



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GMI 04
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

**GRUPO XII
GRUPO DE ESTUDO DE ASPECTOS TÉCNICOS E GERENCIAIS DE MANUTENÇÃO EM INSTALAÇÕES
ELÉTRICAS – GMI**

**OS NOVOS PARÂMETROS DE AVALIAÇÃO DA QUALIDADE DO ÓLEO MINERAL ISOLANTE EM
SERVIÇO TRAZIDAS PELA RECENTE REVISÃO DA NBR 10576/06 - ÓLEO MINERAL ISOLANTE DE
EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS – DIRETRIZES PARA SUPERVISÃO E MANUTENÇÃO**

Cláudio Aparecido Galdeano*

Jayme Leite Nunes Junior

MGM CONSULTORIA

NYNAS NAPHTHENICS AB

RESUMO

Os óleos minerais isolantes são utilizados em equipamentos elétricos empregados na geração, transmissão e distribuição da energia elétrica.

O monitoramento e a manutenção da qualidade do óleo são essenciais para assegurar a operação confiável dos equipamentos elétricos preenchidos com óleo. Procedimentos para esta finalidade foram estabelecidos por agências reguladoras do setor elétrico, concessionárias de energia e indústrias em vários países.

Se um determinado grau de deterioração for ultrapassado, há inevitavelmente algum prejuízo das margens de segurança e a questão do risco de falha prematura deve ser considerada. Enquanto a quantificação do risco pode ser difícil, um primeiro estágio envolve a identificação dos efeitos potenciais do aumento da deterioração. A filosofia da NBR 10576 é fornecer aos usuários uma base, tão ampla quanto disponível, para a compreensão da deterioração da qualidade do óleo, de modo que possam tomar decisões bem fundamentadas com relação às práticas de inspeção e manutenção.

Os óleos minerais novos, sem contato anterior com o equipamento, são recursos limitados e devem ser manuseados com essa informação em mente. Os óleos minerais usados são, pela maioria das legislações, considerados rejeitos controlados. Se ocorrerem derramamentos, isso pode ter impacto negativo sobre o ambiente, especialmente se o óleo estiver contaminado por poluentes orgânicos persistentes, tais como as bifenilas policloradas (PCB).

As orientações fornecidas na NBR 10576, ao mesmo tempo tecnicamente recomendáveis, são principalmente direcionadas a servir de base comum para a preparação de procedimentos mais específicos e completos pelos usuários com base nas condições locais. Deve ser empregado um critério bem fundamentado de engenharia na busca do melhor compromisso entre os requisitos técnicos e os fatores econômicos.

Deve-se também consultar as instruções do fabricante do equipamento. Em condições especiais, elas prevalecem sobre as recomendações da NBR.

O presente artigo descreve as novas orientações e recomendações sobre diretrizes de supervisão e manutenção de óleo mineral isolante em equipamentos elétricos.

PALAVRAS-CHAVE

Óleo mineral isolante, Transformadores, Manutenção, Normalização.

(*) Rua Doutor Renato Henry, 77 – CEP 13070-106 Campinas, SP – Brasil
Tel/ Fax: (+55 21) 3243-4814 – E-mail: claudio@mgmdiag.com.br

1.0 – INTRODUÇÃO

O desempenho confiável de um óleo mineral isolante num sistema de isolamento depende de certas características básicas do óleo que podem afetar o desempenho geral do equipamento elétrico. No sentido de atender satisfatoriamente seu papel múltiplo de dielétrico, agente de transferência de calor e extinção de arco, o óleo deve possuir certas propriedades básicas, tais como:

- rigidez dielétrica suficiente para suportar as tensões elétricas impostas pelo serviço;
- viscosidade adequada para que sua capacidade de circular e transferir calor não seja prejudicada;
- propriedades adequadas às condições climáticas esperadas no local de instalação;
- resistência à oxidação adequada para assegurar uma vida útil satisfatória.

O óleo mineral isolante em serviço está sujeito à deterioração devido às condições de uso. O óleo em serviço é submetido a reações de oxidação devido à presença de metais e/ou compostos metálicos, que agem como catalisadores. Como consequência, podem ocorrer mudança de cor, formação de compostos ácidos e, num estágio avançado da oxidação, precipitação de borra, que podem prejudicar as propriedades elétricas.

Além dos produtos de oxidação, outros contaminantes, tais como água, partículas sólidas e compostos polares solúveis em óleo, podem se acumular no óleo durante o serviço e alterar suas propriedades. A deterioração de outros materiais que possam interferir no funcionamento adequado do equipamento elétrico e diminuir sua vida útil pode também ser indicada por mudanças nas propriedades do óleo.

A presença de tais contaminantes e de qualquer produto de oxidação do óleo é indicada por uma alteração de uma ou mais propriedades, física, química ou elétrica.

O acompanhamento periódico destas características, bem como os resultados estatísticos, são uma ferramenta de engenharia de manutenção importante e podem ser utilizadas para programação de ações corretivas e programações de futuros investimentos.

2.0 – DEFINIÇÕES

2.1 recondicionamento: Processo que elimina contaminantes, por exemplo: água e partículas sólidas, apenas por processos físicos (filtração e tratamento termo-vácuo).

2.2 regeneração: Processo que elimina contaminantes polares solúveis e insolúveis do óleo por processamento químico e físico.

2.3 descontaminação de PCB: Processo pelo qual a contaminação por PCB pode ser removida do óleo mineral isolante.

2.4 óleo não inibido: Óleo isento da adição de inibidores de oxidação, determinados de acordo com a ABNT NBR 12134.

2.5 óleo parcialmente inibido: Óleo que apresenta adição de até 0,08% de inibidores de oxidação, determinados de acordo com a ABNT NBR 12134.

2.6 óleo inibido: Óleo que apresenta adição acima de 0,08% de inibidores de oxidação, determinados de acordo com a ABNT NBR 12134.

2.7 óleo passivado: Óleo que apresenta adição de agentes químicos passivadores de corrosão, como, por exemplo, derivados de benzotriazol (BTA).

3.0 CAMPO DE APLICAÇÃO

A NBR 10576 é aplicável a óleos minerais isolantes fornecidos originalmente de acordo com as especificações vigentes da Agência Nacional de Petróleo (ANP) para transformadores, reatores, disjuntores, comutadores e outros equipamentos elétricos nos quais possa ser efetuada a retirada de amostras de óleo e onde as condições normais de operação estabelecidas nas especificações do equipamento se aplicam. Auxilia o operador do equipamento de potência a avaliar as condições do óleo e a mantê-lo em condições de serviço. Inclui recomendações sobre ensaios e procedimentos de avaliação e descreve métodos para o recondicionamento, regeneração e a descontaminação do óleo contaminado com bifenila policlorada (PCB).

4.0 – RECOMENDAÇÕES IMPORTANTES

4.1 – Teor de água no óleo mineral isolante e no isolamento celulósico

Os transformadores são secos durante o processo de fabricação até que as medições ou procedimentos-padrão resultem em um teor de umidade na isolação celulósica inferior a 0,5%, dependendo dos requisitos do comprador e do fabricante. Após a secagem inicial, o teor de umidade do sistema de isolação cresce continuamente. Há duas causas para o aumento da água na isolação do transformador:

- entrada de umidade proveniente da atmosfera;
- degradação da celulose e óleo.

O óleo serve como um meio de transferência da umidade no interior do transformador. A água está presente no óleo em forma solúvel (dissolvida) e está também presente como hidrato adsorvido por produtos polares de envelhecimento (água de ligação). As partículas, tais como fibras de celulose, podem conter água. O teor de água no óleo é diretamente proporcional à concentração relativa de água (saturação relativa) até o nível de saturação. A dependência, com relação à temperatura, da solubilidade da água no óleo (WS), é expressa por:

$$WS = W_{\text{óleo}} e^{(-B/T)}$$

Onde:

T é a temperatura do óleo no ponto de amostragem, em Kelvin;

$W_{\text{óleo}}$ e B são constantes similares para vários óleos minerais isolantes, mas podem ser diferentes para alguns produtos, principalmente em razão das diferenças nos teores de aromáticos.

À medida que os óleos tornam-se muito oxidados com quantidades crescentes de subprodutos polares de envelhecimento, sua característica de solubilidade na água também aumenta. A quantidade total de água em óleos muito envelhecidos é normalmente o dobro da água dissolvida medida em óleos novos, como exemplificado na figura 1. Em temperaturas elevadas, alguma quantidade de hidrato pode passar para água dissolvida.

Quando o óleo em um transformador está em serviço sob uma temperatura constante relativamente elevada por um longo intervalo de tempo, o equilíbrio termodinâmico entre a água absorvida pela celulose e a água dissolvida no óleo é quase alcançado. Este equilíbrio é dependente da temperatura, de modo que, sob temperaturas elevadas, mais água é dissolvida no óleo. Entretanto, se a temperatura do óleo não for suficientemente elevada, tal equilíbrio não é alcançado por causa da taxa inferior de difusão da água da isolação celulósica em relação ao óleo.

Em um transformador, a massa total de água é distribuída entre o papel e o óleo de modo que a maior parte da água está no papel. Pequenas variações na temperatura modificam de maneira significativa o teor de água dissolvida no óleo, mas modifica apenas levemente o teor de água do papel.

Assim, para a interpretação correta do teor de umidade os resultados do teor de água no óleo devem ser corrigidos em função da temperatura de amostragem. Por razões práticas, a temperatura definida é ajustada em 20°C. Abaixo desta temperatura a taxa de difusão da água é muito lenta para atingir o equilíbrio no equipamento em operação.

A fórmula de correção, da maneira demonstrada por vários estudos independentes (figura 2), é:

$$f = 2,24 e^{(-0,04 ts)}$$

Onde:

f é o fator de correção;

ts é a temperatura da amostra de óleo no momento da coleta, em graus Celsius.

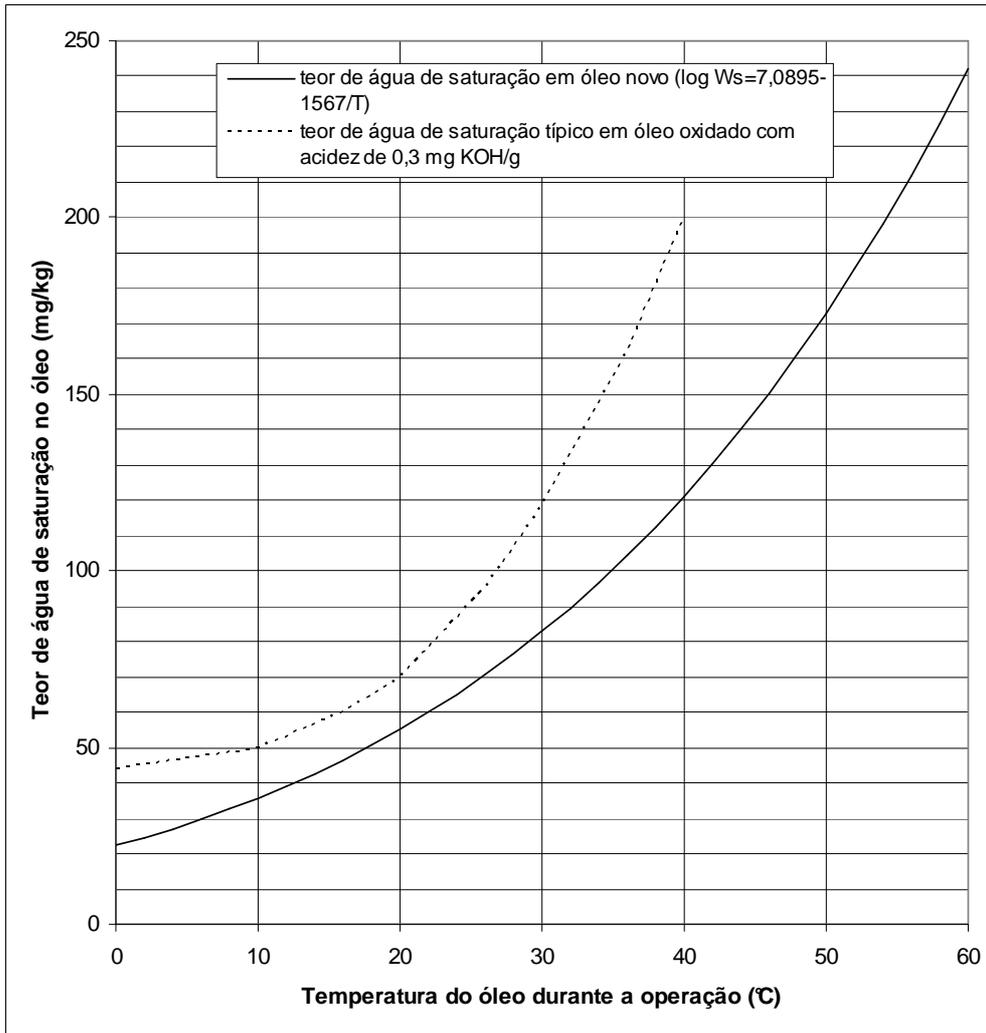
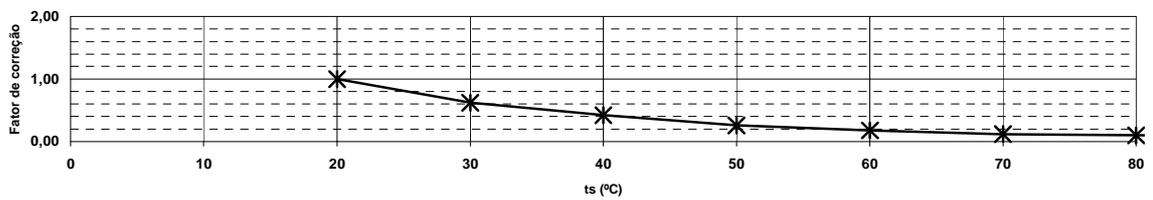


Figura 1 – Variação da saturação de água no óleo em função da temperatura e acidez



Exemplo

Teor medido de água dissolvida	10 mg/kg
Temperatura de amostragem	40°C
Fator de correção (da fórmula 2)	0,45
Teor corrigido de água dissolvida (10 × 0,45)	4,5 mg/kg

NOTA Fator de correção válido para temperatura do óleo amostrado, maior que 20°C.

Figura 2 – Fatores de correção típicos

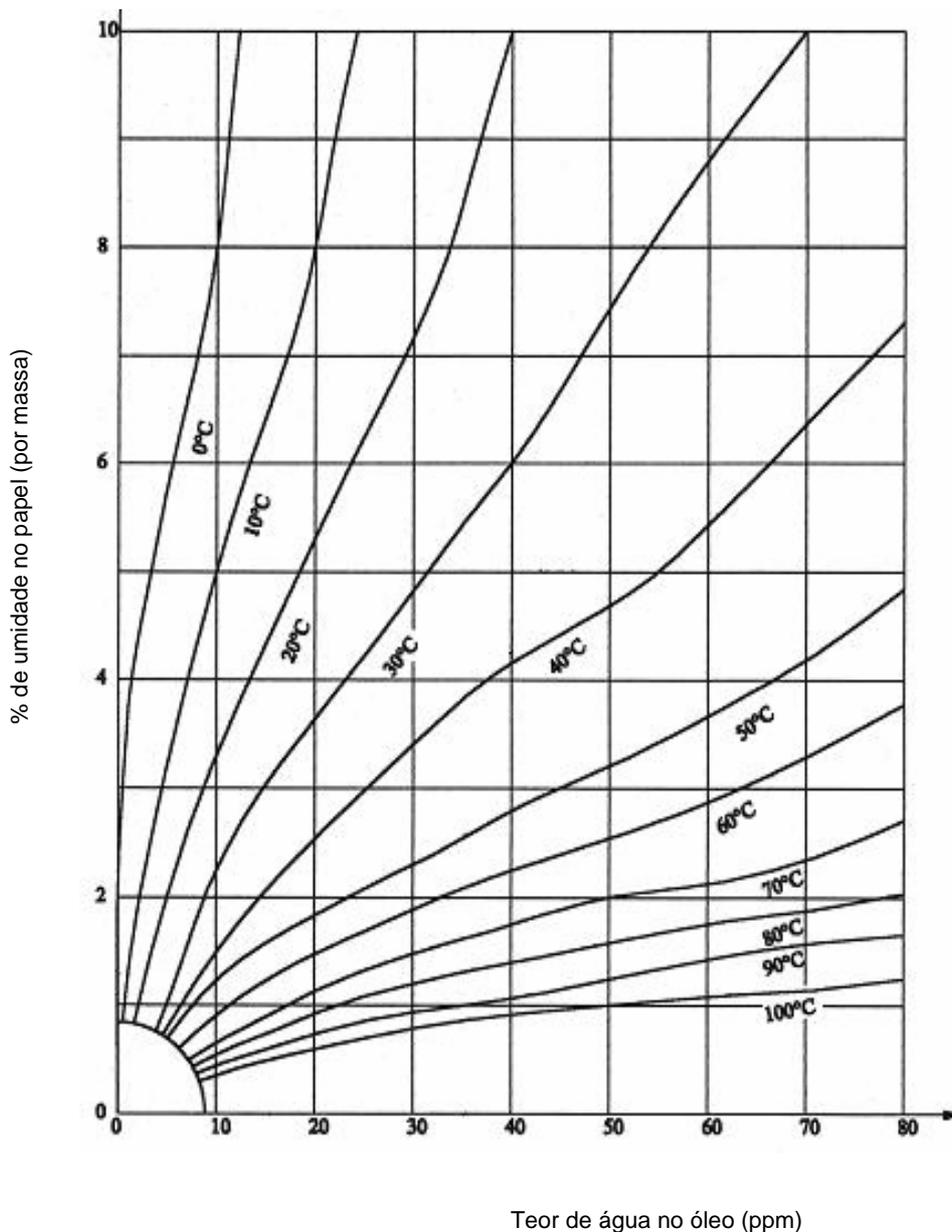
4.2 – NBR 5416-97 – aplicação de cargas em transformadores de potência – procedimento

A NBR 5416 indica valores limites para o teor de água no óleo na temperatura da amostra de 60°C, do ponto de vista de perda de vida útil para carregamento acima do nominal, sendo:

35 ppm máximo para transformadores de classe de tensão menores que 242 kV

25 ppm máximo para transformadores de classe de tensão maiores ou iguais a 242 kV

Como a temperatura do óleo, varia em função do local, carga e sistema de resfriamento, é recomendado o uso do gráfico da figura 3, o qual correlaciona o teor de água no óleo versus a % de água no papel em função da temperatura da amostra do óleo para transformadores higroscopicamente estabilizados.



Relação entre H₂O no óleo (ppm) e H₂O no papel (%) em função da temperatura da amostra do óleo para transformadores higroscopicamente estabilizado.

Deste modo para manter em 2 % máximo de umidade no papel, temos os valores limites, indicado na figura 4.

Temp. °C	10	20	30	40	50	60	70	80
ppm água	3	5	9	15	23	32	50	76

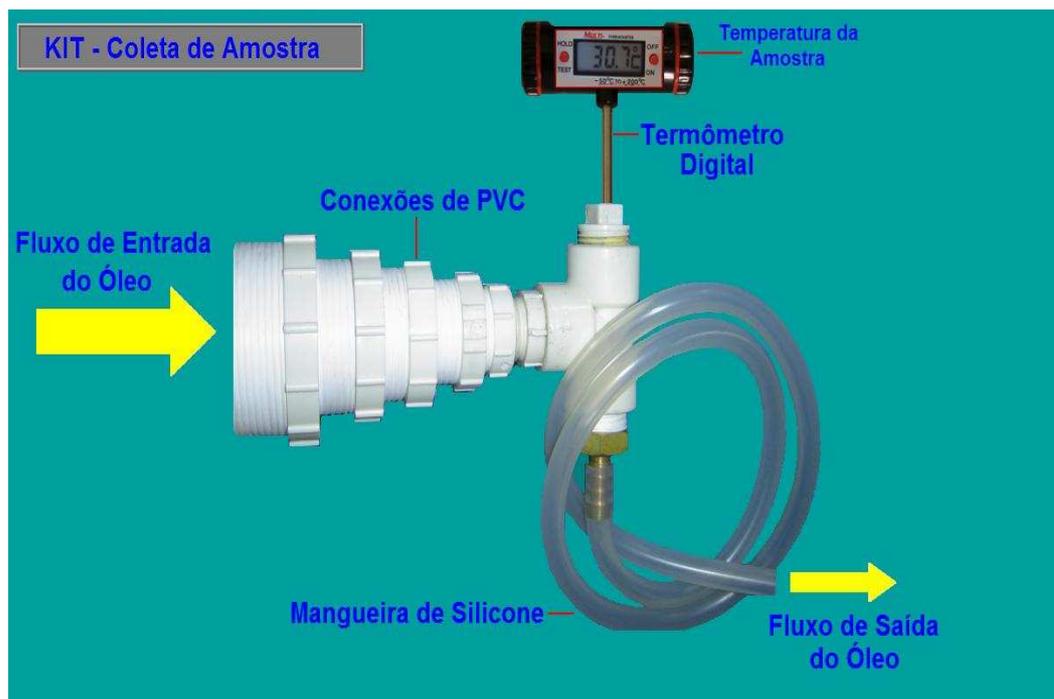
Fig. 4 – Correlação entre o teor de água no óleo isolante com medição de temperatura da amostra, considerando 2 % de água no papel.

4.3 DISPOSITIVO DE AMOSTRAGEM COM MEDIÇÃO DE TEMPERATURA DA AMOSTRA

A NBR 10576 não indica metodologia para a retirada de amostra com anotação da temperatura e a NBR 8840 – Guia para amostragem de líquidos isolantes também não tem esta metodologia.

Uma possibilidade de amostragem com a medição da temperatura da amostra, é indicado na fig 5.

KIT DE COLETA



5.0 TABELAS COM VALORES DE REFERÊNCIA E LIMITES

Tabela 1 – Valores de referência para início de controle de óleos isolantes em equipamentos novos

Características ²⁾	Método de ensaio	Categoria de equipamento ³⁾		
		≤ 72,5 kV	> 72,5 ≤ 242 kV	> 242 kV
Aparência	Visual	Claro e isento de material em suspensão	Claro e isento de material em suspensão	Claro e isento de material em suspensão
Cor máxima	ABNT NBR 14483	1,0	1,0	1,0
Índice de neutralização, mg KOH/g, máximo	ABNT NBR 14248	0,03	0,03	0,03
Tensão interfacial a 25°C, mN/m, mín.	ABNT NBR 6234	40	40	40
Teor de água, ppm, máxima ⁴⁾	ABNT NBR 10710	15	15	10
Rigidez dielétrica, kV, mínimo - Eletrodo calota	ABNT NBR IEC 60156	60	70	80
Fator de perdas dielétricas, %, máxima ⁵⁾	ABNT NBR 12133			
a 25°C		0,05	0,05	0,05
a 90°C		0,70	0,50	0,50
a 100°C		0,90	0,60	0,60
Contagem de partículas (maior que 2µm)	ABNT NBR 14275			
Antes enchimento:		1 000 partículas/10 mL	1 000 partículas/10 mL	1 000 partículas/10 mL
Após enchimento:		2 500 partículas/10 mL	2 000 partículas/10 mL	1 500 partículas/10 mL

¹⁾ Estes valores de referência são aplicados a ensaios realizados em amostras antes do enchimento, retiradas após 24 h e até 30 dias do enchimento do equipamento, antes da energização.

²⁾ Além das mencionadas acima, outras características podem ser determinadas nos casos de necessidade de identificação do tipo de óleo ou de mais informações sobre ele.

³⁾ Para óleos de tanque de comutador, os valores de referência são os mesmos do óleo do equipamento, respeitando a classe de tensão.

⁴⁾ Para equipamentos novos não é necessário corrigir o teor de água do óleo em função da temperatura de amostragem, devido ao tempo de contato do óleo com a isolação celulósica ser insuficiente para atingir o equilíbrio.

⁵⁾ Valores para fator de perdas dielétricas acima dos recomendados podem indicar excessiva contaminação ou aplicação indevida de materiais sólidos na manufatura do equipamento e devem ser investigados.

Tabela 2 – Transformadores e Reatores

Característica	Método de ensaio	≤ 72,5 kV	>72,5 ≤ 242 kV	> 242 kV
Aparência	Visual	Claro, isento de materiais em suspensão	Claro, isento de materiais em suspensão	Claro, isento de materiais em suspensão
Rigidez dielétrica, kV Eletrodo calota, mínimo	ABNT NBR IEC 60156	40	50	60
Teor de água, ppm, máximo (corrigido para 20°C)	ABNT NBR 10710	25	15	10
Fator de dissipação, %, máximo a 25°C a 90°C	ABNT NBR 12133	0,5 15	0,5 15	- 12
Fator de potência, %, máximo a 25°C a 100°C	ABNT NBR 12133	0,5 20	0,5 20	- 15
Índice de neutralização mg KOH/g, máximo	ABNT NBR 14248	0,15	0,15	0,15
Tensão interfacial, a 25°C, mN/m, mínima	ABNT NBR 6234	22	22	25
Ponto de fulgor, °C	ABNT NBR 11341	Decréscimo máximo de 10°C	Decréscimo máximo de 10°C	Decréscimo máximo de 10°C
Sedimentos	Ver anexo A	Nenhum sedimento ou borra precipitável deve ser detectado. Resultados inferiores a 0,02% em massa devem ser desprezados	Nenhum sedimento ou borra precipitável deve ser detectado. Resultados inferiores a 0,02% em massa devem ser desprezados	Nenhum sedimento ou borra precipitável deve ser detectado. Resultados inferiores a 0,02% em massa devem ser desprezados
Inibidor (DBPC)	ABNT NBR 12134	Reinibir quando o valor atingir 0,09%		
Contagem de partículas	ABNT NBR 14275	-	-	Conforme tabela 6

Tabela 3 – Valores máximos recomendados

Partículas/100 mL		Classificação da contaminação
5 µm	15 µm	
250	32	Sem contaminação
1 000	130	Baixa
32 000	4 000	Normal
130 000	16 000	Marginal

NOTAS

1 É recomendada a realização do ensaio de contagem de partículas quando o resultado da rigidez dielétrica apresentar valores incompatíveis com o resultado do ensaio de teor de água.

2 Para identificação das partículas, recomenda-se utilizar a ASTM D-5185 (B1).

3 Fonte: (B2) - CIGRÉ WG 12.17 – Brochure 157 – JUN 2000 – *Effect of Particles on Transformer Dielectric Strength*.

Tabela 4 – Transformadores de instrumentos

Característica	Método de ensaio	≤ 145 kV	> 145 kV
Aparência	Visual	Claro, isento de materiais em suspensão	Claro, isento de materiais em suspensão
Rigidez dielétrica, kV Eletrodo calota, mínima	ABNT NBR IEC 60156	60	60
Fator de dissipação, % máxima a 25°C a 90°C	ABNT NBR 12133	0,5 4,0	- 4,0
Fator de potência, % máxima a 25°C a 100°C	ABNT NBR 12133	0,5 5,0	- 5,0
Teor de água, ppm, máximo (corrigido para 20°C)	ABNT NBR 10710	15	10

Tabela 5 – Disjuntores

Característica	Método de ensaio	Todas as classes de tensão
Rigidez dielétrica, kV Eletrodo de disco, mínima	ABNT NBR 6869	20
Rigidez dielétrica, kV Eletrodo calota, mínima	ABNT NBR IEC 60156	30

NOTA Para buchas é recomendado utilizar as instruções e os valores-limites indicados pelos fabricantes.

Tabela 6 – Comutadores

Característica	Método de ensaio	Comutador de neutro ¹⁾	Comutador de linha ²⁾
Rigidez dielétrica, kV Eletrodo de calota, mínima	ABNT NBR IEC 60156	25	40
Teor de água ppm, máximo	ABNT NBR 10710	30	25
¹⁾ Para uso no neutro dos enrolamentos.			
²⁾ Para uso em qualquer posição que não seja o neutro dos enrolamentos.			

6.0 CONCLUSÃO

A publicação da NBR 10576 de novembro de 2006, atualiza e compatibiliza as Normas de recebimento, manutenção e aplicação de cargas em transformadores de potência, bem como as Normas NBR 8371-2005 que define parâmetros de contaminação de PCB em líquidos isolantes.

6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

NBR 5416 - 97 – Aplicação de cargas em transformadores de potência - Procedimento
 NBR 7037 – 93 – Recebimento, instalação e manutenção de transformadores de potência em óleo isolante mineral
 NBR 8371 – 2005 – Ascarel para transformadores e capacitores – Características e riscos
 NBR 10576 – 2006 – Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos – Diretrizes para supervisão e manutenção
 RESOLUÇÃO ANP 25 – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – de 9.9.2005
 IEEE C 57.106 – 2002 – Guide for acceptance and maintenance of insulating oil inequipment
 IEC 60422 – 2005 - Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance

7.0 DADOS BIOGRÁFICOS

Cláudio Aparecido Galdeano
 Engenheiro Químico
 Empresa: MGM Consultoria e Diagnósticos
 Diretor Técnico
 Coordenador do Comitê de Estudos do COBEI CE 10.1 – 2005/2006

Jayme Leite Nunes Junior
 Engenheiro Químico
 Empresa: NYNAS Naphthenics AB
 Consultor Técnico para as Américas
 Coordenador do CIGRÉ GT D1.01 – Grupo de Trabalho de Líquidos Isolantes