

Avaliação da Umidade do Isolamento Sólido de Transformadores de Potência

A. Bassetto Filho, Bassetto Tecnologia e Inovação, J. Mak, BM Pesquisa e Desenvolvimento, A. Gonçalves, Bandeirante Energia e O. C. Santos, Bandeirante Energia

RESUMO

Um novo método de ensaio de campo para avaliação do teor de umidade do isolamento sólido de transformadores de potência está em desenvolvimento. O método visa a possibilitar condição de equilíbrio da umidade entre o papel e o óleo isolante. Para que isto ocorra no menor tempo possível é necessário fazer com que o sistema atinja temperatura de operação elevada o suficiente para causar a migração da água do papel para o óleo. O método foi testado em campo e foram feitos alguns levantamentos de dados. Os dados preliminares obtidos são promissores.

PALAVRAS-CHAVE

Transformador de potência – Umidade – Enrolamentos

I. INTRODUÇÃO

O interesse das concessionárias de eletricidade em aprofundar os conhecimentos quanto à contaminação de transformadores de potência por umidade tem crescido nos últimos anos, pois é cada vez maior a população de transformadores envelhecidos e contaminados com umidade.

Neste estudo pretende-se desenvolver ferramenta computacional que avalia o nível de água do isolamento sólido de transformadores energizados e a influência dessa umidade na vida útil residual. No processo de envelhecimento dos transformadores de potência ocorre a formação de umidade oriunda da degradação dos meios isolantes, ou mesmo a penetração desta do meio ambiente para o transformador por meio do sistema de preservação do óleo.

Para tanto, foi definida preliminarmente a metodologia de medição de umidade dos enrolamentos. Iniciou-se a implementação de algoritmos, ensaios de óleo e de campo, procedimentos e critérios. Sobre os transformadores de interesse da BANDEIRANTE, foi feito um trabalho de levantamento de dados para compor a base de dados do plano piloto do estudo.

Este trabalho foi apoiado integralmente pela Bandeirante Energia.

A. Bassetto Filho trabalha na Bassetto Tecnologia e Inovação (e-mail: armandobf@uol.com.br).

J. Mak trabalha na BM Pesquisa e Desenvolvimento (e-mail: josemak@terra.com.br).

A. Gonçalves trabalha na Bandeirante Energia (e-mail: tmmj@bandeirante.com.br).

II. OBJETIVOS

O presente estudo tem os seguintes objetivos:

- Definir e refinar metodologia de ensaio de campo para medição do nível de água do isolamento sólido de transformadores energizados.
- Desenvolver ferramenta computacional para avaliar a umidade do isolamento sólido de transformadores de potência.
- Validar a metodologia e a ferramenta computacional em desenvolvimento.

III. A UMIDADE NO SISTEMA ISOLANTE

A. Equilíbrio da Água no Sistema Papel-Óleo

Os componentes do sistema isolante papel-óleo de transformadores podem ser divididos em três grupos:

1) **“Estrutura grossa”** compreende cerca de 50% da massa total do isolamento sólido, porém tem muito pouca contribuição na migração da umidade em razão da elevada constante de tempo para difusão.

2) **“Estrutura fina fria”**, que opera na temperatura do óleo: cilindros isolantes de “pressboard”, cartolas, etc. Estes representam de 20 a 30% da massa total.

3) **“Estrutura fina quente”**, que opera à temperatura próxima à do condutor (isolamento das espiras). Cerca de 5% da sua massa está a temperaturas elevadas, isto é, os chamados pontos quentes.

A experiência tem demonstrado que a maior parte da umidade fica armazenada nos componentes do segundo grupo. Cerca de 10% em massa desse grupo (a parte mais fria) forma certas zonas “frias” com teor de entre 1-1,5% acima da média. Os componentes desse grupo são a fonte principal da contaminação do óleo a temperaturas elevadas, quando a concentração de umidade nas camadas superficiais de celulose torna-se maior que aquela do óleo adjacente.

O teor de umidade nos componentes do terceiro grupo é muito menor do que o do segundo, embora seu efeito danoso possa ser maior na ocorrência de temperaturas maiores.

O óleo é o meio de transferência de água do papel isolante no transformador. A água está presente no óleo de forma solúvel, bem como na forma hidratada sendo absorvida por produtos polares de envelhecimento. As partí-

culas de fibra no óleo também contêm certa quantidade de água. O teor de água do óleo é diretamente proporcional à concentração relativa de (saturação relativa) até o ponto de saturação [1]. A relação de saturação da água - temperatura ($W_s - T$) é expressa pela fórmula

$$W_s = W_0 \exp. (- B / T) \quad (1)$$

Onde W_0 e B são constantes, normalmente diferentes para óleos distintos, sobretudo graças a diferenças no teor de aromáticos. Alguns dados sobre as constantes de solubilidade estimadas e teor saturado de água são apresentados na tabela 1 [2].

TABELA 1
CONSTANTES DE SOLUBILIDADE ESTIMADAS E TEOR SATURADO DE ÁGUA [2]

Óleo	Aromáticos		Solubilidade (ppm)			
	C_A , %	W_0	B	20C	40C	70C
1		516.97×10^6	3777	42.8	97.5	279
2		823.08×10^6	3841	46.8	108	316
3		1622.76×10^6	3783	56.2	128	369
4		2113.16×10^6	3538	75	162	436
5	Silicone	1.953×10^6	2733	174	315	675

O surgimento de produtos polares de envelhecimento aumenta a solubilidade da água. A resposta ao envelhecimento de diferentes óleos é distinta. De acordo com dados disponíveis, a “água total” no óleo envelhecido é duas vezes maior que a água dissolvida. A temperaturas elevadas, certa quantidade de água “hidratada” pode ser transferida para água dissolvida.

B. Procedimentos de Campo

Com base em experiência de campo de estudos anteriores [3], foram estabelecidos executados os seguintes procedimentos de campo:

- Retirou-se amostra de óleo isolante (amostra inicial) para ensaios de teor de água, rigidez dielétrica, tensão interfacial e teor de aromáticos e foram anotadas as temperaturas da amostra, do óleo e dos enrolamentos, bem como a corrente de carga em condições normais de operação do transformador.
- Desligou-se o “trip” de temperatura do óleo. Quando o “trip” dos enrolamentos estava regulado para temperaturas inferiores a 120 °C, este também foi desligado. Assim, foi possível garantir a continuidade em operação do transformador. Todas as temperaturas durante o aquecimento do transformador estavam de acordo com a Norma Brasileira NBR 5416/97 “Procedimentos para Carregamento de Transformadores de Potência” [4], que estabelece as temperaturas máximas confiáveis de 105 °C para o óleo e de 140 °C para os enrolamentos.
- Efetuou-se o aquecimento do transformador por meio do

fechamento das válvulas inferiores dos radiadores (fechou-se no máximo 90% do curso da válvula).

- Instalou-se termômetro padrão externo com conversão dos valores por procedimento normalizado para referência e verificação de eventuais desvios dos termômetros instalados no transformador.
- Foram retiradas amostras de óleo isolante (um litro por amostra) para ensaios de teor de água e rigidez dielétrica após ter sido atingido o nível de aquecimento necessário, cerca de quatro horas após a retirada da amostra inicial.
- Repetiu-se a amostragem em intervalos regulares, variando de duas a quatro. O processo completo durou de três a oito horas. Anotaram-se as temperaturas da amostra, do óleo e dos enrolamentos. A corrente de carga foi anotada a cada hora, no período de supervisão por componentes da equipe.
- Durante o aquecimento do transformador, anotaram-se as temperaturas da amostra, do óleo e dos enrolamentos, assim como a corrente de carga.
- Ao final do período de ensaio, retirou-se amostra de óleo isolante para ensaios de teor de água e rigidez dielétrica. Foram anotadas as temperaturas da amostra, do óleo e dos enrolamentos, assim como a corrente de carga.

IV. RESULTADOS PRELIMINARES OBTIDOS

Foram coletados os resultados de ensaio de teor de água e de rigidez dielétrica dos transformadores do plano piloto. A tabela 2 mostra os resultados de parte dos transformadores estudados.

Infelizmente, os ensaios de teor de água da série histórica não estão referenciados à temperatura do topo do óleo e da amostra na hora da coleta. Esses dados são de extrema importância para extrapolação e correlação de valores entre o teor de água do óleo e o teor de umidade do isolamento sólido.

A Norma Brasileira sobre Carregamento de Transformadores (NBR5416/1997) permite avaliar preliminarmente e de forma muito conservativa o teor de água dos enrolamentos. De modo a determinar os transformadores mais críticos, tomou-se a norma NBR 5416 como referência para avaliar o teor de água dos enrolamentos. Para tanto, utilizou-se o histórico do teor de água dos óleos (tabela II) e assumiram-se dois valores referenciais de temperatura média de operação do óleo, pois só é possível avaliar o teor de água dos enrolamentos sabendo o teor de água do óleo e sua respectiva temperatura média. Os valores foram estimados em 40 e 50 °C. Com base nesses critérios, utilizou-se a norma de carregamento e foram obtidos os resultados de teor de umidade dos enrolamentos apresentados na tabela 3.

TABELA 2

TEOR DE ÁGUA E RIGIDEZ DIELÉTRICA DOS TRANSFORMADORES DO PLANO PILOTO

SE	N°	Fabr.	MVA		DATAS		
					ago/99	ago/01	out/02
Barreiro	20404	BBC	40/60	T.A.(ppm)	5	7	7
				Rig.Diel.(kV)	95	66	60
Barreiro	58682	ASEA	40/60	T.A.(ppm)	7	6	6
				Rig.Diel.(kV)	89	66	81
Parque Industrial	SP-13553	BBC	40/60	T.A.(ppm)	7	12	6
				Rig.Diel.(kV)	87	78	83
Parque Industrial	SP-13554	BBC	40/60	T.A.(ppm)	11	8	7
				Rig.Diel.(kV)	87	77	85
Pindamonhangaba	SP-13213	BBC	40/60	T.A.(ppm)	26	3	6
				Rig.Diel.(kV)	51	83	72
Cachoeira Paulista	20241	ASEA	7,5/9,0	T.A.(ppm)	12	17	10
				Rig.Diel.(kV)	68	73	75
Cachoeira Paulista	31976	COEMSA	7,5/9,4	T.A.(ppm)	11	24	14
				Rig.Diel.(kV)	82	83	73
Jacareí	54529	SIEMENS	7,5/9,4	T.A.(ppm)	23	15	20
				Rig.Diel.(kV)	84	77	65
Jacareí	1993	SIEMENS	7,5/9	T.A.(ppm)	12	12	14
				Rig.Diel.(kV)	72	77	76
São José dos Campos	28075	ASEA	7,5	T.A. (ppm)	38	26	29
				Rig.Diel.(kV)	60	82	58
São José dos Campos	2711	BBC	7,5	T.A.(ppm)			22
				Rig.Diel.(kV)			72
São José dos Campos	SP-T1721	BBC	7,5/9	T.A.(ppm)	18	23	21
				Rig.Diel.(kV)	88	63	77
São José dos Campos	5100423	GE	7,5/9,4	T.A. (ppm)	21	8	17
				Rig.Diel.(kV)	89	88	63

TABELA 3

TEOR DE UMIDADE DOS TRANSFORMADORES PILOTO DA REGIÃO DO VALE DO PARAÍBA

Subestação	N°	Teor de Umidade (%)	
		50°C	40°C
Barreiro	20404	0,50	0,95
Barreiro	58682	0,50	0,95
Parque Industrial	SP-13553	1,20	1,55
Parque Industrial	SP-13554	1,20	1,55
Pindamonhangaba	SP-13213	1,80	1,55
Cachoeira Paulista	20241	1,55	1,80
Cachoeira Paulista	31976	1,50	1,75
Jacareí	54529	1,80	2,50
Jacareí	1993	1,50	1,75
S. José Dos Campos	28075	2,40	3,50
S. José Dos Campos	2711	1,90	2,65
S. José Dos Campos	SP-T1721	1,76	2,50
S. José Dos Campos	5100423	1,70	2,15

Como pode ser observado na tabela III, foram estabelecidos os transformadores potencialmente mais críticos com base no critério de cores. Dessa forma, os transformadores mais críticos são os de Jacareí (54529) e os quatro de São José dos Campos.

Portanto, esses transformadores deverão ser prioritariamente avaliados por meio da execução de ensaios de campo para medição da umidade real dos enrolamentos e confirmação das possíveis tendências levantadas.

