



Desenvolvimento da metodologia de avaliação do estado dos transformadores de potência da rede nacional de transporte

CARLOS SILVA LOPES

novembro de 2016

DESENVOLVIMENTO DA METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DE ESTADO DOS TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

Carlos Silva Lopes



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2016

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: Carlos Silva Lopes, Nº 1110462, 1110462@isep.ipp.pt

Orientação científica: Teresa Alexandra Nogueira, tan@isep.ipp.pt

Empresa: REN - Rede Elétrica Nacional, S.A.

Supervisão: Mário André Pereira Leite Soares, mario.soares@ren.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2016

Dedico esta dissertação à minha família.

Agradecimentos

Quero aproveitar para agradecer a todos aqueles que contribuíram para a realização deste trabalho e que sem os quais, este não seria possível.

À empresa Redes Energéticas Nacionais, e seus responsáveis, pela oportunidade de realização deste estágio curricular.

Ao engenheiro Mário Soares da REN, por todo o apoio e disponibilidade, demonstrados ao longo do estágio.

Aos professores Teresa Nogueira e Tiago Andrade do ISEP, pela ajuda e orientação fornecida na realização deste projeto.

Aos meus colegas de faculdade e do estágio, por todos os momentos que passamos juntos e pela ajuda ao longo do curso.

E por fim, aos meus pais, por todos os seus sacrifícios e por todo o apoio e motivação que sempre me deram.

Resumo

A segurança e a fiabilidade são aspetos críticos para qualquer operador da rede elétrica de transporte, visto que uma falha no seu sistema elétrico pode afetar e comprometer um vasto número de consumidores e equipamentos. Nas subestações da rede nacional de transporte, os transformadores de potência são os equipamentos mais críticos, devido à função que desempenham, ao seu valor económico e pelo seu carácter potencialmente muito perigoso, em caso de falha. O envelhecimento da população destes equipamentos é uma das principais preocupações por parte dos operadores de rede, visto que à medida que estes se aproximam do seu fim de vida, a sua taxa de falhas tende a aumentar.

Neste trabalho é desenvolvida uma metodologia de avaliação de estado de vida dos transformadores de potência existentes na rede nacional de transporte, com base nos relatórios dos ensaios e inspeções realizadas. A metodologia desenvolvida consiste na determinação de um indicador numérico, que permite classificar o estado dos equipamentos e hierarquizar as prioridades de manutenção. Este indicador foca-se em cinco vertentes de análise, de modo a quantificar o grau de degradação dos aspetos mais críticos do transformador, nomeadamente a parte ativa, o papel e o óleo isolante, os condutores dos enrolamentos e respetivas travessias.

De modo a suportar e validar o trabalho desenvolvido neste relatório, foi realizado um levantamento do estado da arte dos processos de diagnóstico e avaliação de estado dos transformadores, atualmente utilizados, bem como alguns conceitos relevantes à metodologia aplicada, tais como os principais aspetos construtivos e componentes dos transformadores de potência. Adicionalmente, foi também realizada uma análise de todas as indisponibilidades, resultantes de falhas nos transformadores de potência da rede nacional de transporte, nos últimos 15 anos.

Palavras-Chave

Transformador de potência. Avaliação de estado. Índice de estado. Gestão de vida útil. Ensaio ao óleo. Ensaio ao papel. Ensaio dielétrico. Rede nacional de transporte.

Abstract

Safety and reliability are critical aspects to any transmission system operator, since a failure in the electrical grid, could affect and compromise a large number of consumers and equipment. In the national transmission system substations, power transformers are the most critical equipment, due to the role they play, their economic value and their potentially very dangerous character, in case of failure. The power transformer's aging population is a major concern to the system operators, because as they approach their life's end, their failure rate tends to increase.

This paper presents a health status assessment methodology of existing power transformers in the national transmission system, based on reports of performed tests and inspections. This methodology consists in the determination of a numeric indicator that allows to classify the equipment's condition and rank maintenance priorities. This indicator focuses on five different forms of analysis, in order to quantify the degradation's degree of the power transformer's most critical aspects, namely the active part, the paper and oil insulation and the winding's conductors and respective crossings.

In order to support and validate the presented work, a study was conducted, regarding the state of the art diagnostic procedures and health evaluation methods of transformers, currently used, as well some relevant concepts to the presented methodology, such as the power transformer's main constructive aspects and components. Additionally, it is also presented, an analysis of all the outages resulting from power transformer's failures in the national transmission system, in the last 15 years.

Keywords

Power transformer. Health status assessment. Health status index. Life management. Oil tests. Paper tests. Dielectric tests. National transmission system.

Índice

RESUMO	III
ABSTRACT	V
ÍNDICE	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABELAS	XI
ACRÓNIMOS.....	XIII
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1.CONTEXTUALIZAÇÃO E MOTIVAÇÃO.....	1
1.2.OBJETIVOS	2
1.3.ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO	2
2. ASPETOS CONSTRUTIVOS E COMPONENTES DOS TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA DA RNT.....	5
2.1.VARIANTES CONSTRUTIVAS	5
2.2.PARTE ATIVA	8
2.2.1.CONFIGURAÇÃO DA PARTE ATIVA	8
2.2.2.CONSTITUIÇÃO DO NÚCLEO E ENROLAMENTOS.....	10
2.2.3.LIGAÇÕES DOS ENROLAMENTOS	12
2.2.4.MATERIAIS ISOLANTES	13
2.3.TRAVESSIAS.....	14
3. CARATERIZAÇÃO DAS METODOLOGIAS DE DIAGNÓSTICO E AVALIAÇÃO DE ESTADO	17
3.1.FENÓMENOS DE ENVELHECIMENTO DO TRANSFORMADOR	17
3.1.1.DEGRADAÇÃO DO ÓLEO ISOLANTE	18
3.1.2.ENVELHECIMENTO DO PAPEL ISOLANTE	19
3.2.ANÁLISE DE GASES DISSOLVIDOS NO ÓLEO	21
3.3.ANÁLISE DOS COMPOSTOS FURÂNICOS.....	24
3.4.ENSAIOS PERIÓDICOS AO ÓLEO	26
3.4.1.ENSAIOS DE ROTINA	29
3.4.2.ENSAIOS COMPLEMENTARES	30
3.5.ENSAIOS DIELÉTRICOS AOS ENROLAMENTOS E TRAVESSIAS.....	31

3.6.CONCLUSÕES	32
4. ANÁLISE ESTATÍSTICA DA POPULAÇÃO DE TRANSFORMADORES NA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE	35
4.1.DESCRICÃO DA POPULAÇÃO DE TRANSFORMADORES	35
4.2.ANÁLISE DE INCIDENTES	38
4.3.CONCLUSÕES	41
5. DESENVOLVIMENTO DA METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DE ESTADO	43
5.1.LEVANTAMENTO DAS BASES DE DADOS	43
5.1.1.PORTAL ATA	44
5.1.2.AVALIAÇÃO DE ESTADO INICIAL DOS EQUIPAMENTOS	45
5.2.TRATAMENTO DE DADOS	46
5.2.1.ANÁLISE DOS ENSAIOS AO ÓLEO.....	47
5.2.2.BASE DE DADOS - SAP	48
5.2.3.ANÁLISE DOS ENSAIOS ELÉTRICOS	49
5.2.4.DETERMINAÇÃO DO FATOR DE DISSIPACÃO DIELÉTRICA	50
5.3.IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA DE CÁLCULO	51
5.3.1.ÍNDICE DGA	51
5.3.2.ÍNDICE FUR	54
5.3.3.ÍNDICE AOL.....	55
5.3.4.ÍNDICE ATV.....	56
5.3.5.ÍNDICE AER.....	58
5.3.6.ÍNDICE DE ESTADO FINAL	59
5.3.7.VERIFICAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS.....	60
5.4.CONCLUSÕES	65
6. CONCLUSÕES.....	67
6.1.CONSIDERAÇÕES FINAIS	67
6.2.DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	69
REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS.....	70
ANEXO A. ENSAIOS DIELÉTRICOS (LBELEC).....	73

Índice de Figuras

Figura 2.1 – Transformador trifásico de potência, da marca EFACEC.	6
Figura 2.2 – Pólo monofásico (esquerda) e autotransformador trifásico (direita).	7
Figura 2.3 – Representação da parte ativa de um transformador do tipo core.	9
Figura 2.4 – Representação da parte ativa de um transformador do tipo shell.	9
Figura 2.5 – Parte ativa de um transformador de potência do tipo core.	11
Figura 2.6 – Esquema de ligação de enrolamentos YNynd11 e YNad11.	12
Figura 2.7 – Travessia capacitiva do tipo RIP, de um transformador de potência.	14
Figura 2.8 – Aspectos construtivos das travessias.	16
Figura 4.1 – Distribuição dos transformadores em serviço por idade.	37
Figura 4.2 – N° de incidentes anuais com transformadores de potência.	38
Figura 4.3 – Origem dos incidentes com transformadores de potência.	39
Figura 4.4 – N° de incidentes por nível de tensão dos transformadores de potência.	40
Figura 5.1 – Avaliação de estado dos equipamentos – portal ATA.	45
Figura 5.2 – Histórico de avaliação de estado dos equipamentos – portal ATA.	45
Figura 5.3 – Distribuição da população de travessias.	50
Figura 5.4 – Classificação hierárquica dos transformadores por índice de estado.	61
Figura 5.5 – Distribuição da população de transformadores por nível de estado.	62
Figura 5.6 – Ferramenta de avaliação do estado do transformador.	63
Figura 5.7 – Ferramenta de avaliação do estado – seleção do equipamento.	64
Figura 5.8 – Ferramenta de avaliação do estado – comparação de índices.	65

Índice de Tabelas

Tabela 3.1 – Gases analisados (DGA).	21
Tabela 3.2 – Métodos DGA e respectivos parâmetros.	22
Tabela 3.3 – Correlação entre os gases identificados e a respectiva falha.	23
Tabela 3.4 – Testes de avaliação para óleos minerais isolantes.	27
Tabela 3.5 - Limites recomendados para as propriedades do óleo isolante.	28
Tabela 4.1 - Evolução da população de transformadores de potência de 2001 a 2016.	36
Tabela 5.1 - Avaliação de estado dos equipamentos (portal ATA).	46
Tabela 5.2 - Condições para atribuição dos diferentes índices de estado “DGA”.	52
Tabela 5.3 - Gases que contribuem para a definição do iDGA e respectivos limites.	53
Tabela 5.4 - Condições para atribuição dos diferentes índices de estado “FUR”.	54
Tabela 5.5 - Classificação dos vários parâmetros do óleo isolante.	55
Tabela 5.6 - Condições para atribuição dos diferentes índices de estado “AOL”.	56
Tabela 5.7 - Classificação dos vários parâmetros das travessias capacitivas.	57
Tabela 5.8 - Condições para atribuição dos diferentes índices de estado “ATV”.	57
Tabela 5.9 - Classificação dos vários parâmetros dos enrolamentos.	58
Tabela 5.10 - Condições para atribuição dos diferentes índices de estado “AER”.	59

Acrónimos

- AT – Alta Tensão
- ATA – Análise de Transformadores e Autotransformadores
- BT – Baixa Tensão
- CIGRE – Conseil International des Grands Réseaux Electriques
- DGA – Análise de gases dissolvidos (Dissolved Gas Analysis)
- DP – Grau de polimerização
- IEC – International Electrotechnical Commission
- IEEE – Institute of Electric and Electronic Engineers
- iET – Índice de Estado
- IP – Índice de Polarização
- MAT – Muito Alta Tensão
- MT – Média Tensão
- NETA – InterNational Electrical Testing Association
- REN – Redes Energéticas Nacionais
- RI – Resistência de Isolamento
- RNT – Rede Nacional de Transporte

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO E MOTIVAÇÃO

A segurança e a fiabilidade são aspetos críticos para qualquer operador da rede elétrica de transporte, visto que uma falha no sistema elétrico de transmissão ou de produção pode afetar e comprometer um vasto número de consumidores e equipamentos. Os riscos naturais e o desequilíbrio entre a produção e o consumo são algumas das principais causas de preocupação por parte dos operadores. Por esta razão e para minimizar a instabilidade e probabilidade de falha do sistema, é necessário estabelecer uma abordagem contínua dos problemas, privilegiar as ações de prevenção e fornecer evidências objetivas de que a qualidade de serviço foi alcançada, só assim se torna possível garantir a adequada gestão da rede e dos seus ativos.

Nas subestações da rede nacional de transporte (RNT), os transformadores de potência são os equipamentos mais críticos, devido à função que desempenham, ao seu valor económico e pelo seu carácter potencialmente perigoso, em caso de falha. Como tal, o ciclo de vida destes equipamentos deve ser gerido de modo a obter o melhor desempenho em condições de segurança, a otimizar os custos de operação e manutenção e a prolongar a vida útil com adequados níveis de fiabilidade.

A gestão do ciclo de vida dos transformadores de potência tem como pilar fundamental a avaliação periódica do seu estado, baseada em relatórios de ensaios, registos de manutenção, inspeções e informação de exploração. O aumento da população de equipamentos e do volume de dados produzidos requer a utilização de ferramentas que

permitam um tratamento sistemático dos resultados para produzir uma avaliação de forma automática, através de um índice de estado.

Pretende-se no âmbito deste trabalho a operacionalização da ferramenta informática existente na REN para controlo de resultados de ensaios realizados aos transformadores, através da otimização do algoritmo de cálculo do índice de avaliação de estado dos equipamentos e do tratamento estatístico e análise crítica dos resultados obtidos.

1.2. OBJETIVOS

No âmbito da elaboração deste trabalho definiram-se os seguintes principais objetivos:

Estudo e identificação dos aspetos críticos para a avaliação do estado de transformadores de potência;

Recolha e tratamento estatístico de dados, análise de tendências, histogramas e valores de referência para cada parâmetro;

Preparação de *templates* para uniformização dos *inputs* de dados;

Correção do algoritmo de cálculo do índice de estado, através do confronto crítico dos resultados com os casos reais em subestações;

Identificação e implementação de melhorias e novas funcionalidades do sistema de dados existente sobre transformadores de potência.

1.3. ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO

O relatório desta dissertação de mestrado encontra-se dividido em 6 capítulos.

No capítulo 2, são abordados alguns dos aspetos construtivos e componentes de um transformador de potência da rede nacional de transporte, que apresentam maior relevância para o diagnóstico de estado do transformador e para o desenvolvimento do trabalho prático.

No capítulo 3, é realizado um levantamento do estado da arte das diversas práticas de diagnóstico publicadas por especialistas, bem como dos diversos fatores de envelhecimento do transformador e das suas respectivas causas.

No capítulo 4, é feita uma análise estatística da população de transformadores e autotransformadores de potência existentes nas subestações da RNT. Com o objetivo de estudar a fiabilidade destes equipamentos, foi também realizado um estudo de todas as indisponibilidades resultantes de falhas em transformadores de potência nos últimos anos.

No capítulo 5, é apresentada a metodologia de avaliação de estado dos transformadores de potência desenvolvida neste trabalho, explicando as abordagens tomadas e as suas respectivas justificações.

No capítulo 6, são apresentadas as conclusões finais do trabalho, avaliando os pontos fortes e as limitações do trabalho desenvolvido.

2. ASPETOS CONSTRUTIVOS E COMPONENTES DOS TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA DA RNT

2.1. VARIANTES CONSTRUTIVAS

Um transformador é definido, segundo (ANSI/NETA, 2011), como um equipamento elétrico estático (não envolvendo partes em movimento contínuo), utilizados em sistemas de energia elétrica, para transferir energia entre os circuitos através do uso de indução eletromagnética. O termo “transformador de potência” é usado para se referir aos transformadores utilizados na rede elétrica de transporte (Harlow, 2004).

Os transformadores de potência da rede nacional de transporte (RNT), analisados no decorrer deste relatório, são do tipo trifásico ou monofásico, imersos em óleo mineral, localizados no exterior, operando nos níveis de muito alta tensão da rede (MAT). Estes apresentam valores de potência aparente trifásica de 40 a 450 MVA e um nível de tensão de 400, 220 e 150 kV para os enrolamentos primários (alta tensão) e de 220, 150, 60 e 30

kV para os enrolamentos secundários (média tensão), operando à frequência nominal da rede de 50 Hz.

Estes equipamentos podem ser classificados segundo a ligação dos terminais dos seus dos seus enrolamentos, dividindo-se 3 categorias, nomeadamente: transformador trifásico de enrolamentos separados (ou simplesmente, transformador de potência), autotransformador de potência (enrolamento comum) e banco trifásico constituído por 3 transformadores monofásicos.

Nas figuras 2.1 e 2.2 (fonte: arquivos REN) estão ilustrados alguns exemplos dos vários tipos de transformadores de potência instalados na RNT. Na primeira, está representado um transformador trifásico de 220/63/10 kV e 126 MVA, da marca nacional EFACEC, enquanto na segunda, um autotransformador trifásico de 400/150/20 kV e 360 MVA (à direita) e um pólo monofásico de 400/150/30 kV e 150 MVA (à esquerda), ambos também da marca EFACEC.



Figura 2.1 – Transformador trifásico de potência, da marca EFACEC.



Figura 2.2 – Pólo monofásico (esquerda) e autotransformador trifásico (direita).

A escolha do tipo de transformador é condicionada pela função e local de instalação do transformador, sendo que cada tipo de máquina apresenta vantagens e inconvenientes. A principal vantagem das máquinas monofásicas é o seu baixo peso e dimensão individual, em relação às trifásicas, o que permite instalações de grandes transformadores em locais de difícil acesso, facilitando o seu transporte, bem como o facto de serem equipamentos separados, possibilita o armazenamento de apenas uma única unidade como reserva estratégica, ao invés de três, reduzindo assim os custos de investimento (Soares, 2011).

Por outro lado, as máquinas trifásicas permitem uma redução do espaço utilizado e dos custos de aquisição, montagem e manutenção, bem como a simplificação da sua implementação, visto que algumas das operações de montagem e ligação dos enrolamentos são realizadas em fábrica e não no local de instalação. Como tal, do ponto de vista da avaliação de viabilidade económica para ações de manutenção, os transformadores monofásicos tornam-se em elementos muito menos atrativos, sendo no entanto, ainda utilizados primariamente devido a critérios estratégicos, como necessidade de unidades de reserva.

Para potências mais elevadas são normalmente utilizados os autotransformadores trifásicos, devido ao seu rendimento superior (menores perdas no cobre) e menor peso, comparativamente aos transformadores trifásicos. No entanto, estes apresentam a desvantagem de não permitirem a separação física entre os circuitos dos dois níveis de tensão, visto que ambos lados possuem um enrolamento em comum.

Na RNT, os autotransformadores operam exclusivamente nos níveis de tensão (AT/MT) de 400/220, 400/150 e 220/150 kV, com valores de potência a chegar aos 450 MVA, enquanto os transformadores trifásicos e monofásicos operam normalmente nos restantes níveis de tensão, com valores potência máximos de 170 MVA.

Os transformadores de potência podem ainda ser classificados em termos construtivos com base na configuração da sua parte ativa, em transformadores do tipo *shell* (couraçado) e do tipo *core* (colunas), estando as suas diferenças maioritariamente relacionadas com a geometria do circuito magnético e com o tipo de enrolamentos utilizados (ABB, 2004).

2.2. PARTE ATIVA

A parte ativa do transformador refere-se à parte do transformador responsável pelo seu funcionamento eletromagnético, sendo esta constituída pelo circuito magnético (núcleo do transformador), onde circulam os fluxos magnéticos, e pelos respetivos enrolamentos, onde atravessam as correntes elétricas (ABB, 2004).

2.2.1. CONFIGURAÇÃO DA PARTE ATIVA

Como referido anteriormente, os transformadores de potência podem ser classificados de acordo com a configuração da sua parte ativa, em transformadores do tipo *shell* (couraçado) e do tipo *core* (colunas).

No tipo *core*, como se pode observar na figura 2.3 (fonte: HQDA, 1998), os enrolamentos apresentam uma forma cilíndrica e concêntrica, envolvidos em torno do núcleo, sendo pelo centro deste que ocorre passagem do fluxo magnético. Visto que o núcleo se situa inteiramente no interior dos enrolamentos, este contribui para a integridade estrutural do transformador. A construção *core* é preferível em casos onde o tamanho do transformador é um requisito importante, dada a compactação dos materiais (HQDA, 1998).

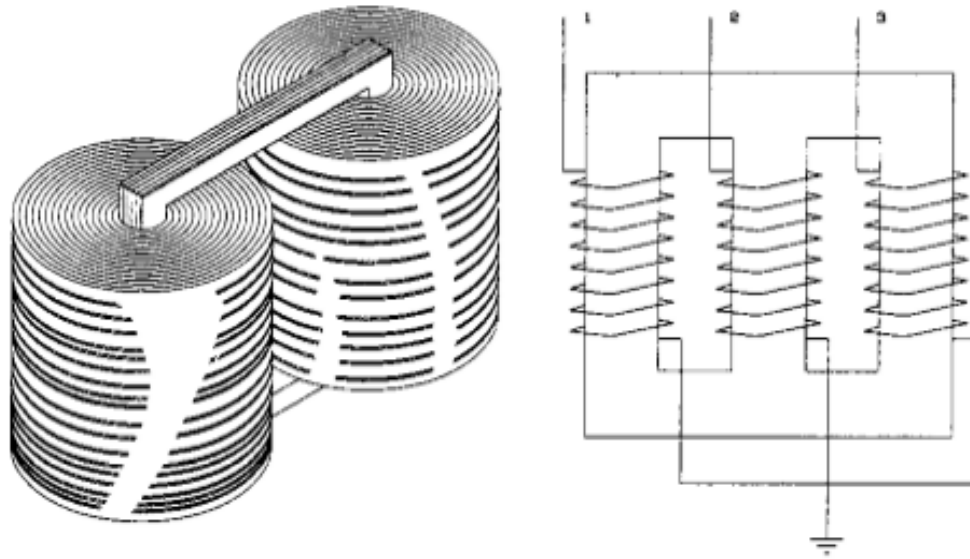


Figura 2.3 – Representação da parte ativa de um transformador do tipo core.

No tipo *shell*, por outro lado, o núcleo do transformador envolve completamente os enrolamentos, proporcionando um caminho de passagem para as linhas do fluxo magnético, quer através do seu centro, quer em torno do exterior dos enrolamentos. Esta configuração, exemplificada pela figura 2.4 (fonte: HQDA, 1998), é usada sobretudo para transformadores de maiores dimensões, embora não deixem de existir transformadores do tipo *core* para os níveis de tensão mais elevados.

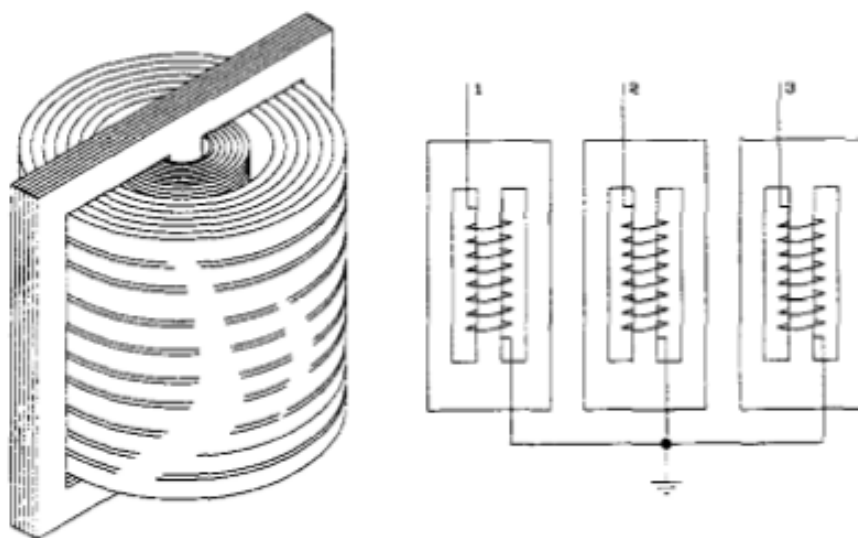


Figura 2.4 – Representação da parte ativa de um transformador do tipo shell.

Este tipo de construção é também mais flexível, pois possibilita a existência de uma grande variedade de disposições e agrupamentos dos enrolamentos. Tal como no tipo *core*, o núcleo também pode agir como um elemento estrutural, reduzindo a quantidade de aperto da fixação externa necessária. Isto é especialmente importante em transformadores de elevada potência, onde as forças eletromagnéticas criadas pelo fluxo são maiores (HQDA, 1998).

Comparativamente, para elevados níveis de potência e tensão, os transformadores do tipo *shell* apresentam algumas vantagens em relação aos do tipo *core* (Soares, 2011), nomeadamente os seguintes:

Melhor arrefecimento, devido a distâncias menores entre cuba e núcleo, o que ajuda numa melhor circulação do óleo, mais intensa e direcionada;

Compactação dos materiais, o que permite a redução da massa de óleo isolante necessária por unidade de potência, traduzindo-se custos reduzidos para a aquisição e manutenção do óleo;

Melhor resistência a esforços eletromagnéticos nos enrolamentos, provocados por ondas de choque e correntes de curto-circuito;

Maior facilidade de descubagem, proporcionando um aceso direto e rápido à parte ativa.

No entanto, como desvantagem devido à sua estrutura compacta torna-se difícil a realização da inspeção visual interna aos enrolamentos, podendo no entanto havendo ser inspecionados através de tampas de visita, tais como seletor de tomadas, pontas de ligação dos enrolamentos e parte inferior das travessias. Adicionalmente, possuem também um maior custo de aquisição e fabrico, em relação aos do tipo *core*.

2.2.2. CONSTITUIÇÃO DO NÚCLEO E ENROLAMENTOS

De modo reduzir as perdas no ferro, o núcleo dos transformadores de potência é constituído por chapas finas de aço-silício, laminadas a frio, separadas por uma película isolante. A estrutura cristalina do aço orienta os fluxos magnéticos no sentido da laminação, permitindo alcançar altas densidades de fluxo com perdas reduzidas e baixas

correntes de magnetização. O isolamento entre as chapas do núcleo é realizado por um material à base de silicatos complexos, mecanicamente resistentes, podendo suportar temperaturas elevadas, permitindo assim limitar as perdas por correntes de Foucault (HQDA, 1998). Adicionalmente, a presença de silício no aço permite melhorar a resistividade do ferro, diminuir as perdas e manter as características magnéticas ao longo do tempo, porém a sua percentagem deve ser limitada, para não comprometer a ductilidade do metal (Soares, 2011).

Os enrolamentos do transformador consistem em condutores elétricos enrolados em torno das secções do núcleo, devendo ser devidamente isoladas, suportados, e arrefecidos para poderem resistir as condições de funcionamento do equipamento (Harlow, 2004). Estes são tipicamente dispostos em cadeia com uma secção transversal retangular, sob a forma de barras isoladas tipicamente com papel *Kraft*. O principal material usado como condutor nos enrolamentos é o cobre, dada a sua elevada condutividade em relação a outros metais disponíveis, permitindo uma redução de perdas óhmicas, bem como excelentes propriedades mecânicas a um preço competitivo.

Na figura 2.5 (fonte: arquivos REN) encontra-se representado o exterior da parte ativa do tipo *core* de um transformador de potência em construção, da marca ABB, onde é possível observar o isolamento sólido à base papel *Kraft*, do exterior dos enrolamentos.



Figura 2.5 – Parte ativa de um transformador de potência do tipo *core*.

2.2.3. LIGAÇÕES DOS ENROLAMENTOS

Os transformadores de potência da RNT são normalmente compostos por 3 enrolamentos, nomeadamente o enrolamento primário de alta tensão (AT), o secundário de média tensão (MT) e um terciário de compensação, designado por enrolamento de baixa tensão (BT). A ligação trifásica dos enrolamentos AT e MT é realizada em estrela, sendo que a ligação ao enrolamento BT é feita em triângulo. Os terminais do enrolamento de compensação estão, por norma, acessíveis, de modo a possibilitar a ligação dos circuitos auxiliares da subestação (Soares, 2011).

Na ligação nos enrolamentos é utilizada uma codificação alfanumérica para descrever o tipo de ligação entre os lados primário e secundário do transformadores, bem como o seu desfasamento relativo (ABB, 2004). No caso dos transformadores trifásicos são usados os códigos YNynd5 e YNynd11, significando uma ligação estrela, com neutro independente e desfasamento nulo para os lados AT e MT, e um desfasamento de -150° (índice horário 5) e de -330° (índice horário 11) para as tensões do enrolamento terciário. Por outro lado, no caso dos autotransformadores são usados os esquemas YNad5 e YNad11, visto que nestes, parte do enrolamento AT é comum ao enrolamento MT, ao qual se interliga um enrolamento série, formando assim um neutro comum.

Na figura 2.6 (fonte: Soares, 2011), é possível observar os esquemas de ligação de um transformador do tipo YNynd11 e de um autotransformador do tipo YNad11, respetivamente. Em ambos, uma parte do enrolamento AT do lado do neutro, encontra-se dividido em várias tomadas, para efeito de regulação de carga (Soares, 2011).

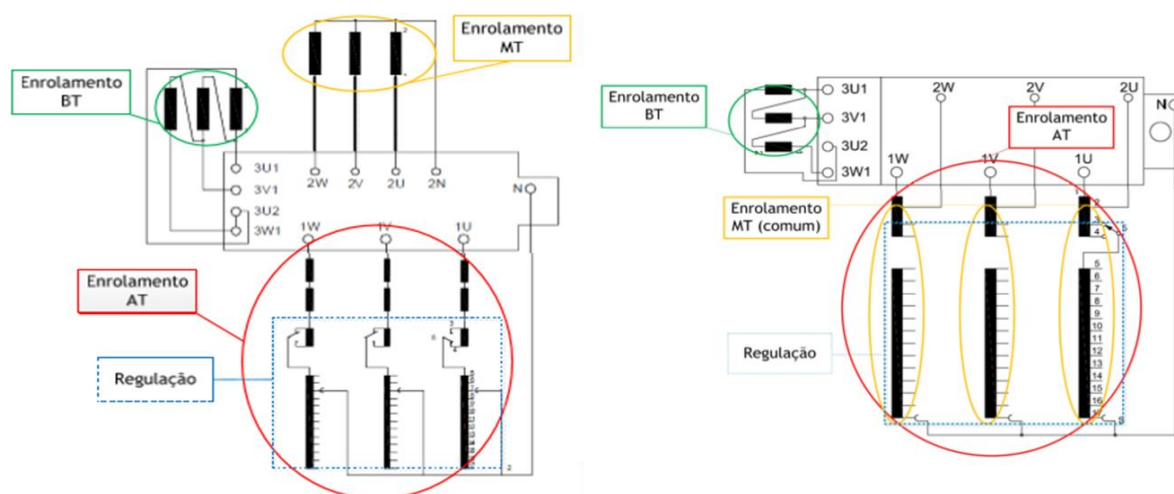


Figura 2.6 – Esquema de ligação de enrolamentos YNynd11 e YNad11.

2.2.4. MATERIAIS ISOLANTES

O isolamento dos transformadores de potência da RNT são constituídos por 2 componentes, nomeadamente um isolamento líquido de óleo mineral e um isolamento sólido constituído por celulose, sob a forma de papel do tipo *Kraft*, juntamente com outros polímeros e resinas (ABB, 2004).

Nos transformadores de potência, o isolamento sólido possui várias funções importantes, tais como o isolamento elétrica entre os condutores, a estabilidade e suporte mecânico dos enrolamentos, a criação de espaço nos enrolamentos para circulação e direção do fluxo de óleo, possibilitando uma melhor refrigeração (CIGRE A2-107, 2012).

A principal vantagem da celulose é permitir uma elevada impregnação com óleo isolante mineral, 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, o que resulta em excelentes características dielétricas. Em termos mecânicos, o papel *Kraft* possui uma boa estabilidade físico-química no contacto com o óleo, sendo materiais de fácil manuseamento para as diversas operações do processo de fabrico. No aspeto económico, são os materiais mais atrativos para isolamento de transformadores impregnados a óleo (Soares, 2011).

Por outro lado, o óleo mineral é também essencial no arrefecimento do sistema, permitindo absorver o calor do núcleo e dos enrolamentos e transmiti-lo às superfícies exteriores, arrefecidas naturalmente ou por circulação forçada. Os óleos minerais são produtos obtidos pela refinação do petróleo, podendo ser classificados como parafínicos ou nafténicos, de acordo com o tipo de crude utilizado na refinação e em *standard*, elevado ou *super* quanto ao grau de refinação.

Devido à importância e função que desempenham de isolamento elétrico e de refrigeração, a características do óleo isolante devem obedecer a um conjunto específico de parâmetros (IEC 60422, 2013), tais como: elevada rigidez dielétrica para suportar as solicitações a que será submetido, resistência à oxidação de modo a maximizar o tempo de vida útil e viscosidade suficientemente baixa de modo a não comprometer a capacidade de circulação e transferência de calor.

Disto isto, o comportamento mecânico e elétrico dos isolantes do transformador tende a mudar com o envelhecimento do transformador, devido a fenômenos como oxidação e sobreaquecimento, e à presença de humidade e de outros contaminantes. A composição dos isolantes e os processos de envelhecimento do transformador são descritos em detalhe no capítulo 3 do presente relatório.

2.3. TRAVESSIAS

Nos transformadores de potência, as travessias são dos componentes mais frágeis, sendo um dos principais causadores de falhas nestes equipamentos. Segundo (Blanc R., 2008), estas representam cerca 21% do total de **falhas graves** ocorridas em transformadores de potência em serviço.

Uma travessia, ilustrada na figura 2.7 (fonte: catálogo HSP, 2015), é um dispositivo que permite que um ou mais condutores passem através de uma divisão isolada desta. A sua função é transferir energia para dentro ou fora do invólucro de um aparelho, como um transformador, disjuntor, reactâncias de neutro ou baterias de condensadores, isolando o condutor deste invólucro (IEC 60137, 2008).



Figura 2.7 – Travessia capacitiva do tipo RIP, de um transformador de potência.

As travessias são geralmente classificadas quanto à tecnologia de isolamento principal utilizada, quanto à construção e quanto aos meios isolantes à volta de cada um dos seus terminais. Esta última classificação diz respeito à aplicação final da travessia, e nela distinguem-se cinco tipos de travessias, nomeadamente: **Oil to Air**, **Oil to Oil**, **Oil to SF₆**, **Air to Air**, **Air to SF₆**, (Harlow, 2004).

Quanto à sua construção as travessias podem ser sólidas ou capacitivas:

As **travessias sólidas** caracterizam-se por serem constituídas pelo condutor, ou canal por onde este passa e o invólucro (isolador) sólido exterior. Entre o condutor

e o invólucro exterior está presente um dielétrico que pode ser ar, óleo ou uma mistura sintética. A aplicação destas travessias é limitada essencialmente até uma tensão máxima de 25 kV.

As **travessias capacitivas** possuem camadas condutoras ou semicondutoras espaçadas de uma determinada distância radial colocadas no material isolante entre o condutor central e o isolador externo. Estas camadas permitem controlar a distribuição do campo elétrico axial e radialmente, tornando assim possível que a travessia tenha um comprimento menor e que o seu canal central esteja sujeito a menores esforços eletromecânicos.

Quanto ao tipo de isolamento principal utilizado na construção das travessias existem várias tecnologias disponíveis no mercado (Harlow, 2004), nomeadamente: ar; óleo; papel impregnado em óleo; papel impregnado em resina; papel ligado por resina; gás.

No caso dos transformadores da RNT são utilizadas as travessias com isolamento **OIP** (papel impregnado em óleo), **RIP** (papel impregnado em resina) e **RBP** (papel ligado por resina).

As travessias **OIP** possuem como principal isolamento, um núcleo de papel impregnado a óleo, enrolado em espiral à volta do canal central, onde passa o condutor. Ao papel são ajustadas camadas condutoras que conferem à travessia um efeito capacitivo, e que permitem controlar radial e axialmente o campo elétrico. Durante o processo de enrolamento o núcleo isolador é seco e impregnado com óleo em vácuo (IEC 60137, 2008).

As travessias **RBP**, por outro lado, têm como principal isolamento, um núcleo de papel em espiral revestido com resina. Durante o processo de enrolamento do núcleo, cada camada de papel é ligada à anterior através do seu revestimento de resina, sendo a ligação obtida através do tratamento da resina. Esta pode também ter um invólucro isolante, podendo nesse caso o espaço entre o núcleo e o invólucro ser preenchido com um líquido ou outro meio isolante.

Por último, as travessias **RIP** são semelhantes às OIP, tendo como principal diferença, o núcleo de papel, que é posteriormente impregnado com resina tratada.

Comparativamente, as RBP são as menos utilizadas devido às suas limitações construtivas, pelo que os fabricantes dão preferência às OIP e RIP. Dito isto, as travessias OIP são as mais populares devido ao seu baixo custo e processo de fabrico mais simples. Em relação às RIP estas apresentam algumas vantagens construtivas, quando comparadas às anteriores, tais como: facilidade de transporte e menores custos de manutenção, menor risco de incêndio e possibilidade de operação com o invólucro exterior danificado, no entanto o seu processo de fabrico é complexo e dispendioso.

Na figura 2.8 (fonte: Soares, 2011), encontram-se representados os diversos aspetos construtivos das travessias, além do corpo isolante principal (Soares, 2011).

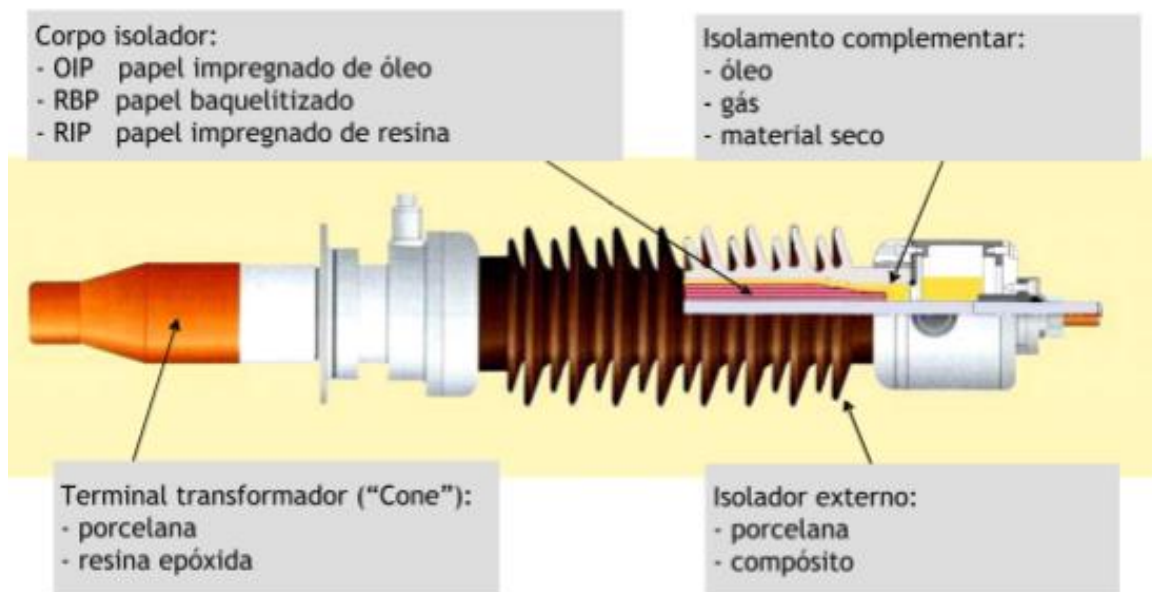


Figura 2.8 – Aspetos construtivos das travessias.

3. CARACTERIZAÇÃO DAS METODOLOGIAS DE DIAGNÓSTICO E AVALIAÇÃO DE ESTADO

3.1. FENÓMENOS DE ENVELHECIMENTO DO TRANSFORMADOR

O desenvolvimento de uma metodologia para avaliação de estado dos transformadores de potência envolve o levantamento do estado da arte das diversas práticas de diagnóstico publicadas e recomendadas por especialistas, bem como o conhecimento e compreensão dos diversos fatores de envelhecimento do transformador e das suas respectivas causas.

Ao longo do seu período de funcionamento, o transformador está sujeito a um conjunto de contaminantes físicos e químicos que provocam a degradação do óleo isolante, o envelhecimento do papel ou da parte ativa, diminuindo assim, a capacidade dielétrica, robustez mecânica e desempenho térmico do equipamento.

3.1.1. DEGRADAÇÃO DO ÓLEO ISOLANTE

A degradação do óleo isolante ocorre gradualmente com o uso do transformador, sendo geralmente provocada por processos de oxidação no interior do transformador, pela contaminação física do óleo, nomeadamente humidade, partículas e fibras, ou ainda pela ocorrência de arcos elétricos, descargas e sobreaquecimentos (CIGRE D1-413, 2010).

O óleo é oxidado pelo contacto com o ar, sendo este processo acelerado pelo aumento da temperatura no transformador e pela presença de catalisadores como metais ou compostos metálicos. Os efeitos da oxidação são o escurecimento do óleo, produção de água e ácidos, podendo ainda resultar na produção de lamas (ABB, 2007). Os ácidos em conjugação com a água ou humidade levam à corrosão dos materiais metálicos e à degradação da celulose, traduzindo-se na perda de resistência mecânica. O estado de oxidação traduz-se na alteração de parâmetros como o teor de água, fator de dissipação dielétrica, tensão interfacial e cor.

A contaminação por humidade verifica-se essencialmente devido à degradação da celulose do papel isolante ou como subproduto do processo de oxidação no interior do transformador. A situação é agravada se for atingida a saturação do teor de água.

A contaminação com partículas e fibras pode ocorrer devido a operações de manutenção e reparação do transformador ou pela libertação de materiais dos componentes internos do transformador devido à ocorrência de arcos elétricos. Estas partículas reduzem a capacidade dielétrica, especialmente em combinação com a presença de humidade.

Outro fator importante de degradação é a presença de enxofre corrosivo. A presença de moléculas de enxofre depende do crude utilizado e do nível e método de refinação utilizado. Ainda que algumas moléculas contendo enxofre sejam inibidores do processo de oxidação, certos tipos têm efeitos corrosivos nos metais, podendo vir a provocar efeitos catastróficos por deposição e acumulação de produtos da corrosão (e.g. sulfureto de cobre) na parte ativa do transformador.

O processo de degradação do óleo resulta na redução das suas características dielétricas e mecânicas, bem como na produção de diversas substâncias sólidas, líquidas e gasosas (Martins, 2010). Os principais produtos de degradação do óleo são, nomeadamente, os seguintes:

Produtos gasosos: (monóxido e dióxido de carbono, hidrogénio e diversos hidrocarbonetos, tais como C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 e CH_4);

Produtos líquidos: (tais como água, ácidos, peróxidos, ésteres, aldeídos, cetonas, lactonas);

Produtos sólidos: (lamas e sedimentos).

3.1.2. ENVELHECIMENTO DO PAPEL ISOLANTE

O isolamento sólido nos transformadores de potência, tal como o óleo, está sujeito a fenómenos de degradação natural, em condições de serviço normais. Porém, ao contrário deste último, que pode ser facilmente substituído no decurso da vida do equipamento, sempre que necessário, o mesmo não ocorre com o papel isolante. Assim sendo, pode-se dizer que o tempo de vida útil do transformador é normalmente condicionado pelo tempo de vida útil do seu isolante sólido. À medida que o papel isolante envelhece, as suas propriedades elétricas não tendem a mudar significativamente, porém as suas características mecânicas são bastante reduzidas (CIGRE A2-107, 2012).

O constituinte principal do papel isolante é a celulose, cerca de 80% a 90%, dependendo do tipo de papel utilizado, sendo o papel Kraft o mais comum. A celulose é um polímero mineral de condensação formado longas cadeias de moléculas de glucose, unidas por ligações glicosídeas. A degradação do papel pode ser quantificada pelo seu grau de polimerização (DP), sendo este caracterizado pelo número médio de anéis de glucose, numa macromolécula de celulose. Através dos vários processos de degradação do papel, estas ligações glicosídeas são quebradas e os anéis de glucose abrem, reduzindo-se assim gradualmente o DP e consequentemente a resistência mecânica do isolamento. Assume-se que a redução desse valor por 50% (Martins, 2009), é um indicativo do final de vida do transformador.

A degradação do isolante sólido pode ocorrer devido a vários fatores distintos, sendo os principais agentes da degradação do papel: a água (degradação por hidrólise), os ácidos resultantes da decomposição do óleo quando combinados com a água (hidrólise ácida), o oxigénio (oxidação) e a temperatura (pirólise) (Martins, 2009).

A degradação por hidrólise ocorre através do contacto das moléculas de água com os monómeros de glucose da cadeia de celulose, provocando a cisão da cadeia de polímero de celulose, em dois segmentos mais curtos, reduzindo assim o valor de DP e consequentemente a rigidez dielétrica do papel. Este processo não gera quaisquer outros gases ou resíduos, além da libertação de H₂O, pelo que a sua análise terá de ser realizada indiretamente através do teor de água presente no papel. Sendo que a velocidade de envelhecimento do papel é diretamente proporcional ao teor de água e inversamente proporcional ao tempo de vida útil do isolamento (Martins, 2010).

Os ácidos resultantes do processo de envelhecimento do óleo e do papel, interagem com o processo de hidrólise, aumentando a eficiência catalítica dos ácidos e promovendo a despolimerização da celulose. Este processo é ainda acelerado por ação da temperatura, especialmente para valores superiores a 100°C. Como resultado final desta reação, além da libertação de moléculas de H₂O, são também produzidos derivados furânicos, solúveis em água, nomeadamente o 2-furfuraldeído (2-FAL) e o 5-hidroximetil-2-furfural (5HMF).

O fenómeno de degradação por oxidação é semelhante ao de hidrólise, no sentido que em a interação do contaminante com a celulose, provoca a despolimerização da celulose, enfraquecendo-a. Neste caso, o produto da reação são gases, tais como o monóxido e dióxido de carbono e o hidrogénio, para além da água. Estima-se que na presença de oxigénio, a velocidade de envelhecimento normal do papel aumenta, por um fator cerca de 2,5 a 10 vezes.

Por último, a degradação por pirólise, tal como os anteriores, mas neste caso por ação da temperatura, provoca a quebra das cadeias de celulose, produzindo gases, nomeadamente o hidrogénio e o monóxido e dióxido de carbono, bem como líquidos, tais como, a água e os compostos furânicos, especificamente, 2-furfuraldeído (2FAL), 2-acetilfurano (2ACF), 5-metil-2-furfural (5MEF), 5-hidroximetil-2-furfural (5HMF) e álcool furfurílico (2FOL). Adicionalmente, são ainda produzidas substâncias sólidas, que posteriormente irão formar as lamas, que normalmente se depositam no interior dos transformadores.

3.2. ANÁLISE DE GASES DISSOLVIDOS NO ÓLEO

A análise de gases dissolvidos no óleo isolante (DGA) é uma das ferramentas mais importantes, senão a mais importante, para determinação do estado de degradação de um transformador. Esta análise é amplamente utilizada para a detecção de falhas no isolamento elétrico de equipamentos de potência imersos em óleo mineral. Os gases identificados pela análise são produtos resultantes da decomposição dos materiais isolantes (óleo e papel), por ação de defeitos térmicos ou elétricos da parte ativa (CIGRE D1-443, 2010).

Como tal, a composição desses gases depende do tipo de falhas ocorridas, tais como arcos elétricos, descargas parciais, efeitos coroa e sobreaquecimento do isolamento (este último, provocado por sobretensões ou avaria no sistema de arrefecimento). A detecção de certas quantidades de gases dissolvidos apresentam geralmente os primeiros sintomas de um problema, que pode causar uma avaria do transformador caso não seja corrigido (Sun, et al., 2012). Os gases analisados são apresentados na seguinte tabela 3.1, juntamente com os gases atmosféricos (oxigénio e azoto):

Tabela 3.1 – Gases analisados (DGA).

Gás analisado	Formula
Hidrogénio	H ₂
Metano	CH ₄
Etano	C ₂ H ₆
Etileno	C ₂ H ₄
Acetileno	C ₂ H ₂
Monóxido de Carbono	CO
Dióxido de Carbono	CO ₂
Oxigénio	O ₂
Azoto	N ₂

Os métodos de análise (DGA) para avaliação das condições dos transformadores assentam em observações empíricas e conhecimentos práticos obtidos por especialistas, como tal as diversas metodologias existentes variam conforme a organização ou utilizador. Estes métodos baseiam-se em vários parâmetros, tais como: identificação de gases-chave, concentrações de gases, rácios entre gases-chave e representações gráficas, dos quais se destacam os seguintes (tabela 3.2):

Tabela 3.2 – Métodos DGA e respetivos parâmetros.

Método	Parâmetros
IEEE Std C57.104	Concentrações de gases-chave
IEC 60599	Rácios entre gases-chave
CIGRE	Rácios entre gases-chave
Dornenburg	Rácios entre gases-chave
Rogers	Rácios entre gases-chave
Nomografia	Rácios entre gases-chave; Representação gráfica
Triângulo Duval	Concentrações de gases-chave; Representação gráfica

O método IEEE ou dos gases-chave (IEEE, 2008) é o mais importante e o mais frequentemente utilizado, visto que possibilita a identificação dos primeiros sintomas de um problema. Este permite medir os gases libertados, provenientes do óleo isolante, na ocorrência de uma falha, no qual se evidencia um aumento significativo da temperatura no interior do transformador. A energia libertada durante a falha irá causar uma decomposição química das moléculas de óleo ou celulose do isolamento, produzindo gases que posteriormente se irão dissolver no óleo, quando sujeitos as condições de *stress* térmico e elétrico, provocadas por correntes de defeito.

Este método identifica as falhas com base na presença e percentagem (expressa em ppm, partes por milhão) dos respetivos gases-chave, classificando-as em 4 tipos, nomeadamente

sobreaquecimento do óleo, sobreaquecimento da celulose, descargas parciais/efeito coroa e arcos elétricos. Na tabela 3.3 estão identificadas as principais falhas e a sua correlação com os respectivos gases-chaves libertados.

Tabela 3.3 – Correlação entre os gases identificados e a respetiva falha.

Gases identificados	Formula	Tipo de falha
Hidrogénio	H ₂	Descargas parciais/efeito coroa
Metano	CH ₄	Baixo sobreaquecimento do óleo
Etano	C ₂ H ₆	Baixo sobreaquecimento do óleo
Etileno	C ₂ H ₄	Elevado sobreaquecimento do óleo
Acetileno	C ₂ H ₂	Arco elétrico
Monóxido de Carbono	CO	Sobreaquecimento da celulose
Dióxido de Carbono	CO ₂	Sobreaquecimento da celulose
Oxigénio	O ₂	Não relevante
Azoto	N ₂	Não relevante

Se qualquer um destes gases for detetado e apresentar valores acima dos limites máximos, então poderá ser um indicador da ocorrência da respetiva falha associada. De notar, no entanto que um aumento súbito da concentração de um gás-chave e da respetiva taxa de evolução, apresentam uma maior importância para a avaliação de estado do que o seu valor absoluto acumulado (Bureau of Reclamation, 2013).

A grande vantagem deste método é o elevado potencial de deteção da maioria dos defeitos que podem surgir associados à parte ativa do transformador, com a grande vantagem de ser um método pouco intrusivo, aplicável com o equipamento em serviço. No entanto, como este método não fornece correlações numéricas entre os tipos de falhas e os tipos de gases, é necessário um sentido crítico e experiência com transformadores de potência, para diagnosticar corretamente o problema.

As outras metodologias apresentadas são igualmente úteis na avaliação de estado, todas elas podendo ser utilizadas em simultâneo. No entanto, devido à complexidade dos gases e do seu processo de libertação, o diagnóstico obtido pode divergir significativamente entre as várias metodologias, podendo mesmo apresentarem resultados contraditórios. Outro inconveniente dos restantes métodos listados é que obrigam à aplicação da primeira metodologia para quantificar a concentração de gases e determinar se o transformador apresenta algum problema, visto estes apenas servem para classificar o tipo de defeito, apresentando sempre possíveis causas de falhas, quer elas efetivamente existam ou não.

3.3. ANÁLISE DOS COMPOSTOS FURÂNICOS

Um dos métodos mais eficazes para quantificar a degradação do papel isolante, como já foi referido, consiste na determinação do grau de polimerização viscosimétrico do papel (DP). Através da medição direta do comprimento médio dos polímeros das moléculas de celulose, é possível estimar a vida útil restante do equipamento e assegurar o seu bom funcionamento. Contudo, este ensaio é pouco intrusivo, pois de forma a efetuar a análise, é necessário obter uma amostra de papel dos isolamentos, o que implica a colocação fora de serviço e abertura do transformador, bem como a presença de técnicos especializados (Sun, et al., 2012).

Neste contexto, foi criado um método mais prático de avaliação de estado, que consiste na análise dos compostos furânicos presentes no óleo do transformador, realizada através de um método de cromatografia líquida de alta eficiência.

Esta análise é uma ferramenta especialmente útil na deteção de situações no qual processo de envelhecimento atingiu níveis significativos. Este método teoricamente permite correlacionar a concentração de 2FAL no óleo e o grau de polimerização médio do papel (DP), através de uma fórmula do tipo:

$$\log [2FAL] = a \times DP + b \quad (3.1)$$

Onde a e b representam constantes, cujo valor depende do modelo utilizado. Existem diversos modelos correspondentes a diferentes equações deste tipo, sendo os mais conhecidos, os de Burton, Vuarchex, De Pablo e Chendong (ABB, 2007).

A concentração do composto 2-furfuraldeído (2-FAL) é o principal subproduto proveniente da degradação do papel, visto que se forma a partir das reações de degradação da celulose, tanto por via da pirólise, como da hidrólise ácida, e que existe em maior quantidade (quando comparados aos restantes compostos furânicos), fornecendo assim uma boa estimativa dos equipamentos em estado mais crítico (Martins, 2007).

Os outros compostos encontrados no óleo e papel isolante, nomeadamente 2-acetilfurano (2ACF), 5-metil-2-furfural (5MEF), 5-hidroximetil-2-furfural (5HMF) e álcool furfurílico (2FOL) são também úteis para determinação do grau de degradação, no entanto a sua utilização varia com a metodologia aplicada, não havendo portanto unanimidade entre os diversos métodos.

Assim sendo, os valores absolutos de 2-FAL servem como uma indicação geral de envelhecimento, especialmente quando acompanhados do historial da sua evolução no óleo (CIGRE D1-413, 2010). Dito isto, torna-se, no entanto, difícil de correlacionar 2-FAL com o envelhecimento (DP) do isolamento de papel em instalações elétricas, tais como transformadores, visto que existem demasiados fatores que influenciam a concentração e taxa de evolução do 2-FAL.

Além dos fatores habituais do calor, o oxigénio e a humidade e de outros fatores indiretamente relacionados, tais como o nível de degradação do óleo e fenómenos de natureza elétrica que podem ocorrer no interior do transformador, existem também outras variáveis a considerar, tais como: o tipo de transformador e as suas variantes construtivas, as condições normais de funcionamento, as políticas de manutenção, entre outros.

Como tal, os valores limite estabelecidos em laboratório, para os compostos furânicos, não podem ser aplicados universalmente a qualquer transformador. Tornando-se portanto necessária, a existência de uma base de dados contendo um historial completo de análises de um grupo ou família de transformadores específicos, contendo os valores de referência do isolamento e a sua evolução ao longo do tempo. Só assim, através da análise crítica dos resultados dos ensaios, é possível a aplicação de valores limite.

Estes ensaios são realizados periodicamente pela REN como exames complementares, para verificação de sinais de degradação do papel, sendo este um dos métodos de avaliação de estado escolhidos para a realização deste trabalho.

3.4. ENSAIOS PERIÓDICOS AO ÓLEO

A norma internacional IEC 60422: *Mineral Insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance* (IEC 60422, 2013), tem como objetivo o estabelecimento de recomendações e procedimentos para análise, diagnóstico e manutenção de óleos isolantes fornecidos de acordo com a norma (IEC 60296, 2012), sendo assim a maior referência para manutenção de óleos isolantes em serviço.

De acordo com o proposto na norma IEC 60422, o óleo pode ter as classificações de **bom**, **razoável** e **mau**, dependendo do seu estado de degradação. A avaliação da qualidade do óleo deve ser realizada periodicamente, através de um conjunto de ensaios físico-químicos e dielétricos que permitem monitorizar o seu comportamento ao longo do tempo. De acordo com a norma, os ensaios podem ser classificados quanto a sua necessidade, agrupando-se nos seguintes tipos:

Ensaio de rotina: testes mínimos necessários para a monitorização do óleo isolante, de modo a assegurar que este se encontra adequado para serviço contínuo.

Ensaio complementar: testes adicionais, podendo ser usados para a obtenção de informações mais específicas sobre a qualidade do óleo, servindo como uma análise auxiliar para a avaliação do óleo.

Ensaio especial: testes utilizados para caracterização do tipo de óleo, quando se verificar essa necessidade.

Um grande número de testes pode ser aplicado a óleos minerais isolantes em equipamento elétrico. Os testes listados na Tabela 3.4 e discutidos nos seguintes subcapítulos são considerados suficientes para determinar se o estado do óleo é adequado para o bom funcionamento do equipamento e para sugerir o tipo de medidas corretivas caso seja necessário, onde aplicável.

Tabela 3.4 – Testes de avaliação para óleos minerais isolantes.

Propriedade do óleo	Grupo	Método de análise
Cor e aspeto	1	ISO 2049
Tensão disruptiva	1	IEC 60156
Teor de água	1	IEC 60814
Índice de acidez	1	IEC 62021-1/2
Fator de dissipação dielétrica	1	IEC 60247
Aditivo inibidor antioxidante	1	IEC 60666
Sedimentos e lamas	2	IEC 60422
Tensão interfacial	2	ASTM D971, EN 14210
Partículas em suspensão	2	IEC 60970
Estabilidade à oxidação	3	IEC 61125
Ponto de inflamação	3	ISO 2719
Compatibilidade dos óleos isolantes	3	IEC 61125
Ponto de fluidez	3	ISO 3016
Densidade	3	ISO 3675
Viscosidade	3	ISO 3104
Deteção de cloro e PCBs	3	IEC 61619
Deteção de enxofre corrosivo	3	IEC 62535, ASTM D1275
Deteção de DBDS corrosivo	3	IEC 62697-1
Deteção de agentes passivadores	3	IEC 60666:2010

Os testes apresentados no grupo 1, 2 e 3 referem-se a ensaios de rotina, a ensaios complementares e a ensaios especiais, respetivamente. Estes não se encontram em ordem de prioridade.

Na Tabela 3.5, apresentam-se os valores de algumas das principais propriedades para classificação do óleo, em função do seu nível de tensão, de acordo com a norma IEC 60422.

Tabela 3.5 - Limites recomendados para as propriedades do óleo isolante.

Propriedades		Nível de Tensão (kV)	Valores Limite		
Parâmetro	Unidade		Bom	Razoável	Mau
Cor e Aspeto	-	-	Claro e límpido	-	Escuro e/ou turvo
Tensão disruptiva	kV	>170	> 60	50 -60	< 50
		< 170	> 50	40 - 50	< 40
Teor de Água (a 20 °C)	mgH ₂ O /kgóleo	>170	< 5	5 - 10	> 10
		< 170	< 5	5 - 15	> 15
Acidez	mgKOH /góleo	>170	< 0,1	0,1 – 0,15	> 0,15
		< 170	< 0,1	0,1 – 0,2	> 0,2
Fator Dissipação Dielétrica (tg δ)	-	>170	< 0,1	0,1 – 0,15	> 0,15
		< 170	< 0,1	0,1 – 0,5	> 0,5
Sedimentos e Lamas	% (m/m)	-	Sem sedimentos ou lamas precipitadas. Valores inferiores a 0,02 são desprezáveis.		
Tensão Interfacial	mN/m	-	> 28	22 – 28	< 22

3.4.1. ENSAIOS DE ROTINA

Os ensaios de rotina devem ser realizados periodicamente, preferencialmente todos os anos, de modo avaliar a evolução dos parâmetros seguintes:

Cor e aspeto

A avaliação da cor e aspeto do óleo é feita com base na comparação da amostra recolhida, com uma escala de padrões de cor presente na norma (ISO 2049, 1996). Segundo a norma, um óleo é considerado em bom estado quando apresenta uma cor clara e aspeto límpido, sem contaminação visível. Por outro lado, um óleo é considerado em mau estado apresenta uma cor escura e aspeto turvo.

Tensão disruptiva

Este ensaio permite avaliar a capacidade dielétrica do óleo, que possui uma importância fundamental para na segurança e fiabilidade dos equipamentos elétricos. Esta permite sobretudo identificar a presença de certos contaminantes que alteram esta propriedade, tais como a água e os resíduos sólidos (partículas).

Teor de água

Serve para determinar o conteúdo absoluto de humidade presente no óleo. De nota que, 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.

Índice de acidez

Permite avaliar o nível de acidez do óleo, provocado pelos processos de oxidação dos materiais isolantes. A taxa de variação da acidez é um indicador significativo de envelhecimento do óleo, podendo ser utilizado como apoio às decisões de substituição ou recuperação do óleo. Os aditivos inibidores antioxidantes são usados para combater este fenómeno, pelo que um óleo devidamente inibido, não deverá apresentar um aumento significativo do seu grau de acidez, em relação aos valores de origem.

Fator de dissipação dielétrica

A medição do fator de dissipação dielétrica, ou tangente de delta ($\text{tg } \delta$), tem como função avaliar o comportamento dielétrico do óleo, sendo este bastante sensível à presença de contaminantes. A identificação de valores acima do limite para este parâmetro, poderá se refletir também nos valores de $\text{tg } \delta$ e resistência do isolamento dos enrolamentos, medidos através dos ensaios elétricos.

3.4.2. ENSAIOS COMPLEMENTARES

Os ensaios complementares servem sobretudo como testes adicionais à qualidade do óleo, devendo idealmente serem realizados em simultâneos com os de rotina. Os principais ensaios de diagnóstico de estado são os seguintes:

Sedimentos e lamas

Este ensaio permite identificar e quantificar a presença no óleo, de sedimentos e lamas, resultantes do produto de degradação dos materiais isolantes. A presença de sedimentos e/ou lamas pode alterar as propriedades elétricas do óleo e os seus depósitos podem ainda dificultar a refrigeração do transformador, promovendo a degradação térmica dos equipamentos.

Tensão interfacial

A tensão interfacial, entre o óleo e a água, proporciona um meio de deteção de contaminantes polares solúveis e dos produtos resultantes da degradação dos isolantes. Esta propriedade tem como característica uma rápida evolução numa fase inicial de degradação, estabilizando posteriormente numa fase intermédia.

Partículas em suspensão

Este ensaio serve para verificar a existência de partículas em suspensão, que resultam na potencial redução da rigidez dielétrica do óleo, de acordo com o seu grau de concentração e origem. A sua presença pode resultar de um número diverso de causas, tais como a degradação dos isolantes do transformador, a contaminação durante o processo de armazenamento e manuseamento do óleo, sobreaquecimentos localizados, entre outros.

3.5. ENSAIOS DIELÉTRICOS AOS ENROLAMENTOS E TRAVESSIAS

Além das metodologias de diagnóstico anteriormente descritas, algumas organizações também realizam periodicamente ensaios elétricos aos enrolamentos do transformador e às suas respectivas travessias. Dado o crescente envelhecimento de um conjunto alargado de transformadores e de modo a garantir a fiabilidade desejada, a REN decidiu incluir na sua estratégia de inspeção e manutenção, a realização periódica destes ensaios.

Assim sendo, são realizados os seguintes ensaios dielétricos: **Resistência de isolamento (RI)** e **índice de polarização (IP)** dos enrolamentos; **Capacidade (C)** e **fator de dissipação dielétrica ($\text{tg } \delta$)** dos enrolamentos; **Capacidade (C)** e **fator de dissipação dielétrica ($\text{tg } \delta$)** das travessias dos enrolamentos. Destes ensaios os mais importantes são a resistência de isolamento (RI) e o fator de dissipação dielétrica ($\text{tg } \delta$) dos enrolamentos e travessias.

O ensaio da resistência de isolamento permite identificar e quantificar possíveis correntes de fugas na estrutura do isolamento. O valor destas correntes varia em função da temperatura, da humidade e do nível de impurezas presentes nos materiais de isolamento (Oliveira, 2013). O índice de polarização, por outro lado, é calculado através razão entre as resistências de isolamento medidas após 10 minutos e 1 minuto de tensão aplicada, respetivamente. A identificação de valores muito abaixo do limite de referência para estes parâmetros, são um indicador de possíveis problemas no isolamento dos enrolamentos.

O fator de dissipação dielétrica, ou fator de perdas do dielétrico, é definido como a razão entre a componente resistiva e a componente capacitiva da corrente de fugas, também conhecido por $\text{tg } (\delta)$, onde δ representa o ângulo de perdas. No caso de um isolante perfeito a corrente seria puramente capacitiva, apresentando um ângulo de 90° . No entanto, na prática, devido às perdas normais e à degradação do material isolante, este valor vai ser menor, conseqüentemente aumentando a componente resistiva da corrente de fugas. Assim sendo, valores de $\text{tg } (\delta)$ baixos, indicam perdas dielétricas reduzidas, o que se traduz num bom estado do isolamento.

3.6. CONCLUSÕES

Verifica-se que ao longo do período de funcionamento de um transformador de potência, este encontra-se sujeito a um conjunto de contaminantes físicos e químicos que provocam um envelhecimento gradual do equipamento. A degradação do óleo isolante e a deterioração irreversível do papel e da parte ativa são alguns dos fenômenos mais preocupantes, visto que levam à diminuição da capacidade dielétrica, robustez mecânica e desempenho térmico do equipamento. O seu envelhecimento é geralmente provocado por processos de oxidação no interior do transformador, pela contaminação física do óleo, nomeadamente humidade, partículas e fibras, ou ainda pela ocorrência de arcos elétricos, descargas e sobreaquecimentos.

De modo a prolongar a vida útil dos transformadores e garantir o seu bom funcionamento é essencial a realização de ensaios de diagnóstico de rotina, de forma a identificar os casos mais críticos e tomar ações de acondicionamento dos equipamentos. Neste âmbito, verifica-se que o óleo isolante é o principal foco de estudo na avaliação de estado de um transformador de potência, visto que permite a aplicação de métodos de análise não intrusivos, capazes de evidenciar a condição física dos vários aspetos construtivos do equipamento.

Um dos ensaios mais utilizados é a análise dos gases dissolvidos no óleo isolante (DGA). Os gases identificados pela análise são produtos resultantes da decomposição dos materiais isolantes (óleo e papel), por ação de defeitos térmicos ou elétricos da parte ativa. Este método que permite identificar e classificar o tipo de falhas ocorridas no transformador, através da composição desses gases. A grande vantagem deste ensaio é que possibilita evidenciar, geralmente, os primeiros sintomas de um problema, que pode causar uma avaria do transformador caso não seja corrigido.

Por outro lado, a avaliação do isolamento sólido é igualmente importante, dada a influência da degradação do papel no comportamento e fiabilidade do transformador. Verifica-se que os principais produtos resultantes do envelhecimento térmico do papel isolante *Kraft*, para além da água e de certos gases, são os compostos furânicos, dentre os quais se destaca o 2-furfuraldeído, o composto furânico cuja concentração no óleo, é a mais utilizada para se efetuar a monitorização do estado de degradação do papel isolante do transformador, ao longo do tempo.

Outro método mais direto é a análise das várias características físico-químicas e dielétricas do óleo. Este tipo de ensaio tem como objetivo, verificar se o estado do óleo é adequado para o bom funcionamento do equipamento, através do cumprimento de determinados valores limite para os vários parâmetros do óleo. A grande vantagem deste método é que permite determinar o tipo de medidas corretivas a tomar, caso seja necessário.

Embora estes três tipos de ensaios ao óleo forneçam uma visão do estado geral do equipamento, existe sempre um grau de incerteza associado aos resultados obtidos, pelo que é também necessário possuir um sentido crítico e uma vasta experiência com transformadores de potência, para diagnosticar corretamente o problema e as suas causas.

Adicionalmente, são também realizados ensaios dielétricos aos enrolamentos dos transformadores e às suas respetivas travessias. Estes ensaios têm o propósito de avaliar o estado do isolamento, através da medição da sua resistência de isolamento e fator de dissipação dielétrica, permitindo assim identificar possíveis correntes de fugas na estrutura do isolamento, bem como quantificar o seu nível de degradação. A combinação destes ensaios com as análises ao óleo e ao papel isolante permitem obter uma ferramenta completa de diagnóstico, sobre a condição global do sistema de isolamento e do estado de envelhecimento do transformador de potência.

4. ANÁLISE ESTATÍSTICA DA POPULAÇÃO DE TRANSFORMADORES NA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE

4.1. DESCRIÇÃO DA POPULAÇÃO DE TRANSFORMADORES

Na última década, a rede de transporte de energia elétrica em Portugal tem sido sujeita a investimentos e a obras de expansão, devido a vários fatores, tais como, necessidades de integração de novas fontes de energia, reforços de interconexão e aumento da segurança do abastecimento. Atualmente, de acordo com o último relatório disponível de caracterização da RNT (REN, 2016), esta conta com 68 subestações em serviço, 12 postos de corte, 2 de seccionamento, 1 de transição e um conjunto de linhas de transporte em serviço com um comprimento total de 8805 km. Esses investimentos também se refletem fortemente na população de transformadores e autotransformadores de potência gerida pela REN,

verificando-se um aumento de quase 70% do número de equipamentos em serviço e um acréscimo da potência total instalada (MVA) de mais do dobro (REN, 2003).

Adicionalmente, neste período foram também introduzidos novos tipos de equipamentos, nomeadamente os autotransformadores (em 2004) e os reatores shunt imersos em óleo (em 2009). Estes elementos contam igualmente para a população de transformadores de potência, para um total de 207 unidades, sendo cada unidade um equipamento trifásico ou um banco de três equipamentos monofásicos. Na tabela 4.1, encontra-se apresentada a evolução da população destes equipamentos, por nível da tensão, desde 2001.

Tabela 4.1 - Evolução da população de transformadores de potência de 2001 a 2016.

Período	Situação	Nível de Tensão (kV)			Total
		150	220	400	
2001	Total em serviço	48	58 (20)	17 (4)	123 (24)
2001-2015	Mantidos em serviço	19	27 (3)	9	55 (3)
	Desativados	16	16 (15)	0	32 (15)
	Recondicionados	11	14 (2)	8 (4)	33 (6)
	Aguardar comissionamento	2	1	0	3
	Novos em serviço	23	54 (3)	42 (2)	119 (5)
2016	Total em serviço	53 (2)	95 (8)	59 (6)	207 (16)

*(n) - número de bancos de transformadores monofásicos.

Observa-se que o maior crescimento em número de unidades ocorreu para o nível de tensão de 400 kV, imediatamente seguidos dos de 220 kV. Verifica-se que apenas cerca de 25% dos equipamentos atuais foram mantidos em serviço desde 2001. Em contraste, 32 foram removidos de serviço para os níveis de 150 kV e 220 kV. A maioria dos transformadores desativados são, exclusivamente, transformadores trifásicos (150 kV) e bancos de transformadores monofásicos (220 kV). Nota-se que a grande maioria das novas unidades são equipamentos trifásicos, os quais se tornaram na solução escolhida por norma.

Na figura 4.1, encontra-se representada a distribuição por idade, dos 207 equipamentos atualmente em serviço.

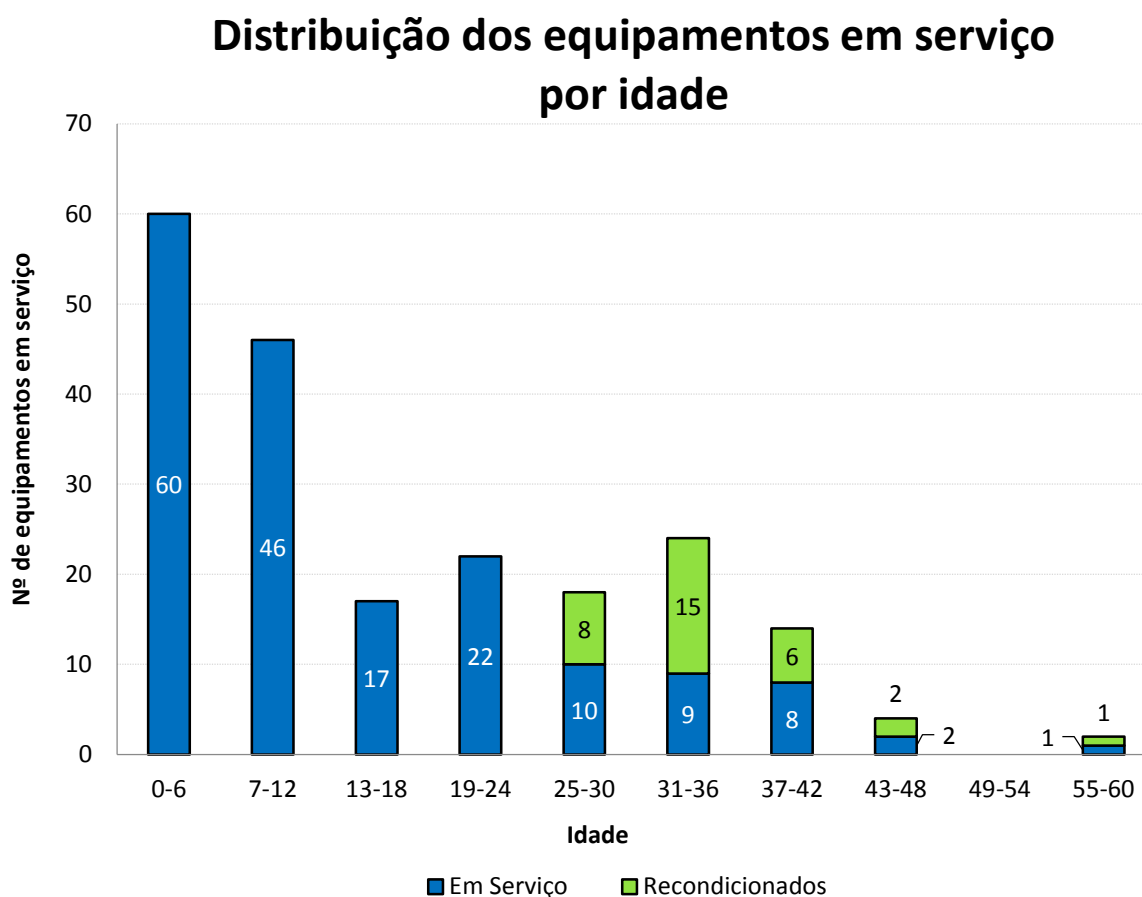


Figura 4.1 – Distribuição dos transformadores em serviço por idade.

Observa-se que um grande número de unidades em serviço apresentam uma idade superior ou igual a 25, sendo que uma grande parte destes já foram recondicionados. No entanto, 30 destes ainda se encontram em serviço sem qualquer tipo de recondicionamento, constituindo assim um grupo crítico, para os quais devem ser consideradas medidas de monitorização mais frequentes. Outro aspeto que se pode tornar problemático a longo prazo, é o facto de que um grande número das unidades mais recentes apresentam idades idênticas, pelo que irão todas envelhecer gradualmente ao mesmo tempo.

4.2. ANÁLISE DE INCIDENTES

Com o objetivo de estudar a fiabilidade destes equipamentos, para identificação dos seus aspetos mais críticos, foi realizado um levantamento de todas as indisponibilidades resultantes de falhas nos transformadores e autotransformadores de potência nos últimos 15 anos. Estes dados foram recolhidos através da ferramenta de gestão de incidentes da REN (GestInc). Na figura 4.2 é possível observar o número de incidentes anuais com transformadores e autotransformadores desde 2001 até ao final de 2015.

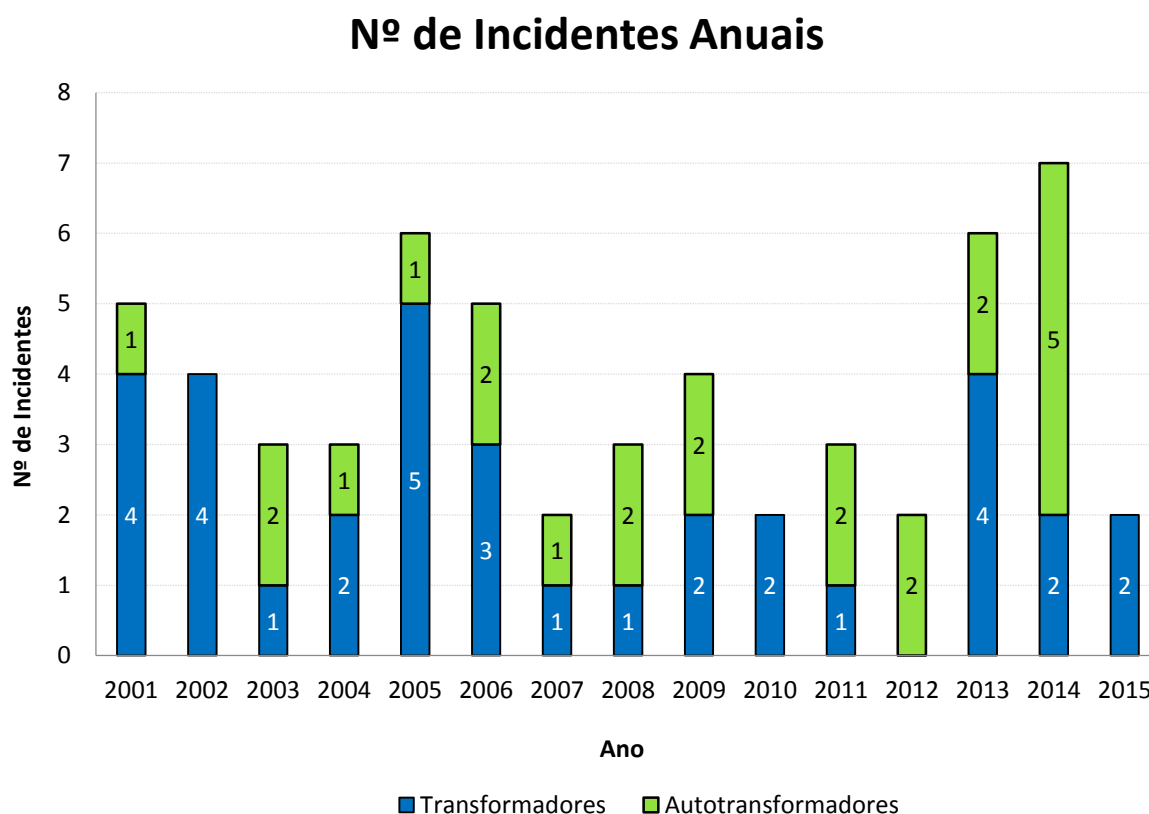


Figura 4.2 – Nº de incidentes anuais com transformadores de potência.

Observa-se no intervalo de tempo representado na figura 4.2, a ocorrência de 57 incidentes, dos quais 34 com transformadores de potência (60%) e 23 com autotransformadores (40%). De notar que embora o número de incidentes com transformadores seja maior, estes também existem em maior número nas subestações da RNT, constituindo quase 80% da população. Por outro lado, os autotransformadores apresentam em norma uma importância relativa maior para a rede, visto que operam exclusivamente nos níveis de tensão de

400/220 kV, 400/150 kV e 220/150 kV, sendo os restantes níveis são operados exclusivamente por transformadores potência.

Na figura 4.3 encontram-se representadas as principais causas das indisponibilidades de serviço. Os 57 incidentes foram analisados e agrupados conforme a origem do defeito, evidenciando o componente ou acessório do transformador que provocou a abertura do disjuntor e colocou o equipamento fora de serviço.

Origem dos Incidentes com Transformadores de Potência

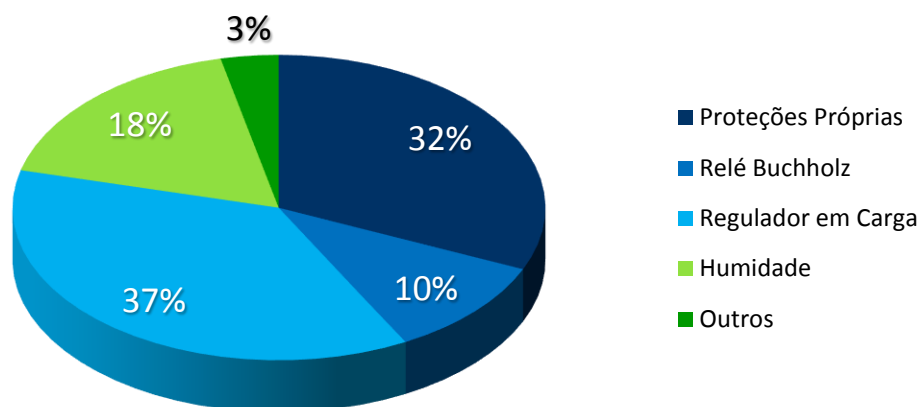


Figura 4.3 – Origem dos incidentes com transformadores de potência.

Como é possível observar, o tipo de defeito mais comum tem como origem os reguladores em carga, que constituem cerca de 37% de todas as avarias analisadas. Estes devem-se sobretudo a disparos intempestivos dos disjuntores de proteção, desencadeados devido a uma discordância de fases nas tomadas do regulador, durante a manobra de comutação do ruptor, provocando um desfasamento dos polos do transformador.

O segundo defeito mais comum consiste na atuação das proteções próprias do transformador, representando um cerca de 32% dos incidentes. Este tipo de disparo deve a um número vasto de causas, nomeadamente: avarias mecânicas dos acessórios, necessitando de futura reparação; mau funcionamento do sistema de arrefecimento, levando à atuação da proteção de imagem térmica por sobreaquecimento; falhas no isolamento dos cabos exteriores que alimentam o transformador biberão (ligação ao

enrolamento terciário); curto-circuito entre espirras do transformador (caso único), na sequência de um defeito interno.

Em menor número (cerca de 10%) no entanto significativos, verificaram-se alguns incidentes relacionados com a atuação mecânica do relé de Buchholz. Estes devem-se principalmente à insuficiência do nível de óleo presente interior da cuba e/ou conservador, causado por fugas, ou à acumulação de gases dissolvidos no óleo.

Registaram-se também múltiplos disparos intempestivos causados pela infiltração de humidade em vários dos componentes e acessórios, levando à atuação das proteções associadas. Os outros 3% registados, são relativos a fenómenos de intempérie, tais como escorvamentos na haste de descarga das travessias, devido à presença de chuvas fortes.

Na figura 4.4 é possível observar o número de incidentes ocorridos em cada um dos níveis de tensão dos enrolamentos primários dos transformadores e autotransformadores de potência e as respetivas causas.

Nº de Incidentes por Nível de Tensão

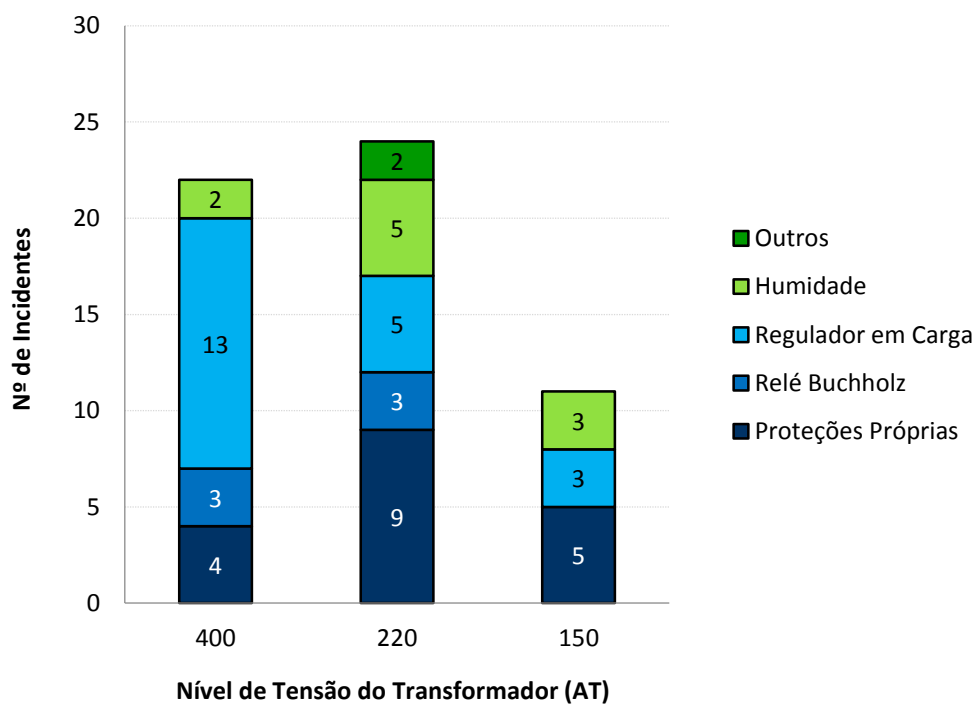


Figura 4.4 – Nº de incidentes por nível de tensão dos transformadores de potência.

Observa-se ocorrência de defeitos em cada um dos níveis de tensão dos equipamentos de potência, sendo que os mais afetados consistem nos transformadores de 220/60 kV, imediatamente seguidos pelos autotransformadores de 400/150 kV. Verifica-se também para os níveis de tensão mencionados, que metade dos equipamentos apresentam uma idade superior a 20 anos, estando portanto acima da média da população total da RNT. Nos últimos 15 anos, cerca de um terço dos destes equipamentos, já foram sujeitos ou encontram-se assinalados para desativação/recondicionamento.

4.3. CONCLUSÕES

Embora a população de transformadores de potência apresente uma média de 17 anos, ainda existe um grande número de transformadores com mais de 25 anos, que ainda não foram sujeitos a recondicionamento e que constituem um grupo de risco, devendo portanto serem tomadas com regularidade, medidas preventivas de monitorização e diagnóstico.

Conclui-se que as causas das indisponibilidades se devem sobretudo a avarias mecânicas dos acessórios e ao mau funcionamento dos sistemas de controlo e comando. Outros casos mais pontuais incluem disparos intempestivos devido a fenómenos de intempérie e à presença de humidade no interior dos componentes e acessórios. Ao todo verificou-se que apenas 3 dos incidentes se devem à acumulação de gases no óleo isolante no interior da cuba/conservador e que apenas 1 teve origem nos enrolamentos, devido a um defeito interno.

Outra das conclusões que se pode tirar é que o número de avarias com origem nos reguladores em carga, é mais evidente nos autotransformadores ligados à linha de 400 kV, neste caso, em particular os de 400/150 kV. O que pode ser explicado pelo esforço eletromagnético dos equipamentos sujeitos a potências bastante elevadas e pela tempo em serviço dos equipamentos, dos quais alguns já apresentam sinais de degradação moderados/avançados.

Em adição, tendo em conta a hora e data dos incidentes, conclui-se também que não existe uma relação direta entre a origem dos disparos e o tempo da sua ocorrência, nomeadamente horas de ponta/cheia/vazio e horário de verão/inverno.

5. DESENVOLVIMENTO DA METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DE ESTADO

5.1. LEVANTAMENTO DAS BASES DE DADOS

Um dos objetivos do trabalho desenvolvido na empresa, como referido anteriormente, é otimizar a ferramenta de avaliação de estado dos transformadores de potência já presente na REN, corrigindo os problemas existentes e introduzindo novas funcionalidades.

Após uma análise cuidada ao sistema informático utilizado pelo departamento de gestão de ativos da empresa, verificou-se 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 ações de manutenção.

Base de dados de características elétricas, 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 ótica de elemento de rede.

Registo histórico de movimentações de todos os transformadores da rede, em formato de texto – livro de registos.

Todas estas bases de dados contêm informações relevantes para a gestão do ciclo de vida dos transformadores e interligam-se entre si através de uma plataforma informática *online*, designadamente o portal ATA (Análise de Transformadores e Autotransformadores), à exceção da base de dados dos registos de incidentes na rede que é acedido por outro sistema (GestInc).

5.1.1. PORTAL ATA

O ATA trata-se de uma ferramenta de apoio à decisão com base na avaliação do estado do equipamento. O estado de cada transformador é classificado a partir de um algoritmo que tem como entradas os resultados de ensaios. A aplicação permite gerir a base de dados de resultados de ensaios, acesso à base de dados de equipamentos e seu histórico de manutenção através de ligação ao SAP, criação de *links* aos respetivos relatórios. Este permite com o diagnóstico de estado produzir um índice de criticidade para hierarquização de prioridades de intervenção, numa ótica de avaliação de risco.

O ATA foi desenvolvido para ambiente *web* para permitir uma boa acessibilidade a qualquer tipo de utilizador, havendo a possibilidade de obtenção de diversos níveis de informação: desde um nível mais abrangente, com a visualização de uma lista ordenada de equipamentos e respetivo estado ilustrado por “semáforos”, até um nível detalhado de informação por transformador.

Na figura 5.1, é possível observar a implementação visual deste “semáforo”, contendo as informações principais para identificação do equipamento e a avaliação por cores dos relativos índices de estado. Adicionalmente, representado na figura 5.2, encontra-se representado graficamente um histórico da evolução do índice para um equipamento específico.

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
SCT	TR1	10000132	S 12375	220	1992	24-02-2010	18670	●	● !	●	●	0,165	0,300	0,329
SCT	TR2	10000139	LEL 55228	220	1995	24-02-2010	18671	●	● !	●	●	0,000	0,300	0,212
SCT	TR3	10015350	C 0155A	220	2007	24-02-2010	18672	●	● !	●	●	0,000	0,300	0,212

Figura 5.1 – Avaliação de estado dos equipamentos – portal ATA.

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
SCT	TR2	10000139	LEL 55228	220	1995	24-02-2010	18671	●	● !	●	●	0,000	0,300	0,212
SCT	TR2	10000139	LEL 55228	220	1995	03-03-2009	18884	●	● !	●	●	0,000	0,300	0,212
SCT	TR2	10000139	LEL 55228	220	1995	10-04-2008	19089	●	● !	●	●	0,000	0,300	0,212
SCT	TR2	10000139	LEL 55228	220	1995	28-02-2007	19359	●	● !	●	●	0,000	0,300	0,212
SCT	TR2	10000139	LEL 55228	220	1995	16-03-2006	19567	●	● !	●	●	0,000	0,300	0,212
SCT	TR2	10000139	LEL 55228	220	1995	16-03-2005	19753	●	● !	●	●	-	0,300	-

Figura 5.2 – Histórico de avaliação de estado dos equipamentos – portal ATA.

5.1.2. AVALIAÇÃO DE ESTADO INICIAL DOS EQUIPAMENTOS

A metodologia de base empregue pela empresa, para avaliação de estado dos transformadores, tem como objetivo a determinação de um indicador numérico que permita uma classificação do estado dos equipamentos, e uma hierarquização de prioridades de manutenção. Este indicador (iET) define-se com base em 3 vertentes de análise, nomeadamente os seguintes:

Análise dos gases dissolvidos no óleo (iDGA) – permite caracterizar a parte ativa através da deteção de modos de funcionamento anómalos e sua evolução. Com este índice é possível estabelecer uma classificação da significância, intensidade e dinâmica de evolução de gases detetados no óleo sintomáticos de possíveis defeitos na parte ativa.

Análise dos compostos furânicos (iFUR) – permite caracterizar o nível de degradação do papel isolante, que se relaciona diretamente com o tempo de vida útil expectável do equipamento. Possibilita estabelecer uma classificação do nível de degradação do papel isolante estimado, com base na correlação estimada entre a

produção de compostos furânicos (2-FAL) no óleo isolante e a diminuição do índice de polimerização viscosimétrica do papel isolante.

Análise das propriedades físico-químicas do óleo isolante (iAOL) – permite caracterizar diretamente o estado do óleo isolante e detetar sintomas de degradação de componentes internos do equipamento que se refletem no óleo.

A combinação dos 3 índices de estado parciais: iDGA, iFUR, iAOL, através de médias com ponderação variável resultará no índice de estado iET.

Na Tabela 5.1, encontra-se representado os resultados retirados diretamente do portal ATA, no qual foi aplicado o algoritmo da metodologia previamente descrita.

Tabela 5.1 - Avaliação de estado dos equipamentos (portal ATA).

	iDGA	iFUR	iAOL	Avaliação Final
Bom	69	137	49	33
Aviso	37	49	40	33
Alarme	88	8	105	128
	194	194	194	194

Observa-se que cerca de 65% dos equipamentos se encontravam classificados em estado crítico e que dos 194 equipamentos em análise, todos eles apresentavam dados em falta na análise das propriedades físico-químicas do óleo isolante (AOL). Comparando a população de transformadores em serviço com os presentes na análise, verificou-se empiricamente, que a principal causa destes resultados, consistiu num problema na base de dados, estando esta bastante desatualizada, bem como incompleta em alguns dos parâmetros.

5.2. TRATAMENTO DE DADOS

Na ótica de atualização da base dados, foram analisados os ensaios ao óleo utilizados na determinação dos indicadores de estado, bem como outros ensaios complementares.

5.2.1. ANÁLISE DOS ENSAIOS AO ÓLEO

Os três índices de estado previamente descritos baseiam-se num único *template* contendo todas análises físico-químicas e dielétricas efetuadas ao óleo de um transformador ou autotransformador de potência.

O *template* criado, adaptado do formato utilizado pela Labelec (laboratório no qual são realizados todos os testes e ensaios aos equipamentos da REN), contém 62 parâmetros resultantes dos ensaios efetuados ao óleo, dos quais:

4 servem para identificação do equipamento (nomeadamente o código SAP, número de série, subestação e posição relativa);

7 servem para identificação do relatório do ensaio realizado (*ID*, *link pdf*, datas e responsável da colheita);

10 apresentam as várias características do equipamento e as condições de temperatura e clima do ensaio realizado;

7 apresentam alguns comentários, avaliações e recomendações feitas por peritos da Labelec, presentes no relatório dos ensaios;

9 referem-se a parâmetros de avaliação de estado para o indicador dos gases dissolvidos no óleo (apenas 8 dos quais são usados no algoritmo);

5 referem-se a parâmetros de avaliação de estado para o indicador dos compostos furânicos presentes no óleo;

20 referem-se a vários parâmetros físico-químicos e elétricos que servem para a avaliação do terceiro indicador de estado (apenas 11 dos quais são usados no algoritmo);

O preenchimento da base de dados foi realizado a partir da recolha e compilação de todas as novas análises fornecidas pelo laboratório da Labelec (em formato *excel*) de ensaios realizados ao óleo, posteriores a 2010, seguido pela sua adaptação ao novo *template*. Para todos os restantes ensaios até 2010, a base de dados já se encontrava parcialmente compilada, pelo que foi apenas necessário adaptar essas análises ao *template* moderno. Neste momento esta base de dados conta com 1543 entradas, das quais 450 são novas,

sendo cada entrada corresponde a um ensaio realizado a um transformador numa data específica.

5.2.2. BASE DE DADOS - SAP

A ideia inicial deste projeto seria a atualização as bases de dados sobre transformadores e autotransformadores de potência da empresa, para posterior aplicação às suas plataformas informáticas *online* e melhoramento das mesmas.

No entanto, uma das dificuldades encontradas durante a realização deste trabalho evidenciou-se durante a importação da nova base de dados criada, o qual impossibilitou o cumprimento do plano inicial. Constatou-se que devido a um erro quer da plataforma corporativa de gestão da manutenção (SAP) quer do portal ATA, a importação da listagem dos equipamentos do SAP não se encontrava operacional. Sem uma base de dados contendo todos os novos transformadores e autotransformadores de potência (de 2010 até 2016), o ATA descarta as últimas análises importadas, pelo que ele próprio não possui a informação que possibilita a identificação dos equipamentos, tais como os códigos SAP, a subestação onde está situado e a sua posição relativa.

Assim, devido à impossibilidade de importação dos novos equipamentos para o ATA, a base de dados encontrava-se dividida em 2 partes, nomeadamente nos novos ensaios (após 2010), no qual não existem os parâmetros acima descritos e cuja identificação apenas pode ser realizada através do número de série colocado pelo fabricante, e nos ensaios existentes no ATA (até 2010) cuja identificação é feita exclusivamente pelo número SAP, pelo que os restantes parâmetros não encontram preenchidos, devido a esta ser uma tarefa automática do sistema SAP.

De modo a obter uma base de dados completa, adotaram-se medidas de cruzamento de dados com outras bases existentes quer *online* quer *offline*. Além do preenchimento dos parâmetros referidos, foi também necessário a criação de raiz de uma ferramenta de análise dos novos dados obtidos em formato *excel*, aplicando parte do algoritmo de cálculo descrito na metodologia anterior.

5.2.3. ANÁLISE DOS ENSAIOS ELÉTRICOS

Além dos ensaios efetuados ao óleo, o Labelec também realiza ensaios de caracterização do isolamento elétrico dos transformadores de potência. No entanto, verificou-se que não existia nenhuma base de dados para consulta destes parâmetros, pelo que todos os relatórios dos exames preenchidos pelo laboratório são recebidos em formato *pdf* e permanecem em arquivo, sem qualquer tratamento de dados associado.

No âmbito do melhoramento da base de dados da empresa, foram recolhidos todos os ensaios existentes, de 2006 até 2015, e compilados numa lista de 201 ficheiros. Dado a quantidade de informação contida no *pdf* e ao número de medições realizadas, apenas foram selecionados os seguintes parâmetros mais relevantes, sobre a forma de tabela (presente no Anexo A):

Resistência de isolamento (RI) e índice de polarização (IP) dos enrolamentos;

Capacidade (C) e fator de dissipação dielétrica ($\text{tg } \delta$) dos enrolamentos de AT, MT e BT;

Capacidade (C) e fator de dissipação dielétrica ($\text{tg } \delta$) das travessias dos enrolamentos de AT e MT;

Estes ensaios obrigaram à criação de três novos *templates* para receção dos resultados das medições. Os *templates* tiveram como base o formato estabelecido pelas tabelas dos relatórios da Labelec (Anexo A) e foram alterados para incluir toda a informação de identificação dos equipamentos, para possível comunicação com as restantes bases. Em termos de dimensão, as novas bases de dados consistem em 639 linhas para o 1º grupo de parâmetros (RI e IP dos enrolamentos), 1185 linhas para o 2º grupo (capacidade e $\text{tg } \delta$ dos enrolamentos) e 171 para o 3º grupo (capacidade e $\text{tg } \delta$ das travessias). Apenas no 3º grupo o nº de de linhas é representativo do nº de equipamentos. Nos restantes grupos, as linhas correspondem às várias configurações de ensaio, para cada transformador.

Além da sua função como suporte para consulta, estas bases servem também para a criação de novos indicadores de estado parciais, nomeadamente a avaliação do isolamento elétrico das travessias e dos enrolamentos.

O cálculo dos novos indicadores iATV e iAER usa, respetivamente, os parâmetros dos ensaios dielétricos realizados às travessias (medição do fator de dissipação dielétrica) e aos enrolamentos (fator de dissipação dielétrica e resistência de isolamento). Os valores limite para cada indicador baseiam-se nas normas IEC e guias IEEE e na análise de histogramas criados com os dados recolhidos.

5.2.4. DETERMINAÇÃO DO FATOR DE DISSIPACÃO DIELÉTRICA

Devido à escassez de valores de referência para determinação de valores limite credíveis para o fator de dissipação dielétrica ($tg \delta$) das travessias capacitivas dos transformadores em estudo, procedeu-se à análise da população disponibilizada nos relatórios de ensaios. Na tabela 5.3 encontra-se representada, a distribuição da população total de travessias avaliadas por idade e por $tg \delta$.

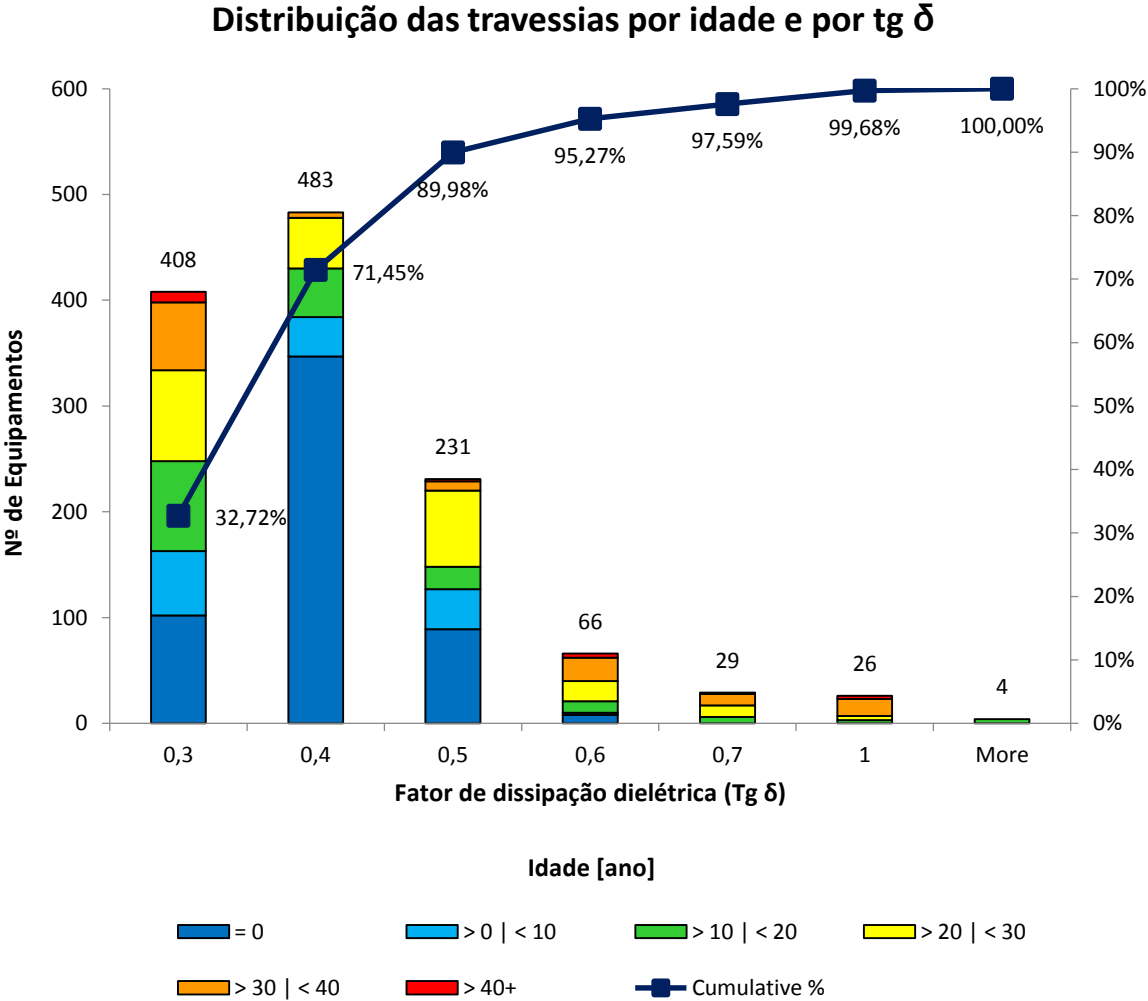


Figura 5.3 – Distribuição da população de travessias.

Observa-se que cerca de 90% das travessias apresentam um $\text{tg } \delta$ igual ou inferior a 0,5 e que aproximadamente metade dessas, possuem menos de 1 ano de idade, visto que o único ensaio realizado ocorreu antes de entrada em serviço do equipamento. Nota-se também que as travessias mais recentes possuem em norma valores de $\text{tg } \delta$ mais baixos, e que os níveis de $\text{tg } \delta$ mais elevados são quase exclusivamente representados por equipamentos com mais de 10 anos. Estes resultados são expectáveis visto que os equipamentos com maior idade estão sujeitos a uma degradação prolongada, cujo grau pode ser quantificado por um aumento do valor de $\text{tg } \delta$.

5.3. IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA DE CÁLCULO

O objetivo principal no desenvolvimento da metodologia de avaliação de estado do transformador de potência é a determinação de um indicador numérico que permita uma classificar e quantificar o estado do equipamento e o seu grau de degradação atual. Assim, comparando os índices de estado dos vários equipamentos é possível evidenciar os casos mais críticos, bem como proporcionar uma hierarquização de prioridades de manutenção. Com base nisto desenvolveu-se um método de cálculo do índice de estado do transformador (iET). Este indicador é constituído por cinco índices parciais, sendo os três primeiros, baseados nas análises dos ensaios realizados ao óleo isolante e os dois seguintes, nas análises dos ensaios dielétricos.

5.3.1. ÍNDICE DGA

Pretende-se com este índice estabelecer uma classificação da significância, intensidade e dinâmica de evolução de gases detetados no óleo, sintomáticos de possíveis defeitos na parte ativa. No entanto, embora permita identificar possíveis problemas, o seu valor não representa diretamente o diagnóstico fino de determinação do tipo de defeito, que obriga sempre a uma análise ponderada dos vários parâmetros.

O cálculo do iDGA tem como base a verificação das condições expostas na Tabela 5.2, de acordo com os limites definidos na Tabela 5.3, para atribuição do respetivo “iDGA”.

Tabela 5.2 - Condições para atribuição dos diferentes índices de estado “DGA”.

Condição	Nível
$[G] < L1$	1
$[G] \geq L1; \quad t_{var} < L$	2
$[G] \geq L2; \quad t_{var} < L$	3
$[G] \geq L3; \quad t_{var} < L$	4
$[G] \geq L1; \quad t_{var} \geq L$	5
$[G] \geq L2; \quad t_{var} \geq L$	6
$[G] \geq L3; \quad t_{var} \geq L$	7

Onde:

$[G]$ - representa a concentração (em $\mu\text{L/L}$ ou ppm), do último relatório disponível, de qualquer um dos gases identificados na

Tabela 5.3, aos quais se associam os respectivos limites L1, L2 e L3;

t_{var} - representa a 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 relatório, disponíveis na base de dados:

$$t_{var} = \frac{([G] - [G_0])m}{(d_1 - d_0)\rho} \quad (5.1)$$

Onde:

$[G_0]$ - representa a concentração (em $\mu\text{L/L}$ ou ppm), do registo de referência (penúltimo relatório), de qualquer um dos gases (leitura de registos da base de dados e cálculo da diferença de valores de concentração de gases);

m - representa a massa de óleo do transformador (em kg);

$(d - d_0)$ - representa a diferença em dias de calendário das datas em que foram medidos G e G_0 respetivamente (leitura de dois registos da base de dados e cálculo da diferença de datas);

ρ - representa a massa volúmica do óleo do transformador, em kg/m³, podendo ser assumido um valor médio de 0,86x10³ para todos os equipamentos (constante).

Tabela 5.3 - Gases que contribuem para a definição do iDGA e respetivos limites.

Gás	L1 (ppm)	L2 (ppm)	L3 (ppm)	L (tvar) (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

Uma das alterações efetuadas a este indicador parcial foi a remoção do valor de dióxido de carbono (CO₂) como parâmetro para o cálculo do iDGA. Embora os limites indicados norma IEC 60599, para este gás, sejam bastante mais elevados do que os restantes gases, consta-se na prática que este valor é insuficiente. Em inúmeros casos, o CO₂ apresenta níveis bastante críticos em transformadores sem outros indícios de degradação, inclusive até mesmo em ensaios realizados antes de entrada em serviço de novos equipamentos.

A explicação mais provável é uma contaminação dos resultados ensaiados devido ao facto do CO₂ ser o gás, dos sete listados, mais comum na atmosfera, o que dificulta a extração e medição do gás presente na cuba. Isto consequentemente torna a análise do dióxido de carbono na menos fiável, quando em comparação com as dos restantes gases listados.

5.3.2. ÍNDICE FUR

Pretende-se com este índice estabelecer uma classificação do nível de degradação do papel isolante estimado, com base na correlação estimada entre a produção de compostos furânicos (2-FAL) no óleo isolante e a diminuição do índice de polimerização viscosimétrica do papel isolante. O parâmetro chave para a determinação do valor do índice é a concentração de 2-FAL no óleo isolante.

A metodologia de cálculo do iFUR tem como base a verificação das condições expostas na Tabela 5.4, para atribuição do respetivo “iFUR”.

Tabela 5.4 - Condições para atribuição dos diferentes índices de estado “FUR”.

Condição	Nível
[F] < 0,05	1
[F] >= 0,05	2
[2-FAL] >= 0,25	3
[2-FAL] >= 0,5	4
[2-FAL] >= 1	5
[2-FAL] >= 1,5	6
[2-FAL] >= 2,5	7

Onde:

[F] - representa a concentração (em $\mu\text{L/L}$ ou ppm), do último relatório disponível, de qualquer um dos compostos furânicos analisados;

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

O indicador parcial iFUR não sofreu alterações quer na sua metodologia de cálculo, quer nos valores limites dos parâmetros, sendo portanto o único indicador que permaneceu igual. Este é porém, o índice mais simples de calcular, visto que utiliza apenas cinco

parâmetros para o cálculo dos dois primeiros níveis e apenas um desses parâmetros (2-FAL), para os restantes. Como tal, este método é eficiente no cálculo dos parâmetros e eficaz na sua aplicação como ferramenta de diagnóstico, pelo que não existem muitas opções para melhoramento.

5.3.3. ÍNDICE AOL

Pretende-se com este índice estabelecer uma classificação do nível de degradação do óleo isolante e outros sintomas de degradação interna do transformador. Esta avaliação considera alguns dos parâmetros analisados através dos exames físico-químicos e dielétricos realizados ao óleo, descritas no subcapítulo 3.2. Os parâmetros em questão seguem os valores limite impostos pelas normas IEC 60422 e IEC 60298.

A metodologia de cálculo do iAOL segue duas etapas:

Classificação de um conjunto de parâmetros do óleo, de acordo com as condições expostas na Tabela 5.5;

Tabela 5.5 - Classificação dos vários parâmetros do óleo isolante.

Parâmetro do óleo	Classificação dos valores limite			
Teor de água a 20°C	<5	>=5	>=10	>=15
Tensão disruptiva	>=60	<60	<50	<40
Índice de acidez	<0,1	>=0,1	>=0,15	>=0,25
Tangente de delta	<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 anormais	“não”		“sim”	
Enxofre potencialmente corrosivo	“não”		“sim”	
Inibidor insuficiente	“não”		“sim”	

Verificação das condições expostas na Tabela 5.6 para atribuição do respetivo “iAOL”.

Tabela 5.6 - Condições para atribuição dos diferentes índices de estado “AOL”.

Condições	Nível
Todos parâmetros normais	1
Pelo menos 1 parâmetro no nível amarelo	2
2 ou mais parâmetros no nível amarelo	3
Pelo menos 1 parâmetro no nível laranja	4
2 ou mais parâmetros no nível laranja	5
Pelo menos 1 parâmetro no nível vermelho	6
2 ou mais parâmetros no nível vermelho	7

Após a consulta da norma IEC 60422 (2013), verificou-se que os valores limite do parâmetro do índice de acidez foram atualizados, em relação à versão de 2005. Como tal, estes valores foram alterados de 0,2 para 0,15 (nível laranja) e 0,4 para 0,25 (nível vermelho).

5.3.4. ÍNDICE ATV

Pretende-se com este índice estabelecer uma classificação do nível de degradação das travessias capacitivas do transformador de potência, com base nos valores de fator de dissipação dielétrica ($\text{tg } \delta$) das travessias primárias e secundárias, medido através da camada capacitiva C1, para tensão de ensaio de 10kV, em combinação com um valor de correlação entre os valores máximos e mínimos desses valores de $\text{tg } \delta$.

O indicador de estado iATV é calculado individualmente para cada um dos níveis de tensão, nomeadamente para a tensão primária (também conhecida por AT) e para a tensão secundária (também conhecida por MT). Para cada transformador, o resultado mais crítico entre os dois níveis de tensão é o escolhido para representar o iATV do equipamento.

A metodologia de cálculo do iATV segue os seguintes procedimentos:

Classificação de um conjunto de parâmetros das travessias, de acordo com as condições expostas na Tabela 5.7. A classificação foi definida em conformidade com os valores limite determinados a partir da análise efetuada no subcapítulo 5.2.4;

Tabela 5.7 - Classificação dos vários parâmetros das travessias capacitivas.

Parâmetro das travessias	Classificação dos valores limite			
Fator de dissipação dielétrica (tg δ)	<0,5	>=0,5	>=0,6	>=0,7
Variação do tg δ (V_{\max}/V_{\min})	<50%	>=50%	>=100%	>=150%

Verificação das condições expostas na tabela 5.8 para atribuição do respetivo “iATV”.

Tabela 5.8 - Condições para atribuição dos diferentes índices de estado “ATV”.

Condições	Nível
Todos parâmetros normais	1
Pelo menos 1 parâmetro no nível amarelo	2
Ambos os parâmetros no nível amarelo	3
Pelo menos 1 parâmetro no nível laranja	4
Ambos os parâmetros no nível laranja	5
Pelo menos 1 parâmetro no nível vermelho	6
Ambos os parâmetros no nível vermelho	7

O parâmetro de variação de tg δ foi criado devido à escassez de valores de referência para o fator de dissipação elétrica das travessias. Assim, além da verificação dos valores limite estabelecidos em 5.2.4, os valores de tg δ relativos às 3 fases da travessia são também comparados entre si. Este parâmetro é calculado através da razão entre os valores máximos e mínimos das 3 fases das travessias de um nível de tensão. Ou seja, por exemplo, se uma das 3 travessias apresentar um valor de tg δ cerca de 3x maior do que o menor valor dos

três, então estamos na presença de uma discrepância sintomática de um problema nas travessias desse grupo, e como tal irá acusar o nível vermelho.

5.3.5. ÍNDICE AER

Pretende-se com este índice estabelecer uma classificação do nível de degradação dos enrolamentos do transformador de potência, com base nos valores resultantes dos seguintes tipos de ensaio:

Fator de dissipação dielétrica ($\text{tg } \delta$) aplicado a uma tensão de ensaio de 10kV;

Resistência de isolamento (RI), aplicado a uma tensão de ensaio de 5kV e uma duração 10 minutos.

Os ensaios realizados envolvem um número variável de configurações, incluindo os três níveis de tensão dos enrolamentos, nomeadamente o primário (AT), o secundário (MT) e o terciário (BT), e em alguns casos a ligação à terra.

Tal como os indicadores anteriores, a metodologia de cálculo do iAER segue, de igual modo, duas fases:

Classificação de um conjunto de parâmetros dos enrolamentos, de acordo com as condições expostas na Tabela 5.9;

Tabela 5.9 - Classificação dos vários parâmetros dos enrolamentos.

Parâmetro dos enrolamentos	Classificação dos valores limite		
Fator de dissipação dielétrica ($\text{tg } \delta$)	<0,7	$\geq 0,7$	≥ 1
Resistência de Isolamento [M Ω]	≥ 5000	>1000	<1000

Verificação das condições expostas na Tabela 5.10 para atribuição do respetivo “iAER”.

Tabela 5.10 - Condições para atribuição dos diferentes índices de estado “AER”.

Condições	Nível
Todos parâmetros normais	1
Pelo menos 1 parâmetro no nível amarelo em qualquer dos ensaios (tg δ e RI)	2
Pelo menos 1 parâmetro no nível amarelo em ambos dos ensaios (tg δ e RI)	3
Pelo menos 1 parâmetro no nível laranja em qualquer dos ensaios (tg δ e RI)	4
Pelo menos 1 parâmetro no nível laranja em ambos dos ensaios (tg δ e RI)	5

Em oposição aos indicadores parciais anteriores, o iAER apenas apresenta 5 níveis máximos para a classificação do índice. Isto deve-se ao facto de não existirem critérios de distinção suficientes que justifiquem a criação de um outro grau superior de criticidade, segundo os valores limites de referência publicados pela NETA (*InterNational Electrical Testing Association*) (ANSI/NETA, 2011). Além disso, visto que existem várias configurações distintas para ensaios, em média cerca de 8 tipos diferentes, torna-se difícil encontrar um critério de para avaliação comparativa entre os valores absolutos, resultantes dos vários ensaios. Como tal, basta que um dos tipos de ensaio forneça valores tipicamente maiores que os restantes para possivelmente haver um falso positivo na análise.

5.3.6. ÍNDICE DE ESTADO FINAL

O índice de estado do transformador iET é obtido através da ponderação dos valores de iDGA, iFUR, iAOL, iATV e iAER, 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.

$$iET = iDGA * K_{DGA} + iFUR * K_{FUR} + iAOL * K_{AOL} + iATV * K_{ATV} + iAER * K_{AER} \quad (5.2)$$

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

$$K_{DGA} = \frac{P_{DGA}}{P_{DGA} + P_{FUR} + P_{AOL} + P_{ATV} + P_{AER}}; \quad K_{FUR} = \frac{P_{FUR}}{P_{DGA} + P_{FUR} + P_{AOL} + P_{ATV} + P_{AER}};$$

$$K_{AOL} = \frac{P_{AOL}}{P_{DGA}+P_{FUR}+P_{AOL}+P_{ATV}+P_{AER}}; \quad K_{ATV} = \frac{P_{ATV}}{P_{DGA}+P_{FUR}+P_{AOL}+P_{ATV}+P_{AER}};$$

$$K_{AER} = \frac{P_{AER}}{P_{DGA}+P_{FUR}+P_{AOL}+P_{ATV}+P_{AER}}. \quad (5.3)$$

Os pesos P variam de acordo com o valor do índice respetivo, sendo definidos a partir das seguintes expressões:

$$P_{DGA} = 1 + n * i_{DGA} * \frac{1}{\sum_{i=1}^7 i}; \quad P_{FUR} = 1 + n * i_{FUR} * \frac{1}{\sum_{i=1}^7 i};$$

$$P_{AOL} = 1 + n * i_{AOL} * \frac{1}{\sum_{i=1}^7 i}; \quad P_{ATV} = 1 + n * i_{ATV} * \frac{1}{\sum_{i=1}^7 i};$$

$$P_{AER} = 1 + n * i_{AER} * \frac{1}{\sum_{i=1}^7 i}. \quad (5.4)$$

A variável n serve como uma opção para afinação do cálculo, na medida que permite distanciar linearmente o valor dos pesos entre si. Isto é, assumindo n no seu valor mínimo ($n=0$), os pesos terão simultaneamente o valor de “1”, independentemente do nível do índice i associado. Por outro lado, caso seja atribuído à variável n o seu valor máximo ($n=\infty$), o valor do peso maior (índice parcial nível 7) será cerca de 7x maior do que o valor do peso menor (índice parcial nível 1). Esta variável é especialmente útil no caso do nº de indicadores parciais aumentar, no qual este deve ser amplificado para que o valor de iET não fique diluído na média.

Nos testes realizados para determinação do fator multiplicativo n , verificou-se para o caso dos 5 índices parciais, que “100” seria um valor aceitável, de modo a isolar os casos mais graves, mas sem desprezar os índices parciais com uma avaliação positiva. Assim, nesta configuração, o valor do i no nível 7 é cerca de 5,7x maior do que o do nível 1.

5.3.7. VERIFICAÇÃO DOS RESULTADOS OBTIDOS

Consta-se que o novo indicador final não só é mais flexível em caso de afinação do cálculo como também é mais eficaz no cumprimento dos objetivos propostos, quando comparado ao índice de estado final previamente utilizado. Isto deve-se ao facto do iET antigo usar variáveis discretas nos pesos P , em oposição ao novo iET que usa variáveis contínuas,

nomeadamente 1, 2, 5 e 9, no caso do índice parcial ser 1/2, 3, 4/5 ou 6/7, respetivamente. Adicionalmente é aplicado outro critério de cálculo, no qual apenas o indicador parcial mais elevado é que teria um peso superior a 1, todos os restantes assumiriam o peso de 1. Assim, este método, embora capaz de identificar e assinalar os casos em necessidade crítica de manutenção, não permite de forma fiel e perceptível, a construção de uma lista hierárquica, visto que há pouco critério de distinção para os valores intermédios, nomeadamente entre 1/2 e 4/5.

De modo a melhor compreender a análise anterior, encontra-se, na figura 5.4, representado hierarquicamente a demográfica dos 241 transformadores estudados, por critério de avaliação do índice de estado.

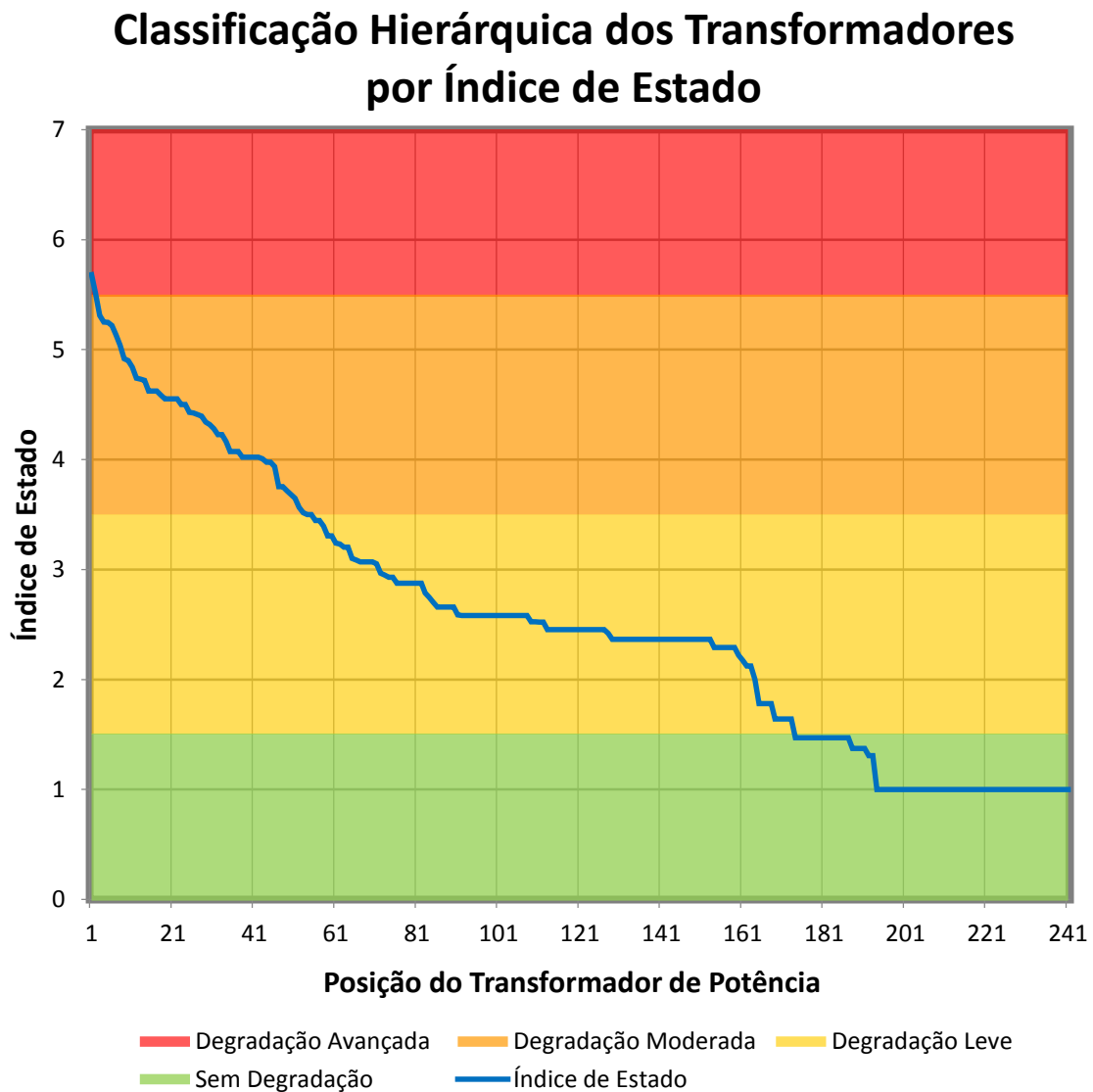


Figura 5.4 – Classificação hierárquica dos transformadores por índice de estado.

Como é possível observar, com a aplicação da nova metodologia, obtém-se uma distribuição quase linear do índice de estado nos transformadores com pior classificação, tal como projetado.

Verifica-se também que o número de equipamentos para os diversos graus de classificação são maiores nos níveis 2 e 3 (amarelo), seguidos do nível 1 (verde), o que é expectável visto que são os primeiros níveis no qual começam a aparecer sintomas evidentes de degradação e como tal, servem como indicação de um aviso.

Na figura 5.5, o gráfico da distribuição da população e da frequência acumulada do número de transformadores e autotransformadores na RNT por nível de estado. É possível verificar cerca de 77% dos equipamentos analisados se encontram em estado relativamente positivo, sendo que dos restantes 23% em estado não favorável, apenas 2 apresentam um nível muito crítico.

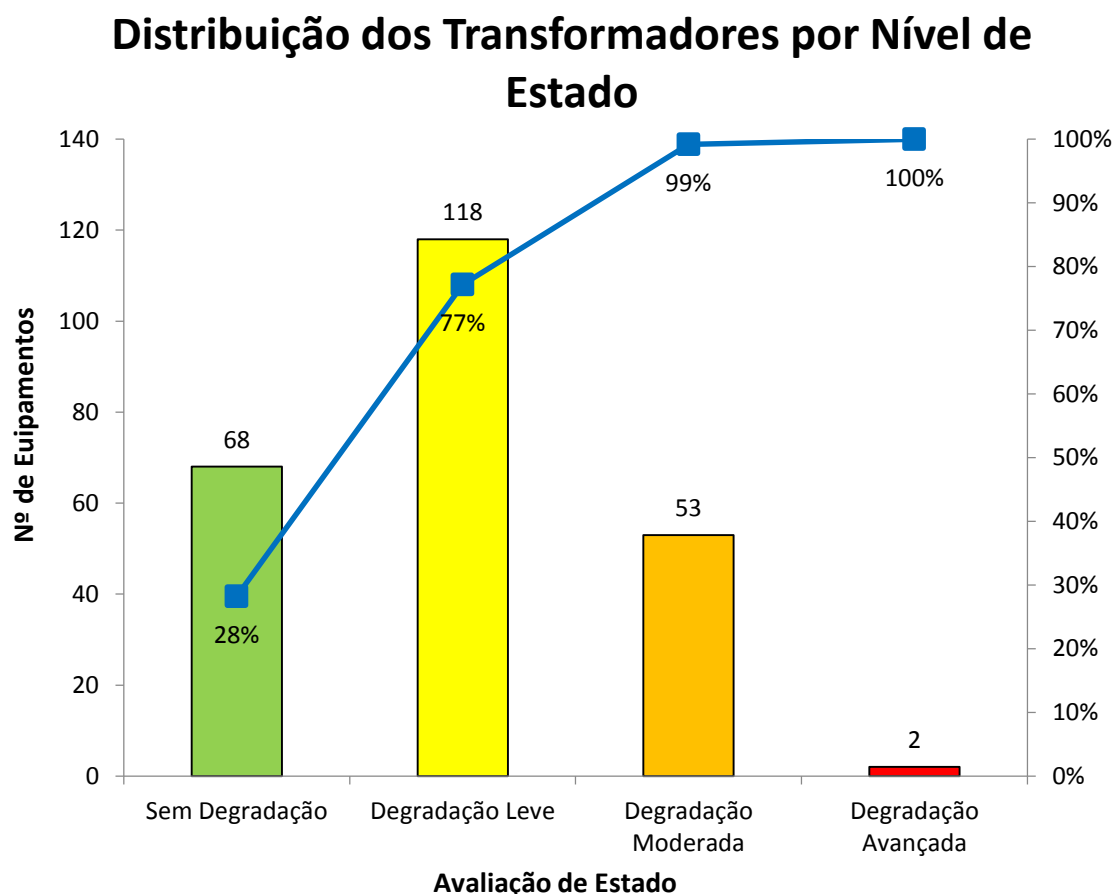


Figura 5.5 – Distribuição da população de transformadores por nível de estado.

Em posterior análise, verificou-se que o equipamento pior classificado trata-se de um transformador de potência trifásico com mais de 35 anos, operando a 150/63 kV já indicado para possível desativação, devida a uma degradação muito avançada do papel isolante. Por outro lado, o segundo equipamento mais crítico trata-se de um transformador trifásico com mais de 25 anos, apresentando uma tensão nominal de 400/63 kV, também já assinalado, neste caso para recondicionamento, devido a um nível de degradação muito avançado do óleo e da parte ativa.

De modo a facilitar a consulta da avaliação de estado na base de dados, foi criada uma interface gráfica em *excel* para representação dinâmica dos índices de estado e dos seus respetivos limites, representada pela figura 5.6.

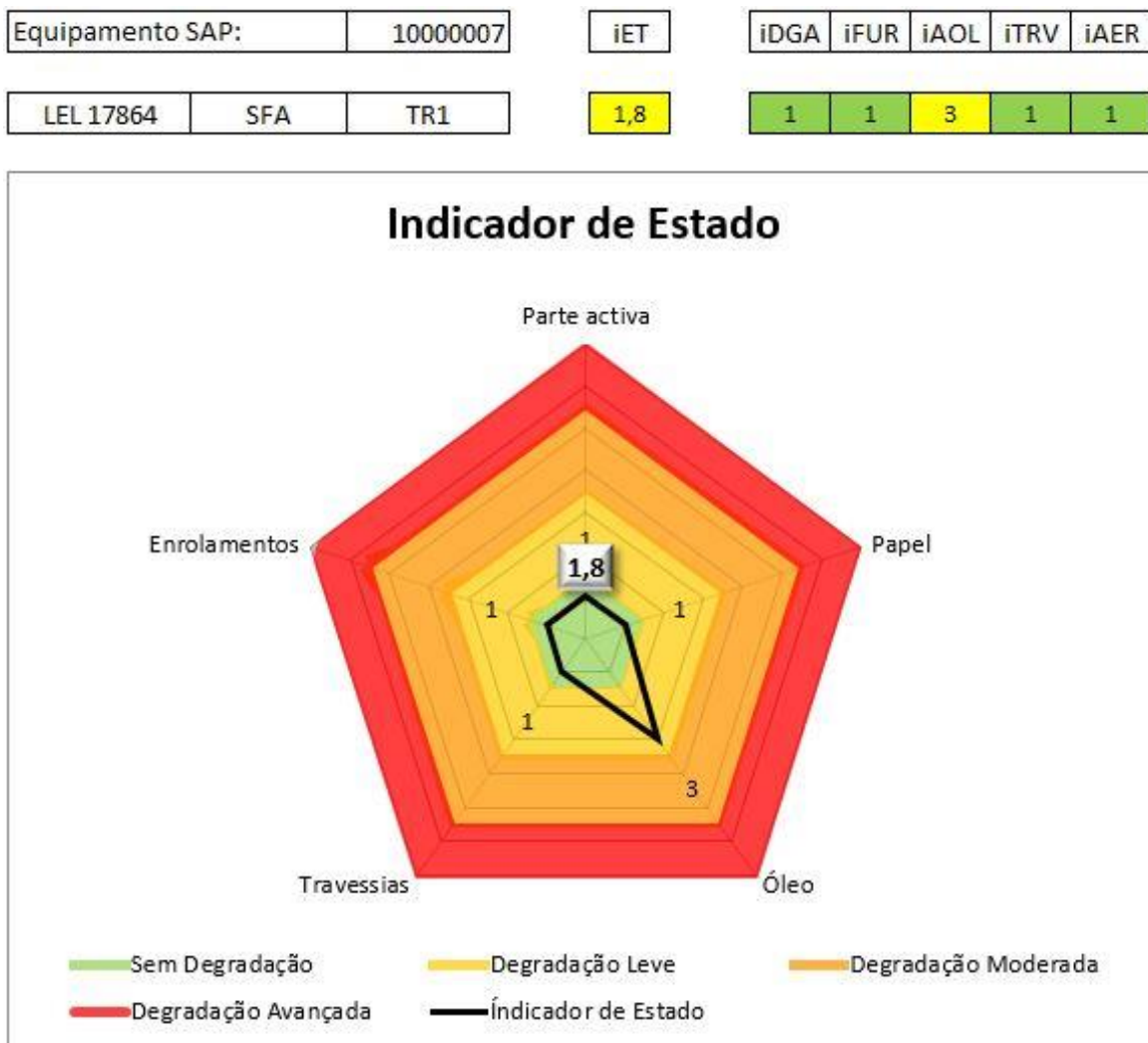


Figura 5.6 – Ferramenta de avaliação do estado do transformador.

A ferramenta desenvolvida contém um resumo de todos os parâmetros avaliados para a determinação do índice de estado, bem como toda a informação essencial sobre para a identificação de um transformador de potência. Nomeadamente o seu número SAP (inequívoco em qualquer base de dados da REN), o seu número mecanográfico de série imposto pelo fabricante, a subestação onde está situado e por fim a posição do equipamento no esquema elétrico da subestação.

A seleção do equipamento a ser analisado pode ser feita de duas formas. A primeira envolve a introdução manual do código SAP na caixa de texto, o que implica um conhecimento avançado da população de transformadores. Enquanto a segunda apresenta uma solução mais prática e conveniente para o utilizador, disponibilizando uma listagem de todos os equipamentos contidos na base de dados, permitindo uma seleção rápida, exemplificada na figura 5.7.

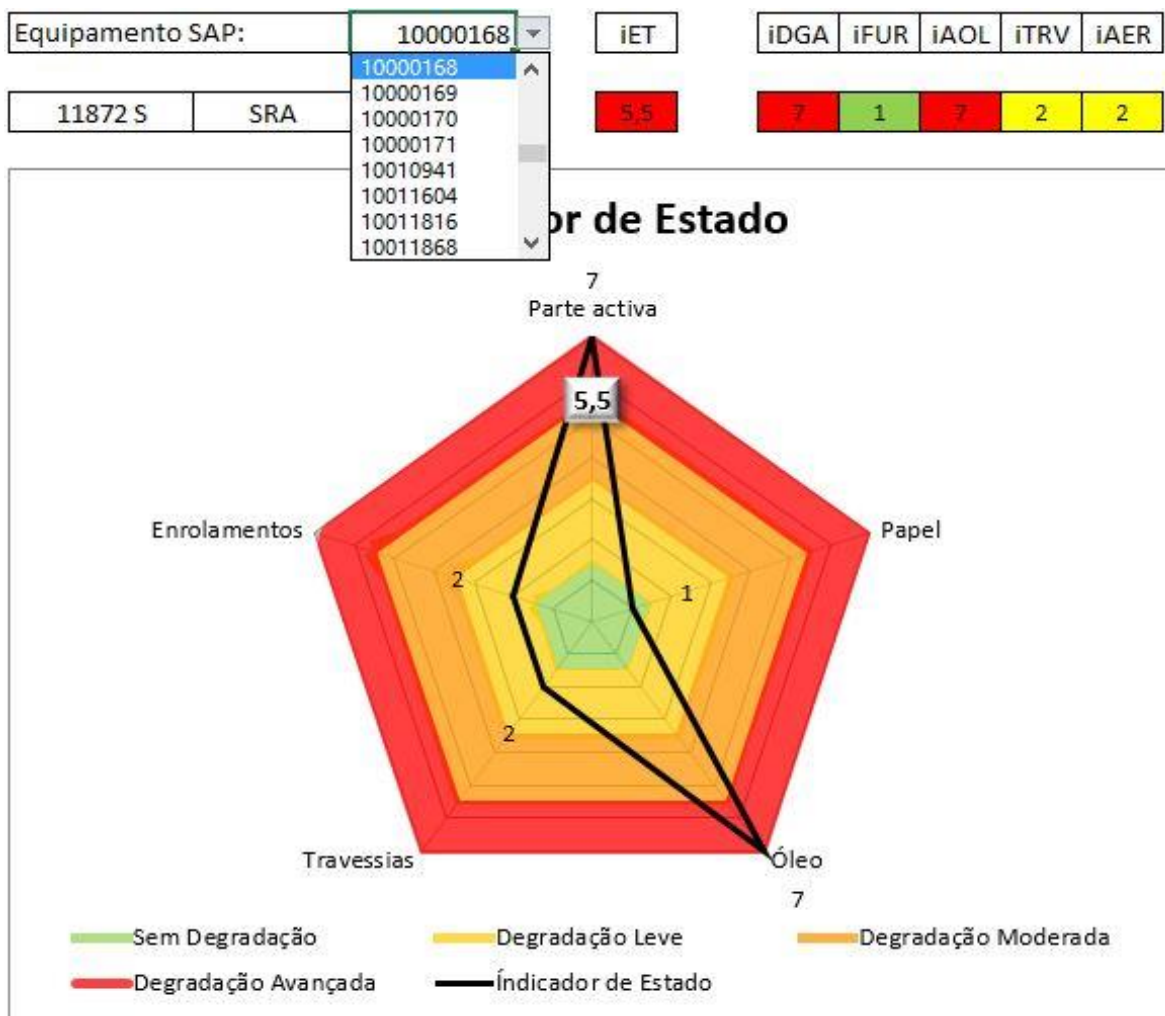


Figura 5.7 – Ferramenta de avaliação do estado – seleção do equipamento.

Como é possível observar, os cinco índices parciais encontram-se representados pela linha preta central juntamente com a sua classificação numérica. As linhas transparentes paralelas ao centro do pentágono representam as unidades dos indicadores parciais e os fundos indicam, com a sua respetiva cor, os limites dos graus de degradação. O indicador final encontra-se no eixo vertical do polígono, cuja posição varia com o valor obtido.

Adicionalmente, devido à sua construção em *excel*, esta ferramenta permite ainda simultaneamente, a observação do índice de estado de dois ou mais equipamentos, com o fim de comparar os resultados obtidos, tal como ilustrado na figura 5.8.

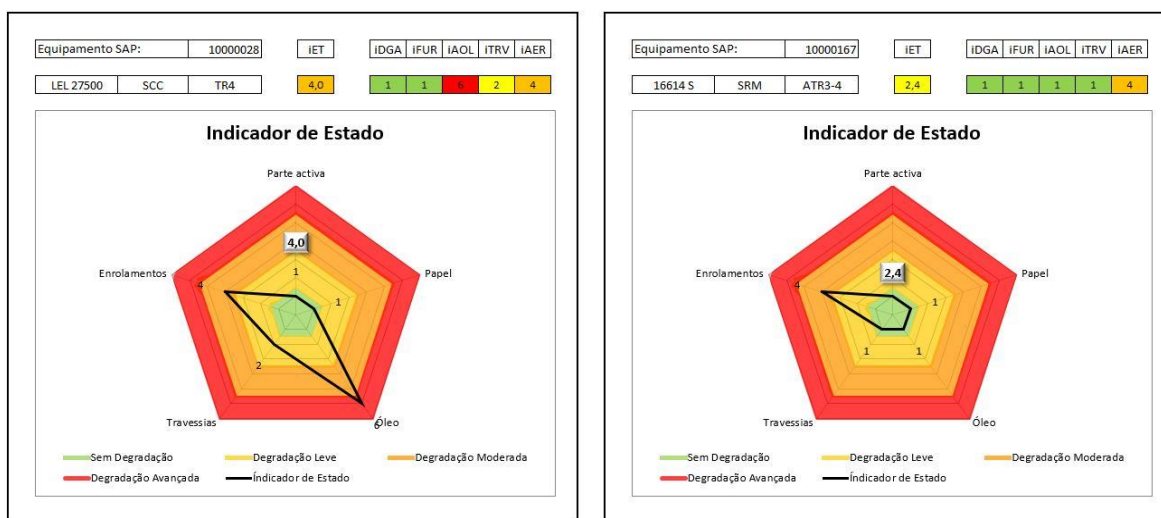


Figura 5.8 – Ferramenta de avaliação do estado – comparação de índices.

5.4. CONCLUSÕES

Apesar das dificuldades e limitações técnicas encontradas, foi possível implementar uma nova metodologia de cálculo para a avaliação de estado dos transformadores de potência. Consta-se que a metodologia aplicada não só permita classificar e quantificar o estado do equipamento e o seu grau de degradação atual, através de um indicador número, como também possibilita uma interpretação gráfica dos resultados. Esta utiliza uma classificação dos parâmetros por cor, com base no seu grau de degradação, para evidenciar áreas de preocupação iminente, ajudando o utilizador a compreender as causas dos problemas.

No entanto, apesar das suas inúmeras vantagens, foi também possível realizar algumas observações sobre os inconvenientes do programa.

Em termos de atualização da base de dados da ferramenta, devido à impossibilidade de utilizar o ATA, é necessário aplicar o mesmo tratamento de dados, previamente descrito no relatório, a todos os novos ensaios recebidos. Esta é uma das desvantagens e limitações de uma ferramenta criada em *excel*: embora prática e acessível, devido à sua estrutura matricial, é também estática e necessita de uma introdução manual de quaisquer novos dados introduzidos.

Além desta desvantagem, existem também outras duas limitações técnicas do programa atual. A primeira é que devido ao método escolhido de avaliação dos parâmetros, a ferramenta é incapaz de apresentar diretamente, um historial de estado ou um relatório de tendências para um equipamento específico. Visto que a análise de estado final recolhe todas as características de um transformador e apenas usa os valores válidos mais recentes.

A segunda limitação da ferramenta, é esta que não indica, no entanto, qual dos equipamentos apresenta uma significância maior para a rede. Sendo portanto, necessário encontrar um balanço nas prioridades de manutenção, entre o nível de degradação dos transformadores de potência (índice de estado) e nível de risco para a rede elétrica em caso de falha (índice de importância).

6. CONCLUSÕES

6.1. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O trabalho apresentado nesta dissertação teve como principal objetivo o desenvolvimento de uma metodologia de cálculo para avaliação de estado dos transformadores de potência da rede nacional de transporte. A metodologia desenvolvida baseia-se na determinação de um indicador numérico que permita uma classificação do estado dos equipamentos e uma hierarquização de prioridades de manutenção.

Este indicador define-se com base em 5 vertentes de análise, nomeadamente os seguintes: gases dissolvidos no óleo; compostos furânicos; propriedades físico-químicas do óleo isolante; propriedades dielétricas dos enrolamentos; propriedades dielétricas das travessias. Assim é possível quantificar o grau de degradação dos aspetos mais críticos do transformador, nomeadamente a parte ativa, o papel e o óleo isolante, os condutores dos enrolamentos e respetivas travessias.

A implementação desta metodologia de cálculo requereu a criação de novos *templates* de análise dos ensaios, para futuro preenchimento, bem como a atualização da base de dados do sistema. O preenchimento da base de dados foi realizado a partir da recolha exaustiva e compilação de todas as novas análises fornecidas pelo laboratório da Labelec de ensaios realizados ao óleo, o que possibilitou o cálculo de 3 dos 5 índices de estado.

Para o cálculo dos restantes indicadores, relativos às propriedades dielétricas dos enrolamentos e travessias, foi necessária a criação de uma nova base de dados de raiz contendo estes parâmetros (até ao momento apenas existente em arquivos pdf). Assim no âmbito do melhoramento das bases do sistema, foram recolhidos todos os ensaios dielétricos existentes e convertidos, segundo um *template* adaptado, para uma nova base de dados.

De modo a auxiliar a interpretação dos resultados, foi criada uma interface gráfica em *excel* para representação dinâmica dos índices de estado e dos seus respetivos limites. Apesar das suas limitações técnicas, esta ferramenta prova-se bastante útil, permitindo uma melhoria na informação de apoio à decisão na gestão do ciclo de vida dos transformadores da RNT.

No enquadramento do estudo e identificação aspetos críticos para a avaliação de estado, ao longo do relatório são apresentados alguns conceitos relevantes à metodologia aplicada, tais como os aspetos construtivos e materiais dos transformadores de potência e os componentes analisados, bem como o levantamento do estado da arte dos processos e ensaios de diagnóstico e avaliação de estado dos transformadores, atualmente utilizados.

Adicionalmente, de modo a melhor entender a fiabilidade destes equipamentos, foi também realizado um levantamento de todas as indisponibilidades resultantes de falhas nos transformadores de potência das subestações nos últimos anos, através da ferramenta de gestão de incidentes da empresa. Conclui-se, porém, que as causas das indisponibilidades resultam sobretudo de falhas não críticas devido ao mau funcionamento de acessórios em transformadores antigos e a disparos intempestivos resultantes de fenómenos de humidade e intempérie. Não existe, portanto, uma relação direta entre os fatores de envelhecimentos estudados e as indisponibilidades analisadas.

Considera-se portanto que os objetivos propostos para este projeto foram todos cumpridos com êxito, tendo em conta as dificuldades e limitações técnicas encontradas.

6.2. DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

No seguimento deste trabalho, para trabalho futuro, sugerem-se duas áreas de desenvolvimento não abordadas, por restrições técnicas, e onde se perspetivam oportunidades para prosseguir o melhoramento da metodologia criada, corrigindo as limitações assinaladas.

Um das limitações desta ferramenta, como já foi referido é a que o programa não indica, qual dos equipamentos analisados apresenta uma significância maior para a rede. Sendo portanto necessário encontrar um balanço nas prioridades de manutenção, entre o nível de degradação dos transformadores de potência e o nível de risco para a rede elétrica em caso de falha.

Uma das soluções é criar um índice de importância relativa dos transformadores, adaptado à nova base de dados e à metodologia desenvolvida, que permita obter, através do cruzamento de dados e de forma automática, um indicador geral de criticidade dos equipamentos.

Outra área de melhoramento da ferramenta é a criação de uma nova funcionalidade que possibilite de forma automática e sem a necessidade de consulta da base de dados, uma análise estatística de dados históricos, de modo a avaliar tendências e estabelecer relações de causa-efeito relacionando os diversos parâmetros.

Referências Documentais

- ABB** "Operation and Maintenance for Power Transformers, User's Manual", 2007
- ABB** "Service Handbook for Transformers", 2004
- ANSI/NETA** "Standard For Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Equipment and Systems", 2011
- Bureau of Reclamation** "Facilities Instructions, standards and techniques 3-31, Transformer Diagnostics", 2013
- Blanc R., et al** "Transformer Refurbishment Policy At Rte Conditioned By The Residual Lifetime Assessment", CIGRE Session, 2008.
- CIGRE A2-107** "Identification of early-stage paper degradation by methanol", 2012
- CIGRE D1-413** "Insulating Oil Regeneration And Dehalogenation", 2010
- CIGRE D1-443** "DGA in Non-Mineral Oils and Load Tap Changers and Improved DGA Diagnosis Criteria", 2010
- CIGRE D1-494** "Furanic Compounds for Diagnosis", 2012
- Harlow, James H.** "Electrical Power Transformer Engineering", CRC Press, 2004
- HQDA** "Power Transformer Maintenance and acceptance testing", 1998
- IEC 60137** "Insulated bushings for alternating voltages above 1000 V", 5° Edição, 2008

IEC 60296	"Fluids for electrotechnical applications - Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear", 2012
IEC 60422	"Mineral insulating oils in electrical equipment - Supervision and maintenance guidance", 2013
IEC 61198	"Mineral insulating oils. Methods for the determination of 2-furfural and related compounds", 1993
IEEE	"IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers", Std C57.104, IEEE Power & Energy Society, 2008
ISO 2049	"Petroleum products -- Determination of colour (ASTM scale)", 1996
Martins, Maria A.	"Envelhecimento térmico do papel isolante de transformadores. Investigação experimental. Modelos de degradação, Ciência & Tecnologia dos Materiais.", Volume 22, 1-2, 2010
Martins, Maria A.	"Furfuraldeído - Um indicador prático da degradação térmica do papel Kraft de transformadores", Ciência & Tecnologia dos Materiais, Volume 19, 1-2, 2007
Martins, Maria A.	"Gestão da vida útil dos transformadores", Ciência & Tecnologia dos Materiais", Volume 21, 3-4, 2009
Oliveira, Luís M.	"Desenvolvimento de Métodos de Detecção de Avarias e Algoritmos de Protecção para Aplicação em Sistemas de Monitorização Contínua de Transformadores Trifásicos", 2013
REN	"Caracterização da rede nacional de transporte para efeitos de acesso à rede", 2016
REN	"Caracterização da rede nacional de transporte para efeitos de acesso à rede", 2003

- Sun, Huo-Ching, et al.** "A Review of Dissolved Gas Analysis in Power Transformers", Elsevier Energy Procedia 14, 1220–1225, 2012
- Soares Mário A.** "Elementos para a Gestão do Ciclo de Vida de Transformadores Eléctricos de Potência", 2011

Anexo A. Ensaios dielétricos (Labelec)

DATA DOS ENSAIOS: 2015-03-09

ENSAIOS DE CARACTERIZAÇÃO DO ISOLAMENTO

Resistência de Isolamento - RI e Índice de Polarização - IP (*)

Enrolamento medido	Tensão de ensaio (V)	Resistência de Isolamento (MΩ)		I P (*)
		Tempo (min.) 1	Tempo (min.) 10	
AT/MT+BT +TERRA	5000	2157	5490	2,5
MT/AT+BT+TERRA	5000	2017	6960	3,4
BT/AT+MT+TERRA	5000	2492	8530	3,4
AT+MT+BT/TERRA	5000	1668	4120	2,5

Temperatura do óleo = 25 °C
Temperatura do enrolamento = 25 °C
Temperatura ambiente = 22 °C
Humidade relativa = 50 %

$$(*) \text{ IP} = \frac{\text{RI (10 min)}}{\text{RI (1min)}}$$

Rua Cidade de Goa, 4, 2685-039 Sacavém - Portugal • Tlf: 21 001 10 00 • Fax: 21 941 92 54 • labelec@edp.pt
www.edplabelec.com

Página 1/29



Capacidade e fator de dissipação (tgδ) dos enrolamentos de AT, MT e BT

Configuração do Ensaio	Tensão (kV)	Tgδ (%)	Capacidade (pF)
AT + AT/MT	2	0,37	26263
	6	0,37	26228
	10	0,37	26224
AT	2	0,32	8428
	6	0,32	8420
	10	0,32	8416
AT/MT	2	0,39	17844
	6	0,39	17831
	10	0,39	17819
MT + MT/BT	2	0,45	30499
	6	0,45	30458
	10	0,45	30454
MT	2	0,41	8695
	6	0,42	8687
	10	0,42	8686
MT/BT	2	0,47	21812
	6	0,46	21783
	10	0,46	21781
BT + BT/AT	2	0,39	26050
	6	0,40	26017
	10	0,40	26016
BT	2	0,39	25949
	6	0,40	25917
	10	0,40	25916
BT/AT *	2	-----	101
	6	-----	102
	10	-----	102
AT+MT+BT/TERRA	2	0,38	43060
	6	0,38	43004
	10	0,40	42994

* O equipamento não apresenta valores credíveis de tgδ devido à baixa capacidade associada a esta configuração (corrente de ensaio inferior a 1 mA)

Temperatura do óleo/ enrolamento = 25 °C / 25 °C
Temperatura ambiente = 21,5 °C; Humidade relativa = 49,4 %

Capacidade e Fator de dissipação (tgδ), das travessias dos enrolamentos de AT e MT
Valores obtidos em Março de 2015

Identificação	Travessia Nº	tgδ C 1 %		Capacidade C1 (pF)		tgδ C 2 %	Capacidade C2 (pF)
		2 kV	10 kV	2 kV	10 kV		
AT – A1	HL80 50221	0,52	0,49	234,7	237,4	0,62	2280,5
AT – B1	HL80 50222	0,47	0,44	226,6	229,1	0,52	1788,5
AT – C1	HL80 50220	0,50	0,48	234,3	237,1	0,66	2247,1
MT – a1	HL79 57250	0,42	0,39	212,1	214,5	0,82	1082,0
MT – b1	HL79 57247	0,44	0,41	208,1	210,5	0,67	1014,0
MT – c1	HL79 57249	0,44	0,41	207,1	209,4	0,66	1076,0
MT - n	HL79 57251	0,44	0,40	203,4	205,6	0,88	1086,0

Temperatura do óleo/ enrolamento = 30 °C / 30 °C
 Temperatura ambiente = 21,5 °C
 Humidade relativa = 49,4 %