

princípios de manutenção de transformadores de potência

Manuel Bolotinha

Engenheiro Electrotécnico – Energia e Sistemas de Potência (IST – 1974)
Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores (FCT/UNL – 2017)
Membro Sénior da Ordem dos Engenheiros
Consultor em Subestações e Formador Profissional



1. INTRODUÇÃO

Como todos os equipamentos, os transformadores sofrem ao longo da sua vida um processo de *envelhecimento natural*. Contudo, pelo facto de serem *máquinas estáticas, sem peças em movimento* (com excepção dos comutadores de tomadas e dos ventiladores e bombas do sistema de refrigeração) são **equipamentos de elevada fiabilidade** e, se sujeitos a um **programa de manutenção preventiva devidamente estabelecido**, a sua **vida útil pode ultrapassar os 40 anos**.

Existem *factores externos ao transformador* que podem **provocar-lhe um envelhecimento precoce**, tais como *condições ambientais extremas (designadamente elevadas temperaturas e humidade relativa e poluição), ciclos de funcionamento e de sobrecarga bastante severos, modificações e/ou aumento da carga e selecção/utilização incorrecta dos sistemas de protecção e de refrigeração*.

O **estabelecimento de um programa de inspecção e manutenção preventiva adequado**, estabelecido de acordo com as **condições de funcionamento do transformador**, pode **minimizar o risco de falhas**, bem como as *respectivas consequências, e a detecção de defeitos latentes e a sua reparação*.

2. INSPECÇÃO VISUAL

A **inspecção visual** de um transformador é uma das **mais importantes operações de manutenção**, devendo ser realizada com *regularidade*, para **detectar antecipadamente eventuais problemas e corrigi-los**, de forma a *evitar reparações de maior porte e custo*. Essa *inspecção* envolve principalmente o **estado exterior do transformador e o sistema de refrigeração, caso exista**.

A prática comum é a de **realizar esta inspecção visual semanalmente**, embora tal **dependa da política de manutenção da empresa** e caso haja a *desconfiança de que possa existir um defeito latente*. Na Tabela 1 apresentam-se os **tipos de inspecção visual mais habituais**.

Tabela 1. Inspeção visual dos transformadores.

Sujeito da inspecção	Verificação
Estado Exterior	Fugas de óleo
	Existência de corrosão
	Travessias (fissuras e sujidade)
	Relé Buchholz (válvulas de isolamento)
	Exsicador de silicagel e conservador (cor e nível de óleo)
	Sistema de alívio da pressão de óleo (vestígios de óleo)
	Armário de comando e controlo (poeira e presença de humidade)
Sistema de Refrigeração	Indicador de temperatura dos enrolamentos
	Indicador de temperatura do óleo
	Indicador de nível do óleo
	Radiadores e ventiladores (estado de limpeza; válvulas de isolamento; sentido de rotação dos motores)
	Bombas de óleo (fluxo do óleo; análise de vibrações; sentido de rotação dos motores)

3. DIAGNÓSTICO E CONTROLO

As **técnicas de diagnóstico de transformadores mais recentes** baseiam-se na *utilização de equipamentos para medição online*, dando ênfase à **recolha de dados relacionados com a integridade do transformador**, variando com os *sensores usados, os parâmetros controlados e as técnicas de medida usadas*.

Os *equipamentos* utilizados para esse fim são **habitualmente instalados em permanência no transformador**, devendo portanto ser **fiáveis e de baixo custo**.

Na Figura 1 representa-se a **distribuição estatística de defeitos** nos *transformadores com isolamento a óleo em serviço*, concluindo-se que **predominam as falhas nos enrolamentos e no comutador de tomadas em carga**, que devem, por esse motivo, ser o **foco do equipamento de diagnóstico online**.

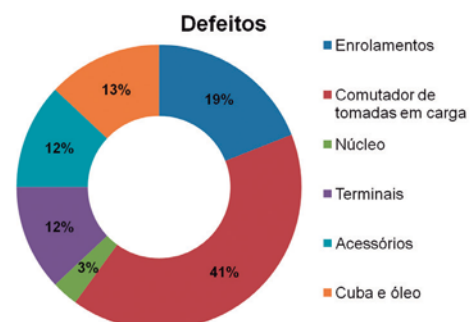


Figura 1. Distribuição estatística de defeitos em transformadores com isolamento a óleo

Os **parâmetros** habitualmente utilizados para controlo do estado dos enrolamentos e do isolamento são as *descargas parciais* e os *gases dissolvidos no óleo*, enquanto para o controlo do comutador de tomadas em carga se usam a *temperatura* e a *vibração*.

Os **sensores** habitualmente utilizados no *equipamento de diagnóstico* são:

- Sensor de temperatura do óleo;
- Sensor de nível do óleo;
- Sensor de medição do teor de água;
- Sensor de funcionamento do comutador de tomadas em carga;
- Unidade de controlo de sobrecargas.

Os *dados dos diversos sensores e unidades de controlo* são transformados em *sinais analógicos e digitais* e **comunicam em tempo real** com um *terminal* (habitualmente um *PC*), que *controla o estado do transformador*.

A **análise de gases dissolvidos no óleo** é uma *ferramenta efectiva de diagnóstico* para a **deteção de eventuais problemas** no *funcionamento do transformador*, mas por se tratar de um **processo dispendioso**, recorrendo a *equipamento sofisticado e caro*, é habitual **proceder-se em contínuo a um processo mais simples de análise**, que **emite um alarme** quando é **detectada uma mudança nos tipos de gases e respectiva concentração no óleo**. Como *consequência desse alarme* são **recolhidas amostras do óleo** e procede-se à **análise convencional dos gases dissolvidos**.

Na Tabela 2 indicam os principais gases dissolvidos e as respectivas fontes.

Tabela 2. Gases dissolvidos no óleo e respectivas fontes.

GÁS	FONTE
Hidrogénio	Efeito de coroa e descargas parciais
Oxigénio e Azoto	Água; Corrosão; Defeitos de estanquidade
Monóxido de carbono	Degradação do papel de isolamento dos enrolamentos
Metano e Etano	Temperatura baixa do óleo
Etileno	Temperatura alta do óleo
Acetileno	Arco eléctrico

A *análise da concentração dos gases dissolvidos no óleo* e referidos na Tabela 2, *permite detectar os níveis de descargas parciais e o sobreaquecimento localizado*.

4. PROGRAMAÇÃO DE MANUTENÇÃO PREVENTIVA E INSPECÇÕES

A **frequência das operações de manutenção preventiva e inspecções** deve ser *estabelecida de acordo com os requisitos de fiabilidade do equipamento* e com as **recomendações dos fabricantes**. As *actividades de manutenção* podem ser **programadas por segmentos de uma unidade industrial**, mas algumas das *mais importantes indústrias* realizam **uma ou duas vezes por ano** uma **paragem total das suas instalações** para *manutenção geral*.

De acordo com a *Norma NETA¹ MTS-2007, Anexo B*, a *frequência das actividades de manutenção* é definida de acordo com a *fiabilidade requerida aos equipamentos e a sua condição geral*. Essa *frequência* **deve ser entendida apenas como um guia**, devendo ser **efectivamente estabelecida de acordo com as condições específicas de utilização dos equipamentos, a sua criticidade e o histórico de avarias**.

Para os *transformadores de potência* a norma atrás referida **recomenda as seguintes frequências**, que se indicam na Tabela 3:

Tabela 3. Frequência de testes e inspecções de acções de manutenção em transformadores.

Tipo de Transformador	Tipo de Inspeção e Periodicidade (meses)			
	Visual	Visual e Mecânica	Visual, Mecânica e Eléctrica	Recolha de Amostras de Óleo
Transformadores secos (potência nominal ≤ 1250 kVA)	2	12	36	--
Transformadores secos (potência nominal > 1250 kVA)	1	12	24	--
Transformadores isolados a óleo com conservador	1	12	24	12
Transformadores isolados a óleo herméticos	2	12	36	24

As *actividades de manutenção preventiva do transformador* podem ser sintetizadas como:

- Inspeções de rotina;
- Recolha de amostras;
- Testes e ensaios;
- Reparações:
 - › De pequena intervenção;
 - › De média intervenção;
 - › De maior intervenção e reformulação;
- Recolha de dados e documentação.

As *actividades habituais de cada tipo de intervenção* são indicadas na **Tabela 4**.

Tabela 4. Actividades habituais de cada tipo de intervenção.

INTERVENÇÃO	ACTIVIDADES
Inspeção de rotina e reparações menores	Inspeção visual
	Verificação das condições de instalação
	Verificação do nível de óleo e do sistema de refrigeração
	Medição da resistência de isolamento
	Recolha de amostras do óleo e verificação de fugas
	Análise dos gases no relé Buchholz
	Verificação do aperto de porcas e parafusos
	Limpeza das travessias
	Recondicionamento ou substituição da silicagel
	Filtragem e reposição do nível de óleo
Pequenos trabalhos de reparação que possam ser realizados pelos operadores	
Reparações de média intervenção	Abertura do transformador, para inspeção do núcleo e dos enrolamentos
	Verificação e ensaio dos TI ² das travessias (se existirem)
	Reparação de elementos do transformador, designadamente: Conservador
	Cuba Comutador de tomadas em carga Sistema de refrigeração Selagens
Reparações de maior intervenção e reformulação ³	Abertura do transformador e substituição dos enrolamentos e do isolamento
	Reaperto do núcleo
	Substituição das ligações dos enrolamentos, dos circuitos de alimentação do sistema de refrigeração e dos circuitos de comando e controlo, substituição das travessias e, eventualmente, do comutador de tomadas em carga e dos TIs das travessias

² TI: Transformador de intensidade.

³ A realizar após um defeito interno severo ou cada 8-10 anos de serviço contínuo, designadamente quando sujeito a ciclos de sobrecarga severos ou curto-circuito externo de longa duração. Estas reparações devem ser realizadas por pessoal especializado.

¹ NETA: InterNational Electrical Testing Association (USA).

Para além de eventuais equipamentos de teste especiais, os **equipamentos de ensaio portáteis** habitualmente utilizados nas acções de manutenção e inspecção são:

- Multímetros e pinças amperimétricas;
- Equipamento de teste de tensão;
- Equipamento de ensaio de transformadores de medida;
- Equipamento de ensaio de relés e equipamento de medida;
- Equipamento de medição da resistência de isolamento ("MEGGER"⁴);
- Câmara termográfica de infravermelhos (ver Capítulo 7),.

5. ANÁLISE DO ÓLEO E RECOLHA DE AMOSTRAS

É recomendável que os **ensaios do óleo**, que devem ser os indicados na Norma IEC⁵ 60296, sejam realizados **durante as operações de manutenção** ou **após a realização de uma reparação de média ou maior intervenção**. Esses ensaios são:

- Medição da tensão interfacial;
- Medição da acidez;
- Verificação da viscosidade;
- Determinação do ponto de ignição;
- Determinação do ponto de fluidez;
- Verificação do teor de água;
- Ensaio de rigidez dieléctrica;
- Medição das perdas dieléctricas (**tg δ**);
- Cor.

A **cor do óleo** indica o seu grau de **contaminação**. **Enquanto mais escuro for o óleo mais contaminado e deteriorado este se encontra**.

A **análise de gases dissolvidos no óleo** é um **indicador da qualidade do óleo e das suas propriedades como isolante**, dando informações sobre a **degradação do óleo** devido a sobrecargas, **envelhecimento** e a existência de **defeitos pouco severos**, que **poderão ser a causa de defeitos mais severos** no transformador, que, por sua vez, podem também **produzir gases** que é possível **colher no relé Buchholz**.

A **recolha da amostra do óleo** deve obedecer a um conjunto de procedimentos que são ilustrados nas imagens da Figura 2, para que a **amostra não fique contaminada**.



1- Não usar a tomada de recolha de amostra existente na válvula de drenagem do óleo



2 – Descarregar a válvula de drenagem, a tubagem e a seringa



3 – Não puxar o êmbolo da seringa – deixar que a pressão do óleo encha a seringa, aplicando uma resistência suave no êmbolo



4 – Depois de cheia, a seringa não deve ter bolhas. Contudo, algumas bolhas podem-se formar posteriormente, não devendo essas bolhas serem eliminadas

Figura 2. Procedimentos para a recolha de uma amostra de óleo.

6. ENSAIOS

Os **ensaios e verificações** a realizar nos **diversos constituintes dos transformadores**, de acordo com a Norma IEC 60076, para efeitos de **manutenção e diagnóstico** são indicados na Tabela 5.

Tabela 5. Ensaios e verificações a realizar para manutenção e diagnóstico

Partes Constituintes do Transformador	Ensaios e Verificações
Enrolamentos	Resistência em corrente contínua
	Relação das espiras
	Tensão de curto-circuito
	SFRA (<i>Sweep Frequency Response Analysis</i>) ⁶
	Medição da capacitância
	Medição da corrente de excitação e das perdas resistivas
	Medição do factor de potência e do factor de dissipação do isolamento
Travessias	Medição da capacitância
	Medição das perdas dieléctricas e do factor de potência (tg δ)
	Temperatura (por termografia ⁷)
	Nível de óleo (se aplicável)
Óleo	Inspeção visual para detecção de fissuras e estilhaços
	Análise de gases dissolvidos
	Rigidez dieléctrica
	Medição do factor de potência e do factor de dissipação (tg δ)
	Medição da tensão interfacial
Núcleo	Medição da acidez (pH)
	Presença de furanos, resultante da decomposição da celulose do papel de isolamento dos enrolamentos
	Medição da resistência de isolamento
Conservador (se aplicável)	Ensaio à terra
	Inspeção visual e detecção de fugas
	Cor do exsiccador de silicagel (presença de água ou ar)
	Calibração do indicador de nível

⁴ "MEGGER" é uma marca registada.

⁵ IEC: International Electrotechnical Commission.

⁶ Apenas se este ensaio tiver ser realizado em fábrica.

⁷ Ver Capítulo 7.

Cuba e Acessórios	Ensaio funcional do relé de sobrepressão do óleo
	Inspecção visual da válvula de segurança/alívio da pressão do óleo
	Inspecção visual do relé Buchholz (detecção de gás)
	Verificação do indicador de temperatura do óleo
	Verificação do indicador de temperatura dos enrolamentos (se existente)
	Exame por termografia
	Análise de vibrações e de ruído
Sistema de Refrigeração	Limpeza das pás dos ventiladores
	Verificação do sentido de rotação dos ventiladores e dos circuitos de comando e controlo
	Verificação do sentido de rotação das bombas de circulação do óleo e dos indicadores de fluxo de óleo
	Verificação das chumaceiras (vibração, ruído e temperatura)
	Exame por termografia do sistema

A **análise das vibrações** não é, por si só, um indicador de um defeito no transformador, mas pode ser um **indicador do estado da máquina**. As vibrações podem ser o resultado de **desapertos no núcleo ou nos enrolamentos, a existência de peças soltas ou defeito nas chumaceiras dos ventiladores e bombas de circulação do óleo, designadamente falta de lubrificação**.

O ensaio da medição da resistência de isolamento do núcleo deve ser realizado com o **núcleo não ligado à terra**, para o que pode ser necessário retirar todo o óleo do transformador.

Os **valores expectáveis** da resistência de isolamento medida são:

- Para transformadores novos: **> 1000 MΩ**;
- Para transformadores já com alguns anos de serviço: **> 100 MΩ**.

Valores da resistência de isolamento entre **10 e 100 MΩ** indicam **possível deterioração do isolamento entre o núcleo e a terra**, enquanto **valores inferiores a 10 MΩ** podem dar **origem à circulação de correntes que podem destruir o núcleo**, sendo requerida uma investigação mais profunda do estado do isolamento e do núcleo.

7. TERMOGRAFIA POR INFRAVERMELHOS

O **exame termográfico por infravermelhos (IR)** é um **método não destrutivo e sem contacto com os equipamentos**, realizado por meio de um equipamento próprio (**câmara termográfica** – Figura 3) e que permite detectar defeitos ou mau funcionamento nos sistemas eléctricos.



Figura 3. Câmara termográfica

Qualquer equipamento eléctrico e mecânico, durante o seu funcionamento, **emite calor na forma de radiação electromagnética**. As câmaras de infravermelhos, que são **sensíveis às radiações térmicas**, podem detectar e medir diferenças de temperatura entre as superfícies dos equipamentos.

As câmaras termográficas estão equipadas com um **detector óptico de IR** que converte a radiação emitida pelo equipamento em **sinais eléctricos**.

Num **monitor** (exterior ou incluído na própria câmara) é apresentado o equipamento analisado com **vários graus colorimétricos**, correspondendo cada cor a **uma temperatura (ou gama de temperaturas) pré-definida**, originando um **termograma** (Figura 4).

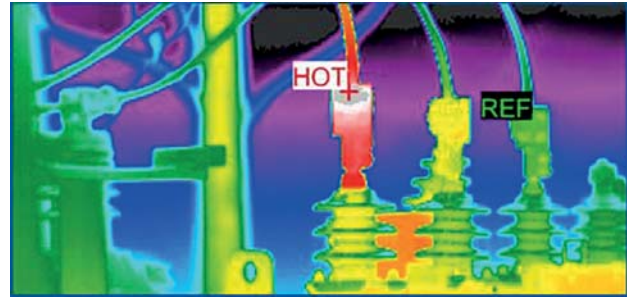


Figura 4. Exemplo de um termograma

Padrões anormais ou não expectáveis podem ser uma indicação de problemas nos equipamentos, que podem conduzir a defeitos severos ou mesmo incêndio.

Este ensaio é habitualmente realizado **cada 2 ou 3 anos**, com o equipamento em tensão, a plena carga. **Condições funcionamento ou ambientais severas** podem requerer que este teste se realize **anualmente**.

Este mesmo ensaio deve ser realizado após **intervenções significativas de manutenção**, para verificar se as **reparações requeridas foram devidamente executadas** ou durante os FAT⁸, para **memória futura** (comparação com os resultados obtidos no local de instalação).

As partes constituintes do transformador habitualmente **sujeitas a ensaio termográfico** são:

- Cuba;
- Radiadores e sistema de refrigeração;
- Travessias;
- Comutador de tomadas em carga.

Temperaturas muito elevadas pouco habituais ou padrões de temperatura anormais na cuba podem ser um indicador de **nível baixo de óleo, circulação de correntes vagabundas, bloqueamento do sistema de refrigeração ou defeitos no comutador de tomadas em carga**.

Temperaturas extremamente elevadas na cuba podem **danificar ou destruir o isolamento do transformador**.

Os exames termográficos dos radiadores **devem ser comparados entre eles**, para a **detecção de anomalias**, como por exemplo a existência de um radiador **“frio”**, que pode indicar fecho de válvulas ou que o radiador, ou um dos seus segmentos, está fora de serviço.

A vida útil do transformador é **drasticamente reduzida** se a sua refrigeração não se realizar da forma correcta – **um aumento da temperatura de funcionamento de 8 a 10 °C** reduz para metade a vida útil da máquina.

O exame termográfico das travessias permite **detectar nível baixo de óleo**, habitualmente **causado por fugas**, devido a **deficiências nas respectivas selagens**.

Cerca de **90%** dos defeitos nas travessias devem-se à **entrada de água**. Um defeito numa travessia é **usualmente catastrófico**, significando na generalidade dos casos a **destruição do transformador**.

A temperatura do invólucro exterior do comutador de tomadas em carga deve ser a **mesma do transformador**; caso tal **não aconteça** significa que existe um defeito no interior do equipamento. **E**

⁸ **FAT:** Factory Acceptance Tests (Ensaios de recepção em fábrica).