

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Elementos para a Gestão do Ciclo de Vida de
Transformadores Eléctricos de Potência**

Mário André Pereira Leite Soares

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. Carlos Manuel de Araújo Sá

Junho de 2011

Agradecimentos

Chegado ao final desta etapa, gostaria de agradecer a todos aqueles que contribuíram de alguma forma para a realização deste trabalho.

Ao meu orientador, Professor Doutor Carlos Araújo Sá, por todo o apoio e disponibilidade sempre demonstrados e por me ter permitido a oportunidade de desenvolver este trabalho.

Ao Engenheiro Jorge Martins, por todo o apoio, conselhos e orientação.

À Rede Eléctrica Nacional, e seus responsáveis, pelo apoio concedido a este projecto.

Aos profissionais da REN com quem tenho a honra e o prazer de trabalhar e conviver diariamente.

À minha Família, pela inspiração, apoio e motivação.

Resumo

Pretende-se com este trabalho caracterizar elementos relevantes para a gestão do ciclo de vida dos transformadores de potência instalados nas subestações da Rede Nacional de Transporte, com especial incidência nos aspectos relacionados com o período de exploração dos equipamentos.

Foi feita uma caracterização detalhada dos transformadores de potência da RNT, descrevendo os principais componentes e materiais utilizados em termos de funcionalidade, tecnologia e impacto no ciclo de vida dos transformadores de potência.

É também apresentada uma análise do desempenho verificado nos últimos anos e alguns aspectos relevantes relacionados com o histórico dos transformadores de potência da RNT. É introduzida uma metodologia para definição de um índice de importância relativa com vista a definir prioridades de avaliação e intervenção.

Os fenómenos de envelhecimento e degradação do transformador foram analisados, avaliando-se criticamente os processos de manutenção e diagnóstico.

Através da recolha e análise de dados e da aplicação de técnicas de avaliação de estado e diagnóstico, com base em ferramentas desenvolvidas foram feitas várias análises ao comportamento e estado dos transformadores. Introduce-se ainda uma metodologia para definição de um índice de estado que represente uma medida da probabilidade de falha através da pontuação do transformador em várias vertentes e o resultado da sua aplicação. A combinação deste índice de estado com o índice de importância relativa permite a implementação de uma análise de risco na gestão da vida útil destes equipamentos.

Abstract

The purpose of this work was to provide elements for the life cycle management of the power transformers installed in substations of the Portuguese transmission system, with particular emphasis on maintenance and life extension.

A detailed characterization of power transformers RNT was carried, describing the main components and materials used in terms of functionality, technology and impact on the life cycle of power transformers.

This work also gives an analysis of performance in recent years and some relevant aspects related to the historical records of power transformers of the RNT. A methodology for defining a “relative importance index” was introduced, in order to define priorities for assessment and intervention.

The aging and degradation phenomena were analyzed, and the maintenance and diagnosis procedures were evaluated and reviewed.

By collecting and analyzing data and application of techniques for state assessment and diagnosis, based on tools developed several tests were made to the behavior and state of the transformers. It also introduces a methodology for defining a state index that represents a measure of the probability of failure of the transformer through the score and result in various aspects of its implementation. The combination of this state index with the index of relative importance enables the implementation of a risk analysis in managing the life of this equipment.

Índice

Capítulo 1 Introdução.	1
1.1 Introdução	1
1.2 Ciclo de vida de transformadores de potência	1
1.3 Motivação do trabalho	4
1.4 Objectivos e âmbito	5
1.5 Metodologia	6
1.6 Estrutura do trabalho	8
 Capítulo 2 Aspectos construtivos e materiais.	 9
2.1 Variantes construtivas dos transformadores de potência instalados na RNT	9
2.1.1 Ligação dos enrolamentos	9
2.1.2 Construção trifásica e monofásica	12
2.1.3 Configuração da parte activa	13
2.2 Parte activa	17
2.2.1 Constituição do circuito magnético	17
2.2.2 Defeitos e anomalias no circuito magnético	18
2.2.3 Constituição dos enrolamentos	19
2.2.4 Materiais isolantes sólidos	19
2.2.5 Comportamento dos enrolamentos	21
2.3 Cuba	22
2.3.1 Conservador	24
2.4 Óleo isolante	25
2.4.1 Tipos de óleo mineral isolante	26
2.4.2 Propriedades do óleo	28
2.4.3 Ensaio de Rotina	29
2.4.4 Ensaio complementares	31
2.4.5 Outros ensaios	32
2.4.6 Caracterização inicial do óleo isolante	34
2.5 Componentes do transformador de potência	34

Capítulo 3 Componentes e acessórios para transformadores de potência.....	37
3.1 Travessias	37
3.1.1 Definição e tipos de travessias	37
3.1.2 Travessias do tipo capacitivo	39
3.1.3 Travessias para os transformadores da RNT	41
3.1.4 Defeitos e anomalias típicas	42
3.2 Regulador de tensão em carga	42
3.2.1 Esquemas típicos de regulação	43
3.2.2 Funcionamento do regulador de tensão em carga	45
3.2.3 Sistema de regulação em carga	46
3.2.4 Comportamento do regulador de tensão em carga	47
3.3 Sistema de arrefecimento	48
3.4 Acessórios.....	49
3.4.1 Indicação e controlo de temperatura	50
3.4.2 Transformadores de medição de corrente.....	51
3.4.3 Relés de protecção	51
3.4.4 Válvula de sobrepressão	53
3.4.5 Indicadores	54
3.5 Sistemas de Monitorização.....	54
3.6 Sumário.....	56
 Capítulo 4 Processos de manutenção e diagnóstico.	 59
4.1 Envelhecimento do transformador	59
4.1.1 Degradação do óleo isolante	59
4.1.2 Degradação do papel isolante	61
4.1.3 Avaliação e controlo da humidade	67
4.2 Análise de gases dissolvidos no óleo	71
4.3 Estratégia de manutenção dos transformadores da RNT	75
4.3.1 Manutenção baseada no tempo (TBM).....	75
4.3.2 Comissionamento e início de vida útil.....	89
4.3.3 Manutenção baseada no estado (CBM)	89
4.4 Manutenção profunda.....	90
4.4.1 Recondicionamento geral.....	91
4.4.2 Avaliação de estado	91
4.4.3 Tratamento / filtragem do óleo isolante	93
4.4.4 Regeneração do óleo isolante.....	93
4.4.5 Considerações económicas	93
4.5 Sulfureto de cobre no isolamento	94

Capítulo 5 Caracterização dos Transformadores da RNT.	97
5.1 Descrição da população	97
5.1.1 Unidades e potência instalada	97
5.1.2 Distribuição dos transformadores por idade.....	98
5.1.3 Elementos de Rede	99
5.1.4 Tipo de transformadores.....	100
5.1.5 Caracterização de componentes e materiais.....	101
5.2 Análise do desempenho	102
5.2.1 Taxa de falhas	102
5.2.2 Falhas por componente	104
5.2.3 Análise de falhas maiores.....	106
5.3 Análise do histórico dos transformadores da RNT	107
5.3.1 Análise do fim de vida útil dos transformadores desclassificados.....	107
5.3.2 Análise da utilização dos transformadores	109
5.4 Evolução da RNT	109
5.5 Avaliação da importância relativa.....	111
5.5.1 Definição do factor de utilização.....	112
5.5.2 Definição do coeficiente de tipo	114
5.5.3 Avaliação dos resultados.....	114
 Capítulo 6 Análise de dados e avaliação dos Transformadores da RNT.	 117
6.1 Base de dados de transformadores de potência	117
6.2 Análise de ensaios ao óleo isolante	118
6.2.1 Desenvolvimento de ferramenta de análise de dados	118
6.2.2 Avaliação de dados DGA	121
6.2.3 Avaliação de estado do isolamento	122
6.2.4 Avaliação agrupada por classes.....	124
6.2.5 Avaliação do desempenho após recondicionamento	124
6.3 Análise de ensaios eléctricos	126
6.4 Definição de metodologia de cálculo de um índice de estado	127
6.5 Especificação de novo sistema informático - portal <i>web</i>	132
 Capítulo 7 Conclusões.....	 133
7.1 Trabalho desenvolvido.....	133
7.2 Perspectivas de desenvolvimentos futuros.....	133
 Referências e Bibliografia.....	 135

Anexos

Anexo 1 - Mapa da RNT à data de 1 de Setembro de 2010 (não à escala)

Anexo 2 - Lista de Ensaios Eléctricos a Transformadores

Anexo 3 - Portal ATA© - análise de estado de transformadores e autotransformadores - ecrãs de exemplo

Lista de Figuras

Fig. 1.1 Fases do ciclo de vida de um Transformador de Potência	2
Fig. 1.2 Actividades e processos na fase de exploração	3
Fig. 2.1 Esquema de ligação de enrolamentos - YNyd11	10
Fig. 2.2 Esquema de ligação de enrolamentos - YNad11.....	11
Fig. 2.3 Banco de transformadores monofásicos - esquema de ligações dos enrolamentos	11
Fig. 2.4 Transformador <i>shell</i> : representação em corte da parte activa [2]	14
Fig. 2.5 (a) Descubagem de transformador tipo <i>shell</i> - tampa tipo campânula, correspondente à parte superior da cuba; (b) enrolamento tipo disco (<i>galette</i>) retirado de transformador desmantelado (fotos REN).....	15
Fig. 2.6 Representação do núcleo e enrolamentos de transformador <i>core</i> : (a) núcleo de 3 colunas, (b) núcleo de 5 colunas [3]	15
Fig. 2.7 Parte activa de transformador tipo <i>core</i> , monofásico, após descobagem.....	16
Fig. 2.8 Parte activa de transformador tipo <i>core</i> (foto REN)	16
Fig. 2.9 Termograma de sobreaquecimento com origem no circuito magnético (imagem de relatório de termografia REN)	19
Fig. 2.10 Feixe de barras de cobre de um enrolamento	19
Fig. 2.11 Parte activa de um transformador tipo <i>core</i> em fase final de fabrico	21
Fig. 2.12 Elementos da cuba do transformador	23
Fig. 2.13 Exemplos de montagem de juntas (adaptada de [8]).....	24
Fig. 2.14 Esquema do conservador tipo balão utilizado em transformadores da RNT [4].....	25
Fig. 2.15 Desempenho de óleos não inibidos e inibidos, com diferentes graus de refinação (adaptada de brochura do produtor de óleo isolante <i>Nynas</i>)	27
Fig. 2.16 Resultados de ensaio comparativo de estabilidade à oxidação (adaptada de apresentação <i>Efacec</i> na REN).....	28
Fig. 2.17 Síntese de componentes dum transformador de potência.....	35
Fig. 3.1 Aplicação de uma travessia e linhas de campo eléctrico (adaptado de apresentação do fabricante de travessias <i>HSP</i>).....	37
Fig. 3.2 Tipos de corpos isoladores de travessias (adaptado de apresentação do fabricante de travessias <i>HSP</i>)	38
Fig. 3.3 Aspectos construtivos de travessias (adaptado de apresentação do fabricante de travessias <i>HSP</i>)	39

Fig. 3.4 Esquema interior de travessia de tipo capacitivo	40
Fig. 3.5 Tomada capacitiva de travessias (adaptado de catálogos de travessias <i>Trench</i>)	41
Fig. 3.6 Conceitos de comutação de tomada, através de reactância ou de resistência	43
Fig. 3.7 Esquemas de regulação em carga: linear (a), inversor (b) e pré-selector (c)	44
Fig. 3.8 Regulador de tensão em carga do tipo “ruptor + selector de tomadas” (adaptado de brochura do fabricante <i>MR</i>).....	45
Fig. 3.9 Sequência de comutação de tomada (adaptado de brochura do fabricante <i>MR</i>)	46
Fig. 3.10 Sequência de comutação de tomada, em regulador do tipo “ <i>selector switch</i> ” (adaptado de brochura do fabricante <i>MR</i>)	46
Fig. 3.11 Representação esquemática do sistema de regulação em carga (imagem adaptada de brochura do fabricante <i>ABB</i>)	47
Fig. 3.12 Circuito de refrigeração de um transformador <i>shell</i> [2]	48
Fig. 3.13 Esquema de montagem de termómetro de “imagem térmica” (adaptado de manual de instruções de termómetro de enrolamentos <i>Qualitrol</i>).....	50
Fig. 3.14 Esquema de funcionamento do relé Buchholz [4] (adaptado)	52
Fig. 3.15 Estrutura geral de um sistema de monitorização	55
Fig. 3.16 Montagem de sensor de gases <i>Hydran M2</i> - indicação gás único	55
Fig. 4.1 Fórmula estrutural da celulose [7]	61
Fig. 4.2 Gráfico de Arrhenius	62
Fig. 4.3 Gráfico de Arrhenius sobrepondo os diferentes mecanismos de envelhecimento (adaptado de [7])	63
Fig. 4.4 Curvas de “esperança de vida útil” com base nos modelos de variação de DP	64
Fig. 4.5 Local de amostragem de papel para medida do DP - reparado após recolha [29]	66
Fig. 4.6 Valores de $1/DP$ e Temperatura calculada com modelo térmico [29]	67
Fig. 4.7 Diagrama de equilíbrio de humidade papel-óleo (Oomen, adaptado de [21]).....	68
Fig. 4.8 Variação da humidade de saturação com tipo de óleo e temperatura (adaptada de [31])	69
Fig. 4.9 Relação da humidade no papel com a saturação relativa e a temperatura [21].....	70
Fig. 4.10 Formação de gases no óleo em função da temperatura [32].....	72
Fig. 4.11 Triângulo Duval para diagnóstico DGA [9]	74
Fig. 4.12 Processo de decisão para planeamento de manutenção do comutador do RC	80
Fig. 4.13 Resultados de ensaio de relação de transformação com o novo método	81
Fig. 4.14 Resultados de ensaio de resistência de enrolamento após manutenção do RC	82
Fig. 4.15 Valores resistência de enrolamento AT	82
Fig. 4.16 ‘Plots’ de saída dos contactos do ruptor - parte exterior - antes e após limpeza ...	83
Fig. 4.17 Valores (subida/ descida) após reparação.....	83
Fig. 4.18 Zona de contacto desapertada (ligador elástico)	83
Fig. 4.19 Comportamento da corrente de teste I_{DC} durante uma comutação de tomadas [37]	84

Fig. 4.20 Resultado do método de medição do binário do motor [8]	85
Fig. 4.21 Triângulo Duval modificado para DGA do óleo do ruptor (adaptado de [33])	85
Fig. 4.22 Processo de decisão de manutenção condicionada com base em ensaios ao óleo ...	92
Fig. 4.23 Efeito da manutenção no tempo de vida útil [7]	94
Fig. 5.1 Distribuição de transformadores da RNT por idade	99
Fig. 5.2 N° de máquinas de fases dissociadas instaladas na RNT	101
Fig. 5.3 Introdução de alterações de características relevantes ao longo do tempo	102
Fig. 5.4 Evolução da taxa de falhas dos transformadores na RNT	103
Fig. 5.5 Componentes afectados por avarias que originaram indisponibilidade	104
Fig. 5.6 Causa de incidentes com origem em transformadores	104
Fig. 5.7 Interrupções forçadas em transformadores de potência com regulador em carga (CIGRE)	106
Fig. 5.8 Distribuição de falhas graves de acordo com origem (RTE)	106
Fig. 5.9 Transformadores desclassificados, por ano de entrada em serviço	107
Fig. 5.10 Tempo de vida útil dos transformadores desclassificados na RNT	108
Fig. 5.11 Chapa magnética com marcas de sobreaquecimentos anormais	109
Fig. 5.12 Evolução da potência e nº elementos transformadores instalados na RNT	110
Fig. 5.13 Condições para definir coeficiente de tipo	114
Fig. 5.14 Índices de importância relativa dos transformadores da RNT	115
Fig. 6.1 Aplicação MITransfo	119
Fig. 6.2 Relatório de análise de tendências - análise de compostos furânicos	119
Fig. 6.3 Relatório de análise de tendências - análise DGA	120
Fig. 6.4 Relatório de análise de tendências - propriedade do óleo isolante	121
Fig. 6.5 Resultados da aplicação do método de diagnóstico do triângulo Duval aos transformadores da RNT	122
Fig. 6.6 Análise da cor	123
Fig. 6.7 Análise do índice de acidez	123
Fig. 6.8 Análise da tg δ do óleo	123
Fig. 6.9 Análise da tensão interfacial	123
Fig. 6.10 Análise do teor de água	123
Fig. 6.11 Análise da tensão disruptiva	123
Fig. 6.12 Análise do 2FAL	124
Fig. 6.13 TR1 SCG - Recondicionado em 2002	125
Fig. 6.14 TR1 SGR - Recondicionado em 2004	125
Fig. 6.15 TR1 SETM - Recondicionado em 2002	125
Fig. 6.16 TR3 SCG - Recondicionado em 2005	125
Fig. 6.17 Medições de resistência de isolamento - enrolamento AT	126
Fig. 6.18 Ensaio de tg δ dos enrolamentos - detecção caso anormal	127

Fig. 6.19 Gráfico de análise de risco traçado para os transformadores da RNT 132

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 Tabela comparativa das dimensões de transformadores equivalentes com diferentes soluções de fabrico	12
Tabela 2.2 Comparação do peso relativo dos componentes de transformadores trifásicos e bancos de transformadores monofásicos	13
Tabela 2.3 Critérios para avaliação do estado do óleo isolante de equipamentos em serviço [17]	31
Tabela 2.4 Requisitos mínimos recomendados para óleos minerais isolantes em equipamentos novos	34
Tabela 3.1 Tabela comparativa das características das travessias com isolamento “OIP” e “RIP”	38
Tabela 4.1 Factor de ambiente “A” estimado para Ea de 111kJ/mole [28].....	63
Tabela 4.2 Critérios para interpretar resultados da medição em saturação relativa do óleo..	70
Tabela 4.3 Gases Analisados por DGA	72
Tabela 4.4 Tipos de defeito detectados por análise DGA	73
Tabela 4.5 Intervalos de classificação dos níveis de concentração de gases DGA [33].....	73
Tabela 4.6 Taxas de variação de gases típicas [9]	73
Tabela 4.7 Actividades de manutenção baseada no tempo	76
Tabela 4.8 Medidas propostas para a actividade de inspecção visual de rotina.....	77
Tabela 4.9 Medidas propostas para pequenas actividades de manutenção	78
Tabela 4.10 Medidas propostas para actividade de manutenção específica (RC)	86
Tabela 4.11 Medidas propostas para actividade de análises DGA ao óleo isolante	87
Tabela 4.12 Medidas propostas para actividade de ensaios ao óleo	87
Tabela 4.13 Medidas propostas para actividade de análise de compostos furânicos	88
Tabela 4.14 Revisão da estratégia para ensaios eléctricos.....	88
Tabela 4.15 Actividades de manutenção condicionada	89
Tabela 5.1 Transformadores e autotransformadores da RNT - situação em 31-12-2010.	98
Tabela 5.2 Potências estipuladas de transformadores e autotransformadores instalados.....	100
Tabela 5.3 Configuração dos transformadores da RNT por nível de tensão	100
Tabela 5.4 Consequências de falha - factores de avaliação	111
Tabela 6.1 Valores típicos de concentração de gases nos transformadores da RNT	121
Tabela 6.2 Valores típicos das taxas de variação de gases baseados no 90º percentil	122

Tabela 6.3 Avaliação de resultados de tg δ em travessias	127
Tabela 6.4 Condições para atribuição dos diferentes índices de estado “DGA”	128
Tabela 6.5 Gases que contribuem para a definição do iDGA e respectivos limites	129
Tabela 6.6 Condições para atribuição dos diferentes índices de estado “FUR”	129
Tabela 6.7 Classificação dos vários parâmetros do óleo isolante	130
Tabela 6.8 Condições para atribuição dos diferentes índices de estado “AOL”	130
Tabela 6.9 Pesos para ponderação dos índices parciais na determinação do iET	131

Lista de Siglas e Abreviaturas

REN - Rede Eléctrica Nacional

RNT - Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica

MAT - Muito Alta Tensão

AT - Alta Tensão

MT - Média Tensão

BT - Baixa Tensão

IEC - *International Electrotechnical Commission* (comissão electrotécnica internacional)

CIGRE - *Conseil International des Grands Réseaux Electriques* (conselho internacional de grandes redes eléctricas de alta tensão)

IEEE - *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (instituto de engenheiros electrotécnicos e electrónicos)

SCADA - Sistema de supervisão e aquisição de dados (*supervisory control and data acquisition*)

RC - Regulador em carga

DGA - Análise de gases dissolvidos (*dissolved gas analysis*)

IFT - Tensão interfacial

TBM - Manutenção baseada no tempo (*time based maintenance*)

CBM - Manutenção baseada no estado (*condition based maintenance*)

FRA - Análise de resposta em frequência (*frequency response analysis*)

DP - Grau de polimerização

RS - Saturação relativa

TDCG - Total de gases combustíveis dissolvidos

Capítulo 1.

Introdução

1.1 Introdução

A REN - Rede Eléctrica Nacional é a empresa responsável, em Portugal, pela actividade de Transporte de Electricidade, como concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT), em regime de serviço público. Esta responsabilidade compreende o planeamento, a construção, a operação e a manutenção das infra-estruturas que constituem a RNT, nomeadamente, Linhas e Subestações de Muito Alta Tensão (MAT).

A iniciativa de desenvolver o tema da gestão do ciclo de vida de transformadores de potência surgiu a partir das actividades do Departamento de Conservação de Subestações da REN - Divisão Exploração, que tem a seu cargo a operação e manutenção das subestações da RNT, incluindo a gestão técnica e económica dos seus diversos equipamentos.

Nas subestações da RNT, os transformadores de potência são os equipamentos mais importantes, devido à sua função, ao seu valor económico e pelos aspectos de segurança, dado tratar-se de equipamentos potencialmente muito perigosos, em caso de falha. Como tal, o ciclo de vida destes equipamentos deve ser gerido com vista a obter o seu melhor desempenho e em condições de segurança, a otimizar os custos de operação e de manutenção e a prolongar a vida útil com adequados níveis de fiabilidade.

1.2 Ciclo de vida de transformadores de potência

O ciclo de vida do transformador de potência é um processo que se desenvolve em várias etapas, sendo condicionado pelas decisões tomadas e acções executadas em cada uma delas.

A primeira etapa corresponde ao **planeamento** e resulta da identificação da necessidade do transformador na rede eléctrica, para adequação da potência instalada, para cumprir critérios de segurança de abastecimento ou devida à expansão da rede. Pode considerar-se

como segunda etapa a **especificação** do transformador, nas vertentes funcional e técnica, e o respectivo **aprovisionamento**. Este diz respeito à selecção do fornecedor e aos procedimentos associados à aquisição, fabrico, recepção e ensaios em fábrica. A etapa seguinte corresponde à **instalação** no local a que se destina, incluindo o transporte, as montagens finais e o **comissionamento**. Finalmente inicia-se a etapa de **exploração**, que consiste no período de vida útil do transformador até à sua **desclassificação**, que equivale à declaração de fim de vida útil do transformador. Em determinados casos, definidos por critérios de planeamento, poderá efectuar-se uma realocação do transformador através da sua **transferência** para nova instalação, originando uma nova fase da etapa de exploração. A sequência cronológica das diversas etapas do ciclo de vida pode observar-se na Fig. 1.1, assim como as interacções entre etapas através de fluxos de informação e decisões-chave.

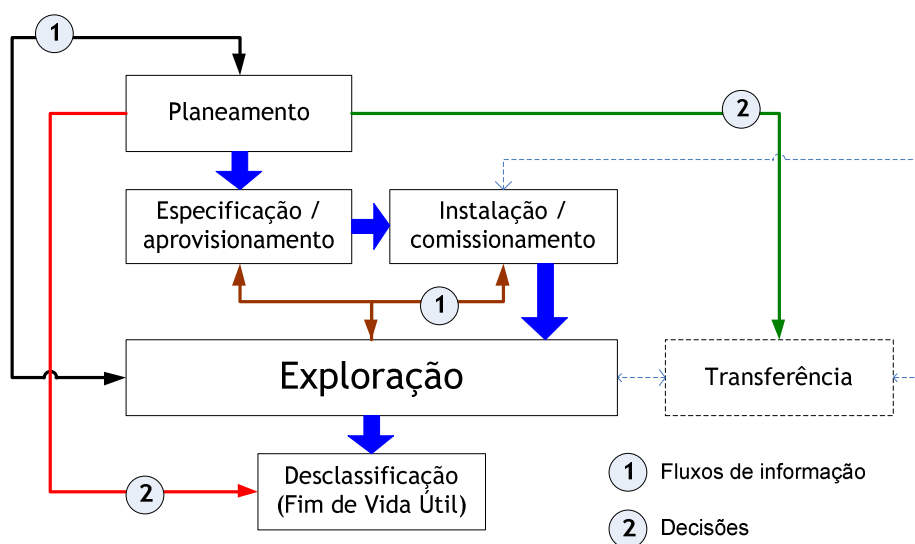


Fig. 1.1 Fases do ciclo de vida de um Transformador de Potência

Os elementos relativos ao processo de gestão do ciclo de vida dos transformadores de potência desenvolvidos neste trabalho foram orientados para a sua fase de exploração, de acordo com as necessidades da área da empresa onde este se realizou. Entende-se por “exploração” o conjunto de processos de operação e manutenção, ao longo da vida útil do transformador.

A **operação** é o processo que o transformador deve cumprir com a sua funcionalidade, de forma segura, eficiente e fiável. A operação é condicionada pelas exigências da rede onde se insere, pelas condições ambientais, ocorrência de eventos ou incidentes, necessidade de manobras e eventuais contingências, ou seja, factores que não são controlados pela gestão do ciclo de vida do transformador, mas que são influentes nesse ciclo. Devem por isso ser controlados e registados os regimes de funcionamento e as perturbações ocorridas na rede, e avaliado o desempenho de forma sistemática.

Os processos de **manutenção** podem ser de carácter regular, de acordo com a estratégia definida, ou actividades extraordinárias, que resultam da avaliação de estado dos equipamentos ou de solicitações externas, tais como pedidos de realocação ou alteração de requisitos técnicos e/ou funcionais.

Um maior detalhe das actividades e processos que se desenvolvem na etapa de exploração e suas interacções pode ser observado na Fig. 1.2.

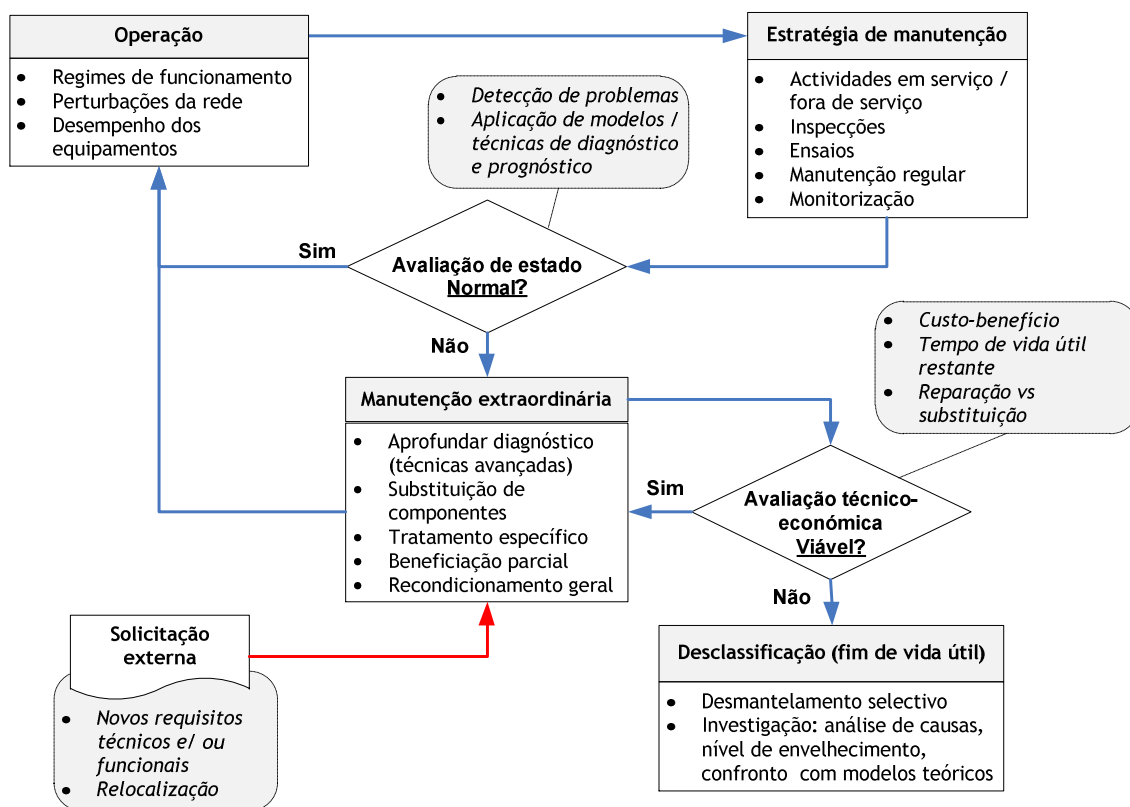


Fig. 1.2 Actividades e processos na fase de exploração

A par da operação e manutenção enquadram-se na fase de exploração os seguintes processos de avaliação e apoio à decisão:

- **Avaliação de estado** - aplicação de técnicas e modelos de diagnóstico e prognóstico.
- **Avaliação técnico-económica** - sempre que se depare com situações cuja resolução implique intervenção profunda e investimento significativo.

Os processos de avaliação e decisão indicados originam recomendação de acções de manutenção a executar, mas também recomendações a considerar noutras etapas do ciclo de vida do transformador, tais como:

- Planeamento de necessidades.
- Especificação técnica (componentes, materiais, dimensionamento, projecto).
- Comissionamento (ensaio a prever, obtenção de valores de referência).

- Operação (capacidade de sobrecarga / limitações de carga, procedimentos para manobras, mediante actuação de protecções próprias).

1.3 Motivação do trabalho

Ao longo do ciclo de vida de um transformador de potência, é necessário apoiar decisões de forma sustentada, dando resposta a questões como:

- Que estratégia de manutenção preventiva e correctiva adoptar e quais os processos mais adequados?
- Qual o risco de operação (em determinadas condições de exploração)?
- Em que unidades são prioritárias e/ou viáveis operações de prolongamento da vida útil?
- Como determinar o momento óptimo para substituição do transformador (fim de vida útil)?

A resposta a estas questões-chave exige informação precisa sobre o estado dos transformadores e seus componentes, sobre as condições de exploração e sobre o seu histórico.

Dado que a população de transformadores em serviço é extensa e dinâmica, é necessário definir prioridades de intervenção, através da **hierarquização dos equipamentos por nível de risco**, combinando a avaliação técnica com a importância relativa. Esta última está relacionada com a extensão e gravidade das consequências de uma falha, que podem ser a perda do nível de segurança da rede eléctrica, danos pessoais e materiais, impactos ambientais, prejuízos económicos e a degradação da imagem da empresa. Identificam-se assim as unidades mais críticas, para as quais se devem orientar os esforços para aprofundar o diagnóstico do estado ou para aplicar medidas extraordinárias que visem o prolongamento de vida útil.

Analisando o desempenho dos transformadores da RNT ao longo dos últimos anos, verifica-se que é muito positivo e com uma tendência de melhoria dos indicadores de continuidade de serviço e disponibilidade. No entanto, identificaram-se oportunidades de melhorias ao nível das técnicas de avaliação de estado e diagnóstico dos equipamentos, dos processos de manutenção, e na gestão de dados e informação técnica.

O desenvolvimento do estado da arte, relativo aos processos de degradação dos transformadores e dos seus materiais e às técnicas de diagnóstico, manutenção e monitorização em serviço do seu estado, reflecte-se em diversas publicações e apresentações nos fóruns da especialidade, no surgimento de novos produtos e serviços e na actualização de normas internacionais e recomendações, que devem ser tidos em conta na definição ou

revisão dos critérios de gestão do ciclo de vida, analisando-se a sua aplicabilidade e viabilidade.

Ao nível da gestão de informação, verificou-se a necessidade de recolha e estruturação de dados existentes em suportes diversos e dispersos por vários sectores da empresa, de modo a melhorar a capacidade de análise de dados e produção de informação relevante para a gestão do ciclo de vida dos transformadores. A crescente integração informática para os diversos tipos de dados (registos, desenhos, relatórios, manuais, medidas, imagens) permite criar um acesso rápido e descentralizado à informação técnica. Apesar das maiores facilidades de acesso e disponibilização de dados, o seu volume tende a crescer de forma acentuada, pelo que são necessárias ferramentas e procedimentos adequados para organização, análise e produção de informação útil.

A dinâmica verificada na evolução da RNT também contribui para a relevância deste estudo. Observou-se ao longo da última década um crescimento expressivo do número de equipamentos em exploração, que se prevê manter durante os próximos anos. Por outro lado, a implantação da RNT iniciou-se há já cerca de 60 anos, pelo que se verifica o inevitável envelhecimento de parte da população de transformadores, ao qual se associa a degradação, normal ou acelerada, das suas características. Esta evolução acarreta a necessidade de otimizar os recursos disponíveis para a manutenção, para fazer face à exigência de operações mais profundas nos equipamentos mais antigos, e ao acréscimo de elementos a incluir nos planos de manutenção. Nos equipamentos novos, a optimização deve ser iniciada logo a partir das primeiras etapas do ciclo de vida através da opção pelas melhores soluções técnicas e tecnológicas, podendo rever-se certos critérios de especificação técnica com base na experiência de exploração, quando convertida em informação sistematizada.

Para além dos benefícios internos obtidos com uma melhoria das técnicas de gestão do ciclo de vida, é possível demonstrar junto de entidades externas (regulador, seguradoras, auditores, empresas congéneres, clientes) que os procedimentos adoptados estão em conformidade com as melhores práticas e normas aplicáveis.

1.4 Objectivos e âmbito

Com base no enquadramento e motivação apresentados, definiram-se os seguintes objectivos específicos para orientar o desenvolvimento deste trabalho:

- Caracterização detalhada de todos os transformadores da RNT e dos seus principais componentes, com definição e aplicação de critérios para atribuição de um índice de importância relativa.
- Descrição e avaliação dos processos de manutenção e diagnóstico, com proposta de linhas orientadoras para uma estratégia de manutenção.

- Desenvolvimento e aplicação de ferramentas de análise de dados para avaliação técnica dos transformadores da RNT, com definição de um índice de estado.
- Estabelecer algumas recomendações para a especificação técnica e comissionamento de transformadores novos.

O objecto deste trabalho é o conjunto de todos os transformadores de potência existentes nas subestações da RNT em 31/12/2010, com uma tensão estipulada (nominal) dos seus enrolamentos de alta tensão de 150 kV, 220 kV ou 400 kV, e com uma potência estipulada (aparente trifásica) superior a 60 MVA¹.

1.5 Metodologia

Com vista a desenvolver o trabalho de acordo com os objectivos definidos, estabeleceu-se uma metodologia assente nas seguintes etapas:

a) Análise do estado da arte

Esta etapa teve como base a pesquisa e análise dos seguintes documentos:

- Normas CEI e IEEE relativas a transformadores de potência e seus acessórios, com especial atenção ao domínio do diagnóstico e manutenção de transformadores imersos em óleo.
- Guias e brochuras técnicas publicadas pelo IEEE e CIGRE, sobre vários aspectos da gestão do ciclo de vida de transformadores: técnicas de avaliação de estado, manutenção e extensão da vida útil. Estas organizações têm dado destaque ao tema da gestão do ciclo de vida de transformadores de potência, através da sua definição como tema preferencial em conferências internacionais e pela publicação de diversos documentos técnicos nesta área.
- Publicações técnico-científicas desenvolvidas por fabricantes, laboratórios, universidades e empresas do sector eléctrico, sobre temas como envelhecimento, diagnóstico, manutenção, fiabilidade, monitorização, gestão do ciclo de vida, componentes e acessórios de transformadores de potência, bem como casos de estudo ilustrativos das técnicas descritas.
- Catálogos e fichas técnicas de fabricantes de equipamentos e componentes (reguladores em carga, travessias, sistemas de monitorização, acessórios diversos).

¹ Incluem-se ainda 4 transformadores de 50 MVA que, pela sua antiguidade e características, se encontram em final de vida útil, de acordo com o plano de evolução da RNT.

b) Recolha e estruturação de dados

Os elementos recolhidos para esta etapa têm como base:

- Lista de transformadores com as suas principais características.
- Plano de desenvolvimento e investimentos da RNT, com identificação dos impactos no parque de transformadores de potência (equipamentos a desclassificar, transferir, manter).
- Especificações técnicas e funcionais de transformadores de potência.
- Dossiês de transformadores - documentação fornecida pelos fabricantes relativa ao transformador, seus componentes e materiais: manuais, desenhos, esquemas, fichas técnicas, certificados de ensaios, fotos.
- Informação histórica relativa a unidades transferidas e desclassificadas e alvo de intervenções profundas.
- Indicadores de utilização de transformadores e diagramas de cargas.
- Dados de manutenção: registos de trabalhos e de participação de avarias.
- Registos de incidentes, evolução da taxa de falhas de transformadores e outros indicadores de qualidade de serviço.
- Relatórios e resultados de ensaios, monitorização e diagnóstico.

c) Desenvolvimento e aplicação de ferramentas de tratamento e análise de dados

Os dados referidos no ponto anterior encontram-se em diversos suportes e formatos. Para poder tratar os dados recolhidos foram criadas várias folhas de cálculo e bases de dados de forma adequada a possibilitar a correlação de dados, análise estatística e visualização gráfica de informação. Os elementos que não são passíveis deste tipo de tratamento (dossiê do transformador) foram organizados em suporte informático (quando disponível), de forma a possibilitar o acesso rápido via hiperligação a partir das referidas folhas de cálculo e bases de dados.

d) Estudo de casos

Com base nos elementos desenvolvidos ao longo do trabalho, apresentam-se alguns casos reais referentes às seguintes situações:

- Efeito do recondicionamento de transformadores com secagem da parte activa e substituição do óleo isolante com vista ao prolongamento da vida útil.
- Resultados da aplicação de novos meios de diagnóstico e procedimentos de manutenção.
- Desclassificação de transformador com base na avaliação da vida útil restante.
- Processos de decisão e reacção a avarias.

1.6 Estrutura do trabalho

Para apoiar a caracterização dos transformadores de potência da RNT, são descritos nos capítulos 2 e 3 alguns aspectos construtivos e os principais componentes, em termos de funcionalidade, tecnologia e impacto no ciclo de vida dos transformadores de potência.

No capítulo 4 são descritos os processos de envelhecimento e degradação do transformador e avaliados os processos de manutenção e diagnóstico, introduzindo recomendações para uma revisão da estratégia de manutenção. São também descritos os trabalhos de manutenção profunda com vista a prolongar a vida útil do transformador, em que se incluem considerações económicas para a análise custo-benefício dessas intervenções.

No capítulo 5 apresenta-se a caracterização da população de transformadores de potência em serviço na REN. É também apresentada uma análise do desempenho verificado nos últimos anos e alguns aspectos relacionados com o histórico dos transformadores de potência da RNT. É ainda proposta uma metodologia para definição de um índice de importância com vista a definir prioridades de avaliação e intervenção baseadas no risco.

No capítulo 6 apresentam-se os resultados da recolha e análise de dados e da aplicação de técnicas de avaliação de estado e diagnóstico, com base nas ferramentas desenvolvidas. É também apresentada uma metodologia para definição de um índice de estado que represente uma medida da probabilidade de falha através da pontuação do transformador em várias vertentes e o resultado da sua aplicação.

As conclusões finais expõem-se no capítulo 7, com avaliação dos pontos fortes e limitações do trabalho desenvolvido, implicações que terá nas actividades e no apoio à decisão na prática real da empresa, bem como recomendações para revisão de práticas estabelecidas e para futuros desenvolvimentos na área de estudo.

Capítulo 2.

Aspectos construtivos e materiais

2.1 Variantes construtivas dos transformadores de potência instalados na RNT

Os transformadores de potência da RNT, sobre os quais se enquadra o presente trabalho, são do tipo imerso em óleo, com regulador de tensão em carga, apresentando valores de tensão estipulada (nominal) para o seu enrolamento de alta tensão de 400, 220 ou 150 kV (níveis MAT da RNT) e valores de potência estipulada (aparente trifásica) de 50 a 450 MVA.

Uma parte dos transformadores de potência instalados na RNT são **autotransformadores**, nos quais pelo menos dois enrolamentos possuem uma parte comum [1]. Os autotransformadores são sempre aplicados na interligação dos diferentes níveis de tensão da RNT. Os restantes são **transformadores de enrolamentos separados**, utilizados para interligação da RNT com a rede de distribuição de alta tensão, estabelecida geralmente a 63 kV. Esta solução visa assegurar a possibilidade de separação homopolar entre as redes do utilizador e a RNT. Em ambas as variantes poderão ser máquinas trifásicas ou bancos de transformadores monofásicos.

No âmbito deste trabalho a utilização do termo “transformador de potência” inclui também os autotransformadores, salvo indicação específica em contrário.

2.1.1 Ligação dos enrolamentos

Os transformadores de potência da RNT são constituídos por 2 enrolamentos principais, o de alta tensão (AT) e o de média tensão (MT). Possuem ainda um enrolamento de compensação, designado por enrolamento de baixa tensão (BT) ou terciário.

A ligação trifásica dos enrolamentos AT e MT é sempre realizada em estrela. O enrolamento BT é ligado em triângulo, funcionando como enrolamento de compensação.

Normalmente, os terminais do enrolamento de compensação estão acessíveis, possibilitando a ligação dos circuitos auxiliares da subestação.

Os seguintes grupos de ligações de enrolamentos são utilizados: YNynd5 e YNynd11 (transformadores), YNad5 e YNad11 (autotransformadores). Desta forma, os enrolamentos AT e MT têm sempre desfasamento nulo, tendo as tensões no enrolamento terciário índice horário 5 (desfasamento de -150°) ou 11 (desfasamento de -330°).

No caso de **transformadores de enrolamentos separados**, os enrolamentos AT e MT têm neutros independentes. Uma parte do enrolamento AT, do lado do neutro, é dividida em várias tomadas, onde é possível a regulação de tensão em carga, conforme ilustrado na Fig. 2.1., com um exemplo dum transformador YNynd11 instalado na RNT.

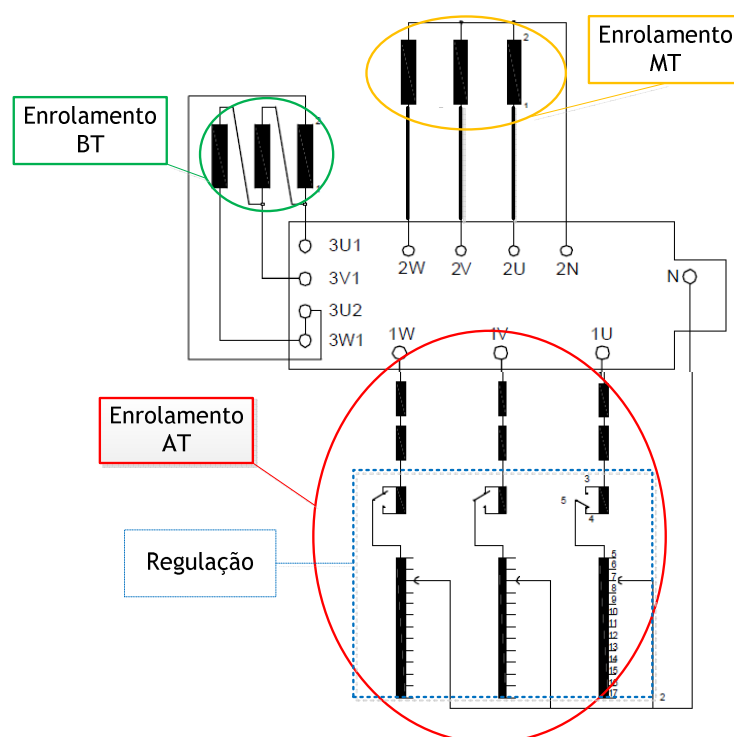


Fig. 2.1 Esquema de ligação de enrolamentos - YNynd11

No caso de **autotransformadores**, o enrolamento AT é comum ao enrolamento MT (enrolamento comum), ao qual se interliga um enrolamento série. Os enrolamentos AT e MT têm portanto o neutro comum. Uma parte do enrolamento comum, do lado do neutro, é dividida em várias tomadas, onde é possível a regulação de tensão em carga, conforme ilustrado na Fig. 2.2.

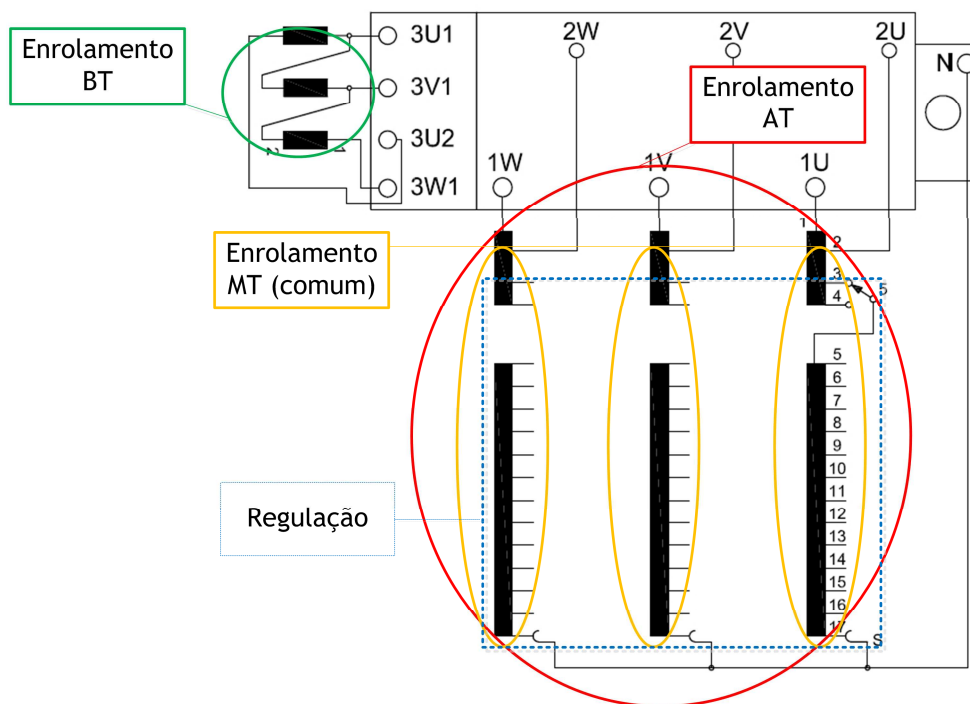


Fig. 2.2 Esquema de ligação de enrolamentos - YNad11

Em bancos de transformadores monofásicos as ligações de fecho do neutro dos enrolamentos principais são realizadas no exterior, assim como as várias ligações para estabelecer a configuração em triângulo do enrolamento terciário, como se pode observar no exemplo da Fig. 2.3.

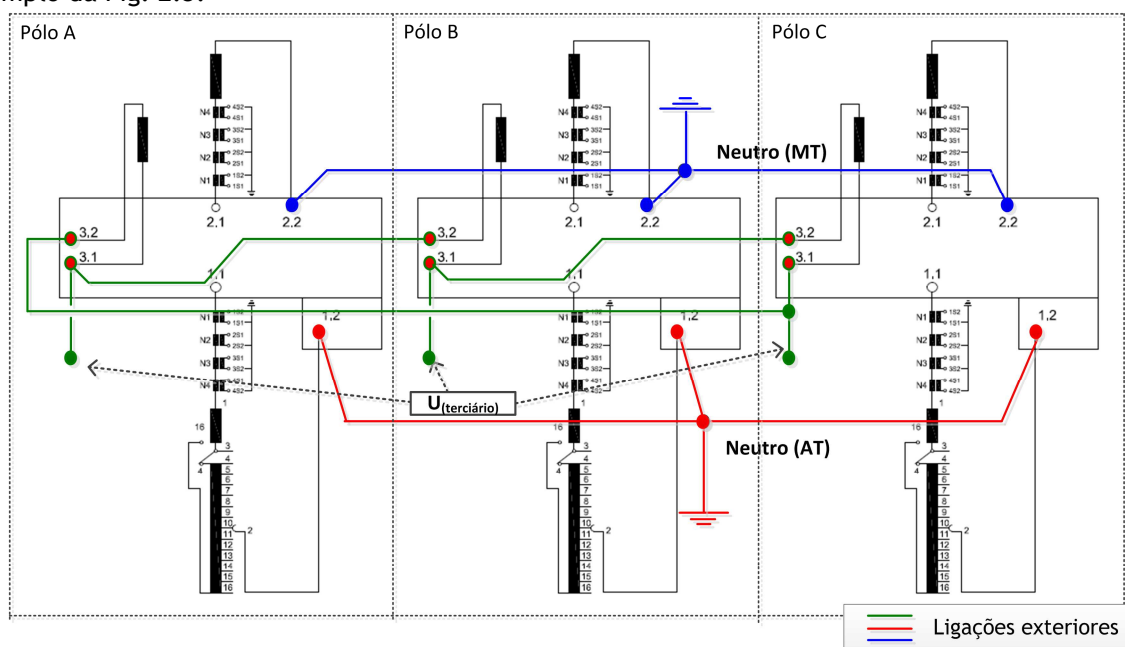


Fig. 2.3 Banco de transformadores monofásicos - esquema de ligações dos enrolamentos

Em máquinas trifásicas, é também habitual que o fecho do triângulo seja assegurado por uma ligação exterior, nos terminais do enrolamento terciário, tal como representado na Fig. 2.1 e na Fig. 2.2, onde esta ligação é feita entre os terminais 3U2 e 3W1. Desta forma é possível removê-la sempre que se pretenda realizar a medição da resistência de cada fase do enrolamento terciário.

2.1.2 Construção trifásica e monofásica

A opção pela utilização de máquinas trifásicas ou monofásicas depende da aplicação prevista, que condiciona o peso dos aspectos vantajosos de cada solução.

A principal vantagem dos bancos monofásicos é ter dimensões e peso por máquina inferiores à solução trifásica, o que no caso de instalação de grandes transformadores de potência, em localizações de difícil acesso, poderá até ser a única forma de viabilizar o seu transporte. Adicionalmente, esta solução permite constituir uma reserva estratégica de apenas uma unidade monofásica, o que reduz o custo de investimento em unidades de reserva fora de serviço, caso seja a opção para dar resposta à ocorrência de eventual falha grave.

As máquinas trifásicas, por seu lado, permitem uma redução dos custos de aquisição, montagem e manutenção, poupança de espaço e simplificação da sua implementação. Os aspectos negativos dessa solução são o agravamento do peso e atravancamento por unidade e, em caso de falha grave, um custo de substituição ou reparação mais elevado.

Desde 2002, passou também a ser instalada na RNT uma variante de transformadores e autotransformadores de potência designada “fases dissociadas”, que permitem ultrapassar as dificuldades de transporte por aspectos dimensionais e de peso. As fases deste tipo de transformador são independentes, permitindo o transporte individual. As ligações eléctricas entre fases e neutro e regulador em carga realizam-se no interior da cuba, que contém zonas de passagem para o efeito. Em caso de falha interna na parte activa (circuito magnético ou enrolamentos) de uma das fases, é possível recorrer à sua reparação ou substituição individual. Esta solução resulta compacta, mantendo as características de instalação de uma máquina trifásica equivalente.

Tabela 2.1 Tabela comparativa das dimensões de transformadores equivalentes com diferentes soluções de fabrico

Tipo	Massa de Transporte (t)	Atravancamento (m) <i>Altura x largura x profundidade</i>
Banco de Transf. Monofásicos	3 x 49	7,6 x 21,3(*) x 4,5
Máquina Trifásica	140	7,6 x 11,1 x 5,4
Fases Dissociadas	3 x 65 + 16	7,7 x 11,4 x 6,8

(*) Inclui o espaçamento necessário entre pólos, por questões de segurança.

Na Tabela 2.1, podem-se comparar as soluções para transformadores da RNT equivalentes, de tensões estipuladas (nominais) 220/63/10 kV com 170 MVA. Nota-se uma redução significativa das máximas massas de transporte a considerar para a solução “fases dissociada”, ou banco de transformadores monofásicos, apesar do peso global mais elevado, mas em termos de instalação final garantem-se avanços semelhantes na solução fases dissociadas, o que permite o mesmo tipo de montagem e ligação da máquina trifásica com custos equivalentes de operação e manutenção regular.

Esta solução tem no entanto o inconveniente de relegar para o local de instalação a execução de algumas operações críticas de montagem e ligação dos enrolamentos, habitualmente realizadas em fábrica com condições mais favoráveis. Os gastos de materiais poderão ser superiores aos da solução trifásica *standard*, devido à necessidade de 3 circuitos magnéticos independentes, mas esses custos poderão ser compensados pelas vantagens logísticas obtidas.

Ao longo dos últimos anos, a gama de soluções disponíveis, aliada a uma melhoria das vias de comunicação verificada em todo o território nacional, permite praticamente pôr de lado a opção “banco de transformadores monofásicos” por motivos meramente de transporte, sendo no entanto utilizada essa opção por critérios estratégicos (necessidade de unidades de reserva).

Do ponto de vista da avaliação de viabilidade económica de acções de manutenção extraordinária, os transformadores monofásicos são elementos muito menos atractivos, como se pode observar pela análise da seguinte tabela comparativa:

Tabela 2.2 Comparação do peso relativo dos componentes de transformadores trifásicos e bancos de transformadores monofásicos

Componente	Tr. Trifásico	Banco Tr. Monofásicos
Travessias AT/ MT/ neutro AT/ neutro MT/ BT	3+3+1+1+4 (12)	3+3+3+3+6 (18)
Barramentos interligação	nenhum	Neutro AT + neutro MT + terciário (x3 fases)
Regulador em carga	x1	x3
Óleo	M (kg)	Cerca de 2M (kg)
Acessórios (relés, termómetros, válvulas, conservador, etc.)	N	3N
Custos de intervenção	K (€)	2K a 3K (€)

2.1.3 Configuração da parte activa

Os transformadores de potência podem também classificar-se em termos construtivos de acordo com a configuração do circuito magnético e disposição dos enrolamentos: transformadores tipo *shell* (ou “courageado”) e tipo *core* (ou “de colunas”). As suas principais

diferenças relacionam-se com a geometria do circuito magnético e com a posição, alinhamento e tipo de enrolamentos utilizados.

O circuito magnético dos transformadores *shell* tem a configuração ilustrada na Fig. 2.4., onde se podem observar duas representações em corte da parte activa destes transformadores. Neste tipo de construção, a compactação das chapas magnéticas é assegurada pela própria cuba do transformador cuja tampa tem uma forma de campânula que envolve a parte superior dos enrolamentos e compacta o núcleo contra a base. Os enrolamentos têm uma disposição alternada, sendo constituídos por bobinas em forma de disco, também chamadas “*galettes*” (camadas do enrolamento de forma achatada que são dispostas ao longo da fase de acordo com uma disposição alternada).

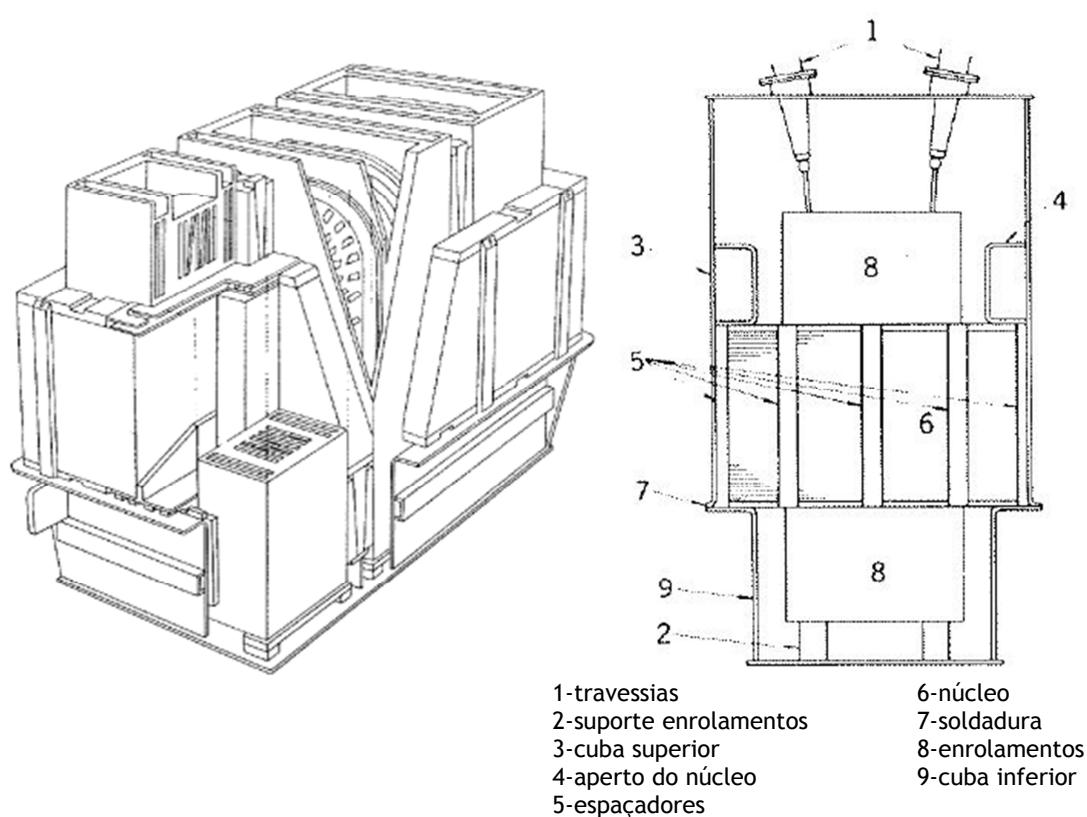


Fig. 2.4 Transformador *shell*: representação em corte da parte activa [2]

No transformador do tipo *shell* é possível realizar uma descubagem, para inspecção ou reparação, através da desmontagem da tampa tipo campânula, como se observa na Fig. 2.5 (a). O formado das “*galettes*” pode ser visto na Fig. 2.5 (b), onde se pode observar uma “*galette*” de um transformador desmantelado, com as marcas dos calços responsáveis pela criação dos caminhos de circulação de óleo isolante para refrigeração das bobinas.



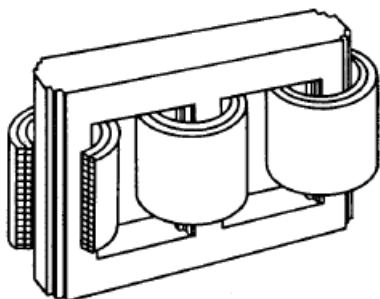
(a)



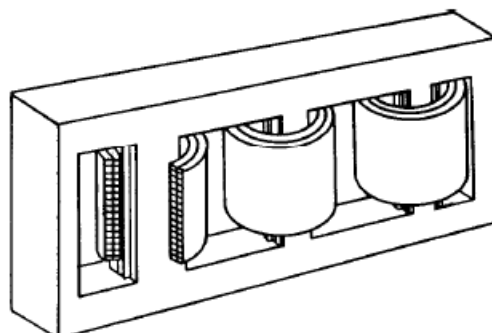
(b)

Fig. 2.5 (a) Descubagem de transformador tipo *shell* - tampa tipo campânula, correspondente à parte superior da cuba; (b) enrolamento tipo disco (*galette*) retirado de transformador desmantelado (fotos REN)

Nos transformadores tipo *core*, o circuito magnético tem normalmente as configurações ilustradas na Fig. 2.6, para núcleo de 3 ou 5 colunas (máquinas trifásicas). Os enrolamentos do transformador *core* são concêntricos, de forma cilíndrica.



(a)



(b)

Fig. 2.6 Representação do núcleo e enrolamentos de transformador *core*: (a) núcleo de 3 colunas, (b) núcleo de 5 colunas [3]

Outras geometrias podem ser adoptadas para núcleos dos transformadores tipo *core*, tal como se pode observar na Fig. 2.7, para um transformador *core* monofásico.



Fig. 2.7 Parte activa de transformador tipo *core*, monofásico, após descubagem

Na Fig. 2.8 pode ver-se a parte activa de um transformador tipo *core*, trifásico, com núcleo de 3 colunas, antes da colocação na cuba, em fábrica. Pode observar-se as ligações das tomadas do enrolamento AT ao regulador em carga (situado do lado direito).

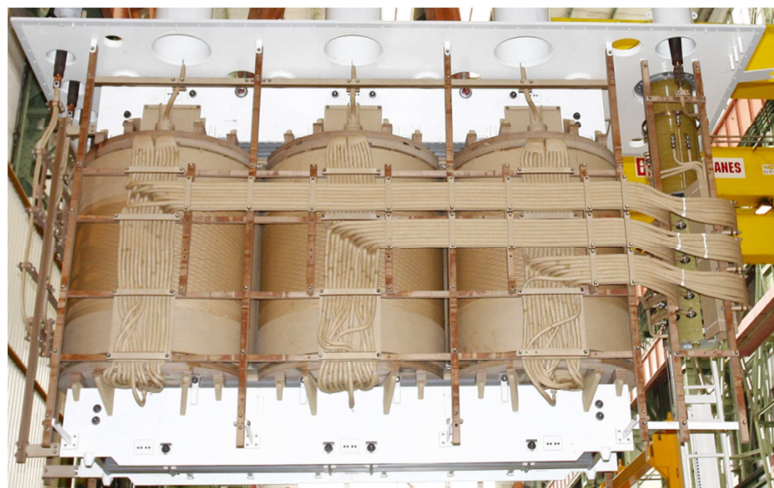


Fig. 2.8 Parte activa de transformador tipo *core* (foto REN)

Para toda a gama de transformadores utilizados na RNT existem disponíveis no mercado as soluções *shell* e *core*. As vantagens de uma configuração relativamente à outra podem acentuar-se ou esbater-se consoante os requisitos funcionais, tais como potência máxima, nível de tensão, impedâncias e perdas. O fabrico de transformadores de potência tipo *core* tende a ser mais económico. No entanto, para níveis de tensão e potência superiores,

algumas vantagens que os transformadores de potência tipo *shell* apresentam podem sobrepor-se ao factor “preço”, destacando-se as seguintes:

- Menores distâncias entre cuba e núcleo forçando uma circulação do óleo mais intensa e direccionada, favorecendo o arrefecimento.
- Melhor resistência dos enrolamentos a ondas de choque.
- Compactação dos materiais, o que permite a redução da massa de óleo isolante necessária por MVA.
- Maior facilidade de descubagem, bastando remover a tampa do tipo campânula para expor a parte activa.
- Disposição das bobinas oferece maior resistência aos esforços electrodinâmicos provocados por correntes de curto-circuito.

Este último aspecto é especialmente relevante para a vida útil de um transformador. Com o envelhecimento, verifica-se uma degradação das propriedades mecânicas do isolamento sólido da máquina (papel) que pode originar uma falha dieléctrica quando sujeito a esforços electrodinâmicos e o consequente fim de vida útil. A configuração *shell* pode funcionar como um escudo protector que, para uma equivalente degradação dos isolantes, poderá permitir resistir a estes esforços sem se verificar rotura do isolamento.

Outro aspecto importante é a poupança de óleo isolante, permitindo reduzir os custos e consumo de tempo associados à manutenção do seu bom estado, através de tratamento ou substituição.

O carácter compacto do transformador *shell* tem como inconveniente tornar impraticável uma inspecção visual interna aos enrolamentos, havendo no entanto outras zonas que podem ser inspeccionadas através de tampas de visita, tais como selector de tomadas, pontas de ligação dos enrolamentos, parte superior das fases e parte inferior das travessias (imersa em óleo).

2.2 Parte activa

É utilizada a expressão “parte activa” para designar a parte do transformador responsável pelo funcionamento electromagnético, ou seja, o circuito magnético (núcleo do transformador), onde circulam os fluxos magnéticos, e os respectivos enrolamentos, onde se desenvolvem as tensões e correntes de funcionamento.

2.2.1 Constituição do circuito magnético

Em grandes transformadores de potência, para a construção do circuito magnético são utilizados materiais que garantam a limitação do valor das perdas no ferro e da corrente de excitação, garantindo a conservação integral das qualidades magnéticas ao longo do tempo.

Devem por isso ter uma permeabilidade magnética muito elevada, para permitir atingir a indução de trabalho com a corrente de excitação mais baixa possível, e uma indução de saturação suficientemente alta que permita fluxos elevados sem agravar a secção e volume de ferro.

Verifica-se que, em transformadores recentemente instalados na RNT, o material utilizado para o efeito é chapa de aço laminada a frio (espessura da ordem de 0,2 a 0,3 mm) carbono-siliciosa, de cristais orientados, com aproximadamente 0,005% de carbono e 3 a 4 % de silício. O silício permite melhorar a resistividade do ferro, diminuir as perdas e manter as características magnéticas ao longo do tempo. A sua percentagem deve ser limitada, porque para valores superiores vai piorar a ductilidade do metal e diminuir a indução de saturação. Esta chapa caracteriza-se por um baixo índice de perdas histeréticas e pela anisotropia das características magnéticas nas chapas de cristais orientados muito vincada. Para limitação das perdas por correntes de Foucault, as chapas possuem isolamento entre si à base de silicatos complexos, mecanicamente resistentes e que podem suportar temperaturas elevadas [4].

2.2.2 Defeitos e anomalias no circuito magnético

Os problemas que podem surgir ao nível do circuito magnético manifestam-se através de sobreaquecimentos, podendo ser acompanhados de descargas eléctricas, alterações das vibrações e ruído de funcionamento característicos. A sua origem pode dever-se aos seguintes factores [5]:

- Perda de compactação e envelhecimento das chapas magnéticas.
- Correntes de circulação induzidas.
- Aparecimento de solicitações dieléctricas devido a deficiente ligação à terra (potencial indefinido no circuito magnético).

A análise de gases dissolvidos no óleo isolante permite identificar sintomas das anomalias referidas, sem necessidade de interrupção de serviço, conforme será desenvolvido em 5.4. A realização de ensaios eléctricos complementares, tais como a medição da corrente de excitação, reactância de fugas e resistência de isolamento, poderá auxiliar a determinação da origem dos sintomas detectados. Certos defeitos no circuito magnético podem ainda ser detectados por inspecção termográfica, quando originam sobreaquecimentos junto à superfície da cuba. Na Fig. 2.9, apresenta-se um caso de sobreaquecimento provocado por desalinhamento do empilhamento das chapas magnéticas junto à aresta do transformador (zona de junta do circuito magnético, como descrito em [1]).

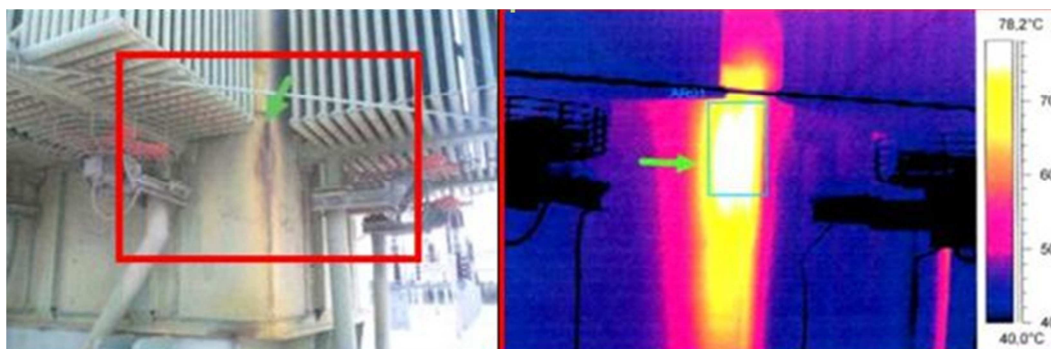


Fig. 2.9 Termograma de sobreaquecimento com origem no circuito magnético (imagem de relatório de termografia REN)

2.2.3 Constituição dos enrolamentos

As perdas do transformador em carga dependem da resistência dos enrolamentos. Devem por isso ser utilizados materiais de elevada condutividade, sendo globalmente utilizado o cobre no fabrico dos enrolamentos, que alia adequadas propriedades mecânicas à mais elevada condutividade dos metais disponíveis no mercado a preços interessantes, resultando numa redução do espaço e minimização das perdas em carga do transformador. Para transformadores de potência utiliza-se tipicamente cobre electrolítico recozido de alta condutividade com 99,9% de pureza ou ligas de cobre (com cerca de 99,9% Cu na sua composição) [4], sob a forma de barras isoladas tipicamente com papel *kraft*. A utilização das barras em transformadores *core* ou *shell* é feita normalmente em feixes (várias barras em paralelo, transpostas ao longo do enrolamento - Fig. 2.10).

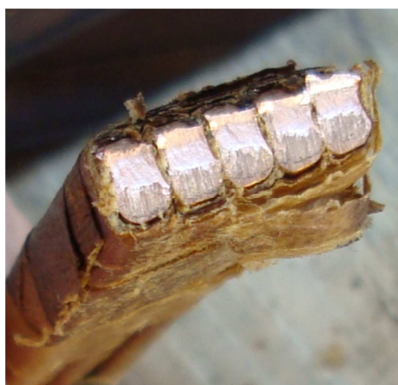


Fig. 2.10 Feixe de barras de cobre de um enrolamento

2.2.4 Materiais isolantes sólidos

O sistema de isolamento dos transformadores de potência resulta de uma combinação de materiais celulósicos impregnados com óleo mineral. Os isolantes sólidos de materiais celulósicos utilizados normalmente são:

- Papel *kraft*, usado no isolamento entre espiras.

- Cartões prensados de alta densidade, à base de papel *kraft*, usados para espaçadores de enrolamentos (criação de canais de refrigeração para circulação de óleo) e suportes mecânicos (calços).
- Cartões prensados de média-alta densidade à base de papel *kraft*, usados como isolamento entre enrolamentos e entre os enrolamentos e a terra (barreiras). Poderão também ser aplicados elementos pré-formados, desenhados de acordo com as condições de campo eléctrico projectadas para o transformador.
- Papel *kraft* do tipo crepado, que permite uma maior flexibilidade e elasticidade, adequado para o isolamento de formas irregulares e superfícies onde um adequado isolamento não pode ser obtido com papéis planos. Um exemplo típico para a sua aplicação é o enfitamento das pontas de ligação aos enrolamentos e condutores.
- Papel do tipo termo-estabilizado, (“*thermally upgraded*”), produzido a partir de papel *kraft* e sujeito a tratamento químico para melhoria do seu comportamento térmico, reduzindo a velocidade de degradação por acção da temperatura. Este papel tem aplicação no isolamento entre espiras, permitindo uma exploração a temperaturas mais elevadas.

Os materiais à base de papel *kraft* permitem uma elevada impregnação com óleo isolante mineral, o que resulta em excelentes características dieléctricas. Em termos mecânicos permitem uma boa estabilidade geométrica no óleo, sendo materiais de fácil manuseamento para as diversas operações do processo de fabrico. No aspecto económico, são os materiais mais atractivos para isolamento de transformadores impregnados a óleo [6].

Na Fig. 2.11 pode observar-se a parte activa de um transformador tipo *core*, onde se observam as diversas aplicações do papel isolante no isolamento e arranjo das bobinas, formando um conjunto mecânica e electricamente resistente com canais de refrigeração que permitem a circulação do óleo isolante no seu interior.

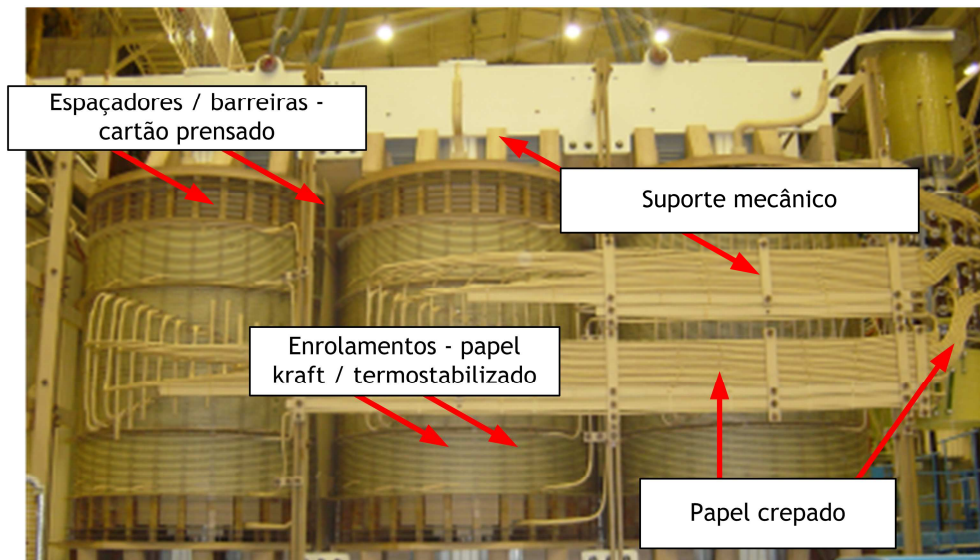


Fig. 2.11 Parte activa de um transformador tipo core em fase final de fabrico

A degradação do papel isolante, por processos térmicos e físico-químicos, provoca um envelhecimento irreversível do transformador, uma vez que não é viável a sua substituição. Essa degradação traduz-se na perda de resistência mecânica do papel, podendo originar a sua rotura quando os enrolamentos são submetidos a esforços electrodinâmicos associados a curto-circuitos ou correntes transitórias de ligação (*inrush*), com a consequente possível perda de isolamento e falha dieléctrica. A resistência mecânica do papel é habitualmente avaliada em termos de tensão de rotura, considerando-se uma redução de 50% desta propriedade como critério para declaração de fim de vida útil [7]. Este critério depende das opções do utilizador, podendo ser ajustado de acordo com outros factores como aspectos construtivos, folgas de projecto, probabilidade e intensidade de esforços electrodinâmicos, filosofia de gestão de risco.

2.2.5 Comportamento dos enrolamentos

Os enrolamentos do transformador são sujeitos a solicitações térmicas, mecânicas, dieléctricas e químicas, cujos efeitos provocam o envelhecimento dos materiais podendo originar efeitos mecânicos (como deformação, desgaste, prisão ou destruição de elementos), efeitos químicos (como contaminação ou corrosão dos materiais) e efeitos eléctricos (como curto-circuitos ou interrupção de circuitos). As seguintes situações exemplificam as consequências desses efeitos:

- Aceleração do envelhecimento e degradação do isolamento.
- Contaminação superficial dos enrolamentos.
- Perda de pressão de contacto nas ligações eléctricas.
- Deslocamentos axiais, radiais ou espirais dos enrolamentos.
- Desaperto de pontos de fixação de ligações e condutores.

As falhas catastróficas podem ser evitadas através da monitorização e detecção precoce de defeitos, suportada pelas acções de manutenção preventiva, pela monitorização “online” do funcionamento e pelas protecções próprias do transformador.

O comportamento adequado dos enrolamentos depende da preservação da integridade do isolamento e dos condutores, do estado das ligações eléctricas e da consistência mecânica das bobinas e da sua geometria.

2.3 Cuba

A cuba do transformador assegura o suporte e protecção mecânica dos diversos componentes do transformador. É também a cuba que assegura a ligação à terra do circuito magnético e das várias partes metálicas do transformador.

As cubas de transformadores de potência são normalmente fabricadas em chapa de aço, de construção soldada, obedecendo a um cuidado projecto que prevê a distribuição interior de massas e os reforços necessários em cada ponto crítico.

Algumas características a assegurar no fabrico da cuba e seus componentes são a estanquicidade, resistência à corrosão, resistência estrutural e resistência ao vácuo. Estas características são fundamentais para garantir um bom desempenho na sua vida útil e minimizar as necessidades de manutenção.

A falta de estanquicidade e consequente fuga de óleo isolante representa um problema técnico e ambiental. A sua resolução no local de instalação pode ser difícil de executar com total sucesso, obrigando por vezes ao manuseamento de grandes quantidades de óleo isolante. É assim imprescindível um eficaz controlo de qualidade nos materiais aplicados no fabrico do transformador, e a realização de ensaios finais de estanquicidade que garantam um desempenho adequado em serviço. Para além das fugas de óleo, a falta de estanquicidade pode originar o ingresso de humidade da atmosfera para o interior do transformador.

A colocação do transformador sob vácuo é necessária após realização de operações de montagem ou manutenção que envolvam o esvaziamento total ou parcial do óleo isolante, expondo os enrolamentos ao ar, de modo a minimizar a possibilidade de penetração de humidade no interior do transformador.

Na figura Fig. 2.12 podem observar-se alguns elementos associados à cuba e a sua posição no transformador.

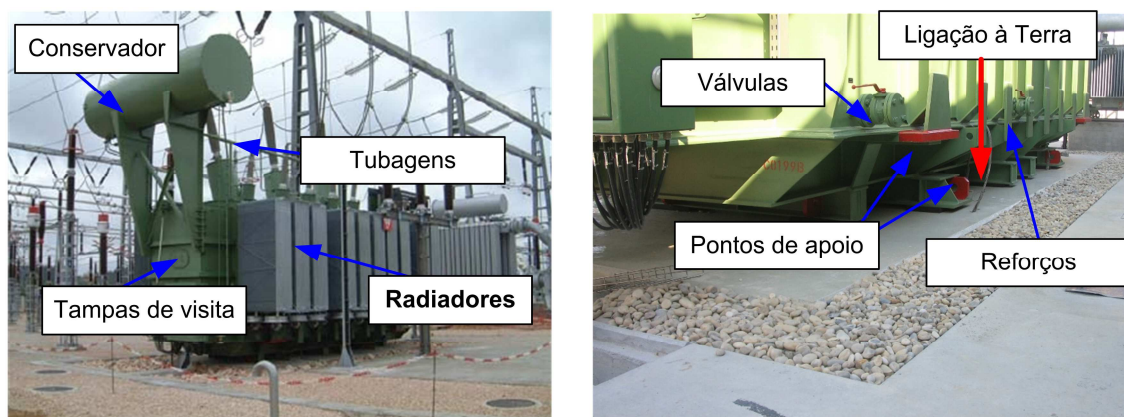


Fig. 2.12 Elementos da cuba do transformador

Na perspectiva de análise funcional do componente “cuba” podem englobar-se outros elementos que lhe estão associados, tais como:

- **Radiadores** - para além dos aspectos de consistência mecânica, deve garantir-se que a circulação do óleo no seu interior será realizada sem entraves, mantendo a capacidade de refrigeração projectada.
- **Conservador** - depósito de expansão do óleo, com funções específicas descritas em 2.3.1.
- **Válvulas** - desempenham um papel fundamental para as acções de manutenção, sendo os pontos de acesso não intrusivo ao transformador. Permitem o interface com sistemas de enchimento/esvaziamento, circulação, tratamento e amostragem de óleo isolante, e aplicação de sistemas de vácuo no transformador. Têm também a função de isolamento de certos componentes tais como os radiadores, bombas de circulação, conservador e relés, o que permite realizar operações de manutenção minimizando o manuseamento do óleo do transformador.
- **Juntas** - elementos essenciais para a preservação da estanquidade do transformador. Devem ser utilizadas juntas de materiais e aditivos compatíveis com o regime de temperaturas previsto e o fluido a vedar (óleo mineral isolante), devendo estar isentos de compostos de enxofre solúveis no óleo. É utilizado normalmente o elastómero “NBR” (borracha nitrílica), que permite uma utilização na gama de 30°C até 120°C. As juntas podem ser planas ou toroidais (de molde, “o-rings” ou feitas com cordão, fechado por vulcanização ou colagem). A sua montagem deve ser realizada com uma compressão de 25 a 30% para juntas planas e até 33% para juntas toroidais [8]. Na Fig. 2.14 ilustram-se alguns exemplos de montagem de juntas.

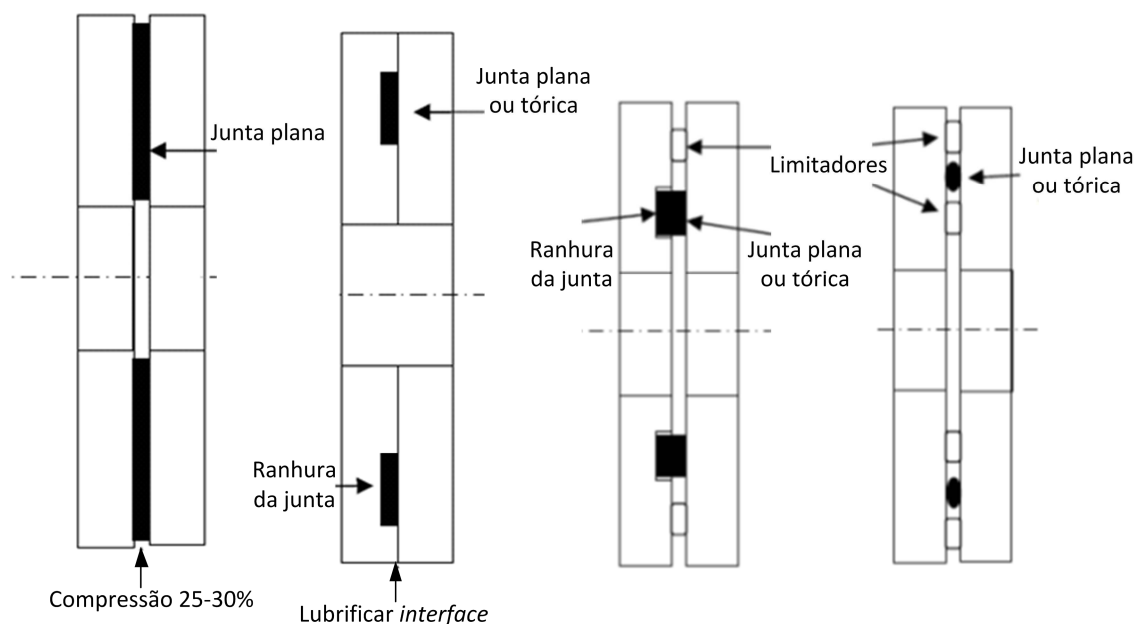


Fig. 2.13 Exemplos de montagem de juntas (adaptada de [8])

2.3.1 Conservador

O conservador é o depósito de óleo superior, com ligação à cuba do transformador, que permite compensar as dilatações ou contracções do volume do óleo em função das variações de temperatura.

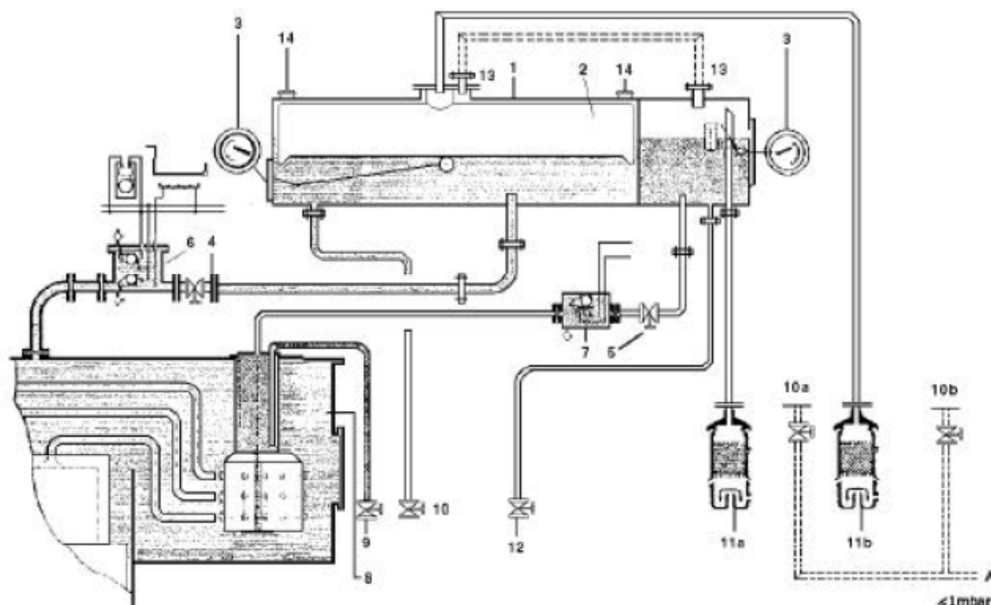
Considerando que, sob a acção da temperatura, o volume de óleo varia 0,075% por grau Celsius e tendo em conta as variações extremas de temperatura, deve dar-se ao conservador um volume aproximado de 10% do volume total de óleo [4]. É assim possível manter o nível de óleo acima da tampa em qualquer circunstância. Para evitar qualquer acidente grave, os conservadores são ainda dotados de indicador de nível de óleo, que pode ser equipado com contactos que accionarão alarmes no caso de o nível do óleo descer ou subir exageradamente.

A variação do volume de óleo no conservador com a temperatura é compensada com a entrada e saída de ar do conservador, por tubo ligado ao exterior através de um depósito de sílica gel para absorção da humidade presente nessa massa de ar ("secador de ar"). Esse ar poderá ficar ou não em contacto com a superfície de óleo isolante no conservador, dependendo do tipo de conservador aplicado:

- Conservador normal - o óleo fica em contacto com o ar;
- Conservador equipado com balão - o ar não entra em contacto com o óleo isolante, sendo o volume de compensação preenchido por membrana estanque tipo "balão" (conforme esquema da Fig. 2.14).

Os conservadores do tipo balão equipam todos os transformadores instalados na RNT desde meados da década de 90, sendo incluída a sua montagem em transformadores mais antigos sempre que se procede a operações de recondicionamento do transformador.

A utilização do balão permite retardar o envelhecimento do óleo. Uma vez que o óleo não entra em contacto com o ar, eliminam-se ou reduzem-se os efeitos da oxidação nos isolantes do transformador. Com a aplicação deste tipo de conservador é também impedida a absorção da humidade presente no ar exterior. Essa redução da contaminação do óleo por humidade permite preservar as suas características dieléctricas e minimizar os efeitos da humidade no transformador. Por precaução contra uma eventual ruptura da membrana do balão, o interior deste comunica com o ar exterior através de um secador de ar (sílica gel).



1	Conservador	8	Cuba do regulador de tensão em carga
2	Balão	9-10-12	Válvula de esvaziamento e amostragem
3	Nível	10a-10b	Tubagens e válvulas provisórias
4 - 5	Válvula de isolamento	11a-11b	Secador de ar
6	Relé Buchholz	13	Tubo de equilíbrio de pressão
7	Relé de protecção	14	Tomadas de purga de enchimento total

Fig. 2.14 Esquema do conservador tipo balão utilizado em transformadores da RNT [4]

Habitualmente o conservador dos transformadores divide-se em dois sectores, um dos quais de menor volume, destinado a compensar o volume de óleo do compartimento do ruptor (comutador do regulador em carga). Esta parte do conservador não é dotada de balão, possuindo válvulas e secador e ar independentes.

2.4 Óleo isolante

Para a generalidade dos transformadores, o óleo mineral é o meio mais eficiente para absorver o calor do núcleo e dos enrolamentos e transmiti-lo às superfícies exteriores,

arrefecidas naturalmente ou por circulação forçada. O óleo do transformador é também um componente fundamental no sistema de isolamento do transformador, aumentando a eficiência do isolamento sólido do transformador, através da penetração e preenchimento dos espaços entre camadas laminadas e impregnação dos materiais isolantes celulósicos após secagem e vácuo.

A facilidade de amostragem e análise do óleo isolante dá-lhe a funcionalidade adicional de meio de diagnóstico do estado do transformador, uma vez que estando em contacto com os principais componentes activos do transformador de potência, nele se irão reflectir os fenómenos térmicos e eléctricos associados a alterações de comportamento.

Um dos principais e mais frequentemente utilizados métodos de diagnóstico é a **análise de gases dissolvidos no óleo (DGA)**. Trata-se de um método não intrusivo que pode ser aplicado sem qualquer interferência com a operação do transformador. Esta técnica tem uma aceitação global, estando suportada por diversas normas internacionais quanto aos processos de recolha, análise e interpretação dos resultados ([9],[10]).

Outra técnica de diagnóstico baseada em análises ao óleo é a **análise de compostos furânicos**, que permite estimar a degradação do papel isolante do transformador a partir da detecção destes compostos ([11], [12], [13]).

O óleo poderá também exercer funções “terapêuticas”, actuando de forma benéfica sobre os materiais isolantes sólidos e enrolamentos, através da remoção de contaminantes e de humidade. Esta acção do óleo resulta da sua circulação por equipamentos de tratamento e regeneração. Estes processos, para além de serem realizáveis no local de instalação e não intrusivos, podem, em certas condições, ser aplicados com o transformador em serviço.

A quantidade de óleo isolante num transformador de potência pode representar cerca de 20 a 30% da sua massa total. Em termos do custo relativo, o óleo isolante é avaliado entre 5 e 10% do custo do transformador.

2.4.1 Tipos de óleo mineral isolante

Os óleos minerais isolantes são produtos obtidos pela refinação do petróleo, que permite atingir as propriedades desejadas para a sua particular aplicação. Os óleos isolantes são habitualmente classificados como parafínicos ou nafténicos, de acordo com o tipo de crude utilizado na refinação. De acordo com [14], os óleos nafténicos apresentam melhores propriedades a baixa temperatura e capacidade de dissolver subprodutos resultantes da oxidação, podendo diminuir a precipitação de sedimentos e lamas nos enrolamentos e bloqueios dos canais de circulação. Os óleos podem ainda ser classificados quanto ao grau de refinação (*standard*, *elevado*, *super*). As propriedades dos óleos isolantes novos devem obedecer, no mínimo, às prescrições da norma CEI 60296, que constitui um referencial nos países europeus.

A estabilidade do óleo à oxidação é um factor crucial na sua vida útil, dependendo da presença de antioxidantes. Estes podem ser componentes naturais no óleo (**óleos não inibidos**), ou aditivos sintéticos utilizados para reforçar o desempenho do óleo isolante (**óleos inibidos**). Existem também óleos cuja classe admite “vestígios” de inibidor até uma concentração máxima de 0,08% (*trace inhibited*). Em óleos inibidos a concentração de inibidor é também limitada, não devendo ultrapassar os 0,4%, conforme especificado pela mencionada norma CEI 60296.

Os processos de refinação permitem remover contaminantes do óleo como: enxofre, nitrogénio, metais pesados e compostos aromáticos [15]. No entanto, alguns destes compostos de enxofre actuam como inibidores naturais antioxidantes, pelo que nos processos de refinação de óleos não inibidos, nem todos os compostos de enxofre devem ser removidos [16]. Os óleos com défice destes produtos, nomeadamente aqueles sujeitos a um grau de refinação superior, podem ser compensados com a adição de inibidores de oxidação.

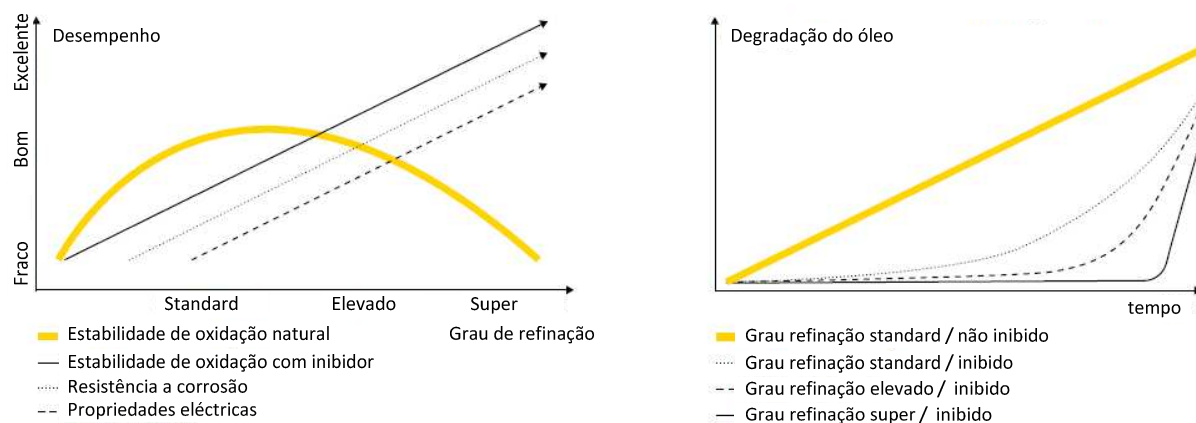


Fig. 2.15 Desempenho de óleos não inibidos e inibidos, com diferentes graus de refinação (adaptada de brochura do produtor de óleo isolante Nynas)

Na Fig. 2.15 pode comparar-se o desempenho esperado de óleos não inibidos e óleos inibidos, com vários graus de refinação. Quanto maior a refinação, menor a estabilidade à oxidação garantida pelo óleo base, sendo esta no entanto assegurada pelo aditivo inibidor antioxidante. A vantagem do óleo não inibido é permitir uma independência de aditivos no desempenho do óleo ao longo do tempo, sendo a sua degradação mais ou menos constante.

Os óleos inibidos apresentam melhores propriedades e desempenho mas exigem que se controle e garanta a presença do aditivo inibidor antioxidante, sendo que uma quebra deste, abaixo da concentração mínima recomendada, poderá originar uma degradação exponencial e repentina. Por outro lado, a presença de mais compostos químicos torna mais complexa a avaliação dos fenómenos de degradação química que ocorrem no transformador.

Os resultados de ensaios comparativos de estabilidade à oxidação, realizados em óleos de vários fabricantes e gamas, não inibidos e inibidos, podem ser observados na Fig. 2.16, em

termos de acidez total verificada. O ensaio foi realizado de acordo com a norma CEI 61125-C, com diferentes durações para óleos não inibidos (164 h a 120 °C) e inibidos (500 h a 120 °C). Apesar das diferenças de desempenho verificadas, todos cumprem os requisitos da norma CEI 60296, ou seja, evidenciam uma acidez total inferior a 1,2 mgKOH/g óleo.

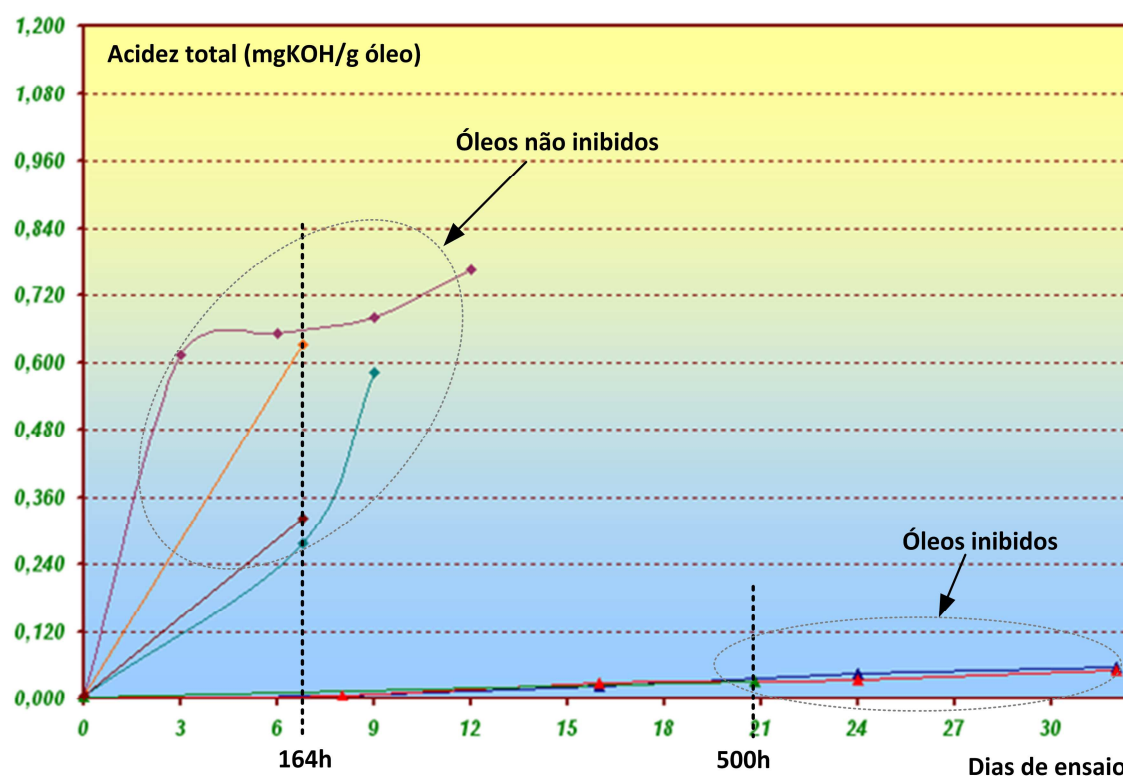


Fig. 2.16 Resultados de ensaio comparativo de estabilidade à oxidação (adaptada de apresentação Efacec na REN)

A especificação técnica dos transformadores da RNT prevê a utilização de óleos de origem nafténica, não inibidos. Para além das propriedades físico-químicas do óleo e do seu desempenho, a selecção e especificação de um tipo de óleo deve obedecer a critérios económicos e logísticos, quer do utilizador, quer dos fabricantes de transformadores.

2.4.2 Propriedades do óleo

A partir do momento da sua aplicação no enchimento dum equipamento, o óleo passa a ser considerado “usado”, sendo avaliado de acordo com a norma internacional CEI 60422 [17].

Para o cumprimento da sua função dieléctrica e de refrigeração, os óleos devem possuir e manter ao longo do tempo as seguintes características:

- Elevada rigidez dieléctrica para suportar as solicitações a que será submetido em serviço.
- Viscosidade suficientemente baixa de modo a não afectar a capacidade de circulação e transferência de calor.

- Propriedades, a baixa temperatura, adequadas às temperaturas mínimas expectáveis no local de utilização.
- Resistência à oxidação de modo a maximizar o tempo de vida útil.
- Não possuir efeito corrosivo para os materiais com que estará em contacto.

Em exploração, o óleo isolante poderá sofrer contaminação e envelhecimento por degradação das propriedades físico-químicas pelo efeito da temperatura, ar, humidade e partículas contaminantes.

Os principais contaminantes do óleo são a humidade (através do ingresso a partir da atmosfera ou pela formação de moléculas de água por degradação da celulose e do óleo) e partículas.

A avaliação da qualidade do óleo deve ser realizada periodicamente, através de um conjunto de ensaios físico-químicos e dieléctricos que permitem monitorizar o seu comportamento ao longo do tempo. De acordo com a norma CEI 60422, os ensaios podem ser classificados quanto à sua necessidade, agrupando-se nos seguintes tipos:

- **Ensaio de rotina**, que devem ser realizados periodicamente de forma a avaliar-se a evolução dos resultados.
- **Ensaio complementares**, cuja realização é recomendada com base nos resultados dos ensaios de rotina.
- **Ensaio especiais**, utilizados para caracterização do tipo de óleo, quando se verifique essa necessidade em circunstâncias especiais.

2.4.3 Ensaio de Rotina

Os ensaios de rotina devem ser realizados com uma periodicidade de 1 a 4 anos, de acordo com os critérios do utilizador, tendo em conta o nível de tensão, estado, idade e importância do equipamento. Este grupo de ensaios inclui a avaliação dos seguintes parâmetros:

1. Cor e aspecto (teste de acordo com ISO 2049)

Esta avaliação é baseada na comparação da amostra com padrões de cor, segundo a escala ISO 2049 (0 a 8). Um óleo claro e límpido, sem contaminação visível, é considerado bom. Um óleo escuro e/ou de aspecto turvo é considerado em mau estado, necessitando aprofundar a sua caracterização de degradação.

2. Tensão disruptiva (teste de acordo com CEI 60156)

Avalia a capacidade dieléctrica do óleo pelo registo do valor de tensão que provoca o contornamento entre dois eléctrodos imersos no óleo com distâncias e geometria normalizadas. O valor a considerar corresponde à média de 6 medições realizadas na mesma amostra.

3. Teor de água (teste de acordo com CEI 60814)

Determina o conteúdo absoluto de humidade presente no óleo, expresso em mg/kg. O teor de água no óleo representa apenas uma pequena parte da humidade presente no transformador, estando a maior quantidade presente nos papéis e cartões isolantes. Assumindo condições de equilíbrio da humidade relativa papel-óleo, a norma recomenda valores limite de teor de água corrigidos para uma temperatura média do óleo de referência de 20 °C no momento da colheita, através da aplicação dum factor $f = 2,24 \cdot e^{-0,04 \cdot T}$ ao valor medido em laboratório, sendo T a temperatura do óleo no momento da recolha, em °C. Esta avaliação só será válida para $T > 20$ °C, considerando-se que a taxa de difusão da humidade é demasiado lenta para atingir o equilíbrio abaixo dessa temperatura. Sendo atingidos os valores-limite recomendados na norma, será aconselhável realizar um estudo mais profundo da humidade nos isolantes do transformador e do risco que representa para a exploração do mesmo.

4. Índice de acidez (teste de acordo com CEI 62021-1)

A formação de ácidos resulta de processos de oxidação dos materiais isolantes e é um sintoma significativo de envelhecimento do óleo com efeitos na aceleração do envelhecimento dos isolantes sólidos. O índice de acidez é expresso em termos de quantidade de hidróxido de potássio (mg de KOH) necessário para a neutralização de 1 g de óleo (mg KOH/g óleo).

5. Factor de dissipação dieléctrica (tg δ) a 90 °C (teste de acordo com CEI 60247)

Este ensaio avalia o comportamento dieléctrico do óleo, sendo bastante sensível à presença de contaminantes. Quanto o óleo apresenta valores elevados para este parâmetro, os valores da tg δ e da resistência de isolamento dos enrolamentos poderão estar afectados, podendo ser verificados com ensaios eléctricos. Em alternativa ou complemento do ensaio de tg δ , pode ser realizada a medição da resistividade do óleo.

6. Quantificação de aditivo inibidor antioxidante (teste de acordo com CEI 60666)

Deve ser um ensaio de rotina para óleos minerais isolantes do tipo inibido. O aditivo utilizado é o 2,6-di-tert-butyl-paracresol (DBPC), de aplicação comum neste tipo de óleos. Na RNT existem poucos transformadores com óleo inibido, pelo que este ensaio é pouco expressivo.

Os resultados dos ensaios de rotina permitem estabelecer periodicamente um diagnóstico do estado do óleo isolante, com base nos critérios expostos na Tabela 2.3.

Tabela 2.3 Critérios para avaliação do estado do óleo isolante de equipamentos em serviço [17]

Propriedade	Categoria Transf.*	Avaliação		
		“Bom”	“Razoável”	“Mau”
Cor e aparência	Todas	Claro e límpido	-	Escuro e/ou turvo
Tensão disruptiva (kV)	O, A	> 60	50-60	<50
	B	> 50	40-50	<40
Teor de água (mgH2O/kg) - corrigido para 20 °C	O, A	< 5	5 - 15	> 15
	B		5 - 10	> 10
Índice de acidez (mgKOH/g óleo)	O, A	< 0,10	0,10 - 0,20	> 0,20
	B		0,10 - 0,15	> 0,15
Factor de dissipação dieléctrica (tg δ) a 90 °C	O, A	< 0,10	0,10 - 0,50	> 0,50
	B		0,10 - 0,20	> 0,20
Teor de inibidor antioxidante (onde aplicável)	Todas	a) < 60 % do valor original e índice de acidez ≤ 0,06 mgKOH/g _{óleo} e IFT ≥ 30 mN/m => repor inibidor b) < 40 % do valor original e índice de acidez > 0,06 mgKOH/g _{óleo} e IFT < 30 mN/m => regenerar óleo e reinibir ou substituição		

*Categorias de transformadores de potência, conforme CEI 60422:

O = $U_N \geq 400\text{ kV}$; A = $170\text{ kV} < U_N < 400\text{ kV}$; B = $72.5\text{ kV} < U_N \leq 170\text{ kV}$

2.4.4 Ensaios complementares

Para complementar o diagnóstico do estado do óleo, a norma CEI 60422 prevê também a realização dos seguintes ensaios:

1. Sedimentos e lamas (teste de acordo com CEI 60422)

Consiste na quantificação destes produtos de degradação e contaminação dos isolantes. A precipitação de lamas é um efeito da oxidação avançada do óleo isolante. Caso se detectem depósitos de sedimentos ou lamas superiores a 0,02% de massa, é recomendável a execução de medidas correctivas. A presença de sedimentos e/ou lamas pode alterar as propriedades eléctricas do óleo, e os depósitos podem entravar o sistema de refrigeração, promovendo assim a degradação térmica dos materiais isolantes.

2. Tensão interfacial - IFT (teste de acordo com ASTM D971-99a)

Ensaio que permite detectar a presença de produtos contaminantes polares e produtos resultantes da degradação dos isolantes. Esta propriedade tem como característica uma rápida evolução numa fase inicial de degradação, estabilizando num patamar em que esta ainda é moderada. Corresponde à força necessária para puxar um pequeno anel ao longo do interface óleo-água, expressa em mN/m. A norma recomenda este ensaio como complementar, devendo o seu resultado, em caso de obtenção de valores próximos dos limites aceitáveis, ser interpretado em conjunto com outros parâmetros, tais como a

presença de sedimentos, lamas e índice de acidez. Para um valor de IFT superior a 28 mN/m, o óleo é considerado bom; entre 22 - 28 mN/m, será razoável e abaixo de 22 mN/m, o óleo estará em mau estado, recomendando-se um aprofundar da avaliação.

3. Partículas (teste de acordo com CEI 60970)

A presença de partículas em suspensão pode traduzir-se numa importante redução da rigidez dielétrica do óleo, em função da concentração, tipo e forma de partículas. Em caso de valores de contaminação elevados, os valores devem ser confrontados com resultados da rigidez dielétrica do óleo antes de se adoptarem medidas correctivas. Em transformadores de potência, a sua determinação antes da entrada em serviço é recomendável, para constituir valores de referência na análise posterior da evolução das propriedades do óleo.

2.4.5 Outros ensaios

Em circunstâncias especiais, para investigação, caracterização de um tipo ou definição de patamares de referência, a norma prevê ainda a realização dos seguintes ensaios:

1. Estabilidade à oxidação (teste de acordo com CEI 61125)

Esta propriedade é definida como a resistência à formação de compostos ácidos, lamas e compostos que influenciem o factor de dissipação dielétrica ($\text{tg } \delta$) sob condições (tempo, temperatura) especificadas. Poderá ser utilizado este ensaio para avaliar a vida útil restante de um óleo usado, embora o método seja normalizado para óleos novos, pelo que a interpretação dos resultados poderá variar.

2. Ponto de inflamação (teste de acordo com ISO 2719)

Um valor de ponto de inflamação baixo pode indiciar a presença de produtos voláteis no óleo, devido a contaminação de solventes ou resultante de actividade continuada de descargas eléctricas.

3. Compatibilidade de óleos isolantes

A necessidade de misturar óleos isolantes novos com óleos em serviço, de origem diferente, pode ser satisfeita garantindo as seguintes condições, de acordo com a já citada norma CEI 60422:

- Em óleo usado classificado como “bom”, pode ser realizada a mistura de até 5% (em quantidade) de óleo novo (em conformidade com a norma CEI 60296).
- No caso de estudo de compatibilidade, que consistirá, no mínimo, na análise do factor de dissipação eléctrica, índice de acidez, ponto de fluidez e estabilidade à oxidação, pode ser utilizada a mistura com resultado aceitável. Os componentes da mistura serão considerados compatíveis caso as características da mistura não

sejam inferiores ao pior dos dois componentes. O estudo deve ser efectuado sobre uma mistura realizada na mesma proporção da aplicação prevista ou, caso seja desconhecida, numa proporção 50%/50%.

4. Ponto de fluidez (ISO 3016), Massa volúmica (ISO 3675) e Viscosidade (ISO 3104)

São propriedades físicas do óleo, sendo estes ensaios essencialmente para caracterização do tipo de óleo.

5. Detecção de enxofre corrosivo (teste de acordo com DIN 51353 / CEI 62535)

Nos últimos anos têm sido referenciados certos óleos como potencialmente corrosivos, contribuindo para a formação de sulfureto de cobre nos enrolamentos. Este fenómeno tem sido apontado como causa de falhas graves em transformadores de potência ocorridas a nível mundial nos últimos anos [16]. Este assunto tem sido alvo de diversos estudos e debate internacional, tendo sido desenvolvidos recentemente novos procedimentos de ensaios com vista a determinar a corrosividade do óleo, como alternativa aos procedimentos indicados na norma CEI 60422 (método DIN 51353), que resultaram na publicação da norma CEI 62535, com um novo método de ensaio de enxofre corrosivo. Complementarmente, têm sido propostos ensaios adicionais para detecção de aditivos, não declarados pelos fabricantes do óleo, identificados como agentes que potenciam a corrosividade do óleo, tais como o “*dibenzyl disulfide*” (DBDS), entre outros [18].

6. Detecção de cloro e PCBs (teste de acordo com CEI 61619)

O bifenil policlorado, em geral conhecido por PCB, é um composto químico que pode dar origem a diversos derivados (os PCBs) de elevada toxicidade e persistência ambiental, considerados perigosos para o meio ambiente e para a saúde humana. Durante vários anos, os PCBs tiveram larga aplicação em fluidos dieléctricos utilizados em transformadores e outros equipamentos eléctricos. O seu uso em novos equipamentos foi banido por acordo internacional em 1986 [17]. No entanto, o uso de instalações comuns de manuseamento de óleo fez com que a sua presença se alastrasse a óleos isolantes minerais, por contaminação.

Sempre que ocorre a manipulação de óleo através de instalações, equipamentos ou depósitos não controlados, poderá haver risco de contaminação, devendo por isso ser realizada a detecção de PCBs.

Em caso de detecção, o equipamento em causa deverá ser alvo de descontaminação. A REN atingiu a meta de descontaminação e eliminação global de PCBs nas suas instalações no ano de 2007, através da aplicação de processos de desalogenação dos PCBs contidos no óleo de dois transformadores de potência desclassificados.

2.4.6 Caracterização inicial do óleo isolante

Na Tabela 2.4 apresentam-se os requisitos mínimos que o óleo deve cumprir após o enchimento final e antes da entrada em serviço, de acordo com [17]. É importante caracterizar, o mais completamente possível, as propriedades do óleo antes e imediatamente após a entrada em serviço do equipamento, de forma a criar uma linha de referência que irá auxiliar o utilizador nos diagnósticos futuros, com base nas análises ao óleo isolante.

Tabela 2.4 Requisitos mínimos recomendados para óleos minerais isolantes em equipamentos novos

Propriedade	Requisito
Aspecto	Límpido, livre de materiais em suspensão
Cor (escala ISO 2049)	< 2,0
Tensão disruptiva	≥ 60 kV
Teor de água	< 10 mg/kg
Índice de acidez	< 0,03 mg HOH/g
Factor de dissipação dieléctrica	< 0,01 (tg δ a 90 °C / 50 Hz)
Resistividade a 90 °C	≥ 60 GΩm
Ensaio de estabilidade à oxidação - Óleo não inibido: 164 h/120 °C - Óleo inibido: 500 h/120 °C	Índ. acidez < 1,2 mg HOH/g Depósitos < 0,8% tg δ a 90 °C / 50 Hz) < 0,01
Tensão interfacial	≥ 35 mN/m
Conteúdo de PCBs	não detectável (< 2 mg/kg)
Partículas*	de acordo com CEI 60422-Anexo B

*para constituir valor de referência

2.5 Componentes do transformador de potência

O transformador de potência pode ser visto como um sistema de diversos componentes, sendo o seu desempenho global afectado pelo comportamento de cada um. Os componentes principais e seus subcomponentes, com influência na vida útil e no desempenho do transformador, apresentam-se no diagrama da figura Fig. 2.17, representados como um sistema “em série”.

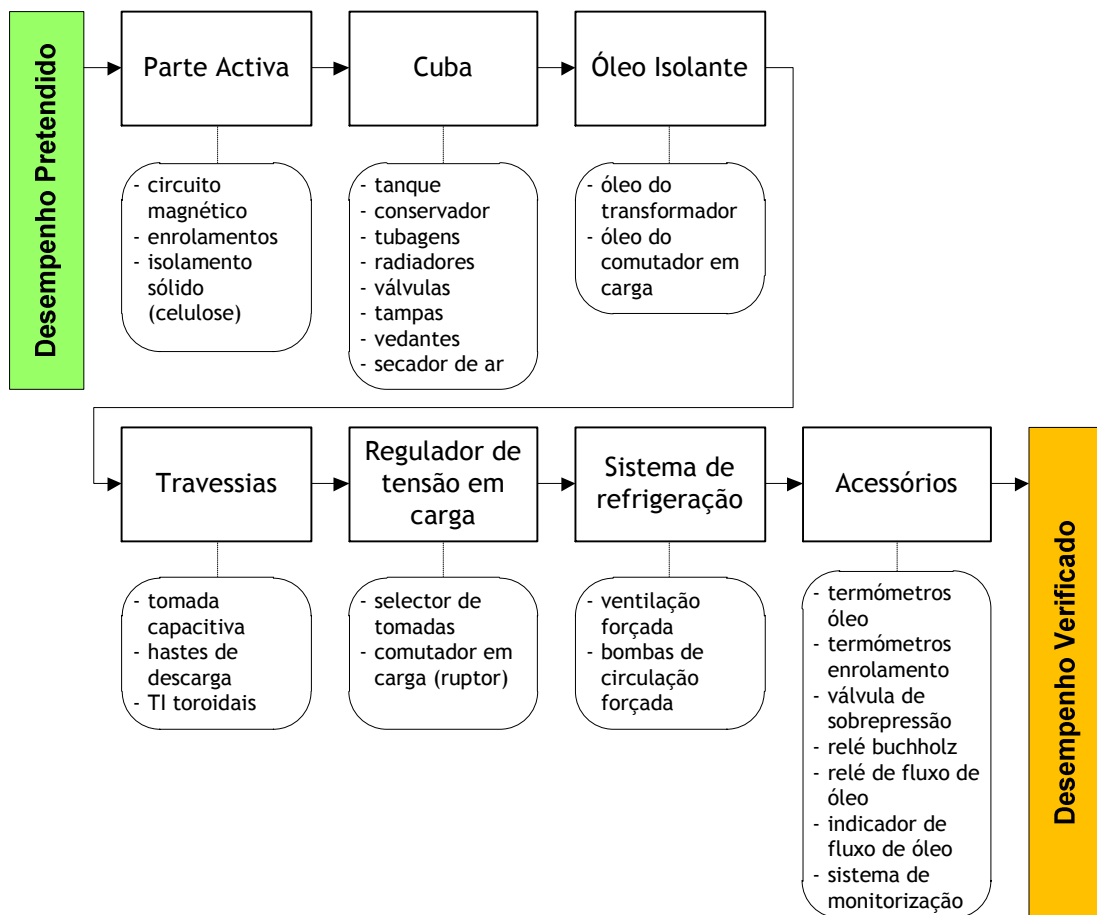


Fig. 2.17 Síntese de componentes dum transformador de potência

O comportamento de cada componente deste sistema poderá ter diferentes efeitos e consequências para o transformador, que se podem traduzir como:

- **Envelhecimento**, com degradação das propriedades dieléctricas, mecânicas e térmicas do transformador.
- **Anomalia**, sem impacto imediato na continuidade de serviço, mas com consequências no desempenho a médio/longo prazo (e.g. fuga de óleo isolante).
- **Defeito**, com impacto imediato ou no curto prazo na disponibilidade do transformador (e.g. saída de serviço por actuação de protecção própria do transformador).
- **Falha**, que resulta na necessidade de remover o equipamento de serviço para investigação, reparação ou substituição (e.g. alarme *Buchholz* devido a problemas nos contactos do selector de tomadas).
- **Fim de vida útil**, em que se atingiu um estado que implica um risco de exploração não aceitável, ou na consequência de ocorrência de falha grave cuja reparação não é viável em termos técnico-económicos.

Uma descrição mais detalhada dos equipamentos e acessórios “externos” do transformador será apresentada no próximo capítulo, onde se descreve a sua funcionalidade, tecnologia e possíveis impactos no desempenho e vida útil do transformador.

Capítulo 3.

Componentes e acessórios para transformadores de potência

3.1 Travessias

3.1.1 Definição e tipos de travessias

As travessias de transformadores de potência são componentes que garantem o isolamento entre na zona de passagem dos condutores exteriores para os condutores interiores de ligação aos enrolamentos. Têm como função o controlo da distribuição radial e axial do campo eléctrico no interior e exterior da travessia.

A sua aplicação encontra-se ilustrada na Fig. 3.1.

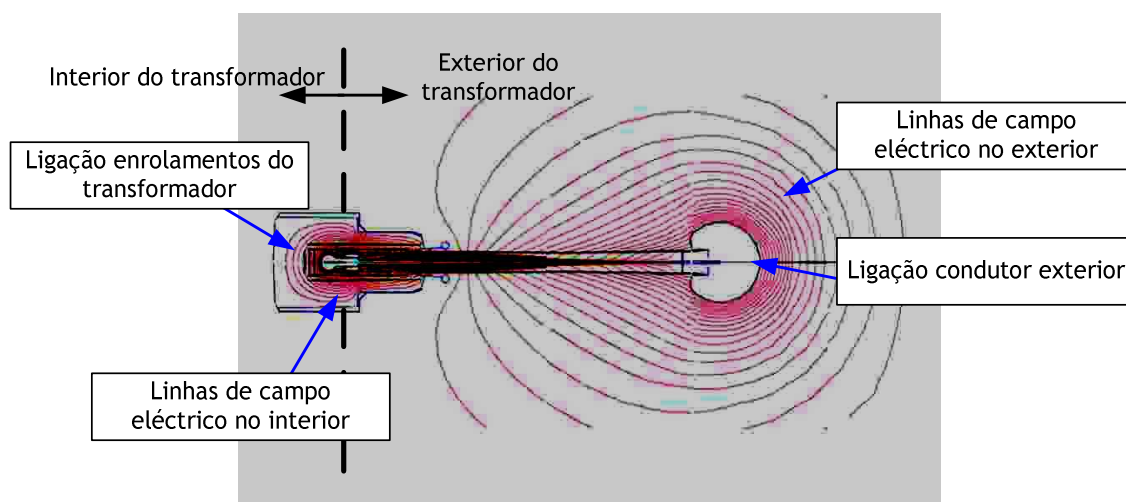


Fig. 3.1 Aplicação de uma travessia e linhas de campo eléctrico (adaptado de apresentação do fabricante de travessias HSP)

As travessias classificam-se de acordo com a construção como sendo:

1. Tipo capacitivo

- Isolamento “OIP” (*oil impregnated paper*) - camadas de papel impregnado a óleo.
- Isolamento “RBP” (*resin bonded paper*) - camadas de papel baquelitizado.
- Isolamento “RIP” (*resin impregnated paper*) - papel impregnado com resinas epóxicas.

2. Tipo não-capacitivo

- Núcleo interior com camadas isolantes, sólido e líquido.
- Massa sólida de material isolante (porcelana, silicone).
- Enchimento a gás (SF₆).

A Fig. 3.2 ilustra os diferentes tipos de corpos isoladores de travessias do tipo capacitivo.

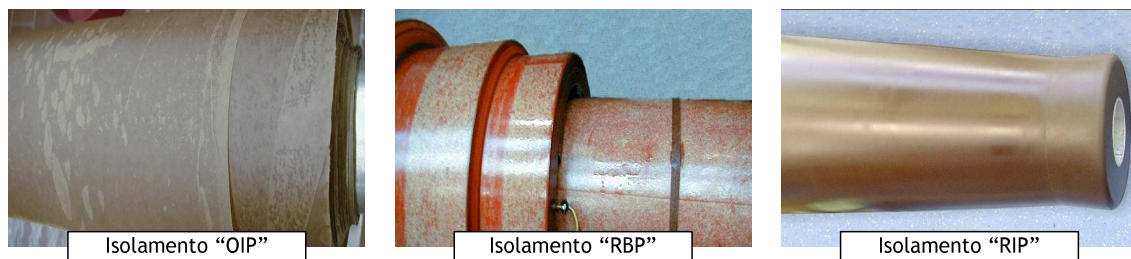


Fig. 3.2 Tipos de corpos isoladores de travessias (adaptado de apresentação do fabricante de travessias HSP)

O fabrico de travessias “RBP” foi praticamente abandonado devido a problemas registados de alta actividade de descargas parciais, reduzindo a sua fiabilidade; actualmente, a oferta dos fabricantes de travessias para transformadores de potência de exterior está praticamente limitada a travessias “OIP” e “RIP”.

Tabela 3.1 Tabela comparativa das características das travessias com isolamento “OIP” e “RIP”

Solução OIP	Solução RIP
= Temperatura de funcionamento máxima 105 °C (isolamento classe A) - Possibilidade de fugas de óleo isolante - Necessita revestimento completo - Inflamável - Posições de montagem limitadas - Cuidados especiais com o transporte, manuseamento e armazenagem - Necessita suporte mecânico - Isolador externo - apenas disponível em porcelana + Fabrico mais económico e preço inferior	+ Temperatura de funcionamento máxima 120 °C (isolamento classe A) + Sistema estanque a gases e óleo + Sem fugas de óleo isolante + Não necessita de revestimento para terminal do transformador + Não inflamável + Permite qualquer posição de montagem + Facilidade de transporte, manuseamento e armazenagem + Alta estabilidade mecânica + Permite exploração de emergência com isolador externo danificado + Permite utilização de isolador externo compósito - Custos de produção mais elevados

Para além do corpo isolador principal, há outros aspectos construtivos a considerar, tal como ilustrado na Fig. 3.3:

- Tipo de isolador externo: porcelana ou compósito.
- Tipo de terminal (“cone”) do lado do transformador: porcelana ou resinas epóxicas.
- Tipo de isolamento complementar, entre o corpo isolante e o isolamento externo: óleo, gás ou material sólido “seco”.

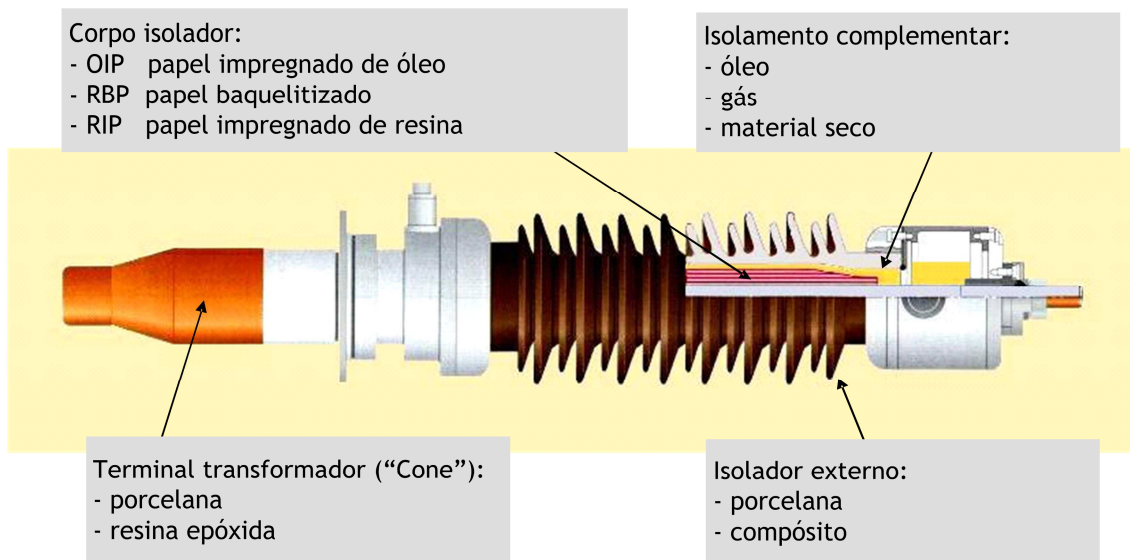


Fig. 3.3 Aspectos construtivos de travessias (adaptado de apresentação do fabricante de travessias HSP)

3.1.2 Travessias do tipo capacitivo

Dada a sua aplicação geral nas travessias de níveis de tensão de serviço mais elevados de todos os transformadores de potência da RNT (400, 220, 150 e 63 kV), serão destacados os aspectos mais relevantes das travessias do tipo capacitivo. A utilização de travessias de tipo não-capacitivo, nestes transformadores, limita-se às ligações dos enrolamentos terciários, de 10 ou 20 kV, não sendo componentes tão críticos dada a reduzida solicitação dielétrica. O esquema de uma travessia de tipo capacitivo apresenta-se na Fig. 3.4.

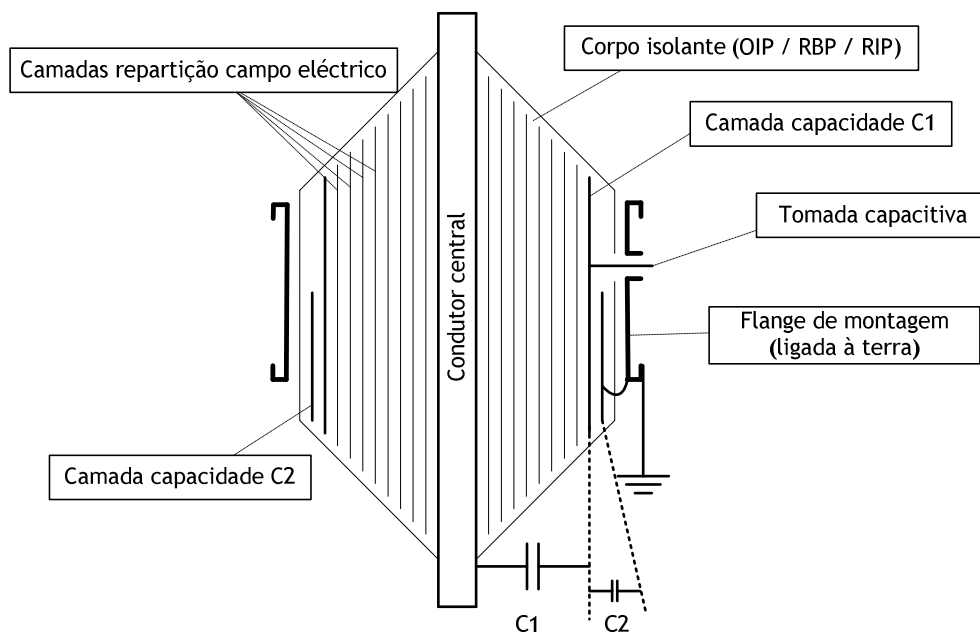


Fig. 3.4 Esquema interior de travessia de tipo capacitivo

A travessia capacitiva consiste numa série de condensadores concêntricos, distribuídos entre o condutor central que a atravessa e a flange de montagem, ligada à terra. A travessia é caracterizada por dois valores de capacidade:

- C1 - capacidade principal entre o condutor e a camada C1 ligada à tomada capacitiva que permite efectuar a ligação dos equipamentos de ensaio; traduz o valor da capacidade em série, correspondente às diversas camadas de distribuição do potencial.
- C2 - capacidade entre a tomada capacitiva (ligada à camada C1) e a camada C2 (com ligação permanente à terra). A camada C2, representada na Fig. 3.4, poderá não existir em certas travessias para tensões mais baixas, sendo a capacidade C2 a que corresponde ao isolamento entre C1 e a flange de montagem da travessia. A tomada capacitiva está normalmente ligada à terra através de tampa adequada, pelo que a capacidade C2 não está sob solicitação dieléctrica em situação normal.

A tomada capacitiva ilustrada na Fig. 3.5, permite efectuar as medições de capacidade e factor de dissipação dieléctrica da travessia, bem como a adaptação de sistemas de monitorização em serviço das travessias. É fundamental assegurar que a tampa da tomada fica correctamente colocada, garantindo a ligação de C1 à terra. De outro modo, a travessia funcionaria como um divisor de tensão entre C1 e C2, havendo a possibilidade de surgimento de tensões elevadas - até cerca 50% da tensão de serviço - na tomada capacitiva que não possui essa capacidade de isolamento, podendo resultar numa explosão da travessia.

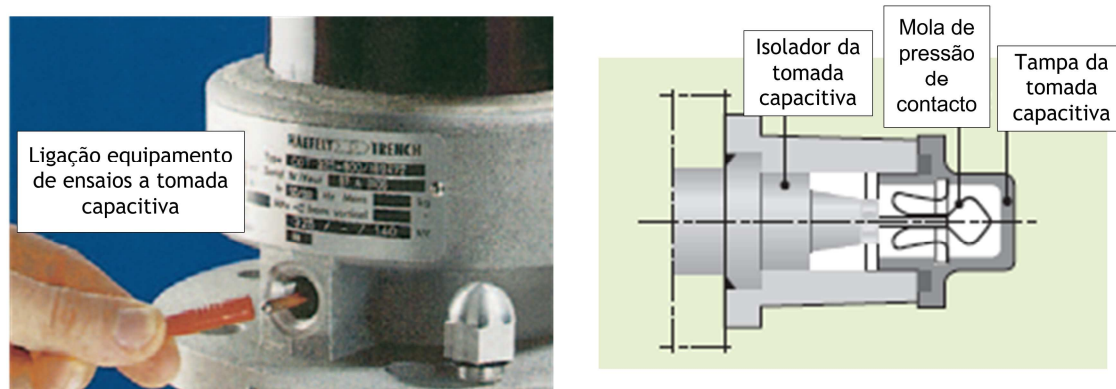


Fig. 3.5 Tomada capacitiva de travessias (adaptado de catálogos de travessias *Trench*)

3.1.3 Travessias para os transformadores da RNT

Os transformadores da RNT têm instaladas travessias com os vários tipos de isolamento (“RBP”, “OIP”, “RIP”). A partir de 2002 e tendo em consideração as vantagens apresentadas pela utilização de travessias do tipo “RIP”, nomeadamente nos riscos de fugas de óleo e riscos de explosão e incêndio no caso de defeitos internos, foi especificada a utilização generalizada deste tipo de travessias para todas as máquinas a adquirir.

Com a adopção deste novo tipo de travessias considerou-se não ser essencial a instalação de sistemas de extinção de incêndio, que vinham a ser instalados em todos os transformadores de 400 kV, uma vez que estas travessias não são inflamáveis, eliminando-se uma das principais causa de incêndios em transformadores.

Os isoladores externos destas travessias (RIP) passaram a ser do tipo compósito, o que complementou esta opção com as vantagens das características de hidrofobicidade e bom comportamento sísmico associados a este tipo de isoladores.

A uniformização do tipo de travessias permite otimizar as unidades de reserva e garantir a intermutabilidade entre transformadores do mesmo tipo.

Para a generalidade dos transformadores em serviço, tendo em conta a evolução da rede e dos equipamentos instalados desde o início da sua constituição, verifica-se ainda uma variedade significativa de modelos instalados em serviço. Para estas unidades, sempre que é detectada alguma situação anómala em ensaios associados à manutenção preventiva dos equipamentos, que obrigue à sua substituição, é necessário efectuar estudos de compatibilidade com as unidades de reserva existentes, que ofereçam as mesmas características funcionais. A substituição por essas unidades pode mesmo obrigar à realização de adaptações na fixação e ligações ao transformador.

As características a verificar para análise de compatibilidade são essencialmente:

- Tensão de serviço.
- Tensão de impulso (BIL).

- Corrente estipulada.
- Linha de fuga.
- Altura da travessia.
- Dimensões do “cone”.
- Dimensões e furação da flange de fixação.
- Diâmetro interior do tubo central.
- Diâmetro do terminal de ligação exterior.
- Tipo de ligação ao transformador (cabo, condutor rígido fixo).
- Posição de montagem.

3.1.4 Defeitos e anomalias típicas

A degradação do estado das travessias reflecte-se na perda de propriedades dieléctricas, que se podem dever ao ingresso de humidade, perdas de óleo ou contaminação dos isolantes. Os efeitos da degradação reflectem-se no aparecimento de descargas parciais e na alteração dos parâmetros dieléctricos, nomeadamente o factor de dissipação dieléctrica ($\tan \delta$) e os valores de capacidade C1 e C2.

A falha dieléctrica de uma travessia é extremamente crítica, podendo originar uma falha catastrófica do próprio transformador, devido ao risco de incêndio associado. Muitos incêndios ocorridos em transformadores de potência resultam da ocorrência de defeitos em travessias. Deve realizar-se periodicamente um conjunto de ensaios eléctricos às travessias e acompanhar a evolução das propriedades dieléctricas. Uma vez que os ensaios no terreno se realizam a tensão reduzida, há sempre uma limitação no diagnóstico face às condições reais de solicitação dieléctrica a que estará sujeita em serviço. Surgem assim, como alternativas interessantes, os sistemas de monitorização “on-line” de travessias, que através da medição contínua da tensão na tomada capacitiva e/ou da corrente de fugas nesse ponto, permitem detectar instantaneamente qualquer alteração relevante das propriedades dieléctricas da travessia e actuar de forma atempada, evitando falhas maiores.

3.2 Regulador de tensão em carga

Para assegurar um valor de tensão disponibilizada dentro de determinados limites, compensando a variação dos valores de carga a cada momento, há a necessidade de regulação de tensão dos transformadores. Essa regulação é garantida pela variação da relação do número de espiras nos enrolamentos. Nos transformadores de potência da RNT, esta regulação de tensão é realizada em carga, permitida pela utilização de reguladores de tensão em carga.

Os enrolamentos onde é realizada a regulação são ligados a diversas tomadas que correspondem a um determinado número de espiras. A simples alteração da ligação de tomadas não é admissível, por interromper a corrente de carga desse enrolamento. Assim, é aplicado o princípio de ligar a tomada seguinte antes de desfazer a ligação anterior. Essa ligação é realizada através de impedância de transição, na forma de reactância ou de resistência, que irá permitir a transferência da corrente de carga de uma tomada para a outra, sem interrupção ou alteração apreciável da corrente de carga, conforme ilustrado na fig. 3.16. Essa impedância permite também limitar a corrente de circulação I_c , que resulta do fecho do circuito entre tomadas.

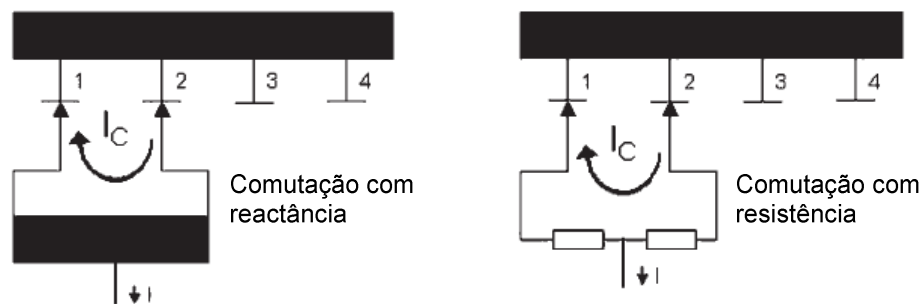


Fig. 3.6 Conceitos de comutação de tomada, através de reactância ou de resistência

Os reguladores com reactâncias de comutação não são tradicionalmente utilizados na Europa, sendo de aplicação generalizada, nos transformadores da RNT, os reguladores em carga imersos em óleo com resistências de comutação.

Os componentes principais do regulador de tensão em carga são o sistema de contactos para correntes de comutação e de carga, impedâncias de transição, engrenagens, sistema de acumulação de energia (molas) e accionamento do conjunto.

3.2.1 Esquemas típicos de regulação

A regulação de tensão em carga, no caso dos transformadores de potência da RNT, é realizada do lado do neutro do enrolamento de alta tensão, que é sempre ligado em estrela, sendo a ligação ao ponto de neutro realizada no próprio regulador de tensão em carga, no caso de transformadores trifásicos.

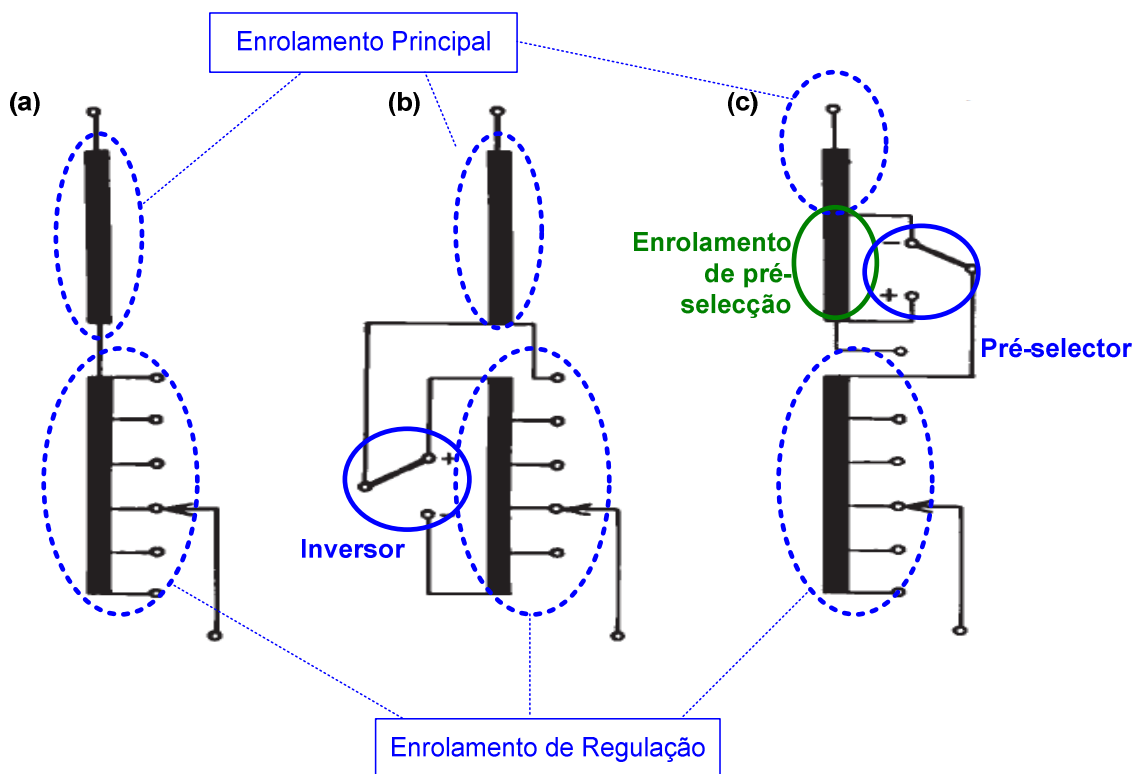


Fig. 3.7 Esquemas de regulação em carga: linear (a), inversor (b) e pré-selector (c)

O esquema de regulação poderá ser do tipo “linear”, com “inversor”, ou com “pré-selecção”, conforme ilustrado na Fig. 3.7. O esquema “linear” (a) é geralmente utilizado em transformadores com gamas de regulação moderadas, até um máximo de 20%. As espiras de regulação são adicionadas em série ao enrolamento AT principal, alterando a razão de transformação. A posição correspondente à tensão estipulada corresponde habitualmente à tomada intermédia.

A sequência de comutação para o tipo “inversor” (b) é semelhante à do tipo linear quando os contactos do inversor se encontram na posição ‘+’. Na posição ‘-’, as espiras da parte do enrolamento de regulação serão percorridas por uma corrente de sentido inverso, o que provoca uma redução da força electromotriz induzida no enrolamento regulado.

Nos reguladores com pré-selecção (c), a sequência de comutação é também semelhante à do tipo linear, existindo uma parte do enrolamento adicional de pré-selecção que é adicionado ao enrolamento primário quando os contactos do pré-selector se encontram na posição (+); na posição (-) é feito o *by-pass* a todo enrolamento de pré-selecção, pelo que essa comutação é feita apenas quando atingida a tomada extrema do enrolamento de regulação e exige a prévia comutação desse enrolamento para a tomada extrema oposta.

3.2.2 Funcionamento do regulador de tensão em carga

Para potências mais elevadas, o tipo de regulador em carga utilizado compreende um componente de comutação, habitualmente designado “ruptor”, e um componente de selecção, designado “selector de tomadas”. Esta variante é que equipa a todos os transformadores de potência da RNT. O seu princípio de comutação e *design* típico apresentam-se na figura 3.18.

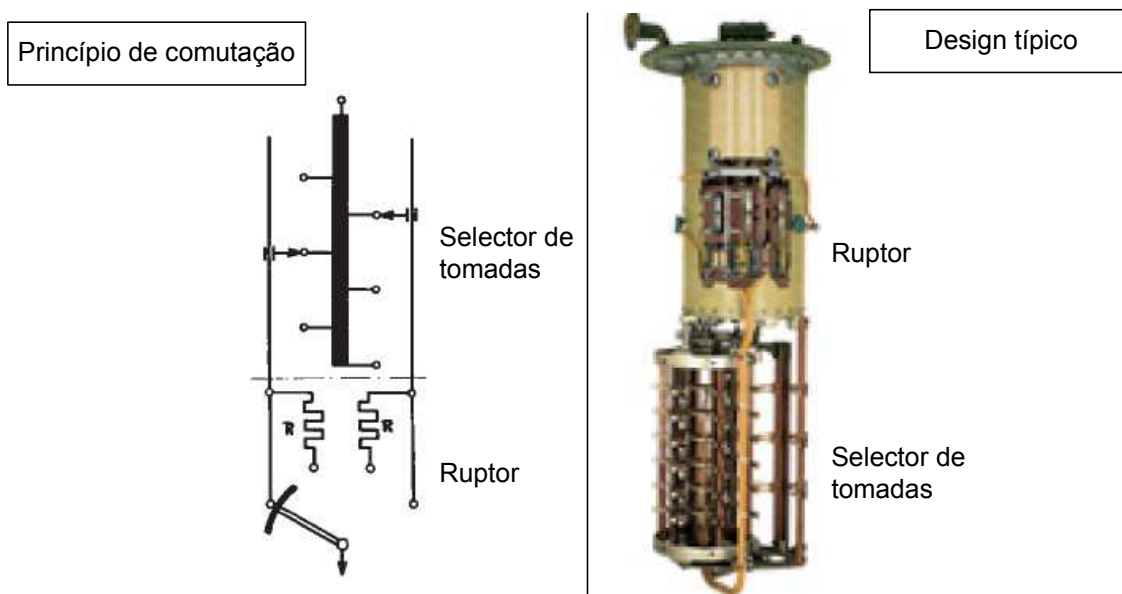


Fig. 3.8 Regulador de tensão em carga do tipo “ruptor + selector de tomadas” (adaptado de brochura do fabricante MR)

O funcionamento deste tipo de regulador compreende uma primeira etapa, em que é efectuada a selecção da tomada seguinte (sem carga) através do movimento do selector de tomadas (posições a - c, ilustradas na Fig. 3.9). Após essa passagem, o ruptor irá comutar, transferindo a corrente de carga da tomada inicial, para a tomada pré-seleccionada pelo selector (posições d - g, da Fig. 3.9). Os contactos do ruptor e as resistências de transição encontram-se imersos em cuba de óleo própria, normalmente bem isolada da cuba principal do transformador para evitar a contaminação do óleo isolante da cuba principal com gases e partículas produzidos na cuba do ruptor, inerentes ao seu funcionamento.

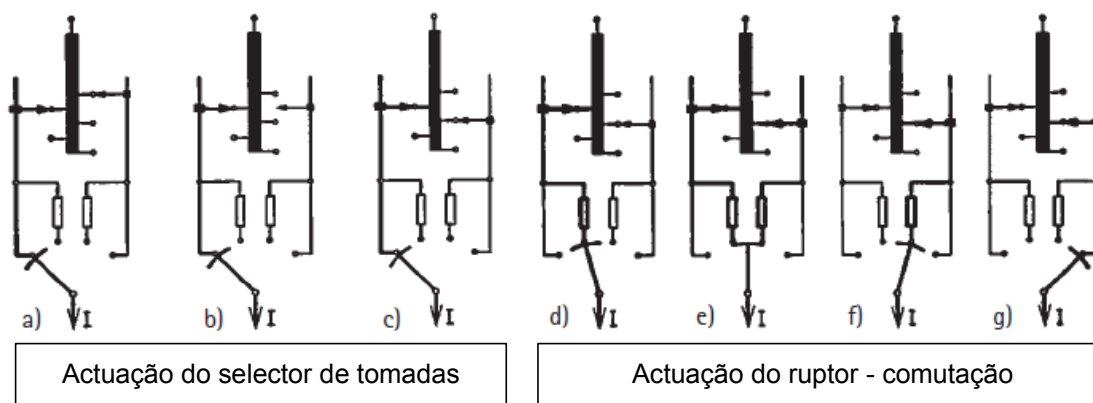


Fig. 3.9 Sequência de comutação de tomada (adaptado de brochura do fabricante MR)

O funcionamento do regulador em carga é assegurado por um mecanismo de comando. Este actua directamente sobre o selector de tomadas, através de engrenagens de transmissão, e simultaneamente tensiona o acumulador de energia (mola). Este acumulador, quando libertado, irá accionar o ruptor e provocar a comutação, independentemente do movimento do mecanismo de comando.

O tempo de comutação do ruptor é de cerca de 40 a 60 ms em equipamentos mais recentes, podendo atingir cerca de 100 ms nos modelos mais antigos.

Para potências mais baixas podem ser utilizados reguladores do tipo “*selector switch*”, que utilizam os mesmo contactos para o corte e selecção de tomada. O princípio de funcionamento é ilustrado na Fig. 3.10.

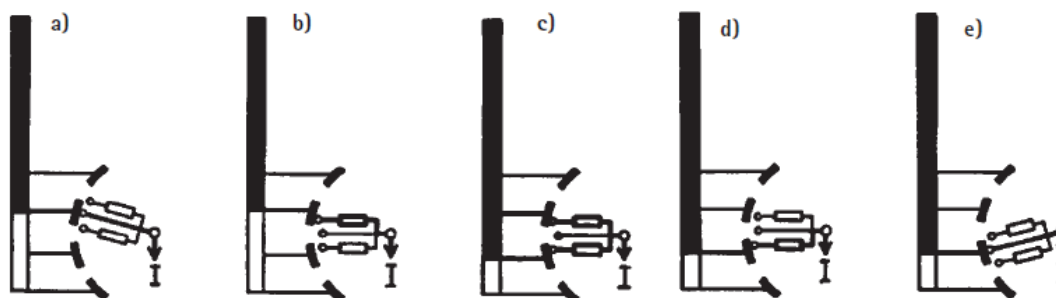


Fig. 3.10 Sequência de comutação de tomada, em regulador do tipo “*selector switch*” (adaptado de brochura do fabricante MR)

3.2.3 Sistema de regulação em carga

O regulador de tensão em carga é um sistema composto por vários componentes, representados na Fig. 3.11.

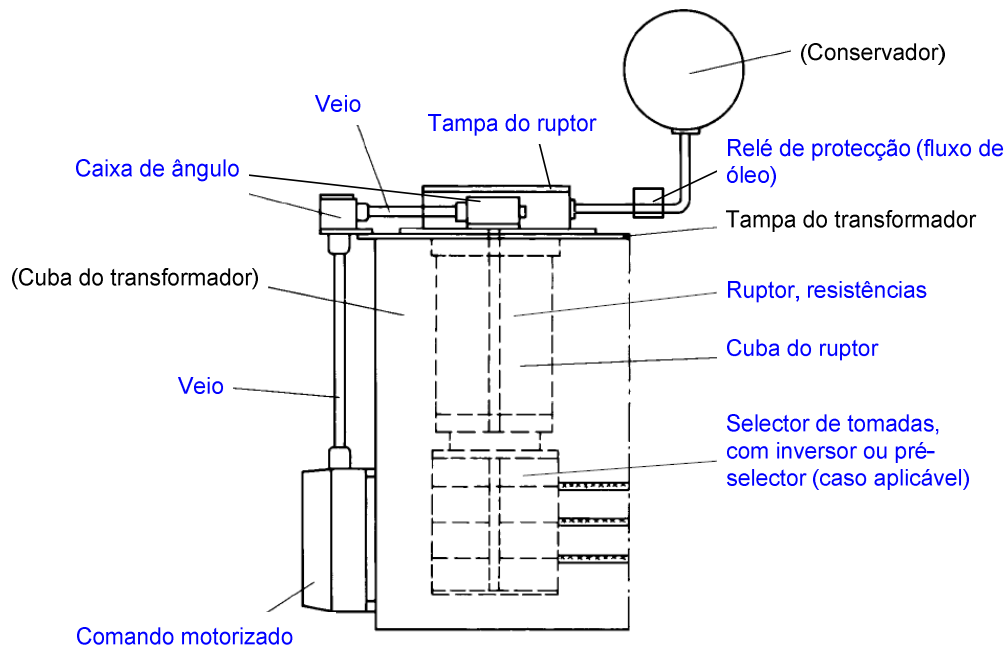


Fig. 3.11 Representação esquemática do sistema de regulação em carga (imagem adaptada de brochura do fabricante ABB)

Para além do selector de tomadas e do ruptor, destacam-se o sistema de accionamento mecânico, composto por uma unidade de comando motorizado, veios de transmissão, caixas de ângulo e uniões tipo *cardan*, relé de protecção (fluxo de óleo) e o sistema de preservação do óleo semelhante ao do transformador (conservador).

3.2.4 Comportamento do regulador de tensão em carga

Sendo o transformador de potência uma máquina genericamente “estática”, possui no seu regulador de tensão em carga um componente que está sujeito a movimentos sistemáticos e a esforços mecânicos que resultam do seu funcionamento. Nos transformadores da RNT, dependendo da sua localização, poderão ser realizadas até cerca de 5000 manobras por ano.

Tem também associado o normal desgaste dos contactos por consequência do arco eléctrico que se produz pela abertura e ligação de contactos a diferentes potenciais no momento da comutação. Esta solicitação tem reflexos no óleo isolante da cuba do ruptor, que terá uma tendência a degradar-se mais rapidamente, por acção do arco eléctrico, aquecimento das resistências e deposição de partículas da degradação dos contactos.

Actualmente verifica-se, especialmente para os equipamentos mais recentes, que as necessidades de manutenção periódica são impostas pela degradação do óleo isolante do ruptor, para verificação do seu estado de degradação e rigidez dieléctrica, e eventual substituição, tendo os componentes mecânicos do regulador uma degradação limitada, atendendo ao tipo de exploração de um transformador de rede.

Para reduzir as necessidades de manutenção, eliminando o factor de contaminação do óleo isolante, têm vindo a ganhar expressão no mercado os modelos que utilizam interruptores de vácuo para a comutação do ruptor. Este tipo de tecnologia é apresentado como livre de manutenção durante até 300.000 operações.

3.3 Sistema de arrefecimento

O arrefecimento do transformador obtém-se através da circulação natural do óleo passando pelos canais de refrigeração existentes no interior da parte activa e pelos permutadores de calor (radiadores) montados sobre a cuba principal no circuito de circulação do óleo.

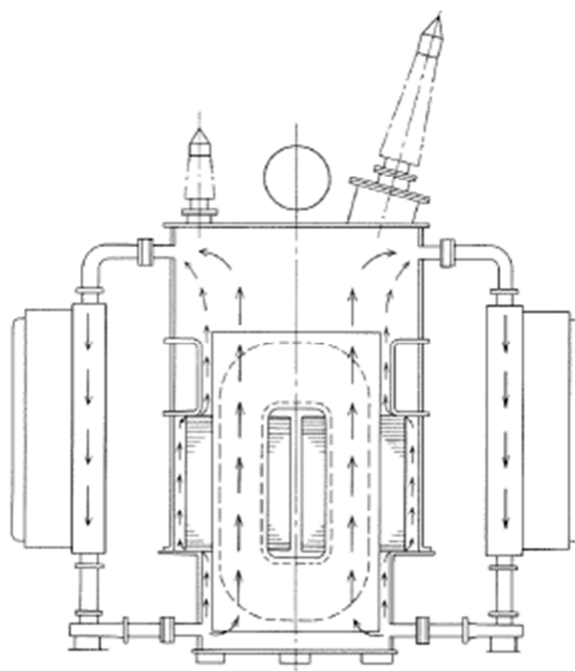


Fig. 3.12 Circuito de refrigeração de um transformador *shell* [2]

O sistema de arrefecimento dos transformadores da RNT pode ser identificado de acordo com o meio de arrefecimento interno e externo, e tipo de circulação a que são sujeitos, pelos códigos ONAN, ONAF e ODAF que possuem o seguinte significado:

- Meio de arrefecimento interno em contacto com os enrolamentos - “O” para óleo mineral isolante utilizado na generalidade dos transformadores de potência.
- Mecanismo de circulação para o meio de arrefecimento interno - “N” para circulação natural por termo-sifão através dos enrolamentos e radiadores; “D” para circulação forçada através dos radiadores e dirigida destes para os enrolamentos (utilização de bombas de circulação).
- Meio de arrefecimento externo em contacto com as superfícies do transformador - “A” para ar.

- Mecanismo de circulação para o meio de arrefecimento externo - “N” para convecção natural do ar; “F” para circulação forçada (utilização de ventiladores).

O regime de carga admissível dum transformador depende da capacidade de dissipação do sobreaquecimento que condicionará a temperatura do “ponto quente”. Assim, todos os componentes do sistema de refrigeração podem limitar a capacidade do transformador em caso de funcionamento anómalo. As consequências podem ser restrições de exploração, diminuindo a potência máxima admissível ou, quando tal não é possível, aceleração da taxa de envelhecimento térmico (de acordo com [19], esta duplica por cada aumento de 6 °C na temperatura do ponto quente), ou mesmo disparo dos disjuntores por actuação das protecções próprias do transformador, na situação extrema.

A título de exemplo, um transformador com sistema “ODAF” apresenta uma potência em “ONAN” de cerca de 60% da estipulada, ou seja, uma falha nos sistemas de circulação forçada impõe uma redução de 40% da potência disponível.

Os modos de falha do sistema de refrigeração poderão ser:

- Avaria de bombas e ventiladores (sistema de comando do arranque, desgaste do motor, falha de alimentação, inversão do sentido de rotação).
- Bloqueio de canais de refrigeração (contaminação, depósitos, válvulas impedidas, degradação dos radiadores).
- Degradação das propriedades de condução térmica do óleo isolante.

Nos transformadores com sistemas ONAF e ODAF podem ser implementados esquemas com vários patamares de funcionamento dos ventiladores e bombas, o que permite uma redução dos consumos energéticos, do ruído e da sobreintensidade de arranque do sistema.

O arranque dos sistemas de refrigeração ONAF e ODAF é activado automaticamente através da monitorização da temperatura do óleo e dos enrolamentos do transformador (utilização de termóstatos ou contactos auxiliares ajustáveis dos termómetros de temperatura de óleo e de enrolamento).

3.4 Acessórios

São instalados diversos acessórios de controlo, medição e protecção nos transformadores de potência, que permitem monitorizar o funcionamento e detectar situações anómalas. Estão-lhes normalmente associados alarmes, uma vez que dispõem de contactos electrificados. Alguns destes dispositivos possuem também circuitos que provocam o disparo

dos disjuntores do transformador quando operados, pelo que também se designam como protecções próprias do transformador.

É fundamental garantir o adequado funcionamento destes dispositivos, de modo a não condicionarem o desempenho do transformador com actuações intempestivas. Os circuitos de disparo, quando existem, estão localizados sobre o transformador, em zonas sujeitas a eventuais condições adversas de intempérie, pelo que exigem uma verificação periódica cuidada.

A especificação de índices de protecção mais elevados para os acessórios pode também revelar-se importante, verificando-se a existência de diferentes índices “IP” em vários acessórios dum mesmo transformador.

3.4.1 Indicação e controlo de temperatura

A temperatura de funcionamento do transformador é habitualmente controlada nos seguintes pontos, para os transformadores instalados na RNT:

- Temperatura do óleo superior - através da medição directa da temperatura do óleo superior, por imersão de sonda em bolsa de óleo alojada na tampa da cuba - este acessório designa-se termómetro de óleo.
- Temperatura do “ponto mais quente” do enrolamento - através da medição directa da temperatura do óleo superior, por imersão de sonda em bolsa de óleo alojada na tampa da cuba, combinada com o aquecimento verificado em elemento resistivo, proporcional à corrente do transformador, ajustada de acordo com parâmetros definidos pelo projecto e pelo ensaio de aquecimento do transformador, de modo a obter uma leitura da temperatura do “ponto mais quente” - este acessório designa-se termómetro de enrolamentos ou “imagem térmica”.

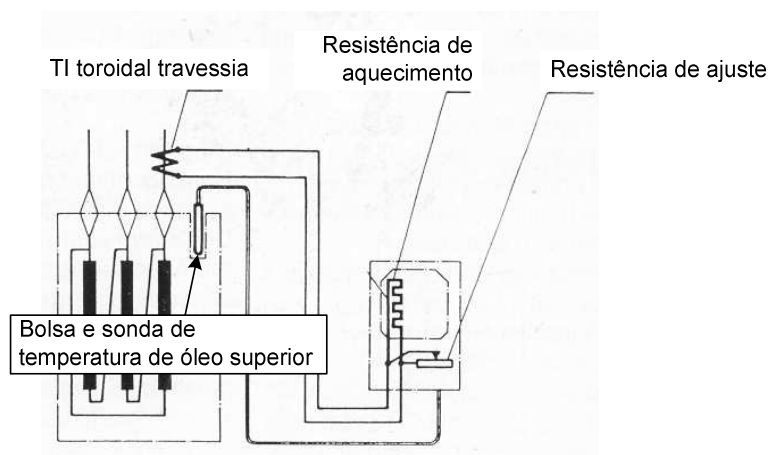


Fig. 3.13 Esquema de montagem de termómetro de “imagem térmica” (adaptado de manual de instruções de termómetro de enrolamentos *Qualitrol*)

Tanto os termómetros de óleo como os de imagem térmica possuem contactos auxiliares reguláveis. Permitem, assim, definir limites de temperatura para arranque e controlo do sistema de refrigeração, alarme e disparo do transformador.

A medição de temperatura deve permitir a sua monitorização em tempo real à distância, que se designa por função de telemedida. Para o efeito são normalmente utilizadas sondas tipo “Pt100”, dedicadas para a telemedida, ou integradas nos termómetros de óleo e enrolamento, ligadas a conversores de medida do sistema de comando e controlo da subestação. Alguns sistemas de medição de temperatura possuem conversores internos que permitem a saída analógica da temperatura, já convertida em valores de corrente ou tensão.

Adicionalmente, em casos especiais, é também monitorizada a temperatura ambiente, ao sol e à sombra, temperatura do óleo inferior e temperatura do óleo na admissão e emissão dos radiadores, normalmente utilizados em modelos mais complexos para cálculo dos perfis de temperatura no transformador.

3.4.2 Transformadores de medição de corrente

Poderão ser instalados, em torno das travessias, transformadores de medição de corrente, do tipo toroidal. A sua aplicação evita a montagem de transformadores de medição no painel de ligação do transformador. Estes transformadores fornecem a imagem da corrente nos enrolamentos do transformador para a aparelhagem de medida e sistemas de protecção.

Para controlo da temperatura nos enrolamentos do transformador é também utilizado um transformador de corrente toroidal, para alimentação do circuito de corrente que corrige a temperatura medida no óleo superior.

Em transformadores com sistemas de monitorização integrados, são também utilizados os transformadores de corrente toroidais para controlo das correntes no transformador.

3.4.3 Relés de protecção

Os defeitos eléctricos e térmicos, verificados na parte activa do transformador, originam sempre a produção de gases, em maior ou menor quantidade, que quando não são dissolvidos no óleo tenderão a escapar-se para o conservador.

Estes ou outros defeitos internos levam à produção de um fluxo de gás ou de óleo através das tubagens de ligação da cuba do transformador ao conservador ou da cuba do ruptor do regulador em carga ao conservador. É assim possível instalar naquelas tubagens aparelhos que reajam a esses fluxos de forma adequada, produzindo os necessários sinais de alarme e/ou o disparo dos disjuntores, consoante a solicitação a que são submetidos.

Estes dispositivos designam-se relé Buchholz, para a protecção da parte activa do transformador, e relé de protecção do regulador em carga (ou relé de fluxo de óleo), para protecção dos defeitos ao nível do ruptor.

O relé Buchholz instala-se normalmente na tubagem de ligação da cuba do transformador ao conservador. Este dispositivo permite detectar 3 modos de falha:

1. Produção e acumulação de gases libertados na cuba do transformador - Figura 3.19 (a):

- Estes gases irão acumular-se no relé Buchholz, fazendo deslocar o flutuador superior até actuar o respectivo contacto, que produz desta forma um “alarme de gases Buchholz”. É recomendável a recolha e análise dos gases produzidos no relé, que pode ser realizada na purga do próprio relé ou através de sistemas de recolha de gases, normalmente acessível à altura do homem. Este dispositivo de recolha é instalado sistematicamente em transformadores mais recentes.

2. Perda de óleo isolante - Fig. 3.19 (b):

- O abaixamento do óleo no tubo onde se encontra o relé Buchholz provoca o abaixamento do flutuador superior num primeiro nível, e o respectivo alarme, até que, caso continue, resulta no deslocamento do flutuador inferior, que produzirá um disparo do transformador.

3. Fluxo de óleo da cuba do transformador - Fig. 3.19 (c):

- Um defeito interno do transformador provocará uma onda de pressão que impõe um fluxo de óleo para o conservador. Caso esse fluxo exceda a pressão definida para o amortecedor localizado no interior da tubagem do relé Buchholz, este irá mover-se no sentido do fluxo, provocando a actuação do contacto de disparo do transformador.

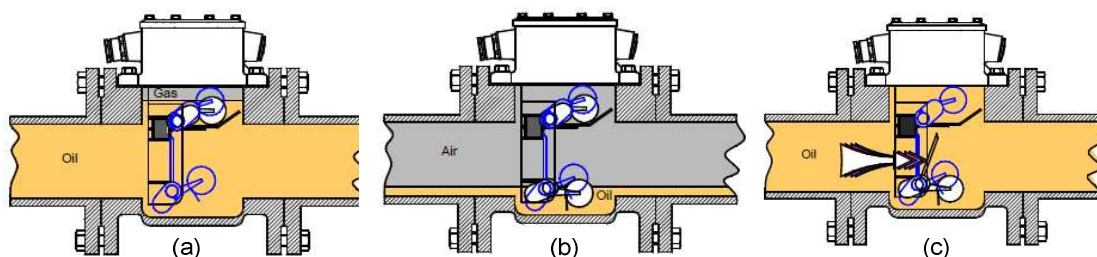


Fig. 3.14 Esquema de funcionamento do relé Buchholz [4] (adaptado)

Na tubagem de ligação da cuba do ruptor do regulador em carga ao conservador, instala-se normalmente o relé de fluxo de óleo (relé de protecção do regulador em carga). Este relé actua de acordo com o princípio descrito para o relé Buchholz na situação de fluxo de óleo,

não sendo actuado por acumulação de gases, que no caso da cuba do ruptor, é uma condição normal intrínseca ao seu funcionamento, onde gases são produzidos a cada comutação realizada. A tubagem de ligação do relé de protecção do regulador em carga ao conservador deve ser montada com uma inclinação adequada, que permita a livre evacuação dos gases.

Um aspecto importante nos relés Buchholz ou de fluxo de óleo é a resistência a vibrações. Em relés mais antigos, a falta de resistência a vibrações pode originar a sua actuação intempestiva. Os relés mais actuais apresentam resistência a vibrações de 2 a 3g. Para prevenir as actuações intempestivas poderão também ser instaladas tubagens com compensador anti-vibrações no tubo de ligação ao relé.

3.4.4 Válvula de sobrepressão

A formação violenta de gases resultante de descargas eléctricas (curto-circuitos, por exemplo), pode fazer aumentar exageradamente a pressão interna do transformador. Uma operação de enchimento indevido, provocado por avaria do indicador de nível de óleo, por exemplo, também pode originar uma sobrepressão com possíveis efeitos nefastos. Para evitar consequências graves na cuba e nos componentes internos do transformador instalam-se uma ou mais válvulas de descompressão, na tampa ou numa parede lateral da cuba do transformador.

Estas válvulas asseguram a limitação e eliminação rápida da sobrepressão interna. Por outro lado, eliminada a sobrepressão, retomam automaticamente a sua posição de repouso, sem necessidade de qualquer regulação, ficando aptas a funcionar de novo, devendo assegurar a estanquicidade após reequilíbrio da pressão interna. Após reposição do fecho da válvula, ficará assinalada a sua actuação através do levantamento de um pino de sinalização, para visualização à distância, que deve ser rearmado logo que detectado.

Em alguns transformadores a actuação da válvula de sobrepressão encontra-se electrificada com micro contacto que provoca o disparo em caso de actuação da válvula de sobrepressão. Esta protecção adicional do transformador exige maiores cuidados na verificação do circuito de disparo para evitar actuações intempestivas, ou na especificação de componentes com IP mais elevado (IP65).

Existem transformadores mais antigos em que não se encontra instalada válvula de sobrepressão, sendo a protecção da cuba, em caso da sua ocorrência, assegurada por chaminé de expansão. A saída desta chaminé está normalmente isolada do exterior por uma membrana, havendo no entanto dúvidas sobre o estado da sua estanquicidade, que pode provocar a aceleração do envelhecimento dos materiais isolantes destes transformadores, associada a uma eventual maior exposição ao ar exterior e à humidade.

3.4.5 Indicadores

São também importantes os seguintes dispositivos de controlo que produzem alarmes em caso de anomalia:

- Indicadores de nível de óleo mínimo e máximo no conservador - permite controlar operações de esvaziamento e enchimento e sinalizar a eventual ocorrência de fugas de óleo mais graves.
- Indicador do sentido de circulação do óleo - Caso ocorra alguma inversão do sentido de rotação dos grupos moto-bomba que asseguram o arrefecimento em regime “ODAF”, este indicador ficará em estado de alarme, permitindo identificar e corrigir o problema.

3.5 Sistemas de Monitorização

Nos últimos anos tem-se assistido à introdução no mercado de diversos equipamentos e sistemas com vista à monitorização *on-line* do estado dos transformadores. Os objectivos e benefícios propostos por estes sistemas são:

- Prevenção de falhas catastróficas, através da detecção precoce dos sintomas.
- Optimização das acções de manutenção.
- Extensão da vida útil.
- Melhor utilização da capacidade de carga e de sobrecarga.

Podem ser adoptadas diversas arquitecturas para estes sistemas, que poderão ser de acesso local, acesso remoto dedicado, ou ser integrados no sistema de comando e controlo de uma subestação, permitindo o acesso a partir do SCADA de operação da subestação.

Na Fig. 3.15 pode observar-se a estrutura geral de um sistema de monitorização, que é genericamente composto por sensores, *hardware*, *software*, e infra-estrutura de comunicações e ligações entre os diversos componentes.

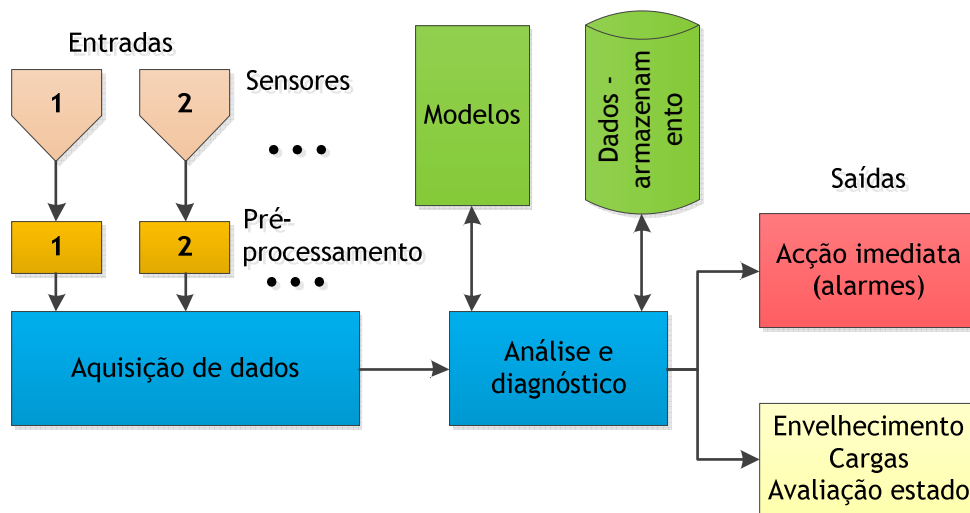


Fig. 3.15 Estrutura geral de um sistema de monitorização

A nível de grandezas monitorizadas e sensores utilizados, são normalmente considerados as seguintes funcionalidades:

Sensores de gases - Permitem a avaliação e diagnóstico do estado do transformador e detecção precoce de qualquer anomalia revelada por gases dissolvidos no óleo. Existem soluções mais simples, de detecção de um único gás (tipicamente hidrogénio, cuja concentração é normalmente sensível a qualquer tipo de defeito), até sensores multigás que permitem a elaboração de um diagnóstico completo, concorrendo com a função de um laboratório de análises.



Fig. 3.16 Montagem de sensor de gases *Hydran M2* - indicação gás único

Sensores de humidade e temperatura - para complementar o diagnóstico do estado do transformador e que permitem a aplicação de modelos de cálculo das condições térmicas e hidráulicas para determinar perfis de temperaturas e humidade absoluta no papel isolante.

Sensores para tomada capacitiva de travessias - permitem a detecção de variações relativas dos valores de capacidade interna da travessia e $\tan \delta$, através da medição da tensão e da corrente de fugas.

Outros sensores/sinalizações - corrente de carga, tensões, estado dos ventiladores e bombas (I/O), operações do regulador em carga, binário de accionamento, etc.

A implementação de modelos através de *software* permite usar as variáveis de entrada para cálculos mais complexos, que podem auxiliar no diagnóstico e prognóstico de estado do transformador, como por exemplo: velocidade de perda de vida útil, temperatura do ponto mais quente, humidade absoluta nos enrolamentos, capacidade de sobrecarga em tempo real e diagnóstico DGA.

O estado de implementação destes sistemas nos transformadores na RNT é experimental. A sua aplicação está limitada a casos especiais, motivada pela importância estratégica de um transformador, ou para gerir transformadores com problemas específicos, que exijam uma vigilância intensiva.

3.6 Sumário

O transformador pode ser descrito como um sistema de diversos componentes que condicionam o seu desempenho e tempo de vida útil. Para garantir um bom desempenho e fiabilidade do transformador, é necessário também que cada componente se comporte conforme o esperado.

As travessias são elementos críticos em termos funcionais e em termos de consequências em caso de falha, pelo que devem ser alvo de um programa de ensaios e substituição sempre que necessário, de acordo com a sua idade, tecnologia e sintomas.

O componente com maior impacto na fiabilidade do transformador, de acordo com a pesquisa publicada pela CIGRE [20], é o regulador de tensão em carga. Um dos aspectos que o determina é o facto de ser um componente móvel e sujeito a esforços consecutivos, quer eléctricos, quer mecânicos. Por isso, a sua manutenção deve ser aprofundada e complementada com os meios de diagnóstico e ensaios mais eficazes.

O sistema de refrigeração deve estar plenamente funcional em cada momento, pois dele depende a manutenção da temperatura do ponto mais quente nos níveis admissíveis projectados, a partir dos quais o envelhecimento acelera exponencialmente.

O correcto funcionamento dos acessórios deve garantir a protecção do transformador sempre que solicitados; mas, por outro lado, não devem ser origem de perda de fiabilidade.

Como tal deve ser dedicada atenção ao seu estado durante as inspecções e especificados os modelos mais fiáveis, por exemplo, com índice de protecção superior (IP65).

A instalação de sistemas de monitorização poderá introduzir algumas vantagens técnicas, pelo aumento da informação disponível, mas a viabilidade da sua aplicação só se verifica para casos especiais. Idealmente, com a sua aplicação não se deve aumentar o grau de complexidade nem penalizar a fiabilidade do transformador.

Capítulo 4.

Processos de manutenção e diagnóstico

4.1 Envelhecimento do transformador

O tempo de vida útil do transformador é condicionado essencialmente por dois factores:

- A velocidade de envelhecimento e perda de robustez dos seus materiais e componentes.
- As condições de funcionamento a que está sujeito ao longo do tempo, tais como regime de carga, condições ambientais, curto-circuitos, sobretensões, defeitos e esforços.

A realização de acções de manutenção adequadas permite minimizar a velocidade de envelhecimento. A avaliação de estado através de processos de diagnóstico permite estimar o risco de operação perante as condições de funcionamento a que está sujeito, e auxilia a tomada de decisões sobre o tipo e momento de intervenção recomendados.

Embora os defeitos possam surgir em qualquer componente do transformador ao longo do tempo, o conceito de envelhecimento está associado aos materiais isolantes, papel (celulose) e óleo mineral isolante, que possuem compostos orgânicos na sua composição.

4.1.1 Degradação do óleo isolante

A degradação do óleo isolante pode ser provocada por processos de oxidação, contaminação por humidade, partículas ou fibras, arco ou descargas eléctricas e sobreaquecimento localizado ou geral [27].

A **oxidação do óleo** ocorre em todos os equipamentos em que se verifique o contacto do óleo com o ar. É o caso dos transformadores com conservador normal. Nestes casos, a

oxidação é inevitável, ocorrendo gradualmente ao longo dos anos. Este fenómeno é acelerado com o aumento da temperatura de funcionamento do óleo. A oxidação pode também ser acelerada pela presença de catalisadores, como metais ou compostos metálicos. Os efeitos da oxidação do óleo reflectem-se na alteração de cor (escurecimento), produção de água e ácidos, podendo culminar na produção de lamas. A água e ácidos, gerados pela decomposição química do óleo, podem provocar corrosão das superfícies metálicas, atacar o material de celulose, resultando numa perda de resistência mecânica e possível rotura.

A produção de lamas, que resultam de nível de oxidação avançado, poderá ocasionar a sua precipitação sobre partes do transformador críticas para a manutenção da eficiência do seu sistema de refrigeração, tais como ductos de circulação de óleo, radiadores e enrolamentos. O sobreaquecimento daí resultante irá acelerar ainda mais o processo de degradação do óleo, pelo que se trata de um processo cumulativo.

O nível de oxidação pode ser controlado por ensaios regulares ao óleo isolante, tais como análise de cor e aparência, medição do índice de acidez, controlo dos níveis de humidade e verificação visual durante acções de manutenção para detectar eventuais depósitos do tipo lamas. A medição da tg δ e IFT do óleo poderão complementar a vigilância do estado do óleo, uma vez que permitem uma detecção precoce da formação de subprodutos polares no óleo devidos à oxidação.

A utilização de transformadores com conservador do tipo balão poderá reduzir a velocidade de degradação do óleo isolante por efeito da oxidação.

A **contaminação por humidade** pode ocorrer a partir da sua própria degradação por oxidação, pela degradação da celulose, ou através do ingresso a partir do exterior, devido ao contacto com o ar através do conservador (quando é do tipo normal) ou trabalhos de manutenção que exijam a abertura de alguma entrada do transformador. A água é solúvel no óleo até certos limites, que dependem da sua acidez e temperatura (valor de humidade de saturação). Um teor de água elevado pode provocar uma diminuição significativa da rigidez dieléctrica.

A **contaminação por partículas e fibras** ocorre pela libertação desses materiais dos componentes internos do transformador, por subprodutos devidos a arco eléctrico ou pelo ingresso a partir do exterior durante operações de manutenção ou reparação. A sua presença pode afectar a rigidez dieléctrica, especialmente quando acompanhada de humidade, podendo também provocar um aumento da tg δ do óleo.

A presença de arco ou descargas eléctricas produz gases e pode originar subprodutos como carvão e partículas metálicas. A degradação do óleo desta forma resulta na redução da rigidez dieléctrica, aceleração da oxidação e aumento da acidez.

4.1.2 Degradação do papel isolante

A celulose é o principal constituinte do papel isolante do tipo *kraft*, consistindo num polímero formado por longas cadeias de anéis de glucose, ligados por ligações glicosídicas. Define-se o seu grau de polimerização (DP) como o número médio de anéis de glicose “n” numa macromolécula de celulose [7]. A sua fórmula estrutural é apresentada na Fig. 4.1.

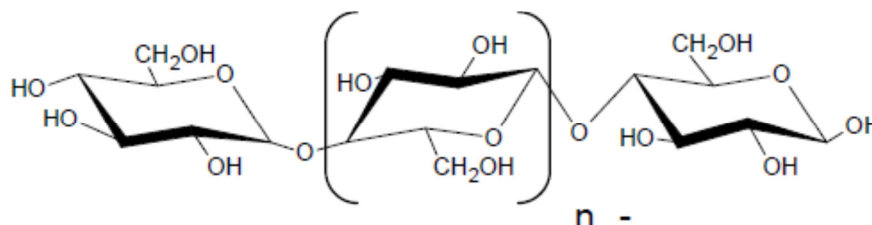


Fig. 4.1 Fórmula estrutural da celulose [7]

Através dos vários processos de degradação do papel, estas ligações glicosídicas são quebradas e os anéis de glucose abrem, reduzindo-se assim gradualmente o DP.

As normas CEI definem que o envelhecimento normal do papel corresponde a uma temperatura de 98 °C do ponto mais quente do enrolamento para papel *kraft* normal e de 110 °C para papel termo-estabilizado; e que para uma gama de variação de temperatura entre 80 e 140 °C, por cada 6 °C de aumento ou redução de temperatura, a velocidade de envelhecimento duplica ou é reduzida para metade, respectivamente [19]. Este princípio baseia-se num critério de não admitir uma redução superior a 50% da tensão de rotura do papel. No entanto, estas considerações são válidas para projecto, mas não têm em conta as condições reais verificadas, com um teor de água crescente, presença de oxigénio e subprodutos contaminantes.

Os critérios de definição de vida útil restante são normalmente baseados nas propriedades mecânicas residuais do papel (e.g. tensão de rotura) e na sua capacidade de resistir a esforços electrodinâmicos que podem surgir durante a operação do transformador (curto-circuitos, transitórios), como se referiu em 2.2.4. No entanto, a retirada de amostras de papel para ensaios de avaliação das propriedades mecânicas não é normalmente viável.

Existem alguns estudos sobre a correlação do DP com a tensão de rotura do papel isolante [28], sendo normalmente aceite essa relação de forma a estabelecer critérios de fim de vida útil apenas em função de DP estimado, que por sua vez corresponde a uma determinada resistência mecânica ([7],[11]). Diversos estudos apontam como critério para o fim de vida útil do papel isolante um valor do DP entre 100 e 200, sendo mais frequentemente referido o valor de DP = 200.

O problema da avaliação do tempo de vida útil restante pode então ser orientado para a determinação do DP num dado instante.

Modelização química para determinação de DP

O envelhecimento do papel é frequentemente descrito como uma reacção química que obedece a uma equação de Arrhenius do tipo:

$$k = \frac{\frac{1}{DP_t} - \frac{1}{DP_0}}{t} = A \cdot e^{-\frac{E_a}{RT}} \quad (4.1)$$

Onde:

k - constante de velocidade (envelhecimento)

DP_t - corresponde ao DP no instante “t”

DP_0 - DP inicial

A - constante que depende do ambiente químico

E_a - energia de activação da reacção, em kJ/mole

R - constante dos gases perfeitos (= 8,314 J/mole/K)

T - temperatura absoluta, em K

Esta relação pode ser representada através dum gráfico do logaritmo natural da velocidade de envelhecimento (k) em função de $1/T$ (gráfico de Arrhenius):

$$\ln(k) = \ln(A) - \ln\left(\frac{E_a}{R}\right) - \frac{1}{T} \quad (4.2)$$

Assumindo um mesmo processo de envelhecimento sobre toda a gama de temperaturas, este gráfico será linear, interceptando o eixo dos yy no valor $\ln(A)$ e com um declive $\ln(E_a/R)$ como se pode ver na Fig. 4.2.

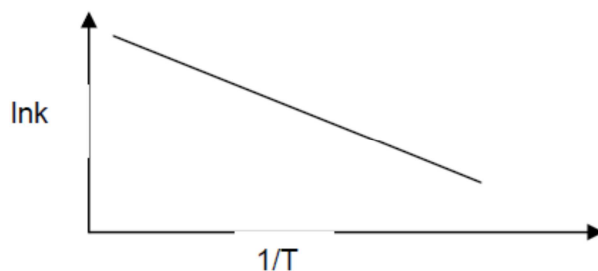


Fig. 4.2 Gráfico de Arrhenius

No entanto, é de um modo geral aceite que o envelhecimento da celulose pode ser descrito pelos processos de oxidação (O_2), hidrólise (H_2O) e pirólise (temperatura > 150 °C). De acordo com [7], o efeito simultâneo destes processos resulta num gráfico de Arrhenius não linear, que se representa na Fig. 4.3.

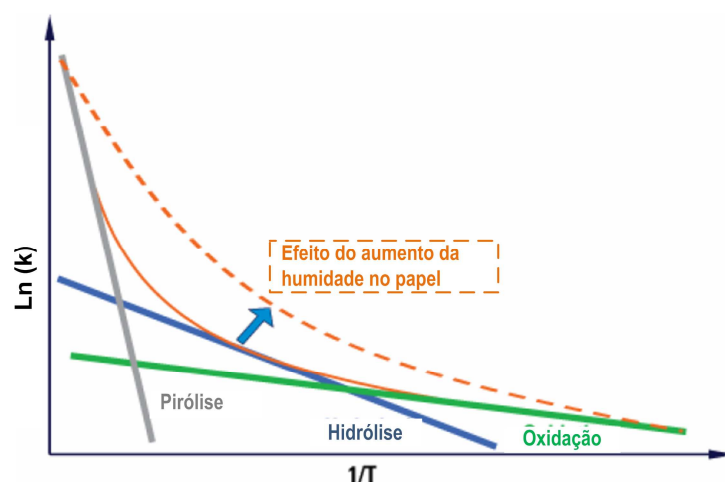


Fig. 4.3 Gráfico de Arrhenius sobrepondo os diferentes mecanismos de envelhecimento (adaptado de [7])

Os processos de oxidação e hidrólise são os únicos relevantes na avaliação do envelhecimento do papel a longo prazo, dado que o processo de pirólise ocorre para temperaturas muito superiores às de funcionamento do transformador, estando relacionado já com processos destrutivos do papel.

Para a aplicação deste método é essencial dispor de valores para a energia de activação adequada e para o factor ambiental “A”. De acordo com [28] e outros referidos em [7], propõem-se valores para a energia de activação e factor ambiental “A” a partir de resultados experimentais de testes de envelhecimento de vários tipos de papel (*kraft* e termo-estabilizado) sob diferentes condições (de temperatura, humidade, acidez, oxigénio):

Tabela 4.1 Factor de ambiente “A” estimado para E_a de 111kJ/mole [28]

Condições	Papel <i>kraft</i> ; $E_a=111$ kJ/mole	Papel termo-estabilizado; $E_a=111$ kJ/mole
Seco e limpo	$(2,0 \pm 0,5) \cdot 10^8$	$(6,7 \pm 1,4) \cdot 10^7$
Óleo com acidez	$(2,4 \pm 0,5) \cdot 10^8$	$(1,1 \pm 0,6) \cdot 10^8$
Óleo oxigenado	$(8,3 \pm 0,5) \cdot 10^8$	$(3,5 \pm 1,4) \cdot 10^8$
1% humidade absoluta	$(6,2 \pm 0,5) \cdot 10^8$	$(1,1 \pm 0,5) \cdot 10^8$
3-4% humidade absoluta	$(21,0 \pm 7,8) \cdot 10^8$	$(2,6 \pm 1,7) \cdot 10^8$

As experiências realizadas demonstram que, para além da temperatura, há uma muito forte influência da presença de humidade no papel isolante na velocidade de envelhecimento, bem como a presença de ácidos e oxigénio, embora com menor impacto. Na Fig. 4.4 apresentam-se as curvas de envelhecimento que resultam da aplicação destes valores e da equação (4.1).

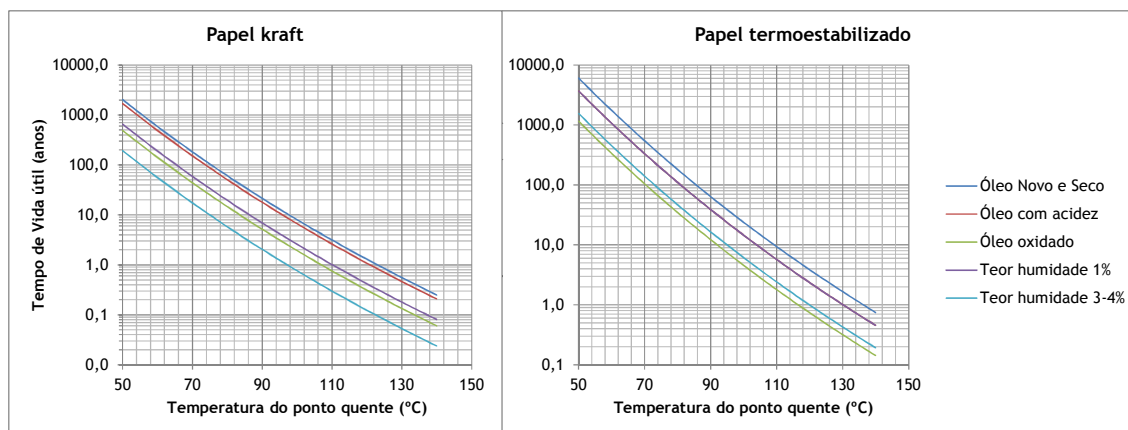


Fig. 4.4 Curvas de “esperança de vida útil” com base nos modelos de variação de DP

A aplicação destes parâmetros e da equação (4.1) para avaliação da taxa de envelhecimento ou para determinar o tempo de vida esperado até atingir um dado “ DP_t ” deve ser realizada com alguma cautela, uma vez que para um transformador real há uma variação das condições de temperatura e dos factores ambientais ao longo do seu ciclo de vida, que vão moldando a velocidade de envelhecimento dessa forma. Assim, será sempre útil dispor de casos reais de estudo da evolução do DP com o tempo para determinadas condições, o que permite ir avaliando a aplicabilidade dos modelos.

Análise de compostos furânicos e sua correlação com DP

A degradação térmica dos materiais celulósicos origina a formação de compostos furânicos que podem ser detectados no óleo isolante através de método de detecção por cromatografia líquida, de acordo com a norma CEI 61198.

O composto mais abundante é o 2-Furfural (2FAL), mas os compostos 2-Acetilfurano (2ACF), 5-Metil-2-Furfural (5MEF), 5-Hidroximetil-2-Furfural (5HMF) e Álcool Furfurílico (2FOL) são também encontrados no óleo e papel isolantes. Existem diversos estudos sobre a correlação entre o 2FAL e o DP médio do papel, sendo conhecidas as seguintes equações, retiradas de [21]:

$$\text{Chendong} \quad DP = \frac{1,51 - \log F}{0,0035} \quad (4.3)$$

$$\text{De Pablo} \quad DP = \frac{7100}{8,88 + F} \quad (4.4)$$

$$\text{Pahlavanpour} \quad DP = \frac{800}{(0,186 \times F) + 1} \quad (4.5)$$

$$\text{Shkolnik} \quad DP = \frac{1,17 - \log F}{0,00288} \quad (4.6)$$

Onde: DP - valor do DP estimado; F - concentração de 2FAL em ppm ($\text{mg}_{2\text{FAL}}/\text{kg}_{\text{óleo}}$).

Aplicando estas fórmulas a valores reais de ensaios de 2FAL realizados para a REN, verifica-se que os resultados obtidos podem variar até mais de 50% para o valor do DP correspondente assim determinado.

Não parece assim ser viável a descoberta de uma fórmula universal para esta relação, uma vez que a concentração de 2FAL realmente presente no óleo, para cada um dos estados de envelhecimento do isolamento sólido, depende de vários parâmetros, nomeadamente: velocidade de formação do 2FAL, velocidade de degradação do 2FAL e o perfil de distribuição do 2FAL entre o óleo e o papel [11]. Por outro lado, é também importante conhecer não só o DP médio, mas sim a sua distribuição ao longo do isolamento dos enrolamentos, especialmente nos pontos mais solicitados termicamente.

Mesmo sem fixar uma correlação com o DP, este método dá informação inequívoca sobre a presença de fenómeno de degradação do papel, sendo um processo simples de implementar, não intrusivo, e que permite um acompanhamento periódico da evolução e análise de tendências para cada transformador.

Medição directa do DP em amostras recolhidas

Em certas condições é possível colher amostras de papel isolante para determinação directa do DP em Laboratório, de acordo com método CEI 60450. As seguintes regras básicas deverão ser consideradas:

- O ponto de amostragem deve constituir uma boa referência - local sujeito ao maior desgaste térmico possível e temperaturas mais elevadas.
- Deve ser garantida a possibilidade de reparar o isolamento da zona afectada pela amostragem, como se pode observar na Fig. 4.5, devendo a recolha ser realizada cuidadosamente por pessoa especializada.
- O ponto seleccionado deve estar acessível e permitir a realização segura da recolha.

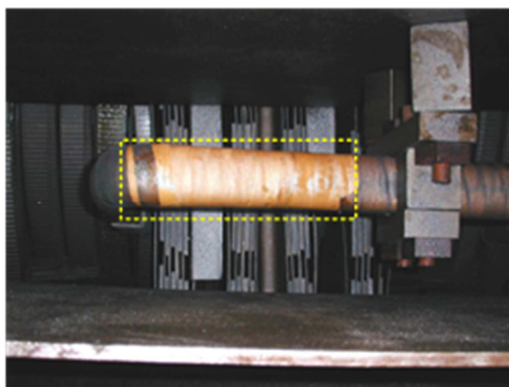


Fig. 4.5 Local de amostragem de papel para medida do DP - reparado após recolha [29]

Com base nestes critérios foram já realizadas diversas experiências em transformadores da RNT, através da recolha de amostras nos cabos de ligação dos enrolamentos, acessíveis por tampas de visita na parte superior do transformador.

A medição do DP real em amostra de papel do transformador tem como objectivo complementar o diagnóstico prévio baseado em métodos indirectos (análise de compostos furânicos), de forma a suportar processos de decisão sobre a viabilidade económica de reinvestimentos em transformadores que já apresentem uma degradação significativa, através da estimativa da vida útil restante do papel isolante (relativa às amostras retiradas).

Assim, assumindo um DP inicial, DP_0 , com base nos valores típicos para transformadores novos (1000 a 1200) e tendo definido o critério de fim de vida útil baseado no DP, ou seja DP_{FVU} , com valores típicos de 100 a 200, pode estimar-se a vida útil restante do papel isolante como:

$$Vida\ útil\ restante_i(\%) = \left(1 - \frac{DP_0 - DP_i}{DP_0 - DP_{FVU}}\right) \cdot 100 \quad (4.7)$$

Caso de estudo da subestação de Pracana

Quando se procede à desclassificação e desmantelamento de um transformador, por motivos estratégicos, por desempenho inadequado ou mesmo na sequência de falha, tem-se uma excelente oportunidade para recolha e análises do DP do papel isolante de pontos significativos do isolamento para uma determinação das reais condições do seu envelhecimento.

É assim possível um reforço da investigação sobre os fenómenos de envelhecimento, permitindo a comparação dos resultados reais verificados com os valores previstos através da previsão de modelos térmicos, químicos e com base nos pressupostos de projecto do transformador, nomeadamente a sua modelização térmica.

Durante a realização deste trabalho, a REN propôs um estudo alargado a um transformador desclassificado e desmantelado oriundo da subestação de Pracana

(desclassificada no âmbito do desenvolvimento da RNT), em parceria com o laboratório de análises (Labelec) e com o fabricante do transformador (Efacec). Os resultados do estudo foram publicados em [29] e [30].

Neste estudo foi possível:

- Confrontar os valores de DP medidos com os valores de temperatura estimados para cada ponto (com base na aplicação de modelo térmico, assumindo determinadas condições de funcionamento médias); como se pode observar na Fig. 4.6, verificou-se uma boa correlação entre estas variáveis, embora mais significativa em alguns enrolamentos.

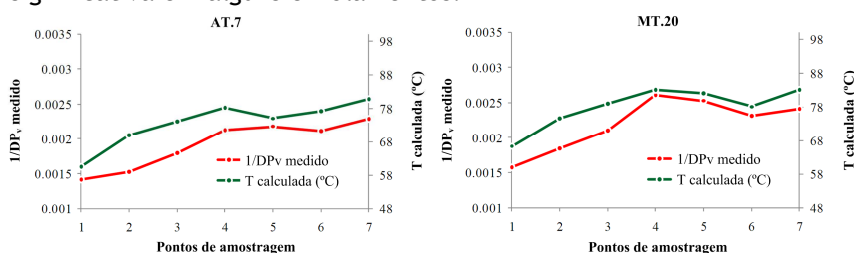


Fig. 4.6 Valores de $1/DP$ e Temperatura calculada com modelo térmico [29]

- Comparar os valores de DP médio, mínimo e máximo medidos com valores de DP estimados a partir de 2FAL, com a aplicação de várias equações de correlação; verificou-se que o DP estimado se aproximava mais do DP mínimo medido.
- Aplicar o modelo de envelhecimento térmico baseado na equação (4.1), para cada ponto onde se calcularam as temperaturas com o modelo térmico (do fabricante), de modo a determinar o DP_t , para um “t” conhecido (30 anos); este método permite estimar uma distribuição de valores do DP no interior do transformador com base na distribuição de temperaturas dada pelo modelo térmico.
- Comparar os valores de DP mínimo com os valores de DP medidos anteriormente em amostras seleccionadas e retiradas dos cabos de ligação dos enrolamentos, como referido no ponto anterior; verificou-se que foram uma boa aproximação do verificado nas amostras de papel isolante retiradas dos enrolamentos mais degradados.

4.1.3 Avaliação e controlo da humidade

A humidade no isolamento influencia a vida útil do transformador de diversas formas: aceleração do envelhecimento dos materiais isolantes, aumento de perdas, redução de propriedades dieléctricas e risco de formação e libertação de bolhas a elevadas temperaturas

(podendo provocar descargas capazes de atravessarem regiões de elevado *stress* dieléctrico) [31].

O método tradicional de avaliação da humidade do transformador baseia-se na determinação do teor de água no óleo (em mg/kg) a uma determinada temperatura (superior a 20 °C), na sua posterior correcção para 20 °C e avaliação com base nos limites recomendados na norma CEI 60422 [17].

A classificação do transformador quanto ao seu grau de humidade é, no entanto, baseada na estimativa do teor de água presente no seu isolamento sólido (papel).

Avaliação da humidade no papel aplicando diagramas de equilíbrio

Definindo a humidade em termos de saturação relativa (RS) pode definir-se a seguinte condição de equilíbrio que permite estimar o teor de humidade no papel a partir da medição da humidade no óleo:

$$RS_{\text{óleo}} = RS_{\text{papel}} \quad (4.8)$$

$$e \quad RS = \frac{H}{H_S} \cdot 100\% \quad (4.9)$$

Onde:

H - teor de água

H_S - teor de água de saturação do respectivo meio (papel ou óleo).

Quando verificada a condição de equilíbrio, o valor do teor de humidade no papel (em %) pode ser estimado a partir dos respectivos diagramas de equilíbrio (Oomen), referidos em várias publicações ([7],[21],[31]).

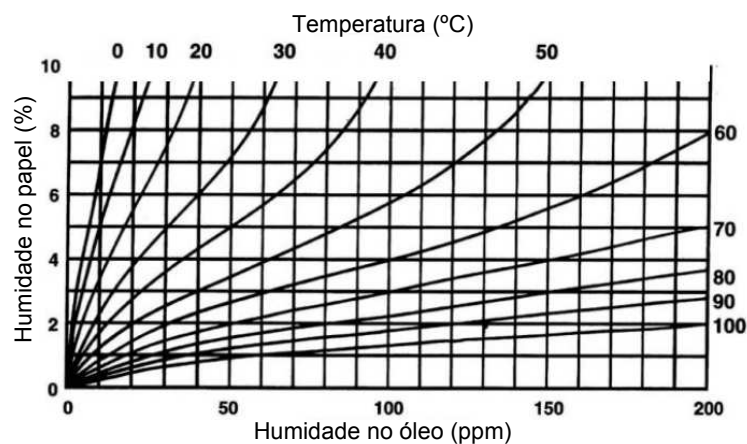


Fig. 4.7 Diagrama de equilíbrio de humidade papel-óleo (Oomen, adaptado de [21])

Este diagrama pressupõe uma única curva de variação da saturação relativa do óleo com a temperatura. No entanto, tal como descrito em [31], verifica-se que o tipo de óleo e o nível do seu envelhecimento também podem alterar significativamente o modo como o valor da saturação relativa do óleo varia com a temperatura, como se pode observar na Fig. 4.8. Deve ter-se em atenção este facto quando se pretende determinar um valor de RS a partir do teor de água H para uma dada temperatura.

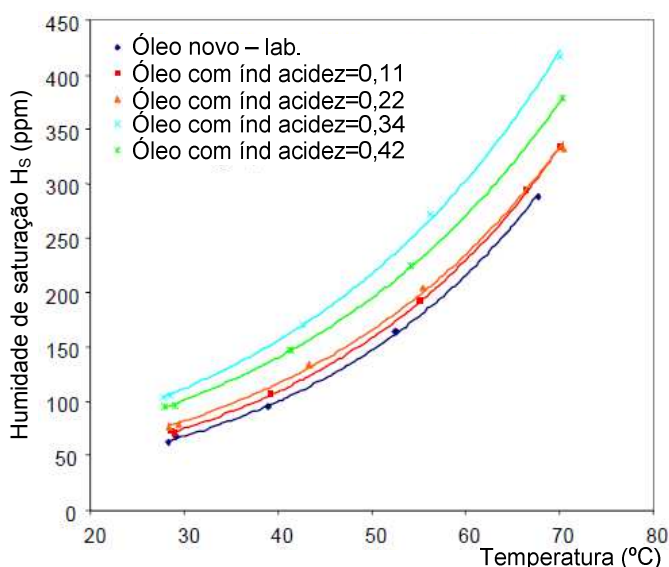


Fig. 4.8 Variação da humidade de saturação com tipo de óleo e temperatura (adaptada de [31])

A temperatura tem um papel fundamental no equilíbrio da humidade entre papel e óleo isolantes. A solubilidade da água no óleo aumenta com a temperatura, enquanto que decresce a capacidade de adsorção de água da celulose. Assim, o processo de equilíbrio baseado na equação (4.8) força as moléculas de água a migrar da celulose para o óleo. Para uma descida da temperatura ocorre o processo inverso, absorvendo novamente o papel parte das moléculas de água presentes no óleo.

Estudos recentes recomendam, que para uma avaliação mais correcta da humidade do papel a partir de diagramas de equilíbrio, seja utilizada a medida directa da RS do óleo através de sensores específicos e que seja previamente garantido um regime de temperatura de funcionamento constante, superior a 50 °C, durante algumas horas [31]. A partir do valor de RS e da temperatura, pode então ser estimada a humidade no papel a partir do diagrama da Fig. 4.9.

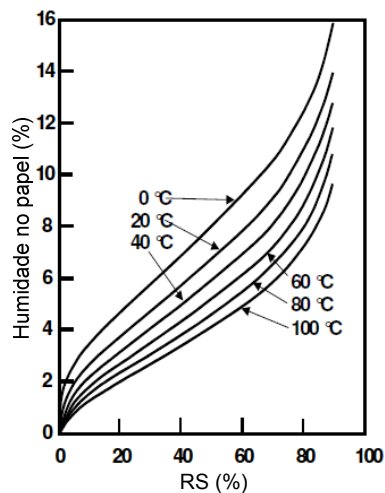


Fig. 4.9 Relação da umidade no papel com a saturação relativa e a temperatura [21]

A classificação do nível de umidade a partir dos valores de RS, segundo [17], apresenta-se na Tabela 4.2:

Tabela 4.2 Critérios para interpretar resultados da medição em saturação relativa do óleo

RS _{óleo} (%)	Estado
0 - 5	Isolamento seco
6 - 20	Moderadamente húmido
21 - 30	Isolamento húmido
> 30	Extremamente húmido

Em termos de teor de umidade no papel, pode classificar-se o transformador como “bom” ou “seco” para valores de 0,5% a 1%; um nível razoável corresponde a 1-2%; acima desses valores, está-se perante um transformador com o isolamento húmido ou extremamente húmido.

Como limitações associadas a este método devem considerar-se:

- Dificuldade em garantir condições de equilíbrio, uma vez que as variações de temperatura são frequentes.
- Necessidade de adequar o diagrama a utilizar às características do papel/óleo.
- Variação significativa da temperatura ao longo das várias regiões do papel isolante, originando diferentes valores de umidade assim determinados.
- Pequenos erros associados ao processo de amostragem, ensaio ou aplicação de diagramas podem originar uma grande incerteza no valor final.

Alguns métodos de ensaios especiais para diagnóstico do estado dos isolantes e avaliação do teor de humidade, designados genericamente por métodos de “resposta dieléctrica”, têm ganho relevância nos últimos anos. As três técnicas disponíveis actualmente são:

- Medição da tensão de reabsorção (RVM).
- Medição de correntes de polarização e despolarização no domínio do tempo (PDC).
- Medição da capacidade e factor de dissipação dieléctrica e da sua variação com a frequência (FDS).

O método RVM baseia-se na medição da tensão de reabsorção do isolamento após aplicação de uma tensão DC de carga durante certo tempo e posterior descarga por curto-circuito, para várias constantes de tempo. A sua interpretação é feita a partir da verificação da constante de tempo dominante e comparação com padrões referência e evolução de tendências. Não permite uma quantificação do valor da humidade no papel. Este método é já aplicado na REN, no âmbito de programas de ensaios eléctricos, sendo encarado como informação complementar de referência, mas que não constituiu, até ao momento, critério para programar qualquer intervenção.

Com os métodos PDC e FDS, a avaliação no domínio do tempo ou da frequência, permite identificar independentemente o efeito das variáveis que influenciam a resposta dieléctrica: humidade no papel, efeito da condutividade do óleo, geometria dos isolamentos. Em alguns casos existem já soluções com *software* de modelização de resultados que permitem estimar quantitativamente o valor da humidade no papel com base nestes ensaios, mediante a introdução de algumas informações relativas ao transformador (temperatura, condutividade do óleo, geometria de enrolamentos). Actualmente, os resultados obtidos com estes métodos são considerados credíveis [31], embora não estejam abrangidos por normas próprias.

4.2 Análise de gases dissolvidos no óleo

Óleos minerais isolantes são misturas complexas de moléculas de hidrocarbonetos, contendo grupos químicos CH_3 , CH_2 e CH ligados entre si. A cisão de algumas ligações C-H e C-C, como resultado de defeitos térmicos ou eléctricos, produz fragmentos iónicos ou radicais, como H^* , CH_3^* , CH_2^* , CH^* ou C^* , que se re combinam para formar moléculas de gás como o hidrogénio (H-H), metano ($\text{CH}_3\text{-H}$), etano ($\text{CH}_3\text{-CH}_3$), etileno ($\text{CH}_2\text{=CH}_2$) ou acetileno ($\text{CH}\equiv\text{CH}$). É necessária uma quantidade crescente de energia para formar as ligações químicas atrás indicadas. Assim, para níveis de energia inferiores predomina a formação de hidrogénio (H_2),

metano (CH_4) e etano (C_2H_6), como na ocorrência de descargas parciais ou a temperaturas relativamente baixas ($< 500^\circ\text{C}$). O etileno (C_2H_4) assume maior peso para defeitos com temperaturas intermédias, em torno de 500°C , embora também possa surgir em quantidades inferiores para temperaturas inferiores. O acetileno (C_2H_2) é produzido a temperaturas muito elevadas ($> 1000^\circ\text{C}$), como na ocorrência de arcos eléctricos.

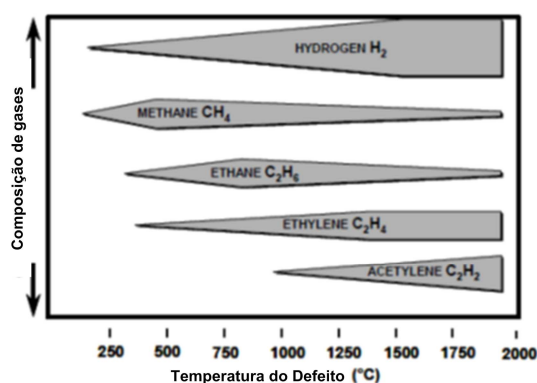


Fig. 4.10 Formação de gases no óleo em função da temperatura [32]

A análise de gases dissolvidos no óleo isolante (DGA) permite identificar os gases que são produtos resultantes da decomposição dos materiais isolantes (óleo e papel), por acção de defeitos térmicos ou eléctricos. São também analisados gases atmosféricos (oxigénio e azoto). O conjunto de gases analisados por DGA apresenta-se na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 Gases Analisados por DGA

Hidrogénio	H_2
Metano	CH_4
Etano	C_2H_6
Etileno	C_2H_4
Acetileno	C_2H_2
Monóxido de Carbono	CO
Dióxido de Carbono	CO_2
Oxigénio	O_2
Azoto	N_2

O processo de análise DGA permite detectar diversos tipos de defeito aplicando métodos de diagnóstico que se encontram suportados por normas internacionais ([9],[10]). A caracterização dos defeitos, de acordo com a norma CEI 60599, é realizada de acordo com a classificação indicada na Tabela 4.4.

Esta técnica de diagnóstico tem elevado potencial de detecção da maioria dos defeitos que podem surgir associados à parte activa do transformador, com a grande vantagem de ser um método não intrusivo, aplicável com o equipamento em serviço. Os métodos de

interpretação de resultados para diagnóstico continuam a ser estudados e desenvolvidos para melhorar o domínio das variáveis que podem influenciar os resultados e otimizar o diagnóstico emitido ([33],[34]).

Tabela 4.4 Tipos de defeito detectados por análise DGA

Código	Descrição
PD	Descargas parciais
D1	Descargas de baixa energia
D2	Descargas de alta energia
T1	Defeito térmico de baixa temperatura ($T < 300\text{ }^{\circ}\text{C}$)
T2	Defeito térmico de alta temperatura ($300 < T < 700\text{ }^{\circ}\text{C}$)
T3	Defeito térmico de temperatura muito elevada ($T > 700\text{ }^{\circ}\text{C}$)

A partir dos resultados obtido para as concentrações dos diversos gases analisados com DGA é importante verificar se o valor está abaixo dos limites considerados “normais” e se a taxa de variação, face a amostras anteriores, excede os valores típicos.

Não há valores rígidos para a definição destes limites. Alguns patamares típicos são apontados em normas e estudos baseados em dados estatísticos recolhidos a partir de conjuntos de utilizadores ([9],[10],[33],[34]). Na Tabela 4.5 apresentam-se dados recolhidos no estudo mais recente conduzido pela CIGRE, onde, para além dos valores típicos, são propostos valores intermédios de diferentes graus de evolução de um defeito e os valores “pré-falha”.

Tabela 4.5 Intervalos de classificação dos níveis de concentração de gases DGA [33]

Limites	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	CO	CO ₂	TDCG	Amostragem
Típico	100	80	170	55	3	500	8900	908	anual
Nível 2	180	129	270	126	13	766	14885	1542	mensal
Nível 3	254	170	352	205	32	983	20084	2101	semanal
Nível 4	403	248	505	393	102	1372	29980	3175	diária
Pré-falha	725	400	800	900	450	2100	50000	5380	horária
TDCG = H ₂ +CH ₄ +C ₂ H ₂ +C ₂ H ₆ +C ₂ H ₄ +CO									

O mesmo raciocínio pode ser aplicado relativamente à taxa de variação, que complementa a análise de forma a compreender o grau de actividade de um defeito. Os valores típicos, de acordo com a já mencionada norma CEI, apresentam-se na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 Taxas de variação de gases típicas [9]

Gás	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	CO	CO ₂
mL/dia	<5	<2	<2	<2	<0,1	<50	<200

Há no entanto o interesse em determinar os valores típicos de cada realidade específica, pelo que um utilizador que possua um número significativo de análises poderá estimar os seus próprios patamares. Para efeitos de determinação de valores normais ou típicos, a literatura especializada recomenda o 90º percentil da distribuição da frequência de gases dissolvidos ([9],[33],[34]).

A identificação do tipo de defeito requer a aplicação de técnicas desenvolvidas com base em rácios entre os vários gases ou por análise do gás predominante (“gás-chave”). De acordo com [10], podem relacionar-se os seguintes gases/tipos de defeito:

- C_2H_4 - Defeito térmico - envolvendo o isolante óleo.
- CO - Defeito térmico - envolvendo celulose.
- H_2 - Descargas parciais.
- C_2H_2 - Arco eléctrico.

Os métodos baseados em rácios estão bem descritos nas normas [9] e [10], destacando-se o método de aplicação do triângulo Duval, ilustrado na Fig. 4.11.

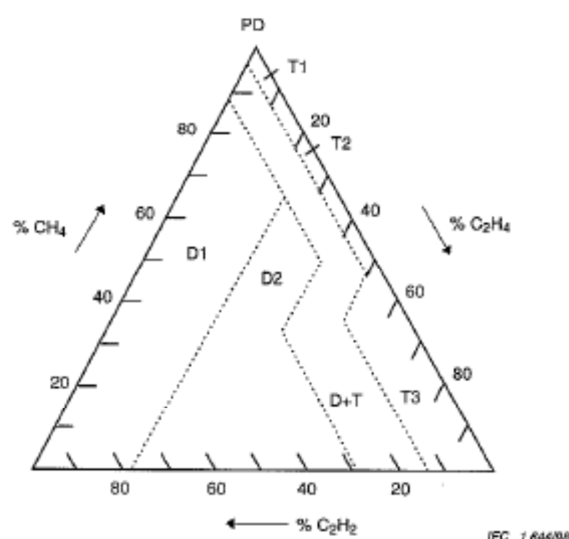


Fig. 4.11 Triângulo Duval para diagnóstico DGA [9]

Este método aplica os rácios de metano, etileno e acetileno sobre o valor total destes três gases, para representar um ponto no gráfico triangular. Quaisquer que sejam os valores das concentrações encontradas, todas as análises terão representação gráfica e diagnóstico atribuído com base na área do triângulo onde coincida o ponto. Esta é uma vantagem deste método, que no entanto só tem significado quando os gases em análise estão fora dos valores considerados normais.

Como método de diagnóstico, a aplicação do triângulo Duval tem sido generalizada e até adaptada a outros diagnósticos especiais, tais como DGA de óleo de comutador em carga, por exemplo.

4.3 Estratégia de manutenção dos transformadores da RNT

A manutenção de transformadores tem um impacto fundamental na sua vida útil e fiabilidade. Para determinar o nível de manutenção apropriado, quais as actividades a realizar e quando as realizar é necessário delinear uma estratégia de manutenção. A manutenção preventiva dos transformadores da RNT obedece a uma estratégia assente essencialmente em duas vertentes:

- Manutenção baseada no tempo (TBM), com actividades que se realizam periodicamente, podendo o ciclo ser ajustado em função do tipo e estado do equipamento. Inclui controlos e revisões básicas, manutenção específica e actividades de diagnóstico e avaliação do estado.
- Manutenção baseada no estado (CBM), que inclui actividades realizadas apenas mediante o resultado de uma avaliação de estado ou perante condições especiais. Poderá consistir numa intervenção de carácter intrusivo, como um recondicionamento geral ou numa intervenção para aprofundamento de diagnóstico, tal como por exemplo, análise de óleo de travessias ou recolha e análise de papel isolante.

Como uma possível terceira vertente pode também ser referida a monitorização *on-line* contínua. Em alguns transformadores da RNT existem instalados sistemas de monitorização *on-line* numa fase experimental de avaliação de desempenho. Apesar destes sistemas permitirem obter dados expressivos para uma avaliação do estado praticamente contínua, uma vez que se tratam de projectos-piloto não se sobrepõem, por enquanto, à estratégia de manutenção base. A integração da monitorização *on-line* como componente da estratégia de manutenção e o alargamento da sua aplicação é uma possibilidade em análise pela REN.

4.3.1 Manutenção baseada no tempo (TBM)

Uma síntese das actividades de manutenção regular e sua descrição breve apresentam-se na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 Actividades de manutenção baseada no tempo

Actividade	Ciclo	Em serviço	Recursos	Observações
1-Inspecções visuais de rotina	- Quinzenal / mensal	Sim	Internos	Inspecção visual geral para detecção de fugas, estado da sílica gel e funcionamento dos circuitos auxiliares.
2-Pequenas actividades de manutenção	-3 a 4 anos -Comissionamento	Não	Internos / Externos	Limpeza de travessias, ensaios das protecções próprias e dos circuitos auxiliares do transformador.
3-Termografia	-Anual	Sim	Externos	Deteção de pontos quentes, integrada numa inspecção geral à subestação.
4-Manutenção específica (RC)	-5 a 7 anos ou 30.000 operações	Não	Internos	Inspecção/revisão do comutador do regulador em carga (ruptor); ciclo varia com marca/tipo do regulador. Âmbito da intervenção é baseado no estado (combina TBM e CBM).
5.1-Análises DGA ao óleo isolante	-Semestral ou anual	Sim	Externos (laboratório)	Técnica de diagnóstico de defeitos eléctricos e térmicos. No caso de detecção de valores anormais, a frequência de ensaios aumenta.
5.2-Ensaio ao óleo	-1 ou 2 anos -Comissionamento	Sim	Externos (laboratório)	De acordo com a norma CEI 60422.
5.3-Análise de compostos furânicos	-1 ou 2 anos -Comissionamento	Sim	Externos (laboratório)	Método indirecto para avaliação da degradação do papel isolante.
6-Ensaio Eléctricos	-Programa específico (6 a 10 anos) -Comissionamento -Condicionado	Não	Externos	1-Resistência de isolamento nos enrolamentos 2-Capacidade e factor de dissipação (tgδ) dos enrolamentos 3-Capacidade e factor de dissipação (tgδ) das travessias 4-Tensão de reabsorção 5-Relação de transformação 6-Resistência óhmica dos enrolamentos 7-Corrente de excitação 8-Reactância de dispersão 9-FRA - Resposta em amplitude ao varrimento em frequência

As várias actividades foram analisadas em termos de procedimentos, periodicidade, tipo de registos produzidos e benefícios obtidos. Em alguns casos foram identificadas algumas oportunidades de revisão, pelo que se registaram as respectivas medidas a propor e sua justificação.

1. Inspeções visuais de rotina

Esta actividade é realizada no âmbito de inspecções gerais a subestações. Permite a detecção precoce de fugas de óleo, verificação do estado da sílica gel e funcionamento dos circuitos auxiliares e sistema de refrigeração. São efectuados registo de leituras de contador de operações do regulador em carga (RC). São observados os indicadores de temperatura, embora sem registo específico.

Foram identificadas oportunidades de revisão desta actividade, apresentando-se as respectivas medidas propostas na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 Medidas propostas para a actividade de inspecção visual de rotina

Tipo	Descrição	Justificação
Revisão do ciclo	Alargar ciclo para 3 a 6 meses, distinguindo uma inspecção visual de uma visita de rotina.	Reforçar os aspectos observados na inspecção visual e permitir um registo mais alargado de parâmetros periodicamente, sem aumentar o nível de ocupação
Registos	- Incluir sistematicamente o registo da temperatura do óleo e dos enrolamentos, (medição local e remota), corrente de carga e temperatura ambiente. - Registar máximos no período (ponteiro local) e aplicar <i>reset</i> ao ponteiro respectivo. - Avaliação crítica dos resultados (comparação óleo - enrolamento e entre máquinas).	A temperatura é um factor crítico no envelhecimento do transformador; histórico de problemas com este tipo de indicadores.
Registos	Complementar a leitura do contador de operações do RC com indicação da posição actual, mínima e máximo no período (possível para certos tipos de comando) e aplicar um <i>reset</i> aos ponteiros respectivos.	Controlar a gama de regulação utilizada ao longo do tempo é uma mais-valia para avaliação do estado do RC e enrolamentos.

2. Pequenas actividades de manutenção

Esta actividade é realizada no âmbito de trabalhos de conservação de equipamento AT de subestações, beneficiando da oportunidade de ter o transformador fora de serviço. São realizadas limpezas e lubrificações onde necessário e eventual reaperto de elementos. Para além das verificações realizadas nas inspecções visuais de rotina, permite uma observação mais detalhada do estado, através da inspecção visual da parte superior do transformador e das travessias. São também ensaiadas as protecções próprias do transformador, verificando os respectivos disparos e sinalizações. Deve ser também realizado neste âmbito o controlo do

comando do regulador em carga (inspecção, limpeza, lubrificação e ensaios funcionais e de encravamento) e a verificação da distância das hastes de descarga das travessias, ou a sua desmontagem, de acordo com os novos critérios de coordenação de isolamento e prevenção de incidentes.

Foram também identificadas algumas oportunidades de revisão desta actividade, apresentando-se as respectivas medidas propostas na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 Medidas propostas para pequenas actividades de manutenção

Tipo	Descrição	Justificação
Operação	Realizar manobras do RC entre tomada mínima e máxima em ambos os sentidos (actual - mínima - máxima - mínima). Aplicar um <i>reset</i> aos ponteiros respectivos após entrada em serviço e estabilização.	A inoperância do regulador em certas posições poderá provocar a acumulação de partículas nos contactos e desgaste localizado; a passagem dos contactos por todas as posições ajuda à limpeza dos mesmos.
Registos	Elaborar relatório específico das acções realizadas no transformador.	Melhorar o controlo da actuação, garantindo o cumprimento dos procedimentos.
Operação	Se 1ª intervenção após instalação ou intervenção profunda (recondicionamento) - prever reaperto geral de tampas, tubos e acessórios.	As fugas de óleo são um problema frequente. A aplicação de ciclos térmicos aos materiais poderá provocar perda de aperto de alguns componentes, que podem originar fugas de óleo.
Revisão do ciclo	Coordenar com actividades de manutenção específica do transformador e de ensaios eléctricos.	O ciclo destas actividades deve ser optimizado de forma a minimizar o número e duração da indisponibilidade do transformador.

3. Termografia

Esta actividade é realizada no âmbito de inspecções termográficas a subestações. Permite a detecção de deficiente ligação nos terminais das travessias, pontos quentes em descarregadores de sobretensões, bloqueio de circuito de refrigeração (radiadores) e/ou correntes de circulação parasitas que provoquem sobreaquecimento localizado nas paredes da cuba [8].

Na actividade da REN, esta técnica já deu provas de eficácia e relevância, tendo sido já detectados diversos pontos quentes em ligações de travessias, descarregadores de sobretensões e nas paredes da cuba de alguns transformadores, o que permitiu a sua análise e correcção.

Esta técnica exige do operador as competências específicas para a realização da inspecção, mas também um adequado conhecimento do funcionamento do transformador que permita uma correcta interpretação dos resultados obtidos.

4. Manutenção específica (RC)

A actividade de manutenção específica de transformadores de potência é centrada na manutenção do regulador em carga, o que exige competências específicas para a sua realização. A manutenção do RC consiste essencialmente numa inspecção do comutador (ruptor), através da sua desmontagem, lavagem, avaliação do desgaste dos contactos, medição dos valores das resistências de passagem, substituição do óleo isolante, remontagem, testes de funcionamento e ensaios finais (relação de transformação).

Planeamento

O ciclo de realização desta actividade depende das recomendações do fabricante, situando-se entre 5 a 7 anos ou definido em função do número de operações do comutador, entre 30000 até 80000, consoante a marca, tipo e características. Na generalidade dos transformadores da RNT, o número médio de manobras anuais não impõe uma antecipação das necessidades de conservação face aos períodos indicados.

De acordo com a estratégia de manutenção base para esta actividade, o critério de planeamento é o seguinte [35]:

- 1ª Revisão: 10 000 manobras.
- Seguintes: 50 000 manobras ou 5 anos.

De acordo com a experiência verificada no terreno, os ciclos de intervenção podem ser ajustados com base nos seguintes factores:

- Constata-se que quando se realizam menos de 30 000 manobras não há desgaste relevante dos componentes, mesmo quando decorrido o período recomendado para intervenção.
- Certos tipos de óleo isolante degradam-se mais rapidamente, sendo importante garantir que se mantêm dentro dos parâmetros aceitáveis de funcionamento (de acordo com critérios da norma CEI 60422 e da experiência da REN). A avaliação do óleo pode ser realizada no local, através da análise da cor, aspecto e consistência, complementada com a realização de um ensaio para medição da tensão disruptiva (com aparelho portátil).

Estabelece-se assim um processo de decisão para um planeamento de manutenção dos RC de acordo com o exposto na Fig. 4.12.

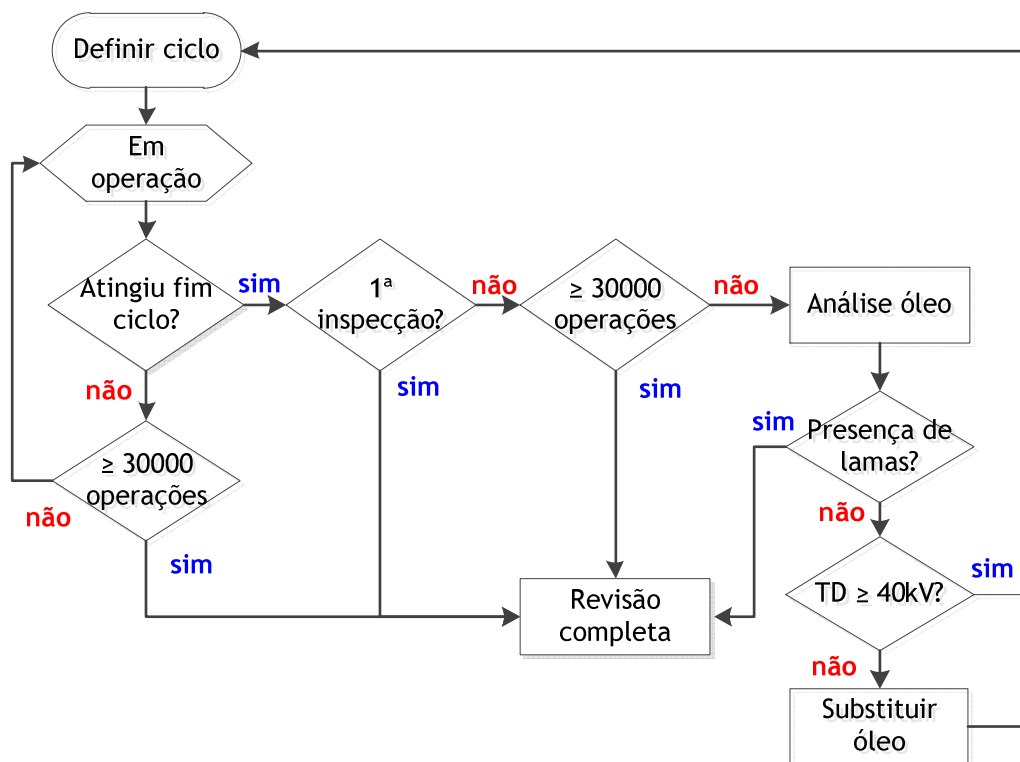


Fig. 4.12 Processo de decisão para planeamento de manutenção do comutador do RC

O planeamento desta forma é mais dinâmico, adequando as intervenções às reais necessidades verificadas. Esta metodologia não está totalmente implementada de forma uniforme para todos os transformadores da RNT, nem reflectida nas políticas de manutenção publicadas.

Ensaaios realizados

Verificou-se haver a oportunidade de introduzir algumas melhorias em processos de medição e ensaio associados a esta actividade:

- **Medição da tensão disruptiva do óleo isolante** - O procedimento para medição da tensão disruptiva do óleo deve ser controlado e normalizado, assegurando a melhor exactidão e precisão possível, dado que se trata de um processo do qual dependem decisões. Assim, com os equipamentos disponíveis é possível implementar um modo operativo segundo método de ensaio normalizado (CEI 60156), associado ao controlo periódico dos equipamentos de medida utilizados.
- **Ensaio de medição da relação de transformação AT/MT em todas as tomadas do regulador** - A medição da relação de transformação era habitualmente realizada com aplicação de tensão da rede BT de serviços auxiliares da subestação nos

terminais AT do transformador, medindo-se com duplo voltímetro as tensões nos dois enrolamentos. Verificou-se a possibilidade de alargar a utilização de uma mala de ensaios existente (utilizada na verificação de circuitos de corrente alternada dos painéis de subestações) que permite obter as seguintes vantagens:

- o Preparação prévia da folha de ensaios, com valores estipulados pré-inseridos.
- o Controlo da aplicação da tensão de ensaio e medição simultânea da tensão nos dois enrolamentos.
- o Registo automático do resultado e do desvio verificado face ao estipulado, permitindo uma validação imediata do ensaio.
- o Possibilidade de exportar resultados directamente para relatório em *Excel*.

Na Fig. 4.13 ilustra-se o resultado da exportação para *Excel* associado a um *template* gráfico.

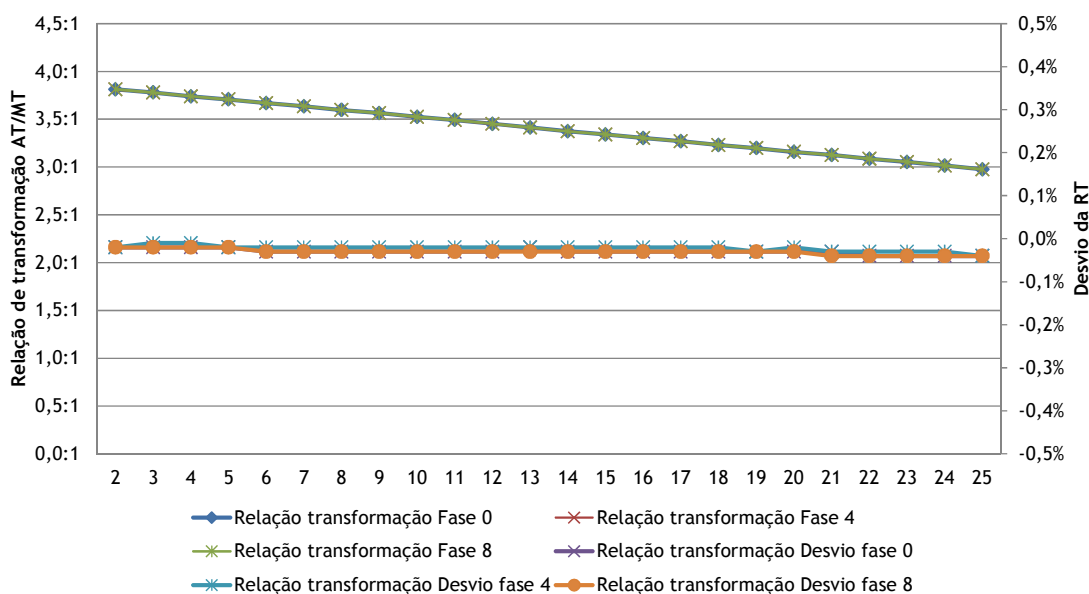


Fig. 4.13 Resultados de ensaio de relação de transformação com o novo método

Novos ensaios a integrar no roteiro de manutenção do RC

A utilização da mala de ensaios acima referida permite proceder à **medição da resistência dos enrolamentos**. Esta medição é normalmente realizada no âmbito de um programa de ensaios eléctricos, como referido na Tabela 4.7. No entanto e como já foi referido, considerando que o RC é dos componentes do transformador que origina maior

número de falhas, todos os meios de diagnóstico disponíveis devem ser explorados, podendo este método ser adoptado como ensaio de rotina associado à manutenção do RC [36]. A medição da resistência de enrolamento, em todas as posições do regulador, permite, por método de comparação entre fases e entre tomadas, detectar situações anómalas numa fase precoce do seu desenvolvimento, que não se revelam com o ensaio de relação de transformação. Como inconveniente na sua aplicação sistemática durante operações de manutenção do RC, tem-se o acréscimo de tempo necessário para a realização global dos trabalhos, pelo que deve ser avaliada a rentabilidade dos técnicos envolvidos e do tempo de prolongamento da indisponibilidade do transformador face às vantagens obtidas. Foram já realizadas experiências no terreno que demonstram as mais-valias da realização deste ensaio associada a uma manutenção do RC. A Fig. 4.14 mostra os resultados obtidos no âmbito de uma acção de manutenção de RC, demonstrando a coerência dos valores entre fases e na comparação da medição da subida e da descida.

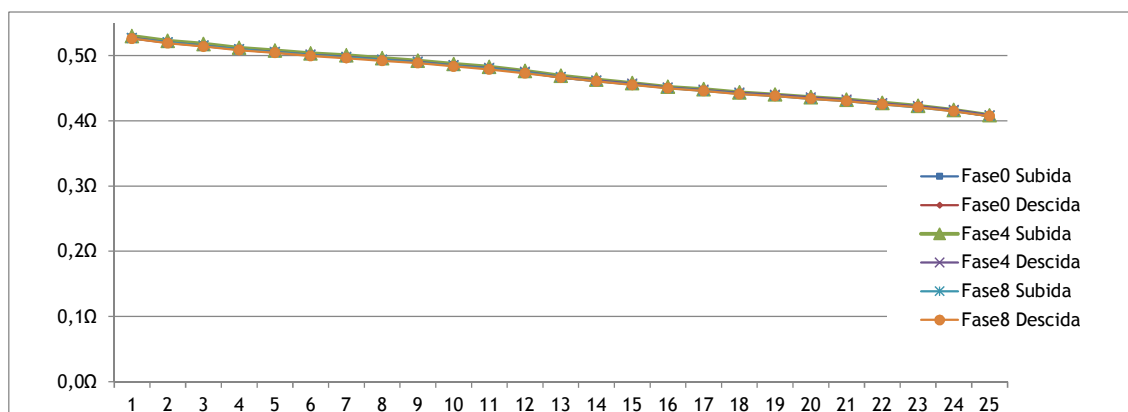


Fig. 4.14 Resultados de ensaio de resistência de enrolamento após manutenção do RC

Para ilustrar outros benefícios obtidos, apresenta-se de seguida um caso de diagnóstico e reparação de anomalias num transformador monofásico 220 / 60 kV, de 40 MVA:

1. Resultados da medição da resistência de enrolamento AT em todas as posições e comparação com ensaio anterior revelaram desvios em todas as tomadas ligadas na posição S2 do comutador.

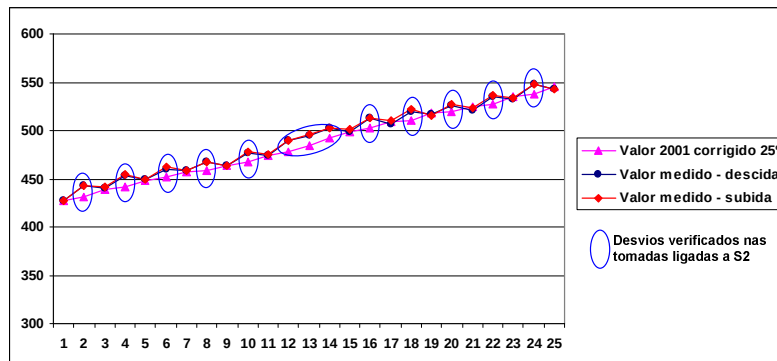
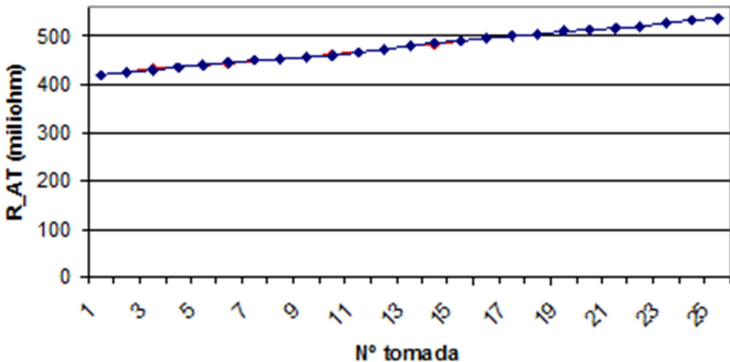


Fig. 4.15 Valores resistência de enrolamento AT

2. Após inspecção aos vários componentes do regulador em carga, detectaram-se componentes com alguma sujidade, procedendo-se à sua desmontagem, limpeza e remontagem. <u>Esta operação não fazia parte dos procedimentos de manutenção deste equipamento.</u>	 Fig. 4.16 'Plots' de saída dos contactos do ruptor - parte exterior - antes e após limpeza
3. Após intervenção foi possível uma avaliação imediata da sua eficácia com nova medição da resistência de enrolamento AT.	 Fig. 4.17 Valores (subida/ descida) após reparação
4. Adicionalmente, verificou-se um valor anómalo na resistência do enrolamento BT: - valor medido 14,6 mΩ; - valor esperado: 10 a 11 mΩ. A inspecção interna ao transformador revelou um desaperto no ligador elástico do terminal da travessia BT, que poderia evoluir para uma falha grave do transformador. Após reaperto adequado permitiu obter um valor final de 10,5 mΩ.	 Fig. 4.18 Zona de contacto desapertada (ligador elástico)

Foram também analisados outros novos métodos de diagnóstico para detecção de anomalias em reguladores em carga, com vista à sua possível adopção nos processos regulares de manutenção, baseados na detecção de padrões de comportamento e sua comparação com padrões de referência ([8], [36] e [37]):

- **Medida da resistência dinâmica de enrolamento** - Trata-se de um complemento ao ensaio de resistência de enrolamento (funcionalidade disponível na mala de ensaios acima referida). Através do controlo da variação da corrente de teste I_{DC} quando ocorrem comutações para mudança de tomada, por análise e comparação dos valores de ondulação ($ripple = I_{max} - I_{min}$) e declive ($slope = di/dt$) provocados

pela inserção no circuito das resistências de passagem do comutador, conforme ilustrado na Fig. 4.19. A interpretação desses valores pode ser baseada na comparação entre tomadas e entre fases, e comparação com valores de base determinados para um estado “saudável”. Este método permite detectar situações de interrupção momentânea do circuito durante uma manobra de comutação. No entanto, as experiências já realizadas na REN não permitiram obter resultados conclusivos sobre a potencialidade deste método.

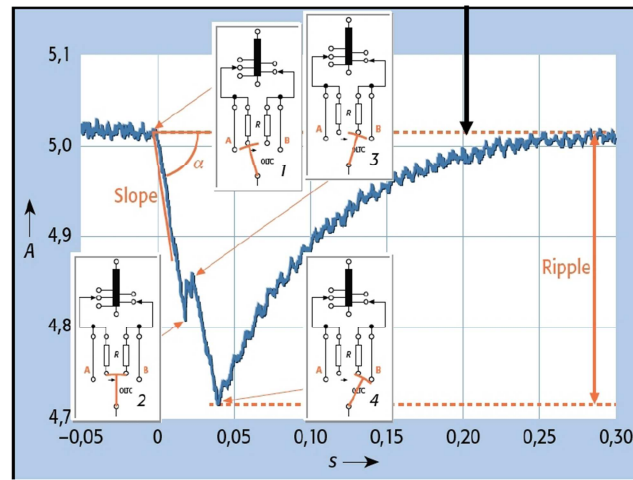


Fig. 4.19 Comportamento da corrente de teste I_{DC} durante uma comutação de tomadas [37]

- **Medição do binário do motor do comando** - este método permite obter informação útil sobre o funcionamento mecânico de toda a cadeia de accionamento do regulador em carga (acoplamentos, engrenagens, lubrificação). É especialmente interessante pelo facto de um número significativo de falhas ocorridas em reguladores em carga nos transformadores da RNT ter tido origem em desalinhamentos e fadiga de componentes mecânicos. A sua aplicação baseia-se na utilização de sensores de tensão e de corrente para determinar a potência eléctrica absorvida pelo motor do comando ao longo da operação de comutação. Através de análise de tendências e comparação com padrões, é possível detectar situações anómalas. Também é possível a aplicação deste método apenas com base na medição da corrente. Na Fig. 4.20 apresenta-se um gráfico ilustrativo dos resultados possíveis de obter.

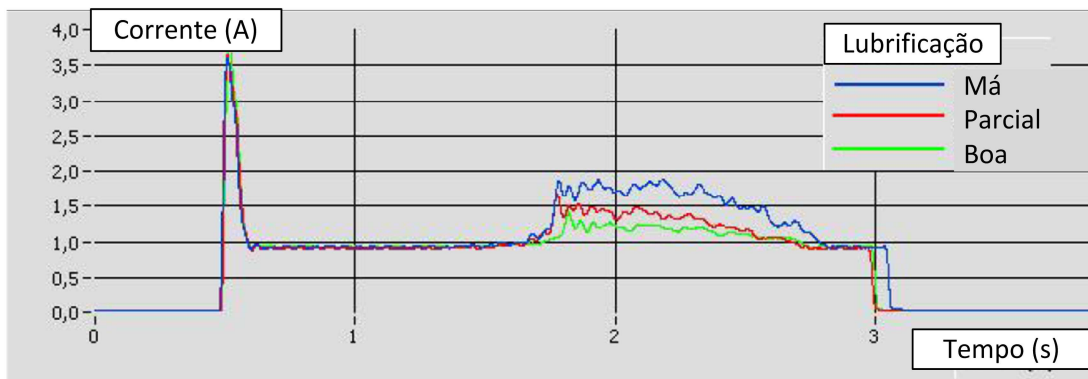


Fig. 4.20 Resultado do método de medição do binário do motor [8]

- Detecção do padrão vibro-acústico** - este método utiliza um sensor de vibração acoplado à parede da cuba na zona do regulador em carga, de modo a captar as ondas acústicas emitidas pelo mecanismo. Este método deve ser complementado com o método anterior, onde o sensor de corrente permite balizar no tempo o início e o fim da manobra e identificar as suas diferentes fases [36]. A dificuldade principal deste método consiste em estabelecer linhas padrão para cada tipo de regulador e os critérios de desvio a partir dos quais se pode considerar haver uma anomalia.
- Análise DGA do óleo do compartimento do comutador** - trata-se de uma técnica que resulta de estudos recentes ([33]), numa fase de amadurecimento, dado não existirem ainda normas para suportar a sua interpretação. No entanto, os resultados já publicados permitem estabelecer um diagnóstico com base num triângulo Duval modificado, onde se representam as zonas associadas a possíveis defeitos do regulador em carga (carbonização de contactos, arco eléctrico anormal, com vários níveis de severidade), conforme se observa na Fig. 4.21.

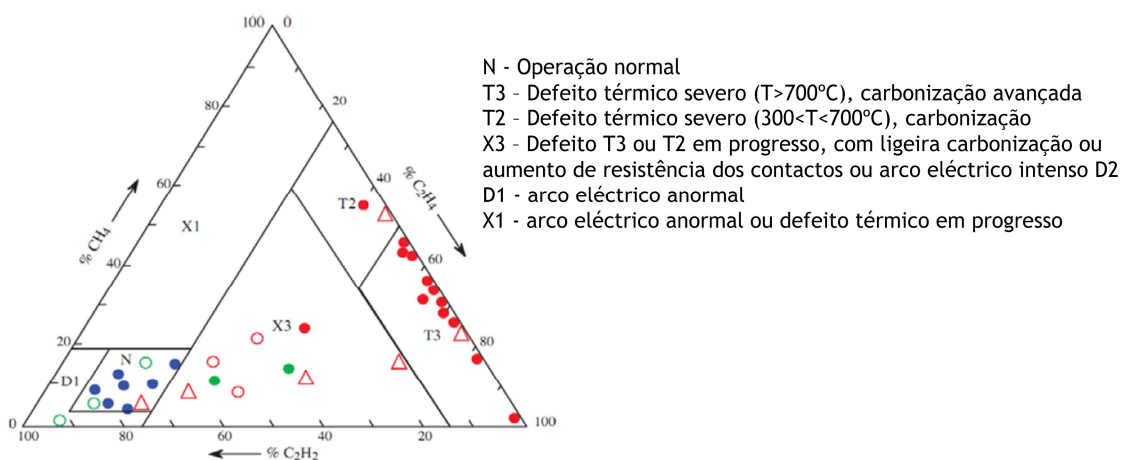


Fig. 4.21 Triângulo Duval modificado para DGA do óleo do ruptor (adaptado de [33])

Com base na análise das práticas actuais estudadas e dos desenvolvimentos que se verificam em novas técnicas de diagnóstico para reguladores em carga, sintetizam-se na Tabela 4.10 algumas medidas propostas, com base nas oportunidades de revisão identificadas para esta actividade.

Tabela 4.10 Medidas propostas para actividade de manutenção específica (RC)

Tipo	Descrição	Justificação
Planeamento	Uniformização dos critérios.	Verificada a existência de critérios diversos que podem ter impacto no desempenho dos equipamentos.
Operação/ Registos	Normalizar procedimento de medição da tensão disruptiva do óleo, segundo método normalizado (CEI 60156).	Dado que se trata de um processo do qual dependem decisões, deverá haver controlo do modo operativo e dos equipamentos de medida utilizados.
Operação/ Registos	Ensaaios de relação de transformação com mala de ensaios.	Permite o registo automático e avaliação imediata dos resultados; emissão de relatório agilizada.
Operação/ Registos	Medição da resistência de enrolamento.	Mais-valias na capacidade interna de diagnóstico.
Operação/ Registos	Avaliar novos métodos de diagnóstico: - resistência dinâmica de enrolamento; - medição do binário do motor; - DGA.	Promoção da inovação dos processos e melhoria das capacidades de diagnóstico; não têm peso financeiro significativo.
Operação/ Registos	Incluir no âmbito dos trabalhos uma revisão/calibração dos dispositivos de medição e de protecção própria do transformador.	Tirar partido da intervenção por núcleo de elementos especializados; medida com vista a melhorar a fiabilidade dos acessórios, dando resposta a ocorrências verificadas (falhas com origem em acessórios do transformador).

5. Análises DGA ao óleo isolante

A análise de gases dissolvidos no óleo isolante por cromatografia gasosa em laboratório é realizada para todos os transformadores da RNT, anualmente ou semestralmente (para máquinas de 400kV).

As técnicas de análise DGA podem ser implementadas em sistemas de monitorização *on-line* contínua, dado o aparecimento e crescente implantação de equipamentos sensores de gases. Estes podem ter associados modelos de diagnóstico elaborados, implementados em *software* próprio (sensores multigás), ou limitar a sua acção à detecção de “gases-chave” e sua evolução, de forma a desencadear um processo de caracterização mais detalhada com análise em laboratório (sensores “gases-chave”).

Na Tabela 4.11 apresentam-se medidas propostas para revisão dos ciclos associados a esta actividade.

Tabela 4.11 Medidas propostas para actividade de análises DGA ao óleo isolante

Tipo	Descrição	Justificação
Ciclo	Implementar a periodicidade base de 1 ano para todos os transformadores.	A realização de DGA mais frequente deve ser condicionada ao diagnóstico do transformador.
Ciclo	Criar um programa diferenciado para transformadores equipados com sistemas de monitorização contínua por sensores de gases.	A vigilância <i>on-line</i> dos gases dissolvidos no óleo.

6. Ensaio ao óleo

A análise do estado do óleo dos transformadores é realizada anualmente a um conjunto de parâmetros que fazem parte dos ensaios de rotina indicados em [17], bem como ensaios complementares. A existência de registos de um leque mais alargado de ensaios permite uma análise de tendências e correlações mais poderosa, com base no histórico acumulado ao longo dos anos. No entanto, considera-se que a experiência acumulada permite abdicar de certos ensaios numa base de rotina tão frequente, podendo por isso ser realizados de forma condicionada à avaliação dos parâmetros-chave obtidos com os ensaios de rotina.

Propõe-se então a seguinte medida para revisão desta actividade:

Tabela 4.12 Medidas propostas para actividade de ensaios ao óleo

Tipo	Descrição	Justificação
Ciclo	Implementar uma periodicidade diferenciada para ensaios complementares (IFT, partículas): - 4 anos para transformadores mais importantes; - condicionada, para restantes transformadores.	De acordo com experiência adquirida e recomendações da norma CEI.

7. Análise de compostos furânicos

A análise de compostos furânicos no óleo dos transformadores é realizada anualmente. Esta actividade permitiu obter um histórico alargado de valores que permite a análise de tendências, valores típicos e a estimativa geral do estado do papel isolante dos transformadores numa base muito regular. Analisando os resultados é possível rever, com alguma segurança, a periodicidade definida, alargando esse prazo e mantendo em aberto a possibilidade de controlos mais frequentes sempre que a avaliação do estado do transformador o determine.

Tabela 4.13 Medidas propostas para actividade de análise de compostos furânicos

Tipo	Descrição	Justificação
Ciclo	Implementar a periodicidade base de 4 anos para todos os transformadores de potência.	De acordo com experiência adquirida e práticas recomendadas.

8. Ensaios Eléctricos

Ao longo do tempo foram realizadas várias campanhas específicas para diagnóstico do estado do transformador e seus componentes através de ensaios eléctricos, de forma a garantir que todos os transformadores haviam sido ensaiados. Esta actividade permitiu recolher valores de referência que auxiliam o diagnóstico sempre que é necessária a realização de ensaios por motivos imprevistos, no âmbito de manutenção correctiva ou condicionada.

Dado o crescente envelhecimento de um conjunto alargado de transformadores, e de forma a garantir a fiabilidade desejada, a REN incluiu na sua estratégia de manutenção o objectivo de passar a realizar estes ensaios com base no tempo, para todos os transformadores, com uma periodicidade de 6 anos.

Dadas as dificuldades em programar indisponibilidades específicas para esta actividade, o número anual de transformadores ensaiados tem ficado aquém do necessário para cumprir o ciclo definido.

Uma análise do conjunto de ensaios incluídos no programa de ensaios eléctricos permite propor uma estratégia diferenciada por tipo de transformador (condicionada pela idade, componentes e o seu estado) e por tipo de ensaio, como indicado na Tabela 4.14.

Tabela 4.14 Revisão da estratégia para ensaios eléctricos

Ensaio Eléctrico	Rotina	Ciclo
1-Resistência de isolamento nos enrolamentos	S	10 anos
2-Capacidade e factor de dissipação (tgδ) dos enrolamentos	S	10 anos
3-Capacidade e factor de dissipação (tgδ) das travessias	S	2/5/10 anos*
4-Tensão de reabsorção (RVM)	N	Condicionada
5-Relação de transformação	N	Condicionada
6-Resistência óhmica dos enrolamentos	N	Condicionada
7-Corrente de excitação	N	Condicionada
8-Reactância de dispersão	N	Condicionada
9-FRA - Resposta em amplitude ao varrimento em frequência	N	condicionada

(*) 2 anos OIP > 20 anos; 5 anos - OIP > 20 anos; 10 anos - RIP

A descrição de cada um destes ensaios é apresentada no Anexo 2.

4.3.2 Comissionamento e início de vida útil

Um aspecto a considerar como parte importante da estratégia de manutenção é o comissionamento. Algumas das actividades “TBM” fazem parte dos requisitos dum programa de comissionamento (tal como assinalado na coluna “ciclo” da Tabela 4.7).

Um bom comissionamento deve garantir uma adequada qualidade inicial do óleo isolante, correcto funcionamento dos equipamentos auxiliares (como sistema de refrigeração e RC), os ajustes adequados dos dispositivos de protecção própria e sinalização, e a disponibilidade de um completo conjunto de valores-base de resultados de ensaios e medições, que servirão de referência para futura comparação e diagnósticos [8].

É também importante detectar, o mais cedo possível, certos problemas de infância com vista à exigência da sua resolução no período de garantia dos equipamentos.

4.3.3 Manutenção baseada no estado (CBM)

As actividades de CBM, sua descrição breve e condições-base apresentam-se na Tabela 4.15.

Tabela 4.15 Actividades de manutenção condicionada

Actividade	Observações	Condição
1-Recondicionamento geral	Tem como base a necessidade de secagem da parte activa e substituição do óleo isolante; dado o custo e grau de intrusão do processo, complementa-se com a substituição geral de acessórios, válvulas, juntas, tratamento anticorrosivo, ensaios de travessias em laboratório, revisão do RC.	Seleção a partir dos transformadores mais degradados da RNT; baseado em diagnóstico a partir das análises ao óleo e recomendações do laboratório; análise custo/benefício.
2-Tratamento do óleo isolante	Aplicação de processo de tratamento de óleo com equipamento de desgaseificação, desumidificação e filtragem de partículas (<i>streamline</i>).	Teor de água elevado, tensão disruptiva baixa, presença de partículas.
3-Tratamento anticorrosivo	Aplicável quando o estado de conservação exterior demonstra uma aceleração da degradação face ao diagnóstico da parte activa.	Necessidade ditada por inspecção visual.
4-Substituição de componentes/acessórios	Exemplo de componentes: chaminé de descarga por válvula de descompressão; relé Buchholz obsoleto (sem resistência sísmica, contactos de mercúrio); termómetro sem telemedida e contactos auxiliares para controlo de refrigeração.	Componentes que não cumprem os requisitos actuais.

Actividade	Observações	Condição
5.1-Diagnóstico avançado- Análises DGA ao óleo de travessias	Foram verificados casos de defeitos não detectados nos ensaios eléctricos de rotina, mas cuja DGA assinalou descargas parciais (posteriormente confirmado internamente).	Identificação de grupo de risco; complemento aos ensaios eléctricos
5.2-Diagnóstico avançado- Análise do DP do papel isolante	Recolha de amostras de papel isolante do interior do transformador, quando viável sem comprometer os níveis de isolamento; exemplo de um ponto de amostragem: pontas de ligação dos enrolamentos (parte superior da cuba).	Necessidade de estimar a vida útil restante do papel isolante (avaliar viabilidade de recondicionamento).
6-Ensaio Eléctricos	Tal como referido no ponto 6 da Tabela 4.7; programa completo ou parcial, de acordo com a condição que os motiva.	Necessidade de complementar análises ao óleo para avaliação de estado; Na sequência de operações de manutenção intrusiva.

Destas actividades, será analisada com maior detalhe a actividade de recondicionamento geral, devido à importância estratégica e impacto económico que representa para a manutenção.

4.4 Manutenção profunda

Podem caracterizar-se como actividades de manutenção profunda aquelas que obriguem à abertura do transformador e retirada de quantidade significativa do óleo isolante. Assim, podem enquadrar-se nesse grupo:

- Reparações de avarias internas.
- Substituição de componentes de relevo, como: travessias, regulador em carga, conservador, óleo isolante.
- Operações de tratamento aplicadas ao sistema de isolamento, tais como: secagem dos enrolamentos e filtragem ou regeneração do óleo isolante.

Dado que as avarias são normalmente situações imprevistas, analisadas caso a caso em termos de solução e viabilidade, serão analisadas com maior destaque as actividades que visam o prolongamento da vida útil do equipamento.

4.4.1 Recondicionamento geral

A estratégia de manutenção da REN prevê como medida de prolongamento de vida útil dos transformadores que se encontrem mais degradados e que constituam elementos mais importantes para a rede, a realização de acções de recondicionamento geral, cujas principais operações com impacto no sistema papel-óleo envelhecido são:

- Substituição integral do óleo isolante.
- Secagem da parte activa, por aplicação do método de “hot-oil-spray” sob vácuo.

A par destas operações é realizada uma beneficiação geral da máquina e *upgrade* de alguns componentes, que envolve nomeadamente [39]:

- Ensaio e/ou substituição de travessias.
- Substituição de conservador por outro com balão, resistente a vácuo.
- Substituição de chaminés com membrana de descarga por válvulas de sobrepressão, termómetros de óleo e enrolamentos obsoletos, relés Buchholz, protecção do regulador e outros acessórios.
- Substituição geral de juntas e válvulas.
- Revisão ou substituição dos armários de comando.
- Tratamento anticorrosivo da cuba.
- Revisão completa do regulador em carga (selector e comutador).

Durante a última década (2001-2010) foram realizados recondicionamentos mais ou menos profundos, com substituição do óleo isolante e secagem da parte activa pelo método de “hot-oil spray” sob vácuo em 40 máquinas, das quais 19 constituem pólos monofásicos (4 deles pólos de reserva). A idade média destes transformadores recondicionados é de cerca 30 anos (o valor mais frequente é de 29 anos).

Os resultados verificados em termos de estabilidade após intervenção são positivos, apresentando-se no próximo capítulo alguns casos exemplificativos da evolução do estado de transformadores recondicionados há 5 ou mais anos, através dos resultados das análises ao óleo isolante.

A estabilidade à oxidação verificada para o óleo novo, após reenchimento, é potenciada pela opção de montagem simultânea de conservador balão e pelo efeito benéfico da secagem na remoção de contaminantes e compostos ácidos presentes nos enrolamentos.

4.4.2 Avaliação de estado

As necessidades de aplicação de processos de manutenção profunda são normalmente detectadas através da avaliação do estado dos materiais isolantes do transformador e da velocidade da sua degradação. De acordo com a experiência verificada na REN, a detecção de

níveis de envelhecimento verificados a partir de ensaios ao óleo antecede qualquer efeito sob a forma de anomalia detectada por ensaios eléctricos.

Assim, salvo em situações de presença de defeitos eléctricos ou térmicos, os primeiros sinais de envelhecimento, que surgem no transformador, manifestam-se pela degradação do óleo isolante, com sintomas como; cor escura, redução da IFT, aumento da acidez, aumento do teor de água e aumento do factor de dissipação dieléctrica. Através da análise de compostos furânicos é também estimado o envelhecimento do papel isolante.

Estes resultados despertam a necessidade de tomada de decisões a que se associam custos significativos, pelo que se devem direccionar os meios de forma eficiente. Para tal, é essencial ter uma perspectiva global da população, para identificar as unidades mais críticas. Por outro lado, os resultados dos ensaios não podem ser analisados de forma isolada, devendo ser colocados em perspectiva com a tendência verificada, quer na unidade (análise de tendência), quer no conjunto global (análise estatística).

Um diagrama de apoio à decisão de acções de manutenção condicionada, com base nos ensaios ao óleo, de acordo com o proposto em [8], apresenta-se na Fig. 4.22.

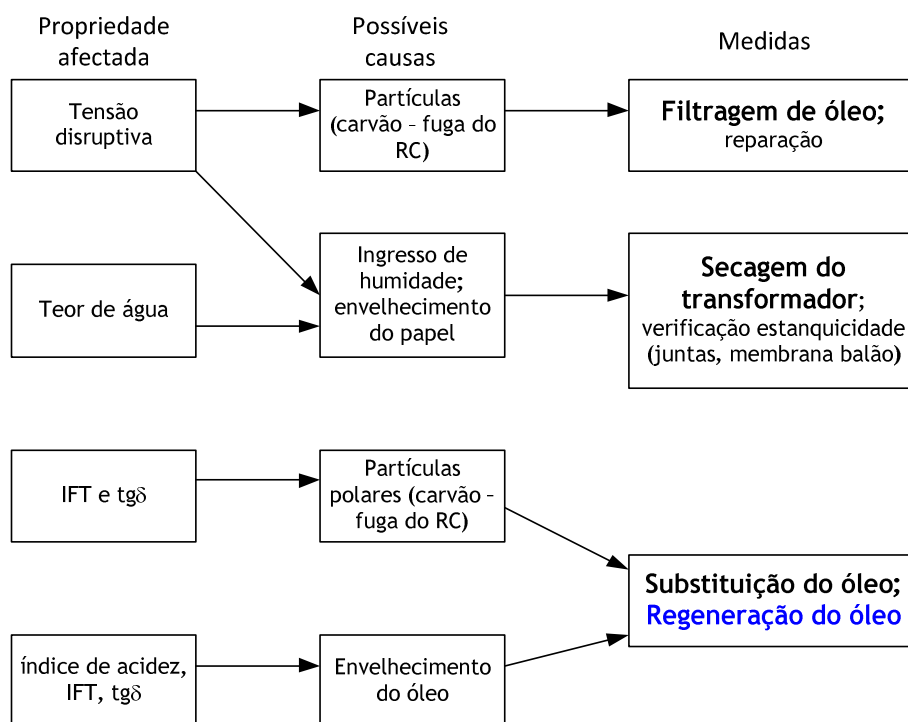


Fig. 4.22 Processo de decisão de manutenção condicionada com base em ensaios ao óleo

Verifica-se que o processo de recondicionamento, atrás descrito, dá uma resposta abrangente aos problemas detectados no óleo, uma vez que inclui a secagem e substituição do óleo isolante. No entanto, são aqui referidos outros processos de manutenção do óleo

isolante importantes e que devem ser considerados como medidas possíveis complementares aos recondicionamentos descritos.

4.4.3 Tratamento / filtragem do óleo isolante

Normalmente, este processo é realizado com estações de tratamento, que realizam desgaseificação, desumidificação e filtragem do óleo isolante (tratamento físico). Permitem retirar contaminantes do óleo, mantendo-o em boas condições, embora não seja eficaz para reverter efeitos da oxidação e certa contaminação química.

Para que o tratamento de purificação do óleo do transformador seja eficaz é recomendável prever um mínimo de 3 passagens de todo o volume de óleo pela estação de tratamento.

4.4.4 Regeneração do óleo isolante

A regeneração é um processo de tratamento físico-químico do óleo isolante, em que para além dos efeitos referidos para o processo de filtragem, se aplicam reagentes que permitem extrair contaminantes polares e compostos resultantes da degradação do óleo, recuperando as suas propriedades físico-químicas para níveis adequados. Este processo encontra-se descrito detalhadamente nas normas [17] e [40].

É importante ter em consideração que o processo de regeneração também elimina os inibidores antioxidantes do óleo, sejam eles naturais (óleo não inibido) ou sintéticos (óleo inibido), pelo que após aplicação deste processo deve ser prevista a adição de inibidor antioxidante.

Este processo encontra-se amadurecido em diversos países, sendo uma boa opção alternativa à substituição do óleo isolante, mais económica e com ganhos ambientais, minimizando a emissão de resíduos.

4.4.5 Considerações económicas

Uma análise de custo-benefício para acções de recondicionamento, ou outras actividades de manutenção profunda, pode ser baseada numa estimativa da vida útil restante e no do prolongamento desta obtido com tal recondicionamento.

Podem assim ser comparados os valores actuais do capital necessário para substituição do equipamento ao fim de 'R' anos (tempo de vida restante) ou ao fim de 'R+P' anos (tempo de vida restante, caso seja realizada a intervenção para prolongamento da vida útil) acrescido do valor do recondicionamento, conforme proposto em [41]. Aplicando a fórmula do valor actual, e considerando uma dada taxa de juro, tem-se a seguinte condição de viabilidade do recondicionamento:

$$C_{Rec} + \frac{C_{novo}}{(1+j)^{R+P}} < k \cdot \frac{C_{novo}}{(1+j)^R} \quad (4.10)$$

Onde:

C_{Rec} - custo do recondicionamento

C_{novo} - custo da substituição por transformador novo

j - taxa de juros para o período

R - tempo de vida restante

P - prolongamento de vida útil devido ao recondicionamento

k - factor de segurança (<1), para compensar aproximações e simplificações do método.

Trata-se de uma forma simplificada, mas prática, de analisar a viabilidade do investimento. Outros factores podem ser introduzidos, nomeadamente a consideração de eventuais diferenças nas perdas do transformador a recondicionar face ao novo.

O efeito provocado pelo recondicionamento num dado instante, em termos de prolongamento da vida útil restante, pode ser observado a partir de um gráfico de relação de DP com o tempo em serviço, como se mostra na Fig. 4.23.

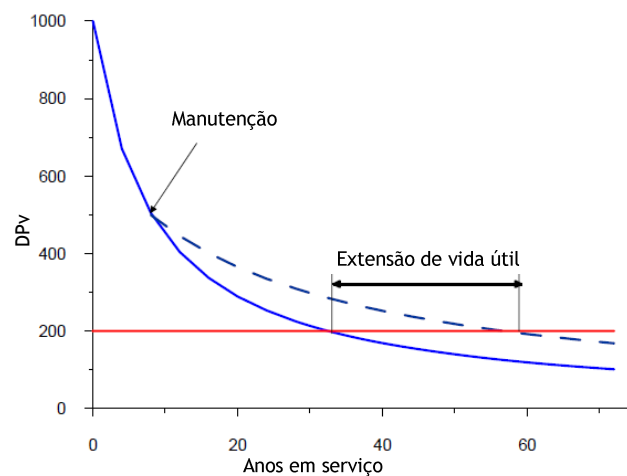


Fig. 4.23 Efeito da manutenção no tempo de vida útil [7]

4.5 Sulfureto de cobre no isolamento

A deposição de sulfureto de cobre, no cobre e sobretudo no papel dos enrolamentos, tem sido referida como a causa de falhas catastróficas, ocorridas recentemente em transformadores e reactâncias a nível global [16].

A formação de sulfureto de cobre resulta da presença de compostos de enxofre corrosivos ou potencialmente corrosivos no óleo. Neste contexto, “corrosivo” entende-se como capaz de formar depósitos de sulfureto de cobre no (ou sobre) papel isolante ou outros isolantes sólidos.

Estes óleos isolantes não são normalmente identificados como corrosivos quando testados de acordo com as normas DIN 51353 ou ASTM D 1275 referidas em [17], mas não cumprem os critérios de aceitação estabelecidos na nova norma para ensaios de corrosão, CEI 62535. Este novo método de ensaios foi desenvolvido para dar resposta ao número cada vez maior de falhas catastróficas causadas por deposição de sulfureto de cobre.

Uma vez detectados os equipamentos com risco mais elevado de deposição de sulfureto de cobre nos enrolamentos, devem ser tomadas medidas com vista à sua minimização [18], nomeadamente:

- Evitar sobrecarregar o equipamento.
- Passivar, substituir ou regenerar o óleo isolante.
- Controlar periodicamente a concentração do apassivador (caso aplicável).

Actualmente, um número significativo de utilizadores tem que lidar com a realidade de ter quantidades significativas de transformadores com óleo potencialmente corrosivo. Para transformadores de potência com este tipo de óleo, os factores de risco adicionais a considerar são:

- Carga elevada.
- Detecção de qualquer defeito térmico ou eléctrico diagnosticado por análise DGA.
- Óleo isolado hermeticamente do ar (e.g. transformador equipado com conservador do tipo balão).
- Não ter sido passivado.
- Mais tempo em serviço sem apassivador.

Capítulo 5.

Caracterização dos Transformadores da RNT

5.1 Descrição da população

5.1.1 Unidades e potência instalada

A síntese dos transformadores de potência da RNT operacionais à data de 31-12-2010 apresenta-se na Tabela 5.1, com a identificação do número total de máquinas, potência aparente total por nível de tensão, tipo (transformador, autotransformador) e variante construtiva (trifásico, monofásico).

Os transformadores de potência estão distribuídos por 61 subestações da RNT, das quais 44 possuem apenas transformadores (de enrolamentos separados - “pontos de entrega”), 3 possuem apenas autotransformadores (interligação de níveis MAT da RNT), sendo as restantes 14 subestações equipadas com ambos os tipos. No Anexo 1 apresenta-se o mapa da RNT com a distribuição geográfica dos vários elementos de rede.

A população analisada totaliza **229 transformadores de potência**. Para além dos transformadores em serviço à data considerada, incluíram-se 5 unidades trifásicas e 6 monofásicas (com uma potência total de 731 MVA) fora de serviço, por se encontrarem numa das seguintes situações:

a) Reserva:

- 5 Transformadores monofásicos 220/60 kV de reserva a 5 bancos, em diferentes subestações (4x40 MVA+1x30 MVA).
- 1 Autotransformador monofásico 220/150 kV de reserva a 1 banco, na respectiva subestação (40 MVA).
- 1 Transformador trifásico 150/60 kV como reserva estratégica em instalação com apenas 1 transformador em serviço (63 MVA).

b) Em processo de transferência entre diferentes instalações:

- 3 Transformadores trifásicos de 220/60 kV (126 MVA).
- 1 Transformador trifásico de 150/60 kV (60 MVA).

Tabela 5.1 Transformadores e autotransformadores da RNT - situação em 31-12-2010.

Transformadores de Potência	Trifásicos		Monofásicos		Total	
Nível de tensão (kV)	Quant.	MVA	Quant.	MVA	Quant.	MVA
150/60*	53	5699	3	170	56	5869
220/60	66	8814	44	1782	110	10596
400/60	14	2380	3	170	17	2550
Total Transformadores	133	16893	50	2122	182	19015
220/150	2	400	10	400	12	800
400/150**	12	4640	6	900	18	5540
400/220	10	4500	6	900	16	5400
Total Autotransformadores	24	9540	22	2200	46	11290
Total	157	26433	72	4322	229	30755

* No grupo “150/60 kV - trifásicos” incluem-se 2 unidades de 150/30 kV e 1 de 150/130 kV.

** Na classe “400/150 kV - trifásicos” incluem-se 4 autotransformadores desfasadores, que permitem regular a amplitude e o ângulo da tensão para controlo do trânsito de potências, sendo constituídos por duas máquinas: autotransformador desfasador e transformador série.

Independentemente da situação presente de cada máquina, todos os transformadores são avaliados do ponto de vista da gestão do seu ciclo de vida, uma vez que pertencem ao conjunto de activos cuja operacionalidade deve ser assegurada de forma eficiente. Assim, a quantificação de elementos da população do presente estudo é centrada na “máquina” e não no “elemento de rede” respectivo.

5.1.2 Distribuição dos transformadores por idade

A distribuição da população por idades apresenta-se na Fig. 5.1, com identificação do número de elementos por variante construtiva (trifásicos, monofásicos).

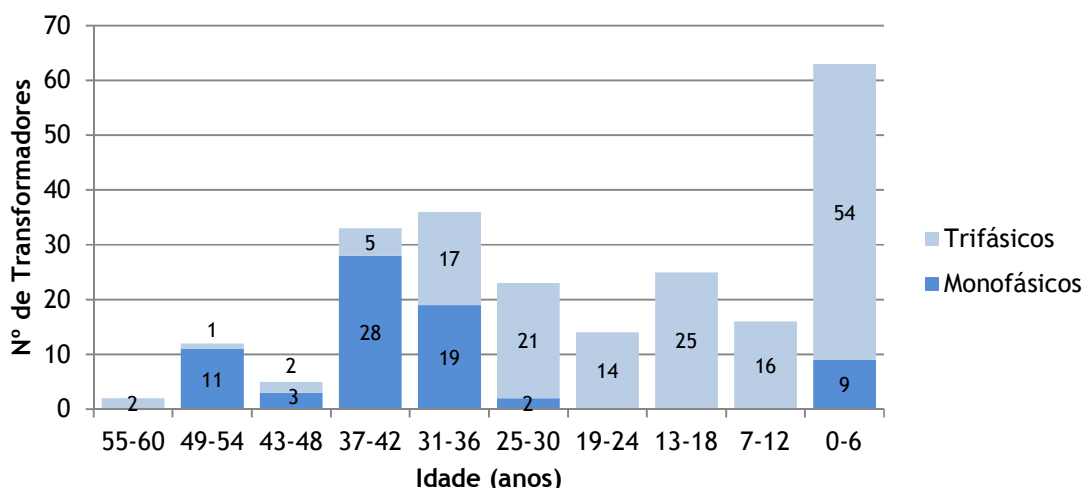


Fig. 5.1 Distribuição de transformadores da RNT por idade

Analisando o gráfico, verifica-se que no último período de 6 anos o número de transformadores instalados é cerca de 3 vezes superior ao verificado nos períodos anteriores, destacando-se claramente de qualquer outro período de crescimento da rede, considerando que a quantidade de transformadores entretanto desclassificados não é muito significativa.

Este reforço permite manter a idade média dos transformadores de potência da RNT em cerca de 22 anos, que é relativamente baixa quando comparada com redes de transporte de outros países desenvolvidos, com valores tipicamente acima de 30 anos [21]. No entanto, é inevitável que o lote de equipamentos mais antigos e com maior degradação natural continue a aumentar, uma vez que a maior parte dos novos transformadores instalados visa ampliar e reforçar a rede e não a substituição de unidades a desclassificar.

Mesmo com o forte investimento dos últimos anos, o número de transformadores com 25 ou mais anos de idade representa já cerca de 50% do parque, num total de 111 máquinas.

5.1.3 Elementos de Rede

Os transformadores de potência em serviço a 31/12/2010 constituem 174 elementos de rede trifásicos, dos quais 143 são transformadores, para alimentação de pontos de entrega da RNT à Rede de Distribuição, com uma potência total de 18324 MVA, e 31 são autotransformadores, que interligam as redes MAT da RNT, com uma potência total de 11700 MVA.

Os valores de potência estipulada instalada por elemento de rede, para transformadores e autotransformadores, e respectivas quantidades indicam-se na Tabela 5.2. Nesta tabela destacaram-se os valores estipulada actualmente especificados para aquisição de novos transformadores de potência.

Tabela 5.2 Potências estipuladas de transformadores e autotransformadores instalados

S (MVA)	Transformadores	Autotransformadores
50, 60, 63, 90	27	-
120, 126 , 140, 150, 170	116	4
250 , 360	-	7
450	-	20

Verificou-se uma tendência de aumento da potência por máquina ao longo do tempo, devido ao alargamento da capacidade construtiva dos fabricantes e às próprias necessidades de crescimento da RNT. Relativamente a autotransformadores, há mais de 30 anos que não são fabricadas unidades com menos de 250 MVA para instalação na RNT.

Quanto a transformadores, os últimos instalados na RNT com menos de 100 MVA foram fabricados há quase 20 anos, tendo desde então sido adoptado o valor mínimo de 126 MVA para encomenda de novas unidades. Pode assim considerar-se que, do ponto de vista estratégico, esses transformadores têm menor importância, uma vez que no futuro tenderão a ser eliminados nos principais nós da rede, podendo ser desclassificados ou relegados para outros pontos de entrega menos críticos.

5.1.4 Tipo de transformadores

Analisou-se o parque de máquinas instaladas nas subestações da RNT em termos de configuração da parte activa, tendo-se encontrado transformadores tipo *shell* e *core* até ao nível de 220 kV. Para máquinas de 400 kV, há uma utilização exclusiva de transformadores tipo *shell*, distribuindo-se os dois tipos, por níveis de tensão, de acordo com a Tabela 5.3.

Tabela 5.3 Configuração dos transformadores da RNT por nível de tensão

U _{AT} (kV)	CORE	SHELL
150 kV	31	25
220 kV	56	66
400 kV	-	51
Total	87	142

Relativamente à utilização da solução “fases dissociadas”, referida em 2.1.3, constata-se que dos 157 transformadores de potência trifásicos identificados em 5.1.1, existem 24 máquinas desse tipo. A utilização desta solução está tipicamente associada aos níveis de tensão e potência mais elevados, para reduzir as dimensões de transporte, como se pode constatar na Fig. 5.2.

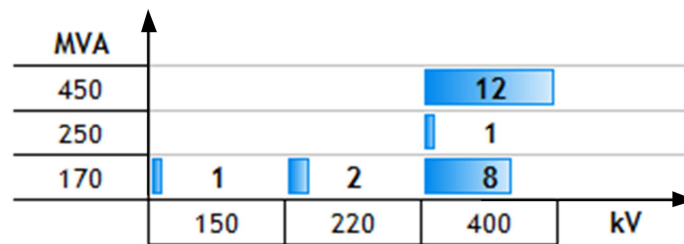


Fig. 5.2 N° de máquinas de fases dissociadas instaladas na RNT

5.1.5 Caracterização de componentes e materiais

Certos componentes instalados num transformador condicionam o seu desempenho, pela fiabilidade e necessidades de manutenção que apresentam. A evolução técnica ao longo dos anos permitiu encontrar soluções mais fiáveis e robustas. Os materiais também evoluíram ao longo do tempo, produzindo diferentes condições de envelhecimento dos transformadores. Assim, para caracterização mais detalhada dos transformadores da RNT, foram recolhidos os seguintes elementos:

- **Tipo de travessias** - foram identificados os transformadores com travessias do tipo OIP, RBP e RIP, e o respectivo tempo de utilização em serviço, onde possível.
- **Tipo de regulador em carga** - também foram identificados para cada transformador, associando-se-lhe um grau de risco de acordo com o modelo, idade e experiência de exploração.
- **Tipo de óleo isolante** - porque a sua identificação permite a avaliação da degradação das propriedades ao longo do tempo para diferentes tipos de óleo.
- **Presença de conservador com balão** - já que permite a avaliação do efeito da hermeticidade na evolução do envelhecimento dos materiais isolantes.
- **Tipo de papel isolante** - esta caracterização limita-se à identificação dos transformadores em que o papel utilizado no isolamento entre espiras dos condutores dos enrolamentos é do tipo termo-estabilizado (em oposição ao papel *kraft* normal), o que resulta em diferentes critérios de avaliação do tempo de vida útil restante [22].

Esta avaliação permite estabelecer uma linha cronológica com algumas datas indicativas de introdução de alterações nestes elementos acima referidos, como se observa na Fig. 5.3.

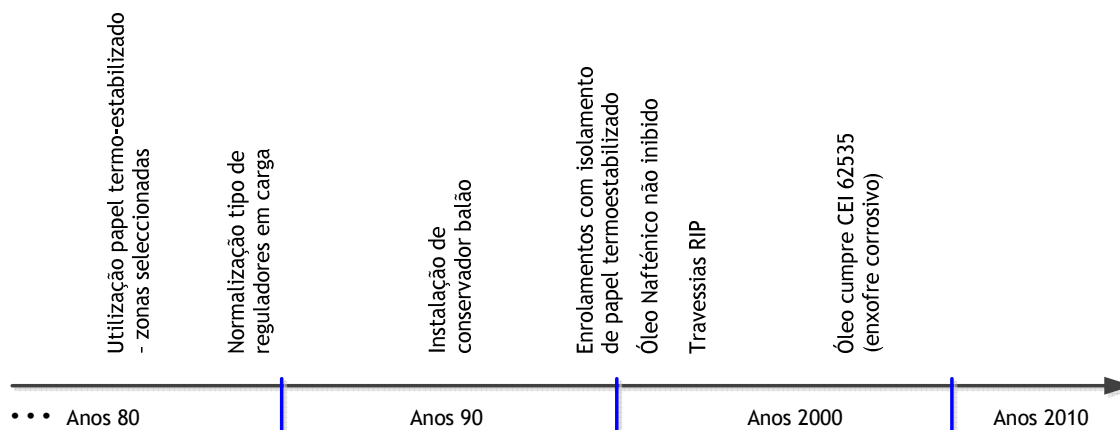


Fig. 5.3 Introdução de alterações de características relevantes ao longo do tempo

5.2 Análise do desempenho

5.2.1 Taxa de falhas

O desempenho dos transformadores de potência da RNT é avaliado sistematicamente pela REN, em termos de disponibilidade e fiabilidade, com base nos seguintes indicadores [24]:

- Taxa de Disponibilidade Média Global (%).
- Taxa de Disponibilidade Média Associada à Manutenção (%).
- Taxa de Falhas com Indisponibilidade Imediata (%).

As taxas de disponibilidade não só são afectadas pelo desempenho do próprio equipamento, mas também pelas actividades de manutenção, ampliação e remodelação de instalações, pelo que no âmbito deste trabalho se optou por focar a análise do desempenho na “taxa de falhas com indisponibilidade imediata”, que será referida abreviadamente como “taxa de falhas”, definida para um determinado período de tempo como:

$$\lambda = \frac{n^{\circ} \text{ falhas (período)}}{n^{\circ} \text{ equipamentos.ano (período)}} \quad (5.1)$$

A sua evolução ao longo do tempo foi analisada, demonstrando uma tendência de melhoria deste indicador verificada nos últimos anos conforme ilustrado na Fig. 5.4. A taxa de falhas média dos últimos 20 anos é de cerca de 4%, mas se considerados apenas os últimos 5 anos, verifica-se que baixa para o valor de 2,7%. Esta redução resulta dos esforços de inspecção e manutenção destes equipamentos, mas também do aumento expressivo do número de equipamentos novos em serviço nos últimos anos.

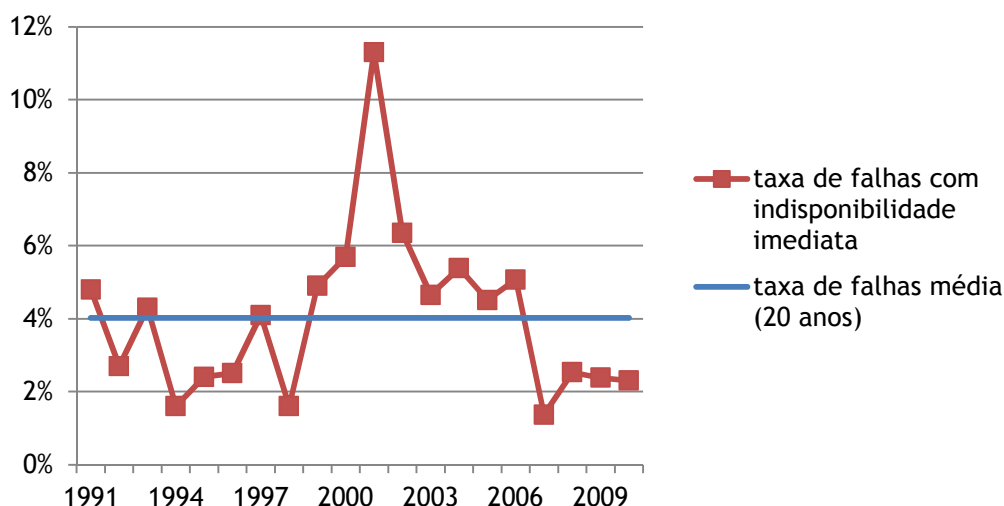


Fig. 5.4 Evolução da taxa de falhas dos transformadores na RNT

Foram pesquisados valores de referência de outras redes de transporte, relativos a equipamentos equivalentes aos instalados na RNT, tendo-se analisado as seguintes fontes de informação:

1. Último estudo da CIGRE sobre a fiabilidade de transformadores de potência a nível mundial, embora já publicado em 1983 [20] - com base neste estudo, a taxa de falhas global média, verificada para transformadores e autotransformadores de subestação possuidores de regulador em carga, com níveis de tensão superiores a 100 kV (até 700 kV), foi de cerca de 1,3%. Para comparação de valores, deve ter-se em conta que estes dados dizem respeito às falhas verificadas no período de 1968 a 1978, num conjunto de transformadores sempre com idade inferior a 20 anos.
2. Dados de empresas de electricidade canadianas da *Canadian Electricity Association*, obtidos em [21] - foi analisada a estatística de falhas ocorridas entre 1998 e 2002, verificando-se uma taxa de falhas global de cerca de 5,5%.
3. Dados da rede de transporte "RTE" (França), conforme publicado em [23] - é referida uma taxa de falhas global média de 4,6%, para uma população de 1259 máquinas (com tensões "AT" de 63 kV a 400 kV, sendo cerca de dois terços de 400 kV), para interrupções registadas entre 1990 e 2004.

Os valores verificados para o indicador de taxa de falhas dos transformadores da RNT podem considerar-se bons quando comparados com as referências pesquisadas, havendo no entanto a preocupação em assegurar a sua melhoria contínua, o que exige uma análise cuidada das causas e definição de medidas adequadas para redução do risco.

5.2.2 Falhas por componente

A Fig. 5.5 mostra os componentes que foram afectados nas avarias que deram origem a indisponibilidades de transformadores da RNT (imediatas ou programadas), no período de 2003-2005 (de acordo com [24]).

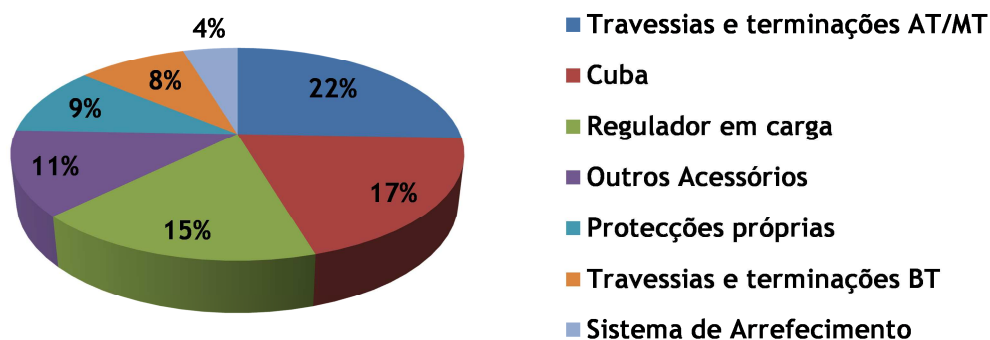


Fig. 5.5 Componentes afectados por avarias que originaram indisponibilidade

Uma análise detalhada das falhas causadas por travessias e cuba, que constituem a maior parcela do gráfico exposto, permite verificar que se tratam maioritariamente de situações de fugas de óleo, cuja resolução permite a programação da intervenção minimizando o impacto no sistema.

Foram também analisados os incidentes da RNT com origem em transformadores (período 2001 a 2008), verificando aqueles em que a causa se pode relacionar com um componente do transformador, tendo-se identificado os elementos representados no gráfico da Fig. 5.6.

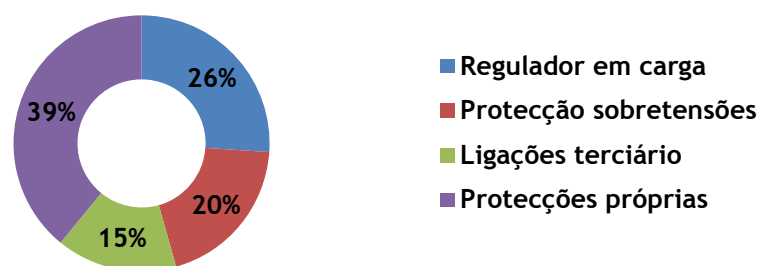


Fig. 5.6 Causa de incidentes com origem em transformadores

A análise das causas de falhas permitiu identificar os seguintes pontos críticos e respectivas medidas de actuação:

1. Reguladores em carga - componentes que para alguns modelos e geração de fabrico têm uma incidência significativa de avarias graves.
 - Medida resultante: programa de inspecção e revisão específico por famílias de equipamentos mais críticos.
2. Acessórios/protecções próprias - elementos como relé Buchholz, termómetros de óleo e enrolamentos, válvulas de sobrepressão, relé de protecção do regulador em carga, têm tido registos de actuações intempestivas devido a falha do próprio aparelho, motivada por degradação, infiltrações, montagem incorrecta.
 - Medidas resultantes: revisão dos procedimentos de manutenção, de modo a incluir ensaios de protecções próprias; avaliação de acessórios alternativos, com reforço do IP.
3. Protecção contra sobretensões (hastes de descarga) - elementos susceptíveis de provocar actuação das protecções por influência de descargas atmosféricas.
 - Medida resultante: desmontagem de hastes de descarga e montagem de novos descarregadores de sobretensão de óxido de zinco.
4. Ligações exteriores do enrolamento BT (terciário) - terminais, isoladores, barramentos, especialmente susceptíveis a curto-circuitos por interferência de animais, ou projecção de objectos, devido às curtas distâncias de isolamento.
 - Medida resultante: desmontagem de hastes de descarga e montagem de novos descarregadores de sobretensão de óxido de zinco no terciário; protecção das zonas em tensão com isolamento termoretráctil.

Para além do desempenho verificado nos transformadores da RNT, é importante avaliar as referências internacionais em termos de estatísticas de falhas. De acordo com [20], o número de interrupções forçadas em transformadores de potência com regulador em carga distribuíam-se, segundo a origem, conforme o gráfico da Fig. 5.7. No estudo da RTE já referido [23], encontraram-se valores relativos do número de falhas de acordo com a sua origem, para falhas classificadas como graves, donde resulta o traçado do gráfico da Fig. 5.8.

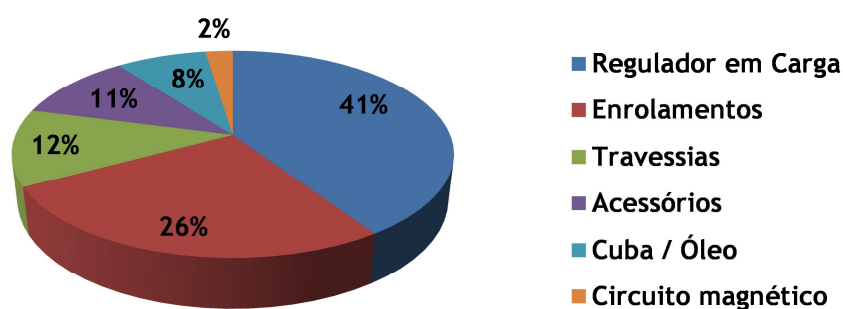


Fig. 5.7 Interrupções forçadas em transformadores de potência com regulador em carga (CIGRE)

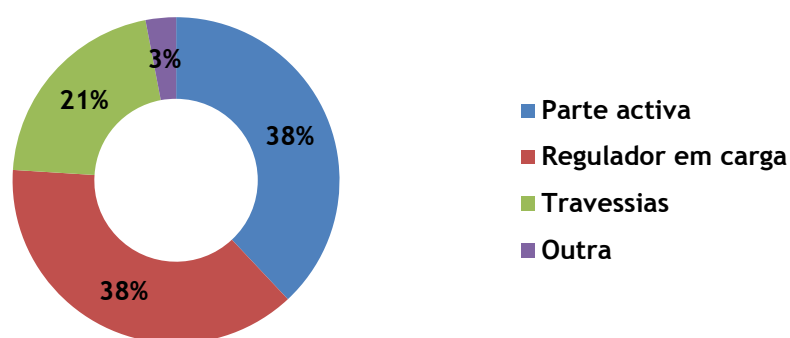


Fig. 5.8 Distribuição de falhas graves de acordo com origem (RTE)

Desta forma pode reforçar-se a importância do regulador em carga para o desempenho do transformador, aparecendo repetidamente como causa mais frequente de falhas.

É de destacar também o impacto significativo das travessias (12% - 21%), quer pela frequência, que pelo perigo que representam, especialmente nos casos de travessias isoladas a óleo, que constituem a maioria, devido ao risco de incêndio e explosão.

Por fim, verifica-se que a parte activa (enrolamentos e circuito magnético) assume também um peso muito significativo como causa de falhas, embora a experiência verificada na RNT não o confirme em termos de frequência relativamente a outros componentes mais problemáticos. No entanto, quando ocorre, a sua resolução será complexa, onerosa e possivelmente inviável, pelo que os processos de diagnóstico precoce de possíveis problemas internos são fundamentais.

5.2.3 Análise de falhas maiores

A população de transformadores em serviço não tem registo significativo de falhas catastróficas, sendo apenas possível identificar as seguintes falhas mais graves que condicionaram o ciclo de vida das unidades afectadas [24]:

- Defeito de isolamento em travessia AT, que provocou o incêndio e destruição da parte activa de um transformador de 220/60kV, 126 MVA (ano 2000). Foi no entanto possível rebobinar e reaproveitar o transformador, mantendo-se em serviço em boas condições.
- Defeito térmico, com origem no circuito magnético, que precipitou a desclassificação de um transformador de 220/60kV, 60 MVA, tal como referido em 5.3.1, embora se tratasse de uma unidade já em fase final da vida útil, pela sua idade, características construtivas e potência (ano 2002).

Poderá ser necessário aprofundar mais a recolha de informação histórica, relativa a eventos mais antigos, mas tal não foi possível no âmbito deste trabalho. No entanto, é inequívoca a boa fiabilidade dos transformadores instalados na RNT ao longo do tempo, demonstrando a eficácia das opções nas diversas fases do seu ciclo de vida.

5.3 Análise do histórico dos transformadores da RNT

5.3.1 Análise do fim de vida útil dos transformadores desclassificados

Sendo um dos objectivos deste trabalho a compreensão do significado técnico e prático de “fim de vida útil” de um transformador, foram identificados os transformadores desclassificados ao longo do tempo, as suas características principais, o tempo de vida útil entre a instalação e a desactivação, e os possíveis motivos para essa decisão.

Identificaram-se assim 33 transformadores desclassificados: 19 máquinas trifásicas e 14 unidades (“pólos”) monofásicas. Os gráficos da Fig. 5.9 e da Fig. 5.10 permitem analisar a origem (ano de instalação e níveis de tensão) e a longevidade dos transformadores já desclassificados, ou seja, que atingiram o fim de vida útil.

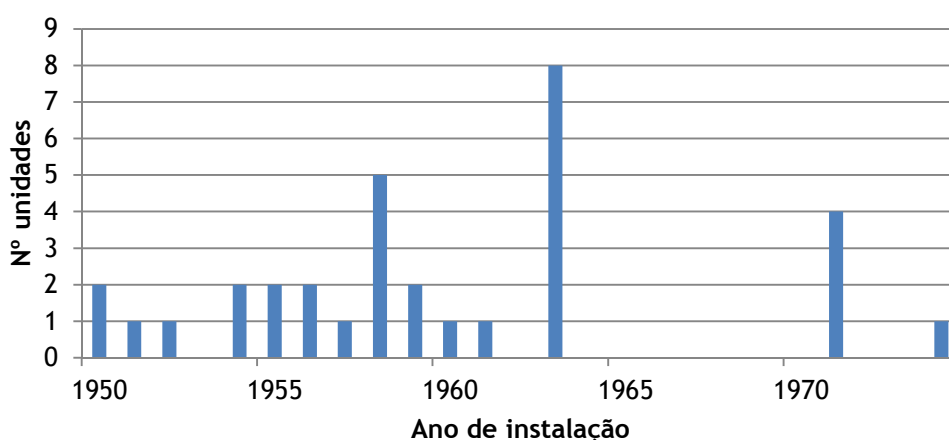


Fig. 5.9 Transformadores desclassificados, por ano de entrada em serviço

Constatou-se que apenas 4 transformadores trifásicos tiveram um tempo de vida útil inferior a 37 anos (23, 29 e 33 anos). Os restantes atingiram um tempo de vida útil próximo dos 40 anos, ou excederam esta barreira, que constitui o patamar de vida útil esperada de acordo com os critérios de planeamento.

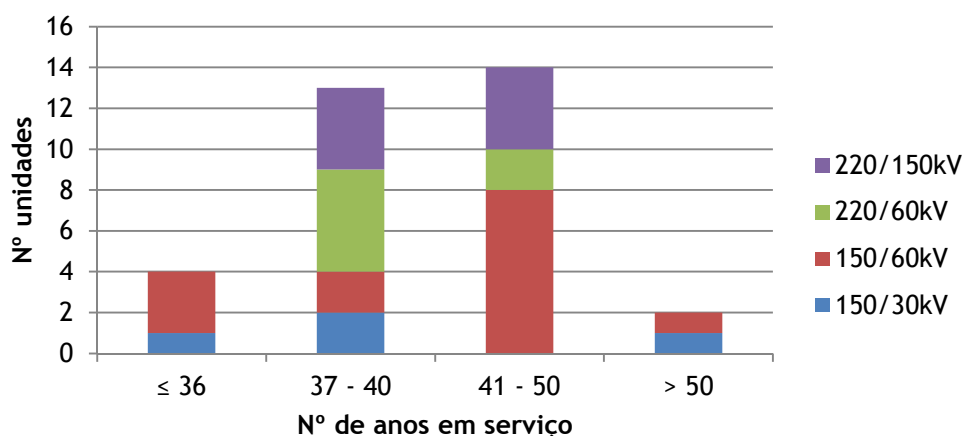


Fig. 5.10 Tempo de vida útil dos transformadores desclassificados na RNT

Verifica-se que o nível de tensão dos transformadores desclassificados é maioritariamente de 150 kV, o que reflecte a influência de critérios estratégicos na determinação no fim de vida útil, ou seja, a necessidade de renovação das instalações e a perda de importância da rede de 150 kV face ao desenvolvimento dos níveis de tensão MAT mais elevados (pelo que também se encontram autotransformadores 220/150 kV no lote dos desclassificados).

Dos 7 transformadores de 220/60 kV desclassificados, 6 correspondem a pólos monofásicos substituídos por transformadores mais potentes, em subestações de elevados consumos e importância.

O outro transformador, trifásico, apresentava sintomas de defeito ao nível do circuito magnético, que originava a produção de gases e consequente actuação do relé Buchholz num curto intervalo de tempo (minutos). Este foi o único caso identificado cujos motivos que despoletaram a desclassificação foram essencialmente técnicos. Para além do abate patrimonial, este transformador foi alvo de desmantelamento cuidadoso de forma a permitir uma investigação das possíveis causas que originaram o defeito, tendo sido encontradas marcas de sobreaquecimentos anormais na chapa magnética em variados locais do circuito magnético, conforme ilustrado na Fig. 5.11.

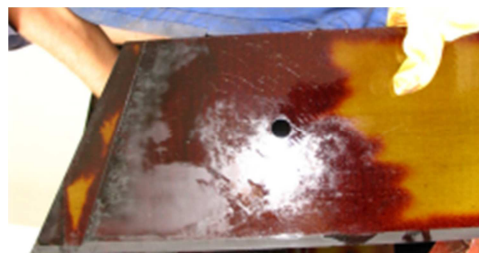


Fig. 5.11 Chapa magnética com marcas de sobreaquecimentos anormais

5.3.2 Análise da utilização dos transformadores

A análise do histórico de utilização dos transformadores permitiu identificar as unidades que foram alvo de realocização e as principais intervenções profundas realizadas no conjunto de transformadores da RNT.

A realocização implica sempre alguns riscos inerentes ao transporte, às operações de carga e descarga, desmontagem e montagem de componentes. Para decidir sobre a possível transferência de uma unidade deve considerar-se este historial de movimentações, uma vez que aumenta a probabilidade de falha a cada nova realocização, devido aos riscos referidos.

Para as 229 máquinas que constituíram objecto do estudo, identificaram-se as seguintes situações:

- 43 unidades já foram alvo de realocização (cerca de 20%), das quais 24 são máquinas trifásicas.
- Existe um transformador trifásico, de 220/60 kV, que já foi transferido de instalação por 3 vezes (ou seja, já foi instalado em 4 subestações diferentes); 5 transformadores trifásicos e um pólo monofásico já foram transferidos por 2 vezes (3 subestações).
- Uma única máquina com nível de tensão 400 kV foi alvo de transferência (autotransformador 400/150 kV).

A identificação destes casos, através da recolha e estruturação de informação reunida com o presente trabalho, constitui informação relevante a considerar na avaliação do comportamento destas unidades e na decisão futura de eventuais transferências.

5.4 Evolução da RNT

Para a gestão do ciclo de vida dos transformadores deve ter-se em conta a evolução prevista para o futuro, combinando a análise técnica de cada transformador com o planeamento estratégico e económico previsto para a rede onde se inserem.

Com base nos dados históricos disponíveis na REN, na situação actual e tendo em conta o plano de investimentos previsto para a RNT para o período 2009-2014 [25], traçaram-se os gráficos da evolução da potência e número de elementos instalados (transformadores e autotransformadores) desde a criação da RNT (Fig. 5.12).

Pela análise dos gráficos confirma-se o crescimento acentuado dos últimos anos, com um aumento brusco a partir de 2005: no período de 2005 a 2010, a potência instalada aumentou mais de 50%, e o número de elementos cerca de 30%.

Com base na previsão de concretização de investimentos até 2014, o valor da potência instalada na RNT, no final deste período, será cerca do dobro do contabilizado no final do ano de 2002, com um acréscimo de 50% do número de elementos de rede.

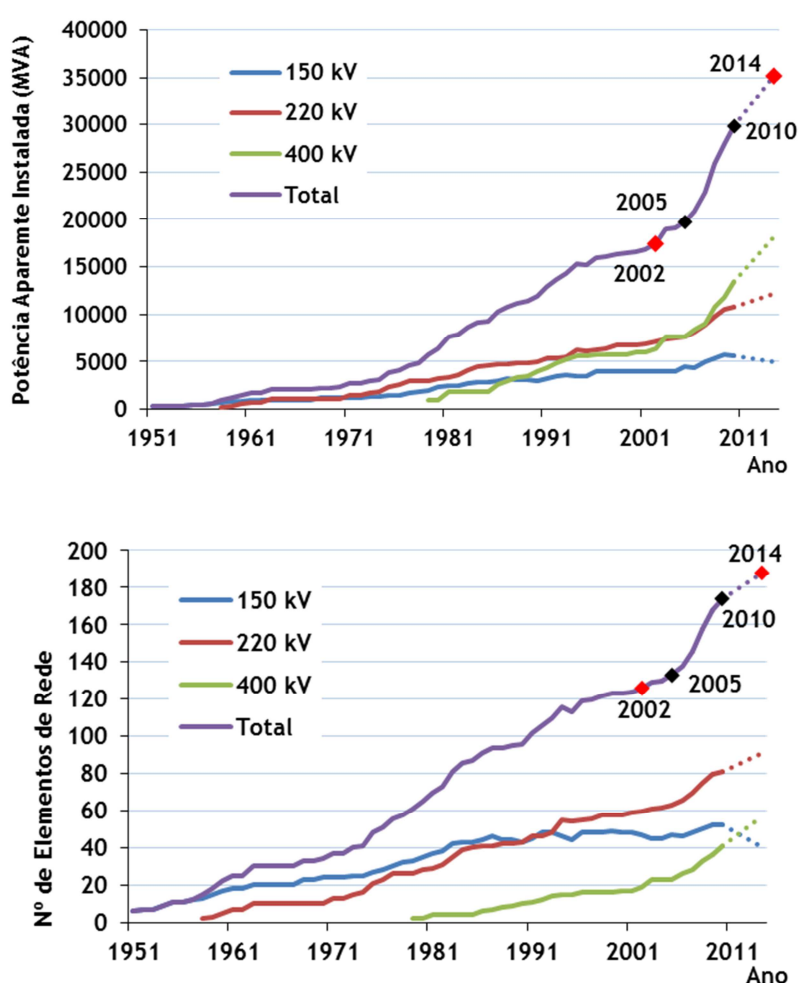


Fig. 5.12 Evolução da potência e nº elementos transformadores instalados na RNT

É também importante destacar o aumento significativo do peso relativo das unidades de 400kV, tanto em termos de potência instalada, onde representam a maior parcela, como em número de elementos, onde ultrapassarão a curto prazo o número de transformadores de 150kV, que foi o primeiro nível de tensão utilizado na RNT (desde 1951).

Pode constatar-se que em nenhum outro período de desenvolvimento da RNT houve um crescimento tão acentuado do número de equipamentos e potência instalada, como o verificado e previsto no período de 2002 a 2014. Assim, as opções tomadas neste período, na especificação de novos transformadores, irão condicionar fortemente a gestão do ciclo de vida do conjunto de transformadores de potência instalados na RNT no futuro, para o qual esta geração de máquinas representará uma importante parcela. Devem portanto procurar-se as melhores soluções técnicas e tecnológicas que permitam minimizar os riscos e custos de manutenção futuros.

5.5 Avaliação da importância relativa

As acções planeadas para gestão do ciclo de vida de um conjunto alargado de transformadores devem ter como base o nível de risco de cada unidade, de forma a estabelecer prioridades de intervenção. A hierarquização dos equipamentos por nível de risco combina a avaliação técnica, que permite definir um índice de probabilidade de falha com base nos processos de diagnóstico disponíveis, com a avaliação do efeito de uma falha em termos a extensão e gravidade das consequências, definindo-se “risco” como [26]:

$$Risco = f(probabilidade, consequência). \quad (5.2)$$

As consequências de uma falha podem ser avaliadas com base em diferentes factores, que se descrevem na Tabela 5.4. O tipo de falha também condiciona a peso de cada factor: uma falha pode estar associada a uma abertura dos disjuntores, por actuação dos sistemas de protecção do transformador, com possibilidade de reposição em serviço, a uma avaria grave que exija semanas ou meses para reparação, ou mesmo a uma falha catastrófica com destruição do transformador e meio envolvente.

Tabela 5.4 Consequências de falha - factores de avaliação

Consequências	Elementos a avaliar
1. Segurança de pessoas	Classificação do local de instalação quanto à frequência de presença de pessoas; existência de obras/trabalhos em curso no espaço envolvente.
2. Qualidade de serviço da Rede	Cargas a abastecer, existência de capacidade de reserva, impacto na segurança do sistema, importância do ponto de entrega ou interligação.
3. Financeiras	Custo de substituição/reparação dos activos afectados; custos de energia não fornecida; multas e indemnizações; sobrecustos com seguradoras.

Consequências	Elementos a avaliar
4. Ambientais	Contaminação de solos e aquíferos; libertação de produtos tóxicos para a atmosfera; distância a pontos sensíveis.
5. Organização	Processos de auditorias, inquérito e revisão de procedimentos e estruturas; perturbação de relações internas e ambiente de trabalho; abalo da confiança dos colaboradores.
6. Relações com o exterior	Impacto na vizinhança; confiança de parceiros; destaque nos <i>media</i> ; reputação da empresa.

A ponderação de todas as possíveis consequências é uma tarefa que envolve a gestão da empresa, uma vez que se relaciona com critérios de aversão ao risco, filosofia e valores da empresa. Assim, no âmbito deste trabalho foi avaliado um subconjunto dos factores enunciados para definir um **índice de importância relativa**, com vista a permitir uma ordenação hierárquica dos transformadores da RNT.

A definição do índice de importância relativa foi estruturada com base num factor de utilização estimado, ao qual se aplica um coeficiente de tipo, definido de acordo com o tipo de transformador:

$$I_{importância} = F_{utilização} \times C_{tipo} \quad (5.3)$$

O factor de utilização caracteriza essencialmente o impacto na qualidade de serviço e segurança da rede, enquanto o coeficiente de tipo reflecte de uma forma geral o impacto económico em caso de falha (custos de reparação e substituição).

Para o cálculo final do índice de importância relativa, foi feito o ajuste para uma escala 0 - 100. Assim, para cada transformador:

$$I_{imp.rel.i} = I_{importância\ i} / Máx(I_{importância}) \quad (5.4)$$

5.5.1 Definição do factor de utilização

O factor de utilização foi definido por ponto de entrega ou interligação da RNT. Assim, numa subestação com “n” transformadores em paralelo, todos terão o mesmo factor de utilização percentual, independentemente da sua potência estipulada.

1. Transformadores

- Para o conjunto de unidades do tipo “transformador” (enrolamentos separados) foram utilizados dados obtidos a partir dos registos do SCADA do Gestor do Sistema, para determinar as condições de carga típicas.

- Analisaram-se os valores das pontas de carga diárias no período de 2006 a 2010 para todos os pontos de entrega e a sua distribuição ao longo dos anos.
- Tomou-se como referência o valor correspondente ao 95º percentil da distribuição acumulada dos valores das pontas de carga diárias e não o máximo absoluto, de forma a não agravar indevidamente uma instalação que tenha sido sujeita a algum pico de carga anormal por motivos diversos (contingências da rede).
- Calcularam-se então os factores de carga face à potência instalada na subestação S_{N-T} :

$$F_{carga} = \frac{P_{95}(S_{ponta})}{S_{N-T}} \quad (5.5)$$

Onde: $P_{95}(S_{ponta})$ - 95º percentil da distribuição acumulada dos valores das pontas de carga diárias no período 2006 - 2010 (últimos 5 anos) numa dada subestação; S_{N-T} - soma das potências estipuladas dos transformadores nessa subestação.

- Para os transformadores onde não existe reserva n-1, este valor foi agravado em 30%, de modo a reflectir o maior impacto em caso de disparo.
- Para o cálculo final do factor de utilização, foi feito o ajuste para uma escala 0 - 100. Assim, para cada transformador:

$$F_{utilização.i} = F_{carga.i} / Máx(F_{carga}) \quad (5.6)$$

2. Autotransformadores

- Os dados recolhidos do SCADA não incluíam autotransformadores, pelo que para estes elementos de definiu o factor de carga a partir de valores médios de potência transitada nas interligações onde se inserem, que foram duplicados de forma a dar uma estimativa dos valores de ponta, após verificação em alguns elementos da população que $S_{ponta} \approx 2 \times S_{med}$.
- Calcularam-se então os factores de carga face à potência instalada na subestação S_{N-A} :

$$F_{carga} = \frac{2 \times (S_{med})}{S_{N-A}} \quad (5.7)$$

Onde: S_{med} - potência média transitada entre dois níveis da rede MAT numa dada subestação (ano 2010); S_{N-A} - soma das potências estipuladas dos autotransformadores nessa subestação

- Para os autotransformadores onde não existe reserva n-1, este valor foi agravado em 30%, de modo a reflectir o maior impacto em caso de disparo.
- Para o cálculo final do factor de utilização, foi igualmente feito o ajuste para uma escala 0 - 100, de acordo com a equação (5.6).

5.5.2 Definição do coeficiente de tipo

Este coeficiente de ajuste é definido de acordo com o tipo de transformador, tensão estipulada, potência estipulada, existência de unidade de reserva (que possibilite uma rápida substituição) e acções planeadas a médio prazo, conforme condições expostas na Fig. 5.13.

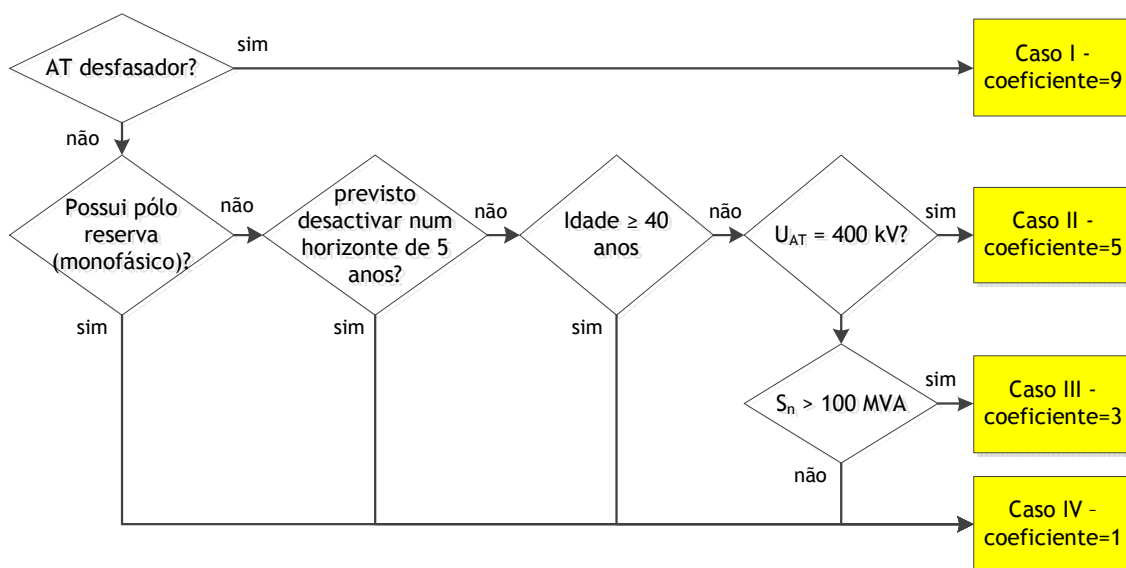


Fig. 5.13 Condições para definir coeficiente de tipo

5.5.3 Avaliação dos resultados

A aplicação da metodologia exposta permitiu classificar todos os transformadores da RNT com um índice de importância relativa. Os resultados apresentam-se graficamente na Fig. 5.14, onde se destacou a “zona crítica”.

A informação gerada permite estabelecer uma hierarquização dos transformadores quanto à sua importância, sendo um factor de apoio à decisão no planeamento de acções de

manutenção, reparação profunda ou reinvestimentos, baseado em dados concretos e possíveis de recolher de forma sistemática.

Os critérios e pesos adoptados na metodologia descrita foram afinados de forma a produzir um resultado final coerente com o conhecimento prático da importância de cada transformador. A avaliação efectuada constitui uma base de trabalho, devidamente organizada e referenciada, que permite revisão ou introdução de novos critérios. Uma oportunidade de melhoria identificada é o aprofundamento da recolha de dados relativos à carga de autotransformadores, para permitir a uniformização de método de cálculo do F_{carga} , o que requer o desenvolvimento de ferramentas noutras áreas da empresa.

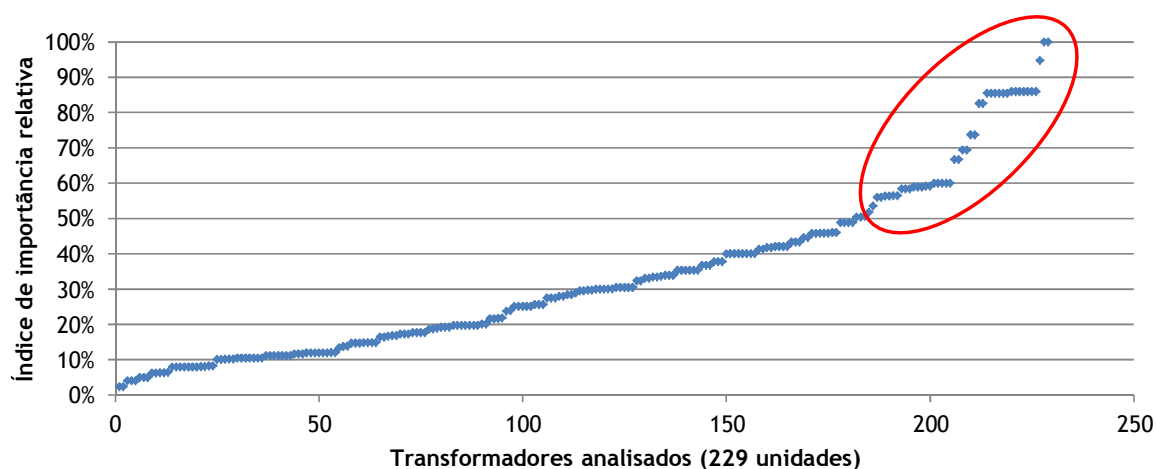


Fig. 5.14 Índices de importância relativa dos transformadores da RNT

Capítulo 6.

Análise de dados e avaliação dos Transformadores da RNT

6.1 Base de dados de transformadores de potência

Verificou-se na REN a existência de diversas bases de dados com identificação dos transformadores de potência utilizadas para diversos fins, nomeadamente:

- Aplicação corporativa de gestão da manutenção (SAP) - onde constam todos os equipamentos e suas características técnicas e onde são registadas e geridas as acções de manutenção.
- Base de dados de características eléctricas - para suporte ao planeamento de rede e modelização dos transformadores como elementos de rede.
- Base de dados de transformadores em serviço - gerida pelo operador do sistema.
- Base de dados com registo de incidentes na rede (registados na óptica de elemento de rede).
- Registo histórico de movimentações de todos os transformadores da rede (em formato texto - livro de registos).

Todas estas bases de dados contêm informações relevantes para a gestão do ciclo de vida dos transformadores. Para facilitar a integração de dados destas diversas origens criei uma base de dados de referência, com a identificação inequívoca e actualizada de cada transformador, que permite a ligação a qualquer outra base de dados através de vários identificadores (código SAP, número de série, 'id', nome, local de instalação, posição na instalação). Esta ferramenta foi identificada como "TRANSFO" (suporte *Excel*).

6.2 Análise de ensaios ao óleo isolante

A análise do estado do transformador e da sua evolução ao longo do tempo (envelhecimento) podem ser suportadas pelo tratamento de resultados obtidos com análises ao óleo isolante, nomeadamente:

- Ensaios das propriedades do óleo.
- Análise DGA.
- Análise de compostos furânicos.

Verificou-se existir na REN a oportunidade e necessidade de melhorar os processos de recolha e tratamento desses resultados, recebidos sob a forma de relatórios em papel ou suporte informático (formato .PDF).

6.2.1 Desenvolvimento de ferramenta de análise de dados

A realização dos ensaios ao longo do tempo foi sempre garantida pelo mesmo Laboratório, com o qual a REN mantém uma relação de parceria estratégica. Foi assim possível recorrer a essa entidade para obter as tabelas de dados de origem dos relatórios emitidos ao longo dos últimos 10 a 15 anos, aproximadamente.

Foram por mim criadas folhas de cálculo do tipo base de dados em *Excel* e convertidos os dados recebidos e adequados às necessidades de análise da REN, identificando inequivocamente todos os registos de forma a garantir uma associação correcta à base de dados de referência “TRANSFO”.

Elaborei assim a ferramenta “MITransfo” em suporte *Excel*, que permite realizar os seguintes tipos de análises:

- Análise de tendências, através de visualização gráfica de todo o histórico de análises.
- Análise estatística, com aplicação das ferramentas e fórmulas disponibilizadas pelo *Excel* aos dados devidamente seleccionados e identificados.

O ecrã de entrada da aplicação está ilustrado na Fig. 6.1, onde se pode observar o formulário de selecção e visualização de características do transformador, bem como os três grupo de resultados para consulta: “Óleo”, “DGA” e “Furânicos”.

Microsoft Excel - MITranfo 101128 (Modo de Compatibilidade)

MITranfo **REN**
Divisão Exploração | EXCS-58

1
2 Análise do Estado do Óleo de Transformadores de Potência
3
4
5
6
7 Seleção do Transformador
8
9
10 Dados do Transformador:
11
12 Fabricante: EFACEC Potência (MVA): 126 Niv Tensão (kV): 220/60 Ano C.: 1993 N.série: 12586 S
13 Arrefecimento: ONAF/ONAN/ODAF N fases: 3 Núcleo: SHELL Balão: n Tipo Óleo: DIEKAN 1500P
14 Planeamento: 0 Recond: 0
15
16
17 **ÓLEO** Análise do Estado do Óleo, baseada em: IEC60422:2005
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62 **DGA** Análise de Gases Dissolvidos no Óleo, baseada em IEC60599:1999 / IEEE Std C57.104-1991
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100
101
102
103
104
105
106
107
108
109
110
111
112
113
114
115
116
117
118 **FURÂNICOS** Análise da Degradação do Papel Isolante (Compostos Furânicos)

Fig. 6.1 Aplicação MITranfo

A análise gráfica de tendências revelou-se uma ferramenta muito útil para a avaliação de cada unidade, já que permite a detecção imediata de resultados duvidosos, decorrentes de problemas de recolha, e uma visão global do estado de degradação e da forma como este evolui. Através da representação gráfica dos patamares limite, é possível um diagnóstico expedito imediato. O tipo de resultados obtidos é exibido na Fig. 6.2 (análise dos compostos furânicos), na Fig. 6.3 (análise DGA) e na Fig. 6.4 (propriedades do óleo).

A facilidade e flexibilidade desta aplicação na realização de análises estatísticas, como criação de histogramas, cálculo de percentis, médias, variâncias, torna-a uma ferramenta poderosa para avaliação de estado e das relações entre os vários parâmetros.

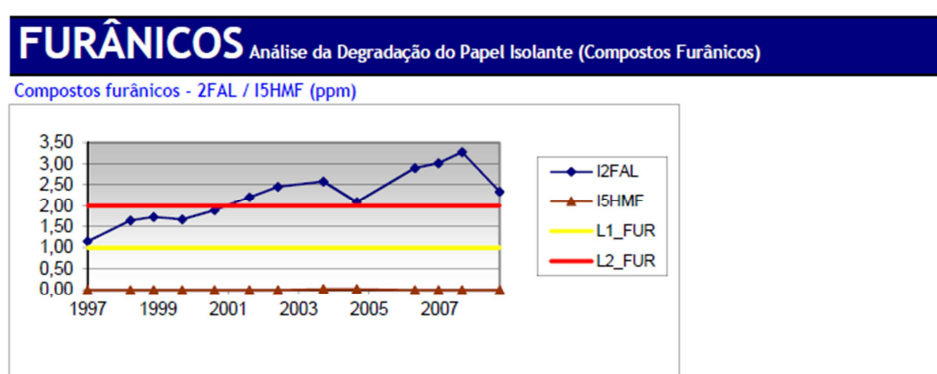
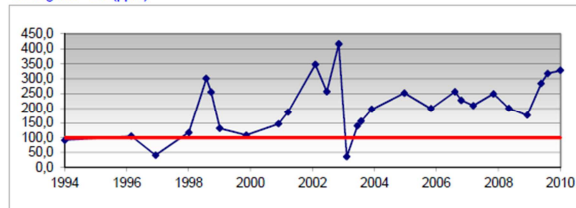
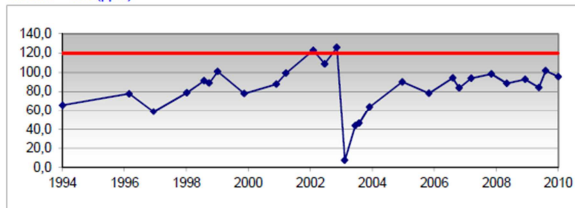


Fig. 6.2 Relatório de análise de tendências - análise de compostos furânicos

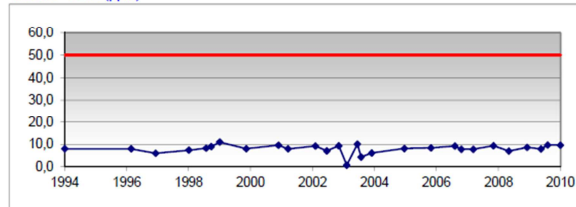
Hidrogênio - H₂ (ppm)



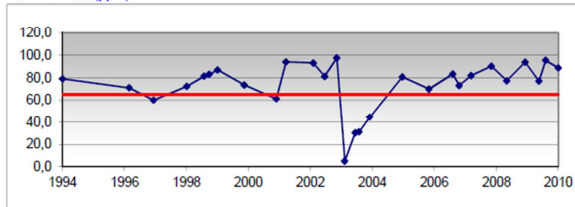
Metano - CH₄ (ppm)



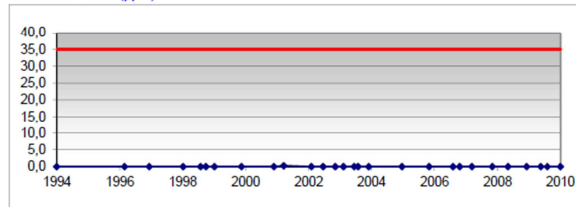
Etileno - C₂H₄ (ppm)



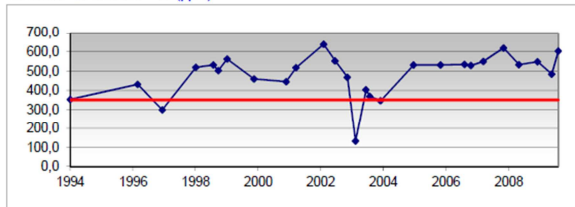
Etano - C₂H₆ (ppm)



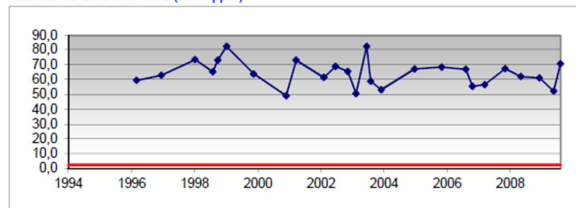
Acetileno - C₂H₂ (ppm)



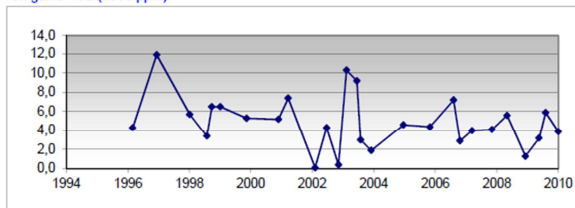
Monóxido de Carbono - CO (ppm)



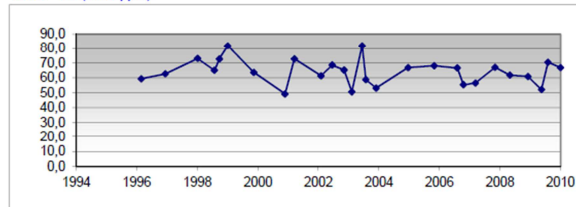
Dióxido de Carbono - CO₂ (1000 ppm)



Oxigênio - O₂ (1000 ppm)



Azoto - N₂ (1000 ppm)



Total de gases combustíveis dissolvidos - TDCG (ppm)

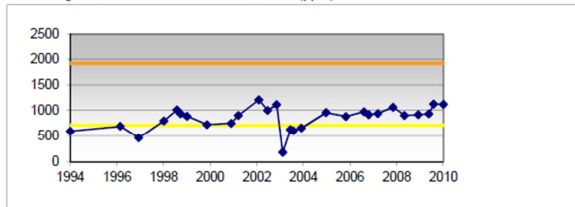


Fig. 6.3 Relatório de análise de tendências - análise DGA

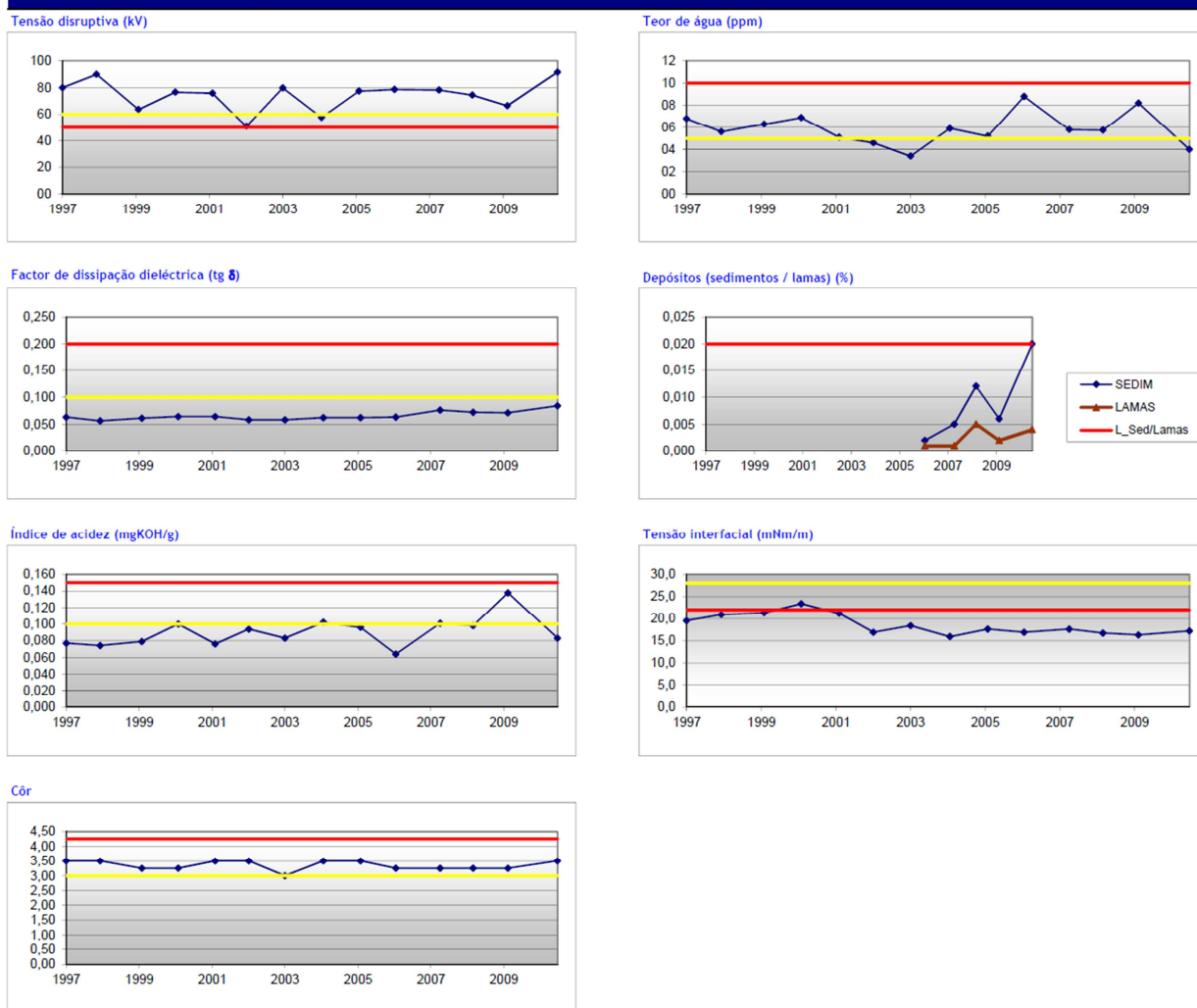


Fig. 6.4 Relatório de análise de tendências - propriedade do óleo isolante

6.2.2 Avaliação de dados DGA

Tal como referido em 4.2, os valores típicos para a concentração de gases e taxas de variação de gases podem ser adequados à realidade de cada utilizador, que pode calcular os seus próprios valores de referência. Para o efeito, usufruiu-se das funcionalidades da aplicação “MITransfo” para calcular estes valores, cujos resultados se expõem na Tabela 6.1 e na Tabela 6.2.

Tabela 6.1 Valores típicos de concentração de gases nos transformadores da RNT

Gás	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	CO	CO ₂	O ₂	N ₂	TDCG
P ₉₀ (ppm)	41	69	89	91	26	597	9	28	78	842

Tabela 6.2 Valores típicos das taxas de variação de gases baseados no 90º percentil

Gás	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	CO
P ₉₀ (mL/dia)	3	2	1	3	0,5	21

Através da análise de dados em *Excel*, e impondo certas condições de validade, foi também possível elaborar diagnósticos DGA de acordo com os vários métodos normalizados (gás-chave ou rácios).

Na figura Fig. 6.5 apresenta-se a aplicação do método do triângulo Duval à população de transformadores da RNT. Cada área delimitada do triângulo corresponde a um tipo de defeito diagnosticado por DGA, assinalando-se em cada uma delas o número de casos identificados com a aplicação deste método. A figura inclui também uma tabela-resumo do número e tipo de defeitos diagnosticados.

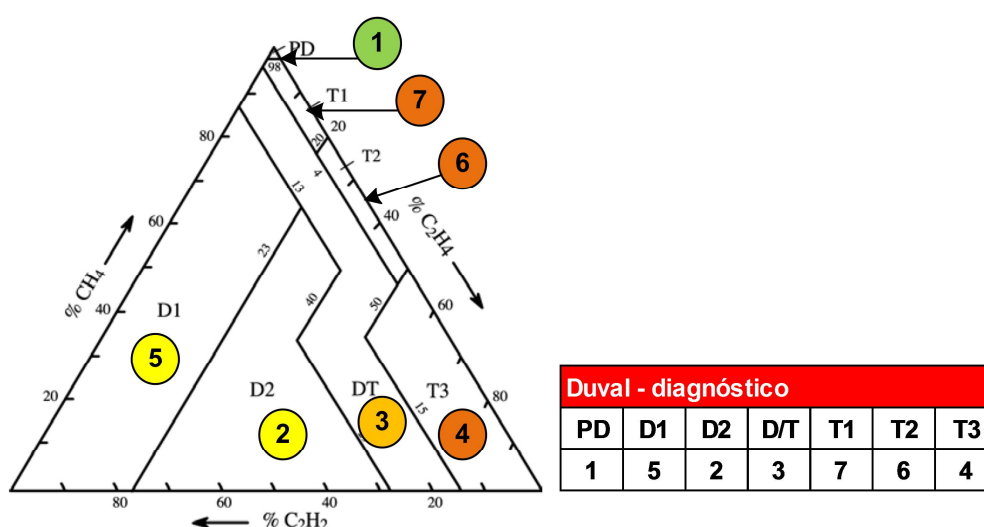


Fig. 6.5 Resultados da aplicação do método de diagnóstico do triângulo Duval aos transformadores da RNT

Os resultados ilustrados referem-se a um diagnóstico-base, pois para cada caso assim identificado deve ser feita uma análise cuidadosa das respectivas concentrações e da sua evolução ao longo do tempo, antes de avançar com outras medidas de investigação de possíveis defeitos térmicos ou eléctricos.

6.2.3 Avaliação de estado do isolamento

Para permitir uma avaliação global da população de transformadores da RNT, utilizaram-se histogramas para a distribuição de frequências de vários parâmetros-chave na degradação do transformador, nomeadamente:

- Cor.
- Índice de acidez.
- Factor de dissipação dieléctrica do óleo (tgδ a 90 °C).

- Tensão interfacial.
- Tensão disruptiva.
- Teor de água (corrigido para 20 °C).
- 2FAL.

Os resultados da análise estatística destes parâmetros apresentam-se nas Fig. 6.6 a Fig. 6.12, respectivamente.

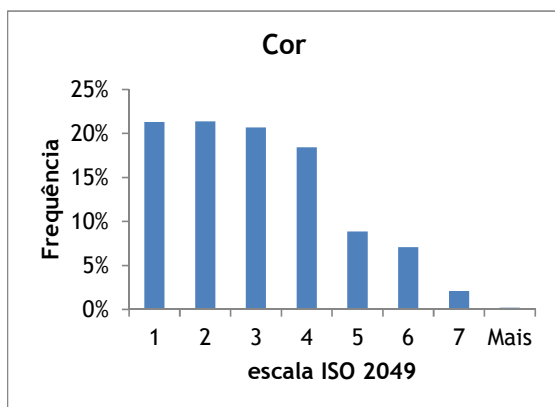


Fig. 6.6 Análise da cor

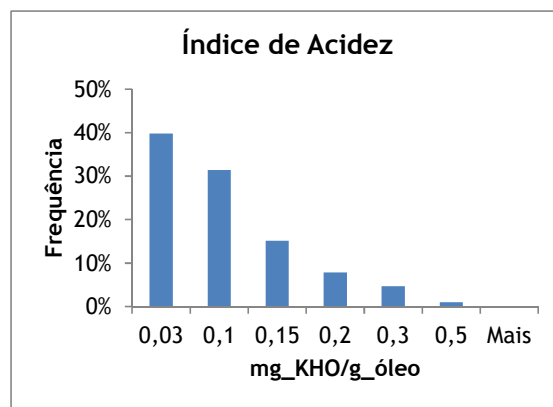


Fig. 6.7 Análise do índice de acidez

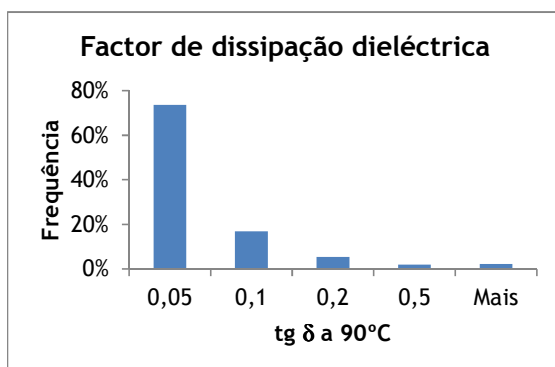


Fig. 6.8 Análise da tg δ do óleo

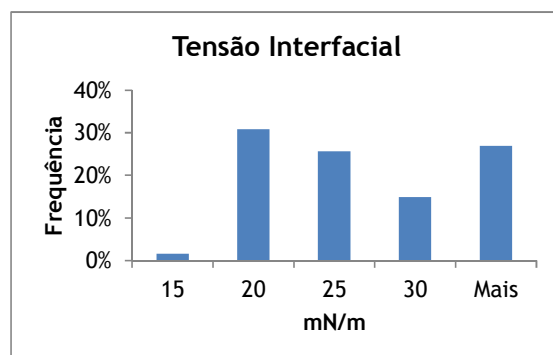


Fig. 6.9 Análise da tensão interfacial

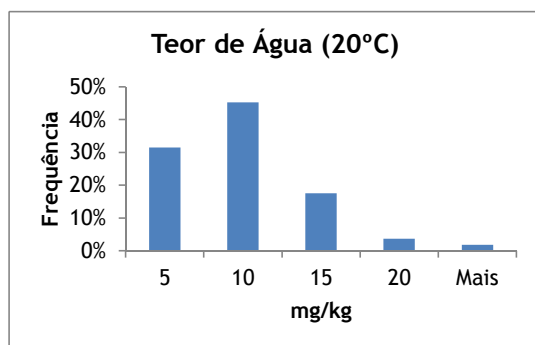


Fig. 6.10 Análise do teor de água

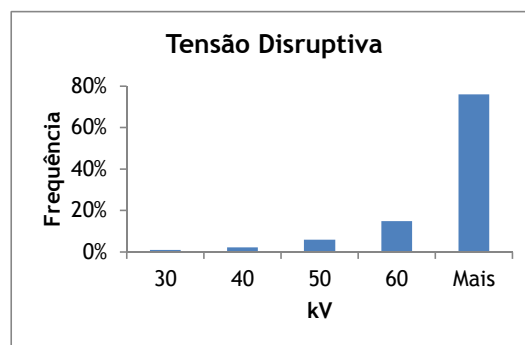


Fig. 6.11 Análise da tensão disruptiva

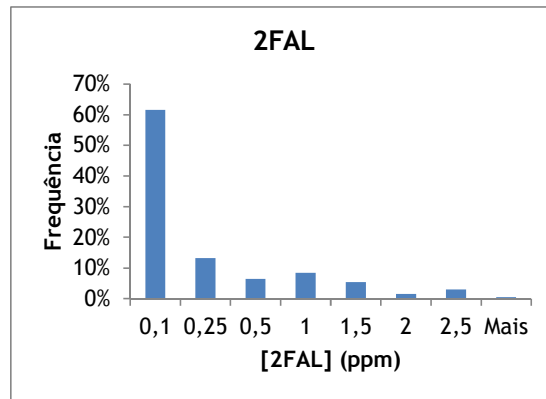


Fig. 6.12 Análise do 2FAL

6.2.4 Avaliação agrupada por classes

As análises referidas e apresentadas para a globalidade dos transformadores da RNT podem ser aplicadas a subconjuntos agrupados por classes de forma a estabelecer comparações estatísticas, ou pelo menos a permitir uma visão geral das diferenças verificadas.

O agrupamento referido pode ser feito por idade, tipo construtivo, tipo de óleo, fabricante, regime de operação médio, tipo de conservador, tipo de acondicionamento, entre outros factores, cujo impacto no envelhecimento pode assim ser avaliado.

6.2.5 Avaliação do desempenho após acondicionamento

Foi avaliada a evolução do estado de transformadores acondicionados há 5 ou mais anos, através dos resultados das análises ao óleo isolante. Os resultados obtidos revelam uma adequada estabilidade à oxidação do óleo isolante de substituição, não sofrendo aparentemente efeito de contaminação residual dos isolantes sólidos (ácidos e outros contaminantes que poderiam acelerar a degradação do óleo). O desempenho verificado beneficia também da introdução do conservador com balão, que evita a entrada de ar em contacto com o óleo.

Nas figuras 6.13 a 6.16 pode observar-se o efeito do acondicionamento na acidez e IFT do óleo isolante, em quatro transformadores trifásicos da RNT acondicionados entre 2002 e 2005:

- TR1 SCG - 220/63/10 kV, de 1973, com 120 MVA.
- TR1 SGR - 150/63/10 kV, de 1976, com 126 MVA.
- TR1 SETM - 150/63/10 kV, de 1974, com 63 MVA.
- TR3 SCG - 220/63/10 kV, de 1979, com 120 MVA.

O seu acondicionamento incluiu a secagem da parte activa por aplicação do método “*hot oil spray*”, sob vácuo, e a substituição integral do óleo isolante. É possível identificar

claramente o instante do recondicionamento, no qual se verifica uma queda acentuada do índice de acidez e a recuperação de um valor de tensão interfacial elevado.

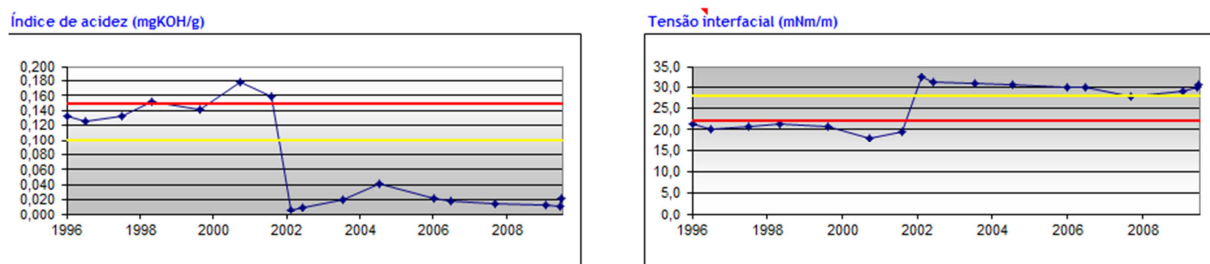


Fig. 6.13 TR1 SCG - Recondicionado em 2002

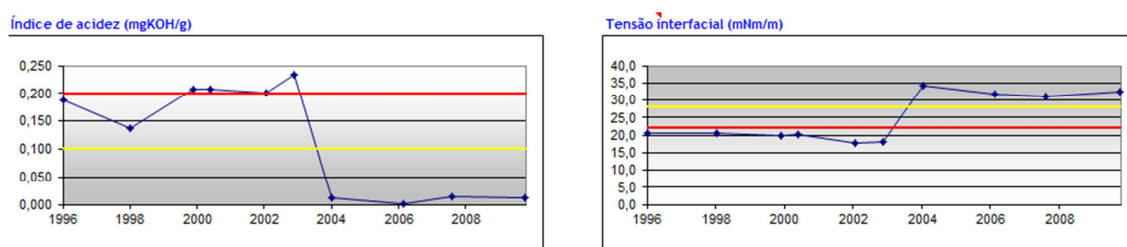


Fig. 6.14 TR1 SGR - Recondicionado em 2004

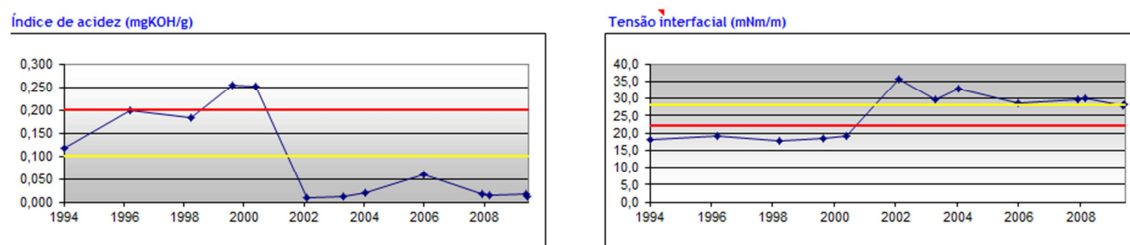


Fig. 6.15 TR1 SETM - Recondicionado em 2002

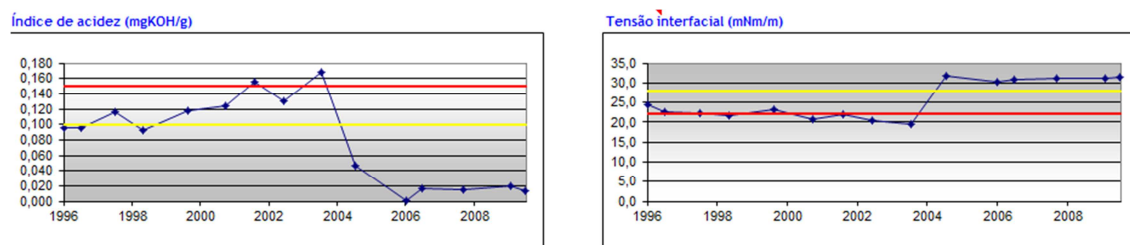


Fig. 6.16 TR3 SCG - Recondicionado em 2005

6.3 Análise de ensaios eléctricos

À semelhança da ferramenta desenvolvida para as análises ao óleo, considerou-se que seria útil dispor de iguais meios para análise de resultados obtidos com os ensaios eléctricos a transformadores.

Não tendo sido possível obter os resultados destes ensaios em formato de base de dados de qualquer espécie, o maior esforço para futuro desenvolvimento de uma aplicação informática será a recolha e introdução manual de dados.

De qualquer forma, ainda que não de forma massiva, recolhi alguns registos de forma a permitir uma pré-análise estatística dos resultados dos seguintes ensaios:

- Resistência de isolamento - a Fig. 6.17 apresenta a visualização gráfica obtida para alguns resultados já carregados, que apresentam uma variância elevada, como ilustrado. Este ensaio não permite obter uma caracterização fina do estado do isolamento, mas possibilita um certo nível de avaliação por comparação.
- Capacidade e tg δ dos enrolamentos - na Fig. 6.18 apresenta-se a visualização gráfica obtida para os resultados de tg δ já carregados, de onde se podem definir claramente valores de referência, comparações entre níveis de isolamento de diferentes enrolamentos e detecção de casos anómalos, como ilustrado.
- Capacidade e tg δ das travessias - na Tabela 6.3 assinalam-se os valores característicos da tg δ das travessias verificados por nível de tensão. Outros agrupamentos de dados podem ser feitos, por tipo, idade, modelo ou fabricante.

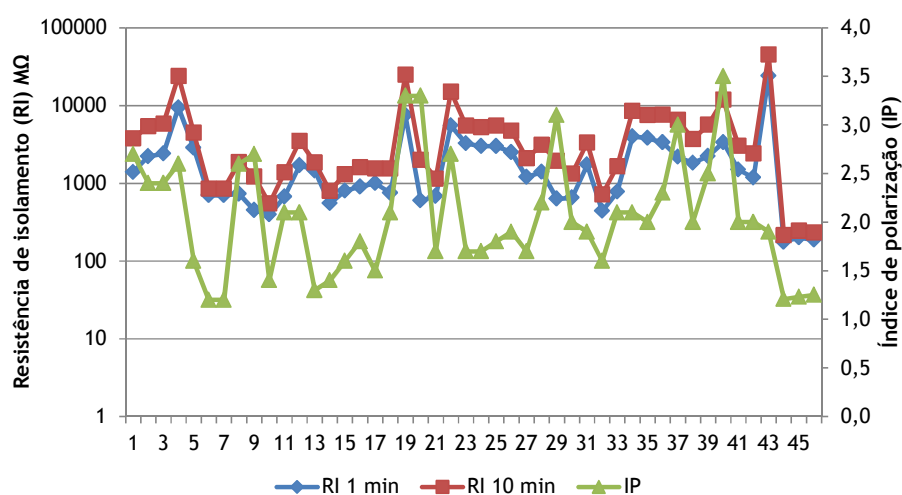


Fig. 6.17 Medições de resistência de isolamento - enrolamento AT

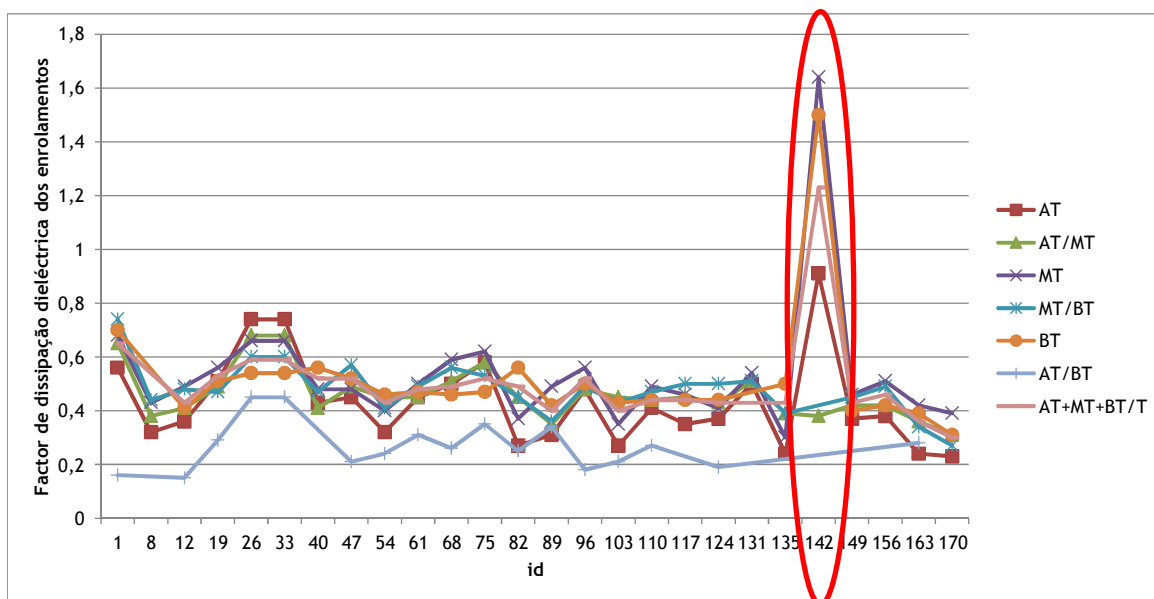


Fig. 6.18 Ensaio de $\text{tg}\delta$ dos enrolamentos - detecção caso anormal

Através da representação gráfica conjunta dos resultados, é possível detectar casos anómalos que se desviem dos valores típicos, como assinalado na Fig. 6.18.

Tabela 6.3 Avaliação de resultados de $\text{tg}\delta$ em travessias

Nível Tensão de Serviço (kV)	Factor de dissipação dielétrica ($\text{tg}\delta$)			
	média	mínimo	máximo	P_{90}
400	0,36	0,17	0,54	0,49
220	0,42	0,17	0,75	0,63
150	0,48	0,14	1,18	0,78
63	0,37	0,13	0,96	0,54

Os valores máximos de $\text{tg}\delta$ para as travessias de 150 e 63 kV, destacados na Tabela 6.3, são significativamente superiores aos que correspondem ao percentil 90 da sua distribuição, ou seja, afastam-se dos valores típicos para o respectivo grupo. Na prática, tais resultados foram considerados anormais e substituídas as travessias respectivas.

6.4 Definição de metodologia de cálculo de um índice de estado

Com base nos objectivos definidos para este trabalho, desenvolveu-se um método de determinação de um índice de estado do transformador (iET). Este índice foi definido com base nas 3 vertentes de análise ao óleo:

- Resultados das análises DGA - definindo um índice de estado parcial: iDGA.

- Resultados de análises dos compostos furânicos - definindo um índice de estado parcial: iFUR.
- Análise das propriedades físico-químicas do óleo isolante - definindo um índice de estado parcial: iAOL.

A combinação dos 3 resultados, através de médias com ponderação variável, resulta no índice de estado iET. Os critérios adoptados baseiam-se na experiência acumulada de avaliação de resultados de análises ao óleo isolante de transformadores, obtida na REN.

Cálculo do iDGA

Pretende-se com este índice estabelecer uma classificação da significância, intensidade e dinâmica de evolução de gases detectados no óleo, sintomáticos de possíveis defeitos na parte activa. O seu valor não representa directamente o diagnóstico fino de determinação do tipo de defeito, que obriga sempre a uma análise ponderada de vários factores para melhor interpretação dos rácios associados a metodologias normalizadas.

A metodologia de cálculo do iDGA teve como base a verificação das condições expostas na Tabela 6.4, de acordo com os limites definidos na Tabela 6.5, para atribuição do respectivo “iDGA”.

Tabela 6.4 Condições para atribuição dos diferentes índices de estado “DGA”

Condição	Nível	Valor do iDGA
$[G] < L1$	1	0%
$[G] \geq L1; \quad t_{var} < L$	2	14%
$[G] \geq L2; \quad t_{var} < L$	3	29%
$[G] \geq L1; \quad t_{var} \geq L$	4	43%
$[G] \geq L3; \quad t_{var} < L$	5	57%
$[G] \geq L1; \quad t_{var} \geq L$	6	71%
$[G] \geq L2; \quad t_{var} \geq L$	7	86%
$[G] \geq L3; \quad t_{var} \geq L$	8	100%

Onde:

$[G]$ - valor da concentração (em $\mu\text{L/L}$ ou ppm), retirado do último relatório disponível, de qualquer um dos gases identificados na Tabela 6.5, aos quais se associam os respectivos limites L1, L2 e L3.

t_{var} - taxa de variação diária (mL/dia) de qualquer um desses gases, aos quais se associam os respectivos limites L; o valor da t_{var} é calculado com base nos dados do último e penúltimo relatórios disponíveis, de acordo com a seguinte fórmula aplicada aos valores lidos directamente dos resultados carregados na base de dados:

$$t_{var} = \frac{([G] - [G_0])m}{(d_1 - d_0)\rho} \quad (6.1)$$

Onde:

$[G_0]$ - valor da concentração (em $\mu\text{L/L}$ ou ppm), retirado do registo de referência (penúltimo resultado), de qualquer um dos gases.

m - massa de óleo do transformador (em kg).

$(d - d_0)$ - diferença, em dias de calendário, das datas em que foram medidos G e G_0 , respectivamente.

ρ - massa volúmica do óleo do transformador, em kg/m^3 , podendo ser assumido um valor médio de $0,86 \times 10^3$ para todos os equipamentos (constante).

Tabela 6.5 Gases que contribuem para a definição do iDGA e respectivos limites

Gás	L1 (ppm)	L2 (ppm)	L3 (ppm)	L (t_{var}) (ml/dia)
H ₂	100	700	1800	5
CH ₄	120	400	1000	2
C ₂ H ₆	65	100	150	2
C ₂ H ₄	50	100	200	2
C ₂ H ₂	35	50	80	0,1
CO	350	570	1400	50
CO ₂	2500	4000	10000	200

Cálculo do iFUR

Pretende-se com este índice estabelecer uma classificação do nível de degradação do papel isolante estimado. A metodologia de cálculo do iFUR teve como base a verificação das condições expostas na Tabela 6.6, para atribuição do respectivo “iFUR”.

Tabela 6.6 Condições para atribuição dos diferentes índices de estado “FUR”

Condição	Nível	Valor do iFUR
$[F] < 0,05$	1	0%
$[F] \geq 0,05$	2	17%
$[2\text{-FAL}] \geq 0,25$	3	33%
$[2\text{-FAL}] \geq 0,5$	4	50%
$[2\text{-FAL}] \geq 1$	5	67%
$[2\text{-FAL}] \geq 1,5$	6	83%
$[2\text{-FAL}] \geq 2,5$	7	100%

Onde:

[F] - valor da concentração (em $\mu\text{L/L}$ ou ppm), retirado do último relatório disponível, de qualquer um dos compostos furânicos analisados: “5HMF”, “2FOL”, “2FAL”, “2ACRF” ou “5MEF”

[2FAL] - valor da concentração (em $\mu\text{L/L}$ ou ppm), retirado do último relatório disponível, do composto 2FAL.

Cálculo do iAOL

Pretende-se com este índice estabelecer uma classificação do nível de degradação do óleo isolante. A metodologia de cálculo do iAOL seguiu duas etapas:

- Classificação de um conjunto de parâmetros do óleo, de acordo com as condições expostas na Tabela 6.7.
- Verificação das condições expostas na Tabela 6.8 para atribuição do respectivo “iAOL”.

Tabela 6.7 Classificação dos vários parâmetros do óleo isolante

Parâmetro do óleo	Classificação (cores)			
Teor de água a 20 °C	< 5	≥ 5	≥ 10	≥ 15
Tensão disruptiva	≥ 60	< 60	< 50	< 40
Índice de acidez	< 0,1	≥ 0,1	≥ 0,2	≥ 0,4
Tangente de delta (tg δ)	< 0,1	≥ 0,1	≥ 0,2	≥ 0,5
Sedimentos e/ou lamas	< 0,02%	≥ 0,02%		
Cor	< L3,0	≥ L3,0	≥ L4,5	
Tensão interfacial	≥ 25	<25	<20	
Partículas: valor normal?	“sim”	“não”		
Enxofre potencialmente corrosivo	“não”	“sim”		
Inibidor (DBPC) insuficiente?	“não”	“sim”		

Tabela 6.8 Condições para atribuição dos diferentes índices de estado “AOL”

Condições	Nível	iAOL
Todos parâmetros normais	1	0%
Pelo menos 1 parâmetro no nível amarelo	2	17%
2 ou mais parâmetros no nível amarelo	3	33%
Pelo menos 1 parâmetro no nível laranja	4	50%
2 ou mais parâmetros no nível laranja	5	67%
Pelo menos 1 parâmetro no nível vermelho	6	83%
2 ou mais parâmetros no nível vermelho	7	100%

Cálculo do iET

O índice de estado do transformador (iET) é obtido através da ponderação dos valores de iDGA, iFUR e iAOL, cujos pesos variam de acordo com o resultado do índice, permitindo dar maior relevância aos casos prioritários, em qualquer das vertentes, que desta forma não ficam mascarados pelo cálculo de valores médios.

$$iET = iDGA * K_{DGA} + iFUR * K_{FUR} + iAOL * K_{AOL} \quad (6.2)$$

Os valores de ponderação “K” são obtidos a partir das seguintes expressões:

$$K_{DGA} = \frac{P_{DGA}}{P_{DGA}+P_{FUR}+P_{AOL}}; K_{FUR} = \frac{P_{FUR}}{P_{DGA}+P_{FUR}+P_{AOL}}; K_{AOL} = \frac{P_{AOL}}{P_{DGA}+P_{FUR}+P_{AOL}} \quad (6.3)$$

Os pesos “P”, para cada índice, são variáveis de acordo com o valor do índice respectivo, sendo definidos a partir da Tabela 6.9.

Tabela 6.9 Pesos para ponderação dos índices parciais na determinação do iET

iDGA	P _{DGA}	iFUR	P _{FUR}	iAOL	P _{AOL}
< 25%	1	< 25%	1	< 25%	1
>25% e <50%	2	>25% e <50%	2	>25% e <50%	2
>50% e <75%	5	>50% e <75%	5	>50% e <75%	5
>75%	9	>75%	9	>75%	9

Os valores P’ retirados da tabela, devem ser corrigidos de modo a obter os pesos “P”, com base nas seguintes condições:

Se $P'_{DGA} < P'_{FUR}$ ou $P'_{DGA} < P'_{AOL} \Rightarrow P_{DGA} = 1$; se não $P_{DGA} = P'_{DGA}$

Se $P'_{FUR} < P'_{DGA}$ ou $P'_{FUR} < P'_{AOL} \Rightarrow P_{FUR} = 1$; se não $P_{FUR} = P'_{FUR}$

Se $P'_{AOL} < P'_{FUR}$ ou $P'_{AOL} < P'_{DGA} \Rightarrow P_{AOL} = 1$; se não $P_{AOL} = P'_{AOL}$

Através da aplicação deste método para determinação de iET e com base nos valores calculados para a importância relativa da forma descrita em 5.5, pode obter-se um gráfico de análise de risco, onde se assinalam as zonas de diferente “*grau de criticidade*”: vermelho - mais crítico, verde - menos crítico, conforme ilustrado na Fig. 6.19.

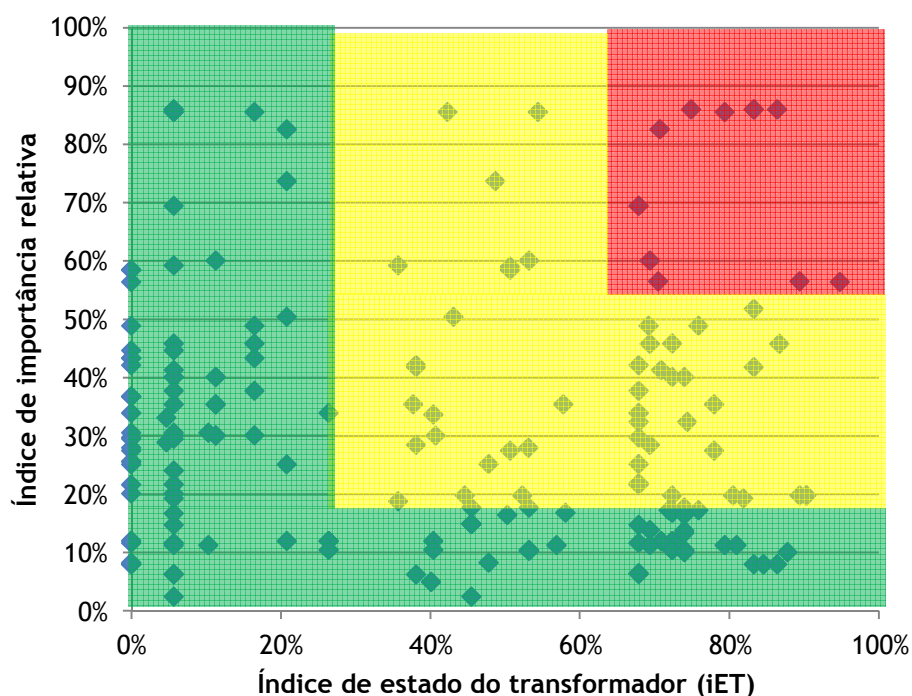


Fig. 6.19 Gráfico de análise de risco traçado para os transformadores da RNT

6.5 Especificação de novo sistema informático - portal *web*

Com base nas ferramentas desenvolvidas e estudos realizados no âmbito deste trabalho, colaborei na elaboração da especificação técnica e funcional de um sistema informático tipo portal, adoptado pela REN, para análise dos dados de transformadores da RNT e registo e tratamento dos ensaios realizados.

Os carregamentos e testes já realizados foram viabilizados e facilitados pelas ferramentas desenvolvidas no âmbito deste trabalho. Neste sistema, adoptou-se o algoritmo que desenvolvi para cálculo de um índice de estado do transformador.

No Anexo 3 apresentam-se alguns ecrãs exemplificativos da solução desenvolvida para a REN.

Capítulo 7.

Conclusões

7.1 Trabalho desenvolvido

Foram realizados trabalhos ao nível da organização, recolha e interpretação de dados que permitem uma melhoria na informação de apoio à decisão na gestão do ciclo de vida dos transformadores da RNT.

Considera-se que os objectivos específicos foram cumpridos, tendo como consequências e efeitos:

- Aumento significativo do conhecimento do estado da arte e sua disseminação pela organização.
- Introdução de inovações nos processos de manutenção.
- Modelos de organização e gestão de informação que permitem análises técnicas sistemáticas.
- Dispor de metodologia de apoio à decisão e avaliação de risco.
- Disponibilidade de dados para análises e estudos específicos.

Verificou-se que a análise estatística de dados históricos é uma ferramenta valiosa para auxiliar o diagnóstico, avaliar tendências e estabelecer relações de causa-efeito relacionando diversos parâmetros.

7.2 Perspectivas de desenvolvimentos futuros

No seguimento deste trabalho, ficam identificadas e abertas novas linhas de investigação e trabalho possíveis de desenvolver no futuro:

- Recolher e processar informação ainda não disponível para análise.

- Implementar novas técnicas de diagnóstico do estado do papel com base em modelos e realização de ensaios experimentais para reforçar o conhecimento dos parâmetros e fenómenos.
- Rever a estratégia de manutenção, com introdução de novos processos de ensaio e diagnóstico, optimização de registos e avaliar os resultados.
- Aprofundar critérios de decisão de acções de secagem de enrolamentos com base em novos processos de ensaio dieléctrico e diagramas de equilíbrio afinados.
- Utilizar técnicas de análise estatística avançadas e de *data mining* para extrair mais informação relevante das bases de dados existentes e de outros dados gerados por sistemas de monitorização *online* contínua.
- Amadurecer metodologias de cálculo de índices de importância com eventual revisão de pesos relativos e factores que os compõem.
- Acompanhar as evoluções verificadas no estado da arte em termos de técnicas de diagnóstico, regeneração e recuperação, e novos materiais.

Referências e Bibliografia

- [1] Carlos Castro Carvalho, “Transformadores”, 2ª edição, Editorial Engenharia, 1983.
- [2] Mitsubishi, “Large Power Transformers” - brochura obtida em www.meppi.com em Março 2011.
- [3] IEC 60076-8, “Power Transformers - Application Guide”, 1997.
- [4] Efacec Transformadores - Instruções Operacionais de Transformadores Instalados na RNT.
- [5] CIGRE Brochure 227, “Life Management Techniques For Power Transformers”, 2003.
- [6] Martin J. Heathcote, “The J & P Transformer Book”, 12ª edição, Newnes, 1999.
- [7] CIGRE Brochure 323, “Ageing of Cellulose in Mineral-Oil Insulated Transformers”, 2007.
- [8] CIGRE Brochure 445, “Guide for Transformer Maintenance”, 2011.
- [9] IEC 60599, “Mineral Oil-Impregnated Electrical Equipment In Service - Guide to the Interpretation of Dissolved And Free Gases Analysis”, 1999.
- [10] IEEE, Std C57.104-1991, “Guide for the Interpretation Of Gases Generated In Oil-Immersed Transformers”, 1991.
- [11] M. A. Martins, “Furfuraldeído - Um Indicador Prático da Degradação Térmica do Papel Kraft de Transformadores”, Ciência e Tecnologia dos Materiais, Vol.19, nº 1/2, 2007.
- [12] A. De Pablo, A. Möllmann, “New Guidelines For Furan Analysis As Well As Dissolved Gas Analysis In Oil Filled Transformers”, CIGRE Session, Paris, França, 1996.
- [13] J. Nejedly, H. Halbwirth, “2-FAL, Ageing Of Paper Insulation And Life Management Of Power Transformers”, CIGRE Session, Paris, França, 2006.
- [14] B. Pahlavanpour, “Power Transformer Insulation Ageing”, CIGRE - SC 15 Meeting, Sydney, Australia, 1995.
- [15] J. Rasco, “Naphtenic Mineral Insulating Oil Refining/Manufacture, Additives And Storage”, MyTransfo Proceedings, Turim, Itália, 2010.
- [16] M. A. Martins, “Sulfureto de Cobre Causa Falhas Catastróficas Em Transformadores. Enquadramento Do Problema E Sua Mitigação”, XII ERIAC - CIGRE, Foz do Iguaçu, Brasil, 2007.

- [17] IEC 60422, “Mineral Insulating Oil In Electrical Equipment - Supervision And Maintenance Guidance”, 2005.
- [18] CIGRE Brochure 378, “Copper Sulphide In Transformer Insulation”, 2009.
- [19] IEC 354, “Loading Guide For Oil Immersed Power Transformers”, 1991.
- [20] CIGRE, “An international Survey On Failures In Large Power Transformers”, revista Electra nº 088, 1983.
- [21] ABB, “Service Handbook for Transformers”, 2ª edição, 2007.
- [22] M. A. Martins, “Monitorização da Degradação Térmica Do Papel Isolante Usado Em Transformadores. Papel “Thermally Upgraded” Versus Papel Kraft”, Ciência e Tecnologia dos Materiais, Vol.19, nº 1/2, 2007.
- [23] R. Blanc et al, “Transformer Refurbishment Policy At Rte Conditioned By The Residual Lifetime Assessment”, CIGRE Session, Paris, França, 2008.
- [24] Rede Eléctrica Nacional, “Relatório de Qualidade de Serviço”, (vários), 2000 a 2010
- [25] Rede Eléctrica Nacional, “Plano de Desenvolvimento e Investimentos da Rede de Transporte 2009-2014 (2019) - Consulta Pública”, 2008.
- [26] CIGRE Brochure 422, “Transmission Asset Risk Management”, 2010.
- [27] CIGRE Brochure 413, “Insulating Oil Regeneration And Dehalogenation”, 2010
- [28] L. Lundgaard et al, “Ageing of Oil-Impregnated Paper In Power Transformers”, IEEE Trans Pow.Del., Vol19, Nº1, pp 230-238, 2004
- [29] M. Soares et al., “Avaliação do Fim de Vida Útil de um Transformador de Potência - Caso de Pracana”, XIV ERIAC, Ciudad Del Este, Paraguai. 2011
- [30] M. A. Martins, J. F. Martins, M. Soares, et al, “Power Transformer End-Of-Life Assessment - Pracana Case Study”, ARWtr2010, Vigo, 2010
- [31] CIGRE Brochure 349, “Moisture Equilibrium And Moisture Migration Within Transformer Insulation Systems”, 2008.
- [32] B. Sparling, “Experiences With Continuous On-Line Monitoring Of Developing Fault Conditions In Large Power Transformers”, 3rd IEE, Londres, 2005
- [33] CIGRE Brochure 443, “DGA in Non-Mineral Oils and Load Tap Changers and Improved DGA Diagnosis Criteria”, 2010
- [34] CIGRE Brochure 296, “Recent Developments in DGA Interpretation”, 2006
- [35] Rede Eléctrica Nacional, Divisão Exploração, “Políticas e Estratégias de Manutenção”, 2005
- [36] M. Foata et al, “On-load Tapchanger Reliability And Maintenance Strategy”, CIGRE Session, Paris, França, 2006.
- [37] M. Krüger, M. Koch, “Fault location On Power Transformers With Electrical Measurement Methods”, ARWtr2010, Vigo, Espanha, 2010.
- [38] IEEE, Std C57.140-2006, “Guide for the Evaluation And Reconditioning Of Liquid Immersed Power Transformers”, 2006.

- [39] J. F. Martins, “Técnicas De Manutenção E Recondicionamento De Transformadores De Potência”, XI ERIAC - CIGRE, Vol. 1, pp.1-6, Ciudad Del Este, Paraguai, 2005.
- [40] IEEE, Std 637-1985(R2007), “Guide for the Reclamation Of Insulating Oil And Criteria For Its Use”, 1985 / reafirmada em 2007.
- [41] CIGRE Brochure 422, “Transmission Asset Risk Magement”, 2010

Anexos

Anexo 1.

Mapa da RNT à data de 1 de Setembro de 2010 (não à escala)



Anexo 2.

Lista de Ensaio Eléctricos a Transformadores

1. Resistência de isolamento nos enrolamentos de AT, MT e BT

A medição da resistência do isolamento é geralmente realizada para verificar o estado de contaminação e humidade nas superfícies de isolamento de um enrolamento. O índice de polarização - teste de resistência do isolamento com duração de 10 minutos - fornece uma medida da acumulação de material polarizável nas interfaces do isolamento

2. Capacidade e factor de dissipação ($\text{tg}\delta$) dos enrolamentos de AT, MT e BT

Neste ensaio são medidas as capacidades, entre os enrolamentos de alta e baixa tensão, entre o enrolamento de alta tensão e a cuba e entre o enrolamento de baixa tensão e a cuba. Alterações nos valores das capacidades são indicativos de problemas a nível de integridade mecânica, como deformações ou deslocamentos nos enrolamentos ou nas estruturas de suporte dos mesmos; O factor de dissipação, ou, do isolamento é uma medida das perdas de energia no isolamento dos enrolamentos do transformador. Este teste permite detectar o estado do isolamento, nomeadamente em termos de envelhecimento e humidade. Baixos valores de $\text{tg}\delta$ são geralmente requeridos como prova da qualidade do isolamento. Com o envelhecimento normal os valores tendem a aumentar.

3. Capacidade e factor de dissipação ($\text{tg}\delta$) das travessias dos enrolamentos de AT, MT e BT

(as que possuam tomada de teste).

4. Tensão de reabsorção (RVM) nos enrolamentos de AT, MT e BT

Conforme referido em (5.1.3)

5. Relação de transformação dos enrolamentos AT/MT e MT/BT

A medição da relação de transformação permite detectar curto-circuitos entre espiras da mesma bobina, enrolamentos em circuito aberto e anomalias a nível do mecanismo de regulação em carga.

6. Resistência óhmica dos enrolamentos de AT, MT e BT

A medição da resistência dos enrolamentos permite a detecção de ligações frouxas e/ou maus contactos no sistema de regulação em carga, ou ainda, diminuição da secção do condutor.

7. Corrente de excitação do enrolamento de AT

Este ensaio mede a corrente necessária para magnetizar o núcleo e gerar o campo magnético no núcleo. Trata-se de um teste eficaz na detecção de uma variedade de condições anormais que podem incluir defeitos no núcleo, problemas na regulação em carga e curto-circuitos ou circuitos abertos nos enrolamentos.

8. Reactância de dispersão dos enrolamentos de AT e MT

Este ensaio permite detectar deformações nos enrolamentos causados no decurso do transporte da máquina ou na sequência de defeitos eléctricos ocorridos na vizinhança do transformador.

Anexo 3.

Portal ATA® - análise de estado de transformadores e autotransformadores - ecrãs de exemplo

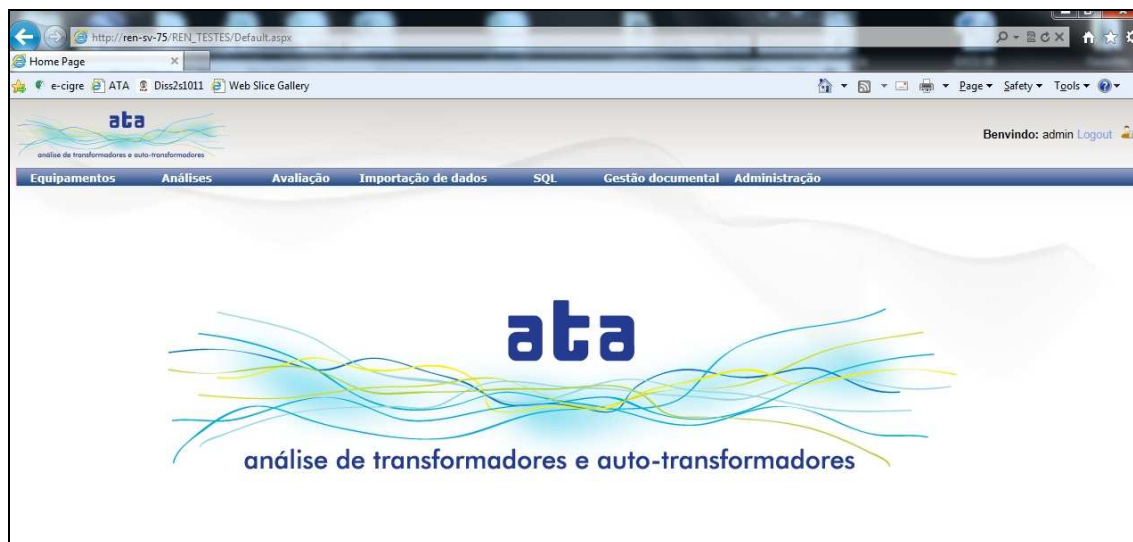


Fig. A 3.1 Aspecto de entrada do portal



Fig. A 3.2 Funcionalidades de pesquisa e listagem

ata

análise de transformadores e auto-transformadores

Bem vindo: admin

Logout

Equipamentos

Análises

Avaliação

Importação de dados

SQL

Gestão documental

Administração

Avaliação

Equipamento SAP:

Nº série:

Pesquisa por Semáforo

Mostrar (seleccionar)

do Grupo (seleccionar)

☐ Eliminados

Denominação do equipamento:

Tensão nominal:

☐ Mostrar Histórico

Análise:

De:

até:

Subestação:

svm

Posição:

Pesquisar

Lista de avaliação de estado e alertas

Subestação	Posição	Equipamento SAP	Nr. Série	T. Nominal	Ano C.	D.Análise	#	Parte Activa	Estado Oleo	Estado Papel	Sintomas	Estado	Importância	Criticidade
SVM	AT1-0	10000051	HU 620138	220	1973	27-07-2010	9158					0,000	0,070	0,045
SVM	AT1-4	10000052	HU 620139	220	1973	27-07-2010	9159					0,000	0,060	0,045
SVM	AT1-8	10000053	HU 620140	220	1973	27-07-2010	9160					0,000	0,050	0,032
SVM	AT2-4	10000054	B 130049	220	1967	27-07-2010	9161					0,833	0,180	0,716
SVM	AT2-8	10000055	B 130050	220	1967	27-07-2010	9162					0,846	0,200	0,740
SVM	AT2-0	10000062	B 130048	220	1967	27-07-2010	9163					0,846	0,170	0,718
SVM	AT0	10000063	13746 S	220	1974	27-07-2010	9164					0,864	0,020	0,624
SVM	TR6-0	10000065	13286	220	1968	27-07-2010	9165					0,864	0,150	0,738
SVM	TR6-4	10000066	13284	220	1968	27-07-2010	9166					0,903	0,110	0,716
SVM	TR6-8	10000067	13285	220	1968	27-07-2010	9167					0,903	0,130	0,730

Page 1

of 2

Results per page: 10

Fig. A 3.3 Funcionalidades de relatório de avaliação de estado e alertas

