Absoluta (Bar)	Pressão Relativa (mBar)	Temperatura de Vapor (°C)
0,01	10	6,7
0,015	15	12,7
0,02	20	17,2
0,025	25	20,8
0,03	30	23,8
0,04	40	28,6
0,05	50	32,5
0,06	60	35,8
0,08	80	41,2
0,10	100	45,4
0,12	112	49,1
0,15	115	53,6
0,20	200	59,7
0,25	250	64,6
0,30	300	68,7
0,35	350	72,2
0,40	400	75,4
0,50	500	80,9
0,60	600	85,5
0,70	700	89,5
0,80	800	92,9
0,90	900	96,2
1,00	1.000	99,1

Tabela 4: Relação da pressão de vapor com a temperatura do sistema (CIGRE, 2013).

Esse método tem a grande vantagem de fazer a secagem de maneira bem mais rápida do que os métodos energizados e conta com um investimento total baixo. Sua desvantagem é o fato de ser feito com o transformador desenergizado e não ser muito eficiente para elevados teores de umidade, segundo CIGRE (2013) e Milasch (1984).

Esse método é um dos métodos mais utilizados pela CTEEP hoje, e por experiência dos colaboradores da empresa pode-se perceber que é um método muito eficiente para retirar a umidade que ingressou no transformador após abertura para manutenção. Isso

ocorre por se tratar de um método menos custoso e com bons resultados para baixos teores de umidade.

Como nesse método é feito vácuo dentro do transformador, é necessário assegurar que todos os compartimentos internos que sofrerão o vácuo aguentem essa pressão. Em transformadores do SEP é comum o vácuo atingir níveis abaixo de 50 milibar, dessa forma é necessário se certificar sobre a resistência do transformador para essa pressão.

4.2.2 Método de Circulação de Óleo Quente Desenergizado

Nesse item o método de circulação de óleo quente será apresentado. Esse processo consiste em aquecer a parte ativa do transformador e aplicar o método de secagem por alto vácuo. Para aquecer a parte ativa utiliza-se do líquido isolante. Esse método é recomendável para transformadores com elevados teores de umidade, acima de 2,5%.

Desse modo primeiramente se enche o transformador com óleo isolante até cobrir a parte ativa, entre 70% e 80% de seu volume total. Bloqueiam-se as válvulas dos radiadores para diminuir a troca de calor com o meio, conecta-se a máquina de tratamento de óleo ao transformador, que irá aquecer o isolante em sua câmara de vácuo.

Nesse processo o óleo poderá ser aquecido até 60°C na câmara com vácuo ou 80°C se não for feito vácuo na câmara. Essas são as temperaturas limites para não degradar o óleo, tendo em vista sua utilização posterior à secagem. O sistema de aquecimento com câmara de vácuo pode ser visto na figura 16.



Figura 16: Sistema de aquecimento do óleo

Após o aquecimento espera-se a estabilização térmica, quando a diferença de temperatura de entrada e saída da máquina se torna constante. Após atingida a estabilização térmica, aguarda-se um dia, circulando o óleo aquecido. Depois retira-se o óleo isolante do transformador e imediatamente aplica-se vácuo dentro do mesmo. Após a aplicação do vácuo, faz-se todo o procedimento do método por alto vácuo.

Esse método tem as mesmas características do método por alto vácuo, com a vantagem de que a temperatura inicial do transformador não influencia no resultado final da secagem. Outra vantagem é que esse método é mais eficiente sendo recomendável para teores de umidade maiores (Milasch, 1984).

É um método amplamente utilizado na CTEEP para secagem de transformadores com teor de umidade elevado, se mostrando muito eficiente. O bom desempenho desse método fez com que a CTEEP para-se de utilizar outros métodos mais complicados de se aplicar, como o próximo método apresentado aspersão de óleo quente.

Caso o teor de umidade do transformador seja muito elevado, pode-se aquecer o óleo a temperaturas superiores a 80°C para elevar a temperatura da parte ativa do transformador, contudo esse elevado aquecimento deteriorará o óleo isolante impossibilitando sua utilização posterior para o enchimento do transformador.

4.2.3 Método por Aspersão de Óleo Quente

Nesse processo instalam-se bicos aspersores dentro do transformador, os quais ficarão voltados para a isolação sólida. Com isso se aspergirá óleo isolante aquecido na isolação, enquanto o transformador estiver sobre vácuo (Milasch, 1984; Silva, 2008).

Esse método utiliza um volume de óleo equivalente a 10% do volume do transformador, e necessita de uma bomba auxiliar para retirar o óleo de dentro do transformador após a aspersão. A figura 17 demonstra o método em que os bicos aspersores são colocados dentro do transformador.



Figura 17: Bicos aspersores instalados dentro do transformador

Para esse processo a temperatura do óleo não deve passar 60°C no interior do transformador, caso queira reutilizar o óleo no enchimento do transformador. Entretanto, se o óleo não for reutilizado, sua integridade não é importante, pode-se aspergi-lo a uma temperatura de até 80°C dentro do transformador com vácuo, que não se deteriorará o papel.

Para melhorar a eficiência desse método as válvulas dos radiadores deverão estar bloqueadas. Assim, deve-se aspergir óleo isolante nas bobinas sobre vácuo até atingir equilíbrio térmico entre eles. Após a estabilidade o sistema deverá permanecer funcionando dessa mesma forma por um período que varia de 5 a 8 dias.

Após esse período deve-se retirar a estrutura e o óleo no transformador e deixá-lo sobre vácuo por um dia. Após esse ciclo deve-se pressurizar o transformador com gás inerte seco, a uma pressão de 0,2 kg/cm³, repousar por um dia e voltar a avaliar o teor de umidade do transformador.

Esse método já foi amplamente utilizado na CTEEP, e alguns problemas na sua execução fizeram com que os colaboradores parassem de utilizá-lo. Um dos problemas ocorridos é a dificuldade de montagem da estrutura dentro do transformador. O transformador, por maior que seja, não tem grandes espaços vazios em seu interior, principalmente perto das suas bobinas. Dessa forma, era muito trabalhoso montar a estrutura e normalmente um dos lados da bobina era inacessível, sendo que este não seria aspergido de óleo quente.

Outro problema que o método apresentava era a dificuldade de vedar o transformador e a tubulação de óleo que seria aspergido na bobina. Essa vedação era muito

importante para conseguir um nível de vácuo eficiente, já no caso da tubulação a vedação e proteção eram essenciais para impedir que a umidade do meio externo contaminasse o óleo quente. Assim, este processo, ao invés de retirar a umidade do transformador, aumentava sua concentração.

Um último problema decorrente do método era que para montar a estrutura mantinha-se o transformador muito tempo aberto, sendo que o teor de umidade aumentava consideravelmente, assim boa parte do tempo de secagem era gasto para retirar essa umidade, necessitando de um maior tempo de secagem.

4.2.4 Método Criogênico

Nesse item será mostrado o método de secagem criogênica. Para a utilização desse procedimento faz-se necessário um condensador, com uma mistura de gelo seco e acetona, bem como um equipamento para gerar alto vácuo. Desse modo o transformador, condensador e a máquina de vácuo devem ser conectados em série, e com a menor distância entre elas (Milasch, 1984).

Com essa montagem cria-se vácuo no sistema interligado. O condensador contém uma câmara fria com temperatura de -80°C e nessa situação a pressão de vapor d'água é de 0,0004mmHg. Como o vácuo é isolante térmico, a temperatura das bobinas do transformador não se altera de maneira relevante. Considerando que a isolação sólida se mantenha a uma temperatura superior a 18°C, a pressão de vapor será maior que 0,04mmHg. Assim, a pressão de vapor da câmara fria será 100 vezes menor, desse modo uma grande quantidade da umidade que estiver dispersa no gás nesse sistema se condensará na câmara fria, e a diminuição do teor de umidade no gás fará com que parte da água contida no papel se vaporize, para voltar o equilíbrio do sistema.

Esse método é de grande eficiência, contudo para teores de umidades muito altos, acima de 2,5%, exigiria uma grande quantidade de gelo seco e acetona, que não são produtos de fácil acesso, pois essas duas substâncias em grandes quantidades são utilizadas no processo de destilação da cocaína. Além disso, necessita de uma grande estrutura de condensador e tubos para a interligação. Assim o método se torna inviável para elevados teores de umidade.

4.2.5 Método por Vapor Phase

O método Vapor Phase é o procedimento mais comum utilizado para a secagem de transformadores novos na fábrica. Embora seja o método mais eficiente para a remoção da

umidade do papel, este procedimento necessita que o transformador seja retirado de campo, e levado até a fabrica onde é alocado dentro de uma câmara específica, já preparada para sua realização. A câmara onde ocorre esse processo é mostrada pela figura 18.



Figura 18: Câmara específica para secagem por Vapor Phase

Esse método consiste na aspersão de vapores de solvente, querosene ou isoparafina, no papel Craft que está nas bobinas dentro do transformador. Esses vapores serão aquecidos até a temperatura de 130°C e posteriormente aspergidos na isolação sólida da bobina. Com esse método o papel Craft poderá atingir a temperatura de até 115°C. Por ser um solvente, esse vapor tem alto poder de penetração na isolação sólida, levando o calor até as suas partes mais internas. A elevada temperatura do solvente evapora a umidade que está impregnada no papel, dessa forma ela sai da isolação junto com ele.

Esse método tem o menor tempo de duração de todos os procedimentos de secagem, sendo amplamente utilizado no processo de fabricação do transformador. Todavia necessita de um cuidado especial para que o solvente não condense dentro do transformador, pois o solvente é facilmente inflamável.

Por essa razão, o método de secagem por vapor phase pode ser considerado o melhor processo de secagem, mais rápido e eficiente. No entanto, sua grande e custosa aparelhagem lhe deixa inviável de aplicar em campo. Outro problema desse método é que

as altas temperaturas atingidas por esse processo deterioram o papel, diminuindo o grau de polimerização da celulose e diminuindo a vida útil do mesmo.

4.2.6 Método por Circulação de Corrente com Baixa Frequência (LFH)

O método de secagem por circulação de corrente com baixa frequência é mais recente, sendo proposto como complemento para outros métodos tradicionais a fim de melhorar o seus rendimentos. Para utilização desse procedimento faz-se necessária uma fonte de corrente capaz de alimentar as bobinas do transformador à frequência de 0,05 a 0,0015 Hz.

Esse método consiste no aquecimento das bobinas do transformador com uma corrente de baixa frequência, justamente porque a tensão necessária para aquecer o transformador nessa faixa de frequência é baixa. Esse procedimento consegue aquecer a parte ativa do transformador a temperaturas superiores a 110°C. Assim, é necessário controlar o aquecimento para que isso não aconteça, já que a elevação da temperatura acima de 110°C pode causar a deterioração do conjunto papel e óleo.

Esse método se mostrou muito eficiente como método auxiliar, sendo utilizado em conjunto com outros procedimentos, como circulação de óleo quente ou método de aspersão de óleo quente, tornando-os mais eficientes. Mas, o alto custo dos equipamentos comparados a outros métodos inviabiliza sua utilização.

5 AVALIAÇÃO DOS MÉTODOS UTILIZADOS

Neste capítulo serão avaliados os métodos de secagem de transformadores utilizados na CTEEP, a qual utiliza dois métodos principais para a secagem de transformadores: o Alto Vácuo; Circulação de óleo quente com o transformador desenergizado.

Para esses dois métodos, a eficiência da secagem depende diretamente da eficiência do vácuo que a bomba consegue gerar dentro do transformador. Essa pressão de vácuo pode ser afetada por três motivos principais: volume do transformador, no qual será feito vácuo; capacidade da bomba de efetuar o vácuo; vazamento nas chapas e emendas do transformador.

O equipamento de vácuo é formado por duas máquinas, uma bomba mecânica Stokes com vazão de $2700\text{ m}^3/\text{h}$, e uma bomba Buster Stokes com vazão de $255\text{ m}^3/\text{h}$. Esse sistema foi conectado ao transformador por uma tubulação de quatro polegadas, conforme a figura 13.



Figura 13: Conexão da bomba de vácuo

Outro equipamento utilizado nessa secagem foi um medidor de vácuo da Edwards, que foi conectado à válvula superior, sendo esta indicada com uma seta na figura 13. O medidor da Edwards é composto por um sensor que é conectado à válvula e por um visor – este visor pode mostrar a pressão em milibar, pascal ou torr. O equipamento da Edwards é apresentado na figura 14.



Figura 14: Medidor de vácuo da Edwards

Antes da análise do levantamento dos dados, é importante ressaltar que o transformador estudado não apresentava problema de elevado teor de umidade, sendo que o processo de secagem por alto vácuo foi realizado nele por motivos de abertura de sua tampa lateral, decorrente da montagem da bucha de alta tensão. Por esse motivo, o tempo de vácuo foi de apenas 16 horas. Se esse transformador apresentasse problemas com elevado teor de umidade, o tempo de vácuo seria de 48 horas, que é o tempo padronizado para a classe de tensão desse transformador de $440/\sqrt{3}$ kV.

Para se fazer uma análise da eficiência dos métodos de secagem, levantou-se a curva de nível de vácuo obtido em relação à temperatura interna e tempo de funcionamento da bomba de vácuo. Os valores começaram a ser coletados uma hora depois da bomba ser ligada.

Com os valores obtidos foi construído o gráfico apresentado na Figura 15.

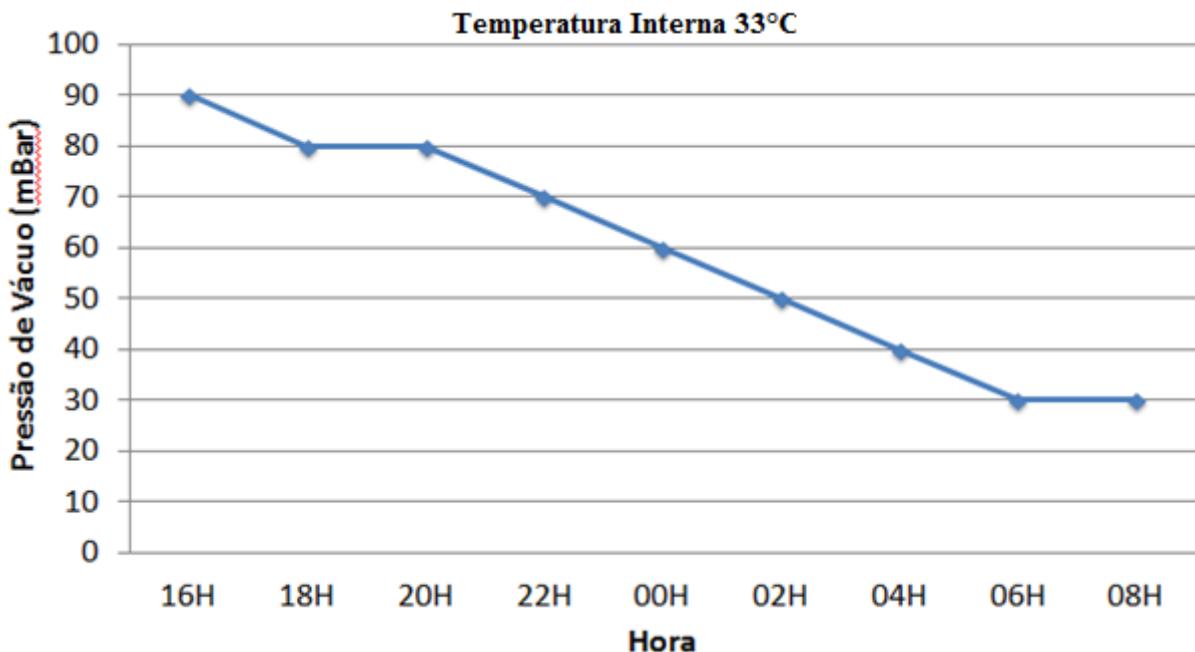


Figura 15: Nível de vácuo por tempo

Este gráfico permite observar o valor de pressão de vácuo de um transformador, no qual o processo de secagem por alto vácuo foi realizado, compreendendo que a temperatura interna desse transformador se manteve a 33°C, dado fornecido por seu termômetro.

O gráfico também permite observar que os valores de pressão obtidos foram satisfatórios, com base no estudos do CIGRE(2013), sendo que na estabilização ficou em 30 milibar. Utilizando a Tabela 4 é possível concluir que a temperatura de vapor d'água nessa pressão é de 23,8°C, inferior à constatada no interior do transformador. Com base nos valores de pressão e temperatura obtidos, conclui-se que o nível de vácuo alcançado nesse transformador foi suficiente para se efetuar a secagem pelo método de alto vácuo.

O transformador, no qual foi efetuado o vácuo, tinha um volume de 20 m³. Esse volume interno é considerado mediano para transformadores do SEP, podendo chegar até três vezes esse volume em transformadores maiores. Tendo em vista essa premissa, o vácuo foi gerado em um volume relativamente pequeno, comparado a outros transformadores utilizados na CTEEP, o que aumenta a eficiência do processo, pois a bomba precisa de uma vazão menor para alcançar um favorável nível de vácuo.

Outra característica do sistema estudado é a vazão da bomba de vácuo, que neste levantamento era de 2700 m³/h. Essa vazão é suficiente para diminuir a pressão interna do transformador até 30 milibar. Segundo estudos realizados pelo CIGRE (2013), é necessária uma vazão de 1000 m³/h para a realização de vácuo em transformadores com volume maior que 10 m³.

Por último, é apresentada a diminuição da eficiência de vácuo ocasionada por conta dos micro vazamentos que as chapas e vedações podem apresentar. As vedações e chapas do transformador ficam constantemente sujeitas a variações climáticas. Essas variações ao longo dos anos degradam esse material, que nas vedações é formada por uma borracha especial chamada de O'RING. A deterioração dessa borracha a torna quebradiça, e nesse estado ela permite a passagem de ar por pequenas fissuras que se formam por ela. Entretanto, o transformador estudado era novo e, com isso, os micro vazamentos não atrapalharam a eficiência do processo de vácuo.

5.1 Propostas De Melhoria Para o Método De Alto Vácuo

Como a eficiência do método foi comprovada pela análise do nível de vácuo conseguido no transformador, o projeto de melhoria para tal método se baseia em três princípios: iniciar o vácuo na hora mais quente do dia; fazer um controle periódico do nível de vácuo e da temperatura do transformador durante a secagem; garantir diâmetro suficiente do tubo que levará o vácuo para o transformador.

A preocupação em começar o vácuo na hora mais quente do dia se deve ao fato deste ser ótimo isolante térmico, assim, a temperatura da parte ativa durante a secagem será igual à temperatura no início do vácuo, maximizando a eficiência do processo. Tal afirmação é comprovada nesse levantamento, já que ao iniciar o vácuo, as temperaturas, tanto a interna como a externa do transformador, eram de 33°C. Enquanto a temperatura interna se manteve constante durante todo levantamento, a externa variou.

O controle do nível de vácuo e temperatura permite avaliar se a secagem será eficiente, como é possível observar na Figura 15 e na Tabela 4. A temperatura de ebulação da água, mesmo atingindo uma pressão de vácuo satisfatória dentro do transformador, é de 24°C. Por esse motivo, é importante sempre medir a pressão de vácuo atingida na secagem, bem como a temperatura interna do transformador.

Como já foi explicado, o nível de vácuo gerado dentro desse transformador foi eficiente, sendo que essa pressão de vácuo não será alcançada em transformadores maiores e/ou mais velhos, nos quais a temperatura de ebulação da água será maior que 24°C.

A temperatura inicial nesse levantamento também foi alta, 33°C, e não é possível atingir esse valor elevado de temperatura em todas as secagens. Assim, essa análise, de temperatura e pressão interna, serve para, em conjunto com o resultado da URSI, auxiliar na escolha do método de secagem mais adequado para cada transformador, bem como demonstrar ineficiência do processo caso a temperatura e pressão interna não sejam suficientes para a secagem.

Outro fator interessante desse levantamento é que a pressão de vácuo de 30 milibar demorou 14 horas para ser alcançada, o que leva a contar o tempo útil de secagem e descontar o tempo que a bomba de vácuo demora para atingir esse valor.

A preocupação com o diâmetro do tubo de vácuo ocorre, porque se foi constatado que quando são utilizados tubos com secção transversal pequena, inferiores a 4 polegadas, mesmo atingindo uma pressão de vácuo baixas, menor que 50 milibar, a secagem perde eficiência. Dessa forma, com intuito de maximizar sua eficiência, é preciso utilizar um tubo de quatro polegadas.

4.2.5 Propostas De Melhoria Para o Método De Circulação De Óleo Quente

Já no método de circulação de óleo quente com o transformador desenergizado, como o óleo é aquecido a 60°C ou 80°C, não é necessário se preocupar com a temperatura de início do processo. Esse aquecimento da parte ativa permite efetuar a secagem de modo eficiente para pressões de vácuos mais elevadas. A eficiência desse método também é melhorada com o controle periódico do nível de vácuo e da temperatura do transformador durante a secagem, e a garantia de um diâmetro suficiente do tubo que levará o vácuo para o transformador.

Assim o método de circulação de óleo quente é indicado para transformadores mais velhos, que contenham micro vazamentos por suas chapas e vedações, pois como pode se observar na Tabela 4, para pressões de vácuos menores que 200 milibar a temperatura de ebulição da água é menor que 60°C.

Esse método tem outra clara vantagem em relação ao Alto Vácuo: o tempo útil de secagem é maior. Caso os enrolamentos tivessem sido aquecidos a 60° antes de iniciar a secagem, o tempo útil de secagem seria contado a partir do momento que a pressão de vácuo atingisse um valor inferior a 200 milibar, que nesse caso ocorreu 14 horas antes da pressão atingir o valor de 30 milibar.

E esse processo ainda pode ser melhorado utilizando um método auxiliar como o por circulação de corrente de baixa frequência, tomando o cuidado de aquecer de modo inferior a parte ativa, para que o óleo que estiver circulando não passe de 80°C, já que essa é a temperatura limite para não deteriorar o óleo. Assim, ele mantém suas características isolantes e de refrigeração, além de poder ser utilizado no preenchimento do transformador. Caso o óleo não seja reutilizado, a temperatura máxima desse processo deve ser menor que 120°C, pois a essa temperatura a celulose se deteriora. Utilizando a Tabela 4 verifica-se que na temperatura de 80°C é possível efetuar uma secagem eficiente com pressões de

vácuo inferiores a 400 milibar. Já para temperaturas superiores a 100°C, a secagem pode ser efetuada a pressão atmosférica.

Contudo mesmo com elevadas temperaturas superiores a 60°C, é recomendável sempre se atingir a menor pressão possível para se efetuar a secagem. Isso ocorre porque a eficiência do processo aumenta com o aumento da diferença entre temperatura interna e temperatura de ebulação.

6 CONCLUSÃO

O desenvolvimento desse projeto concentrou-se na elaboração de um estudo sobre os processos de secagem de transformador, que são aplicados em transformadores de transmissão de energia elétrica, e posteriormente uma análise de dois métodos que foram aplicados a um transformador de 440/138KV e 50MVA.

Primeiramente, foi necessário um estudo sobre transformadores, detalhando seu funcionamento, partes principais e possíveis defeitos que necessitem de manutenção. Esse estudo foi necessário para compreender os problemas que podem ocorrem em um transformador e as manutenções possíveis. Esse estudo possibilitou compreender a importância da secagem para transformadores de transmissão de energia.

Após esse estudo sobre transformadores em geral, foi necessário um estudo detalhado sobre os problemas causados pelo excesso de umidade dentro dos transformadores, para compreender os métodos de ingresso de umidade, os problemas relacionados à umidade e como detectar essa umidade dentro dos transformadores.

Com todas essas informações, finalmente foi feito um estudo sobre parte dos métodos de secagem utilizados em transformadores do sistema de transmissão de energia elétrica.

Por fim, dois métodos de secagem foram executados e avaliados detalhadamente de forma que melhorias nos procedimentos foram sugeridas. Foi concluído que, ambos os métodos utilizados foram eficientes para o caso levantado, porém o processo de circulação de óleo quente desenergizado foi comprovadamente mais eficiente que o método de alto vácuo, além de ter um tempo útil de secagem maior. As vantagens do método de alto vácuo se restringem a sua facilidade de execução (menos maquinário) e tempo total de execução ser menor.

Assim com as melhorias propostas é possível minimizar o tempo de manutenção dos transformadores, reduzindo os gastos da concessionária com a manutenção, e principalmente reduzindo a perda de receita referente à indisponibilidade do sistema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABB - Buchas De Transformadores. Tipo GOB Manual De Instalação E Manutenção.

Disponível em:

[http://www05.abb.com/global/scot/scot252.nsf/veritydisplay/beab7844ff2b3edbc12579bf0053b88e/\\$file/2750%20515-1%20pt%20rev%2012_low.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot252.nsf/veritydisplay/beab7844ff2b3edbc12579bf0053b88e/$file/2750%20515-1%20pt%20rev%2012_low.pdf). 2013.

ABNT- Guia Para Amostragem De Líquidos Isolantes. ABNT NBR 8840, 2012.

ABNT - Óleo Vegetal Isolante Para Equipamentos Elétricos. ABNT NBR 15422, 2006.

ABNT - Transformadores para Redes Aéreas de Distribuição. ABNT NBR 5440; 1999.

CIGRÉ – Guia De Manutenção Para Transformadores De Potência, Grupo De Trabalho A2.05. CIGRÉ Brasil, 2013.

FABRE, J., PICHON, A - Deteriorating Processes And Products Of Paper In Oil. Application To Transformers, CIGRE Paper 137.

IEEE - Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil- Immersed Transformers. IEEE C57 104-1991.

WEG - Características Especificações De Transformadores De Distribuição E Força. Informações Técnicas DT11. 2013.

KOCH, PAULINO, KRUEGER - Diagnóstico Em Campo Para Determinação De Umidade Em Transformadores.

LAMPE, W., SPICAR, E., CARRANDER, K - Continuous Purification And Supervision Of Transformer Insulation System In Service. IEEE Winter Point Meeting, IEEE Paper A 78 111-7.

MILASCH, M. - Manutenção De Transformadores Em Líquido Isolante. Itajubá: Edgard Blucher LTDA, 1984.

NUNES JR, JAYME L - Secagem da Parte Ativa de Transformadores de Potência, Energizados, Utilizando Filtros Absorvedores de Água. Artigo da Avi-Mach. Disponível em: <<http://www.avimach.com.br/eletrica/epre.html>>. 2013.

PAULINO, M. - Diagnóstico Em Campo De Umidade No Isolamento De Transformadores De Potência E Buchas De Alta Tensão. In: International Electricity Distribution Congress, 2010. Argentina.

VASCONCELLOS, V. - Monitoramento Da Umidade No Óleo Isolante De Transformadores De Potência Visando O Aumento Da Confiabilidade Operativa. In: Congreso Latinoamericano de Distribucion Eletrica, 2008. Argentina.

SILVA, J. – Otimização Do Processo De Secagem *Hot Oil Spray* Em Componentes De Transformadores E Contribuição No Processo De Produção. TCC Da Faculdade De Engenharia Da Universidade Do Porto Mestrado Integrado Em Engenharia Mecânica. 2008.

SPRESSOLA, F. – Apresentação Areva Sobre Descargas Parciais.