

Monitorização e diagnóstico da condição de transformadores de alta potência para melhorar a fiabilidade e gestão do respetivo ciclo de vida

Diogo Fernando Ferreira da Silva

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientadores: Prof. Paulo José da Costa Branco

Eng^o Pedro Miguel Reis Rodrigues

Júri

Presidente: Prof. Rui Manuel Gameiro de Castro

Orientador: Prof. Paulo José da Costa Branco

Vogal: Prof. João Paulo Neto Torres

Novembro 2016

Agradecimentos

Todo o meu percurso académico e em especial a elaboração da presente dissertação deve-se a um conjunto de pessoas que de alguma forma contribuíram para tal.

A toda a minha família pelo apoio incondicional que me dá em todos os passos da minha vida. Em especial à minha mãe que está sempre presente e foi fulcral em todo o meu percurso académico. Quero também dedicar esta dissertação à minha avó, que mais que uma avó era uma amiga.

À Marta, pela força, amor e alegria que me dá todos os dias.

Aos meus amigos, que representam a minha segunda família, por estarem presentes nos bons e maus momentos.

Ao professor Paulo Branco pela sua disponibilidade constante em ajudar e pelos seus sábios conselhos.

À *Altran Portugal* pela oportunidade de realizar esta dissertação em ambiente empresarial. E aos meus colegas de trabalho pelo apoio e partilha de conhecimentos essenciais.

A todos, muito obrigado.

Resumo

O transformador de potência é um dos elementos mais caros da rede elétrica e uma falha no mesmo pode levar, em caso extremo, à sua destruição. Esta situação representa um grande custo para as empresas que gerem estes equipamentos, como tal é imperativo detetar os seus defeitos em estado inicial, de modo a que os danos sejam minimizados. Assim torna-se vital monitorizar e diagnosticar o estado do transformador continuamente no tempo e de forma automática, não só para minimizar os danos associados a defeitos no transformador, mas também com o intuito de tornar a gestão do ciclo de vida dos mesmos mais eficientes.

Nesta dissertação verifica-se a validade desta monitorização contínua no tempo e de forma automática, conseguida essencialmente com utilização de sensores, e analisam-se as metodologias de diagnóstico da condição do transformador, para as quais se sugerem e comprovam algumas estratégias que possibilitam a sua aplicação. Desenvolve-se ainda um modelo, que se encontra numa fase inicial, que permite aceder, continuamente no tempo, ao nível de corrosão nas paredes do tanque.

Apresenta-se, inicialmente, uma revisão do transformador de potência, na qual se aborda os seus componentes principais e quais as condições anormais que frequentemente neles surgem, com o intuito de perceber o que é imprescindível monitorizar. Revêem-se ainda as metodologias de diagnóstico tradicionais.

Palavras-Chave: Transformador de potência, monitorização e diagnóstico continuamente no tempo

Abstract

Power transformers are one of the most expensive elements of the power grid and in extreme cases a failure may result in their destruction. This represents a major cost for companies that manage this equipment and makes it imperative to detect defects at an early stage, so as to minimize damage. Therefore, it is vital to monitor and diagnose transformers continuously and automatically, not only to minimize damages associated with any defect of the transformer, but also to achieve a more efficient management of its life cycle.

A review to this continuous and automatic monitoring, which is essentially achieved through the use of sensors, and analyze transformer diagnostic methodologies, suggesting and demonstrating some strategies for that purpose, is made. A model is also developed. Despite still being in its initial stage, this model allows for a continuous assessment of the level of corrosion of tank walls.

It is presented initially a power transformer review, in which it addresses its main components and which abnormal conditions that often arise in them, in order to realize what is essential to monitor. It is also reviewing the traditional diagnostic methods.

Keywords: Power transformer, monitoring and diagnostic continuous in time

Índice

Agradecimentos.....	iii
Resumo	v
Abstract	vii
Índice.....	ix
Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas	xvi
Lista de Abreviações	xvii
1. Introdução	2
1.1. Visão Geral	2
1.2. Motivação e Objetivos	3
1.3. Estrutura.....	4
2. O transformador de potência imerso em óleo: condições anormais de funcionamento.....	6
2.1. Introdução	6
2.2. Parte Ativa do transformador.....	7
2.2.1. Enrolamentos	7
2.2.2. Núcleo do transformador	8
2.3. Sistema de isolamento	9
2.3.1. Isolamento sólido	9
2.3.2. Óleo isolante	9
2.4. Componentes e acessórios	9
2.4.1. Travessias.....	9
2.4.2. Regulador de tensão em carga	11
2.4.3. Tanque.....	13
2.4.4. Sistema de arrefecimento.....	14
2.5. Conclusão	15
3. Revisão das metodologias de diagnóstico dos transformadores de potência	18
3.1. Introdução	18
3.2. Análise dos gases dissolvidos no óleo.....	19

3.2.1.	Método IEC 60599.....	21
3.2.2.	Método de Duval	21
3.2.3.	Método Key Gas.....	21
3.2.4.	Método de Doernenburg.....	22
3.2.5.	Método TDCG (“Total Dissolved Combustible Gas”)	22
3.2.6.	Método de Rogers	22
3.2.7.	Rácio CO ₂ /CO	22
3.3.	Qualidade do óleo	22
3.3.1.	Cor	22
3.3.2.	Tensão Interfacial	23
3.3.3.	Tensão de ruptura do dielétrico	23
3.3.4.	Fator de dissipação	23
3.3.5.	Número neutralizador	23
3.3.6.	Conteúdo de água.....	24
3.3.7.	Limites.....	24
3.4.	Grau de Polimerização	24
3.4.1.	Análise dos compostos furânicos	25
3.4.2.	Medição direta através de amostras de papel	26
3.5.	Análise da resposta em frequência.....	27
3.6.	Fator de Potência	27
3.7.	Corrente de excitação	27
3.8.	Indutância de fugas	27
3.9.	Resistência elétrica de isolamento	28
3.10.	Resistência elétrica dos enrolamentos	28
3.11.	Descargas elétricas Parciais	28
3.12.	Relação entre espiras.....	28
3.13.	Tensão de restabelecimento e correntes de polarização	28
3.14.	Vibrações mecânicas	29
3.15.	Temperatura.....	29
3.16.	Teste de infravermelhos	29
3.17.	Condição das travessias	29
3.18.	Condição do regulador de tensão.....	30
3.19.	Conclusão	30

4. Modelos de diagnóstico de transformadores de potência através de monitorização contínua	32
4.1. Introdução	32
4.2. Modelo Térmico.....	32
4.3. Modelo para a estimação do conteúdo de água no isolamento (papel e cartão) e temperatura das bolhas de água.....	35
4.4. Modelo de envelhecimento do transformador	40
4.5. Modelo de monitorização do fator carga.....	42
4.6. Modelo de análise dos gases dissolvidos no óleo	42
4.7. Modelo para monitorização e diagnóstico de travessias.....	42
4.8. Modelo para monitorização e diagnóstico de regulador de tensão em carga...	44
4.9. Modelo para monitorização e diagnóstico do tanque	46
4.10. Modelo monitorização do sistema de arrefecimento	52
4.11. Conclusão	53
5. Caso de estudo: Transformador TR1	54
5.1. Introdução	54
5.2. Grandezas medidas	54
5.3. Qualidade dos dados.....	55
5.3.1. Detecção remota.....	55
5.3.2. Amostragem	56
5.4. Fator de carga	57
5.5. Temperatura.....	59
5.6. Posição do regulador de tensão em carga	60
5.7. Gases dissolvidos no óleo do transformador: <i>online</i> e <i>offline</i>	61
5.8. Água.....	63
5.9. Conclusão	65
6. Modelos de monitorização contínua: Transformador TR1	66
6.1. Introdução	66
6.2. Modelo térmico.....	66
6.3. Modelo para a estimação do conteúdo de água no isolamento (papel e cartão) e temperatura das bolhas de água.....	72
6.4. Modelo de envelhecimento do transformador	74
6.5. Modelo do fator de carga.....	77
6.6. Modelo de análise dos gases dissolvidos no óleo	77

6.7.	Conclusão	83
7.	Conclusões e trabalho futuro.....	84
8.	Referências	85
Anexo A.....		90
A.1	Método IEC – Falhas e correspondentes limites dos rácios [20].....	90
A.2	Método Key Gas – Gases chave e falhas associadas [20]	90
A.3	Método de Doernenburg – Procedimento [20]	91
A.4	Método TDCG – Limites e procedimentos de operação [21].....	92
A.5	Método de Rogers – Relação entre rácios e falhas [20]	92
A.6	Testes à qualidade do óleo e normas/métodos [23].....	93
Anexo B.....		94
B.1	Análise do código do modelo de monitorização das paredes do tanque.....	94
Anexo C.....		97
C.1	Parte de ficheiro excel enviado.....	97
C.2	Tensão composta primário	97
C.3	Potência aparente	98
C.4	Fator de carga, 2º semana de Fevereiro	99
C.5	Fator de carga, 1ª semana de Julho.....	99
C.6	Fator de carga, 2º semana de Julho.....	100
Anexo D.....		101
D.1	Falhas dados <i>online</i> e <i>offline</i> através de método de Duval e IEC	101

Lista de Figuras

Figura 1 – Estrutura VueForge (Altran)	3
Figura 2 – Transformador de potência e alguns dos seus componentes [6]	6
Figura 3 – Exemplos de condições anormais nos enrolamentos, em (a) [8] apresenta-se uma deformação dos enrolamentos e em (b) [9] apresenta-se uma falha dielétrica (mau estado do papel)	7
Figura 4 – Ilustração de forças consoante sentido da corrente [10]	8
Figura 5 – Deslocamento das lâminas do núcleo [11]	8
Figura 6 – Travessia tipo OIP (a) [15] e esquema de travessia de tipo capacitivo (b) [14]	10
Figura 7 – Fotografias termográficas de travessias (a) e (b) [17]	11
Figura 8 – Regulador de tensão em carga [19].....	12
Figura 9 – Condição anormal no regulador de tensão em carga (a) e sinais de corrente e tensão aos terminais do transformador (b) [21]	13
Figura 10 – Fotografia termográfica de transformador [23]	14
Figura 11 - Triângulo de Duval e falhas associadas [33]	21
Figura 12 – Ensaio de medição da tensão de disrupção do dielétrico [36]	23
Figura 13 – Estrutura química molécula de celulose [38]	24
Figura 14 - Estrutura química dos compostos furânicos	26
Figura 15 – Diagrama para o modelo térmico do transformador de potência [43]	33
Figura 16 – Curvas de equilíbrio de Oomen, adaptado de [47]	36
Figura 17 – Temperaturas para o cálculo de teor de água no isolamento sólido	38
Figura 18 – Sensor de monitorização de travessias [54]	43
Figura 19 – Evolução da alteração do fator de perdas dielétricas ($\Delta \text{tg } \delta$) consoante a quantidade de chuva medida em 3 estações meteorológicas localizadas perto de um transformador de potência [55]	44
Figura 20 – Ilustração de processo de corrosão, adaptado [59].....	48
Figura 21 – Corrosão por picadas [62].....	49
Figura 22 – Simulação realizada na interface do programa NetLogo.....	50
Figura 23 – Simulação realizada na interface do programa NetLogo para 55% de resistência	51
Figura 24 – Simulação realizada na interface do programa NetLogo para 59% de resistência	51
Figura 25 – Variação do número de pontos corroídos em função da resistência.....	52

Figura 26 – Evolução do fator de carga para diferentes dias úteis da primeira semana de Fevereiro	58
Figura 27 – Evolução do fator de carga para diferentes dias de fim-de-semana da primeira semana de Fevereiro.....	58
Figura 28 – Evolução do fator de carga (azul) e da temperatura (laranja)	59
Figura 29 – Evolução da temperatura <i>online</i> (azul) e <i>offline</i> (laranja)	60
Figura 30 – Frequência de posições do regulador de tensão em carga.....	60
Figura 31 – Evolução da concentração de acetileno (C ₂ H ₂) ao longo do tempo, dados <i>online</i> (azul) e <i>offline</i> (laranja).....	61
Figura 32 – Evolução da concentração de etileno (C ₂ H ₄) ao longo do tempo, dados <i>online</i> (azul) e <i>offline</i> (laranja).....	61
Figura 33 – Evolução da concentração de hidrogénio (H ₂) ao longo do tempo, dados <i>online</i> (azul) e <i>offline</i> (laranja).....	62
Figura 34 – Evolução da concentração de monóxido de carbono (CO) ao longo do tempo, dados <i>online</i> (azul) e <i>offline</i> (laranja)	62
Figura 35 – Evolução da temperatura (azul) e do teor de água no óleo (laranja)	64
Figura 36 – Evolução do teor de água no óleo corrigido para 20°C, dados <i>online</i> (azul) e <i>offline</i> (laranja).....	64
Figura 37 – Medições de teor de água no óleo realizados por vários laboratórios [47]	65
Figura 38 – Modelo “wave”, replicação de forma de onda de artigo original [64]	67
Figura 39 – Simulação de ciclo diário de temperatura ambiente para cinco primeiros dias de Novembro	67
Figura 40 – Temperatura ambiente simulada (azul) e medida (laranja) para Janeiro	68
Figura 41 – Temperatura ambiente simulada (azul) e medida (laranja) para Agosto.....	68
Figura 42 – Temperatura no topo do óleo através de temperatura ambiente simulada (azul) e medida (laranja) para Janeiro	69
Figura 43 – Temperatura no ponto-quente através de temperatura ambiente simulada (azul) e medida (laranja) para Janeiro	70
Figura 44 – Temperatura no topo do óleo através de temperatura ambiente simulada (azul) e medida (laranja) para Agosto	70
Figura 45 – Temperatura no ponto-quente através de temperatura ambiente simulada (azul) e medida (laranja) para Agosto	71
Figura 46 – Temperatura disponível nos dados <i>online</i> (azul) e temperaturas do topo do óleo (laranja) e do ponto quente (amarelo) estimadas.....	72

Figura 47 – Evolução do teor de água no papel	73
Figura 48 – Evolução da temperatura limite de formação de bolhas (azul) e a temperatura do ponto-quente estimada (laranja).....	74
Figura 49 – Evolução da concentração de oxigênio interpolada para dados online	75
Figura 50 – Simulação do grau de polimerização desde a data de comissionamento do transformador	75
Figura 51 – Simulação do grau de polimerização para dias em que se tem dados de teor de água no papel.....	76
Figura 52 – Evolução do grau de polimerização obtido através do teor de água no papel (azul) e da concentração de 2-FAL (laranja).....	77
Figura 53 – Evolução do fator de carga	77
Figura 54 – Evolução da concentração de metano ao longo do tempo, dados <i>online</i> (azul) e <i>offline</i> (laranja).....	79
Figura 55 – Evolução da concentração de etano ao longo do tempo, dados <i>online</i> (azul) e <i>offline</i> (laranja).....	79
Figura 56 – Evolução da concentração de dióxido de carbono ao longo do tempo, dados <i>online</i> (azul) e <i>offline</i> (laranja).....	80
Figura 57 – Evolução das falhas segundo o método de Duval para dados <i>offline</i> (amarelo), <i>online</i> sem (azul-escuro) e com (azul) condição da taxa de variação.....	82
Figura 58 – Evolução das falhas segundo o método de IEC para dados <i>offline</i> (amarelo), <i>online</i> sem (azul-escuro) e com (azul) condição da taxa de variação.....	82

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Modos de Falha e Causas	15
Tabela 2 – Falhas nos transformadores de potência e possíveis causas associadas [24]	18
Tabela 3 – Padronização relativa aos gases produzidos no transformador e falhas associadas	20
Tabela 4 – Testes de qualidade do óleo do transformador e respetivos limites	24
Tabela 5 – Valores dos parâmetros característicos do transformador em função do tipo de arrefecimento.....	34
Tabela 6 – Distribuição do conteúdo de água num transformador de 25 MVA	35
Tabela 7 – Parâmetros a utilizar na equação (4.15)	39
Tabela 8 – Constante A consoante conteúdo de água, concentração de oxigénio e tipo de papel [50]	41
Tabela 9 – Limites para a concentração dos gases dissolvidos no óleo [52]	42
Tabela 10 – Limites para o fator de potência e alteração de capacidade em diferentes tipos de travessia	44
Tabela 11 – Sensibilidade de testes à deteção de anomalias. Adaptado de [55] e [57]	45
Tabela 12 – Precisão de medição das várias grandezas pelo Hydrocal	55
Tabela 13 – Grandezas e normas/técnicas utilizadas por laboratório especializado	56
Tabela 14 – Erros entre concentração de gases <i>online</i> medidos e <i>offline</i> medidos.....	63
Tabela 15 – Erros entre temperatura simulada e medida	69
Tabela 16 – Erros entre temperaturas estimadas através de temperatura ambiente simulada e medida	71
Tabela 17 – Correlação entre gases medidos pelo laboratório especializado (<i>offline</i>)	78
Tabela 18 - Erros entre concentração de gases <i>online</i> estimados e <i>offline</i> medidos.....	80
Tabela 19 – Codificação dos tipos de falhas.....	83

Lista de Abreviações

ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i>
CSV	<i>Comma-separated values</i>
Cigré	<i>International Council on Large Electric Systems</i>
DP	<i>Degree of polymerization</i>
HSF	<i>Hotspot factor</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
IUPAC5	<i>International Union of Pure and Applied Chemistry</i>
LTC	<i>Load tap-changer</i>
OD	<i>Oil directed</i>
ODAF	<i>Oil directed air forced</i>
ODAN	<i>Oil directed and air natural</i>
ODWF	<i>Oil directed and water forced</i>
OF	<i>Oil forced</i>
OFAF	<i>Oil forced air forced</i>
OFAN	<i>Oil forced air natural</i>
OFWF	<i>Oil forced water forced</i>
OIP	<i>Oil Impregnated Paper</i>
OLTC	<i>On load tap-changer</i>
ONAF	<i>Oil forced air natural</i>
ONAN	<i>Oil natural air natural</i>
RBP	<i>Resin Bonded Paper</i>
RIP	<i>Resin Impregnated Paper</i>
TDCG	<i>Total Dissolved Combustible Gas</i>
tg	<i>Tangente</i>
WCO	<i>Water content in oil</i>
WCP	<i>Water content in paper</i>

1. Introdução

1.1. Visão Geral

O transformador é um dos elementos mais importantes do sistema elétrico, pois permite ajustar correntes e tensões às necessidades existentes. A utilização de transformadores é pois indispensável na rede de transporte de energia elétrica devido às potências elevadas existentes, as quais impõem a necessidade de reduzir as correntes em circulação nas linhas de transporte de energia, de modo a reduzir as perdas por efeito de joule nas mesmas. Isto é principalmente conseguido com a instalação de transformadores elevadores de tensão à saída da produção.

A sua fiabilidade não afeta somente a disponibilidade de energia elétrica, mas também pode conduzir a prejuízos técnico-económicos com consequências que podem ser significativas em termos comerciais e ambientais. Desta forma mais que se justifica a necessidade de uma deteção e identificação de anomalias logo no seu estágio inicial de desenvolvimento para uma eventual ação preventiva, o que é conseguido essencialmente com monitorização contínua do transformador. Deve-se ter em atenção que durante qualquer falha ou defeito do transformador, a sua integridade mecânica, dielétrica e térmica são afetadas ou isoladamente ou de forma acoplada, fazendo com que os seus parâmetros elétricos variem em relação àqueles considerados normais do seu estado de funcionamento.

Anomalias que estejam latentes podem evoluir ao longo do tempo e, por exemplo, causar uma deterioração do isolamento dielétrico, como por exemplo, em casos de curto-circuitos e de sobretensões elétricas presentes em transitórios e manobras de exploração do mesmo.

A avaliação da condição do transformador é ainda efetuada na sua maioria através de um conjunto de diagnósticos do óleo realizados “*offline*”. A decomposição do óleo de acordo com os vários defeitos e sua intensidade leva a formação de gases que podem ser explorados para o diagnóstico e o estabelecimento de futuras ações de manutenção.

A complexidade da informação disponível e a existência simultânea de vários defeitos são as razões principais para a procura de sistemas de diagnóstico mais eficientes, tais como aquelas baseadas em técnicas de reconhecimento de padrões e/ou sistemas com aprendizagem automática como, por exemplo, redes neuronais [1], sistemas lógicos baseados em *fuzzy* [2], [3], técnicas de processamento de sinal, entre outros.

1.2. Motivação e Objetivos

A presente dissertação surgiu de uma colaboração entre o Instituto Superior Técnico e a empresa Altran Portugal, com o intuito de melhorar a fiabilidade de transformadores de potência através de monitorização e diagnóstico dos mesmos, continuamente no tempo. O projecto que a empresa Altran está a desenvolver e onde esta dissertação se insere encontra-se ilustrado na figura 1, o qual é denominado *VueForge* e tem como objectivo a recolha de vários dados do transformador de potência, a análise desses mesmos dados e transformação desses dados em serviços/ações.



Figura 1 – Estrutura VueForge (Altran)

Sabe-se que a fiabilidade dos transformadores de potência é menor nos primeiros anos de vida e no final do seu tempo de vida [4]. É portanto essencial, monitorizar e diagnosticar constantemente a condição de funcionamento dos transformadores, de modo a que seja possível identificar o início da quebra de fiabilidade e ainda ser possível gerir de uma forma mais eficiente o ciclo de vida dos equipamentos, ou seja, sabendo-se continuamente o estado do transformador é possível definir ações de manutenção que se baseiam na condição do ativo, ao invés da manutenção preventiva, a qual é hoje em dia a mais usual e se baseia em intervalos de tempo. Assim esta dissertação nasce com o intuito de demonstrar a validade da monitorização e diagnóstico de transformadores de potência continuamente no tempo.

Os objetivos considerados principais desta dissertação são:

- 1) Revisão do estado-da-arte relativo aos componentes do transformador e respetivos modos de falha, de modo a ter presente as condições anormais de funcionamento que podem surgir no transformador de potência.
- 2) Revisão do estado-da-arte relativamente à monitorização *offline* de transformadores de

potência a óleo, incluindo o tipo de variáveis consideradas no processo de diagnóstico e também do tipo de informação relacionada com a manutenção dos transformadores e que fará parte dos dados necessários para avaliar a sua condição; Esta avaliação inclui a monitorização de variáveis da parte ativa (núcleo e enrolamentos) e dispositivos acessórios do transformador, tais como o regulador de tensão em carga, as travessias e a unidade de arrefecimento;

- 3) Análise e sistematização das técnicas de avaliação *online* da condição de funcionamento do transformadores de potência tais como a análise dos gases dissolvidos no óleo, análise de humidade ou análise térmica;
- 4) Avaliação de um caso real. Aplicação e análise dos modelos *online* de determinação da condição dos componentes do transformador de potência.

1.3. Estrutura

A dissertação encontra-se dividida em 6 capítulos:

No primeiro capítulo enquadra-se a dissertação, onde se descreve a motivação da monitorização e diagnóstico de transformadores de potência continuamente no tempo e de forma automática.

No segundo capítulo sistematizam-se os principais componentes do transformador e as principais condições anormais de funcionamento que neles podem surgir.

No terceiro capítulo revêem-se as técnicas “tradicionalis” mais usuais de diagnóstico de transformadores de potência.

No quarto capítulo apresentam-se os modelos de monitorização e diagnóstico de transformadores de potência continuamente no tempo e de forma automática. É descrito o modelo desenvolvido para estimação da corrosão nas paredes do tanque do transformador.

No quinto capítulo o transformador em análise é descrito. Apresentam-se as várias grandezas que foram medidas continuamente no tempo e é feita uma comparação entre estas e as mesmas grandezas mas obtidas por técnicos especializados e espaçadas no tempo. Mostra-se ainda uma técnica para estimação de gases em falta nos dados continuos no tempo.

No sexto capítulo aplicam-se os modelos de monitorização e diagnóstico de transformadores de potência continuamente no tempo e de forma automática ao transformador em análise. Apenas são aplicados os modelos para os quais existem dados. Mostram-se algumas técnicas para implementação dos modelos.

2. O transformador de potência imerso em óleo: condições anormais de funcionamento

2.1. Introdução

O transformador de potência é um dos elementos do sistema de energia elétrica que apresenta custos de investimento e manutenção mais elevados. A sua fiabilidade não afeta somente a disponibilidade de energia elétrica, mas também a fiabilidade de toda a rede elétrica. Por exemplo, um defeito num transformador de potência pode deixar milhares de residências sem eletricidade e um defeito localizado junto a uma central elétrica pode simplesmente conduzir à paragem desta.

No contexto atual de desregulação dos sistemas de energia elétrica e nas condições acima referidas, cada empresa de eletricidade procura gerir o seu património com mais eficiência baseando-se para isto numa manutenção condicional e proactiva. Esta procura limitar o número de avarias na rede e assim evitar penalidades económicas causadas pela indisponibilidade dos equipamentos do sistema elétrico. Mais especificamente a paragem de um transformador de média/alta potência pode conduzir a perdas diretas e indiretas que na maioria dos casos ultrapassam largamente o preço do mesmo [5].

Como tal, é essencial compreender os aspetos funcionais do transformador de potência, assim como quais as condições consideradas anormais de funcionamento que podem surgir em todos os seus componentes. Na figura 2 encontra-se representado um transformador de potência e alguns dos seus componentes, os quais serão descritos de seguida.

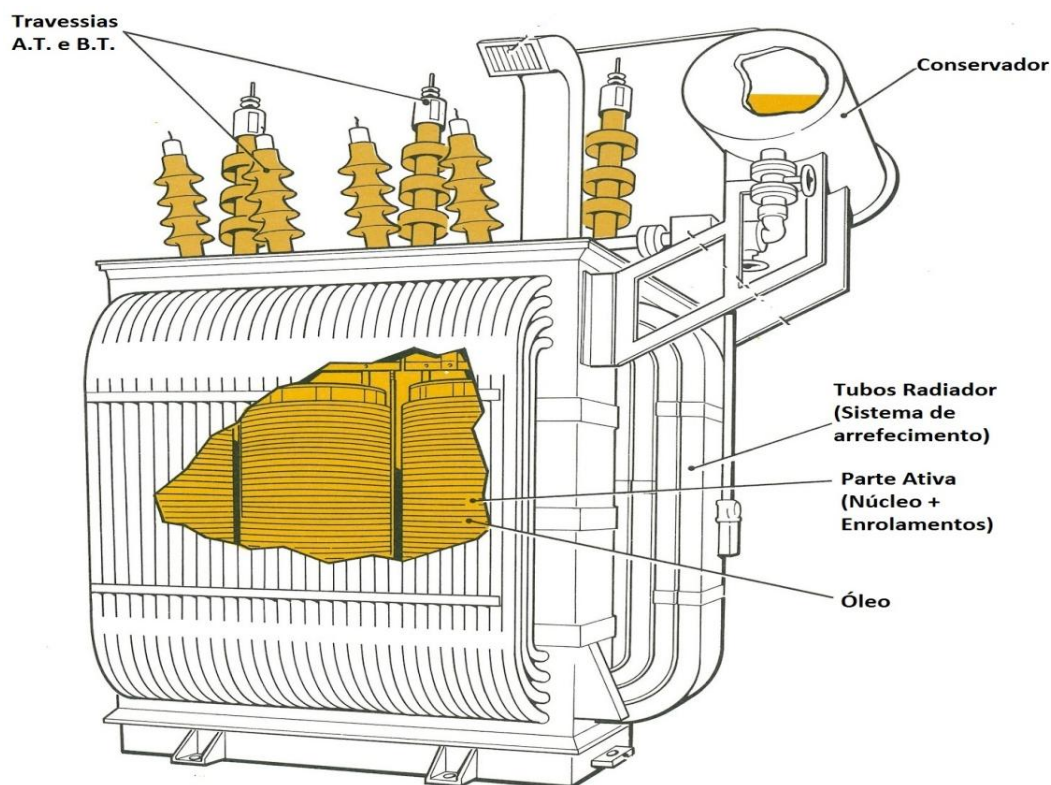


Figura 2 – Transformador de potência e alguns dos seus componentes [6]

2.2. Parte Ativa do transformador

2.2.1. Enrolamentos

Os enrolamentos, constituintes da parte ativa do transformador, são geralmente feitos de cobre e têm como função conduzir a corrente elétrica nas diferentes fases do transformador. De modo a facilitar a sua disposição no núcleo, os enrolamentos apresentam na sua maioria uma geometria retangular.

As condições anormais de funcionamento ao nível dos enrolamentos são uma das causas mais frequentes das falhas nos transformadores pois podem sofrer desgastes a nível mecânico, térmico e dielétrico [7]. Estas aparecem sempre de forma acoplada, sendo que mais frequentemente um dos fenómenos revela-se mais significativo para o aparecimento da falha.

- As anomalias do tipo mecânicas são o afrouxamento, deslocamento ou deformação dos enrolamentos, como se exemplifica para o caso da Fig. 3(a). Estas anomalias têm origem em situações como reparação imprópria, má manutenção, corrosão, deficiências de fabrico, vibrações e deslocamentos mecânicos dentro do transformador.
- Os enrolamentos são geralmente de cobre o qual pode apresentar elevadas perdas térmicas em casos como curto-circuito nos terminais exteriores. Estas perdas podem dar origem a “pontos-quentes” que levam por vezes a pequenas fissuras ou mesmo à quebra total do cobre dos enrolamentos.
- As anomalias do tipo dielétricas ocorrem devido à disrupção do material de isolamento entre fases. A disrupção do dielétrico acontece devido à presença de diferenças de potencial elevadas tal que o campo elétrico resultante provoca ruturas no interior do material dielétrico. Isto pode ocorrer entre espiras da mesma fase ou entre fases, e resulta frequentemente no aparecimento de pequenos curto-circuitos que levarão inicialmente à queima local dos enrolamentos (Fig. 3(b)).

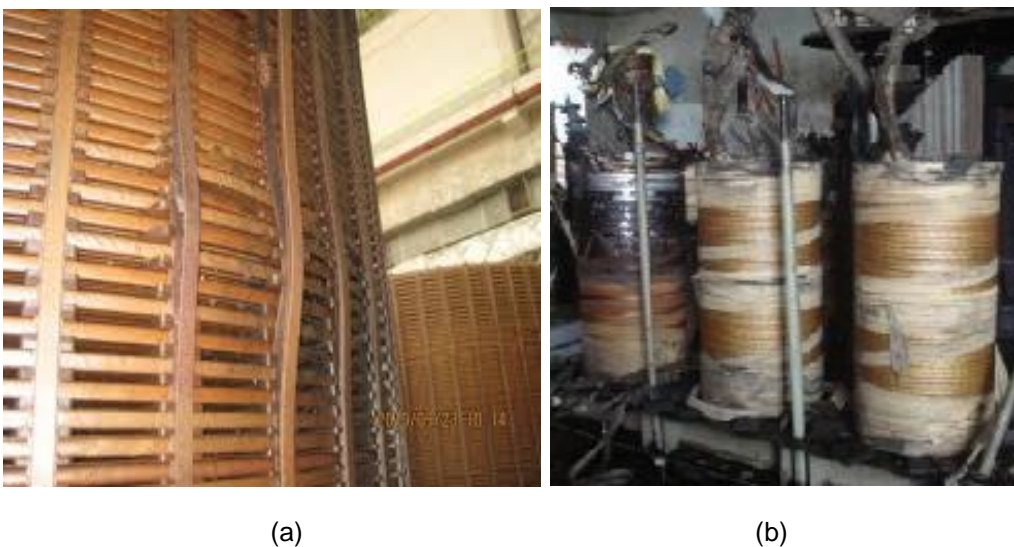


Figura 3 – Exemplos de condições anormais nos enrolamentos, em (a) [8] apresenta-se uma deformação dos enrolamentos e em (b) [9] apresenta-se uma falha dielétrica (mau estado do papel)

2.2.2. Núcleo do transformador

O núcleo do transformador é composto por lâminas de aço-silício, material ferromagnético que combina grande permeabilidade magnética e elevada resistência mecânica, permitindo a condução do fluxo magnético com reduzida dispersão magnética e redução das correntes elétricas turbilhonares. As correntes turbilhonares são também reduzidas devido à estrutura laminada do núcleo, o que possibilita diminuir significativamente as perdas por efeito de Joule.

Um dos defeitos mais frequentes que surge no núcleo ilustra-se na figura 5, onde se verifica o deslocamento das lâminas do núcleo devido a forças eletromagnéticas, devido a correntes parasitas elevadas que circularam nas mesmas. Nesta situação, cada condutor (lâmina) com corrente produz um campo magnético que ao interagir com as correntes a circular na lâmina oposta induz forças eletromagnéticas no mesmo, o que provoca uma deformação nas chapas. Na figura 4, apresenta-se uma ilustração deste fenómeno, no qual se os condutores apresentarem corrente no mesmo sentido a força será de atração, caso contrário de repulsão. Por último as chapas do núcleo podem também ficar danificadas por corrosão causada por reações químicas entre óleo envelhecido e as placas de aço [7].

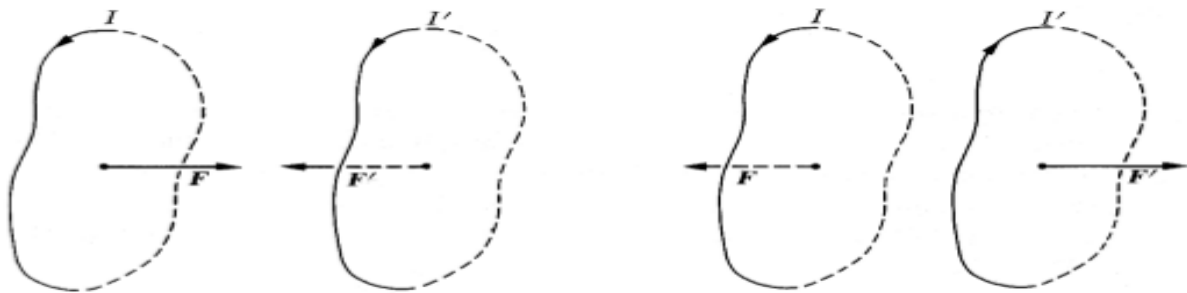


Figura 4 – Ilustração de forças consoante sentido da corrente [10]



Figura 5 – Deslocamento das lâminas do núcleo [11]

2.3. Sistema de isolamento

2.3.1. Isolamento sólido

O isolamento sólido é feito à base de celulose, nomeadamente papel e cartão prensado, impregnados de óleo. Tem como função o isolamento dielétrico e mecânico dos enrolamentos. As condições anormais de funcionamento que surgem neste componente advêm da degradação da celulose, a qual tem como origem três mecanismos: hidrólise (decomposição do composto químico por reação com água), pirólise (decomposição ou transformação do composto por ação do calor) e oxigenação (combinação de uma substância com oxigénio) [12]. O fenómeno de hidrólise é o mecanismo que mais contribui para a decomposição das longas cadeias de anéis de glucose que formam a celulose. Esta degradação e envelhecimento da celulose contribuem significativamente para a perda de propriedades dielétricas e mecânicas que conduzem, por exemplo, ao curto-circuito entre enrolamentos.

2.3.2. Óleo isolante

Este fluido dielétrico tem como funções o isolamento do núcleo do transformador e o respetivo tanque, assim como o arrefecimento do transformador por convecção. O óleo circula pelo tanque principal, sendo absorvido pelo papel e conferindo-lhe características dielétricas especiais. Ele permite ainda a remoção de calor para o ambiente, pois o óleo ao aquecer sobe e entra na tubulação que leva ao radiador.

A qualidade do óleo usado afeta bastante as propriedades do sistema de isolamento e de arrefecimento, já que devido ao seu envelhecimento surgem partículas (água, ferrugem, ácidos) no mesmo [13]. Estas tornam o óleo mais viscoso fazendo com que a sua circulação fique dificultada, pondo assim em causa a capacidade de arrefecimento do transformador. Se estas partículas forem condutores elétricos, como por exemplo água, podem-se dar curto-circuitos, o que representa uma falha do sistema de isolamento [12].

2.4. Componentes e acessórios

2.4.1. Travessias

Outro tipo de anomalias dos transformadores ocorre nas suas travessias (figura 6(a)), as quais servem como isolamento entre a passagem dos condutores exteriores e os interiores de ligação aos enrolamentos [14], ou seja, funcionam como um caminho para a corrente de cada fase passar pelas paredes do tanque.

As travessias podem ser do tipo capacitivo ou não-capacitivo, sendo que para os transformadores com tensões de serviço mais elevadas é habitual utilizar travessias do tipo capacitivo (figura 6). As travessias do tipo capacitivo classificam-se como "OIP" (*Oil Impregnated Paper* – camadas de papel

impregnado a óleo), “RIP” (*Resin Impregnated Paper* – papel impregnado com resinas epóxicas) e “RBP” (*Resin Bonded Paper* – camadas de papel baquelitizado), estando o fabrico destas últimas praticamente abandonado devido a problemas relacionados com descargas parciais [14].

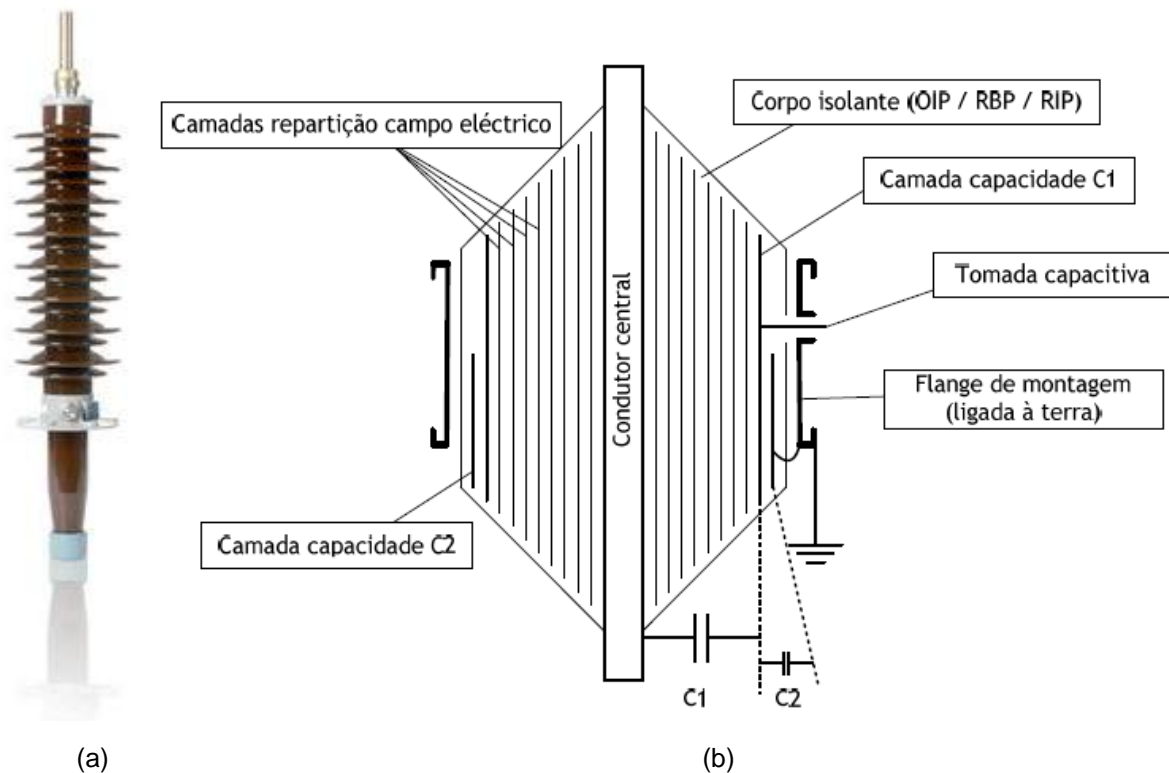


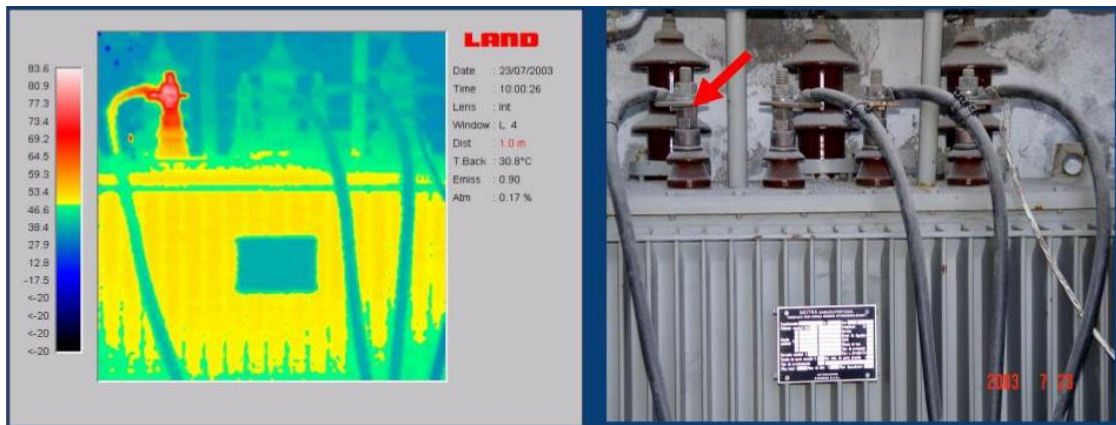
Figura 6 – Travessia tipo OIP (a) [15] e esquema de travessia de tipo capacitivo (b) [14]

Na figura 6, é possível visualizar em (a) uma travessia do tipo OIP e em (b) uma representação do seu esquema. A travessia é composta por um condutor central, o qual é coberto por papel impregnado em óleo ou resina (considerando apenas as travessias tipo OIP e RIP) e o isolador externo, geralmente de porcelana. A travessia é então representada por um condutor central e vários condensadores entre este e a flange de montagem, tal como é observável pelo seu esquema em (b). Entre o condutor central e a tomada capacitiva (onde se fazem medições) tem-se a capacidade C1, a qual representa o valor da capacidade em série resultante das diversas camadas de distribuição do potencial. A capacidade C2 traduz o valor de capacidade entre a camada capacitiva C2 e a tomada capacitiva, corresponde ao isolamento entre C1 e a flange de montagem [14].

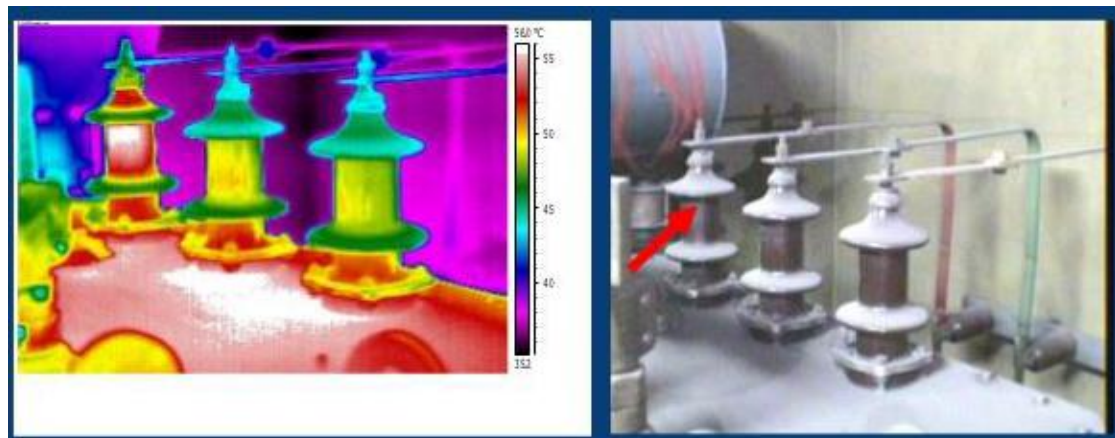
A degradação das travessias reflete-se, essencialmente, no aparecimento de descargas parciais e na perda de propriedades dielétricas que levarão ao sobreaquecimento das mesmas (Fig. 7 (a) e (b)). Esta degradação pode dever-se ao seguinte conjunto de fatores:

- Contaminações dos isolantes, por deposição de contaminantes (água, poeiras) na superfície das travessias, sendo que para locais altamente poluídos devem ser lavadas regularmente;
- Entrada de água, que pode entrar, por exemplo, por pequenas fissuras na porcelana, que podem ser resultado de danos mecânicos na travessia ou então devido ao inchar e desinchar da travessia com a temperatura [16];

- Processo de envelhecimento da travessia.



(a)



(b)

Figura 7 – Fotografias termográficas de travessias (a) e (b) [17]

2.4.2. Regulador de tensão em carga

O regulador de tensão em carga é um dos componentes do transformador mais crítico pois é um dos únicos que apresenta movimento (figura 8(a)). Este está habilitado a fazer a regulação de tensão e/ou alteração de fase variando o rácio do número de espiras do transformador sem interromper a carga, permitindo assim a compensação das variações constantes de carga. Existem, essencialmente, dois tipos de reguladores de tensão em carga: os que utilizam resistências ou os que utilizam reatâncias durante o processo de comutação. Os primeiros encontram-se, geralmente, instalados no interior do tanque (podendo ter o seu próprio óleo ou então partilhar o óleo do tanque), enquanto os segundos encontram-se normalmente soldados ao tanque [18]. Na Europa em particular é usual utilizar reguladores de tensão em carga do tipo resistivo.

O regulador de tensão em carga é composto por uma componente de comutação “ruptor” e uma componente de seleção “seletor de tomadas”, como na figura 8(b). Todo o processo de comutação é conduzido por um motor de indução monofásico colocado no exterior do transformador.

Pretende-se que a variação da relação do número de espiras seja realizada sem interromper a corrente de carga. Como tal o processo ocorre sempre ligando a tomada seguinte antes de desfazer a ligação anterior. De modo a evitar a elevada corrente que advém do curto-circuito entre espiras insere-se uma impedância de transição, na forma de uma resistência elétrica ou reatância [14], conseguindo-se assim a transferência da corrente de carga de uma tomada para a outra.

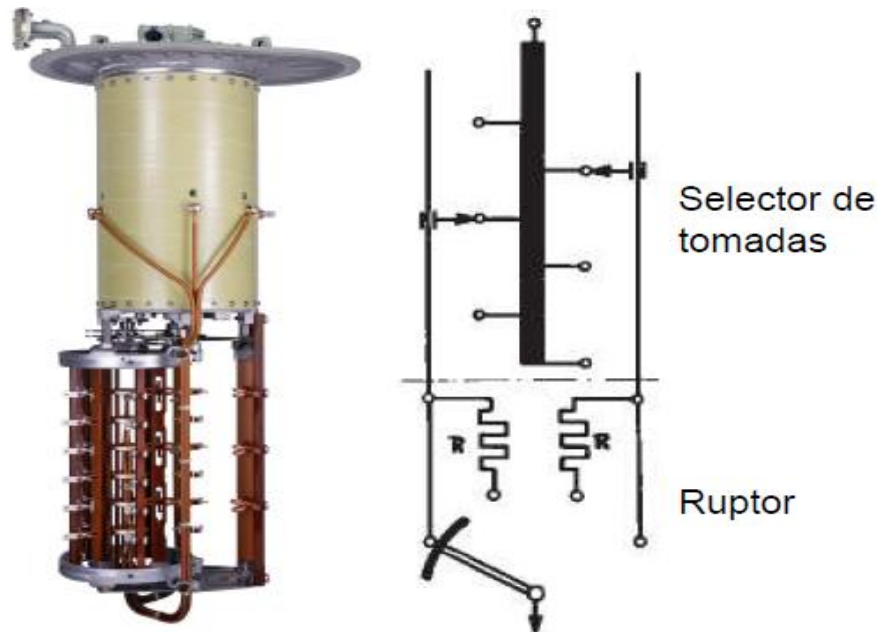


Figura 8 – Regulador de tensão em carga [19]

No regulador de tensão em carga podem também surgir condições anormais de funcionamento e que serão refletidas na operação do transformador. Apresentam-se de seguida algumas delas.

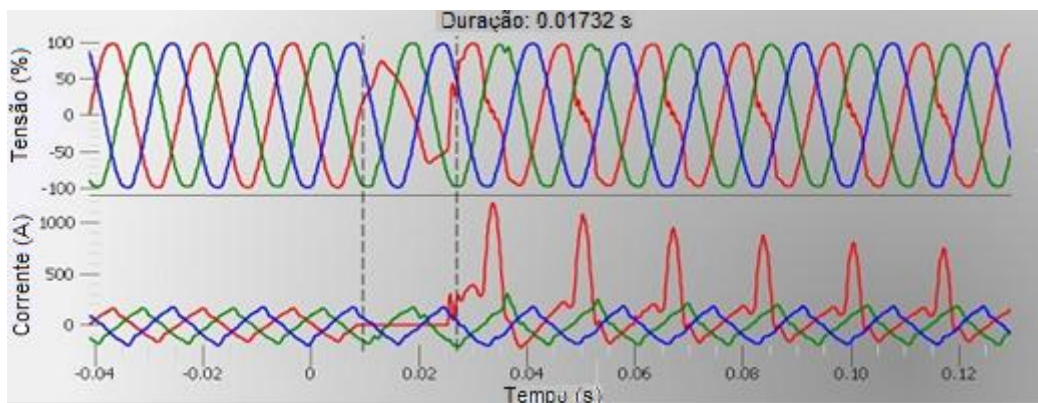
- A falta de manutenção deste equipamento pode levar à dessincronização entre o seletor e o comutador, fazendo com que o regulador de tensão não esteja na posição correta [7];
- Condensadores velhos ou queimados no motor podem dar origem a uma perda de controlo na direção do movimento do regulador, ou mesmo provocar a paragem do motor do regulador e impossibilitar a alteração do rácio do número de espiras;
- Com uso frequente, as molas dos comutadores perdem elasticidade, podendo mesmo quebrar. Neste caso, não será possível alterar o rácio do número de espiras do regulador;
- O regulador de tensão é frequentemente utilizado, o que leva ao desgaste de todo o mecanismo de comutação [13], principalmente nos contactos responsáveis pela transição de tomadas, os quais ficam sujeitos a arcos-elétricos. Ressalva-se o facto de no regulador de tensão em carga a interrupção de corrente levar ao aparecimento de um arco elétrico, o qual leva há formação de gases que são os mesmos que aparecem no tanque principal do transformador devido a falhas dielétricas. Como tal, se o tanque for partilhado podem acontecer falsas conclusões acerca de falhas dielétricas e sua localização;
- Quando se opera num mesmo contacto durante um longo período de tempo, existe o risco de deposição de partículas de carbono, as quais devido ao calor proveniente do aumento da resistência de contacto, podem carbonizar. Em caso extremo a carbonização dos contactos

leva à impossibilidade de operação já que os contactos ficam presos [20]. Esta anomalia revela-se pouco ocorrente nos reguladores de tensão em carga, sendo mais relevante para os reguladores de tensão sem carga.

O exemplo ilustrado na figura 9(a) ocorreu num transformador de uma subestação e mostra a ocorrência de uma falha severa no comutador do regulador. Como se pode verificar pela evolução das tensões e correntes aos terminais do transformador, a falha refletiu-se nos sinais pelo aparecimento de oscilações numa das correntes e a deformação associada à respetiva tensão (Fig. 9(b)).



(a)



(b)

Figura 9 – Condição anormal no regulador de tensão em carga (a) e sinais de corrente e tensão aos terminais do transformador (b) [21]

2.4.3. Tanque

O tanque, também designado de cuba, serve para conter o óleo, proteger fisicamente e suportar os vários componentes do transformador e assegurar a ligação à terra do circuito magnético e das várias partes metálicas. No tanque podem surgir fendas, que têm origem essencialmente em desgastes ambientais, tais como atmosfera corrosiva, elevada humidade e radiação solar. Estas fendas levam à

saída do óleo e conseqüente diminuição do seu nível, que por sua vez, conduz à redução da capacidade do sistema de isolamento do transformador e também sobreaquecimento, afetando várias componentes do mesmo. As paredes do tanque podem também sofrer ruturas devido a elevada pressão dos gases, que têm origem em arcos internos que vaporizam o óleo [22].

2.4.4. Sistema de arrefecimento

No transformador de potência o arrefecimento é conseguido através da circulação natural ou forçada do óleo e água ou ar. A circulação forçada baseia-se na utilização de bombas e ventoinhas. Existe uma codificação consoante o meio de arrefecimento interno e externo, e o tipo de circulação a que estão sujeitos. Por exemplo ONAN é interpretado como tendo para meio de arrefecimento interno óleo mineral e externo ar, a circulação em ambos caracteriza-se por ser natural. Geralmente no arrefecimento interno utiliza-se óleo mineral “O”, para tipos de circulação interna é comum ser natural “N”, circulando o óleo pelos enrolamentos e radiadores, ou forçada através dos radiadores e dirigida destes para os enrolamentos “D”, ou ainda se for apenas forçada “F”. No arrefecimento externo utiliza-se ar “A” ou água “W”. Para circulação externa tem-se “N” para convecção natural do ar e “F” para circulação forçada. Um mesmo transformador pode ter vários tipos de arrefecimento, isto é, consoante a temperatura e/ou a potência a que está sujeito, este pode ativar ou desativar as ventoinhas e/ou as bombas [14].

As anomalias mais significativas do sistema de arrefecimento conduzem ao aumento de temperatura do óleo do transformador, a qual afeta diferentes componentes do transformador e pode levar inclusivamente ao aumento da pressão dos gases que se formam, levando à explosão do mesmo. Estas falhas podem, por exemplo, ter origem em fendas nos tubos onde circula o óleo (causa a redução da quantidade de óleo levando à diminuição da troca de calor), ou mesmo devido a anomalias nas ventoinhas por medições erradas dos termómetros ou mau funcionamento do sistema de ventilação e bombagem. Na figura 10 é possível visualizar um caso em que o nível do óleo baixou e impediu a circulação do mesmo, já que as válvulas do radiador se encontram a um nível inferior.

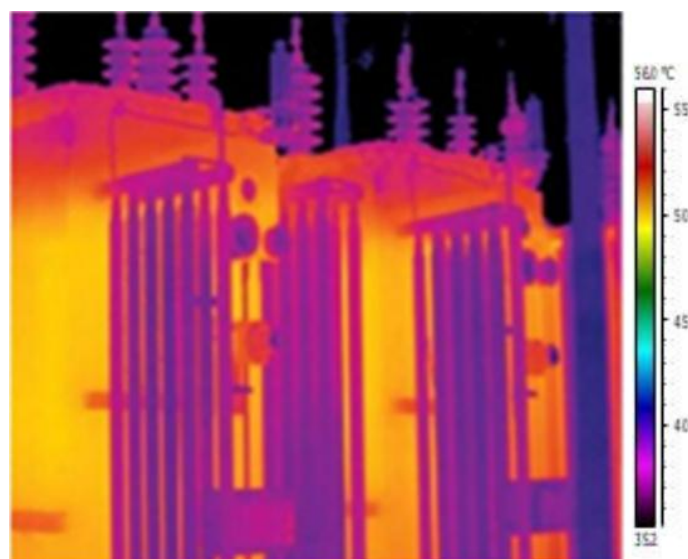


Figura 10 – Fotografia termográfica de transformador [23]

2.5. Conclusão

Verificou-se que existe uma variedade de condições anormais de funcionamento que levam à falha do transformador, no entanto é muito difícil listar todas elas, assim optou-se por definir para cada componente as anomalias mais frequente. Na tabela 1 sintetizam-se, com base na informação apresentada atrás e em [20], os modos de falha e as causas mais frequentes que surgem em cada componente do transformador.

Tabela 1 – Modos de Falha e Causas

Componente	Modo de Falha	Evento	Causa
Núcleo	Perda de eficiência	Deslocamento lâminas	- Correntes Parasitas
Enrolamentos	Curto-circuito	Dano mecânico	- Deficiências de fabrico - Corrosão - Má manutenção - Vibrações - Deslocamentos mecânicos
		Falha de isolação	- Sobretensões - Sobreaquecimento
Isolamento sólido	Não consegue fornecer isolação	Dano mecânico	- Envelhecimento celulose
		Falha de isolação	- Envelhecimento celulose - Sobreaquecimento
Isolamento líquido	Curto-circuito transformador	Partículas condutoras no óleo	- Envelhecimento - Sobreaquecimento
	Sobreaquecimento	Óleo não arrefece	- Falha de bombas/ventoinhas - Partículas no óleo (envelhecimento e sobreaquecimento)
Travessias	Sobreaquecimento	Descargas parciais e perda de propriedades dielétricas	- Contaminação do isolante - Entrada de água - Envelhecimento
Regulador de tensão em carga	Incapacidade de alteração do rácio do número de espiras	Danos mecânicos	- Quebra molas - Falta de manutenção - Condensadores velhos ou queimados - Carbonização - Desgaste de sistema de comutação

Tanque	Fuga de óleo	Danos nas paredes do tanque	<ul style="list-style-type: none"> - Elevada pressão dos gases - Desgastes ambientais
Sistema de arrefecimento	Sobreaquecimento	Incapacidade de arrefecimento	<ul style="list-style-type: none"> - Fendas dos tubos - Partículas no óleo (envelhecimento e sobreaquecimento) - Falhas de bombas/ventoinhas

3.Revisão das metodologias de diagnóstico dos transformadores de potência

3.1. Introdução

Um transformador de potência defeituoso pode levar a situações por vezes significativas em termos das respetivas consequências financeiras, técnicas, e ambientais. Daí a necessidade em detetar e identificar o defeito o mais cedo possível. A partir do momento que o preço do transformador for muito elevado, uma simples análise do óleo pode ser suficiente para evitar avarias sempre custosas associadas a uma interrupção prolongada do seu funcionamento. Logo, será preferível seguir a evolução e as tendências deduzidas do conjunto de informações inferidas a partir da análise efetuada ao óleo.

A análise dos gases dissolvidos no óleo por si só é bastante incompleta, já que as falhas detetadas pelos diversos métodos existentes podem ter diversas origens, e estas podem dar origem a diferentes falhas. Na tabela 2 apresenta-se um exemplo retirado de [24], onde se mostram os quatro grandes tipos de falhas, a nível *macro*, detetadas pela análise aos gases dissolvidos no óleo e algumas possíveis causas das mesmas. Para determinar a origem de uma falha é então essencial complementar a análise dos gases dissolvidos no óleo com outros métodos de diagnóstico existentes.

Tabela 2 – Falhas nos transformadores de potência e possíveis causas associadas [24]

Causas	Falhas			
	Descarga elétrica de alta energia	Descarga elétrica de baixa energia	Sobreaquecimento do papel	Sobreaquecimento do óleo
Curto-circuito entre espiras dos enrolamentos	X		X	
Circuito aberto dos enrolamentos	X		X	
Operação interna do LTC	X			
Deformação ou deslocamento dos enrolamentos		X	X	
Perda de ligação dos terminais das travessias	X	X	X	
Água ou demasiada humidade no óleo	X	X		
Partículas metálicas no óleo	X	X		

Deslocamento de espaçadores		X		
Sobrecarga			X	
Isolamento entre lâminas danificado				X
Ferrugem ou outros danos no núcleo				X
Obstáculos à passagem do óleo				X
Mau funcionamento do sistema de arrefecimento				X

3.2. Análise dos gases dissolvidos no óleo




























“However, it must be recognized that analysis of these gases and interpretation of their significance is, at this time, not a science but an art subject to variability.” (IEEE Std C57.104-2008, pag.1)

O diagnóstico do transformador através de uma análise aos gases dissolvidos no óleo que se enquadra na filosofia de uma manutenção condicional, é um instrumento de monitorização preventiva muito eficaz por permitir prever o estado e os defeitos iniciais que podem aparecer durante exploração do transformador. Como tal, é uma técnica essencial na determinação do seu “estado de saúde”. As duas principais causas de formação destes gases são perturbações elétricas e decomposição térmica. O ritmo a que cada um dos gases é produzido depende essencialmente da temperatura mas também do volume de material. O diagnóstico das falhas dos transformadores tem como gases chave: o hidrogénio (H_2), o metano (CH_4), o etano (C_2H_6), o etileno (C_2H_4), o acetileno (C_2H_2), o monóxido de carbono (CO) e o dióxido de carbono (CO_2).

Os tipos de falhas detetadas pela análise dos gases dissolvidos no óleo do transformador são falhas térmicas, descargas elétricas (baixa e alta energia) e descargas parciais. As falhas térmicas resultam de um aumento excessivo da temperatura do isolamento e podem ocorrer no papel ou no óleo. As falhas térmicas no óleo separam-se em várias classes já que, consoante a temperatura, os gases formados diferem. As descargas elétricas, de baixa ou alta energia, referem-se a disrupções do isolamento que podem resultar em arcos elétricos. Por descargas parciais entende-se o conjunto de descargas que levam à disrupção parcial do isolamento entre condutores [25].

Na tabela 3, apresenta-se uma padronização relativa á taxa de concentração de cada gás para cada tipo de falha. A tabela apresentada foi construída com base em informação recolhida de [26] e [27]. As cores simbolizam as diferentes quantidades de gases produzidos, sendo que a cor verde associa-se a pequenas quantidades (vestígios), o amarelo a quantidades médias e a cor vermelha a quantidades elevadas.

Tabela 3 – Padronização relativa aos gases produzidos no transformador e falhas associadas

	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	CO	CO ₂
Térmica papel							
Térmica óleo [150-300°C]							
Térmica óleo [300-700°C]							
Térmica óleo [>700°C]							
Descarga baixa energia							
Descarga alta energia (Arco-elétrico)							
Descarga parcial							

As concentrações totais dos gases, as suas proporções relativas e a velocidade de aumento de cada gás permitem avaliar o estado do transformador. São vários os critérios que permitem associar estes parâmetros com o tipo de falha que ocorreu, sendo os mais usuais atualmente o método de Rogers, Doernenburg [30], IEC 60599 [30], Duval [32], Key Gas[32] e TDCG [31]. Todos estes critérios são empíricos e os resultados são baseados na correlação entre os gases detetados, ou seja, muitos destes utilizam rácios para determinação da falha, os quais possibilitam eliminar o efeito do volume de óleo e alguns efeitos de amostragem [28]. De seguida apresentam-se alguns dos rácios mais usados e possíveis tipos de falha a que estão associados [29]. É de notar que estes só são significativos e só devem ser calculados se pelo menos um dos gases exceder o seu valor típico de concentração e de taxa de crescimento.

R1: (CH₄/H₂) – Descargas Parciais

R2: (C₂H₂/C₂H₄) – Arco-elétrico

R3: (C₂H₂/CH₄)

R4: (C₂H₆/C₂H₂) – Descarga de grande intensidade

R5: (C₂H₄/C₂H₆) – Sobreaquecimento óleo > 500 °C

R6: (CO₂/CO) – Sobreaquecimento celulose

R7: (N₂/O₂) – Consumo de oxigénio; defeito na vedação (*sealing*)

Apresenta-se de seguida uma pequena descrição de cada um dos métodos e respetivas características principais.

3.2.1. Método IEC 60599

Este método classifica e identifica as anomalias de acordo com a tabela do anexo A1. Os rácios devem ser observados quando existe um ou mais gases com elevada concentração ou com elevado crescimento. As variáveis de entrada são os rácios R2, R5 e R1, sendo que ao invés de R1 também se pode utilizar C_2H_2/C_2H_6 [30].

3.2.2. Método de Duval

O método de Duval interpreta os gases dissolvidos através de um triângulo de percentagens relativas dos gases CH_4 , C_2H_2 e C_2H_4 . O triângulo é apresentado na figura 11, onde as diferentes regiões coloridas são associadas a diferentes falhas. A percentagem relativa de cada gás é obtida dividindo a quantidade (em ppm) do gás, pela soma das quantidades dos três gases [32]. Por exemplo, para obter a percentagem relativa de CH_4 :

$$\%CH_4 = \frac{CH_4}{CH_4 + C_2H_2 + C_2H_4} \quad (3.1)$$

Em que CH_4 , C_2H_2 e C_2H_4 , representam as quantidades dos respetivos gases em ppm.

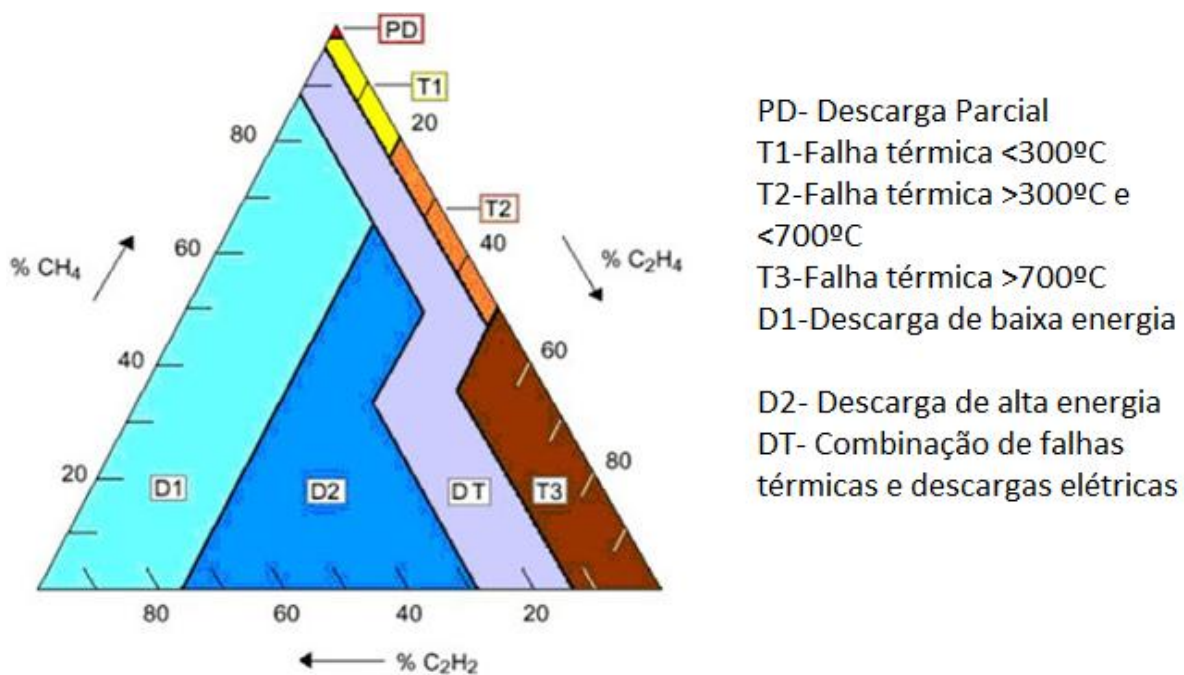


Figura 11 - Triângulo de Duval e falhas associadas [33]

3.2.3. Método Key Gas

Através da concentração dos diferentes gases chave (em ppm) determinam-se qualitativamente os tipos de falhas com base nos gases que são típicos ou predominantes a várias temperaturas. Na tabela do anexo A.2. apresenta-se a classificação dos tipos de falhas consoante os gases chave associados [30].

3.2.4. Método de Doernenburg

Este método sugere a existência de três tipos de falhas: térmica, arco elétrico e descarga de baixa energia (corona). Este método apenas considera o seu uso quando as concentrações de H_2 , CH_4 , C_2H_2 e C_2H_4 excedem duas vezes os limites estabelecidos e as concentrações dos gases CO e C_2H_6 , excedem três vezes os limites estabelecidos. O método é bastante complexo e muitas das vezes conduz a “nenhuma interpretação” [30]. No anexo A.3. apresenta-se o fluxograma relativo ao procedimento a efetuar para obter o diagnóstico do transformador.

3.2.5. Método TDCG (“Total Dissolved Combustible Gas”)

Metodologia que está presente na história da América do Norte, pois teve a sua aplicação inicial como ferramenta importante na análise dos gases nas minas [31]. Não oferece diagnóstico relativo às falhas no transformador, no entanto é relevante na indicação da variação dos níveis dos gases. O valor de TDCG é obtido através da quantidade dos gases H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 e CO , em ppm. Enquanto a taxa de crescimento é obtida fazendo a diferença entre os valores de TDCG de duas amostras dividida pelo tempo (dias) entre amostras. No anexo A.4. apresentam-se os limites de TDCG, os intervalos de amostra e os procedimentos de operação sugeridos.

3.2.6. Método de Rogers

Método simples de diagnóstico de falhas em transformadores. A sua validade é baseada na correlação dos resultados de um grande número de falhas identificadas com a análise dos gases de cada caso. Atribuem-se as respetivas falhas associadas (anexo A.5.), consoante os valores dos rácios escolhidos neste método.

3.2.7. Rácio CO_2/CO

O rácio CO_2/CO é habitualmente utilizado como indicador de decomposição térmica da celulose, sendo que apenas para valores do rácio inferiores a 3 essa indicação deve ser levada em conta [25].

3.3. Qualidade do óleo

São realizados vários ensaios ao óleo para verificar o seu estado de contaminação e deterioração, assim como as suas propriedades elétricas. Realizam-se ensaios elétricos, físicos e químicos (rigidez dielétrica, fator de potência, tensão interfacial, cor, lamas e sedimentos, índice de acidez, humidade relativa, viscosidade cinemática e teor de partículas, entre outros). No anexo A.6 apresentam-se alguns dos métodos e normas para cada um dos testes mais importantes [34].

3.3.1. Cor

Este teste permite, de uma forma rápida, ter uma perceção do estado do óleo. A avaliação é feita por comparação com padrões normalizados, atribuindo-se um número de cor do óleo. Alterações rápidas

na cor ou números de cor elevados estão associados com envelhecimento avançado e/ou contaminação do óleo [35].

3.3.2. Tensão Interfacial

O valor da tensão interfacial, a qual determina a tensão na interface entre dois líquidos (óleo e água), indica a presença de contaminantes polares solúveis no óleo [35].

3.3.3. Tensão de disrupção do dielétrico

A tensão de disrupção do dielétrico é uma medição da capacidade do óleo em suportar tensões elétricas. O teste é realizado imergindo dois eletrodos no óleo a uma certa distância. De seguida vão-se aplicando vários níveis de tensão alternada até se dar a disrupção do intervalo (Figura 12). Contaminantes, tais como, água, sedimentos e partículas condutoras reduzem o nível de tensão para o qual se dá a disrupção do intervalo [35].



Figura 12 – Ensaio de medição da tensão de disrupção do dielétrico [36]

3.3.4. Fator de dissipação

O fator de dissipação é uma medida do ângulo de perdas e dá uma indicação da corrente de fugas que circula pelo óleo. Com a deterioração ou contaminação do óleo, o valor de $\tan \delta$ aumenta, sendo que para óleos novos é espectável obter valores menores que 0,005 [35].

3.3.5. Número neutralizador

O número neutralizador ou valor de acidez é um indicador de oxidação/decomposição do óleo. No entanto, os ácidos presentes no óleo também podem surgir de fontes exteriores tais como uma atmosfera contaminada. Estes ácidos juntamente com água podem levar a uma corrosão no interior do transformador [35].

3.3.6. Conteúdo de água

O conteúdo de água é um parâmetro bastante importante a controlar, já que este acelera o processo de envelhecimento do isolamento e ao mesmo tempo é um dos produtos resultantes deste processo. Uma explicação mais detalhada sobre este teste e a sua importância é feita na secção 4.3.

3.3.7. Limites

Apresentam-se na tabela 4 os limites sugeridos em [37] para alguns dos testes feitos para determinação da qualidade do óleo do transformador.

Tabela 4 – Testes de qualidade do óleo do transformador e respetivos limites

Teste	Valor de acordo com classes de tensão		
	≤69kV	>69kV-<230kV	≥230kV
Tensão de disrupção dielétrica [kV]; valor mínimo; distância elétrodos 1mm	23	28	30
Tensão Interfacial [mN/m]; valor mínimo	25	30	32
Número neutralizador [mg KOH/g]; valor máximo	0.2	0.15	0.1
Conteúdo de água (ppm); valor máximo	35	25	20

3.4. Grau de Polimerização

O grau de polimerização é definido como o número de anéis de glicose numa macromolécula de celulose (Fig. 13) e fornece uma indicação do estado do papel e da tensão mecânica do sistema de isolamento. Este pode ser medido de forma indireta através da análise dos compostos furânicos ou então medido diretamente através de amostras de papel.

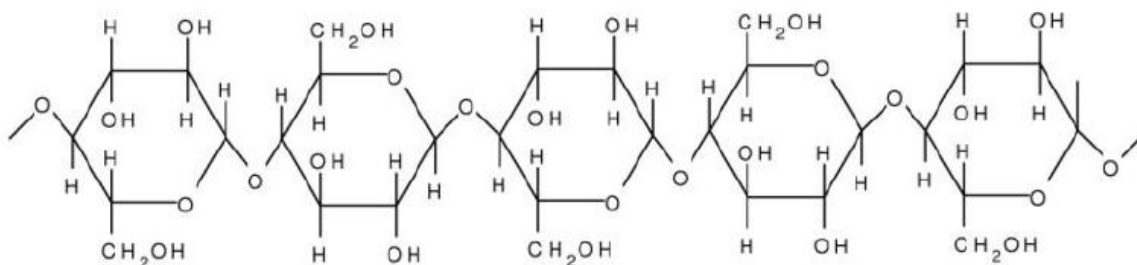


Figura 13 – Estrutura química molécula de celulose [38]

Através da equação de Arrhenius (3.2) é possível estimar o grau de polimerização (DP) num dado instante após a sua medição inicial [14].

$$\frac{1}{DP(t)} - \frac{1}{DP(0)} = A \cdot e^{-\frac{E_a}{R \cdot T}} \cdot t = k \cdot t \quad (3.2)$$

Onde:

DP(t) e DP(0) – corresponde ao DP no instante t e no instante inicial, respetivamente.

A – constante que depende do ambiente químico.

E_a – energia de ativação da reação, em kJ/mol

R – constante dos gases perfeitos (8.314 J/mol/K)

T – temperatura absoluta, em K

k – constante de velocidade (envelhecimento)

3.4.1. Análise dos compostos furânicos

Os compostos furânicos são um grupo de componentes orgânicos que são formados por deterioração do material celuloso (papel) no transformador. O sobreaquecimento juntamente com a humidade e oxidação aceleram o processo de deterioração do papel, resultando nos compostos furânicos, os quais se dissolvem no óleo. Uma análise por cromatografia líquida de alta pressão e alta resolução permite caracterizar, de forma indireta, o grau de polimerização da celulose. O valor do grau de polimerização obtido através da análise dos compostos furânicos refere-se ao valor médio de toda a estrutura de isolamento sólido. Dado que o papel não envelhece uniformemente, poderão existir regiões onde a degradação é mais severa, conforme descrito anteriormente, a existência de um nível elevado de dióxido e monóxido de carbono indica a necessidade de uma análise aos compostos furânicos. Os cinco principais tipos de compostos furânicos que se podem formar são:

1. *2-furfuraldeído* (2FAL)

2. *2-acetilfurano* (2ACF)

3. *2-alcool furfurílico* (2FOL)

4. *5-metil-2-furfuraldeído* (5MEF)

5. *5-hidroxi-metil-2-furfuraldeído* (5HMF)

A estrutura química dos vários compostos apresenta-se na figura 14.

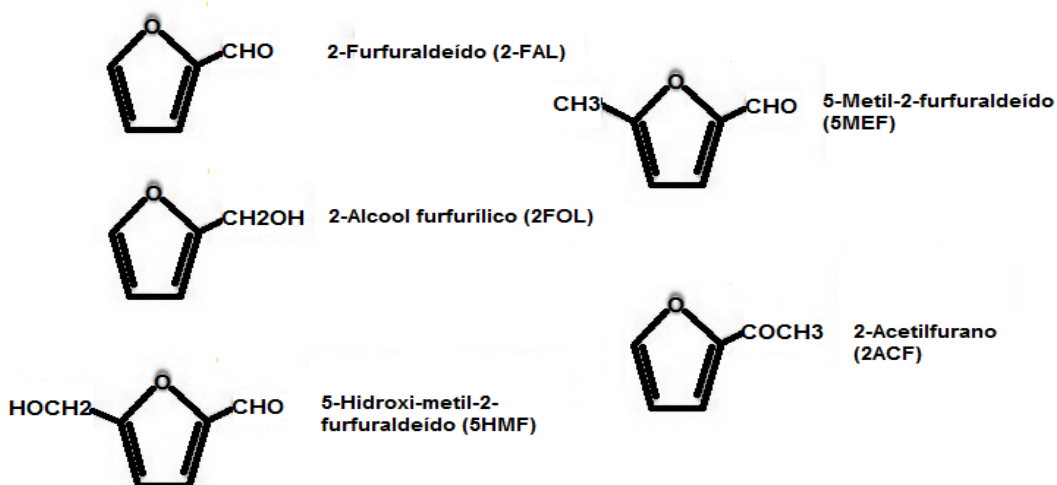


Figura 14 - Estrutura química dos compostos furânicos

A medição dos compostos furânicos no óleo mineral é efectuada segundo a norma IEC 61198. Existem vários métodos que relacionam o grau de polimerização com a de compostos furânicos encontrados no óleo. Realçam-se o método de Chendong [39] (eq. 3.2) aplicável em transformadores com papel *kraft*, o método de Stebbins (eq. 3.3) [39] que resulta de uma modificação do método de Chendong para transformadores com papel melhorado térmicamente, o método de De Pablo (eq. 3.4) [39] que foi desenvolvido baseado na teoria da cisão da cadeia de celulose e o método de Pahlavanpour (eq. 3.5) [39], o qual é uma modificação do método de De Pablo, onde se considera que o envelhecimento do papel não é uniforme e se assume que 20% das camadas interiores junto ao enrolamento se degradam ao dobro da velocidade, os quais associam o grau de polimerização com a concentração de 2FAL [39].

Chendong:

$$DP = \frac{1,51 - \log([2FAL]_{ppm})}{0,0035} \quad (3.2)$$

Stebbins:

$$DP = \frac{1,655 - \log([2FAL]_{ppm})}{0,0035} \quad (3.3)$$

De Pablo:

$$DP = \frac{7100}{8,8 + [2FAL]_{ppm}} \quad (3.4)$$

Pahlavanpour:

$$DP = \frac{800}{0,186 \times [2FAL]_{ppm} + 1} \quad (3.5)$$

3.4.2. Medição direta através de amostras de papel

Para a determinação direta do grau de polimerização é necessária uma amostra de papel, sendo entretanto necessário colocar o transformador fora de serviço. O valor é obtido por medição viscosimétrica de acordo com a norma IEC 60450. Mais uma vez o valor obtido não pode ser generalizado para todo o enrolamento [14].

3.5. Análise da resposta em frequência

Com a análise da resposta em frequência do transformador é possível detetar eventuais deformações nos enrolamentos, por comparação com uma referência previamente obtida. Diferenças na frequência de ressonância ou na magnitude estão relacionadas com alterações de indutâncias e capacidades, as quais são definidas de acordo com as dimensões físicas e com os materiais do transformador. Esta resposta em frequência é obtida impondo um impulso de tensão na entrada do transformador e medindo na saída o espectro de frequência e a sua resposta, obtida pela Transformada de Fourier. Este método exige no entanto colocar o transformador fora de serviço. Entretanto existem atualmente tentativas de realização deste ensaio em serviço, na qual se utilizam transitórios elétricos já existentes existentes na rede elétrica. Esta medida é atualmente simples de realizar. Contudo, a interpretação dos resultados é um pouco complicada e muitas vezes não se chega a um consenso [34], [4].

3.6. Fator de Potência

Fator de potência ou fator de perdas é uma medida importante na monitorização da condição do transformador e das travessias. O fator de potência refere-se ao quociente entre a corrente de fugas da componente resistiva e da componente capacitiva, que resultam da aplicação de uma tensão alternada. Se o isolamento fosse perfeito a componente capacitiva da corrente estaria naturalmente em avanço de 90° relativamente à tensão. No entanto, como existem perdas de Joule, verifica-se que este avanço é menor que 90° , pois a componente resistiva aumenta com a deterioração do dielétrico. Este teste é feito para determinar a condição do isolamento entre enrolamentos e compartimentos, sendo que apenas fornece uma indicação do estado geral do sistema de isolamento [40].

3.7. Corrente de excitação

A medição da corrente de excitação, realizando um ensaio em vazio, permite identificar avarias no circuito magnético e nos enrolamentos dos transformadores monofásicos ou trifásicos, tais como por exemplo enrolamentos curto-circuitados ou em aberto, problemas no regulador de tensão e também nas ligações elétricas. Quando algum destes problemas ocorre, altera-se a relutância do circuito magnético, a qual afeta a corrente necessária para impor um fluxo magnético no núcleo. Os resultados do teste devem ser comparados com testes anteriores ou com outras fases (no caso de trifásico) [4].

3.8. Indutância de fugas

Também designado por teste de curto-circuito, a medição da indutância de fugas é um método tradicional usado para detetar alterações na geometria dos enrolamentos e no núcleo. Estas deformações alteram o fluxo magnético e, conseqüentemente, a indutância de fugas. Os valores obtidos são comparados com a informação da chapa de características, testes anteriores ou com transformadores semelhantes [4].

3.9. Resistência elétrica de isolamento

Este teste é usual, no entanto não está normalizado devido à variabilidade dos resultados dependentes do ambiente no momento da medição (temperatura, humidade, nível de impurezas presentes nos materiais do isolamento). A resistência elétrica de isolamento fornece informação sobre o seu estado [4].

3.10. Resistência elétrica dos enrolamentos

A resistência elétrica de cada enrolamento é medida em corrente contínua. É necessário medir e registar a temperatura associada a cada medição da resistência, já que a temperatura faz variar a resistência. Este teste indica o estado dos enrolamentos e do comutador de tensão. Uma variação superior a 5% relativamente à informação da chapa de características indica danos graves no condutor [4].

3.11. Descargas elétricas Parciais

O teste de descargas parciais é essencialmente qualitativo. As descargas parciais resultam de disrupções dielétricas locais no sistema de isolamento. A intensidade e frequência das descargas parciais são um bom indicador do estado do material isolante, já que estas aumentam com o aumento da corrosão e decomposição do mesmo. As descargas parciais geram ondas eletromagnéticas, ondas acústicas, sobreaquecimento local e reações químicas. Para uma boa perceção da sua localização, tanto os sinais acústicos como elétricos devem ser medidos. Atualmente já existem alguns equipamentos de monitorização contínua baseados na medição destas duas variáveis [41].

3.12. Relação entre espiras

As espiras estão sujeitas a desgastes elétricos e mecânicos, os quais podem causar curto-circuitos ou circuitos abertos. A relação do número de espiras (N_2/N_1) está relacionada com o quociente entre a tensão do secundário (V_2) e a tensão do primário (V_1), ou seja, $V_2/V_1 \approx N_2/N_1$. O valor da razão entre as espiras não se deve desviar mais do que 0,5% da razão entre as tensões nominais dos enrolamentos, estipuladas na chapa de características.

3.13. Tensão de restabelecimento e correntes de polarização

O método da tensão de restabelecimento permite aceder ao conteúdo de água e ao nível de degradação do sistema de isolamento. Este ensaio é realizado carregando de cargas elétricas a estrutura dielétrica do isolante através da aplicação de um impulso de tensão, criando de seguida um curto-circuito através de uma impedância externa. O sinal obtido quando se remove a impedância externa permite caracterizar o estado do sistema de isolamento. Através da análise da resposta em frequência das correntes de polarização e despolarização é também possível perceber a condição do material isolante [4].

3.14. Vibrações mecânicas

As vibrações do transformador são originadas no núcleo, induzidas por magnetostricção (alteração de forma do material ferromagnético devido a alteração do campo magnético o que conduz à vibração do núcleo), e vibrações nos enrolamentos, induzidas por forças eletromagnéticas (força de interação entre a corrente dos enrolamentos e o campo de dispersão, resultando na vibração sua dos enrolamentos). A frequência de excitação do núcleo e dos enrolamentos é o dobro da frequência da corrente alternada, já que as forças variam com o quadrado da tensão e com a corrente do sinal elétrico, respetivamente. Sabe-se ainda que o núcleo apresenta frequências de vibração de maior magnitude devido às não-linearidades da magnetostricção do núcleo.

De modo a medir estas vibrações são instalados sensores (acelerómetros), nos lados e no topo da cuba do transformador. São colocados vários sensores de modo a reduzir a incerteza, devido às dimensões e à complexidade dos transformadores. Os sinais obtidos são geralmente transmitidos através de um cabo ótico e registados num dispositivo próprio. Com estes sinais é possível então detetar a condição dos enrolamentos e do circuito magnético [42].

3.15. Temperatura

A capacidade de carga dos transformadores é limitada pela temperatura dos enrolamentos (a qual não é uniforme). O método tradicional para estimar a temperatura dos enrolamentos consiste na medição da temperatura no topo e na base da cuba. O verdadeiro fator limitativo é o “ponto-quente”, o qual se encontra no topo do transformador e não está acessível diretamente. Têm sido desenvolvidos sensores que permitem medir diretamente a temperatura do “ponto-quente” dos enrolamentos, sendo que os mais fiáveis parecem ser os de fibra ótica. Estes sensores são colocados em espaçadores ou então nos condutores que se pretendem monitorizar. A temperatura do ponto quente segundo a IEC não deve exceder os 98°C [41].

3.16. Teste de infravermelhos

A monitorização direta por via de imagens termográficas, obtidas pelo teste de infravermelhos, é importante para prevenir condições anormais de operação e proteger o material de isolamento. As elevadas temperaturas no transformador, em especial a do “ponto-quente”, contribuem para a decomposição do óleo, para a deterioração do papel e para perdas de potência. Com este teste é possível localizar as zonas quentes que estejam a uma temperatura superior à da superfície externa do transformador. São apresentadas quatro cores na imagem térmica: branco, vermelho, azul e preto. As zonas mais quentes aparecem a branco e vermelho e as zonas mais frias a preto e azul [34].

3.17. Condição das travessias

As travessias são umas das causas mais frequentes de avarias nos transformadores, sendo que na maioria dos casos as avarias resultam de entrada de água. Estas estando em contacto com o exterior sofrem uma maior deterioração e estão mais vulneráveis a acidentes externos. As técnicas utilizadas para monitorização das travessias são adaptações das técnicas já mencionadas (análise dos gases

dissolvidos no óleo, qualidade do óleo, descargas parciais, termografia por infravermelhos, fator de potência, temperatura, etc.) [4].

3.18. Condição do regulador de tensão

Sendo o regulador de tensão um elemento do transformador, este está sujeito a várias condições anormais de funcionamento. Somando a isto o facto do regulador de tensão ser dos poucos elementos do transformador que realiza movimentos mecânicos, está sujeito a um maior desgaste. Como tal, a monitorização deste tipo de aparelhos é fundamental, sendo que se destacam a monitorização e análise da temperatura na resistência dos enrolamentos da corrente de alimentação do motor que aciona o comutador, dos gases dissolvidos no óleo e também o seu padrão de vibrações [4].

3.19. Conclusão

Neste capítulo apresentou-se uma revisão dos métodos “tradicionalis” de monitorização e diagnóstico de transformadores de potência, verificou-se a existência de uma variedade de métodos que permitem aceder ao estado dos vários componentes. Apenas se fez referência aos métodos mais usuais, no entanto à que ter presente o facto de haver mais métodos e técnicas que permitem determinar a condição das várias partes do transformador. Assim conclui-se que é possível aliando à análise dos gases dissolvidos no óleo os restantes métodos determinar na maioria dos casos o local onde ocorrem condições anormais de funcionamento.

4. Modelos de diagnóstico de transformadores de potência através de monitorização contínua

4.1. Introdução

Após ter sido feita uma revisão das metodologias de diagnóstico dos transformadores de potência, interessa perceber quais têm aplicação para monitorização de forma automática e contínua no tempo, e como podem ser aplicadas. A monitorização é feita através de múltiplos sensores que captam algumas variáveis que possibilitam determinar o estado do transformador e dos seus componentes.

A monitorização contínua no tempo e de forma automática possibilita às companhias que possuem os transformadores acompanhar “minuto-a-minuto” o estado dos seus ativos, como tal, tem a vantagem de permitir detetar anomalias precocemente, evitando que estas evoluam para situações com grandes perdas técnico-económicas.

4.2. Modelo Térmico

É fundamental monitorizar a temperatura do transformador, principalmente a do ponto-quente (*hotspot*), a qual fica algures na parte superior do transformador como se representa na figura 15, de modo a aumentar a eficiência de operação e reduzir a probabilidade de paragem do transformador. Outra medida importante de temperatura é a do topo do óleo (*top oil*), a qual representa a temperatura na parte superior do óleo do transformador. É possível obter a temperatura do ponto-quente de forma direta, através de um sistema de fibra ótica, ou de forma indireta, através de modelos que a estimam.

O cálculo da temperatura do ponto quente, de acordo com [43], baseia-se essencialmente no diagrama da figura 14, o qual tem por base as seguintes hipóteses:

1. A temperatura do óleo no tanque do transformador aumenta linearmente entre o fundo e o topo, independentemente do tipo de arrefecimento;
2. A temperatura ao longo do enrolamento também aumenta de forma linear entre o fundo e o topo, independente do tipo de arrefecimento. Para a mesma posição horizontal, esta temperatura excede sempre a do óleo, no valor de uma constante g_r (gradiente entre temperatura média dos enrolamentos e do óleo);
3. O aumento de temperatura do ponto-quente é superior ao aumento de temperatura do enrolamento no topo do mesmo. A diferença é determinada multiplicando a constante g_r pelo fator de ponto-quente (HSF).

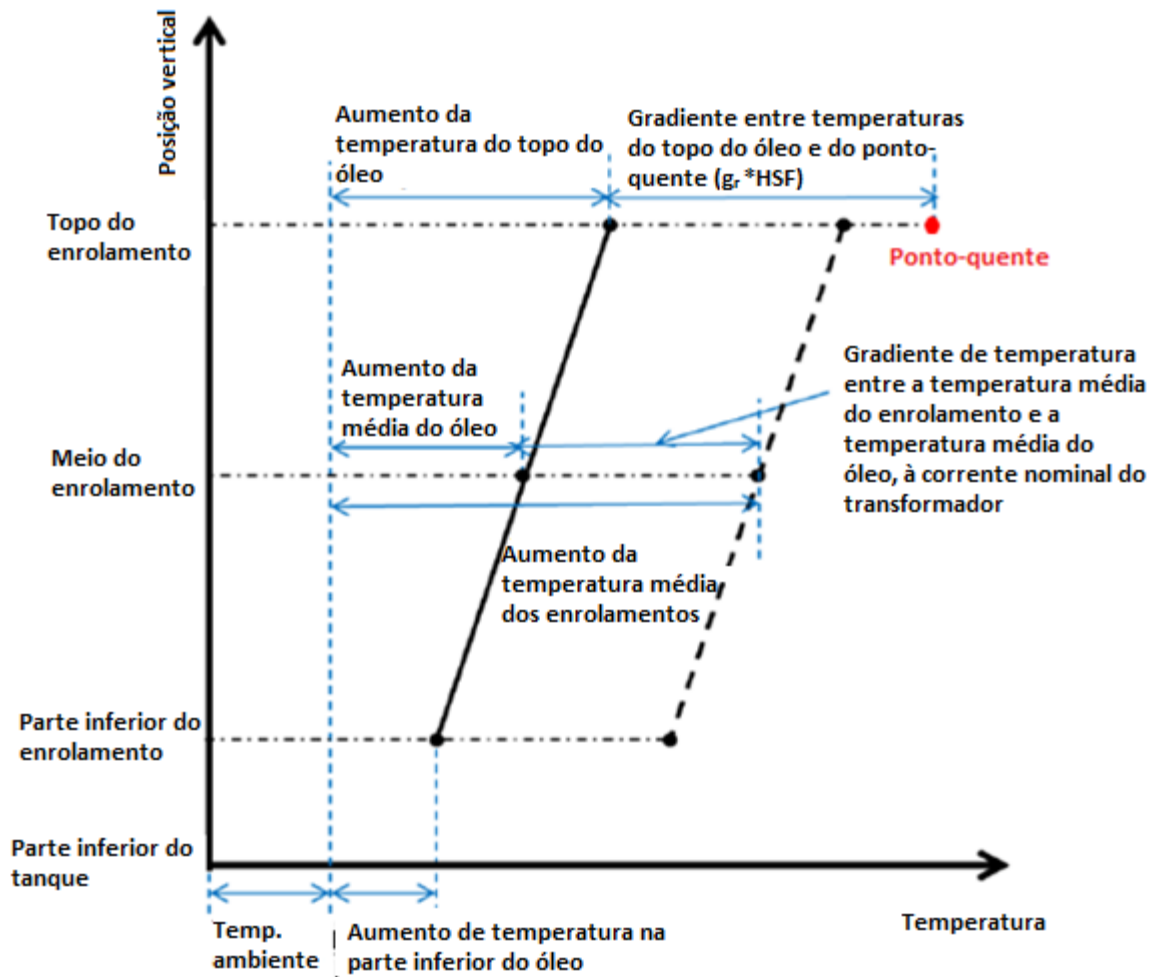


Figura 15 – Diagrama para o modelo térmico do transformador de potência [43]

Em [43] indica-se que é possível estimar a temperatura no topo do óleo (θ_0) através da equação (4.1), a qual depende da temperatura ambiente (θ_a), do fator de carga (K), o qual é calculado dividindo o valor eficaz da corrente pelo seu valor nominal, do rácio entre as perdas de carga à corrente nominal e as perdas sem carga (R), do expoente das perdas totais *versus* o aumento da temperatura no topo do óleo (x), do aumento da temperatura em *steady-state* em condições de perdas nominais ($\Delta\theta_{or}$), da média das constantes de tempo térmicas do óleo (τ_0) e da constante do modelo térmico (k_{11}).

$$\left[\frac{1 + K^2 \cdot R}{1 + R} \right]^x \cdot (\Delta\theta_{or}) = k_{11} \cdot \tau_0 \cdot \frac{d\theta_0}{dt} + [\theta_0 - \theta_a] \quad (4.1)$$

Para obter a temperatura do ponto-quente (θ_h), é necessário somar à temperatura do topo do óleo (θ_0) o gradiente entre a temperatura do ponto-quente e do topo do óleo com a carga considerada ($\Delta\theta_h$). De modo a facilitar o cálculo deste gradiente divide-se em duas equações diferenciais (4.3) e (4.4) e depois somam-se os gradientes resultantes, $\Delta\theta_{h1}$ e $\Delta\theta_{h2}$ (equação (4.2)).

$$\Delta\theta_h = \Delta\theta_{h1} - \Delta\theta_{h2} \quad (4.2)$$

$$k_{21} \cdot K^y \cdot (\Delta\theta_{hr}) = k_{22} \cdot \tau_w \cdot \frac{d\Delta\theta_{h1}}{dt} + \Delta\theta_{h1} \quad (4.3)$$

$$(k_{21} - 1) \cdot k^y \cdot (\Delta\theta_{hr}) = \frac{\tau_0}{k_{22}} \cdot \frac{d\Delta\theta_{h2}}{dt} + \Delta\theta_{h2} \quad (4.4)$$

Os restantes símbolos de variáveis ou parâmetros que surgem nestas três equações são as constantes do modelo térmico (k_{21} e k_{22}), a constante de tempo dos enrolamentos (τ_w) e o expoente da corrente *versus* o aumento de temperatura do enrolamento (y).

Para ciclos de carga normais, a temperatura no topo do óleo máxima é 105°C e a temperatura do ponto-quente é 120°C. Na norma são ainda sugeridos valores para os parâmetros característicos do transformador de potência de acordo com o tipo de arrefecimento, os quais estão presentes na tabela 5 [43].

Tabela 5 – Valores dos parâmetros característicos do transformador em função do tipo de arrefecimento

	ONAN ("Oil natural air natural")	ONAF ("Oil natural air forced")	OF^(a) ("Oil forced")	OD^(b) ("Oil directed")
x	0,8	0,8	1,0	1,0
y	1,3	1,3	1,3	2,0
R	6,0	6,0	6,0	6,0
τ_0 (min)	210	150	90	90
τ_w (min)	10	7	7	7
$\Delta\theta_{or}$ (K)	52	52	56	49
$\Delta\theta_{hr}$ (K)	26	26	22	29
k_{11}	0,5	0,5	1,0	1,0
k_{21}	2,0	2,0	1,3	1,0
k_{22}	2,0	2,0	1,0	1,0

(a) – OF inclui os tipos de arrefecimento OFAN, OFAF, OFWF

(b) – OD inclui os tipos de arrefecimento ODAN, ODAF, ODWF

Um exemplo de cálculo recorrendo às equações diferenciais em (4.1), (4.3) e (4.4) é descrito em [43], no qual se ressalva o facto do tempo de amostragem dever ser inferior a metade da constante de tempo dos enrolamentos (τ_w), a qual é da ordem dos 7 minutos. Assim, o período de amostragem deverá ser inferior a 3 minutos. Havendo ainda informação do tipo de arrefecimento a cada instante, as constantes devem corresponder a este. Ou seja, se num instante o transformador está ONAN, para efeitos de cálculo devem-se utilizar as constantes referentes a este tipo de arrefecimento. Se num outro instante o tipo de arrefecimento passa a ONAF, as constantes devem ser alteradas de acordo com a tabela para as que correspondem ao arrefecimento ONAF.

4.3. Modelo para a estimação do conteúdo de água no isolamento (papel e cartão) e temperatura das bolhas de água

A condição do isolamento é um aspeto essencial na fiabilidade de operação do transformador, sendo que transformadores com um teor de água no papel elevado têm uma maior taxa de envelhecimento (aceleração da decomposição do papel) e não conseguem suportar, sem risco, cargas mais elevadas, já que existe uma maior possibilidade de formação de bolhas [44]. Estas formam-se quando existe um aumento de temperatura, causando a evaporação da água absorvida com elevado vapor e pressão nas camadas interiores do papel. Se a pressão for muito elevada, leva à expulsão do óleo das camadas do papel e à formação de bolhas na superfície do isolamento, conduzindo à diminuição da capacidade dielétrica [45].

A água nos transformadores de potência encontra-se maioritariamente na forma de água dissolvida e está disponível para se movimentar entre o óleo e o isolamento sólido. No entanto, alguma quantidade de água está associada a subprodutos resultantes da oxidação do óleo, estando esta apenas parcialmente disponível para migração. A maior parte da água encontra-se no isolamento sólido (papel e cartão) e o conteúdo médio de água no mesmo é, em situação normal, quase constante ao longo do tempo, verificando-se o contrário no óleo. Apresenta-se na tabela 6 um exemplo da distribuição do teor de água num transformador de 25 MVA [46], no qual se ilustra o que foi referido atrás.

Tabela 6 – Distribuição do conteúdo de água num transformador de 25 MVA

	40°C		80°C	
Óleo (25000 litros)	10 ppm	0,25 kg	80 ppm	2,0 kg
Papel (2500 kg)	3 %	75 kg	2,93%	73,25 kg
Total		75,25 kg		75,25 kg

De onde vem a água?

A água surge no transformador através de três fontes distintas [47]:

- Água residual que advém do fabrico – Durante o fabrico a água instala-se nos diferentes componentes do transformador e, apesar de se fazer secagem ao mesmo, existe sempre uma porção de água que fica, tipicamente 0,4-1%;
- Entrada a partir da atmosfera – A atmosfera é considerada a maior fonte de água dos transformadores, sendo que esta pode entrar, por exemplo, por exposição a ar húmido durante a instalação ou reparações e devido a fendas que expõem o interior do transformador;

- Envelhecimento do óleo e da celulose – A decomposição da celulose que consiste essencialmente na quebra das ligações das cadeias de glucose, reflete-se no aparecimento de água e outros compostos. A oxidação do óleo também contribui para a formação de água.

Estima-se que o aumento normal de água anual seja de aproximadamente 0,1% [47].

Métodos de medição

Existem vários métodos de medição do conteúdo de água no papel, podendo-se dividir em diretos e indiretos. Apenas existe um método de medição direto, o qual consiste na extração de uma amostra de papel e medição através de titulação Karl Fischer [47]. Para aceder ao conteúdo de água no isolamento de papel ou cartão de forma indireta, realizam-se medições do conteúdo de água no óleo, ou efetuam-se medidas do fator de potência ou então realizam-se medidas à resposta dielétrica. Como o método mais simples e mais usual é o de medição de teor de água no óleo, optou-se por este. A metodologia consiste em três etapas:

- Obtenção de uma amostra de óleo em serviço;
- Medição do teor de água no óleo (ppm) através de titulação Karl Fischer;
- Estimação do teor de água no isolamento de papel ou cartão (%) utilizando as curvas de equilíbrio. Na figura 16 apresenta-se um exemplo destas curvas, tendo sido estas publicadas por Oomen em 1984 [46].

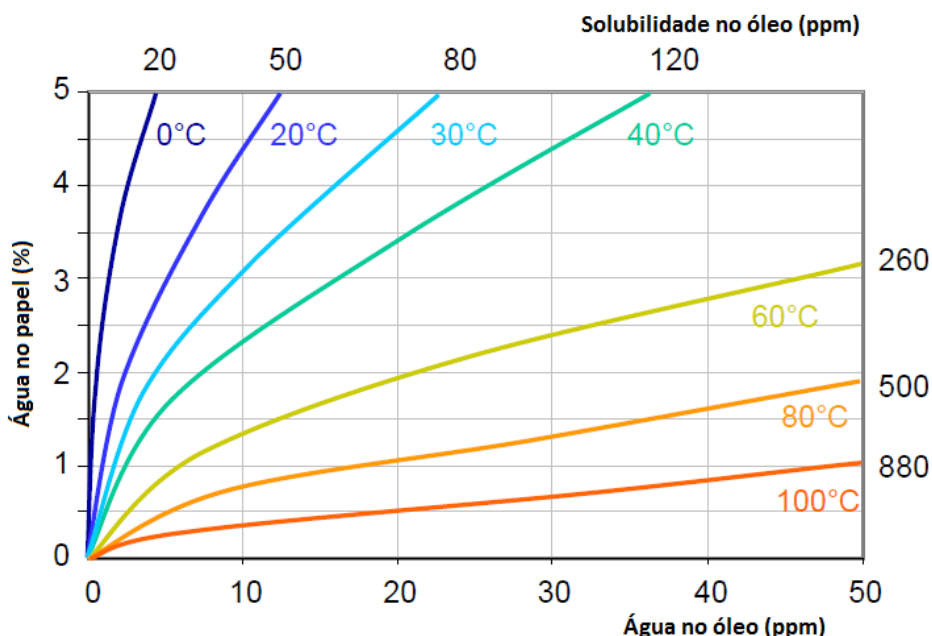


Figura 16 – Curvas de equilíbrio de Oomen, adaptado de [47]

A aplicabilidade destas curvas está sujeita ao equilíbrio termodinâmico. No entanto, na prática as condições de estabilidade térmica nunca são atingidas. Para além de variações da carga do transformador, este é submetido a variações de temperatura diárias e sazonais. Assim, as curvas de equilíbrio não podem ser diretamente aplicadas. Outros erros relevantes são descritos em [47], tais como: obtenção de diferentes resultados utilizando diferentes curvas e a existência de diferentes conteúdos de água ao longo do enrolamento devido ao gradiente de temperatura.

Cálculo do teor de água no papel

Para estimar o conteúdo de água no papel é comum utilizar a equação de Fessler (4.5) [46]. Este combinou os dados de Houtz, Ewart, Oomen e a sua experiência [48], para obter uma equação que permite estimar o conteúdo de água no papel (WCP) através da temperatura (T), e da pressão do vapor de água (p) exercida pelo papel.

$$WCP = 2,173 \cdot 10^{-7} \cdot p^{0,6685} \cdot e^{\frac{4725,6}{T+273,15}} \quad (4.5)$$

Através da definição de saturação relativa (RS) [45] é possível associar a pressão (p) com o conteúdo de água no óleo (WCO). A equação (4.6) representa a saturação relativa de um gás ideal ou de um líquido e é definida como sendo o rácio do conteúdo de água (WCO) e da solubilidade água no óleo (W_s), enquanto a equação (4.7) se refere a um sólido e é definida como sendo o rácio entre a pressão do vapor de água (p) exercida pelo papel e a pressão de vapor de água de saturação (p_s) [45].

$$RS = \frac{WCO}{W_s} \cdot 100\% \quad (4.6)$$

$$RS = \frac{p}{p_s} \cdot 100\% \quad (4.7)$$

Em condições de equilíbrio termodinâmico, o qual é obtido quando se atinge o equilíbrio térmico, mecânico e químico, a migração de moléculas de água dentro dos materiais e a migração entre óleo e celulose tende para zero [45]. Isto corresponde a se ter uma pressão de vapor igual nos diferentes materiais (equação (4.8)).

$$p_{celulose} = p_{óleo} = p_{ar} \quad (4.8)$$

Assim, nestas condições, a saturação relativa toma também o mesmo valor nos diferentes materiais adjacentes (equação (4.9))

$$RS_{celulose} = RS_{óleo} = RH_{ar} \quad (4.9)$$

Utilizando a igualdade de (4.9) em (4.6) e (4.7), obtém-se:

$$\frac{WCO}{W_s} = \frac{p}{p_s} \quad (4.10)$$

A solubilidade de água no óleo (W_s) é calculada através da equação (4.11) [45].

$$W_s = 10^{-\frac{B}{T+273,15}+A} \quad (4.11)$$

Em [25] sugere-se que B tome o valor de 1567 e A o valor de 7,0895. No entanto, os parâmetros A e B variam consoante o óleo e o estado do mesmo.

De modo a determinar a pressão de vapor de água é necessário também calcular a pressão do vapor de água de saturação. Em 1981, Buck [49] chegou a uma expressão para o cálculo da mesma (4.12).

$$p_s = 0,00603 \cdot e^{\frac{17,502 \times T}{240,97 + T}} \quad (4.12)$$

Conclui-se então que a pressão de vapor de água é estimada pela equação (4.13), a qual resulta da substituição de (4.11) e (4.12) em (4.10).

$$p = \frac{WCO}{10^{-\frac{B}{T+273,15}+A}} * 0,00603 * e^{\frac{17,502 \times T}{240,97 + T}} \quad (4.13)$$

Por fim, estima-se o conteúdo de água no papel substituindo (4.13) em (4.5). Como visto anteriormente este valor tem alguns erros inerentes, os quais podem ser reduzidos fazendo uma média a longo prazo, obtendo-se assim uma aproximação da condição de equilíbrio [47].

Prova-se em [49] que uma média de sete dias oferece uma boa precisão do teor de água no isolamento sólido para aqueles sete dias, ou seja, fazem-se médias semanais. Pretende-se nesta dissertação demonstrar que fazendo médias ponderando os sete dias anteriores é possível obter valores válidos de conteúdo de água diários, ao invés de semanais.

Temperaturas consideradas nas equações anteriores

As temperaturas das equações variam, sendo que para a equação (4.11) a temperatura deve ser a temperatura no local de colheita de óleo para medição de teor de água no óleo (Temperatura 3 da figura 17), a temperatura das outras equações está associada com a temperatura do papel, sendo que se pode estimar o teor de água no papel na parte inferior (WCP 2) ou superior (WCP 1). Para isso as temperaturas a utilizar são respetivamente da parte inferior (Temperatura 2) e da parte superior (Temperatura 1). O teor de água no papel será superior na parte inferior do transformador visto que aí a temperatura é inferior como tal existe uma menor migração de água para o óleo, no entanto, é na parte superior que existe maior risco de formação de bolhas pois a temperatura é superior.

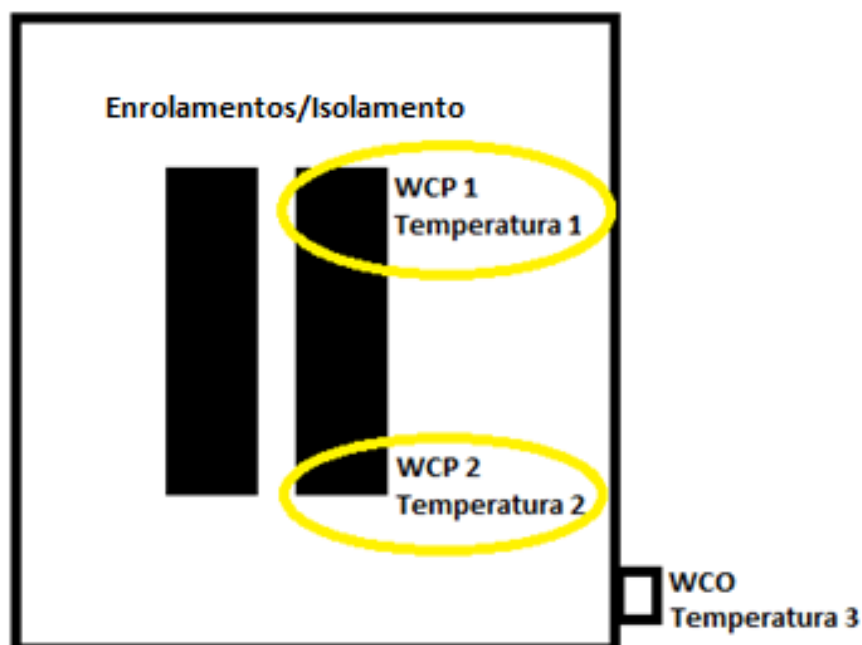


Figura 17 – Temperaturas para o cálculo de teor de água no isolamento sólido

Limites e definições:

Na norma IEEE C57.106-2002 [25] é possível encontrar uma sugestão de percentagens máximas de água no sistema de isolamento sólido, as quais se apresentam de seguida:

- <69 kV, 3% máximo
- 69 kV-230kV, 2% máximo
- >230 kV, 1,25% máximo

Outras normas existentes apenas atribuem classificações para o conteúdo de água. Por exemplo em [46], o autor refere que a norma IEEE 62 – 1995 recomenda a seguinte atribuição:

- Isolamento seco, 0 – 2 %
- Isolamento húmido, 2 – 4%
- Isolamento muito húmido, >4,5%

Temperatura de origem de bolhas de água

Uma medida importante a monitorizar através do conteúdo de água no papel é a temperatura para a qual podem ocorrer bolhas de água. Em [44] são referidas duas relações que permitem calcular a temperatura de origem de bolhas de água. A primeira (4.14) é uma fórmula empírica sugerida por Oommen e Lindgren [44], dependente do conteúdo de água no papel (WCP), da pressão total a atuar nas bolhas (P) e do conteúdo total de gases no óleo (g).

$$T = \left[\frac{6996,7}{22,454 + (1,4495 \cdot \ln(WCP)) - \ln(P)} \right] - \left[e^{0,473 \cdot WCP} * \left(\frac{g}{30} \right)^{1,585} \right] \quad (4.14)$$

A outra equação (4.15) foi publicada por Koch e Tenbohlen [44] e, utiliza dois parâmetros que dependem do material (A e B) e do conteúdo de água no papel (WCP). Alguns valores típicos destes parâmetros estão disponíveis na tabela 7, os quais dependem do tipo de óleo e da condição do papel kraft de isolamento.

$$T = A \times e^{B \times WCP} \quad (4.15)$$

Tabela 7 – Parâmetros a utilizar na equação (4.15)

Óleo	Papel kraft	A	B
Shell Diala D novo	Novo	195,5	-0,11186
Shell Diala D novo	Melhorado termicamente novo	237,7	-0,13718
Shell Diala K 6 SX usado	Melhorado termicamente usado	178	-0,07338

4.4. Modelo de envelhecimento do transformador

O modelo de envelhecimento tem como objetivo estimar o estado do isolamento sólido ao longo do tempo, sendo este de enorme utilidade devido ao facto de não haver acesso direto ao isolamento sólido, ao invés do que acontece para o isolamento líquido.

É possível, tal como referido anteriormente, estimar o grau de polimerização do isolamento sólido passado t anos após a determinação do mesmo a partir da equação (3.2). É também possível determinar o tempo restante de vida, impondo um grau de polimerização final, geralmente de 200.

A energia de ativação da reação (E_a) toma como valor habitual 111 kJ/mol. A constante que depende do ambiente químico (A) varia com o conteúdo de água, com o conteúdo de oxigénio e com a acidez, este último menos importante. Como tal, é possível atualizar a estimativa do grau de polimerização consoante o tempo de amostragem da temperatura, do conteúdo de água e do conteúdo de oxigénio. A temperatura a utilizar será a do ponto-quente, pois assim considera-se o pior caso.

Em [50] determinou-se o valor da constante A para meios com pouco, médio e muito oxigénio, tudo para conteúdos de água no papel (WCP) de 0,5%, 1,6% e 2,7%, e para dois tipos de papel, *kraft* e *kraft* termicamente melhorado, os valores determinados encontram-se na tabela 8. Daqui é possível, fazendo uma interpolação polinomial, tal como em [51] se fez para as equações (4.16), (4.17) e (4.18), determinar as equações que possibilitam o cálculo da constante A , para papel *kraft* melhorado termicamente, as equações obtidas são (4.19), (4.20) e (4.21).

Papel Kraft:

- Conteúdo baixo de oxigénio no óleo ($O_2 < 6000$ ppm):

$$A = 1,78 \cdot 10^{12} \cdot \left(\frac{WCP}{100}\right)^2 - 1,10 \cdot 10^{10} \cdot \left(\frac{WCP}{100}\right) + 5,28 \cdot 10^7 \quad (4.16)$$

- Conteúdo médio de oxigénio no óleo ($7000 \text{ ppm} < O_2 < 14000$ ppm):

$$A = 1,30 \cdot 10^{11} \cdot \left(\frac{WCP}{100}\right) - 1,84 \cdot 10^8 \quad (4.17)$$

- Conteúdo elevado de oxigénio no óleo ($16500 \text{ ppm} < O_2 < 25000$ ppm):

$$A = 1,71 \cdot 10^{11} \cdot \left(\frac{WCP}{100}\right) + 1,55 \cdot 10^8 \quad (4.18)$$

Papel Kraft melhorado termicamente:

- Conteúdo baixo de oxigénio no óleo ($O_2 < 6000$ ppm):

$$A = 2,26281 \cdot 10^{12} \cdot \left(\frac{WCP}{100}\right)^2 - 2,9119 \cdot 10^{10} \cdot \left(\frac{WCP}{100}\right) + 1,56625 \cdot 10^8 \quad (4.19)$$

- Conteúdo médio de oxigénio no óleo (7000 ppm < O₂ < 14000ppm):

$$A = 3,13223 \cdot 10^{12} \cdot \left(\frac{WCP}{100}\right)^2 - 1,7686 \cdot 10^{10} \cdot \left(\frac{WCP}{100}\right) + 2,13124 \cdot 10^8 \quad (4.20)$$

- Conteúdo elevado de oxigénio no óleo (16500 ppm < O₂ < 25000ppm):

$$A = 2,6405 \cdot 10^{12} \cdot \left(\frac{WCP}{100}\right)^2 + 9,0095 \cdot 10^{10} \cdot \left(\frac{WCP}{100}\right) - 8,74876 \cdot 10^8 \quad (4.21)$$

Tabela 8 – Constante *A* consoante conteúdo de água, concentração de oxigénio e tipo de papel [50]

Tipo de papel	Concentração de oxigénio no óleo	Conteúdo de água no papel	<i>A</i>
Papel kraft	Baixa	0,5%	1,42.10 ⁸
		1,6%	6,80.10 ⁸
		2,7%	1,65.10 ⁹
	Média	0,5%	4,66.10 ⁸
		1,6%	1,66.10 ⁹
		2,7%	3,33.10 ⁹
	Alta	0,5%	9,33.10 ⁸
		1,6%	3,05.10 ⁹
		2,7%	4,70.10 ⁹
Papel kraft melhorado termicamente	Baixa	0,5%	6,92.10 ⁷
		1,6%	2,61.10 ⁸
		2,7%	1,03.10 ⁹
	Média	0,5%	2,70.10 ⁸
		1,6%	7,32.10 ⁸
		2,7%	2,03.10 ⁹
	Alta	0,5%	4,29.10 ⁸
		1,6%	2,03.10 ⁹
		2,7%	4,27.10 ⁹

4.5. Modelo de monitorização do fator carga

O modelo do fator de carga é bastante simples e tem como propósito monitorizar o fator de carga do transformador, o qual, tal como sugerido em [43], deve ser inferior a 200%. O cálculo do fator de carga é realizado dividindo o valor eficaz da corrente pelo seu valor nominal. Sempre que a carga exceder 200%, deve “soar um alarme” e deve-se olhar para o estado dos componentes do transformador e perceber a sua condição de funcionamento. É de notar que o fator de carga é utilizado como variável de entrada do modelo térmico.

4.6. Modelo de análise dos gases dissolvidos no óleo

Este modelo passa pela aplicação dos métodos de análise dos gases dissolvidos no óleo já descritos na secção 3.2. Tal como previamente referido, estes só têm validade quando a concentração de um dos gases ou a taxa de variação de um dos gases excederem certos valores. A tabela 9 resume os limites de acordo com algumas das normas ou entidades com maior relevância atualmente no mercado. Sendo que para “IEC Std 60599-97” apresentam-se os valores considerados normais, enquanto para as outras apresenta-se o limite máximo sugerido.

Os limites da taxa de variação, segundo a norma IEC 60599-1999, dependem muito do tipo de transformador, da idade, do tipo de falhas identificadas, padrões de carga e o volume de óleo. Sugere-se que um aumento de 10% em algum gás num mês seja geralmente indicativo de falha ativa e que, não havendo variação ou a variação for muito pequena (<10% num mês), possivelmente a falha desapareceu. Como tal, optou-se por apenas se aplicarem os métodos de análise dos gases dissolvidos no óleo do transformador quando os gases estão acima da sua concentração considerada normal e também a taxa de variação exceda 10% quando comparando o dia em análise com o dia correspondente a 30 dias anteriores a este.

Tabela 9 – Limites para a concentração dos gases dissolvidos no óleo [52]

	Concentração de gás, ppm							
	H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	TCG
IEC Std 60599-97	60-150	540-900	5100-13000	40-110	50-90	60-280	3-50	-
Cigre 15.01	100	$\Sigma \text{CO} + \text{CO}_2 < 10000$		-	-	-	20	-
				$\Sigma \text{C}_n\text{H}_y < 500$				-
IEEE Std C57,104-91	100	350	2500	120	65	50	1	720
Laborelec	200	-	-	$\Sigma \text{C}_n\text{H}_y < 300$				-

4.7. Modelo para monitorização e diagnóstico de travessias

O diagnóstico da condição das travessias do tipo capacitivo pode ser feito através de diversos testes, dos quais a medição do fator de perdas dielétricas ($\text{tg } \delta$), da capacidade (C) e o teste de descargas parciais são os mais usuais em aplicações de monitorização contínua. Para as travessias tipo OIP é possível fazer uma análise aos gases dissolvidos no óleo e uma análise à qualidade do mesmo, tal como no óleo do tanque do transformador, sublinhando-se o facto dos limites toleráveis e os métodos de interpretação variarem um pouco.

É possível detetar danos materiais, tais como fendas ou quebras, ou mesmo camadas curto-circuitadas, através da monitorização da capacidade (aumenta) e das descargas parciais. Todavia para detetar subprodutos resultantes do envelhecimento da travessia, como por exemplo a água, é aconselhável monitorizar o fator de perdas dielétricas [53]. É de notar que para travessias tipo RBP um aumento de capacidade pode significar uma impregnação de óleo. Como a medição da capacidade C e do fator de perdas dielétricas $\text{tg } \delta$ permite detetar as condições anormais de funcionamento que mais surgem nas travessias e sendo também de simples interpretação, o modelo de monitorização de travessias nesta dissertação terá por base estes dois testes.

Para uma medição contínua dos valores de C e $\text{tg } \delta$ coloca-se um sensor na tomada capacitiva que permite a ligação de equipamentos de ensaio tal como se pode ver na figura 18.



Figura 18 – Sensor de monitorização de travessias [54]

Na norma IEEE C57.19.01-2000 são sugeridos valores limite para o fator de potência (comparativamente com valor da chapa de características) e alterações aceitáveis no valor do fator de potência e capacidade antes e depois do teste de tensão de ruptura do dielétrico. A tabela 10 lista estes valores.

Tabela 10 – Limites para o fator de potência e alteração de capacidade em diferentes tipos de travessia

Tipo de travessia	Fator de potência (cos θ) corrigido para 20°C		Capacidade
	Limite (%)	Alteração aceitável	Alteração aceitável (%)
OIP	0,5	+0,02/-0,04	±1,0
RIP	0,85	±0,04	±1,0
RBP	2,0	±0,08	±1,0

O estado do tempo meteorológico no local onde o transformador está instalado deverá ser levado em conta na interpretação dos valores obtidos para o fator de potência, já que este é, por exemplo, influenciado pela chuva [55], tal como se pode verificar pela figura 19, onde se apresenta a evolução da alteração da tg δ (azul) e da chuva medida em três estações de meteorológicas situadas junto ao transformador (laranja, vermelho e roxo). Para além disso, o fator de potência varia com a temperatura, daí a necessidade de converter para uma base de temperatura comum, normalmente 20°C.

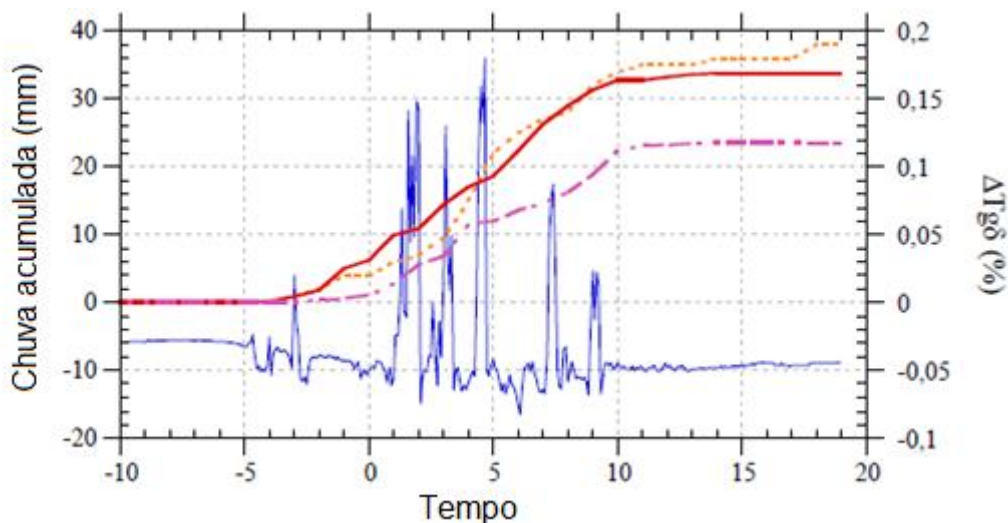


Figura 19 – Evolução da alteração do fator de perdas dielétricas ($\Delta tg \delta$) consoante a quantidade de chuva medida em 3 estações meteorológicas localizadas perto de um transformador de potência [55]

4.8. Modelo para monitorização e diagnóstico de regulador de tensão em carga

Dos métodos existentes para determinar a condição de funcionamento do regulador de tensão em carga, os mais comuns na indústria que têm aplicabilidade para monitorização contínua no tempo e de forma automática, são: a medição de vibrações, medição da corrente do motor, medição de temperatura do seu óleo, análise dos gases dissolvidos no seu óleo e também no registo das posições do mesmo.

A análise dos gases dissolvidos no óleo e a análise à sua qualidade é semelhante à feita no tanque do transformador, sendo que para o regulador de tensão em carga, tal como para as travessias, os métodos de interpretação e os limites toleráveis são diferentes.

A temperatura é um indicador importante da condição de funcionamento do regulador de tensão em carga, já que geralmente temperaturas perto ou acima das do tanque indicam problemas internos, apesar de que para alguns tipos de reguladores de tensão operar acima da temperatura do tanque seja normal [56].

Tabela 11 – Sensibilidade de testes à deteção de anomalias. Adaptado de [55] e [57]

Condições anormais de funcionamento	Medições/Testes					
	Temperatura	Análise dos gases dissolvidos no óleo	Corrente do motor	Vibrações		
	Todos	Todos	Todos	Resistência	Reatância	Vácuo
Desgaste dos contactos				X	X	X
Sobreaquecimento	X	X		X	X	X
Tempo de transição				X	X	X
Alinhamento contactos			X	X	X	X
Arco-elétrico		X		X	X	X
Sequência/Timing				X	X	X
Motor			X			
Travão			X			
Lubrificação			X			
Controlo/Relés			X			
Ligações/Engrenagens			X	X	X	X

A tabela 11 resume a sensibilidade dos métodos à deteção das falhas no regulador de tensão. A cor verde corresponde a uma excelente/muito boa sensibilidade, amarelo a boa/razoável e a cor vermelha a uma má sensibilidade. Para todas as medições/testes, excepto para as vibrações

mecânicas, a sensibilidade é igual para todos os tipos de reguladores. Para as vibrações mecânicas consoante se o transformador utiliza resistência ou reatância na comutação ou então se é do tipo a vácuo, a sensibilidade altera-se de acordo com o tipo de condição anormal de funcionamento a detetar.

Pela análise da tabela 11, conclui-se que monitorizando as vibrações, a temperatura no óleo e a corrente do motor consegue-se determinar a condição de funcionamento do regulador de tensão em carga. Juntamente com estas três medições é vital saber em que posição se encontra o contacto, como tal a sua posição também será uma das medidas a entrar neste modelo.

4.9. Modelo para monitorização e diagnóstico do tanque

O tanque dos transformadores é geralmente feito de metal, nomeadamente ferro (Fe360, Fe430 e Fe510). Apesar de serem protegidos com uma camada de tinta protetora, acabam por apresentar corrosão. Esta revela-se um problema bastante ocorrente e que pode levar em casos extremos a fugas de óleo. Verifica-se a inexistência de modelos de monitorização e diagnóstico continuamente no tempo e de forma automática do tanque.

Com o intuito de compreender como a corrosão evolui em profundidade, já que quando a corrosão atravessa por completo as paredes do tanque do transformador ocorrem fugas de óleo, desenvolveu-se um modelo ainda numa fase inicial de estimação da evolução da mesma.

Corrosão

A corrosão resulta da “interacção físico-química entre um metal e o meio envolvente, da qual resultam mudanças nas propriedades do metal, levando frequentemente à sua inutilização ou do sistema técnico do qual faz parte ou ainda à alteração do meio ” (ISO 8044-1986) [58]. Segundo a IUPAC5 [58], define-se a corrosão como “a reacção interfacial irreversível de um material (metálico, cerâmico, polimérico) com o meio envolvente, que resulta no consumo do material ou na dissolução para o interior do material de um componente do meio. Normalmente, embora não necessariamente, os efeitos da corrosão comprometem a utilização do material. Processos exclusivamente físicos ou mecânicos, como a fusão, a evaporação, a abrasão ou a fractura mecânica, não estão abrangidos pela definição de corrosão”.

A corrosão nos metais toma várias formas. Surge em toda a superfície do metal (corrosão generalizada), ou aparece em áreas isoladas (corrosão localizada), ou em linhas mais fracas como junções, devido à diferença de resistência do metal à corrosão.

A corrosão está associada com os compostos que se formam quando os metais entram em contacto com um meio corrosivo, de modo a formar compostos mais estáveis semelhantes aos que existem na natureza. A prevenção da mesma passa pela utilização de materiais resistentes à corrosão, a aplicação de camadas protetoras ou no controlo do ambiente. Os métodos ou materiais de prevenção são seleccionados de acordo com as condições do ambiente envolvente e também de acordo com os limites a nível económico [59].

Segundo a teoria das reações eletroquímicas [59], a corrosão pode ser explicada pela ocorrência de duas reações em simultâneo: a oxidação do metal no ânodo (um ponto corroído libertando eletrões) e a redução da substância no cátodo (um ponto protegido recebendo eletrões). Para a reação ocorrer é necessária a existência de zonas catódicas e anódicas, a possibilidade de circulação de eletrões entre elas e a presença do eletrólito para o transporte de iões.

Na figura 20 ilustra-se um exemplo típico de reações eletroquímicas, a corrosão do ferro em contacto com água. A água dissocia-se em iões de hidrogénio (H^+) e iões de hidróxido (OH^-), equação (4.22).



Por sua vez, quando o ferro entra em contacto com a água ocorre ionização superficial já que existe uma diferença de carga elétricas no espaço sólido-líquido, como se verifica na equação (4.23).



De seguida, os iões ferrosos (Fe^{++}) são oxidados formando iões férricos (Fe^{+++}) (equação (4.24)).



Os iões férricos carregados positivamente são atraídos pelos iões de hidróxido carregados negativamente, formando o produto de corrosão $Fe(OH)_3$, a equação (4.25) traduz o processo.



Entretanto os eletrões libertados no ânodo viajam até ao cátodo, neste podem-se suceder várias reações. A equação (4.26) ilustra a redução de iões de hidrogénio, que acontece quando não está presente oxigénio. Na presença de oxigénio é possível a ocorrência de duas reações, a primeira (equação (4.27)), tal como a redução de hidrogénio (equação (4.26)), ocorre em meios ácidos, enquanto que a segunda se dá em meios neutros ou alcalinos. É de realçar que ambas as reações conduzem a um aumento da alcalinidade da solução no cátodo [59].



Em suma, a corrosão ocorre quando os átomos do metal se libertam da superfície do mesmo no ânodo e entram na solução como iões, combinando-se com os iões de hidróxido para formar os produtos da corrosão. Quando os átomos do metal se libertam, deixam para trás eletrões carregados negativamente, que viajam pelo metal até ao cátodo, neutralizando os iões de hidrogénio carregados positivamente que aí se encontram à superfície. Os átomos de hidrogénio tendem a formar gás hidrogénio, ou então, em soluções em que o hidrogénio evolui lentamente, o oxigénio é reduzido e combina-se com iões de hidrogénio ou água, formando-se água ou iões de hidróxido.

De modo a compreender melhor a corrosão é importante perceber quais os fatores que a influenciam. Tendo em atenção que para a corrosão ocorrer é necessário ter um ânodo, um cátodo, um condutor

metálico e um eletrólito, ao ser alterado o potencial do eletrólito altera-se a taxa de corrosão [59]. A taxa de corrosão é então influenciada por vários fatores, realçando-se a temperatura, a acidez da solução, o oxigénio, a percentagem de humidade e os sais químicos.

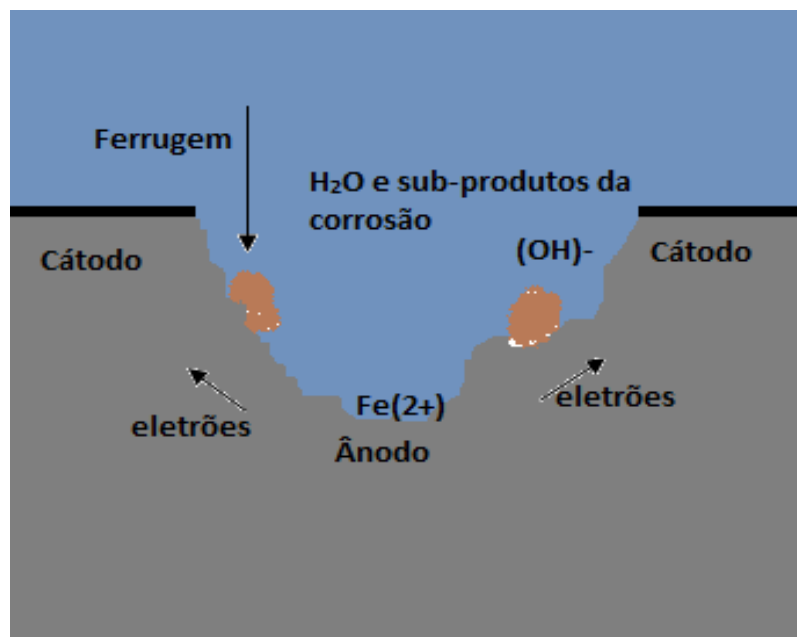


Figura 20 – Ilustração de processo de corrosão, adaptado [59]

A taxa de corrosão aumenta com o aumento de temperatura, ou seja, a corrosão processa-se mais rapidamente em ambientes quentes do que frios. Verifica-se também que quanto mais ácida for a solução maior será a taxa de corrosão, assim as chuvas ácidas são algo a ter em conta. Como já foi referido a presença de oxigénio no cátodo promove a formação de água e hidróxidos, assim constata-se que o oxigénio aumenta a taxa de corrosão. Ambientes húmidos também contribuem para um aumento da taxa de corrosão, já que a água toma um papel principal na ocorrência de corrosão. Os sais químicos ao aumentarem a condutividade do eletrólito e contribuem para o aumento da taxa de corrosão.

Modelo de estimacão da magnitude da taxa da corrosão em transformadores de potência

O tipo de corrosão nos transformadores de potência é geralmente uma corrosão por picadas (“pitting”). Isto deve-se ao facto da camada protetora das paredes do tanque ser muito resistente e apenas alguns pontos (áreas da ordem de mm^2) corroerem, sendo que estes pontos correspondem a áreas das paredes do tanque onde a camada protetora se encontra danificada ou enfraquecida [60]. Nestas áreas pode-se iniciar corrosão por picadas, e estas tornam-se ânodos. Como a área anódica é muito pequena comparada com a grande área catódica de camada protetora em bom estado a taxa de corrosão é muito elevada e forma-se a “picada”. A corrosão por picadas dá-se não só em superfície mas também em profundidade tal como se observa na figura 21.

Com o modelo de estimacão da corrosão nas paredes do tanque do transformador pretende-se estimar a mesma em profundidade, com o intuito de perceber a ocorrência de fugas de óleo. No modelo admite-se a corrosão em profundidade como sendo um processo estocástico [61], o qual se

define como sendo um conjunto de variáveis aleatórias indexadas a uma variável temporal pertencente a um subconjunto real. Isto é, admite-se a profundidade de metal corroído como sendo uma variável aleatória que varia ao longo do tempo e a sua variação está relacionada com a resistência do metal à corrosão, a qual também varia ao longo do tempo.

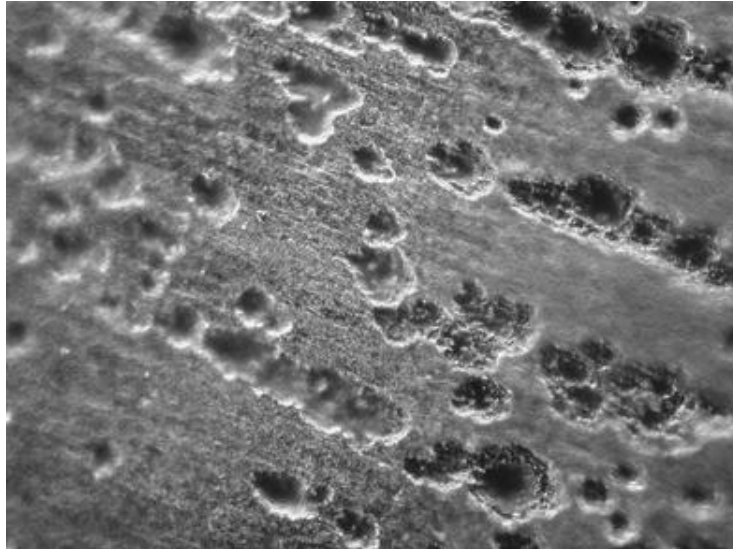


Figura 21 – Corrosão por picadas [62]

Para estimar a corrosão em profundidade recorreu-se ao programa NetLogo, que é uma plataforma gratuita que permite simular fenómenos naturais e sociais, sendo apropriada para modelar sistemas complexos que evoluem ao longo do tempo. A modelação é feita através de agentes, sendo eles o “observer”, os “patches” e as “turtles”. As turtles são agentes que se movem no “mundo”, o qual tem duas dimensões e é dividido em pequenas células quadradas que são os patches, em cima dos quais as turtles se movem. O observer não tem localização, este dá instruções aos outros agentes.

A estimativa da corrosão em profundidade é baseada no modelo de percolação do programa NetLogo. Este teve origem nos anos 50, introduzido por Broadbent e Hammersley como sendo um modelo matemático de propagação em meios aleatórios, neste a propagação caracteriza-se por ser contínua ou não existir e a transição entre os dois regimes ser muito rápida.

Para estimar a corrosão em profundidade adaptou-se o código do modelo de “Infiltração de Óleo em Solos Porosos” (percolação de ligações dirigidas), no qual dependendo da porosidade do solo o óleo ou avança mais ou menos. Neste modelo o óleo é espalhado uniformemente na primeira linha de patches, a qual representa a superfície do solo. Em cada iteração os patches contaminados com óleo podem contaminar os patches adjacentes em baixo na diagonal, com probabilidade relacionada com a porosidade do solo. Como o NetLogo utiliza condições de fronteira periódicas, o óleo que chega ao fim da caixa de simulação continua a infiltrar-se a partir de cima. A simulação termina quando a frente de óleo não avança mais.

De modo similar no modelo de corrosão em profundidade espalham-se na primeira linha de patches pontos corroídos, os quais são interpretados como uma área da superfície do metal corroída. Estes podem contaminar os patches adjacentes para baixo, com probabilidade relacionada com a

resistência à corrosão do metal. Como a parede do tanque em profundidade tem fim, quando a corrosão chega ao fim da caixa de simulação, a simulação pára, significando que existe uma fuga de óleo.

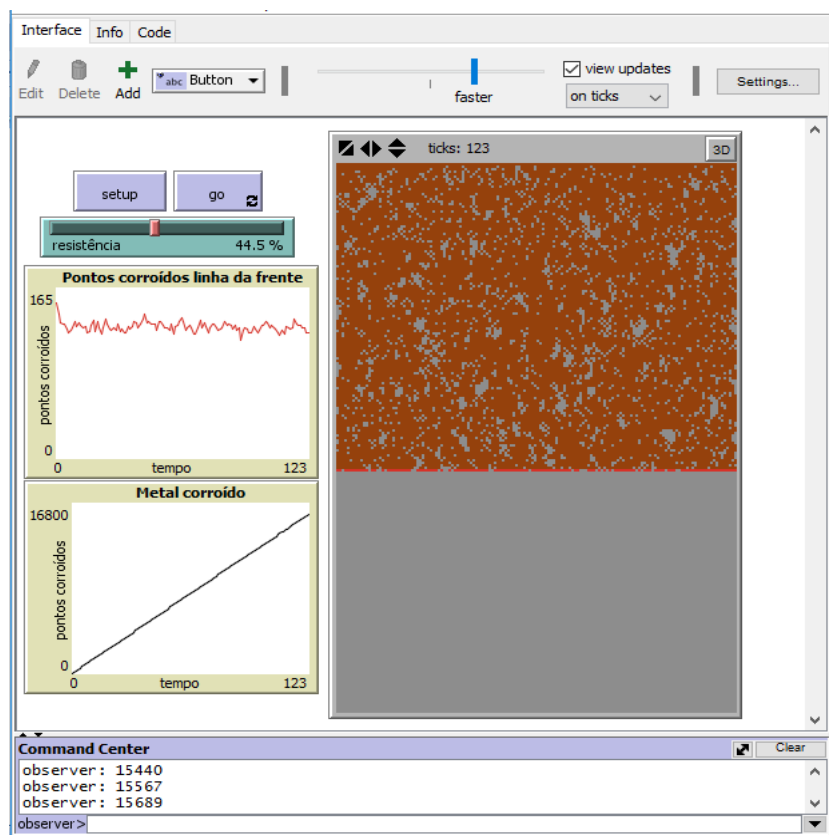


Figura 22 – Simulação realizada na interface do programa NetLogo

A propagação da corrosão em profundidade, ou seja, a contaminação ou não dos patches seguintes, deve-se ao facto de esta zona corroída estar enfraquecida e representar um ânodo que como tal tem condições para continuar a corroer.

A linha-da-frente (últimos pontos corroídos) representa-se a vermelho, o fundo (corte lateral parede do tanque) a cinzento e os pontos corroídos a laranja, como se observa na figura 22. É possível visualizar ainda dois gráficos um que a cada incremento de tempo mostra os pontos corroídos na linha-da-frente (linha vermelha no gráfico de cima) e outro com o total de pontos corroídos (linha preta, gráfico de baixo).

Para cada simulação, é possível regular a resistência à corrosão (em percentagem), quanto mais resistente à corrosão for o material menor será a probabilidade de avanço da corrosão em profundidade, ou seja, por exemplo, para resistência à corrosão de 0% todos os pontos corroem, para resistência à corrosão de 99% praticamente nenhum ponto corrói.

Na figura 23 apresenta-se uma simulação feita para um valor de percentagem de 55%, verifica-se que a corrosão perfura a parede até ao fim, levando assim a uma fuga de óleo. Por outro lado na figura 24 apresenta-se uma simulação realizada para um valor de resistência à corrosão de 58 %, onde se verificou que a parede não foi perfurada na totalidade.

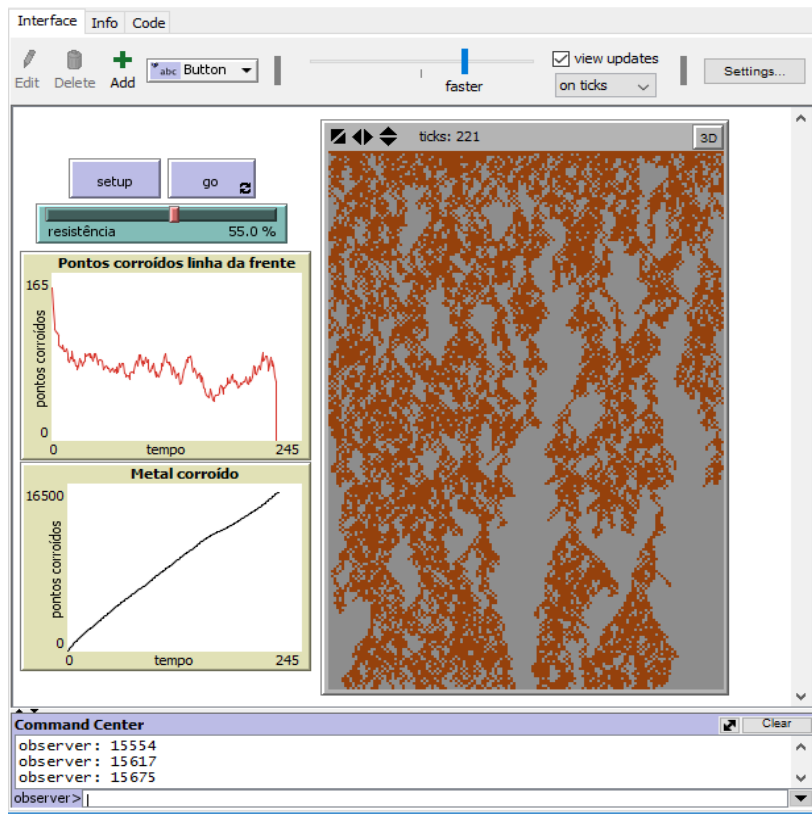


Figura 23 – Simulação realizada na interface do programa NetLogo para 55% de resistência

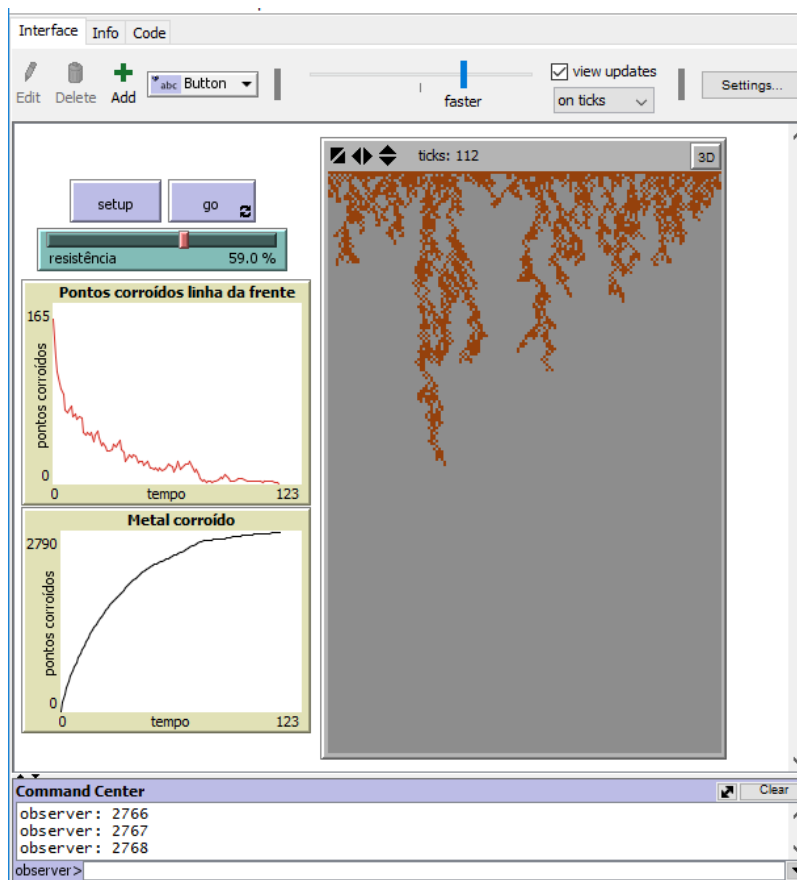


Figura 24 – Simulação realizada na interface do programa NetLogo para 59% de resistência

De modo a compreender qual a resistência à corrosão a partir da qual a parede não perfura totalmente, fizeram-se várias simulações para as várias resistências à corrosão entre 55% e 60%. Verificou-se que a partir de 57.5%, em algumas simulações, a parede não perfura totalmente e a partir de 59%, esta situação ocorre na maioria das simulações. Uma das simulações feitas para um valor de resistência à corrosão de 59% apresenta-se na figura seguinte.

Realizaram-se também várias simulações com o intuito de traçar um gráfico que traduza de uma forma geral o total de pontos corroídos em função da resistência à corrosão. Definiu-se um incremento de 2,5% de resistência em cada simulação, o gráfico obtido apresenta-se na figura 25.

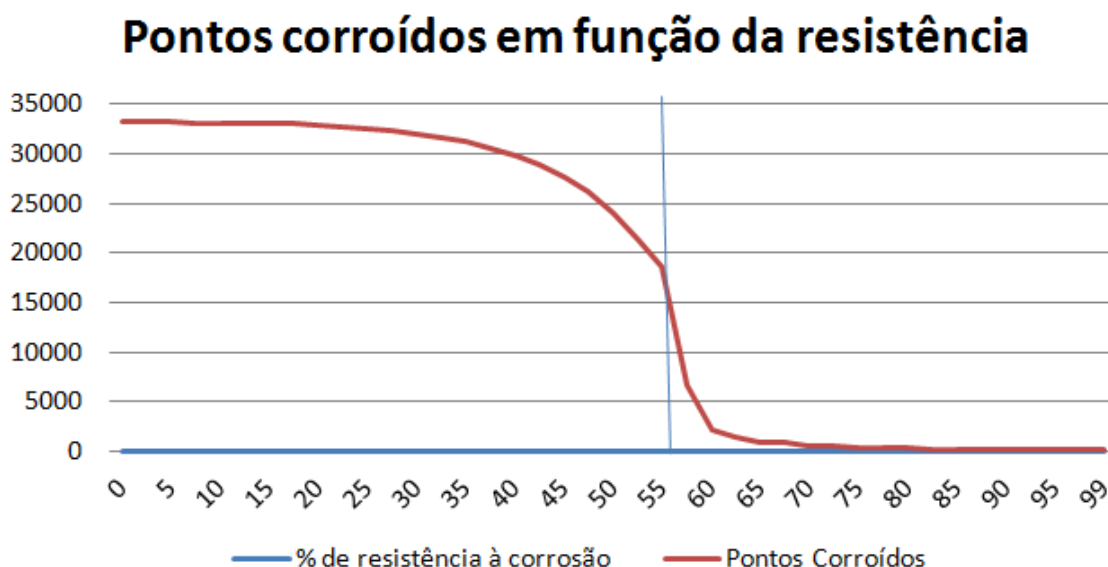


Figura 25 – Variação do número de pontos corroídos em função da resistência

Como se pode observar pelo gráfico existe um comportamento abrupto, sendo que mais ou menos até 50% a perfuração é total e a partir de 60% a perfuração passa a ser parcial. Define-se o limiar da corrosão em aproximadamente 57,5%, onde se dá a transição de comportamento e para esta percentagem a corrosão começa em algumas das simulações a não perfurar a parede totalmente.

No anexo B.1. apresenta-se uma análise feita ao código.

4.10. Modelo monitorização do sistema de arrefecimento

A monitorização do sistema de arrefecimento é baseada na comparação das temperaturas medidas do ponto-quente e do topo do óleo com as temperaturas estimadas pelo modelo térmico. Sabendo qual o tipo de arrefecimento que o transformador está a cada momento é possível fazer a estimativa das temperaturas do ponto-quente e do topo do óleo pelo modelo térmico e comparar com as temperaturas medidas. Se as temperaturas forem muito discrepantes, provavelmente significa que o sistema de arrefecimento não estará a funcionar normalmente.

4.11. Conclusão

Neste capítulo verificou-se a possibilidade de monitorização e diagnóstico dos principais componentes do transformador continuamente no tempo. Na ausência de modelos de monitorização e diagnóstico contínuos no tempo, construiu-se um modelo, simples e ainda no seu estado inicial, de monitorização da corrosão nas paredes do tanque do transformador, para o qual no futuro se deverá incluir a influência contínua de fatores que afetam a resistência do material à corrosão e, atualizar continuamente esse parâmetro.

Sendo assim possível para os componentes do transformador detetar as condições anormais de funcionamento mais frequentes e avaliar constantemente a condição de cada um.

5. Caso de estudo: Transformador TR1

5.1. Introdução

Através da Altran foi possível aceder a dados de um transformador desfasador que se encontra em serviço desde 2007. Um transformador desfasador permite alterar a fase entre o primário e o secundário, é composto por duas unidades: a principal designada de unidade de excitação e outra designada de unidade de série. Para transformadores com potências elevadas as duas unidades são colocadas em tanques diferentes, que é o caso deste transformador, o qual é trifásico e tem uma potência aparente nominal de 1400 MVA. Este foi fabricado pela ABB, tem uma tensão nominal no lado do primário e do secundário de 400 kV e é capaz de alterar a fase entre $\pm 25^\circ$. O óleo utilizado é da marca Nynas e o tipo é Nytro 10XN. Quanto ao sistema de arrefecimento do transformador sabe-se que é ONAF, não havendo mais informação se o tipo de arrefecimento varia ou não com a temperatura e/ou potência.

O transformador em análise começou a dar sinais de condições anormais de funcionamento no ano de 2012, os quais foram indiciados pelas análises aos gases dissolvidos no óleo do transformador. Assim começou-se a monitorizar com maior frequência o equipamento, realizando-se testes ao transformador mais frequentemente. No entanto, não foi possível determinar a causa do aumento dos gases. Instalou-se então no inverno de 2014 um aparelho que mede de forma automática a concentração de alguns gases e da água no óleo, encontrando-se permanentemente instalado. Os gases medidos são o hidrogénio (H_2), o acetileno (C_2H_2), o etileno (C_2H_4) e o monóxido de carbono (CO). O aparelho foi instalado com o intuito de se acompanhar diariamente a evolução dos gases sem a necessidade da deslocação de uma equipa ao local para recolha de óleo e também com o objetivo de se perceber a causa das anomalias. O aparelho em causa é designado por Hydrocal 1005, o qual pertence a uma família de dispositivos que representam ainda um custo bastante elevado para as empresas. No entanto devido à importância e estado deste transformador, a empresa que o gere optou pela compra e instalação do mesmo.

5.2. Grandezas medidas

Os dados recolhidos são de dois tipos: dados obtidos de forma contínua e automática (*online*), e dados obtidos por medições feitas no local por técnicos, esporadicamente (*offline*). Note-se que os dados *offline* apenas são utilizados como referência para verificação da validade dos dados *online*.

Grandezas obtidas *Online*:

- Tensão no primário e no secundário (U_1 e U_2);
- Potência aparente, reativa e ativa (MVA, MVAR e MW);
- Posição do regulador de tensão em carga (TAP);
- Temperaturas da unidade de excitação e série (Temp. wikk EX e Temp. wikk SE);
- Concentração de gases (C_2H_2 , C_2H_4 , H_2 e CO) e água no óleo, em ppm, medidos na unidade de excitação.

Grandezas obtidas *Offline*:

- Concentração de gases: H₂, O₂, N₂, CO, CO₂, CH₄, C₂H₄, C₂H₆, C₂H₂
- Concentração de água no óleo
- Furânicos (5HMF, 2FOL, 2FAL, 2ACF, 5MEF)
- Qualidade do óleo (Cor, Aparência, Densidade, Número neutralizador, Fator de dissipação (90°C), Tensão de ruptura, Inibidor Fenólico, Presença de Insolúveis, Substâncias Precipitadas)
- Temperatura do óleo na parte inferior

5.3. Qualidade dos dados

5.3.1. Detecção remota

Dos dados *online* disponibilizados, à exceção da concentração dos gases e da água no óleo, não se tem informação de como são obtidos, nem a localização do aparelho/sensor que os mede ou estima. No entanto, supõe-se que os valores de tensão U1 e U2 sejam referentes a valores eficazes compostos e as potências reflitam os seus valores eficazes.

O aparelho que mede a concentração de gases e água, como já referido anteriormente, é o Hydrocal 1005 e, quanto à sua localização, apenas se sabe que este está colocado numa das válvulas na parte inferior do transformador, na unidade de excitação. A precisão relativa às medições de cada grandeza é indicada na tabela 12 e foram retiradas do manual do equipamento Hydrocal, assim como o princípio de operação do mesmo. A medição de CO, C₂H₂ e C₂H₄ é feita através de espectroscopia de infravermelhos, a medição de H₂ é conseguida com a utilização de um sensor microeletrónico próprio e a medição de H₂O é feita com um sensor capacitivo.

Tabela 12 – Precisão de medição das várias grandezas pelo Hydrocal

H ₂	± 25 ppm
C ₂ H ₂	± 5 ppm
C ₂ H ₄	± 10 ppm
CO	± 25 ppm
H ₂ O	± 3 ppm

Os dados *offline* são medidos por um laboratório especializado na recolha do óleo e análise do mesmo. Sabe-se que a recolha de óleo é feita na mesma válvula onde se encontra o Hydrocal. O resultado obtido para cada grandeza segue uma norma/técnica, estando na tabela 13 uma sistematização das normas utilizadas para cada grandeza.

Tabela 13 – Grandezas e normas/técnicas utilizadas por laboratório especializado

Grandeza	Norma
Gases	IEC 60567
Água	IEC 60814
Furânicos	IEC 61198
Cor e aspeto	ISO 2049
Densidade (20°C)	ASTM D4052
Número neutralizador	IEC 62021-1
Tensão de disrupção	IEC 60156
Fator de dissipação	IEC 60247
Inibidor fenólico	IEC 60666
Lodo e sedimentos	IEC 60422

5.3.2. Amostragem

- *Dados online:*

Os dados *online* foram enviados em duas partes, e num ficheiro Excel. Na primeira parte existe uma “folha” para cada variável, exceto para a potência aparente, em que se tem disponível o momento de amostragem e o valor da amostragem. Existe ainda uma outra “folha” com todas as variáveis, incluindo a potência aparente, interpoladas numa base temporal de dois em dois minutos. Uma parte deste ficheiro excel encontra-se no anexo C.1. Na segunda parte enviada apenas existe informação para cada um dos gases medidos e a água, sendo que a informação de cada variável vem separada por “folhas” nas quais são indicados o instante de amostragem e a concentração em ppm. Assim, o período de amostragem das tensões, das potências, do TAP e da temperatura está entre o período de 01/11/2014 e 22/08/2015, e os períodos de amostragem dos gases e água vão de 01/11/2014 até 22/08/2015 e de 12/11/2015 até 12/05/2016.

A amostragem das tensões é variável e, quando se mede uma nem sempre se mede a outra, sendo que, no geral, são medidas de vinte em vinte minutos. Verificou-se que para as tensões a variação da tensão é mínima para amostragens adjacentes, assim utilizando uma interpolação linear de dois em dois minutos, o erro cometido é muito pequeno.

A potência ativa é medida praticamente de dois em dois minutos, sendo que esta varia bastante. A potência reativa tem uma amostragem mais irregular mas também é medida várias vezes numa hora, em média dez vezes, e verifica-se nela uma variação muito menor quando comparada com a potência ativa. Conclui-se que interpolando as potências de dois em dois minutos o erro que se comete será pequeno. Para a potência aparente a amostragem deve ser semelhante. Como tal, os valores interpolados de dois em dois minutos para esta também são considerados válidos.

A variável TAP apenas é medida quando existe uma mudança na posição do regulador de tensão. Verificou-se que num único minuto podem haver várias comutações de posição e que pode também passar bastante tempo sem haver comutações. Assim, a interpolação desta variável de dois minutos em dois minutos é feita mantendo-se a posição medida até haver nova medição. Por exemplo, para a interpolação de dois em dois minutos temos o minuto 2, o minuto 4 e o minuto 6. Se a medição for ao minuto 1 e ao minuto 6, o minuto 2 e o minuto 4 tomam o valor do minuto 1, e o minuto 6 fica com o valor do minuto 6.

A temperatura apresenta uma variação muito pequena entre amostras e é medida quase sempre de vinte em vinte minutos. Portanto, a interpolação linear para dois em dois minutos não conduz a um erro significativo.

A concentração dos gases, obtidos pelo Hydrocal, apresentam um tempo de amostragem diferente para cada um deles e em ambos os ficheiros a quantidade de amostragens para cada um por dia é semelhante. O monóxido de carbono é medido em média trinta/quarenta vezes por dia, sendo que para este, a interpolação linear de dois em dois minutos é considerada razoável, já que a sua variação entre amostras adjacentes é pequena. No entanto, para os restantes gases a amostragem é em média realizada quatro vezes por dia. Logo interpolando os dados de dois em dois minutos cometer-se-á um erro significativo. Como tal, optou-se por colocar todos os gases numa base temporal diária, fazendo médias diárias das medições feitas. Para a água procedeu-se de igual modo, visto que esta amostragem também é realizada quatro/cinco vezes por dia.

Verificou-se que para os gases haviam alguns valores que se desviavam bastante dos restantes e, sendo a evolução dos gases praticamente constante, ou seja, sem grandes flutuações, eliminaram-se esses valores considerados espúrios.

- Dados *offline*:

O tempo de amostragem dos dados *offline* varia bastante e é feita consoante o resultado dos ensaios anteriores. Por exemplo, quando os gases mostram um aumento muito grande face a um relatório anterior, é feita uma nova análise dos gases passado alguns dias. Se estiver tudo bem segue-se o período de amostragem normal, o qual varia de companhia para companhia, mas é habitualmente de um/dois anos.

5.4. Fator de carga

O fator de carga resulta da divisão da corrente pela corrente nominal. Não existindo valores de corrente (I) medidos, esta obteve-se pela relação existente (equação (5.1)) com a tensão (U) e a potência aparente (S).

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (5.1)$$

A evolução da tensão no primário e da potência aparente apresentam-se nos anexos C.2 e C.3, respetivamente. Verifica-se que a tensão tem um valor aproximadamente constante ao longo do

tempo, enquanto a potência aparente varia bastante e alterna entre valores negativos e positivos, o que corresponde ao facto de o trânsito de potência se fazer para um lado ou para o outro.

Observa-se a partir da evolução do fator de carga diário e para cada dia da semana (figura 26) que, na generalidade dos dias, o fator de carga é semelhante durante os dias de semana (2ª até 6ª) e diferente destes durante o fim-de-semana (sábado e domingo) apresentados na figura 27. A figura 26 apresenta o fator de carga para os dias de semana relativos à primeira semana de Fevereiro de 2015 e na figura 27 mostra-se o fator de carga para os dias de fim-de-semana. Verifica-se que para os dias de semana existe um determinado padrão, diferente do padrão dos dias de fim-de-semana.

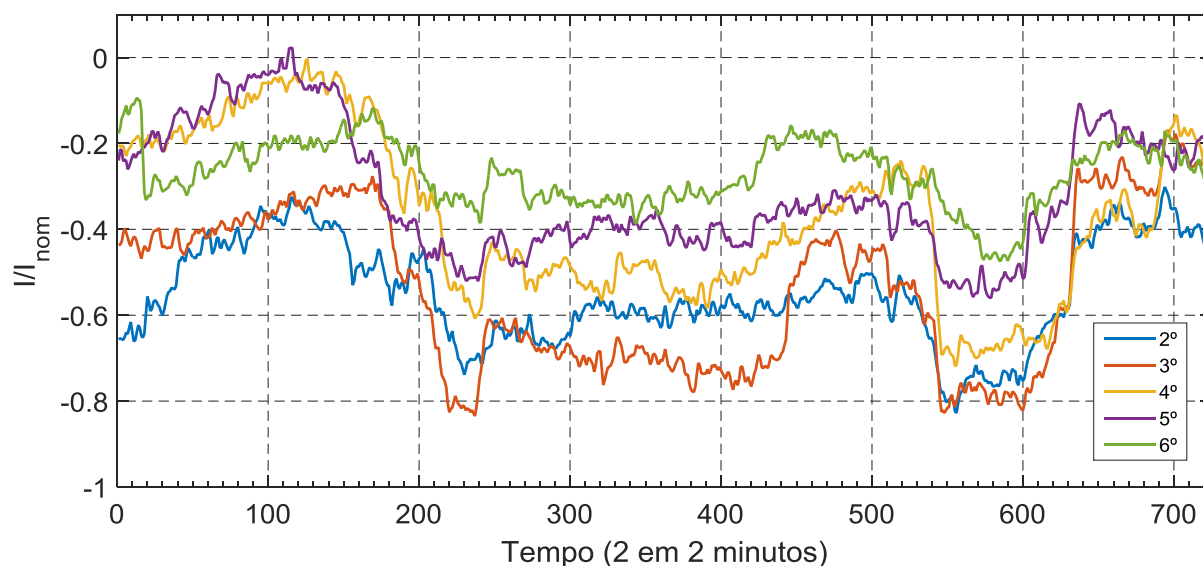


Figura 26 – Evolução do fator de carga para diferentes dias úteis da primeira semana de Fevereiro

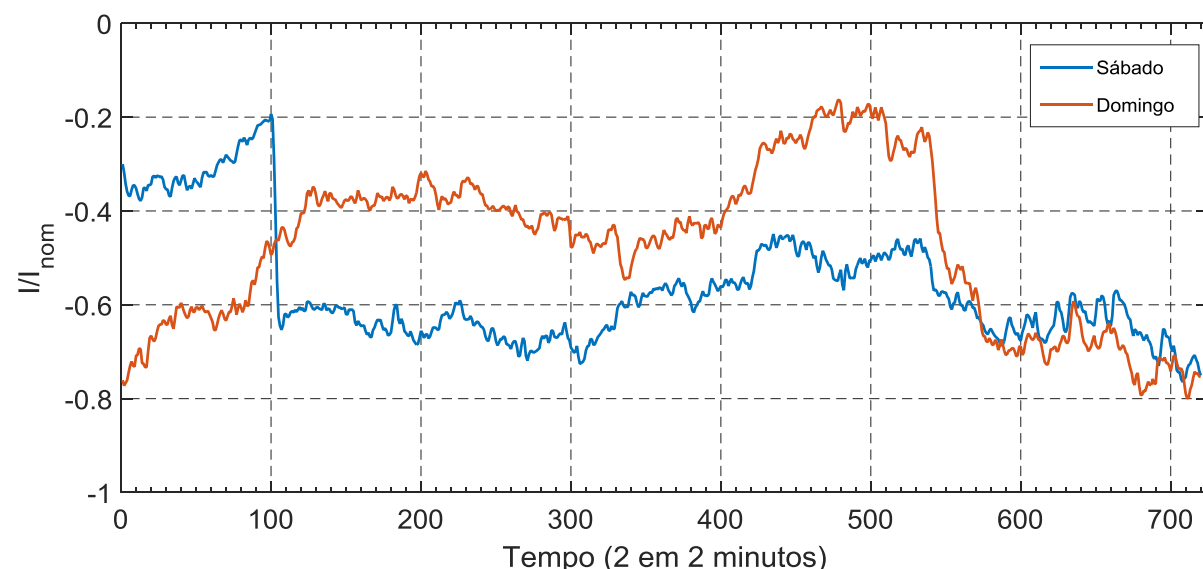


Figura 27 – Evolução do fator de carga para diferentes dias de fim-de-semana da primeira semana de Fevereiro

Após verificar o fator de carga para vários meses e semanas, concluiu-se que existem padrões de carga consoante se é dia de semana ou dia de fim-de-semana. Verificou-se também a existência de sazonalidade nos padrões. No anexo C.4. representa-se o fator de carga para os dias da segunda

semana de Fevereiro, verificando-se assim o padrão para um mesmo mês. Nos anexos C.5 e C.6 apresentam-se como exemplo as duas primeiras semanas de Julho, respetivamente, onde se verifica que o padrão é neste caso diferente do padrão de Fevereiro.

5.5. Temperatura

Apesar de não se ter informação se a temperatura relativa aos dados *online* foi medida ou estimada e que zona do transformador representa. Supõe-se que a temperatura seja referente aos enrolamentos, já que a temperatura vem com a designação “Temp wikk EX” e supõe-se que “wikk” seja o diminutivo de “wikkelingen” cuja tradução é enrolamento. Observando a figura 28, a qual apresenta para um certo intervalo de tempo a evolução do fator de carga a azul e a temperatura a laranja, verifica-se que esta, excepto no início, está consonante, apesar de com um pequeno atraso, com as variações de carga, ou seja, é de certeza representativa da temperatura de um local no transformador.

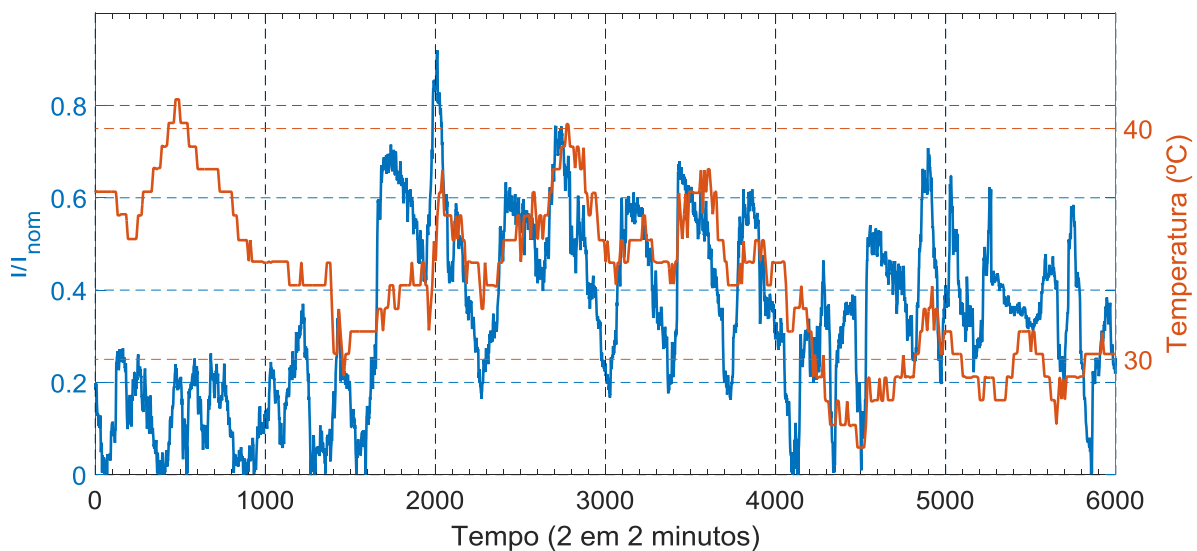


Figura 28 – Evolução do fator de carga (azul) e da temperatura (laranja)

Mostra-se na figura 29 a evolução obtida até agora da “suposta” temperatura dos enrolamentos interpolada de dois em dois minutos, a azul, e a temperatura *offline*, a laranja. A temperatura *offline* como apenas é medida quando se retiram as amostras de óleo do transformador, só se tem conhecimento dela no dia de recolha, não se tendo nenhuma informação da hora do dia em que foi medida. Assim, atribui-se ao dia todo em que houve medição o valor da temperatura medido, de modo a ser possível comparar as temperaturas *online* e *offline*. Observa-se na figura 29 que a temperatura *online* (azul) é quase sempre inferior à temperatura *offline*, o que não é possível pois a temperatura online refere-se supostamente à temperatura dos enrolamentos e a temperatura *offline* representa temperatura na parte inferior do óleo, a qual é sempre inferior à temperatura dos enrolamentos. Assim, o local que a temperatura *online* possa representar permanece desconhecido.

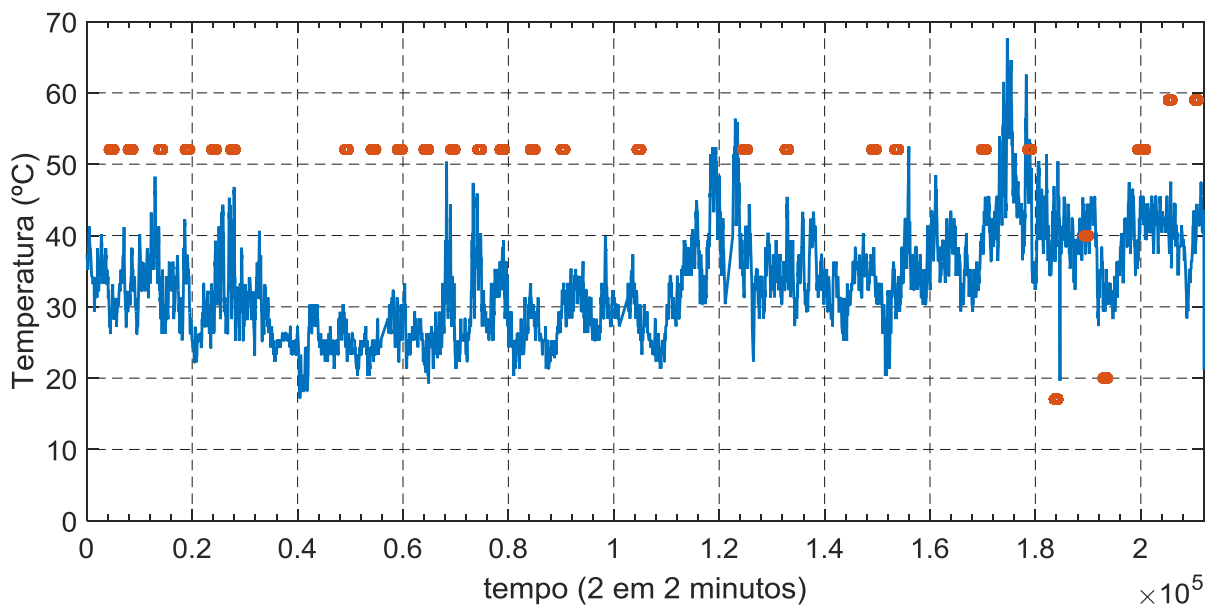


Figura 29 – Evolução da temperatura *online* (azul) e *offline* (laranja)

5.6. Posição do regulador de tensão em carga

O registo da posição do regulador de tensão em carga é muito importante para determinar o estado do mesmo. Desta forma, consegue-se perceber qual a tomada que provavelmente estará com maior desgaste, permite calcular médias de comutações, ou ainda associando a outros registos, como por exemplo às vibrações mecânicas, perceber qual a tomada ou tomadas que estão com problemas.

Na figura 30 apresenta-se o número de vezes que cada tomada comutou. Verifica-se que a tomada zero é a que apresenta um maior número de comutações. Como tal, considera-se que esta apresente um maior desgaste, seguida da tomada dez que também apresenta um elevado número de comutações. Numa análise comparativa entre os datas das comutações e a sua frequência, verificou-se também que não existe nenhum padrão diário, nem sazonal, para as posições do regulador de tensão.

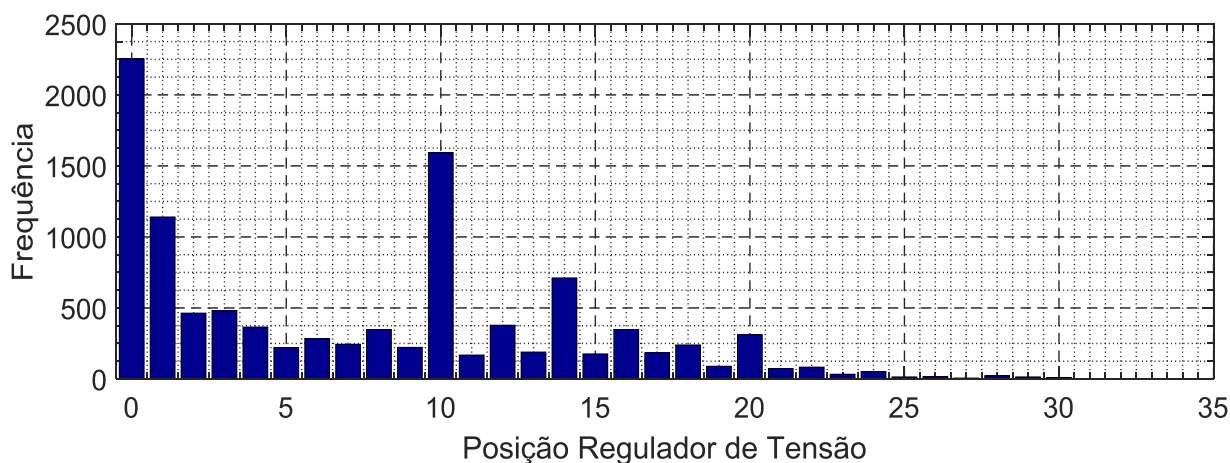


Figura 30 – Frequência de posições do regulador de tensão em carga

5.7. Gases dissolvidos no óleo do transformador: *online* e *offline*

Nos gráficos seguintes apresentam-se a evolução ao longo do tempo da concentração de acetileno (figura 31), de etileno (figura 32), de hidrogénio (figura 33) e de monóxido de carbono (figura 34). A azul estão representados os valores diários dos dados *online*, os quais foram obtidos fazendo médias diárias dos dados medidos pelo Hydrocal. Os dados *offline*, medidos pelo laboratório especializado apresentam-se a laranja. De modo a comparar os valores das medições *online* e *offline* calculou-se a raiz quadrada do erro quadrático médio, o erro absoluto médio e o erro relativo médio, os quais figuram na tabela 13.

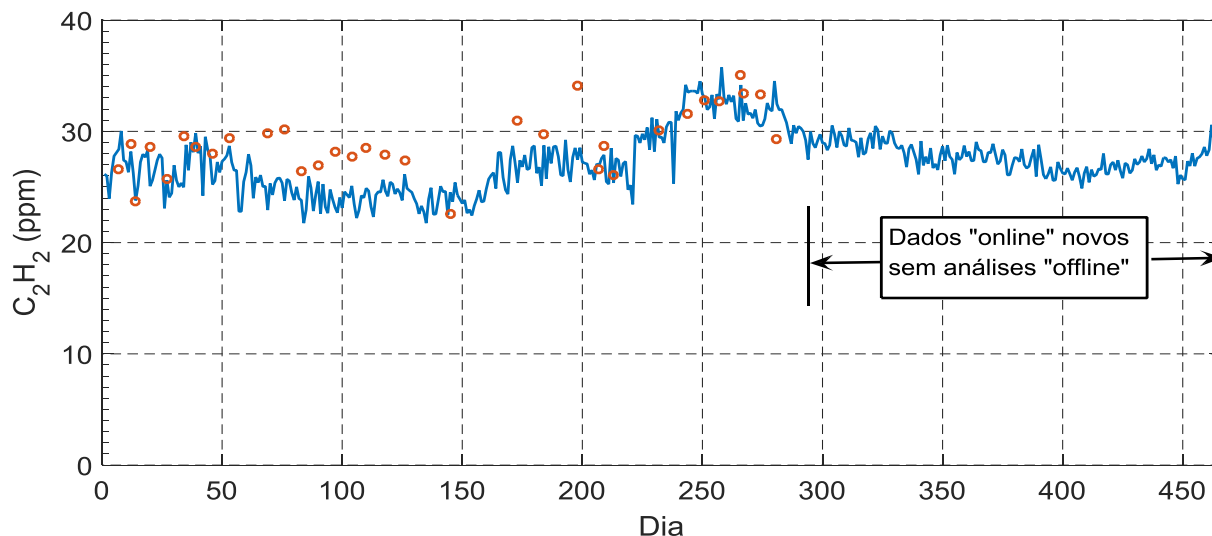


Figura 31 – Evolução da concentração de acetileno (C_2H_2) ao longo do tempo, dados *online* (azul) e *offline* (laranja)

Observando a evolução da concentração do acetileno na figura 31 verifica-se que, apesar de demasiado elevado comparando com o limite da norma do IEEE (IEEE Std C57,104-91 na tabela 9), no geral este tem um comportamento aproximadamente constante. Comprova-se ainda que os dados *online* e *offline* estão muito próximos.

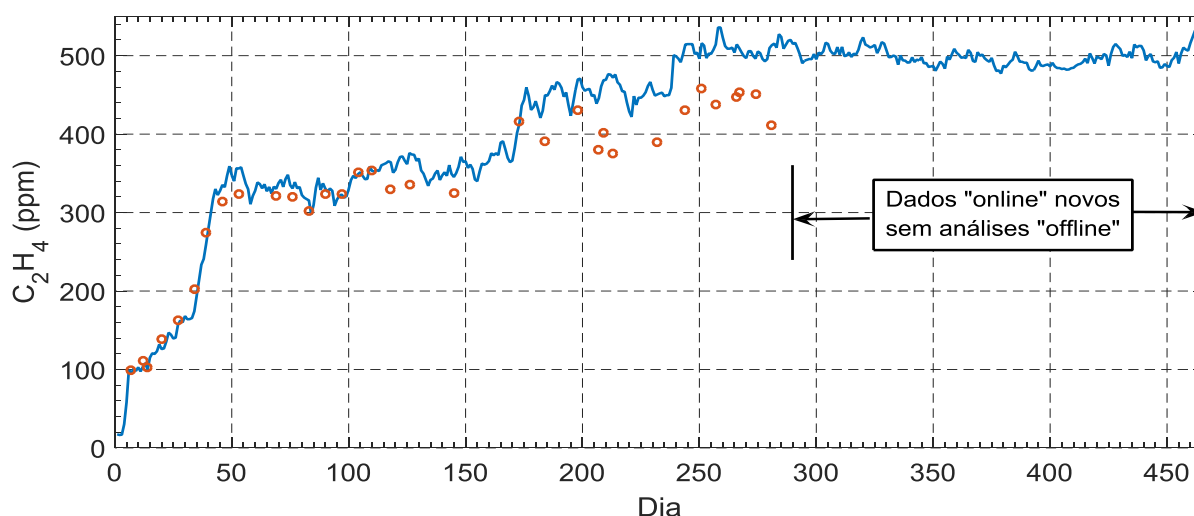


Figura 32 – Evolução da concentração de etileno (C_2H_4) ao longo do tempo, dados *online* (azul) e *offline* (laranja)

É possível observar 3 zonas distintas na evolução da concentração de etileno (figura 32), na primeira (entre dia 0 e aprox. dia 50) teve um aumento bastante acentuado, na segunda (entre aprox. dia 50 até dia 250) o aumento é mais suave e na terceira (entre aprox. 250 e o fim) a concentração estabiliza. Mais uma vez os valores das medições *online* e *offline* são muito próximos, observando-se uma maior discrepância a partir de aproximadamente o dia 180 (início de Maio).

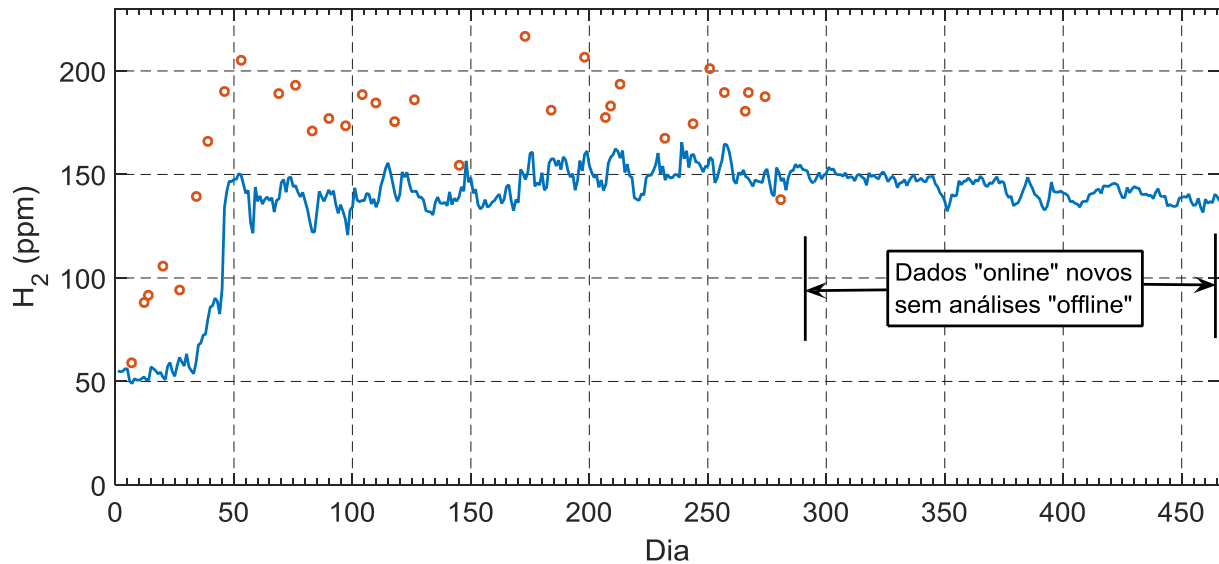


Figura 33 – Evolução da concentração de hidrogénio (H_2) ao longo do tempo, dados *online* (azul) e *offline* (laranja)

Apesar da tendência dos dados *online* e *offline* para a concentração de hidrogénio na figura 33 serem bastante semelhantes, os valores apresentam na sua generalidade um *offset* constante de 40 ppm em média. A concentração de hidrogénio apresenta um aumento acentuado no início (entre aproximadamente o dia 30 e aproximadamente o dia 50, os quais pertencem ao mês de Dezembro), tendo estabilizado em seguida.

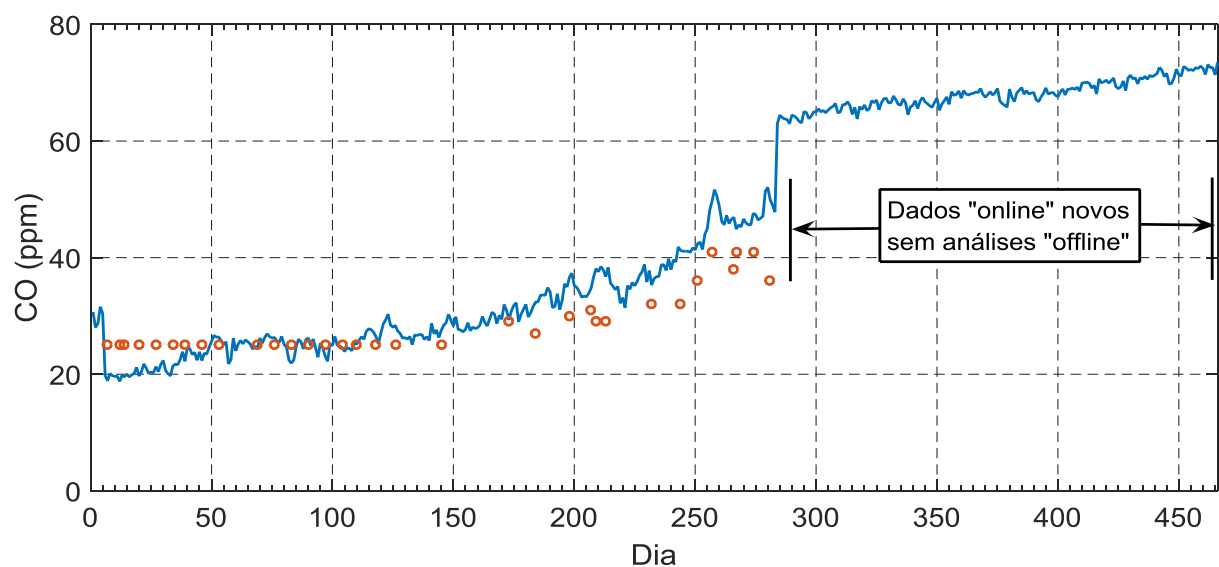


Figura 34 – Evolução da concentração de monóxido de carbono (CO) ao longo do tempo, dados *online* (azul) e *offline* (laranja)

Observando o gráfico da figura 34 correspondente à evolução da concentração do monóxido de carbono, conclui-se que este teve uma taxa de crescimento praticamente constante ao longo do tempo, além dos dados *online* e *offline* serem valores relativamente próximos. Todos os valores *offline* de monóxido de carbono antes do dia 150 são menores que 25, não se sabendo exatamente que valores toma. Deste modo, decidiu-se atribuir o pior caso, ou seja, até ao dia 150 todas as amostras *offline* tomam o valor 25.

Comprova-se, pela tabela 14 que o acetileno e o monóxido de carbono apresentam erros pequenos, comprovando assim o pequeno desvio observado entre as medições *online* e *offline*. O desvio entre as medições *online* e *offline* para estes dois gases é justificado pelas incertezas em ambas as medições. Por outro lado, o hidrogénio e o etileno apresentam valores de erros absolutos (*REQM* e *EAM*) muito elevados. Sendo que para o hidrogénio este erro se deve ao *offset* geral verificado, sendo que este erro é provavelmente devido a um erro de calibração do Hydrocal. O erro presente na tabela para o etileno deve-se essencialmente à discrepância observada a partir de Maio (aprox. dia 180), acreditando-se que esta discrepância pode ser devida ao aumento de temperatura no verão e também à diferença nos padrões de carga.

Tabela 14 – Erros entre concentração de gases *online* medidos e *offline* medidos

Gás	Raíz quadrada do erro quadrático médio (<i>REQM</i>)	Erro absoluto médio (<i>EAM</i>)	Erro relativo médio (<i>ERM</i>)
C₂H₂	3,07 ppm	2,35 ppm	8,01%
C₂H₄	45,93 ppm	34,77 ppm	9,6%
H₂	43,93 ppm	40,22 ppm	25,0%
CO	5,48 ppm	4,45 ppm	14,91%

Os erros presentes na tabela 13 são calculados através das seguintes equações ((5.2), (5.3) e (5.4)).

$$REQM = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2}{n}} \quad (5.2)$$

$$EAM = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |x_i - y_i| \quad (5.3)$$

$$ERM = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{x_i - y_i}{x_i} \right| \quad (5.4)$$

5.8. Água

Como já foi referido, a concentração de água no óleo varia com a temperatura, sendo que esta aumenta quando a temperatura aumenta e vice-versa. Na figura 35 apresenta-se a evolução da temperatura disponível nos dados *online*, a azul, para as primeiras 1000 horas de amostragem e a evolução do teor de água no óleo, a laranja, para as mesmas primeiras 1000 horas de amostragem,

para a água têm-se pontos pois não existem amostragens desta em todas as horas. Comprova-se que apesar de com um pequeno atraso, na generalidade dos casos, quando a temperatura aumenta o teor de água também aumenta e o contrário também se verifica. Verifica-se que as medições de água no óleo apresentam uma variação muito pequena, estando quase sempre entre 8 e 11.

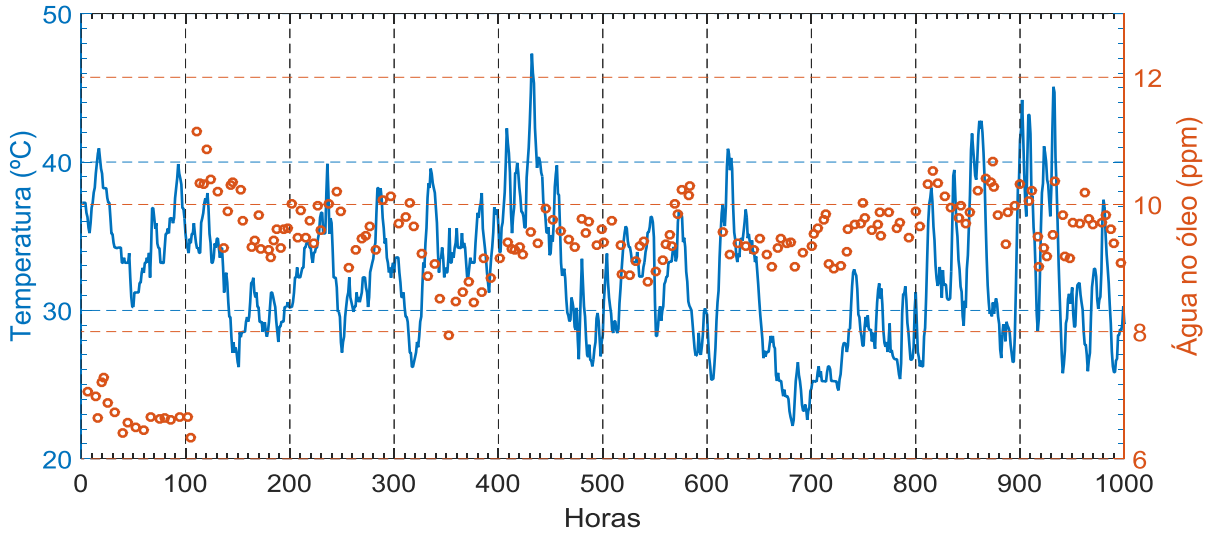


Figura 35 – Evolução da temperatura (azul) e do teor de água no óleo (laranja)

De modo a ser possível comparar os resultados das medições feitas pelo Hydrocal (*online*) e das medições levadas a cabo pelo laboratório especializado (*offline*) é necessário colocar os valores de água no óleo na mesma referência de temperatura. Para corrigir os valores de água para a mesma referência adotou-se a fórmula utilizada pelo laboratório especializado para o efeito, a qual é expressa pela equação 5.5 [63].

$$WCO(20^{\circ}C) = WCO(T) \cdot 2,24 \cdot e^{-0,04 \cdot T} \quad (5.5)$$

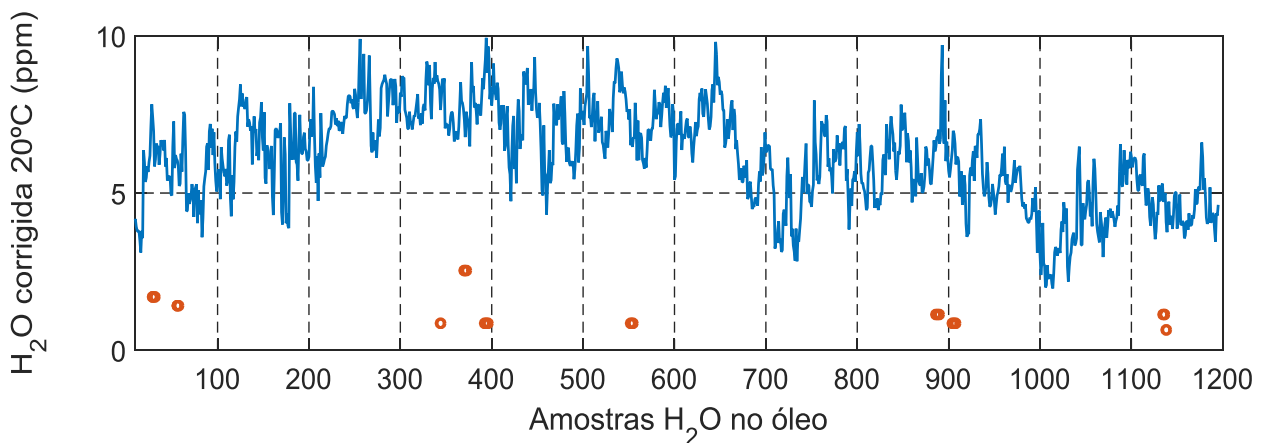


Figura 36 – Evolução do teor de água no óleo corrigido para 20°C, dados *online* (azul) e *offline* (laranja)

Para os dados *online* a correção foi feita utilizando as medições de água e a temperatura disponível nos dados online para essa hora, que corresponde a uma média das temperaturas durante essa hora. Para os dados *offline* a correção foi feita utilizando as medições de água e de temperatura, ambas

medidas na parte inferior do transformador. Na figura 36 apresentam-se as várias medições de concentração de água no óleo feitas pelo Hydrocal e corrigidas para 20°C, a azul, e as medições do laboratório também corrigidas para 20°C, a laranja. Para um dia, têm-se várias medições *online* (em média 3/4) enquanto, se houver medição *offline* apenas é feita uma. Deste modo associou-se às várias medições *online*, a medição *offline*, realizada nesse dia se disponível. Comprova-se pela figura 36 que as medições *offline* e *online* de concentração de água no óleo são bastante discrepantes. A diferença entre os dados *online* e *offline* pode ser justificada pelo facto de não se ter a certeza do local de obtenção da temperatura *online* e como tal a correção não estar coerente, o que é reforçado pela discrepância observada para as temperaturas *online* e *offline* na secção 5.3. A diferença entre os dados *online* e *offline* pode-se também dever à incerteza das medições, que no caso do Hydrocal é de +/- 3 ppm. Para as medições realizadas pelo laboratório especializado este valor não está quantificada mas pode ser elevada, o que é comprovado pelo facto de, dependendo do laboratório o resultado, poder variar bastante [47]. Na figura 37 apresenta-se o resultado de medições de concentração de água no óleo de três amostras distintas realizadas por sete laboratórios diferentes na Europa, verifica-se que as medições são muito diferentes.

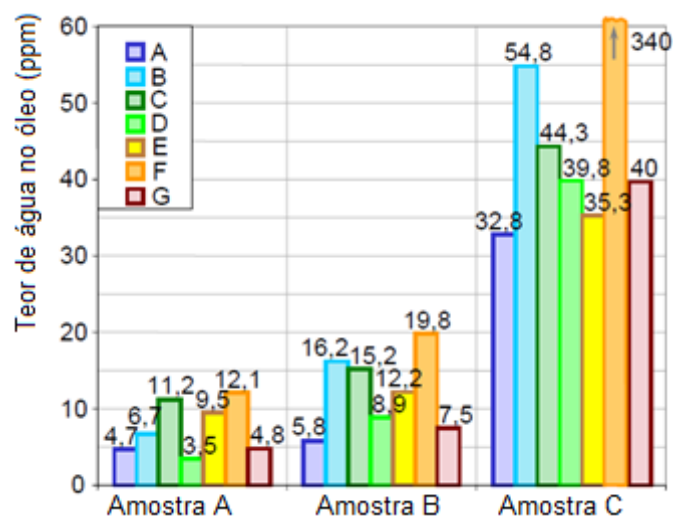


Figura 37 – Medições de teor de água no óleo realizados por vários laboratórios [47]

5.9. Conclusão

Neste capítulo apresentou-se o transformador em análise, fez-se ainda uma descrição das várias grandezas amostradas continuamente no tempo que foram recebidas. Existem várias limitações nos dados, primeiro na quantidade dos mesmos, já que se fossem mais seria possível com base nas informações históricas tirar algumas conclusões, e depois na qualidade, já que não se sabe como são amostrados e existe alguma discrepância entre algumas variáveis *online* e *offline*, como é o caso da temperatura e da água. Também não existem dados para todos os componentes o que limita a aplicação dos modelos descritos no capítulo 4, que será efetuada no capítulo seguinte.

6. Modelos de monitorização contínua:

Transformador TR1

6.1. Introdução

Neste capítulo aplicam-se os modelos descritos no capítulo 4 aos dados descritos no capítulo 5 do transformador de potência desfasador. Pretende-se mostrar como aplicar os modelos e a validade dos mesmos.

6.2. Modelo térmico

Para aplicação do modelo térmico descrito em 4.2, é necessário ter o fator de carga e a temperatura ambiente numa base temporal inferior a 3,5 minutos, já que a constante de tempo dos enrolamentos admite-se como sendo 7 minutos. O fator de carga é obtido dividindo a corrente pela corrente nominal, e a corrente é obtida dividindo a potência aparente pela multiplicação da tensão composta por raiz de três, como tal sendo a potência aparente e a tensão composta interpoladas numa base temporal de dois em dois minutos, é esta a base temporal a utilizar. É necessário então ter acesso à temperatura ambiente nesta mesma base temporal, para isso recorreu-se a [63], o qual possibilita ter fácil acesso, descarregando um ficheiro CSV, a dados históricos de registos diários meteorológicos, nomeadamente temperatura mínima, máxima e média, informação sobre velocidade e direção do vento, humidade, ponto de orvalho, precipitação e pressão ao nível do mar. Para o período pretendido, ou seja, entre Novembro de 2014 e Dezembro de 2015 (período para o qual existe informação de fator de carga), apenas se encontra disponível e de acesso fácil informação recolhida a sensivelmente vinte e cinco quilómetros da subestação onde se encontra o transformador em análise. Como se pretende que a temperatura ambiente esteja de 2 em 2 minutos (base temporal de fator de carga) é necessário simular um ciclo diário de temperatura. Em [64] sugerem-se vários modelos que permitem simular o ciclo diário de temperatura, sendo que o modelo “wave” é o que apresenta menor valor de raiz quadrada do erro quadrático médio, como tal optou-se por este. Segundo este modelo o dia é dividido em dois segmentos, desde o nascer-do-sol até às 14:00h e das 14:00h até ao nascer-do-sol, sendo que para o primeiro segmento a temperatura mínima a utilizar é a do próprio dia, enquanto, para o segundo segmento deve se utilizar a temperatura mínima do dia seguinte. Assume-se que a temperatura máxima é às 14:00 h, a temperatura mínima é ao nascer-do-sol e as restantes temperaturas são calculadas através das equações (6.1) e (6.2), onde $TAVE$ é a média entre a temperatura mínima e máxima, AMP define-se como sendo metade da diferença entre a temperatura máxima e mínima, $RISE$ é o momento do nascer-do-sol em horas, H é o tempo em horas, $T(H)$ é a temperatura na hora H e H' define-se como sendo $H'=H+10$ se $H < RISE$ e $H'=14$ se $H > 14:00h$.

$$T(H) = TAVE + AMP \cdot \left(\cos \left(\frac{\pi \cdot H'}{10 + RISE} \right) \right) \quad (6.1)$$

$$T(H) = TAVE - AMP \cdot \left(\cos \left(\frac{\pi \cdot (H - RISE)}{14 - RISE} \right) \right) \quad (6.2)$$

A equação (6.1) tem validade para as horas entre as 00:00h e o nascer-do-sol e as 14:00h e as 24:00h. A equação (6.2) é válida para o intervalo entre o nascer-do-sol e as 14:00h. Verificou-se no entanto um erro na expressão do H' a partir das 14:00h, já que se este for constante e igual a 14 a temperatura ficará também constante a partir das 14:00h, o que não está de acordo com o gráfico obtido pelo modelo apresentado em [64]. Tentou-se então replicar o gráfico obtido em [64] para tentar corrigir a expressão do H' . Observou-se que se $H'=14-H$ se $H>14:00h$, o gráfico que se obtém é igual ao apresentado em [64], tal como se visualiza na figura 38.

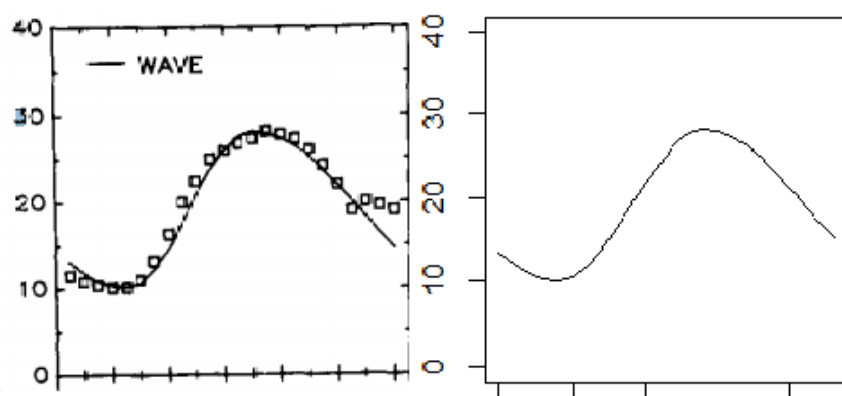


Figura 38 – Modelo “wave”, replicação de forma de onda de artigo original [64]

Para aplicação do modelo falta apenas definir a hora de nascer do sol, para isso recorreu-se a [65] onde é possível obter informação histórica relativa ao nascer e pôr-do-sol. Com todas as variáveis definidas simulou-se a temperatura ambiente, visualizando-se na figura 39 a simulação da mesma para os primeiros cinco dias de Novembro.

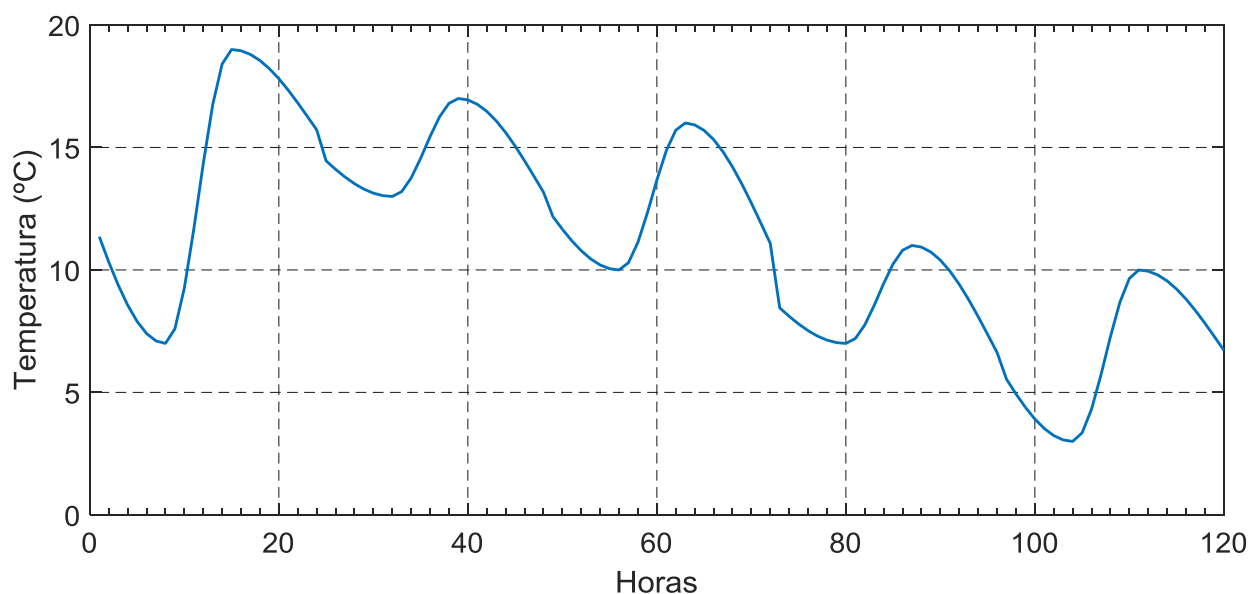


Figura 39 – Simulação de ciclo diário de temperatura ambiente para cinco primeiros dias de Novembro

De modo a verificar se a simulação diária da temperatura ambiente está próxima da temperatura ambiente no local onde se encontra o transformador, procurou-se adquirir a temperatura de hora a hora para o local mais próximo possível da subestação. Verificou-se que existem dados de temperatura ambiente de hora a hora num local a 5 km da mesma. Os dados de temperatura horários medidos junto à subestação só existem desde o início de 2016. Assim compararam-se os dados medidos a 5 km e simulados a partir de dados a 25 km para os primeiros 5 dias de Janeiro e os primeiros 5 dias de Agosto. O resultado apresenta-se nas figuras 40 e 41, respetivamente. Determinaram-se ainda os erros que figuram na tabela 15.

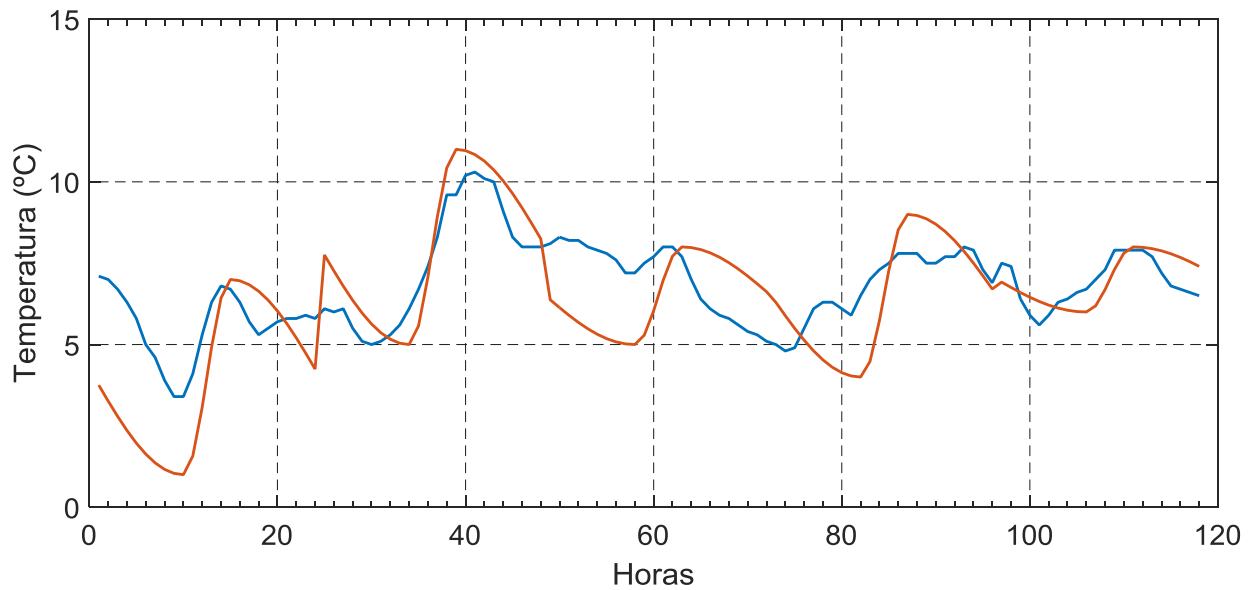


Figura 40 – Temperatura ambiente simulada (azul) e medida (laranja) para Janeiro

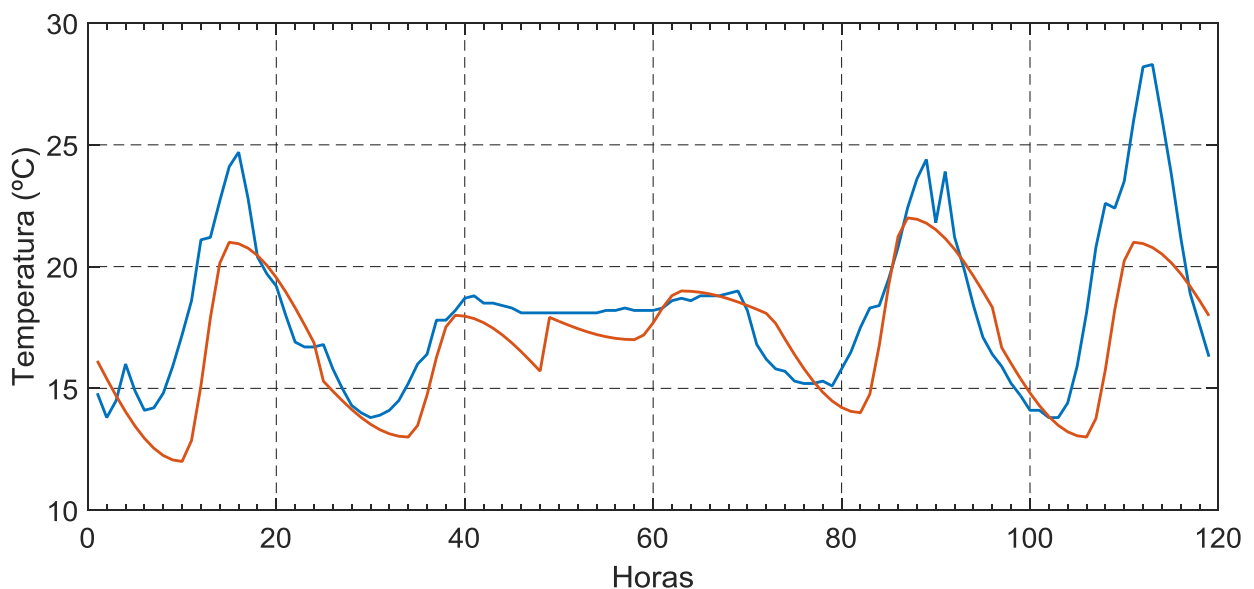


Figura 41 – Temperatura ambiente simulada (azul) e medida (laranja) para Agosto

Tabela 15 – Erros entre temperatura simulada e medida

	Janeiro	Agosto
Raiz quadrada do erro quadrático médio (<i>REQM</i>)	1,5°C	2,3°C
Erro absoluto médio (<i>EAM</i>)	1,25°C	1,63°C
Erro relativo médio (<i>ERM</i>)	20,18%	8,53%

Tanto por observação das figuras 40 e 41 como da tabela 15 se verifica que a simulação conduz a erros pequenos entre a temperatura ambiente simulada e medida. No entanto para confirmar que a simulação da temperatura ambiente conduz a estimações realistas da temperatura do topo do óleo e do ponto- quente, estimaram-se ambas através da temperatura ambiente simulada e da temperatura ambiente medida. De modo a aplicar o modelo térmico é ainda necessário definir os parâmetros característicos do transformador a utilizar no modelo, como apenas se sabe que o tipo de arrefecimento é ONAF, os parâmetros a utilizar no modelo correspondem às deste tipo de arrefecimento, já mencionadas em 4.2 na tabela 5. Tendo-se assim todos os dados necessários à aplicação do modelo térmico é possível estimar a temperatura no topo do óleo e do ponto- quente. Nas figuras 42 e 43 mostra-se a evolução da temperatura do topo do óleo e do ponto- quente, respetivamente, para a primeira semana de Janeiro, nas figuras 44 e 45 mostra-se o mesmo mas para Agosto. Sendo que a azul representam-se estimações utilizando a temperatura ambiente medida e a laranja a temperatura simulada. Para estas estimações utilizaram-se dados de fator de carga de cinco dias dos dados *online*.

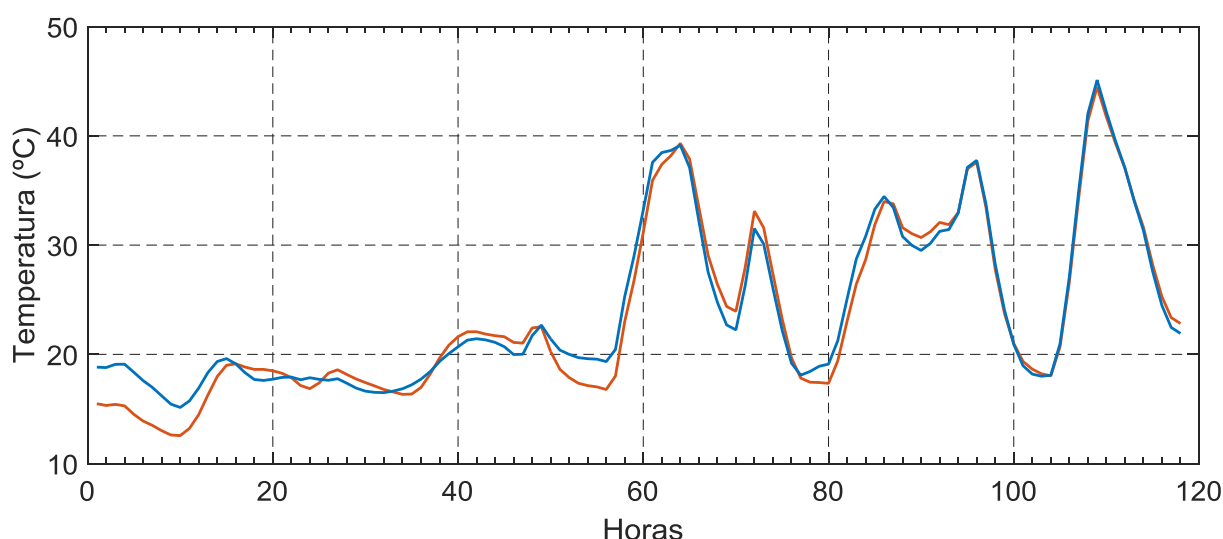


Figura 42 – Temperatura no topo do óleo através de temperatura ambiente simulada (azul) e medida (laranja) para Janeiro

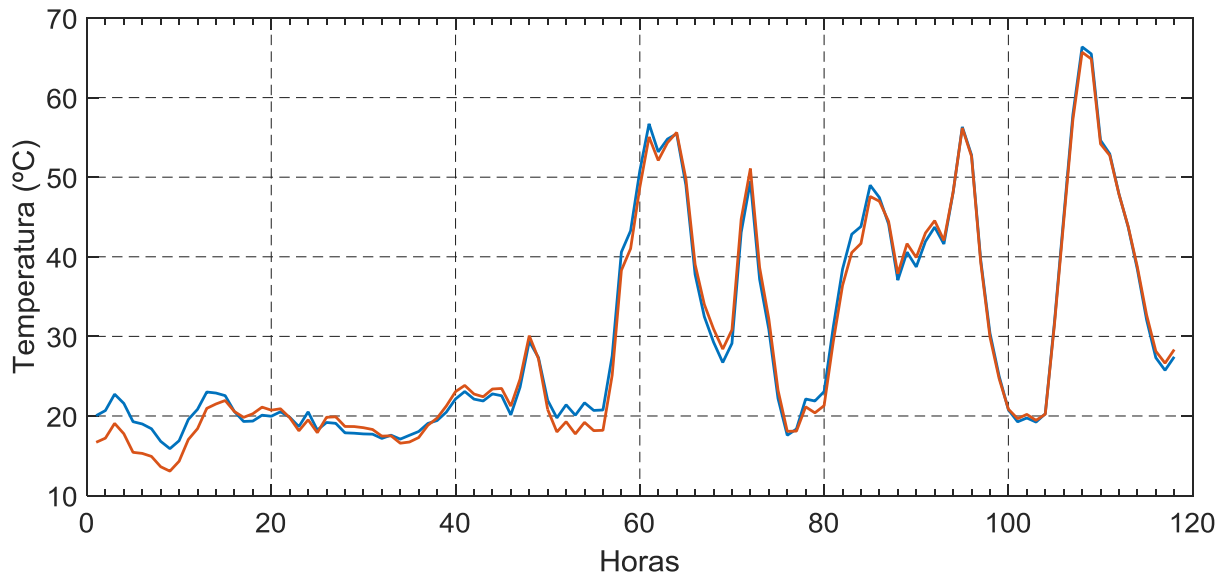


Figura 43 – Temperatura no ponto-quente através de temperatura ambiente simulada (azul) e medida (laranja) para Janeiro

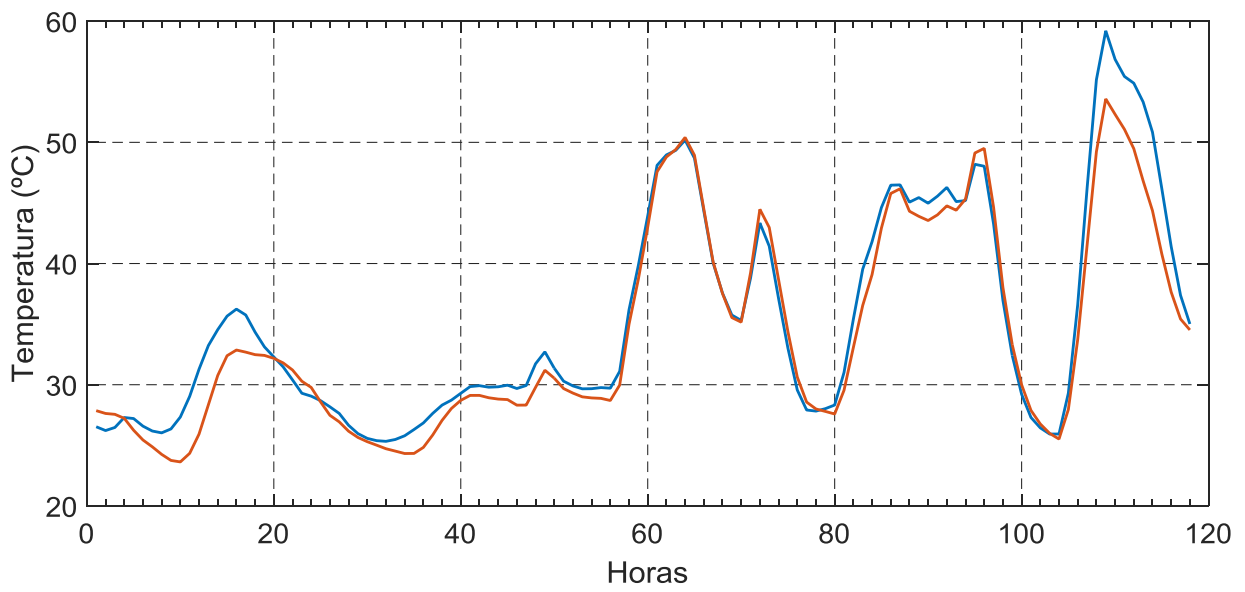


Figura 44 – Temperatura no topo do óleo através de temperatura ambiente simulada (azul) e medida (laranja) para Agosto

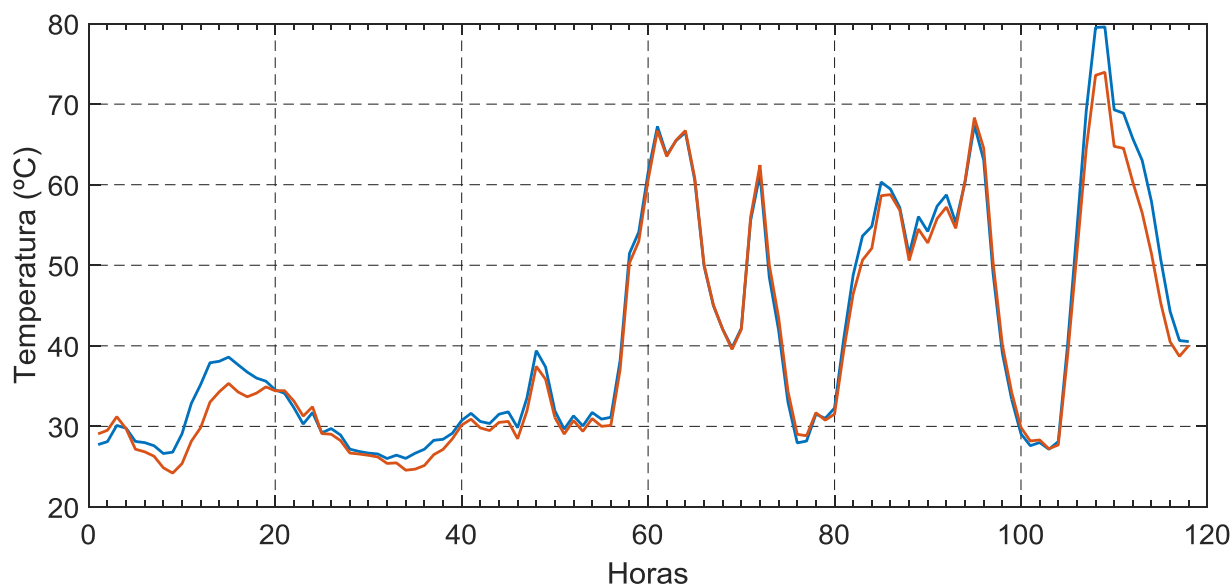


Figura 45 – Temperatura no ponto-quente através de temperatura ambiente simulada (azul) e medida (laranja) para Agosto

Na tabela 16 apresenta-se os erros das estimações feitas pelo modelo térmico utilizando a temperatura ambiente simulada e a temperatura ambiente medida para Janeiro e Agosto. É de notar que os erros para a temperatura do ponto-quente e do topo do óleo são iguais, por isso apenas se apresenta um valor para cada erro para Janeiro e Agosto.

Tabela 16 – Erros entre temperaturas estimadas através de temperatura ambiente simulada e medida

	Janeiro	Agosto
Raiz quadrada do erro quadrático médio (REQM)	1,51°C	2,17°C
Erro absoluto médio (EAM)	1,16°C	1.54°C
Erro relativo médio (ERM)	4.79%	3,74%

Prova-se assim, por observação das figuras 42, 43, 44 e 45 e da tabela 16, que na ausência de registos de temperatura ambiente, é possível simular a mesma utilizando registos diários de um local a uma distância considerável e os resultados do modelo térmico conduzem a um erro mínimo quando comparando os resultados utilizando a temperatura ambiente medida e simulada.

Na figura 46 encontra-se representada a temperatura disponível nos dados *online* (azul) e as temperaturas estimadas do topo do óleo (laranja) e do ponto-quente (amarelo). A base temporal é horária, para tal calcularam-se médias horárias dos dados de 2 em 2 minutos. Verifica-se que a temperatura disponível nos dados *online* apresenta uma variação idêntica, apesar de com menor amplitude, às temperaturas estimadas. A monitorização do sistema de arrefecimento consistiria então

na comparação entre as temperaturas medidas e estimadas, no entanto, como não se conhece a localização da temperatura disponível nos dados online (azul) a comparação não tem validade.

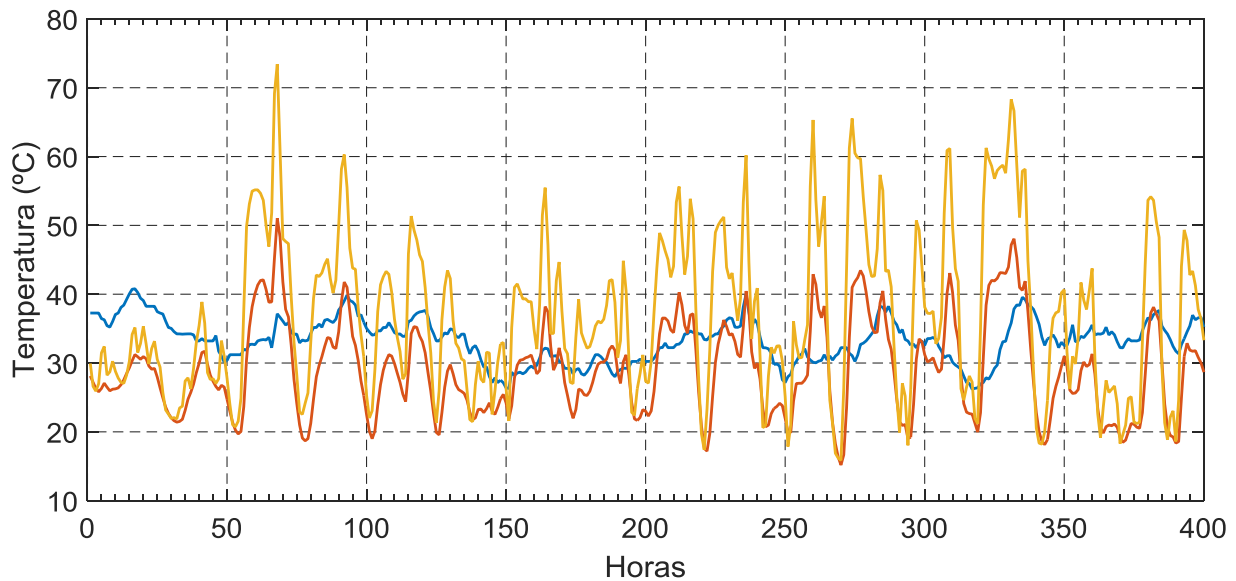


Figura 46 – Temperatura disponível nos dados *online* (azul) e temperaturas do topo do óleo (laranja) e do ponto quente (amarelo) estimadas

6.3. Modelo para a estimação do conteúdo de água no isolamento (papel e cartão) e temperatura das bolhas de água

A implementação deste modelo, já descrito em 4.3, está limitada devido ao facto de não se medir a temperatura do óleo na câmara do Hydrocal no momento de medição do teor de água. Tomou-se como aproximação a utilização da temperatura disponível nos dados *online* para a equação 4.11, para as restantes equações utilizou-se a temperatura estimada do topo do óleo. Como só se tem em média 4/5 medições de água no óleo por dia e esta pode variar bastante consoante a temperatura, optou-se por calcular um valor de água no papel para cada medição de água no óleo utilizando a temperatura disponível correspondente à hora de medição. Isto é, se o teor de água no óleo for medido às 14:34, a temperatura a utilizar nas equações é a temperatura na hora 14:00, que corresponde a uma média das temperaturas disponíveis entre as 14:00 e as 15:00. Após se ter os valores de teor de água no papel para as várias horas de medição de água no óleo, fizeram-se médias diárias, obtendo-se assim um valor para cada dia. De seguida realizaram-se médias semanais, ou seja, médias com valores de sete em sete dias, e médias ponderando os sete dias anteriores a cada medição.

Na figura 47 representa-se a azul o teor de água no papel para cada dia, a laranja ilustra-se a média de cada dia de medição ponderando os sete dias anteriores e a preto apresentam-se os pontos de médias feitas de sete em sete dias, estes pontos foram colocados no dia quatro, ou seja, aproximadamente no meio dos sete dias.

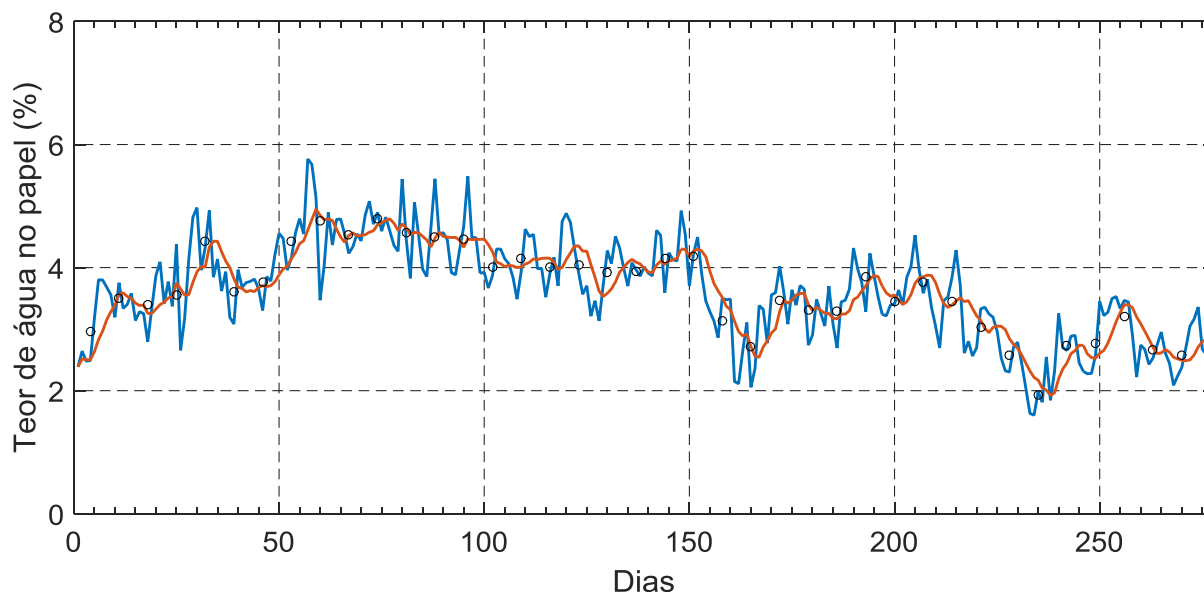


Figura 47 – Evolução do teor de água no papel

O teor de água no papel mostra-se um pouco mais variável do que o suposto, o que é justificado pelas limitações relacionadas com a temperatura, referidas atrás. Verifica-se que o teor de água excede o limite aceitável sugerido na norma IEEE C57.106 [25] para este transformador, que corresponde a 1,25%. No entanto não se pode ter certezas dos resultados devido ao facto dos valores de teor de água no óleo em *online* e *offline* estarem bastante discrepantes. A raiz quadrada do erro quadrático médio toma o valor 0,3313% para os dias em que se tem valores de médias de sete em sete dias e de médias ponderando os sete dias anteriores, ou seja, para dias em que existem pontos azuis e pretos. Como o valor da raiz quadrada do erro médio quadrático é pequeno comparado com amplitude de valores e visualmente ambas as médias estão bastante próximas, conclui-se que é possível ter um valor de teor de água no papel para todos os dias, através de médias ponderando os sete dias anteriores.

Com os dados de teor de água no papel é possível então estimar a temperatura a partir da qual existe risco de formação de bolhas, pela equação (4.15). Para as constantes A e B definiu-se os valores relativos ao óleo Shell Diala K 6 SX usado e papel melhorado termicamente. Apesar de óleo ser diferente, acredita-se que as características sejam semelhantes e não tenham impacto significativo no resultado, pelo facto de os óleos para os transformadores terem de respeitar certas normas. Na figura 48 visualiza-se a evolução da temperatura limite de risco de formação de bolhas de água, a azul, e a temperatura do ponto-quente estimada através do modelo térmico, a laranja. Para a temperatura de formação de bolhas de água não existem valores estimados todos as horas porque não existem medições de teor de água no óleo todas as horas, no entanto, como a variação de teor de água no papel é muito pequena a variação do limite também o será. Observando a figura conclui-se que não existiu formação de bolhas já que a temperatura do transformador nunca chegou a valores próximos do limite de temperatura de formação de bolhas.

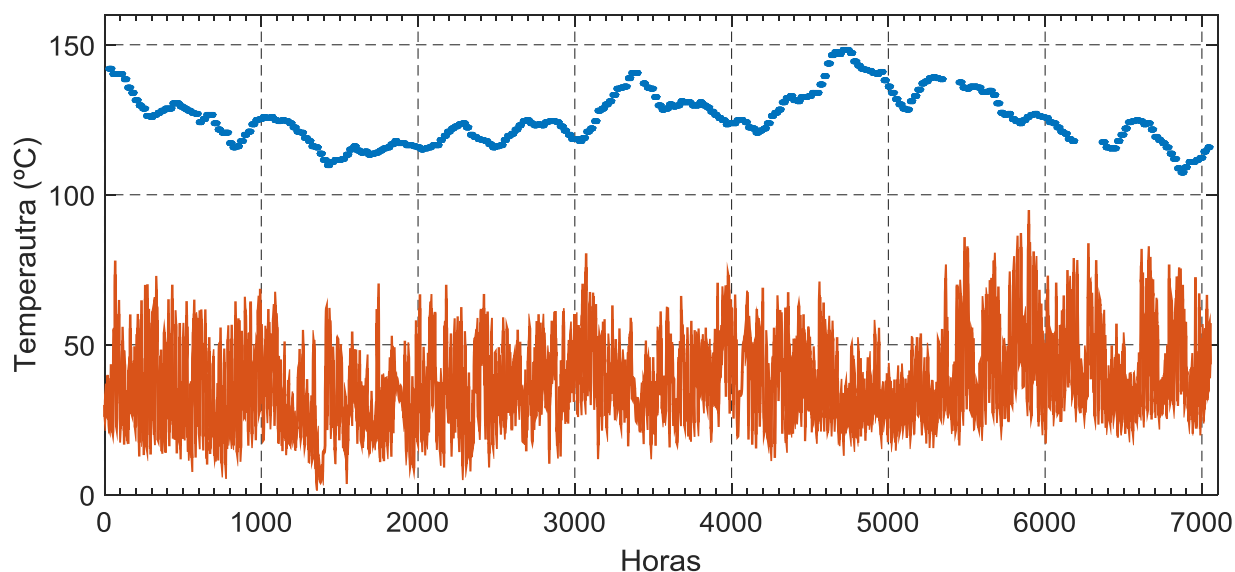


Figura 48 – Evolução da temperatura limite de formação de bolhas (azul) e a temperatura do ponto-quente estimada (laranja)

6.4. Modelo de envelhecimento do transformador

Para o modelo de envelhecimento é necessário ter como dados de entrada o conteúdo de água no papel e a concentração de oxigénio, tal como descrito na secção 4.4. Como a concentração de oxigénio não é medida pelo Hydrocal e a sua estimação através de regressão linear múltipla, como é feito para outros gases na secção 6.6, tem inerente um erro grande, a abordagem seguida foi de interpolar o oxigénio a partir dos dados *offline*. Criou-se então um vetor com os dias desde a data de comissionamento do transformador até essa data mais sessenta anos, que corresponde à esperança média de vida dos transformadores, e para os dias que se tem disponível medição de oxigénio *offline* foi atribuído esse valor aos dados online. Para os dias em que não se tem disponível medição *offline* atribuiu-se o valor da medição anterior, com exceção dos casos em que ainda não tenha havido nenhuma medição (os primeiros), para os quais se atribuiu o valor da primeira medição. A concentração do oxigénio em *online* tem assim a evolução representada na figura 49, apenas se representa um período sensivelmente entre 2010 e 2016, porque para trás e para a frente os valores prolongam-se. Optou-se por esta abordagem pois os níveis de oxigénio que definem a constante A abrangem uma grande amplitude de valores, e como a variação da concentração de oxigénio entre medições é regra geral relativamente pequena, conclui-se que esta abordagem de interpolação leva a um erro pequeno na seleção dos níveis de oxigénio.

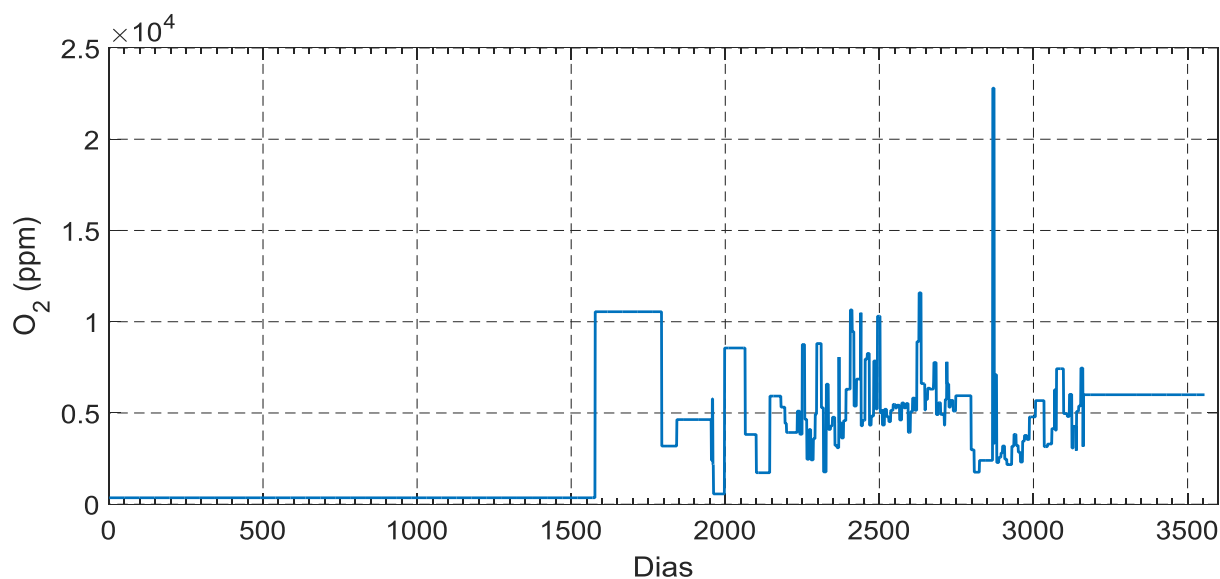


Figura 49 – Evolução da concentração de oxigênio interpolada para dados online

Com a concentração de oxigênio e de água no isolamento sólido é possível determinar a constante A para os dias em que se tem medições de ambos, ou seja, a partir de Novembro de 2014 e até Agosto de 2015. Para o período após a inexistência de valores de água no isolamento sólido toma-se a constante A como a última a ser calculada, enquanto, para o período anterior à existência de valores tomou-se para a constante A o valor correspondente a 0,5% de teor de água no papel e baixa concentração de oxigênio. Não estando disponível o valor inicial de grau de polimerização, admitiu-se o valor de 1200, já que o valor inicial habitual é de 1100/1200. A temperatura a utilizar na equação de Arrhenius (equação 3.1) é a temperatura estimada do ponto-quente, sendo que para os dias em que esta não é estimada assumiu-se a média da mesma.

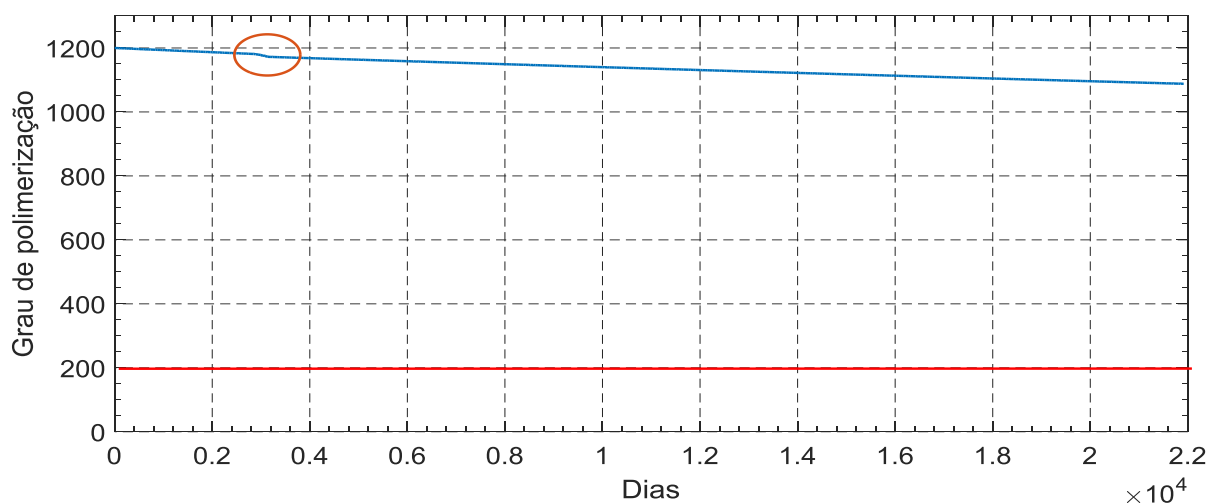


Figura 50 – Simulação do grau de polimerização desde a data de comissionamento do transformador

Com todas as variáveis de entrada definidas simulou-se a evolução do grau de polimerização, a qual se pode observar na figura 50. Esta representa a evolução até sessenta anos após a data de comissionamento (azul), representa-se também o limite de mortalidade (vermelho). Na figura 51 apresenta-se uma porção do gráfico da figura 50 (círculo a laranja) que corresponde aos dias em que

se tem valores de teor de água no isolamento sólido. Neste é possível observar a variação diária da taxa de envelhecimento.

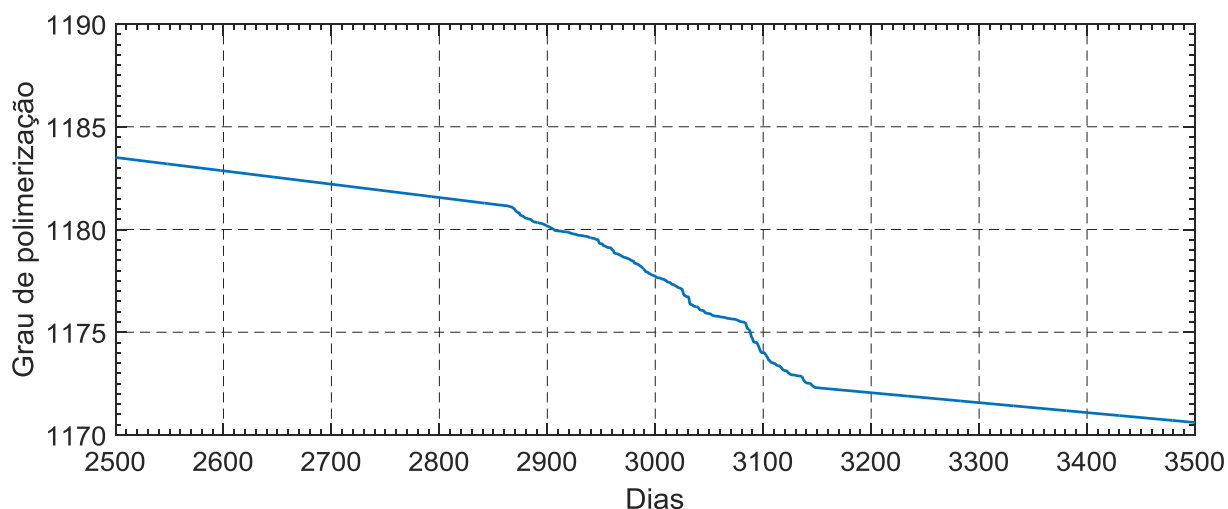


Figura 51 – Simulação do grau de polimerização para dias em que se tem dados de teor de água no papel

Verifica-se assim que é possível atualizar diariamente a curva do grau de polimerização de modo a se ter uma percepção aproximada do estado do isolamento sólido continuamente no tempo. Para isso é necessário ter a cada dia o valor de teor de água no papel, a concentração de oxigênio e a temperatura do ponto-quente, a qual pode ser estimada pelo modelo térmico, como é o caso.

É possível também confirmar a evolução do grau de polimerização através da concentração de 2-furfuraldeído (2FAL), utilizando as equações apresentadas em 3.4.1. O 2FAL não é medido em *online* mas é em *offline* e para as datas em que é medido é possível ter a noção do valor de grau de polimerização. No entanto nos relatórios do laboratório especializado o valor do 2FAL aparece sempre como “<0,03”, ou seja, não existe precisão na medição dos mesmos. Assumindo o pior caso, ou seja, que o 2FAL é igual a 0,03 e utilizando a equação de Stebbins (equação 3.3), a qual é adequada para transformadores com papel termicamente melhorado, calculou-se o valor de grau de polimerização para as datas em que é medido. Na figura 57 apresenta-se a evolução do grau de polimerização obtida pela equação de Arrhenius, a azul, e os valores de grau de polimerização calculados pela equação de Stebbins para as datas em que se mede o 2FAL, a laranja. Os valores de grau de polimerização estão bastante diferentes, no entanto já seria de esperar visto não haver precisão na medição do 2FAL.

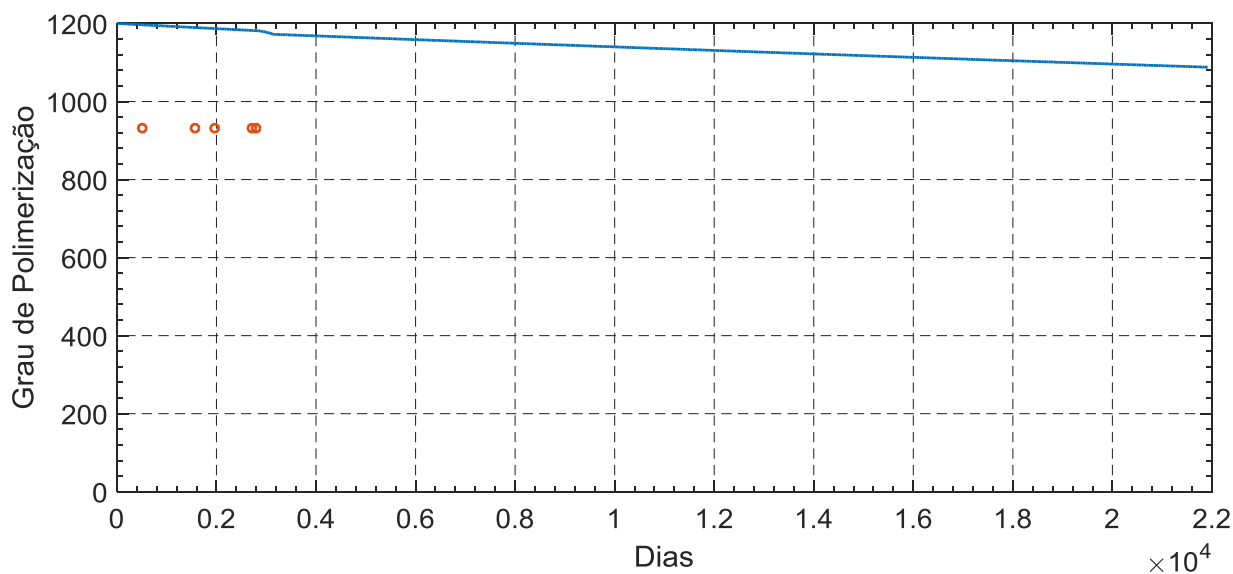


Figura 52 – Evolução do grau de polimerização obtido através do teor de água no papel (azul) e da concentração de 2-FAL (laranja)

6.5. Modelo do fator de carga

O modelo de carga visa verificar se a carga ultrapassa ou não o limite de 200%, neste caso o fator de carga tem de se encontrar entre -2 e 2. Como é possível comprovar pela figura 53, onde se visualiza a evolução do fator de carga de 2 em 2 minutos, a carga nunca excede o limite especificado, como tal, não deve “soar” nenhum alarme.

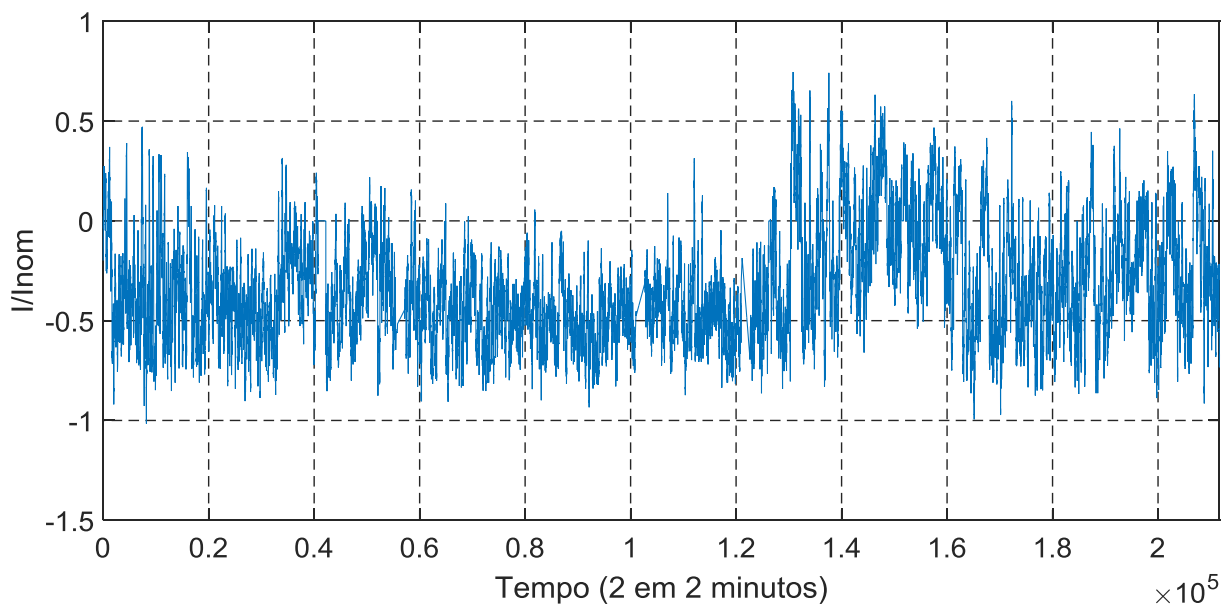


Figura 53 – Evolução do fator de carga

6.6. Modelo de análise dos gases dissolvidos no óleo

De modo a ser possível aplicar os métodos de análise dos gases dissolvidos no óleo aos dados *online* estimou-se a concentração de CH₄, C₂H₆ e CO₂. Em primeiro lugar observou-se pelos dados

offline que existe uma forte correlação entre alguns gases, como se mostra na tabela 17. Tal como nos dados *online* os gases medidos são o H₂, o C₂H₂, o C₂H₄ e o CO, apenas interessa perceber quais os gases que não são medidos que estão mais correlacionados com estes. Sublinhou-se a verde, na tabela, as correlações que se consideram significativas entre os gases existentes e os não existentes nos dados *online*. Conclui-se que dos gases não existentes nos dados *online* apenas o N₂ e o O₂ não apresentam correlações significativas com os gases existentes nos dados online, no entanto apresentam uma forte correlação entre eles.

Tabela 17 – Correlação entre gases medidos pelo laboratório especializado (*offline*)

	H ₂	O ₂	N ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂
H ₂	1,00	-0,057	0,033	0,347	0,433	0,635	0,576	0,6353	0,717
O ₂	-0,057	1,00	0,913	0,1922	0,308	-0,143	-0,150	-0,126	0,0486
N ₂	0,033	0,914	1,00	0,288	0,399	-0,15	-0,167	-0,129	0,135
CO	0,347	0,192	0,2885	1,00	0,794	-0,293	-0,348	-0,275	0,387
CO ₂	0,433	0,308	0,399	0,794	1,00	0,021	0,002	0,056	0,553
CH ₄	0,635	-0,143	-0,151	-0,29	0,021	1,00	0,993	0,994	0,332
C ₂ H ₄	0,576	-0,15	-0,168	-0,348	0,002	0,993	1,00	0,989	0,319
C ₂ H ₆	0,635	-0,126	-0,129	-0,275	0,057	0,994	0,989	1,00	0,327
C ₂ H ₂	0,717	0,048	0,135	0,387	0,553	0,332	0,31	0,327	1,00

A função `lm` (“Fitting Linear Models”) do programa R permite estimar uma variável através de várias variáveis, ou seja, permite fazer regressões lineares múltiplas sem interação entre as variáveis de entrada, sendo que a função estima os coeficientes que minimizam o erro residual entre os valores reais e os valores estimados pelo modelo. Ou seja, se quisermos, por exemplo, estimar uma variável Y através de outras duas variáveis A e B , a função retornará os coeficientes que deverão ser multiplicados por estas e um coeficiente de ordem zero, na forma $Y = \beta_0 + \beta_1 \cdot A + \beta_2 \cdot B$.

De modo a estimar a concentração de CH₄ utilizou-se a função `lm` do programa R descrita acima, começando por se utilizar como variável de entrada o C₂H₄ já que este é o que tem a maior correlação com o CH₄, tendo-se obtido a seguinte expressão $CH_4 = -5,815 + 0,9 \cdot C_2H_4$. De seguida, estimou-se a concentração de CH₄ para os vários dias em que se tem valores disponíveis de C₂H₄ nos dados *online*. Após este passo, calculou-se a raiz quadrada do erro quadrático médio entre os dados online estimados e os dados *offline* para as datas em que houve medições de ambos, sendo esta 43,48 ppm. Procedeu-se de maneira análoga, mas adicionando-se ao modelo o H₂, obtendo-se uma raiz quadrada do erro quadrático médio de 40,24 ppm. Ao adicionar o C₂H₂ ao modelo a raiz quadrada do erro quadrático médio passou a ser 39,46. Considerou-se esta última melhoria do modelo pouco significativa, tendo-se optado pelo modelo em que se estima o CH₄ a partir do H₂ e do

C_2H_4 . O modelo é então descrito pela expressão $CH_4 = -10,057 + 0,8782 \cdot C_2H_4 + 0,064 \cdot H_2$, o qual apresenta um coeficiente de determinação (R^2) igual a 0,9963, isto é, aproximadamente 99,63% da a causa da concentração de CH_4 é devida à concentração de C_2H_4 e H_2 . As variáveis do modelo apresentam um elevado nível de significância, mostrando-se assim que é improvável que não exista relação entre a concentração de CH_4 e a concentração de C_2H_4 e H_2 . O modelo apresenta ainda um valor p muito menor que 0,01, levando à rejeição da hipótese nula, a qual é o complemento da hipótese apresentada. No gráfico da figura 54 representam-se a azul os valores estimados pelo modelo linear para a concentração de CH_4 através dos valores de C_2H_4 e H_2 *online* e, a laranja mostra-se os valores da concentração de CH_4 dos dados *offline*. Conclui-se que os valores de ambos os dados estão bastante próximos, existindo uma maior diferença a partir de aproximadamente o dia 200, é possível ainda observar 3 zonas distintas tal como se tinha constatado para o C_2H_4 .

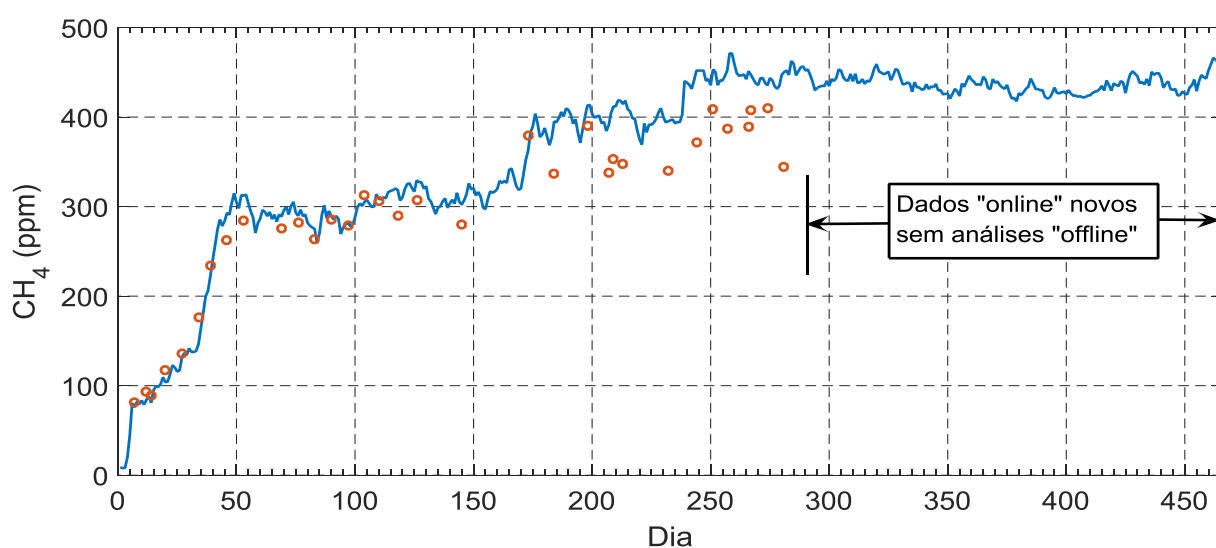


Figura 54 – Evolução da concentração de metano ao longo do tempo, dados *online* (azul) e *offline* (laranja)

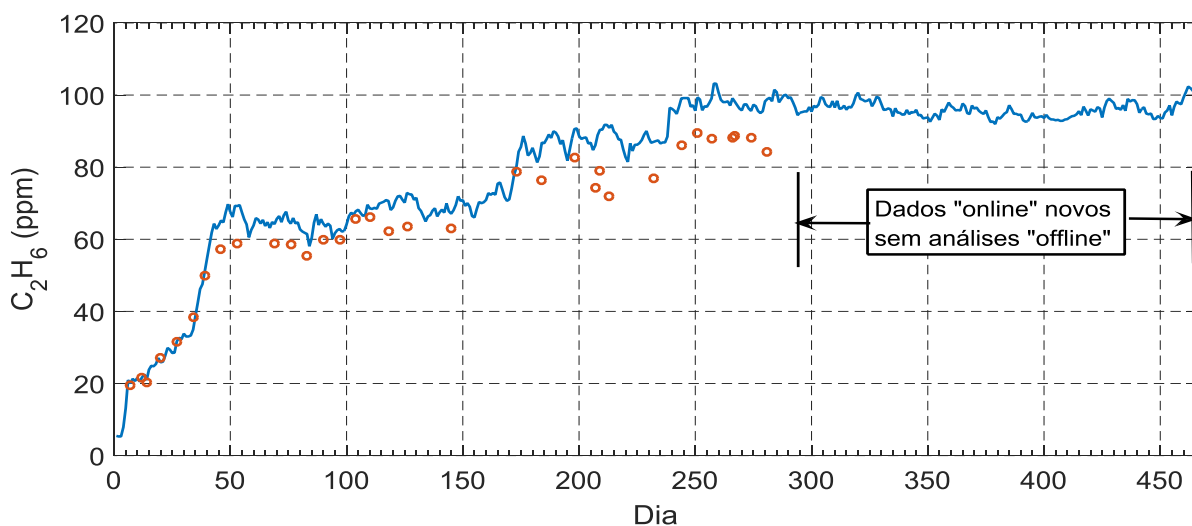


Figura 55 – Evolução da concentração de etano ao longo do tempo, dados *online* (azul) e *offline* (laranja)

De modo similar, estimou-se a concentração de C_2H_6 , concluindo-se que o modelo linear que conduz a melhores resultados para a estimação do mesmo tem como variáveis de entrada o C_2H_4 e o C_2H_2 .

O modelo tem a seguinte expressão $C_2H_6=1,572+0,188.C_2H_4+0,0244.C_2H_2$, o coeficiente de determinação toma o valor de 0,9923 e o valor p é muito menor que 0,01. Verifica-se ainda que o C_2H_4 apresenta um nível de significância superior ao do C_2H_2 . Na figura 55 mostra-se a evolução da concentração de C_2H_6 estimado para *online* (azul) e os valores *offline* (laranja) medidos pelo laboratório especializado. Visualiza-se um comportamento praticamente igual entre os dados *online* (estimados) e *offline*.

Por fim, estimou-se utilizando o mesmo procedimento, foi estimada a concentração de CO_2 para dados *online*. O modelo é dado por $CO_2=133,986+0.258.H_2+2,688.CO$, sendo que ambas as variáveis apresentam elevados níveis de significância, um coeficiente de determinação de 0,7769 e um valor p muito menor que 0,01. Na figura 56 está representada a evolução do gás para dados *online* (azul) e *offline* (laranja), comprovando-se um comportamento aproximado entre ambos, no qual o gás aumenta ao longo do tempo de forma quase constante.

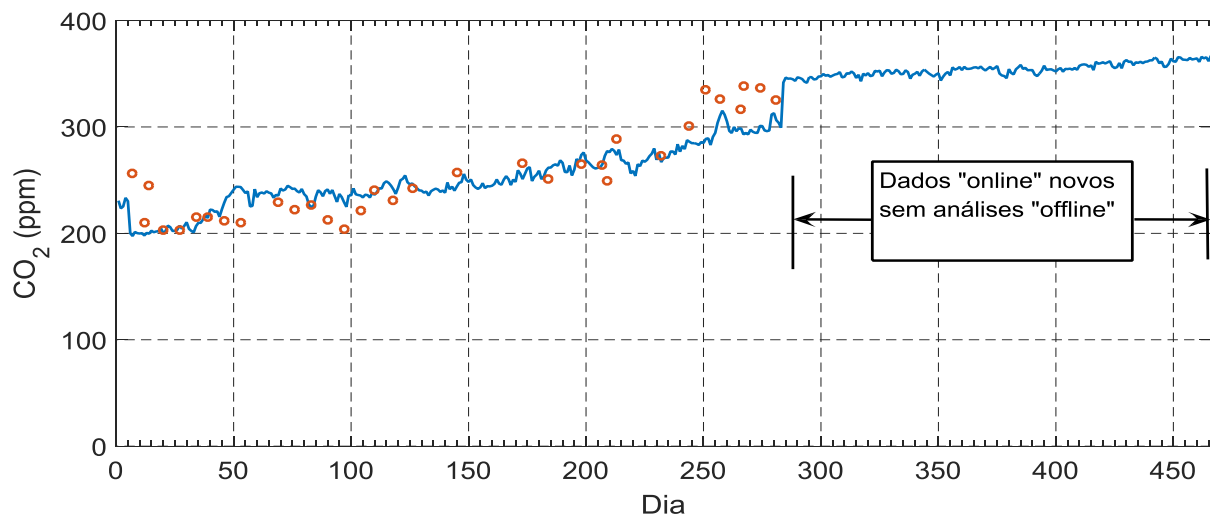


Figura 56 – Evolução da concentração de dióxido de carbono ao longo do tempo, dados *online* (azul) e *offline* (laranja)

Na tabela 18 apresentam-se os erros entre os dados *online* estimados e os dados *offline* medidos para as datas em que existem ambos. Verifica-se que os erros são significativos, principalmente para o metano, sendo de realçar que os erros verificados para estes três gases estimados resultam do erro entre as concentrações dos gases *online* medidos e *offline* medidos.

Tabela 18 - Erros entre concentração de gases *online* estimados e *offline* medidos

Gás	Raíz quadrada do erro quadrático médio (REQM)	Erro absoluto médio (EAM)	Erro relativo médio (ERM)
CH ₄	40,24 ppm	30,85 ppm	10,13%
C ₂ H ₆	8,3 ppm	6,82 ppm	9,75%
CO ₂	23,13 ppm	17,95 ppm	6,93%

Após estimar a concentração destes gases é então possível aplicar os métodos de análise dos gases dissolvidos no óleo aos dados *online* e comparar os resultados com os dados *offline* para as datas em que existe informação de ambos.

Antes de se aplicarem os métodos aos dados *online* é necessário definir os limites da concentração dos gases e da taxa de variação. Como se pretende comparar os resultados da aplicação dos métodos de análise dos gases dissolvidos no óleo aos dados *online*, com os dados *offline*, os limites a impor serão os mesmos do laboratório especializado. Verificou-se que os limites utilizados pelo laboratório especializado são os da norma IEEE C57.104 referenciados na tabela 8. Verificou-se também que apesar de em alguns comentários se verificar que a estabilização das concentrações dos gases é um fator importante, a taxa de variação não é condição de aplicação dos métodos. Ou seja, a única condição que o laboratório verifica para aplicar os métodos é o limite das concentrações, o que até faz algum sentido visto que em algumas situações amostragem é muito superior a trinta dias. Assim optou-se por aplicar para aos dados *online* os métodos, impondo e não, a condição da taxa de variação, a qual como já referido em 4.6 tem de ser superior a 10% quando comparando o dia em análise com o dia trinta dias antes.

Sendo os métodos aplicados pelo laboratório especializado, os métodos de Duval e IEC, aplicou-se também estes métodos aos dados *online*, com e sem a aplicação da condição da taxa de variação. Tanto na figura 57 como na figura 58 é possível visualizar a evolução das falhas segundo o método de Duval e IEC, respetivamente, ao longo do tempo. Optou-se por colocar a evolução das falhas num gráfico devido ao grande volume de dados, para isso foi necessário codificar as falhas com números, a codificação das falhas está presente na tabela 19. Até ao dia 95 onde só se tem dados *offline*, pontos a amarelo, os dias não estão temporalmente seguidos, já que a amostragem dos dados *offline* não é diária e é muito variável. Assim nestes primeiros 95 dias apresentam-se falhas entre 2008 e 2014. A partir do dia 95 os dias estão temporalmente seguidos para ambos os períodos de amostragem, sendo que apesar de temporalmente estarem distanciados optou-se por unir graficamente ambos os períodos. O primeiro período de amostragem *online* está entre o dia 96 e o dia 378, e o segundo entre o dia 97 e o dia 561. As duas linhas a azul na figura são referentes aos dados *online*, sendo que a linha a azul-escuro não tem em conta a condição da taxa de variação, enquanto, a outra tem. A linha a azul é igual à linha a azul-escuro exceto quando transita para zero, indicando a não existência de falha. Para os primeiros 30 dias de dados *online* a taxa de variação foi determinada comparando com os dados *offline* mais próximos de um mês anterior dos dias *online* em análise, e entre os períodos de dados *online* admitiu-se que estes seriam seguidos, visto estarem espaçados de dois meses e as concentrações dos gases variarem muito pouco na transição de períodos. De modo a visualizar melhor a diferença entre resultados apresenta-se na tabela do anexo D.1 as falhas para os dias em que se tem ambos os dados.

Observando a evolução das falhas das figuras 57 e 58, conclui-se que tanto os dados *online*, a azul-escuro, como os *offline* apresentam a mesma tendência, comprovando-se a fiabilidade dos dados *online*. Assim verifica-se que apesar das concentrações dos gases *online* e *offline* serem em alguns casos um pouco discrepantes o resultado final é o mesmo. Para os dados *online* a azul verifica-se

que em algumas das vezes que os outros sugerem falha este não, o que até faz sentido porque observando a evolução dos gases da secção 5.7 e desta, constata-se que estes estabilizam em alguns períodos, assim nesses períodos depreende-se que a falha tenha desaparecido. Conclui-se então que a abordagem de inserir a condição de taxa de variação conduz a resultados mais realistas. Não é no entanto possível determinar a causa destas falhas pois não existem dados para avaliar todos os componentes, para além disso, tal como é o caso do modelo de estimação de conteúdo de água no isolamento (papel e cartão), não se tem certeza de todos os resultados obtidos devido às limitações referidas.

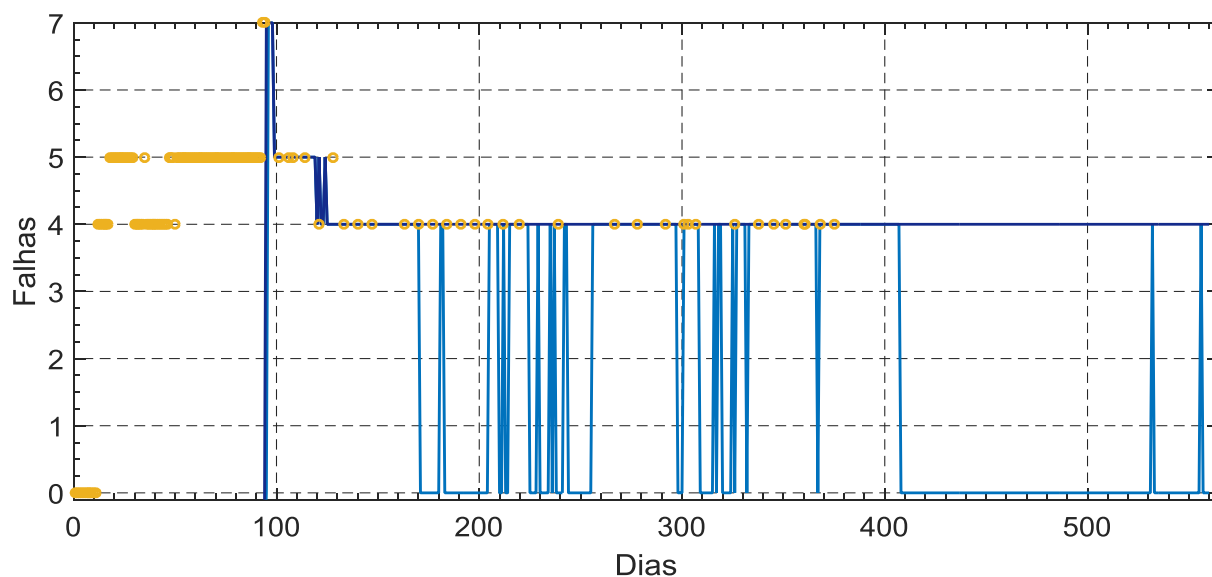


Figura 57 – Evolução das falhas segundo o método de Duval para dados *offline* (amarelo), *online* sem (azul-escuro) e com (azul) condição da taxa de variação

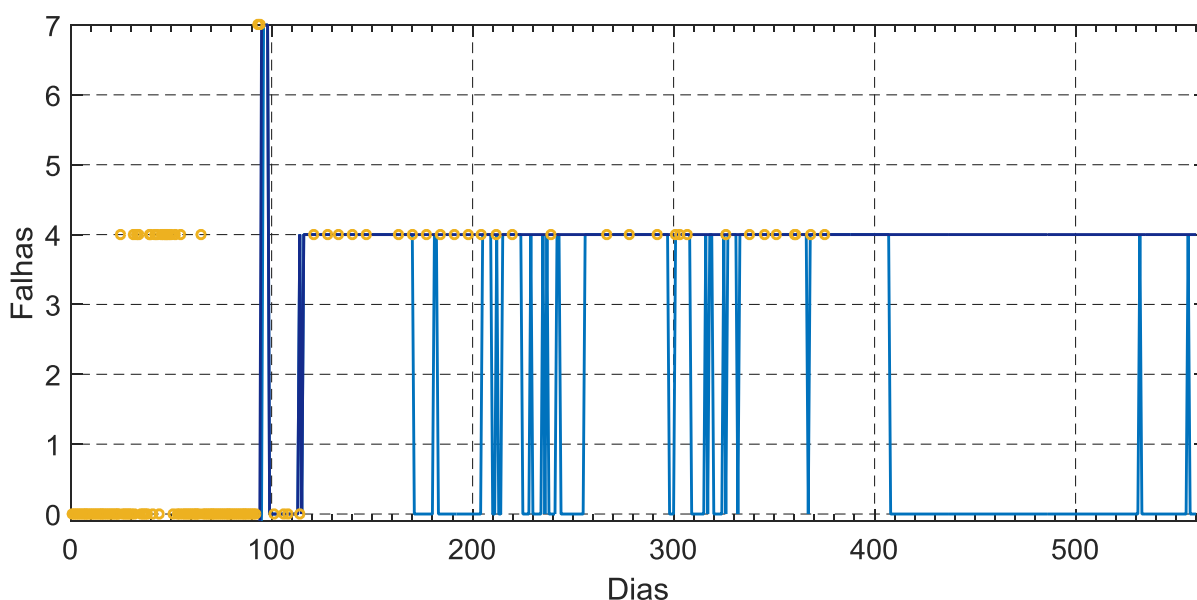


Figura 58 – Evolução das falhas segundo o método de IEC para dados *offline* (amarelo), *online* sem (azul-escuro) e com (azul) condição da taxa de variação

Tabela 19 – Codificação dos tipos de falhas

Código	Tipo de falha
0	Sem falha
1	Descargas parciais
2	Térmica [150-300 °C]
3	Térmica [300-700 °C]
4	Térmica [>700 °C]
5	Descarga elétrica e falha térmica
6	Descarga baixa energia
7	Descarga alta energia (Arco-elétrico)

6.7. Conclusão

Neste capítulo aplicaram-se os modelos de monitorização contínua no tempo apresentados no capítulo 4 ao transformador de potência desfasador. Não foi possível no entanto aplicar todos os modelos de monitorização aos principais componentes do transformador, pois não existem dados relativos a todos. Para os modelos que existem dados mostraram-se técnicas que possibilitam a implementação dos mesmos, nomeadamente, para o modelo térmico onde se utilizou uma temperatura ambiente simulada através de dados de temperatura ambiente mínima e máxima medidas a 25km de distância, e para o modelo de análise dos gases dissolvidos no óleo, para os quais se demonstra uma abordagem válida de estimação de gases em falta. Para além disso analisaram-se os resultados dos modelos.

7. Conclusões e trabalho futuro

Nesta dissertação realizou-se uma revisão e análise dos métodos, contínuos no tempo, de monitorização e diagnóstico de transformadores de potência, onde foram demonstradas algumas técnicas que possibilitam a implementação dos mesmos. Inicialmente listaram-se os componentes principais do transformador de potência e as condições anormais de funcionamento que usualmente neles surgem. De seguida, procurou-se perceber quais as metodologias tradicionais de diagnóstico de transformadores de potência, tendo-se verificado a existência de diferentes técnicas para determinar a condição de cada um dos componentes principais do transformador. Após isto, apresentaram-se os modelos de monitorização e diagnóstico do transformador de potência em tempo contínuo. Detetou-se a inexistência de modelos que possibilitem aceder à condição do tanque. Como tal, desenvolveu-se um modelo que ainda está numa fase “embrionária” e que permite perceber para que valores de resistência à corrosão se dá a perfuração total da parede do tanque. No futuro pretende-se melhorar este modelo, criando um a três dimensões e que permita, monitorizar na íntegra, a corrosão nas paredes do tanque do transformador, para isso incluir-se-á a variação, contínua no tempo, dos fatores que afetam a resistência do metal à corrosão. Por fim, apresentaram-se os dados, contínuos no tempo, disponibilizados de um transformador desfasador e aplicaram-se os modelos de monitorização e diagnóstico aos mesmos. Verificaram-se em algumas variáveis a existência de discrepâncias entre os dados obtidos por sensores e os dados obtidos pelo laboratório especializado. Nos dados obtidos pelos sensores não se mediram alguns gases fulcrais à aplicação de métodos de análise dos gases dissolvidos no óleo. Assim, utilizando regressões lineares obtidas através dos gases medidos pelo laboratório especializado conseguiu-se estimar os gases em falta de modo a ser possível aplicar os métodos, os quais apresentaram resultados muito próximos dos resultados obtidos pelo laboratório. Mostrou-se também que é possível determinar as temperaturas do ponto-quente e do topo do óleo utilizando registos de temperatura ambiente máxima e mínima medidas a uma distância considerável do transformador em análise.

Conclui-se assim que estes métodos são uma mais-valia para as entidades que gerem as redes de energia, pois possibilitam ter acesso contínuo no tempo e de forma automática à condição dos seus transformadores de potência. Assim podem agir mal surja uma anomalia no transformador evitando custos técnico-económicos que podem ser bastante elevados e ainda gerir melhor o ciclo de vida do transformador.

No futuro com mais dados será interessante relacionar as variáveis internas do transformador com variáveis externas. Verificou-se, por exemplo, que existe uma forte relação entre a temperatura do transformador e, a temperatura ambiente e a velocidade do vento. Sendo que, através de previsões meteorológicas é possível prever a temperatura do transformador. Será também interessante tentar desenvolver um modelo de monitorização dos enrolamentos que passe pela monitorização do rácio do número de espiras em função da carga. Assim como, com o histórico do transformador, nomeadamente falhas que tenham ocorrido e, dados contínuos no tempo, é possível associá-los e retirar padrões de modo a se prever a ocorrência de falhas.

8. Referências

- [1] E.A. Mohamed, A. Y. Abdelaziz, A. S. Mostafa, "A neural network-based scheme for fault diagnosis of power transformers", *Electr Power Syst Res*;75(1),29–39,2005
- [2] Nisha Barle, Manoj Kumar Jha, M. F. Qureshi, "Artificial Intelligence Based Fault Diagnosis of Power Transformer-A Probabilistic Neural Network and Interval Type-2 Support Vector Machine Approach" *International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology*, Vol. 4, Issue 1, January 2015
- [3] M. R. Ahmed, M. A. Geliel and A. Khalil, "Power Transformer Fault Diagnosis using Fuzzy Logic Technique Based on Dissolved Gas Analysis", *21st Mediterranean Conf. Control Automat.*, pp. 584-589, 2013.
- [4] L.M.R. Oliveira, "Desenvolvimento de Métodos de Detecção de Avarias e Algoritmos de Proteção para Aplicação em Sistemas de Monitorização Contínua de Transformadores Trifásicos", Tese de doutoramento, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra, 2013.
- [5] C. Myers, "Transformer Conditioning Monitoring by Oil Analysis Large or Small; Contaminant or Catastrophe," in *proc. First IEE/IMechE International Conference on Power Station Maintenance - Profitability Through Reliability*, Edinburgh, UK, 30 Mar.-1 Apr.1998.
- [6] Engineering photos, vídeos and articles:<http://emadrlc.blogspot.pt/2012/12/chapter-1-power-transformers.html>, acedido em 10 de Agosto de 2016
- [7] Shayan Tariq Jan, Raheel Afzal, and Akif Zia Khan, "Transformer Failures, Causes & Impact", *International Conference Data Mining, Civil and Mechanical Engineering*, Indonesia, Feb. 1-2, 2015.
- [8] M. Bagheri, M. S. Naderi, T. Blackburn, and T. Phung, "FRA vs. short circuit impedance measurement in detection of mechanical defects within large power Transformer", *Conference Record of the IEEE International Symposium on Electrical Insulation (ISEI)*, pp. 301-305, 2012
- [9] R. Singh, A. S. Zadgaonkar, and A. Singh, "Premature Failure of Distribution Transformers - A Case Study," *International Journal of Scientific & Engineering Research*, vol. 5, n.º 6, pp. 1457-1466, 2014.
- [10] Universidade de Coimbra, departamento de física, [Online] disponível em:http://www.fis.uc.pt/data/20072008/apontamentos/apnt_330_15.pdf, acedido em 20 de Dezembro de 2015
- [11] Charles Sweetser, "Power Transformer Diagnostics: Novel Techniques and their Application", *OMICRON*, Technical Meeting, 2016
- [12] Technical Brochure No. 227 Guidelines for Life Management Techniques for Power Transformers. CIGRE WG 12.18 Life Management of Transformers, 125 p., 2002
- [13] Georg Brandtzæg, "Health Indexing of Norwegian Power Transformers", Thesis in Engineering of Energy and Environment, Norwegian University of Science and Technology, Master 2015
- [14] Mário André Soares, "Elementos para a Gestão do Ciclo de Vida de Transformadores Elétricos de Potência", Tese de Mestrado, FEUP, 2011

- [15] ABB, (2016), site da ABB <http://new.abb.com/products/transformers/transformer-components/ac-bushings-iec/oil-to-air-application/ac-bushings-type-gob>, acessado em 20 de Julho de 2016
- [16] E. A. Feilat, I. A. Metwally, S. Al-Matri, and A. S. Al-Abri, "Analysis of the Root Causes of Transformer Bushing Failures", *International Journal of Computer, Electrical, Automation, Control and Information Engineering* Vol. 7, nº 6, pp. 791-796, 2013
- [17] Redmil, apresentação Redmil no site do Slideshare:<http://pt.slideshare.net/rezzmk/redmil-powerpoint>, acessado em 20 de Dezembro de 2015
- [18] Dieter Dohnal, "On-Load Tap-Changers for Power Transformers", Maschinenfabrik Reinhausen GmbH Falkensteinstrasse 8 93059 Regensburg, Germany, 2013
- [19] MR, site da MR:http://www.reinhausen.com/desktopdefault.aspx/tabid-1551/179_read-335/, acessado em 15 de Junho de 2016
- [20] A.Franzén and S.Karlsson. "Failure modes and effects analysis of transformers" Technical Report TRITA-EE 2007:040, KTH School of Electrical Engineering, January 2007.
- [21] World press, site da world press: <https://currentpgevent.wordpress.com/>, acessado em 20 de Dezembro de 2015
- [22] Ali Jahromi, Ray Piercy, Stephen Cress, Jim R. R. Service and Wang Fan "An Approach to Power Transformer Asset Management Using Health Index" Kinetics Inc., Transmission and Distribution Technologies, Toronto, ON, Canada, 2009
- [23] Pinterest, site: <https://pt.pinterest.com/eeportal/power-transformers>, acessado em 21 de Dezembro de 2015
- [24] Cristina Ciulavu, Elena Herrera, "Power Transformer Incipient Faults Monitoring", Transilvania University of Brasov, 2008
- [25] IS 10593, "Mineral Oil-impregnated electrical equipment in services - Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis", 2006
- [26] Ena Narang, Er. Shivani Sehgal, Er. Dimpy Singh, "Fault Detection Techniques for Transformer Maintenance Using Dissolved Gas Analysis", *IJERT*, Vol. 1 Issue 6, 2012
- [27] IEEE Standard C57.104-2008: "IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers", 2008
- [28] Ivanka Atanasova-Höhlein, "DGA – Method in the Past and for the Future", Siemens, 2012
- [29] Fabio Scatiggio, "Appraisal of Transformers using Gas-Monitoring Systems", Transformer Life Management Conference, Terna, 2013
- [30] Haroldo de Faria Jr., João Gabriel SpirCosta, Jose Luis Mejia Olivas "A review of monitoring methods for predictive maintenance of electric power transformers based on dissolved gas analysis", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, p. 201–209, 2015
- [31] Hydrolectric Research and Technical Services Group "Transformer Diagnostics", United States Department of the Interior Bureau of Reclamation, June 2003
- [32] Serveron Corporation, "DGA Diagnostic Methods", Serveron White Paper, PN 880-0129-00 Rev. B, 2007
- [33] Portal net, site: <http://www.portalnet.cl/comunidad/software.479/1173260-busco-programa-triangulo-de-duval-para-aceite.html>, acessado em 21 de Dezembro de 2015

- [34] Monsef Tahir, "Intelligent Condition Assessment of Power Transformer Based on Data Mining Techniques" Master thesis, University of Waterloo, Ontario, Canada, 2012
- [35] K. Pickster, "Determination of Probability of Failure of Power Transformers using Statistical Analysis", Master Thesis, University of the Witwatersrand, Johannesburg, 2015
- [36] Siemens, site da Siemens: <http://www.energy.siemens.com/mx/en/services/power-transmission/transformer-test-laboratory/breakdown-voltage.htm#content=Description>, aceso em 23 de Julho de 2016
- [37] IEEE Standard C57.106 -2006, "IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment", 2006
- [38] Sumereder, C. and Muhr, M., "Moisture determination and degradation of solid insulation system of power transformers", Electrical Insulation (ISEI), Conference Record of the 2010 IEEE International Symposium on (pp. 1-4), IEEE, June, 2010
- [39] Thomas Prevost; "New Techniques for the Monitoring of Transformer Condition", IEEE T&D Conference, Chicago, Illinois, 17 April 2014
- [40] A. Jahromi, R. Piercy, S. Cress, W. Fan, "An approach to power transformer asset management using health index", IEEE Electr. Insul. Mag., 2, 20–34, 2009
- [41] Prof. Tyrone Fernando "Analysis of Testing Methodologies for High Voltage Transformers", CEED Seminar Proceedings, 2013
- [42] Joung Young, Kyung Park, Byeng Youn, Wook Lee, "Diagnostics of Mechanical Faults in Power Transformers – Vibration Sensor Network under Vibration Uncertainty", European conference of the prognostics and health management society, 2014
- [43] Mazdoor Sangathan, Jawaharlal Nehru, "Power Transformers, Part 7: Loading Guide for Oil-Immersed Power Transformers", IS Standard 2026-7, 2009
- [44] Matz Ohlen, "Estimating moisture in Power Transformers – How to estimate and what to do", Megger Sweden AB, Box 724, 182 17 Sweden, Transformer-Life-Management Conference, Megger Sweden
- [45] CIGRE Technical Brochure No. 349, "Moisture Equilibrium and Moisture Migration Within Transformer Insulation Systems", CIGRE WG A2.30, June 2008
- [46] Brian Sparling, "Assessing Water Content in solid transformer insulation from dynamic measurement of moisture in oil", SMIEEE, GE Energy, Canada, April 2008
- [47] Maik Koch, "Reliable moisture determination in power transformers", Doctoral thesis, Stuttgart University, 2008
- [48] Y. Du, M. Zahn, B. C. Lesieutre, A. V. Marnishev, and S. R. Lindgren, "Moisture equilibrium in transformer paper-oil systems", IEEE Elect. Insul. Mag., vol. 15, no. 1, pp. 11–20, Jan./Feb. 1999.
- [49] Daniel Martin, Olav Krause, Tapan Saha, "Measuring the Pressboard Water Content of Transformers Using Cellulose Isotherms and the Frequency Components of Water Migration", 2016
- [50] N. Lelekakis, D. Martin, and J. Wijaya, "Ageing rate of paper insulation used in power transformers Part 2: Oil/paper system with medium and high oxygen concentration," IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul., vol. 19, pp. 2009-2018, 2012.

- [51] N. Lelekakis, D. Martin, and J. Wijaya, "The effect of acid accumulation in power-transformer oil on the aging rate of paper insulation", IEEE Electr. Insul. Mag., Vol. 30, No3, pp 19-26, 2014.
- [52] V.V. Sokolov, "Transformer is gassing – What to do" Scientific and Engineering Center ZTZ-Service Company, Ukraine
- [53] Thomas Prevost, "New Techniques for the Monitoring of Transformer Condition", IEEE T&D Conference, Chicago, Illinois, 17 April 2014
- [54] Tobias Stirl, Raimund Skrzypek, Stefan Tenbohlen, Rummiya Vilaitong, "On-line Condition Monitoring and Diagnosis for Power Transformers their Bushings, Tap Changer and Insulation System" East China Electric Power, 35, pp.196-206, 2007.
- [55] P. Picher, S. Riendeau, M. Gauvin, F. Léonard, L. Dupont, J. Goulet, C. Rajotte, "New technologies for monitoring transformer tap-changers and bushings and their integration into a modern IT infrastructure", CIGRE A2-101, Hydro-Québec, Canada, 2012
- [56] IEEE Std C57.152-2013, "IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors", 2013
- [57] Fouad Brikci, "Vibro-Acoustic Testing Applied on Tap Changers and Circuit Breakers", paper presented in TechCon Conference, Sydney (Australia), May 2010
- [58] DTCPM, site da DTCPM: http://www.spmateriais.pt/corrosaoeprotecao/?page_id=24, acedido em 14 de Julho
- [59] T. Charnig and F. Lansing, "Review of Corrosion Causes and Corrosion Control In a Technical Facility", TDA Progress Report, March and April 1982
- [60] Paulo Casimiro, "Materiais de contacto com água para consumo humano, mecanismos de degradação e contaminação", tese de mestrado, Faculdade de Ciências e Tecnologia, 2010
- [61] FEUP, Probabilidades e estatística disponível [online] em: http://paginas.fe.up.pt/~imf/aulas_pest/uploads/imf_pest_16.pdf, acedido em 18 de Julho de 2016
- [62] Haukka, Matti, "The subtle effects of iron-containing metal surfaces on the reductive carbonylation of RuCl₃." Dalton Transactions 26, pp:3212-3220, 2006.
- [63] B. Pahlavanpour, M. Eklund, and K. Sundkvist, "Revised IEC standard for maintenance of in-service insulating oil," Weidmann ACTI, Sacramento, CA, pp. 1–14, 2004
- [64] Weather Underground site: <https://www.wunderground.com>, acedido em 20 de Julho de 2016
- [65] Reicosky, D. C., "Accuracy of hourly air temperatures calculated from daily minima and maxima." Agricultural and Forest Meteorology 46.3 pp: 193-209, 1989.
- [66] Time and date site: <https://www.timeanddate.com/>, acedido em 21 de Julho de 2016

Anexo A

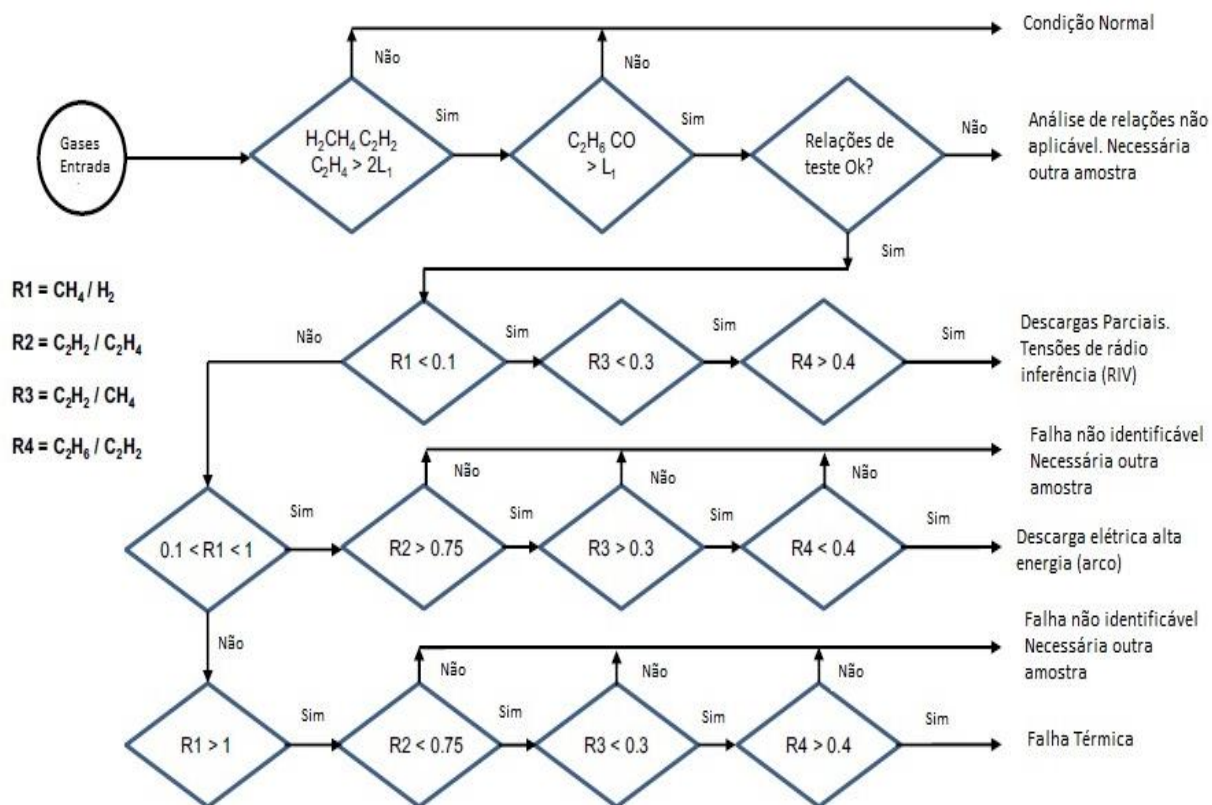
A.1 Método IEC – Falhas e correspondentes limites dos rácios [20]

Abreviatura	Descrição	R2 (C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄)	R1 (CH ₄ /H ₂) ou C ₂ H ₂ /C ₂ H ₆	R5 (C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆)
PD	Descargas Parciais	Valor não significante	<0.1	<0.2
D1	Descargas de baixa energia	>1.0	0.1– 0.5	>1.0
D2	Descargas de alta energia	0.6– 2.5	0.1– 1.0	>2.0
T1	Falha Térmica T<300 °C	Valor não significante	Valor não significante	<1.0
T2	Falha Térmica 300°C<T<700°C	<0.1	>1.0	1.0 – 4.0
T3	Falha Térmica T<700 °C	<0.2	>1.0	>4.0

A.2 Método Key Gas – Gases chave e falhas associadas [20]

Gases Chave	Tipos de falha	Proporções típicas de gases gerados
H ₂ e C ₂ H ₂	Descarga elétrica de alta energia	Grandes quantidades de H ₂ e C ₂ H ₂ . Menores quantidades de CH ₄ e C ₂ H ₄ . Formam-se CO ₂ e CO se o papel estiver envolvido.
H ₂	Descarga elétrica de baixa energia, descarga parcial	Principalmente H ₂ . Pequenas quantidades de CH ₄ . Vestígios de C ₂ H ₄ e C ₂ H ₆ .
C ₂ H ₄	Sobreaquecimento do óleo	Sobretudo C ₂ H ₄ . Quantidades mais reduzidas de C ₂ H ₆ , CH ₄ e H ₂ . Vestígios de C ₂ H ₂ , com falhas de grande temperatura.
CO	Sobreaquecimento do papel	Maioritariamente CO e CO ₂ .
H ₂	Eletrólise	Principalmente H ₂ .

A.3 Método de Doernenburg – Procedimento [20]



O limite L1 é especificado para cada um dos gases, e apresenta-se na tabela seguinte, sendo que basta um deles ultrapassar o limite para se avançar.

Gases	Limite L1
H ₂	100
CH ₄	120
CO	350
C ₂ H ₂	35
C ₂ H ₄	50
C ₂ H ₆	65

A.4 Método TDCG – Limites e procedimentos de operação [21]

TDCG (ppm)	Taxas crescimento (TDCG) (ppm/dia)	Intervalo entre amostras e procedimentos de operação para taxas de geração de gás	
		Intervalo de amostras	Procedimento de operação
<720	<10	Semestral	Operação normal continua
	10-30	Trimestral	
	>30	Mensal	Cuidado necessário. Analisar os gases individualmente para encontrar a causa. Determinar a carga dependente
721-1920	<10	Trimestral	Necessário cuidado. Analisar os gases individualmente para encontrar a causa. Determinar a carga dependente
	10-30	Mensal	
	>30		
1921-4630	<10	Mensal	Necessário cuidado. Analisar os gases individualmente para encontrar a causa. Planejar interrupção
	10-30	Semanal	
	>30		
>4630	<10	Semanal	Necessário cuidado. Analisar os gases individualmente para encontrar a causa. Planejar interrupção
	10-30	Diário	
	>30		Considerar remoção de serviço

A.5 Método de Rogers – Relação entre rácios e falhas [20]

Rácio R1 (CH ₄ /H ₂)	Rácio R2 (C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄)	Rácio R5 (C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆)	Falha
0.1-1.0	<0.1	<1.0	Normal funcionamento
<0.1	<0.1	<1.0	Descarga elétrica de baixa energia
0.1-1.0	1.0-3.0	>3.0	Descarga elétrica de alta energia
0.1-1.0	<0.1	1.0-3.0	Falha térmica baixa temperatura
>1.0	<0.1	1.0-3.0	Falha térmica <700°C
>1.0	<0.1	>3.0	Falha térmica >700°C

A.6 Testes à qualidade do óleo e normas/métodos [23]

Teste	Norma/método ASTM	IEC
Cor	ASTM D1500	ISO 2049
Tensão Interfacial	ASTM D971	ISO 6295
Exame visual	ASTM D1524	-
Tensão de ruptura do dielétrico	ASTM D1816	IEC60156
Fator dissipação	ASTM D924	IEC247
Número neutralizador	ASTM D664	IEC62021
Conteúdo de água	ASTM D1533	IEC60814

Anexo B

B.1 Análise do código do modelo de monitorização das paredes do tanque

Começa por se declarar as variáveis necessárias onde será necessário armazenar valores para traçar os gráficos, estas variáveis são do tipo “globals” pois pretende-se que sejam gerais e apenas se pretende guardar um valor para cada uma. Será necessário guardar as coordenadas da linha-da-frente e o total de pontos corroídos.

```
globals [  
  linha-da-frente ;; agentset of patches in current row  
  pontos-corroídos ;; keeps track of how much metal has been corroded  
]
```

De seguida é necessário definir o que fazem os botões “setup” e “go”. Carregando no botão setup a função com o mesmo nome é ativada, começa por se limpar e inicializar a janela de NetLogo e limpar as variáveis através da instrução “clear-all”. É necessário definir o valor inicial de pontos corroídos, que no início é zero (“set pontos-corroídos 0”), já que esta é uma variável que incrementa em cada iteração. De seguida atribuem-se aos patches a cor cinzenta. É também necessário inicializar a primeira linha de patches, a qual é definida como tendo em coordenadas em y o valor máximo da janela, para isso pintam-se os patches de vermelho, define-se assim inicialmente a linha da frente com as coordenadas da primeira linha de patches. Inicializa-se ainda a variável temporal “ticks”.

```
to setup  
  clear-all  
  set pontos-corroídos 0  
  ask patches [  
    set pcolor gray  
  ]  
  ;; set up top row  
  set linha-da-frente patches with [pycor = max-pycor]  
  ask linha-da-frente [  
    set pcolor red ;; This code initializes the "corroded points", with the red color  
  ]  
  reset-ticks  
end
```

A função “go” ativa o botão com o mesmo nome. Esta função faz desenrolar todo o processo de corrosão, verifica-se se existem patches vermelhos na linha da frente, se não existirem a simulação

termina, se existirem chama-se a função percolate que é explicada a seguir. Após a função percolate terminar, o comando tick é ativado, avançando assim o contador de ticks.

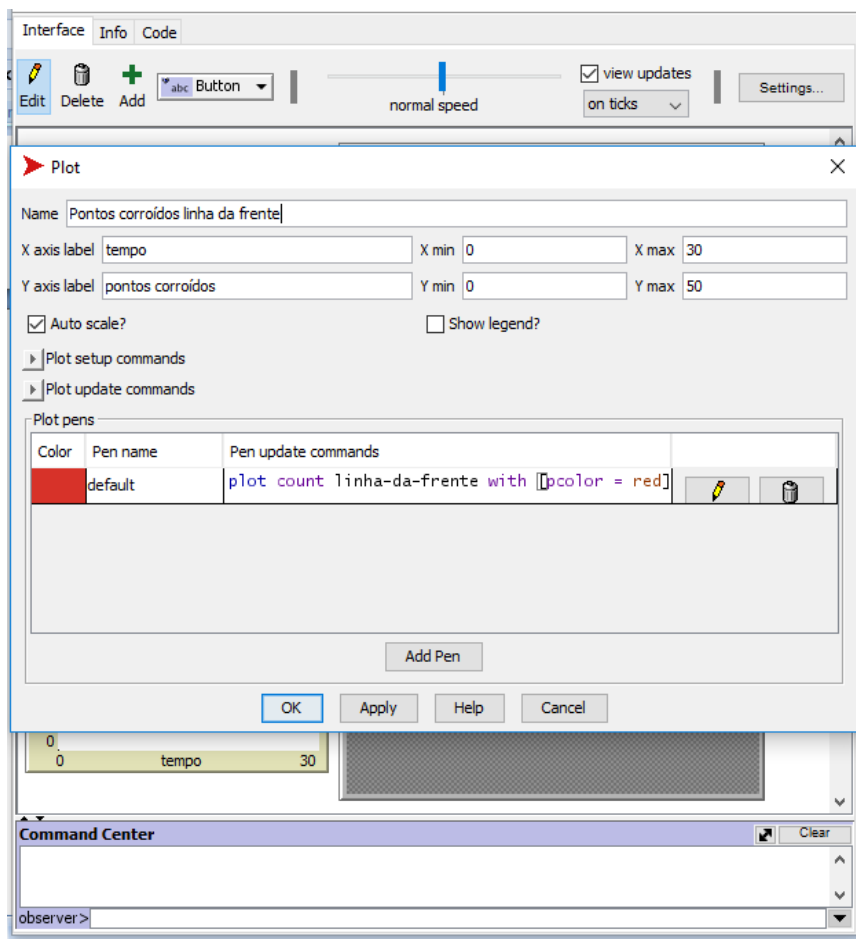
```
to go
  if not any? linha-da-frente with [pcolor = red]
    [ stop ]
  percolate
  tick
end
```

A função “percolate”, como já foi referido, é chamada a cada tick sempre que existem patches vermelhos na linha da frente da caixa de simulação. Nesta função chama-se os patches com cor vermelha na linha da frente e os patches adjacentes em baixo à esquerda ao centro e à direita (ask patches at-points $[[-1 0 -1] [1 0 -1]]$). Se estes forem cinzentos e um número aleatório entre 0 e 100 for maior que a resistência à corrosão definida no slider da interface então pintam-se de vermelho. O número aleatório entre 0 e 100 deve ser maior que o valor de resistência já que esta tem um comportamento inverso, ou seja, quanto maior a resistência à corrosão menor será a perfuração. Com esta instrução faz-se com que a evolução da corrosão em profundidade dependa da resistência à corrosão. Os pontos a vermelho que estavam na linha da frente anterior pintam-se de laranja escuro e atualiza-se o total de pontos corroídos.

A linha da frente é atualizada atribuindo-lhe para a coordenada y a anterior menos 1, isto é a linha da frente passa a ser a imediatamente a baixo.

```
to percolate
  ask linha-da-frente with [pcolor = red] [
    ;; corrosion percolates to the two patches southwest and southeast
    ask patches at-points  $[[ -1 0 -1 ] [ 1 0 -1 ] ]$ 
      [ if (pcolor = gray) and (random-float 100 > resistència)
        [ set pcolor red ] ]
    set pcolor orange - 2
    set pontos-corroídos pontos-corroídos + 1
  ]
  ;; advance to the next row
  set linha-da-frente patch-set [patch-at 0 -1] of linha-da-frente
end
```


Adicionaram-se ainda dois gráficos, um onde se observa a evolução do número total de pontos corroídos e outro onde se visualiza a cada tick o número de pontos corroídos na linha-da-frente. Na edição dos gráficos adicionou-se a instrução “plot count linha-da-frente with [pcolor = red]” ao gráfico que contabiliza a cada tick o número de pontos corroídos na linha da frente, tal como se observa pela figura seguinte. Para o gráfico que mostra a evolução do total de pontos corroídos ao longo do tempo, adicionou-se a instrução “plot pontos-corroídos”.

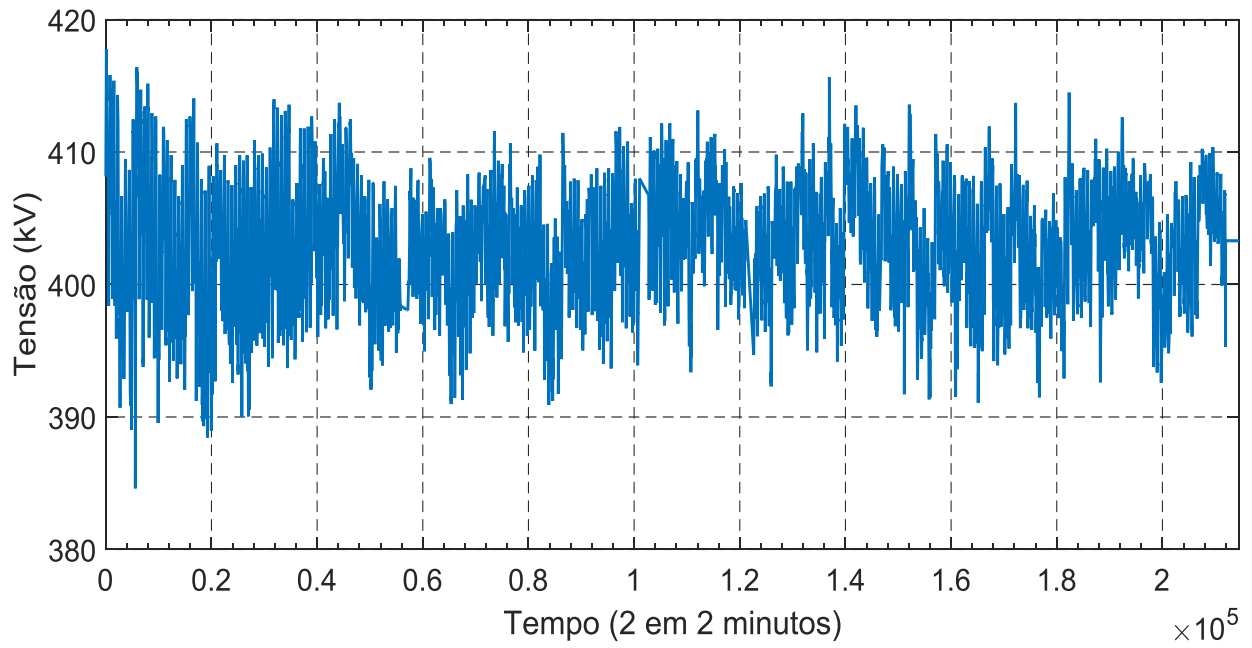


Anexo C

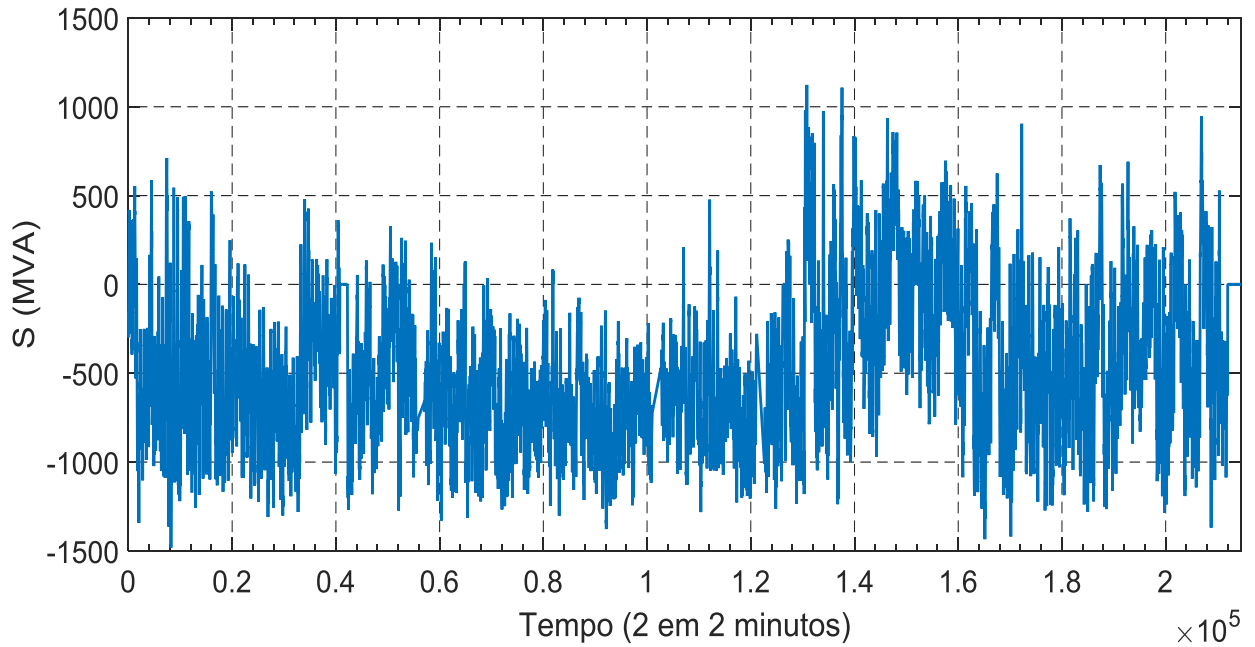
C.1 Parte de ficheiro excel enviado

ils 1	U rails 2	MVA	MVAR	MW	TAP	Temp Wikk EX	Temp Wikk SE	C2H2	C2H4	CO
408.1598816	408.079956	-298.94901	8.12249947	-298.83749	13 37,3143	33,2178	1.86558473	13.8495522	31.7090E	
408.2670898	408.205688	-276.914	5.92439985	-276.85498	13 37,263	33,064	1.86493897	13.8735714	31.7090E	
408.4072876	408.387085	-291.14349	4.61319971	-291.12402	13 37,263	33,064	1.86429922	13.8975906	31.7090E	
408.5474854	408.568481	-296.909	3.30200005	-296.909	13 37,263	33,064	1.86364746	13.9216099	31.7090E	
408.6877136	408.749908	-298.06601	1.99080002	-298.06601	13 37,263	33,064	1.86300017	13.9456301	31.7090E	
408.8279114	408.931305	-293.05249	0.6796	-293.05249	13 37,263	33,064	1.86235595	13.9696493	31.7090E	
408.568512	408.671509	-287.2865	2.2414999	-287.26801	13 37,263	33,064	1.86171019	13.9986686	31.7090E	
408.3471375	408.460144	-270.01199	6.67649984	-269.91351	13 37,263	33,064	1.86106443	14.0176878	31.7090E	
408.563385	408.738373	-233.356	4.45900011	-233.276	13 37,263	33,064	1.86041868	14.041707	31.0145E	
408.7796326	409.016632	-216.11426	0.024	-216.11426	13 37,263	33,064	1.85977292	14.0657263	31.0145E	
408.9958801	409.294861	-208.78674	0.024	-208.78674	13 37,263	33,064	1.85912716	14.0897465	31.0145E	
409.2586365	409.537109	-197.7955	0.024	-197.7955	13 37,263	33,0127	1.85848141	14.1137657	31.0145E	
409.5678711	409.743378	-193.59775	2.14499998	-193.55525	13 37,263	32,9101	1.85783565	14.137785	31.0145E	
409.8771362	409.949615	-199.85725	6.38700008	-199.72375	13 37,263	32,8075	1.85718989	14.1618042	31.0145E	
410.1863708	410.155884	-197.537	7.90200043	-197.4095	13 37,263	32,7049	1.85654414	14.1858234	31.0145E	
410.3684998	410.30368	-199.37601	6.69000006	-199.33749	13 37,263	32,6023	1.85589838	14.2098436	31.0145E	
410.4234924	410.393005	-187.38251	5.47800016	-187.38251	13 37,263	32,4997	1.85525262	14.2338629	31.0145E	

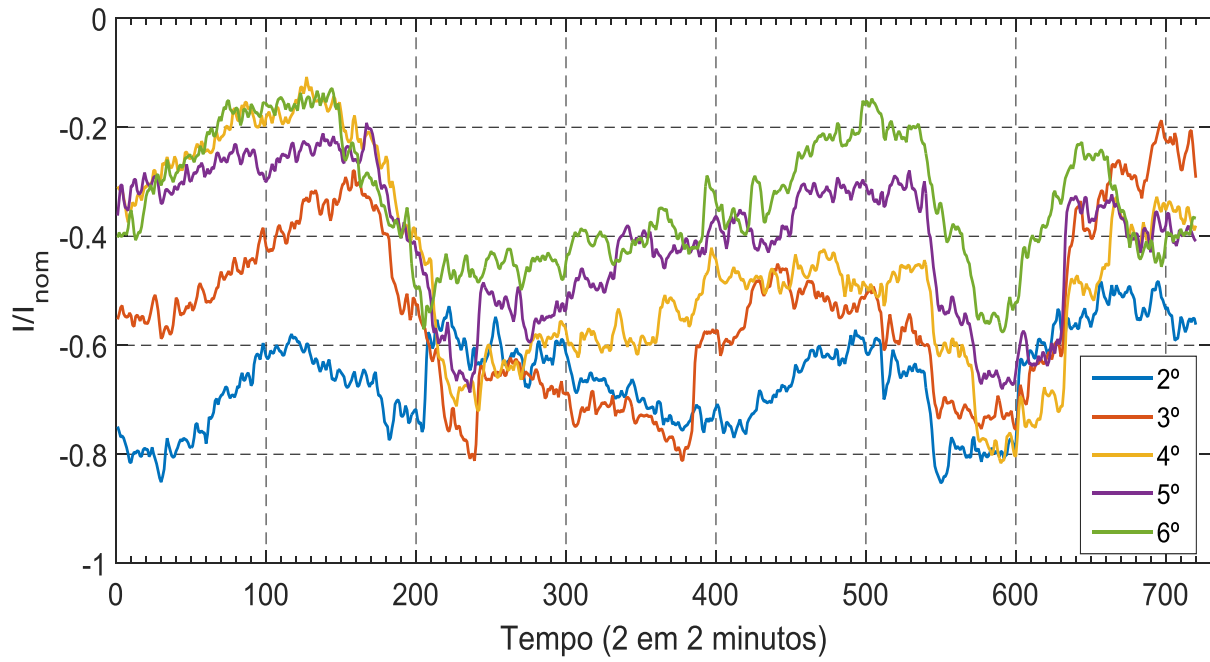
C.2 Tensão composta primário



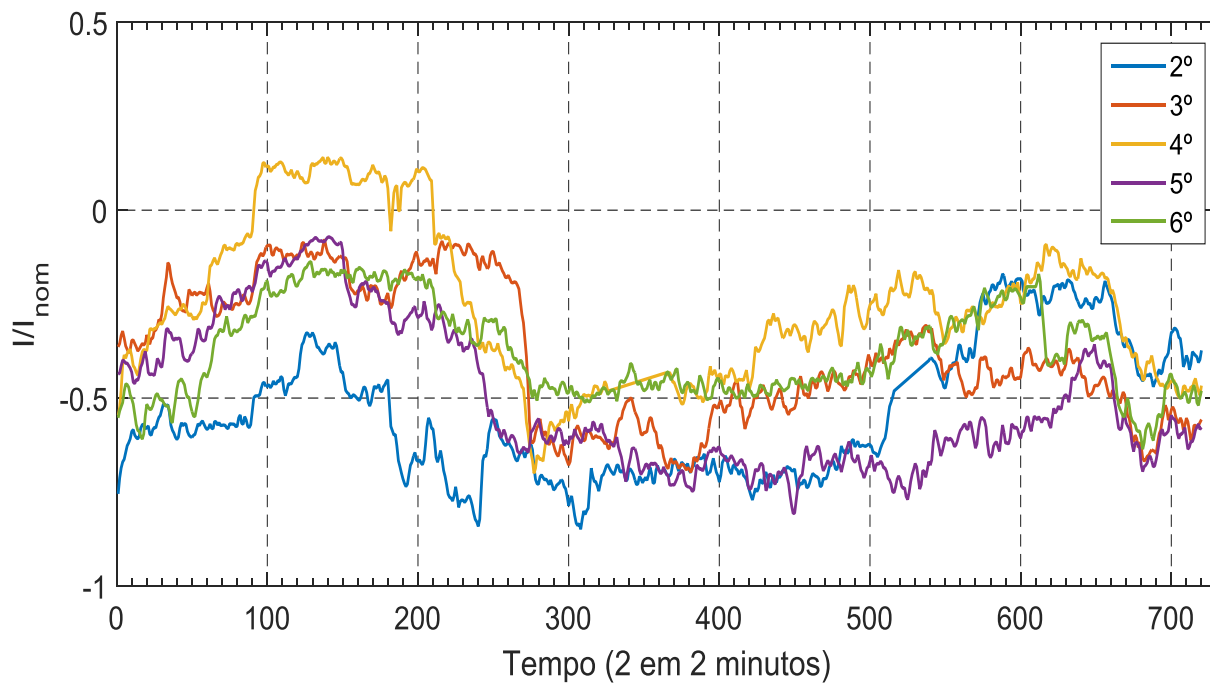
C.3 Potência aparente



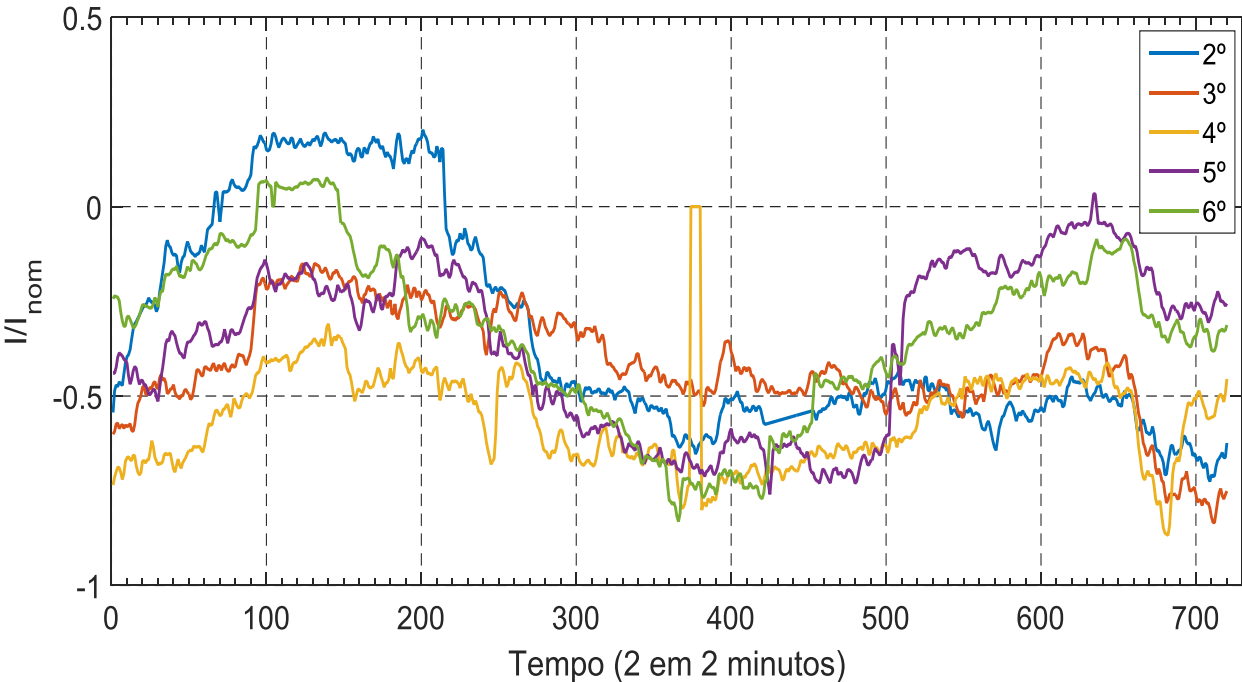
C.4 Fator de carga, 2ª semana de Fevereiro



C.5 Fator de carga, 1ª semana de Julho



C.6 Fator de carga, 2º semana de Julho



Anexo D

D.1 Falhas dados *online* e *offline* através de método de Duval e IEC

Data	Duval <i>online</i> com taxa de variação	Duval <i>online</i> sem taxa de variação	Duval <i>offline</i>	IEC <i>online</i> com taxa de variação	IEC <i>online</i> sem taxa de variação	IEC <i>offline</i>
25/09/2014	NA	NA	D2	NA	NA	D2
07/11/2014	D+T	D+T	D+T	NF	NF	NF
12/11/2014	D+T	D+T	D+T	NF	NF	NF
14/11/2014	D+T	D+T	D+T	NF	NF	NF
20/11/2014	D+T	D+T	D+T	T3	T3	NF
27/11/2014	D+T	D+T	T3	T3	T3	T3
04/12/2014	T3	T3	D+T	T3	T3	T3
09/12/2014	T3	T3	T3	T3	T3	T3
16/12/2014	T3	T3	T3	T3	T3	T3
23/12/2014	T3	T3	T3	T3	T3	T3
08/01/2015	T3	T3	T3	T3	T3	T3
15/01/2015	T3	T3	T3	T3	T3	T3
22/01/2015	NF	T3	T3	NF	T3	T3
29/01/2015	NF	T3	T3	NF	T3	T3
05/02/2015	NF	T3	T3	NF	T3	T3
12/02/2015	NF	T3	T3	NF	T3	T3
18/02/2015	NF	T3	T3	NF	T3	T3
26/02/2015	T3	T3	T3	T3	T3	T3
06/03/2015	T3	T3	T3	T3	T3	T3
26/03/2015	NF	T3	T3	NF	T3	T3
23/04/2015	T3	T3	T3	T3	T3	T3
04/05/2015	T3	T3	T3	T3	T3	T3
18/05/2015	T3	T3	T3	T3	T3	T3
27/05/2015	T3	T3	T3	T3	T3	T3
29/05/2015	T3	T3	T3	T3	T3	T3
02/06/2015	T3	T3	T3	T3	T3	T3
25/06/2015	NF	T3	T3	NF	T3	T3
07/07/2015	T3	T3	T3	T3	T3	T3
14/07/2015	T3	T3	T3	T3	T3	T3
27/07/2015	T3	T3	T3	T3	T3	T3
05/08/2015	T3	T3	T3	T3	T3	T3
06/08/2015	T3	T3	T3	T3	T3	T3
13/08/2015	T3	T3	T3	T3	T3	T3
20/08/2015	T3	T3	T3	T3	T3	T3