



Vítor Manuel
Carraquico Fernandes

**Avaliação da corrosão nas
tubagens do Terminal de
Granéis Líquidos de Sines
de 2009 a 2013: Incidências
de roturas e custos**

Dissertação de Mestrado em Eng.^a
Produção
Projeto Final

Fevereiro, 2015

Agradecimentos

Os meus sinceros agradecimentos a todos aqueles que me proporcionaram a realização deste objetivo.

A toda a minha família pela compreensão e apoio que me deram ao longo destes anos que se viram privadas de toda a atenção que merecem.

Aos meus colegas de grupo por todo o apoio e espírito de entreajuda que criámos e que bastante me ajudou a superar todos os obstáculos que foram aparecendo pelo caminho.

À minha empresa (CLT) por toda a disponibilidade que demonstrou na obtenção dos dados necessários para execução desta dissertação.

Por fim, um agradecimento muito especial ao meu orientador, professor Célio Pina, por todo o apoio, conhecimento e disponibilidade incondicional que sempre apresentou.

A todos, muito obrigado.

Resumo

A corrosão é o ataque destrutivo de um material por meio de reação com o seu ambiente, e de um natural potencial de risco associado à produção e transporte de petróleo e instalações de gás. Quase qualquer ambiente aquoso pode promover corrosão, o que ocorre em numerosas condições complexas na produção de petróleo e gás, processamento, e transporte por tubagens.

O presente trabalho teve como objetivo analisar a corrosão nas tubagens do Terminal de granéis líquidos de Sines, TGLS, terminal marítimo situado na costa vicentina, as quais apresentam um elevado estado de degradação. Os Produtos petrolíferos transportados são crude, gasolina, gasóleo, fuel, gases, metanol e nafta, sendo para tal analisada a incidência de roturas das tubagens, assim como os custos envolvidos no período de tempo de 2009-2013. Os dados obtidos ainda foram comparados com dados meteorológicos fornecidos pelo Instituto Português do Mar e Atmosfera, IPMA.

As tubagens que apresentam um maior número de roturas são as associadas ao transporte de gasolina e gasóleo. O ano em que se obteve o maior número de roturas foi o de 2011 com 23 e com menor foi 2010 com 10 sendo a média anual de 17,6. Os dados observados apresentam correlação entre roturas nas tubagens e o tipo de produto movimentado, onde os gases e a gasolina tiveram um maior impacto, representando 28% cada do total.

Os tipos de corrosão que as tubagens do terminal de granéis líquidos de Sines apresentam são por corrosão por picadas, em juntas soldadas, generalizada e galvânicas.

Os dados observados mostram que existe correlação direta entre frequência de roturas nas tubagens, temperaturas altas e intensidade média do vento, existindo ainda correlação inversa entre frequência de roturas e precipitação.

Os custos das roturas por corrosão nas tubagens do TGLS correspondem a 7,2 % dos custos totais da manutenção. Assim, seria importante elaborar um planeamento de rotinas de manutenção preventiva às tubagens, efetuada por intervalos de tempo predeterminados, de forma a reduzir a probabilidade de falha ou a degradação das tubagens, podendo reduzir os custos das reparações de avarias, reduzindo assim o impacto da corrosão das tubagens nos custos da manutenção.

Palavras-chave: Tubagens, Petroquímica, Corrosão.

Abstract

Corrosion is the destructive attack of a material by reaction with its environment, and by a natural potential risk associated with the production and transportation of oil and gas facilities. Almost any aqueous environment can promote corrosion, which occurs in numerous complex conditions in oil and gas, processing and transportation by pipelines.

The present study aimed to analyze corrosion in pipelines liquid bulk in Sines Terminal, a marine terminal located in Costa Vicentina, which has a high state of degradation. Crude, gasoline, diesel, fuel, gas, naphtha and methanol are transported through the pipeline, for this, we have analyzed the incidence of ruptures in the pipes, as well as the costs involved in the 2009-2013 time period. The results were still compared with meteorological data provided by Portuguese Institute of Sea and Atmosphere.

The pipes which have a greater number of ruptures are the ones associated with gasoline and diesel fuel transportation. The year that had the highest number of ruptures was 2011 with 23, and with less in 2010 with 10, being an average of 17.6. The observed data shows an interconnection between the ruptures in the pipelines and the kind of product that has been moved, where the gases and gasoline had a greater impact, each representing 28% of the total.

The types of corrosion presented in the pipe liquid bulk of Sines Terminal are due to corrosion pitting on welded joints, generalized and galvanic.

The observed data shows that there is a direct interconnection between the frequency of disruptions in the pipelines, high temperatures and the average wind intensity, still showing an inverse interconnection between frequency of disruptions and precipitation.

The costs of tears corrosion in the TGLS pipelines correspond to 7.2% of the total costs of maintenance. Therefore, it is important to develop a preventive maintenance routines plan on pipelines performed by a predetermined time intervals, in order to reduce the probability of failure or degradation of the pipes, which could reduce the costs of repairs of malfunctions, thus reducing the impact of corrosion of the pipes and maintenance costs.

Keywords: Pipelines, Petrochemical, corrosion.

Índice

Agradecimentos	ii
Resumo	iii
Abstract	iv
Índice	v
Lista de Figuras	ix
Lista de Tabelas	xii
Lista de Siglas e Acrónimos	xiii
Capítulo 1 - Introdução	1
1.1. Enquadramento e âmbito do Trabalho	1
1.2. Objetivos	2
1.3. Estrutura	2
Capítulo 2 – Revisão Bibliográfica	3
2.1. Corrosão	3
2.2. Tipos de corrosão	4
2.2.1. Corrosão Generalizada	4
2.2.2. Corrosão Localizada	4
2.2.2.1. Corrosão por picadas	4
2.2.2.2. Corrosão por fendas	5
2.2.3. Corrosão Galvânica	5
2.2.4. Corrosão atmosférica	6
2.2.5. Corrosão filiforme	6
2.2.6. Corrosão assistida por processos mecânicos	6
2.2.7. Corrosão Petroquímica	7
2.2.8. Corrosão interna em Petroquímicas	7
2.2.9. Corrosão Bacteriana	8

2.2.10. Corrosão marinha.....	9
2.2.11. Corrosão Química	11
2.3. Controlo da Corrosão	11
2.3.1. Controlo no estágio do projeto	12
2.3.2. Controlo pela influência do meio	12
2.3.3. Controlo com revestimentos.....	13
2.3.4. Proteção Catódica.....	13
2.3.4.1. Ânodos sacrificiais	14
2.3.4.2. Corrente imposta.....	14
2.3.4.3. Passivação.....	15
2.3.4.4. Inibidores de corrosão.....	16
2.4. Custos da Corrosão na indústria petroquímica.....	17
2.5. Análise de Pareto	18
Capítulo 3 - Descrição da empresa.....	19
3.1. Terminal de Granéis Líquidos de Sines.....	19
3.2. Companhia Logística de Terminais Marítimos, S.A.	20
Capítulo 4 - Análise da corrosão nas tubagens do TGLS	23
4.1. Introdução	23
4.2. Método	23
4.2.1. Identificação dos tipos de corrosão	23
4.2.2. Análise da incidência das roturas das tubagens.....	23
4.2.3. Dados climatéricos.....	24
4.3. Análise e discussão de resultados	25
4.3.1. Identificação dos tipos de corrosão	25
4.3.2. Análise da incidência das roturas das tubagens.....	27
4.3.3. Dados climatéricos.....	34

4.4. Conclusão	38
Capítulo 5 - Estimativa dos custos de corrosão	41
5.1. Introdução	41
5.2. Método.....	42
5.2.1. Estimativa dos custos de corrosão no TGLS	42
5.2.1.1. Estimativa dos custos diretos corretivos	43
5.2.1.2. Estimativa dos custos diretos preventivos.....	43
5.2.1.3. Estimativa dos custos indiretos	44
5.2.2. Determinação da percentagem relativa da corrosão nos custos totais da manutenção	45
5.2.3. Análise de Pareto.....	45
5.3. Análise e discussão de resultados	46
5.3.1. Estimativa dos custos de corrosão no TGLS	46
5.3.1.1. Estimativa dos custos diretos corretivos	47
5.3.1.2. Estimativa dos custos diretos preventivos.....	49
5.3.1.3. Estimativa dos custos indiretos.....	50
5.3.1.4. Determinação da percentagem relativa dos tipos de custos de corrosão.....	50
5.3.2. Determinação da percentagem relativa da corrosão nos custos totais da manutenção	51
5.3.3. Análise de Pareto.....	52
5.4. Conclusão	53
Capítulo 6 - Discussão Geral.....	55
Capítulo 7 - Conclusões	59
Bibliografia	60
Anexo 1 - Custos de corrosão no TGLS.....	A.1
Anexo 2 - Custos diretos corretivos de corrosão nas tubagens do TGLS.....	A.2

Anexo 3 - Custos diretos preventivos de corrosão nas tubagens do TGLS	A.3
Anexo 4 - Custos indiretos de corrosão nas tubagens do TGLS	A.4
Anexo 5 - Evolução da percentagem relativa do tipo de custos de corrosão ..	A.5
Anexo 6 - Dados climatéricos	A.6

Lista de Figuras

Figura 1 – Corrosão no isolamento de uma tubagem no TGLS.	1
Figura 2 – Esquemático da produção de metal e a conseqüente corrosão [3].	3
Figura 3 – Corrosão Generalizada [2].	4
Figura 4 – Corrosão por fendas [6]	5
Figura 5 – Corrosão interna num tubagens [13]	8
Figura 6 – Micrografia de bio filme sobre uma superfície [5].	9
Figura 7 – Corrosão de metal pela água salgada [11].	10
Figura 8 – Proteção catódica de uma tubagem [15].	15
Figura 9 – Curva de Passivação [5]	15
Figura 10 – Curva de Pareto [20].	18
Figura 11 – Terminal de Granéis Líquidos de Sines.	19
Figura 12 – Postos de Acostagem no TGLS.	20
Figura 13 – Fim de área de jurisdição do TGLS.	20
Figura 14 – Corrosão por picadas no TGLS.	25
Figura 15 – Corrosão em juntas soldadas TGLS.	25
Figura 16 – Corrosão generalizada no TGLS.	26
Figura 17 – Corrosão galvânica no TGLS.	26
Figura 18 – Reparação provisória exterior de uma tubagem no TGLS.	26
Figura 19 – Aspeto interior de um furo numa tubagem no TGLS.	27
Figura 20 – Corrosão atmosférica no exterior de uma tubagem no TGLS.	27
Figura 21 – a) A frequência de roturas totais por ano. b) A frequência de roturas totais por produto. c) A percentagem de frequência de roturas por produto. d) A evolução das ocorrências.	28
Figura 22 – a) Percentagem global dos 5 anos de ocorrências por área. b)	

A Percentagem anual relativa das ocorrências por área.....	30
Figura 23 – a) A percentagem global dos 5 anos: Ocorrências / Qt. b) A percentagem anual relativa das ocorrências por quantidade de produto movimentado.	32
Figura 24 – Correlação entre produto movimentado e roturas de tubagens	33
Figura 25 – a) A percentagem global dos 5 anos: Ocorrências / (m ² *Qt). b) A percentagem anual relativa: Ocorrências / (m ² *Qt).....	34
Figura 26 – a) A frequência de roturas totais por ano. b) Valores médios anuais da temperatura Máxima do ar (°C)	36
Figura 27 – a) A frequência de roturas totais por ano. B) Quantidade média anual de precipitação (mm ³).....	37
Figura 28 – a) A frequência de roturas totais por ano. b) A intensidade média do vento (m/s)	38
Figura 29 – a) A percentagem relativa dos custos totais do período em estudo (média dos 5 anos). b) Evolução dos custos de corrosão no período em estudo.	47
Figura 30 – a) A percentagem relativa dos custos diretos corretivos no período em estudo (média dos 5 anos). b) A evolução dos custos diretos corretivos de corrosão no período em estudo.	48
Figura 31 – a) A percentagem relativa dos custos diretos preventivos no período em estudo (média dos 5 anos). b) A evolução dos custos diretos preventivos de corrosão no período em estudo.....	49
Figura 32 – A evolução dos custos indiretos de corrosão no período em estudo.....	50
Figura 33 – Percentagem relativa dos tipos de custos de corrosão de 2009 / 2013.....	51
Figura 34 – Impacto da corrosão de tubagens na manutenção	51
Figura 35 – Diagrama de Pareto referentes aos custos de corrosão de 2012 / 2013.....	52

Figura 36 – Efeitos da corrosão nas tubagens do TGLS.....	56
Figura 37 – Fatores que influenciam a corrosão nas tubagens do TGLS.....	57

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Potenciais de elétrodo padrão (Eo) [14].....	14
Tabela 2 – Área total das tubagens.....	29
Tabela 3 – Tonelagem de produtos movimentos no TGLS.....	31
Tabela 4 – Custos da corrosão metálica nos Estados Unidos (adaptado) [21].	41
Tabela 5 – Custos de corrosão [23].....	42
Tabela 6 – Base de cálculo do Diagrama de Pareto.....	45
Tabela 7 – Custos de corrosão nas tubagens do TGLS	A.1
Tabela 8 – Custos diretos corretivos de corrosão nas tubagens do TGLS	A.2
Tabela 9 – Custos diretos preventivos de corrosão nas tubagens do TGLS.....	A.3
Tabela 10 – Custos indiretos de corrosão nas tubagens do TGLS	A.4
Tabela 11 – Percentagem relativa do tipo de custos de corrosão nas tubagens.....	A.5
Tabela 12 – Média da Temperatura mínima do ar (°C).....	A.6
Tabela 13 – Média da Temperatura máxima do ar (°C).....	A.6
Tabela 14 – Total da Quantidade de precipitação (mm)	A.6
Tabela 15 – Intensidade média do vento (m/s).....	A.6

Lista de Siglas e Acrónimos

A	Área
Cdc	Custos diretos corretivos
Cdp	Custos diretos preventivos
Cin	Custos indiretos
CLT	Companhia Logística de Terminais Marítimos, S. A.
Ctot	Custos totais
DTCPM	Divisão Técnica de Corrosão e Proteção de Materiais
Ep	Potencial de Passivação
Epit	Potencial crítico para Pitting
i	Produto i
Ic	Corrente crítica de passivação
IPMA	Instituto Português do Mar e Atmosfera
N	Número de ocorrências
NOA	Relação entre as ocorrências e a área
NOAPM	Relação entre as ocorrências pela área e produto movimentado
NOPM	Relação entre as ocorrências e o produto movimentado
PM	Produto movimentado
Qt	Quantidade
TGLS	Terminal de Granéis Líquidos de Sines
Z	Zero Hidrográfico

Capítulo 1 - Introdução

Neste capítulo é feita uma breve introdução à corrosão assim como os seus impactos no contexto industrial. Serão definidos os objetivos e elaborada a estrutura da presente dissertação.

1.1. Enquadramento e âmbito do Trabalho

A corrosão é vista como uma das principais fontes de perigo nas indústrias de refinação de petróleo, pois esta representa um ataque bastante agressivo sobre o metal de forma destrutiva como resultado de uma ação química ou eletroquímica entre os metais e os vários elementos presentes na atmosfera [1].

Com a previsível expansão do Terminal de Granéis Líquidos de Sines (TGLS), a utilização de instalações metálicas como tubagens, tanques de armazenamento de produtos, entre muitas outras estruturas e equipamentos metálicos, a corrosão será cada vez mais frequente. Como consequência dessa expansão, e aliada ao atual estado elevado de degradação das estruturas, os problemas de corrosão ainda aumentarão em grandes proporções, sendo essencial analisar a corrosão existente no terminal.



Figura 1 – Corrosão no isolamento de uma tubagem no TGLS.

A empresa Companhia Logística de Terminais Marítimos, S.A. (CLT), que explora o TGLS desde 2008, tem na corrosão um forte inimigo à degradação de estruturas e equipamentos metálicos. O facto destas estruturas e equipamentos estarem permanentemente sujeitos à intempérie e ao contacto com o ambiente marítimo, pode estar na origem desta “agressão” corrosiva às estruturas acima mencionadas.

As tubagens, além de exteriormente estarem sujeitas à intempérie, a corrosão interna é um grande inimigo destas, pelo facto dos produtos derivados do petróleo terem um potencial de corrosão elevado derivado às suas composições químicas.

Para entender o real motivo das roturas nas tubagens no TGLS, onde a existência de corrosão em certos casos é bem visível, é necessário investigar e analisar essas roturas, havendo necessidade de efetuar um estudo aprofundado na área da corrosão, assim como todas as condições que proporcionam este acontecimento indesejado.

Os custos da corrosão para a CLT são bastante elevados, sendo que uma parte desses custos podem ser eliminados mediante prevenção, monitorização e proteção adequada das estruturas metálicas.

1.2. Objetivos

O objetivo do presente trabalho é analisar a corrosão nas tubagens do terminal de granéis líquidos de Sines no período de 2009-2013, sendo os objetivos específicos os seguintes:

1. Analisar os tipos de corrosão existentes;
2. Analisar a incidência de roturas das tubagens;
3. Analisar os custos de corrosão;
4. Avaliar o impacto da corrosão nos custos totais de manutenção.

1.3. Estrutura

Para este estudo com base numa avaliação da corrosão nas tubagens do terminal de granéis líquidos de Sines, foi definida a seguinte estrutura:

O capítulo 1 contempla uma introdução do trabalho a realizar, onde também serão definidos os objetivos deste estudo.

O capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica focada na corrosão, em que abordará os tipos de corrosão existentes, o seu controlo e custos associados à corrosão.

O capítulo 3 descreve a área da empresa em que se foca este estudo.

O capítulo 4 apresenta uma análise da incidência da corrosão nas tubagens do TGLS, assim como os tipos de corrosão existentes nas tubagens. Uma análise dos dados climatéricos registados em Sines durante os anos que serviram de referência para este estudo.

O capítulo 5 apresenta uma estimativa dos custos de corrosão identificando o peso da corrosão nos custos da manutenção.

No capítulo 6 faz-se uma discussão geral sobre os capítulos anteriores em que se relaciona a incidência das roturas com o combustível transportado, dados climatéricos e custo de manutenção.

O capítulo 7 apresenta todas as conclusões deste estudo.

Capítulo 2 – Revisão Bibliográfica

Neste Capítulo serão apresentados alguns conceitos de corrosão, tipos de corrosão, métodos anticorrosivos e custos de corrosão.

2.1. Corrosão

Os metais normalmente são encontrados na forma oxidada na natureza, sendo que raramente se encontram na sua forma pura. Para que se obtenham é necessário fornecer grande quantidade de energia, isto subentende que o metal está num estado de maior energia. Assim, os metais tendem a voltar ao seu estado original, ou seja, de menor energia [2]. Esquemáticamente pode-se apresentar a redução do minério e a tendência à corrosão conforme figura 2.

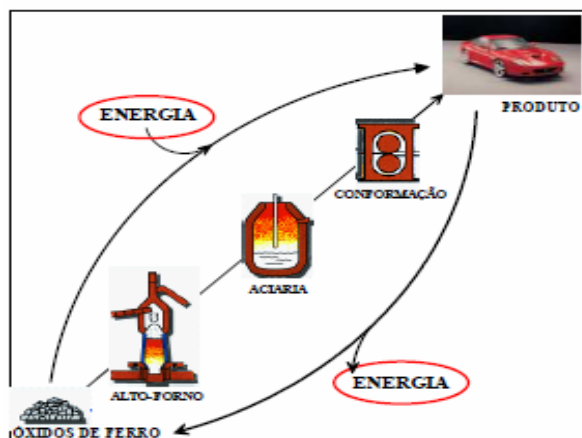


Figura 2 – Esquemático da produção de metal e a conseqüente corrosão [3].

A corrosão consiste na deterioração dos materiais pela ação química ou eletroquímica do meio, podendo estar ou não associado a esforços mecânicos. A identificação do material a utilizar na construção de equipamentos ou instalações é de grande importância, pois é necessário que estes resistam à ação do meio corrosivo onde serão aplicados, existindo a necessidade de apresentarem propriedades mecânicas e características de fabrico adequadas.

2.2. Tipos de corrosão

2.2.1. Corrosão Generalizada

Na corrosão generalizada ou uniforme, a perda de espessura da peça metálica manifesta-se constante em toda a peça. A diferença de potencial é causada pelas irregularidades microscópicas na estrutura metalúrgica, onde milhões de ânodos e cátodos estão espalhados por toda a superfície do metal em contato com o meio eletrolítico, conforme apresentado na figura 3.

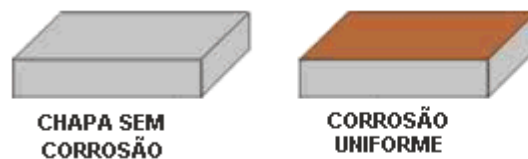


Figura 3 – Corrosão Generalizada [2].

Embora seja a mais comum das corrosões, não é a que apresenta maior perigo, por ser facilmente diagnosticada por medidas da espessura das peças metálicas. Esta é a forma de corrosão mais encontrada em materiais não passiváveis [3].

2.2.2. Corrosão Localizada

A corrosão localizada pode ser definida como a remoção seletiva do metal pela corrosão em pequenas áreas sobre a superfície metálica. Geralmente neste tipo de corrosão grande parte da superfície permanece sem ataque ou ligeiramente atacada [4].

Este tipo de corrosão dos metais passivos inclui vários tipos de fenômenos de corrosão, como a corrosão por picadas, corrosão por fendas, ataque intergranular e corrosão sob tensão [5].

2.2.2.1. Corrosão por picadas

A corrosão por picadas consiste num ataque no metal onde ocorre uma penetração rápida e de remoção de metal, numa pequena área discreta [6].

É um fenômeno de corrosão muito frequente, que é atribuível a causas do metal e do meio em contacto. Geralmente manifesta-se em metais que apresentam uma grande resistência à corrosão por formação de filmes protetores (filmes de passivação), como por exemplo os aços inoxidáveis. Em determinadas condições, a proteção desse filme passivo pode ser vencida em algumas áreas no do metal, colocando em causa a regeneração do filme

passivo. Estas situações podem ocorrer pela ação dos íons cloreto (estes dificultam a repassivação do metal por conduzirem à formação de produtos de corrosão mais solúveis), ou por bactérias redutoras de sulfatos [7].

2.2.2.2. Corrosão por fendas

A corrosão por fendas é normalmente uma forma de corrosão localizada situada nas folgas ou fendas de um metal ficando o fluido estagnado nessa zona originando pilhas de aeração diferencial, onde a concentração de oxigénio na parte exterior da fenda é superior à concentração no interior desta, criando aí uma zona anódica [6].



Figura 4 – Corrosão por fendas [6]

A figura 4 mostra uma tubagem com corrosão sob fendas.

2.2.3. Corrosão Galvânica

Quando metais diferentes são imersos numa solução condutora, existe uma diferença de potencial entre os metais. Se estes metais são colocados em contacto ou ligados eletricamente, esta diferença de potencial produz um fluxo de corrente entre eles. A corrosão do metal com menor potencial de eléctrodo (ânodo) aumenta e a do metal com maior potencial de eléctrodo (cátodo) diminui, comparada com o seu comportamento quando não estão em contacto. Esta forma de corrosão é chamada corrosão galvânica ou corrosão bimetálica [4].

Se dois metais diferentes estão em contacto em um eletrolítico condutor, os fatores que determinam a corrosão deste par são [4]:

1. Os potenciais de corrosão dos metais no eletrólito;
2. As reações catódicas e suas cinéticas na superfície do metal mais positivo;
3. As reações anódicas e suas cinéticas na superfície do metal mais negativo;

4. As áreas superficiais dos dois metais;
5. A natureza e condutividade do eletrólito.

2.2.4. Corrosão atmosférica

A corrosão atmosférica é a corrosão de materiais expostos ao ar e seus poluentes. Esta varia consoante o clima a que estes estão expostos. Este tipo de corrosão pode ainda ser classificados em três categorias; secos, húmidos e molhados [8].

O efeito da temperatura sobre a taxa de corrosão atmosférica é de natureza complexo. Um aumento da temperatura tende a estimular o ataque corrosivo pelo aumento da velocidade das reações eletroquímicas e dos processos de difusão. Para uma humidade constante, um aumento da temperatura levaria a uma maior taxa de corrosão. No entanto, com o aumento da temperatura origina uma diminuição da humidade relativa e leva à evaporação mais rápida do eletrólito de superfície. Ao reduzir o tempo em que os materiais estão molhados, a taxa global de corrosão tende a diminuir [8].

Contudo, a corrosão atmosférica em meios marítimos são das formas de corrosão mais agressivas, onde o vento tem um papel fundamental no transporte das partículas de cloreto que se depositam nas superfícies dos materiais. Esta agressividade é significativa dependente da direção do vento, da velocidade do vento e da distância da costa [8].

2.2.5. Corrosão filiforme

A corrosão filiforme ocorre em superfícies pintadas ou isoladas por chapas, e é causada quando a humidade penetra no revestimento. Por vezes este tipo de corrosão manifesta-se sobre os cordões de solda ou em tanques onde na junção das placas. Importa certificar se o metal é seco antes do revestimento. A outra solução é a utilização de um revestimento que resiste a absorção de água, pois alguns revestimentos resistem mais do que outros. Recomenda-se os revestimentos que contêm zinco, pois também oferecem alguma proteção catódica [9].

2.2.6. Corrosão assistida por processos mecânicos

A corrosão assistida por processos mecânicos está relacionada com a tribo corrosão, que pode ser definida como o estudo da influência de fatores ambientais (química ou eletroquímica) sobre o comportamento tribológico de superfícies. Ou seja, é o processo que conduz à degradação de um material metálico e / ou não-metálico, originado a partir de um contacto mecânico (deslizamento, atrito, impacto...) combinado com uma ação corrosiva do ambiente circundante, desgastando um filme passivo presente nessas superfícies [10].

A corrosão sob cavitação, corrosão sob fadiga e *fretting* são outras formas de corrosão assistida mecanicamente. A corrosão por cavitação é um caso particular da corrosão sob erosão, em que resulta de variações hidrodinâmicas nos fluidos que conduzem a formação de bolhas gasosas, por evaporação. A nucleação e colapso destas bolhas nas interfaces metálicas danificam e impedem a regeneração de filmes passivantes, acelerando a corrosão [11]. A corrosão por fadiga acontece pela ação conjunta da corrosão e da fadiga dos metais, como acontece nas caldeiras de vapor que estejam submetidas a ciclos de aquecimento brusco seguido de arrefecimento ou em reservatórios de água que sejam regularmente vazados e voltados a encher ou peças metálicas sujeitas a variações diárias de temperaturas [11].

2.2.7. Corrosão Petroquímica

A corrosão é o ataque destrutivo de um material por meio de reação com o seu ambiente, e de um natural potencial de risco associado à produção e transporte de petróleo e instalações de gás. Quase ambiente aquoso pode promover corrosão, o que ocorre em numerosas condições complexas na produção de petróleo e gás, processamento, e sistemas de tubagens [6].

As tubagens e os acessórios constituintes destas submetem-se a degradações materiais devido a mudanças nas composições dos fluidos e mudanças nas condições das pressões e temperaturas de operação. Esta degradação de material resulta na perda de propriedades mecânicas, como resistência, ductilidade, força de impacto, etc. Isto leva à perda de materiais, redução de espessura, e por fim a rotura [6].

2.2.8. Corrosão interna em Petroquímicas

A corrosão interna numa tubagem não pode ocorrer sem que haja um eletrólito como a água ou materiais aquosos, para completar a célula de corrosão [12]. No entanto, devem estar presentes outros produtos químicos como o dióxido de carbono e o sulfureto de hidrogénio para que reaja com a água condensada nas tubagens, dando-se a formação de ácidos originando a corrosão interna. Assim, esses ácidos continuam a danificar a tubagem até que sejam removidos, ou até que sejam consumidos em reações de corrosão [12].

Corrosão interna manifesta-se ao longo da parte inferior da conduta, sendo o mecanismo de corrosão que leva a falhas em tubagens. As características comuns deste mecanismo são [13]:

1. A presença de água contendo uma das seguintes características; dióxido de carbono, gás sulfúrico, cloretos, bactérias, oxigénio ou sólidos.

2. Tubagens que transportem produtos com grande concentração de água.
3. Tubagens com cavidades internas suscetíveis de acumular águas e sólidos.



Figura 5 – Corrosão interna num tubagens [13]

2.2.9. Corrosão Bacteriana

A corrosão bacteriana pode ser definida como a deterioração de metais por processos de corrosão, como consequência direta ou indireta da atividade metabólica de certos tipos de bactérias ou microrganismos, particularmente em meios aquosos ou no solo [4].

A MIC (*Microbiologically Influenced Corrosion*) é um acrónimo de corrosão de origem microbiológica, é um tipo de corrosão em que estão presentes micróbios que reagem e causam a corrosão ou influenciam o processo de corrosão de materiais metálicos [5].

A MIC é causada por micróbios bacterianos numa combinação com quatro outras condições ambientais: metais (localização do micróbio), nutrientes, água e oxigénio. Estas bactérias estão omnipresentes no ambiente e materiais de tubagem. Quando todas estas condições ambientais estão presentes ocorre o crescimento microbiano. Quando os nutrientes do sistema são consumidos, os micróbios podem-se tornar dormentes, ou seja, o seu desenvolvimento é temporariamente suspenso. Quando as condições ambientais, i.e., nutrientes ou oxigénio, são repostos, o crescimento microbiano prossegue. Exemplos desta reposição incluem: testes de fluxo, drenagem e reenchimento de sistemas, a adição de água para repor perdas pelas fendas ou manutenção. As reações microbianas, dependendo do tipo, irão ocorrer em determinadas variações de temperatura [5].

Enquanto as bactérias da corrosão de origem microbiológica crescem, a destruição do metal na tubagem ocorre e às vezes formam-se tubérculos. As fugas são também um efeito e as paredes do tubo podem ser penetradas e as características do fluxo da tubagem vão-se degradando [4].

A corrosão tem consequências económicas bastantes graves. Estimou-se que 70% da

corrosão em transmissão de gás foi devido a problemas causados por microrganismos. A indústria de refinação americana perde 1,4 bilhões de dólares por ano devido à corrosão microbiana [5].

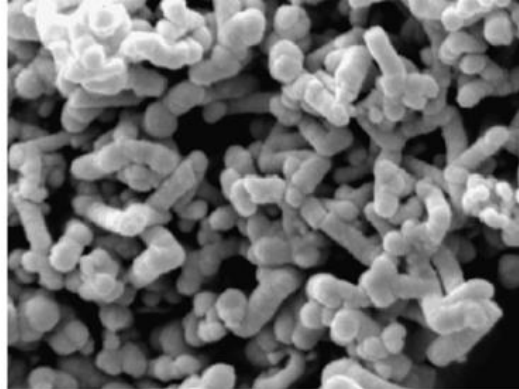


Figura 6 – Micrografia de bio filme sobre uma superfície [5].

Pela natureza eletroquímica da corrosão verifica-se o aparecimento de áreas anódicas e catódicas na superfície do metal, com a conseqüente ocorrência de um fluxo de corrente elétrica das áreas anódicas para as catódicas através do eletrólito, sendo o retorno dessa corrente realizado pelo contacto metálico entre essas regiões.

Os microrganismos participam do processo corrosivo de forma ativa, sem alterar contudo, a natureza eletroquímica do fenômeno, apenas intensificando o processo de corrosão através de diferentes mecanismos [14].

2.2.10. Corrosão marinha

O meio ambiente marítimo é o mais corrosivo de todos os meios naturais, e compreende desde a atmosfera contaminada com sal do mar até às regiões mais profundas dos oceanos e o lodo sobre o fundo do mar [4]. As estruturas industriais que normalmente estão expostas a ambientes marítimos são, por exemplo, as bombas e tubagens de água do mar, cais, estacas e plataformas de petróleo costeiras. A água do mar é um meio muito complexo, e os seus principais parâmetros, do ponto de vista da corrosão, são o teor de oxigénio, temperatura, salinidade e PH. Estes parâmetros são variáveis com a localização geográfica, tempo do ano e profundidade [4].

A corrosão húmida de um metal é um fenómeno exclusivamente eletroquímico, comparável ao que sucede nas pilhas ou na eletrólise, em que se dão transformações de oxidação-redução, havendo transferências elétricas das regiões catódicas para as regiões anódicas [11].



Figura 7 – Corrosão de metal pela água salgada [11].

O meio marítimo pode ser dividido, do ponto de vista da corrosão, em 5 zonas [4]:

1. Zona lodosa;
2. Zona de imersão total;
3. Zona entre marés;
4. Zona de respingos;
5. Zona atmosférica.

Nas operações de extração do petróleo o meio marítimo é o ambiente mais corrosivo de todos os meios naturais. A água do mar é uma solução salina uniforme consistindo predominantemente de cloretos de sódio e magnésio dissolvidos em água. Assim, a água pode ser considerada equivalente a uma solução 0,5mol.L de cloreto de sódio [15]. Nesta concentração a solução de cloreto de sódio tem um pico de corrosividade atuando mais agressivamente sobre o aço do que concentrações mais altas e mais baixas.

Outros fatores que afetam a corrosão incluem a concentração de oxigênio, degradação de material biológico, velocidade e temperatura da água. A taxa de corrosão mais referenciada para aço carbono em água do mar é 130 $\mu\text{m}/\text{ano}$ [15].

A redução do oxigênio é a reação mais importante na corrosão dos aços e outras estruturas expostas à água do mar. No caso de soluções aquosas onde há oxigênio dissolvido a equação de redução do oxigênio ocorre conforme equação 1:



O potencial elétrico dos metais na água do mar é outro fator que influi no comportamento da corrosão. Este potencial varia com o teor de oxigênio, velocidade, temperatura e condição metalúrgica, bem como a condição superficial do metal. Na linha da água, a concentração de oxigênio é maior, e o metal nesta zona, torna-se o cátodo onde a redução de oxigênio ocorre. Logo abaixo da linha da água estabelece-se uma zona anódica. A zona de respingos é afetada

pela ação das ondas e da humidade. Este fato, aliado a abundância de oxigênio tornam esta zona mais agredida pelo meio, o que naturalmente, dá origem a uma corrosão muito severa. Isto resulta na corrosão na linha de água [11].

2.2.11. Corrosão Química

De um modo geral, a corrosão é um processo resultante da ação do meio sobre um determinado material, causando sua deterioração. A primeira associação que se faz é com a ferrugem [16].

A corrosão química, também conhecida como seca por não necessitar de água [16], é aquela que não necessita do transporte de elétrons através de um eletrólito para ocorrer, também pode ser chamada por ataque químico, originada por reações químicas diretas do material com o meio corrosivo. Para os equipamentos de processo, os agentes mais comuns do ataque químico são os gases a altas temperaturas que originam diversas reações como: oxidação, carbonetação, sulfetação, etc..., dependendo da natureza dos gases [3].

Grande parte dos metais e ligas metálicas à temperatura ambiente contém uma película de óxido protetora. Contudo, a temperaturas elevadas estão sujeitos a oxidação. Com o aquecimento essa película vai aumentando de espessura por dilatação térmica até formar escamas e crostas, expondo novamente o metal [3].

A sulfetação provocada por atmosferas sulfurosas (elevados teores de enxofre) consiste na formação de sulfetos na superfície metálica. Geralmente é mais agressiva que a oxidação, porque o filme de sulfetos é menos aderente e pode fundir-se a temperaturas elevadas. A carbonetação é causada por atmosferas contendo CO ou CO₂ e pode resultar em fragilização dos aços, devido à formação e precipitação de carbonetos metálicos [3].

2.3. Controlo da Corrosão

Controlar a corrosão significa controlar a reação do metal com o seu meio, de forma que as propriedades físicas e mecânicas do metal sejam preservadas durante o seu tempo de vida útil [4].

O Controlo da corrosão não se refere apenas a aplicação de um bom revestimento sobre um determinado equipamento, mas inclui todas as medidas tomadas em cada etapa, desde o projeto até instalação e utilização. Os diferentes métodos de controlo da corrosão podem ser discutidos sob as seguintes categorias [4]:

- a) Controlo no estágio do projeto;
- b) Controlo pela influência do metal;

- c) Controlo pela influência do meio;
- d) Controlo com revestimentos.

2.3.1. Controlo no estágio do projeto

Em qualquer indústria, é no estágio de projeto que são decididos e especificados os materiais de construção, o projeto da instalação, do processo e dos equipamentos, condições do projeto e práticas de operação. Dessa forma, qualquer parâmetro que afeta ou poderia afetar a corrosão dos componentes durante o serviço pode ser modificado neste estágio, para minimizar o risco de corrosão. O Controlo da corrosão no estágio do projeto deve considerar aspetos tais como [4]:

- a) Seleção de materiais;
- b) Compatibilidade de materiais;
- c) Variações nas condições ambientais;
- d) Geometria dos componentes;
- e) Fatores Mecânicos;
- f) Acabamento superficial;
- g) Sistemas protetores;
- h) Facilidade de manutenção;
- i) Economia.

2.3.2. Controlo pela influência do meio

O Controlo de corrosão pode também ser efetuado tornando-se o meio menos agressivo. Isto pode ser conseguido alterando-se um ou mais dos seguintes parâmetros do meio [4]:

- a) Composição (concentração, pH);
- b) Velocidade;
- c) Temperatura;
- d) Oxigénio dissolvido ou oxidantes; ou por inibição.

2.3.3. Controlo com revestimentos

Os metais são revestidos por diversas razões, mas principalmente para proteção contra a corrosão. A aplicação de revestimentos também prevê uma maneira económica de combinar as propriedades do substrato metálico e a do revestimento, para obtenção de um material com boas propriedades mecânicas e uma resistência à corrosão adequada. Há muitas categorias de revestimentos protetores, e estas podem ser classificadas como [4]:

- a) Revestimentos metálicos;
- b) Revestimentos não-metálicos;
- c) Revestimentos orgânicos;
- d) Revestimentos cerâmicos.

Os revestimentos normalmente têm a finalidade de formar um filme contínuo, constituído de material isolante sobre uma superfície metálica que se pretende isolar. Um revestimento será um meio para interromper a corrosão se respeitar as seguintes características [17]:

- a) O material de revestimento for um efetivo isolante elétrico.
- b) Puder ser aplicado sem interrupções ou descontinuidades, e se mantiver intacto durante o transporte e instalação.
- c) O revestimento prover inicialmente um filme quase perfeito e assim permanecer ao longo do tempo.

2.3.4. Proteção Catódica

A proteção catódica é um método de combate à corrosão que consiste na transformação da estrutura para proteger o cátodo numa célula eletroquímica ou eletrolítica. Este processo é utilizado para proteger estruturas enterradas ou submersas como tubagens, tanques, pés-de-torre, navios e plataformas.

Este tipo de proteção também pode ser efetuada por ânodos de sacrifício, onde o fluxo de corrente elétrica fornecido origina uma diferença de potencial entre o metal a proteger e outro metal escolhido como ânodo, que devem apresentar potencial de eletrodo padrão mais negativo de acordo com a tabela de potenciais apresentados na tabela 1 [14].

Tabela 1 – Potenciais de elétron padrão (E_o) [14].

Potencial de redução (E _{red} ^o)	Estado reduzido	Estado oxidado	Potencial de oxidação (E _{oxid} ^o)
-3,04	Li	Li ⁺ + e ⁻	+3,04
-2,92	K	K ⁺ + e ⁻	+2,92
-2,90	Ba	Ba ²⁺ + 2e ⁻	+2,90
-2,89	Sr	Sr ²⁺ + 2e ⁻	+2,89
-2,87	Ca	Ca ²⁺ + 2e ⁻	+2,87
-2,71	Na	Na ⁺ + e ⁻	+2,71
-2,37	Mg	Mg ²⁺ + 2e ⁻	+2,37
-1,66	Al	Al ³⁺ + 3e ⁻	+1,66
-1,18	Mn	Mn ²⁺ + 2e ⁻	+1,18
-0,83	H ₂ + 2(OH) ⁻	2 H ₂ O + 2e ⁻	+0,83
-0,76	Zn	Zn ²⁺ + 2e ⁻	+0,76
-0,74	Cr	Cr ³⁺ + 3e ⁻	+0,74
-0,48	S ²⁻	S + 2e ⁻	+0,48
-0,44	Fe	Fe ²⁺ + 2e ⁻	+0,44
-0,28	Co	Co ²⁺ + 2e ⁻	+0,28
-0,23	Ni	Ni ²⁺ + 2e ⁻	+0,23
-0,13	Pb	Pb ²⁺ + 2e ⁻	+0,13
0,00	H ₂	2H ⁺ + 2e ⁻	0,00
+0,15	Cu ⁺	Cu ²⁺ + e ⁻	-0,15
+0,34	Cu	Cu ²⁺ + 2e ⁻	-0,34
+0,40	2 (OH) ⁻	H ₂ O + 1/2 O ₂ + 2e ⁻	-0,40
+0,52	Cu	Cu ⁺ + e ⁻	-0,52
+0,54	I ⁻	I ₂ + 2e ⁻	-0,54
+0,77	Fe ²⁺	Fe ³⁺ + e ⁻	-0,77
+0,80	Ag	Ag ⁺ + e ⁻	-0,80
+0,85	Hg	Hg ²⁺ + 2e ⁻	-0,85
+1,09	2 Br ⁻	Br ₂ + 2e ⁻	-1,09
+1,23	H ₂ O	2H ⁺ + 1/2 O ₂ + 2e ⁻	-1,23
+1,36	2 Cl ⁻	Cl ₂ + 2e ⁻	-1,36
+2,87	2 F ⁻	F ₂ + 2e ⁻	-2,87

2.3.4.1. Ânodos sacrificiais

A proteção catódica por ânodos de sacrifício é uma técnica utilizada para proteger uma determinada estrutura metálica de um ataque químico (corrosão). Esta proteção baseia-se no facto de existir um metal que possui potencial de corrosão mais baixo e, assim, ser corroído durante a reação. Existem várias ligas (zinco, magnésio e alumínio) que são utilizadas como ânodos de sacrifício quando a estrutura a proteger é de aço. [14].

2.3.4.2. Corrente imposta

A proteção catódica por corrente impressa é feita através da aplicação de uma corrente catódica para as estruturas protegidas, onde a dissolução anódica é minimizada. Esta é muitas vezes aplicada a estruturas revestidas, proporcionando a principal forma de proteção contra a corrosão [15].

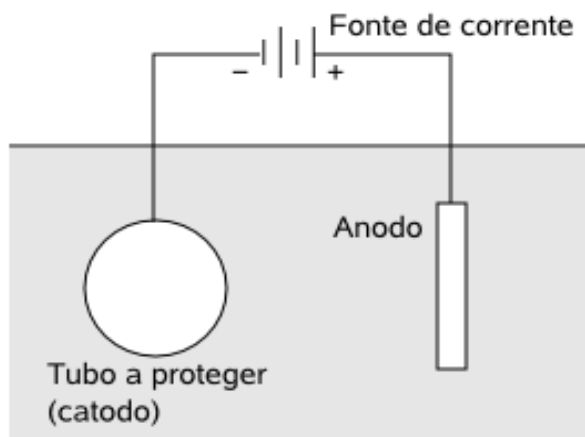


Figura 8 – Proteção catódica de uma tubagem [15].

Para a dispersão dessa corrente elétrica são utilizados ânodos especiais inertes. A grande vantagem deste método é poder-se controlar e regular a potência e a tensão de saída na fonte geradora (retificador de corrente) conforme apresenta a figura 8 [15].

2.3.4.3. Passivação

A passivação pode ser definida como a perda de atividade química de certas ligas ou metais, sob certas condições. As curvas de polarização, além de determinarem a taxa de corrosão através da extrapolação de *Tafel*, também fornecem informações sobre o comportamento ativo-passivo e a ocorrência de picadas [5].

Todos os metais e ligas metálicas têm uma fina película protetora (filme passivo) de produtos de corrosão presentes na sua superfície, resultante da reação com o meio ambiente. Alguns desses filmes têm características especiais que lhes permitem prestar uma resistência superior à corrosão na superfície de metal. Estas películas protetoras são responsáveis pelo fenômeno da passivação [5].

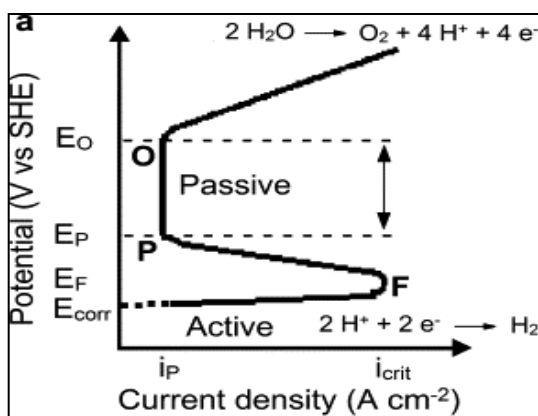


Figura 9 – Curva de Passivação [5]

Na figura 9 são identificadas três potenciais regiões diferentes: a ativa, a passiva e a de transpassivação [5].

Utilizando a passivação para controlar a corrosão implica a utilização de métodos que levam o potencial da superfície a ser protegida para um valor na região passiva [5]. Algumas das táticas utilizadas para esse efeito são:

- a) A corrente pode ser aplicada por um dispositivo chamado potencióstato, que pode definir e controlar o potencial a um valor maior do que o potencial de passivação (E_p). Este método de passivação é chamado de proteção anódica.
- b) Em ambientes marítimos, que contêm íons cloreto que causam corrosões locais, o potencióstato ou outros dispositivos que controlam o potencial podem ser usados como referido no ponto 1, para definir o potencial para um valor na região passiva abaixo do potencial crítico para *pitting Epit*.
- c) Utilização de ligas ou metais que formam espontaneamente um filme passivo em aplicações que requerem resistência à corrosão. Normalmente, é desejável um pré-tratamento tal como o descrito no ponto 4.
- d) Pode ser efetuado um pré-tratamento da superfície numa liga capaz de ser passivada. A utilização desse pré-tratamento tem sido uma prática padrão durante muitos anos para os aços inoxidáveis. O processo envolve a imersão do passivador cuidadosamente numa solução de ácido nítrico, seguida por uma lavagem completa em água quente.
- e) Alteração do meio para produzir uma superfície passiva. Os agentes oxidantes, tais como cromado e ácido nítrico concentrado são exemplos de soluções de passivação que mantêm um estado passivo de alguns metais e ligas.

2.3.4.4. Inibidores de corrosão

Na inibição da corrosão, são adicionadas pequenas quantidades de certos compostos químicos ou misturas ao meio para reduzir a corrosão do metal. A adição de substâncias químicas a sistemas aquosos para controlar o pH ou desareá-lo, e assim provocar uma redução na velocidade de corrosão, não é considerada um tratamento de inibição. O uso de inibidores químicos para controlar a corrosão em líquidos está relacionado com as soluções aquosas utilizadas. As soluções aquosas na faixa de pH neutro incluem águas para fins de abastecimento, águas de refrigeração industrial e águas naturais. As soluções ácidas, usadas para decapagem de metais, também usam inibidores para prevenir o ataque do metal base pelo ácido. Uma característica importante da utilização de inibidores é a simplicidade e baixo custo do método para controlar a corrosão [4].

2.4. Custos da Corrosão na indústria petroquímica

O elevado custo de substituição das instalações de produção de petróleo bruto, que são principalmente devido à corrosão, são fatores que tornam economicamente necessário analisar os custos de corrosão, sendo um dos principais itens dos custos de produção para evitar perdas na indústria do petróleo [18].

A corrosão tem um elevado impacto económico, ambiental e de segurança na sociedade, que pode ser quantificado através da análise dos seus custos diretos e indiretos [19].

Os custos diretos são os custos atribuídos aos proprietários ou operadores das estruturas, fabricantes de produtos e fornecedores de serviços, relacionados com:

- a) Seleção de materiais mais resistentes e aumentos de espessuras;
- b) Utilização de revestimentos, inibidores de corrosão, técnicas eletroquímicas;
- c) Inspeção, manutenção e reparação;
- d) Controlo das condições ambientais;
- e) Perdas de produtividade.

Os custos indiretos são todos os custos que não são pagos pelos donos ou operadores e que são frequentemente ignorados, relacionados com:

- a) O impacto no ambiente, na qualidade da água e do ar;
- b) A preservação de monumentos;
- c) A segurança das pessoas e bens;
- d) A saúde pública;
- e) Sustentabilidade dos recursos naturais.

Segundo a DTCPM, Divisão Técnica de Corrosão e Proteção de Materiais, um estudo solicitado pelo Congresso Americano, realizado de 1999 a 2001 nos EUA, estimou que os custos diretos da corrosão são 3,1% do PIB americano e que 20% a 30% desses custos são evitáveis [19].

2.5. Análise de Pareto

A análise de Pareto, também chamado de regra 80/20, é um método de classificação de itens, eventos ou atividades de acordo com a sua importância relativa. Este método é utilizado frequentemente na gestão de inventários, onde é usado para classificar itens de *stocks* em grupos com base na despesa total anual ou o custo de armazenagem total de cada item. As organizações podem focar a atenção sobre os valores mais elevados ou itens mais importantes. A análise de Pareto é utilizada para se obter prioridades [20].

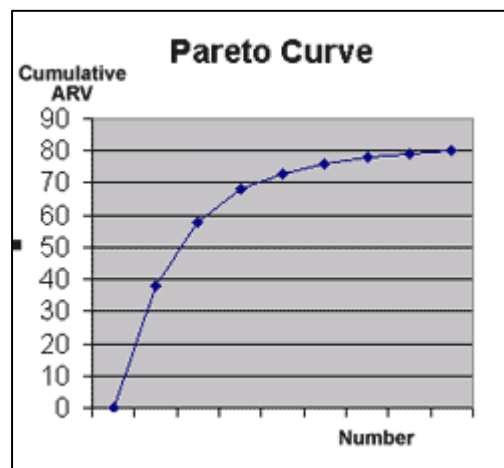


Figura 10 – Curva de Pareto [20].

Esta análise foi descoberta por Vilfredo Pareto, um economista do século 19, ao observar que 80% da riqueza da Itália era de propriedade de 20% da população [21].

Outros exemplos de aplicação da análise de Pareto [20]:

- a) Controlo de custos de viagem: onde 20% das viagens serão responsáveis por 80% dos custos totais de viagem, e devem ser cuidadosamente monitorizados e controlados.
- b) Controlo de qualidade: os modos de falha podem ser priorizadas, dependendo de seu impacto no desempenho do sistema.

Capítulo 3 - Descrição da empresa

Neste capítulo será feita uma apresentação do porto de Sines, uma breve descrição da atividade da empresa CLT, Companhia Logística de Terminais Marítimos, S.A., e será apresentado também o funcionamento do terminal relativamente à atividade da empresa.

3.1. Terminal de Granéis Líquidos de Sines

O porto de Sines é um porto de águas profundas, de fundos naturais até -28 m ZH, com terminais especializados que permitem o movimento de diferentes tipos de mercadorias. Para além de ser o principal porto na costa atlântica de Portugal, o porto de Sines, devido às suas características geofísicas, é a principal porta de entrada de abastecimento energético de Portugal: gás natural, carvão, petróleo e seus derivados.

O TGLS foi concebido com seis postos de acostagem, e tem capacidade para receber navios de porte até 350 mil toneladas *Dwt* (*dead weight tonnage*), permitindo a movimentação simultânea de diferentes produtos (crude, refinados, gases liquefeitos e outros granéis líquidos).



Figura 11 – Terminal de Granéis Líquidos de Sines.

O terminal tem também uma esteira de tubagens para a movimentação dos produtos entre o porto, a zona adjacente de tancagem e a ZILS – Zona Industrial e Logística onde estão instaladas as principais indústrias que utilizam o terminal, das quais se destacam a refinaria de

Sines, a Repsol Polímeros, a Euroresinas, a *Artlant* e a Sigás.

3.2. Companhia Logística de Terminais Marítimos, S.A.

A CLT é uma empresa do grupo Galp Energia, que explora desde 2008 aquele que é o maior terminal de granéis líquidos do país, ao abrigo do contrato de concessão celebrado entre a Galp Energia e a Administração do Porto de Sines, por um período de 30 anos.



Figura 12 – Postos de Acostagem no TGLS.

O TGLS tem cerca de 62.628 metros de tubagem na sua área de jurisdição respeitante aos vários clientes e produtos movimentados. Pode-se verificar na imagem abaixo onde termina a zona de jurisdição da CLT e começa a dos seus clientes, sendo que a vedação funciona como fronteira.



Figura 13 – Fim de área de jurisdição do TGLS.

Como se pode verificar na figura 12, o TGLS possui seis postos de acostagem de navios, onde é possível efetuar operações de carga ou descarga, sendo dois deles duplos, como é o caso do posto 4 e 5 e também do posto 6 e 7. Os produtos são movimentados entre o terminal e os vários clientes, seja para as fábricas ou para zonas de armazenagem, parques de tancagem.

A refinaria de Sines é o principal cliente do TGLS, de onde o Crude e mais recentemente com a nova fabrica 3, o VGO são descarregados e enviados via tubagem mono-produto, sendo que depois parte destes produtos acabados (refinados) são enviados para navios também com recurso a tubagem, podendo agora esta ser multi-produto por famílias compatíveis como é o caso das gasolinas 98 e 95 octanas, para assim fornecerem os seus clientes. Pontualmente em caso de falha de produção, a refinaria pode também importar de acordo com as necessidades do mercado alguns produtos como é o caso do gasóleo ou da gasolina.

As restantes movimentações de produtos, são maioritariamente descargas de navios pela mesma via, sendo a nafta química e butano descarregados para a Repsol, propano e também butano para a Sigás, metanol para a Euroresinas e por fim, paraxileno e ácido acético para a Artlant. No entanto, tanto o ácido acético como o paraxileno não serão alvo deste estudo porque as respetivas tubagens são bastante recentes, em que ainda não existem registos de roturas das tubagens.

Capítulo 4 - Análise da corrosão nas tubagens do TGLS

Neste capítulo será efetuada uma análise da corrosão nas tubagens do TGLS, identificando os tipos de corrosão existentes nas tubagens, relacionando o tipo de produto com o nível de ocorrências, e por fim, as ocorrências com os dados climatéricos.

4.1. Introdução

A corrosão é um processo químico ou eletroquímico com uma contribuição bastante elevada nas roturas das tubagens. No sentido de manter as características mecânicas das tubagens para transporte de produtos petrolíferos, a associação canadiana de produtores de petróleo (CAPP) tem desenvolvido práticas industriais recomendadas para assim reduzir os incidentes devido a corrosão nessas tubagens, identificando medidas que possam reduzir a probabilidade desses incidentes [13].

Para que se possa ter uma ideia dos reais problemas da corrosão nas tubagens do TGLS, torna-se importante identificar os tipos de corrosão existentes, os produtos que maiores problemas de corrosão oferecem às tubagens e por fim, as condições atmosféricas que mais influenciam a corrosão.

4.2. Método

4.2.1. Identificação dos tipos de corrosão

A identificação dos tipos de corrosão foi efetuada através de inspeção visual.

4.2.2. Análise da incidência das roturas das tubagens

Para determinar as intervenções de manutenção a que as tubagens foram sujeitas devido a roturas originadas por problemas de corrosão, foi definido um espaço temporal de cinco anos, entre 2009 e 2013, pois não existem dados anteriores. Estes dados foram obtidos pelo sistema de gestão da manutenção da empresa, SAP/R3, onde são registadas todas as anomalias.

Optou-se por agrupar as tubagens por família de produtos (Crude, Gases, Gasóleos, Gasolinas, Fuel, Nafta e Metanol), pois estes produtos, dadas as suas composições químicas atuam de maneiras diferentes.

Como base para este estudo, o trabalho apoiou-se num levantamento exaustivo das tubagens, suportado em desenhos isométricos. Nestes foi possível quantificar o comprimento e diâmetro de cada tubagem, permitindo calcular as áreas expostas à corrosão interna e externa.

Como as tubagens reduzem de diâmetro em vários troços dentro do terminal foi necessário calcular áreas parciais de tubagens de iguais diâmetros, efetuando de seguida o somatório das várias áreas para se quantificar as áreas totais.

Após levantamento de todos os dados já referidos foram utilizados os seguintes indicadores:

O número de incidências sobre área (NOA) é dado pela equação 2.

$$NOA = \frac{n_i}{A_i} \quad \text{Equação 2}$$

Em que n_i é o número de ocorrências do produto i e A_i é a área total (m^2) da tubagem onde circula o produto i .

O número de incidências sobre a quantidade de produto movimentado (NOPM) é dado pela equação 3.

$$NOPM = \frac{n_i}{PM_i} \quad \text{Equação 3}$$

Em que n_i é o número de ocorrências do produto i e PM_i é a quantidade de produto i movimentado (Toneladas) na tubagem.

O número de incidências sobre o a área vezes o produto movimentado (NOAPM) é dado pela equação 4.

$$NOAPM = \frac{n_i}{A_i * PM_i} \quad \text{Equação 4}$$

4.2.3. Dados climatéricos

Para um melhor entendimento da incidência da corrosão foi necessário solicitar os dados climatéricos ao Instituto Português do mar e atmosfera no período de janeiro de 2008 a dezembro de 2013 (pois pode ser relevante as condições climatéricas no ano anterior ao início do estudo), nomeadamente os valores médios mensais de temperatura máxima, temperatura mínima, precipitação total, observados na estação meteorológica de Sines/Monte Chãos, conforme anexo 6.

4.3. Análise e discussão de resultados

4.3.1. Identificação dos tipos de corrosão

As figuras abaixo mostram de que forma a corrosão se manifesta nas tubagens do terminal.

A figura 14 apresenta corrosão por picadas nas tubagens, que consiste na formação de pequenas cavidades que se inicia na superfície da tubagem. Neste caso houve uma remoção seletiva do metal pela corrosão em pequenas áreas originando perfuração [6].



Figura 14 – Corrosão por picadas no TGLS.

A figura 15 apresenta corrosão em juntas soldadas nas tubagens, onde se observa o efeito da corrosão em torno do cordão de soldadura.



Figura 15 – Corrosão em juntas soldadas TGLS.

A figura 16 apresenta corrosão generalizada ou uniforme, onde esta se processa em toda extensão da superfície da tubagem.



Figura 16 – Corrosão generalizada no TGLS.

A figura 17 apresenta corrosão galvânica, onde existe uma diferença de potencial de corrosão entre os metais. A figura mostra ligações equipotenciais construídas em bronze em contacto com uma tubagem de ferro. Esta situação criou um fluxo de corrente da zona anódica (ferro) para a zona catódica (bronze).



Figura 17 – Corrosão galvânica no TGLS.

A figura 18 mostra uma reparação provisória numa tubagem que apresenta corrosão exterior, que originou uma rotura.



Figura 18 – Reparação provisória exterior de uma tubagem no TGLS.

A figura 19 mostra o aspeto interior da rotura na tubagem ilustrada na figura anterior.



Figura 19 – Aspeto interior de um furo numa tubagem no TGLS.

A figura 20 mostra a parte exterior da tubagem ilustrada nas figuras 18 e 19, onde se pode verificar a presença de corrosão atmosférica, em que a tubagem se encontra num elevado estado de degradação.



Figura 20 – Corrosão atmosférica no exterior de uma tubagem no TGLS.

4.3.2. Análise da incidência das roturas das tubagens

Em petroquímica um dos maiores problemas é a corrosão interna, pelo que neste trabalho tentou-se analisar a incidência de roturas face aos produtos movimentados. É de notar que os produtos movimentados são o crude, a gasolina, o gasóleo, fuel, gases, nafta e metanol.

Para se poder analisar as roturas das tubagens face ao tipo de produto, apresenta-se na figura 21 as ocorrências totais anuais de roturas no período de 2009 a 2013.

Pode-se quantificar em a) da figura 21 o número total de roturas que ocorreram anualmente nas tubagens que este estudo considerou. Verifica-se que 2011, foi o ano em que se registaram o maior números de ocorrências, sendo 2010 o ano com menor número registos.

Na figura 21 b) e c), mostra-se o total de roturas das tubagens ao longo dos cinco anos por família de produtos, pelo que pode constatar-se que a linha de gasóleo foi aquela em que ocorreu maior número de problemas. No caso do metanol, o diminuto número de ocorrências é

justificado pelo facto de esta linha ser mais recente no terminal, e dedicada a uma unidade de negócio independente, Euroresinas. Pode-se ainda constatar-se que metade das ocorrências foram nas tubagens de gasolina e gasóleo.

Na figura 21 d) mostra-se a evolução da frequência de roturas por tipo de produto, onde se verifica que a ocorrência é aleatória, contudo estas maioritariamente distribuem-se por picos, ou seja, após um ano de maiores ocorrências, segue-se um ano com menores registos. A exceção foi a Nafta que entre 2009 e 2011 manteve-se constante, tendo uma subida notável em 2013. Contudo, para um determinado ano o maior número de ocorrências concentram-se no gasóleo e na gasolina.

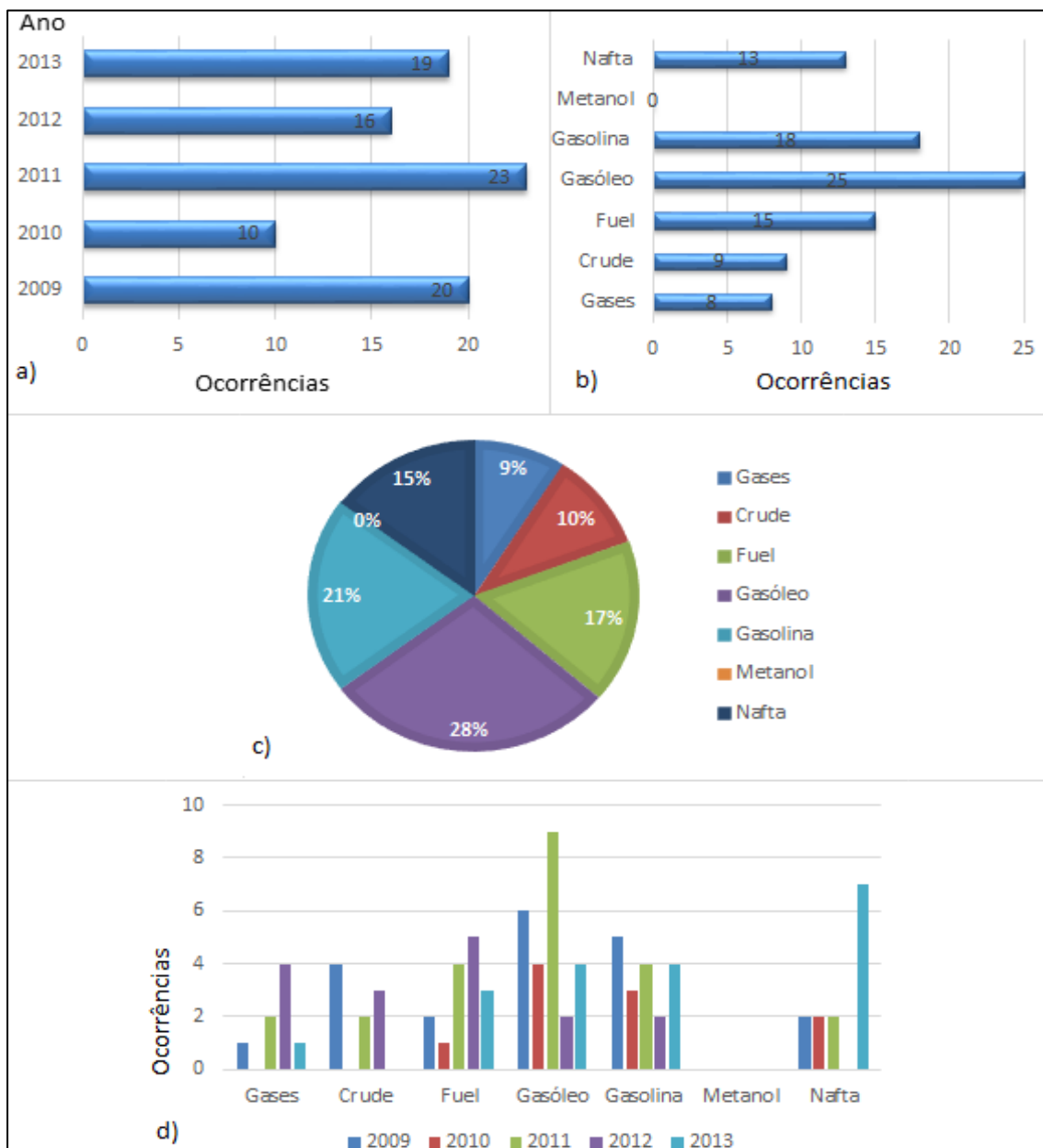


Figura 21 – a) A frequência de roturas totais por ano. b) A frequência de roturas totais por produto. c) A percentagem de frequência de roturas por produto. d) A evolução das ocorrências.

A corrosão depende da área exposta e como tal foram calculadas as áreas totais das tubagens por tipo de produto, conforme mostra a tabela 2.

Tabela 2 – Área total das tubagens.

Produto	L_{total} (m)	A_{total} (m ²)
Gases	10785	9457,16
Crude	8551	28054,36
Fuel	9768	17001,01
Gasóleo	14393	17597,67
Gasolina	8439	9071,42
Metanol	3461	4418,81
Nafta	6971	9491,15

Com o objetivo de ter uma visão do número de ocorrências por área de exposição, entre as tubagens, o produto e meio envolvente, aplicou-se a equação 2. Assim, relacionou-se o número de incidências por metro quadrado de tubagem para cada família de produtos.

Como se pode observar na figura 22 a), as tubagens de gasolinas são aquelas que apresentam em média, durante os 5 anos alvos de análise, o maior índice de frequência de roturas por área. Em b), apresentam-se esses resultados ao ano, onde se verifica a exceção do ano 2012, em que os gases tiveram um índice de frequência de roturas superior por área. Contudo, as tubagens de gasolinas tiveram sempre valores superiores. Este registo pode estar relacionado com a quantidade de compostos com alto teor de enxofre presentes na gasolina, reagindo com a água que fica condensada nas tubagens, degradando as mesmas [6].

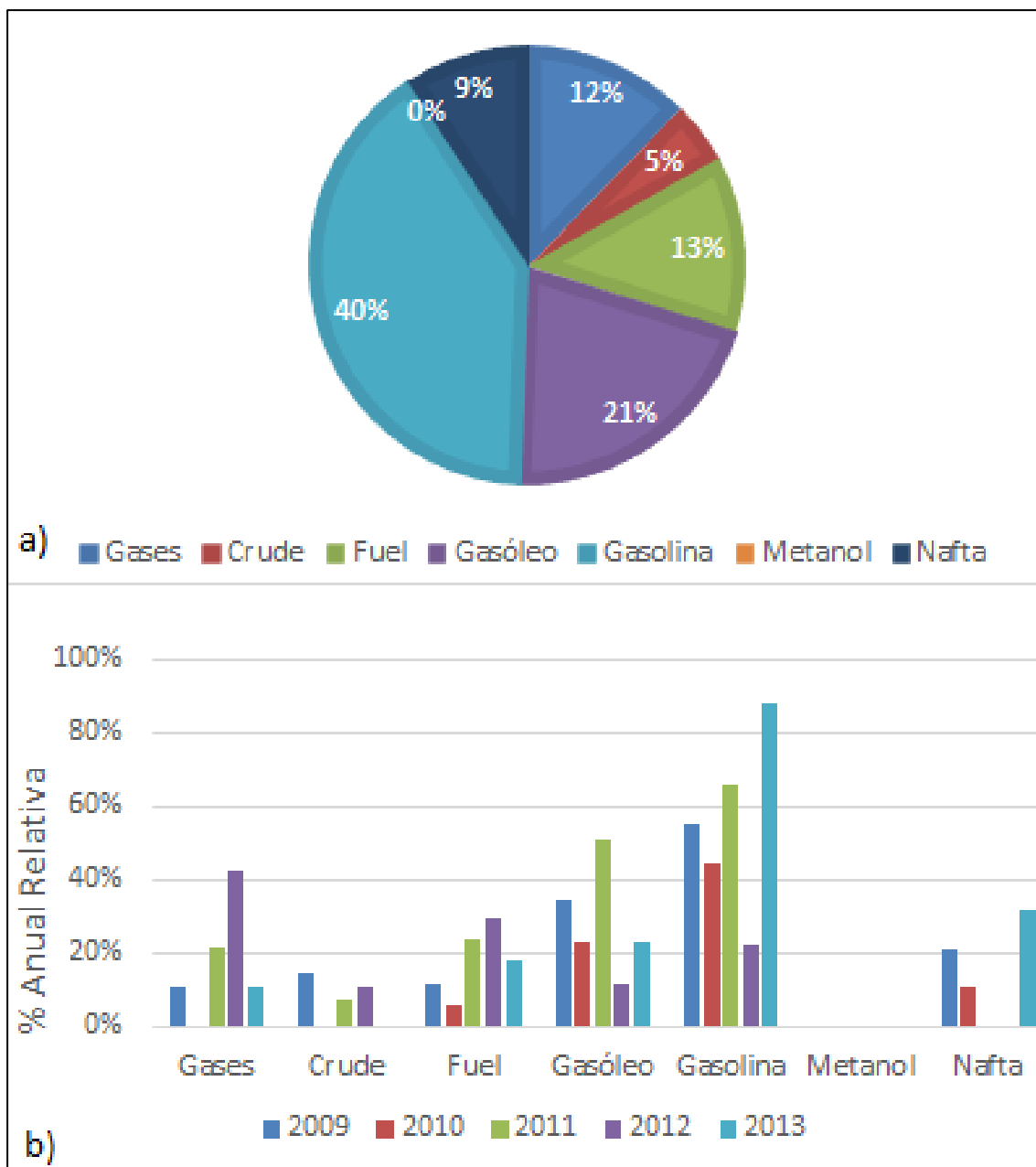


Figura 22 – a) Percentagem global dos 5 anos de ocorrências por área. b) A Percentagem anual relativa das ocorrências por área.

Analisou-se ainda o impacto da quantidade de produto movimentado (tabela 3) nas tubagens face às ocorrências de roturas das tubagens. Como se pode ver na tabela 3 o produto mais movimentado é o crude. Dentro dos produtos refinados, os mais movimentados são a gasolina e o gasoleo.

Tabela 3 – Tonelagem de produtos movimentados no TGLS.

Movimentação de produtos						Total
Produto	2009	2010	2011	2012	2013	
	Mtons	Mtons	Mtons	Mtons	Mtons	Mtons
Crude	7.015.585	8.192.876	6.951.830	7.665.965	7.793.519	37.619.775
Gases	384.286	506.812	430.431	467.974	665.312	2.454.815
Gasolina	1.304.248	1.576.327	1.352.924	1.460.780	1.755.357	7.449.636
Gasóleo	1.687.771	1.699.055	1.857.179	1.897.073	4.057.083	11.198.161
Fuel	2.022.660	2.396.948	1.911.028	1.952.067	2.272.461	10.555.164
Metanol	48.700	56.719	73.782	55.117	58.941	293.259
Nafta	914.397	952.063	1.039.469	988.569	648.495	4.542.993

A figura 23 mostra a relação entre as ocorrências e a quantidade de produtos movimentado nas respectivas áreas de cada tubagem, correspondente ao parâmetro NOPM, aplicando-se a equação 3. Em a) verifica-se que na globalidade dos 5 anos a movimentação de gasolina e gases nas tubagens tem um impacto superior face aos restantes produtos, tendo também o gasóleo uma ligeira aproximação. Já em b) que apresenta esses dados anualmente, confirma que a movimentação de gasolina tem um impacto maior, com uma aproximação do gasóleo. Os gases obtiveram uma subida global derivado ao ano de 2012 onde ocorreu uma subida bastante acentuada. Contudo, importa referir que estamos perante compostos com densidades diferentes, tendo os gases uma densidade bastante inferior aos restantes compostos.

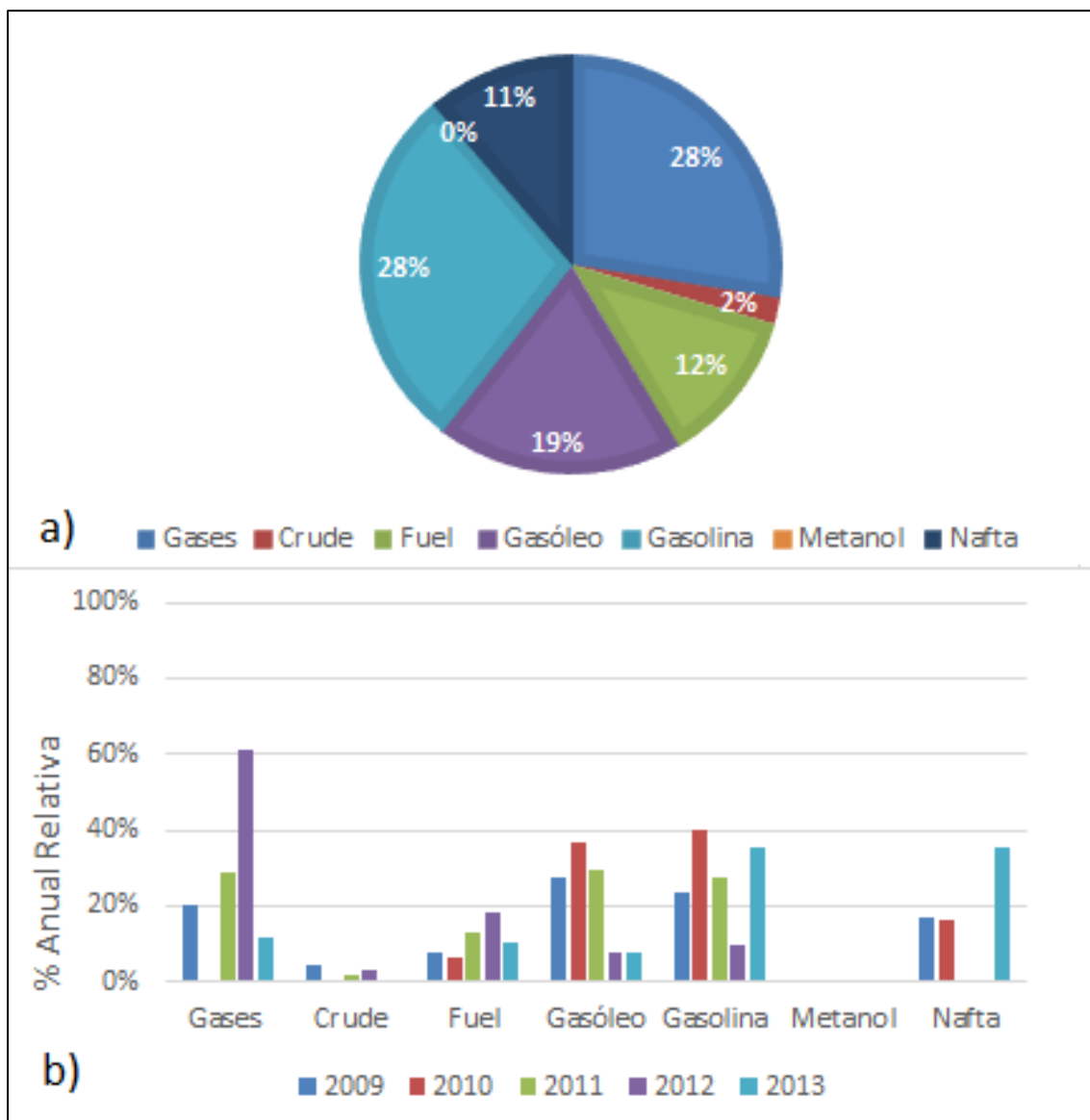


Figura 23 – a) A percentagem global dos 5 anos: Ocorrências / Qt. b) A percentagem anual relativa das ocorrências por quantidade de produto movimentado.

A quantidade de produto movimentado poderia influenciar o número de roturas dado que o aumento da velocidade pode causar erosão das tubagens e por outro lado a estagnação leva a condições propícias para o aumento da corrosão interna. Contudo pela figura 24, verifica-se que não existe relação entre quantidade de produto movimentado e o número de roturas nas tubagens.

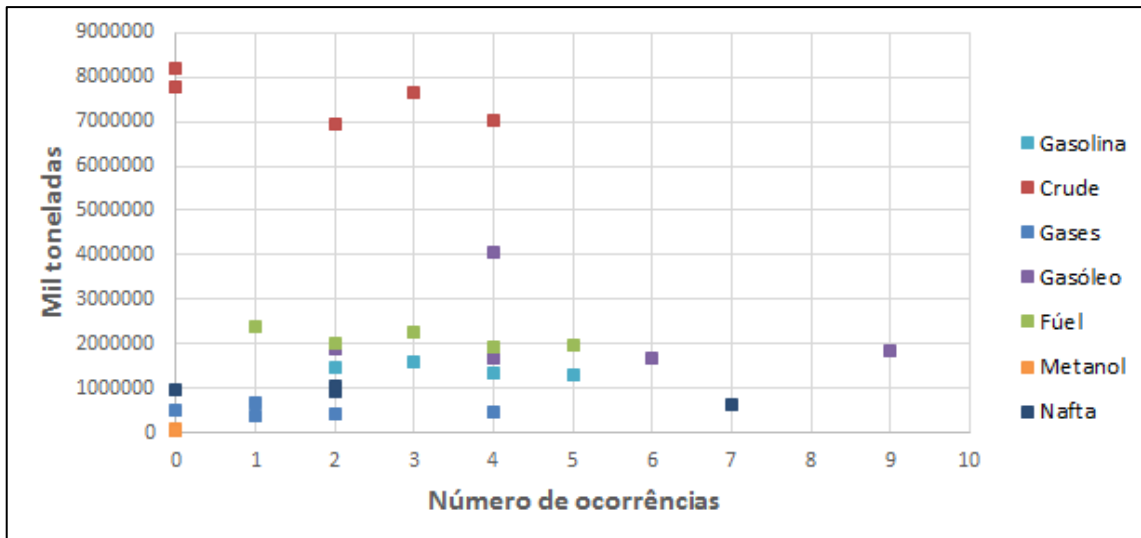


Figura 24 – Correlação entre produto movimentado e roturas de tubagens

No entanto, quando se aplica o parâmetro NOAPM, equação 4, como se pode verificar em a) da figura 25, as gasolinas continuam a ter um impacto bastante superior aos restantes produtos, excetuando os gases que têm uma grande aproximação, pelo que em b) verifica-se a influência das quantidades de produtos transferidos nas tubagens durante os 5 anos, onde os gases apresentam valores próximos da gasolina. Este aumento está relacionado com a densidade dos gases, que é inferior à densidade dos restantes produtos, como já referido acima.

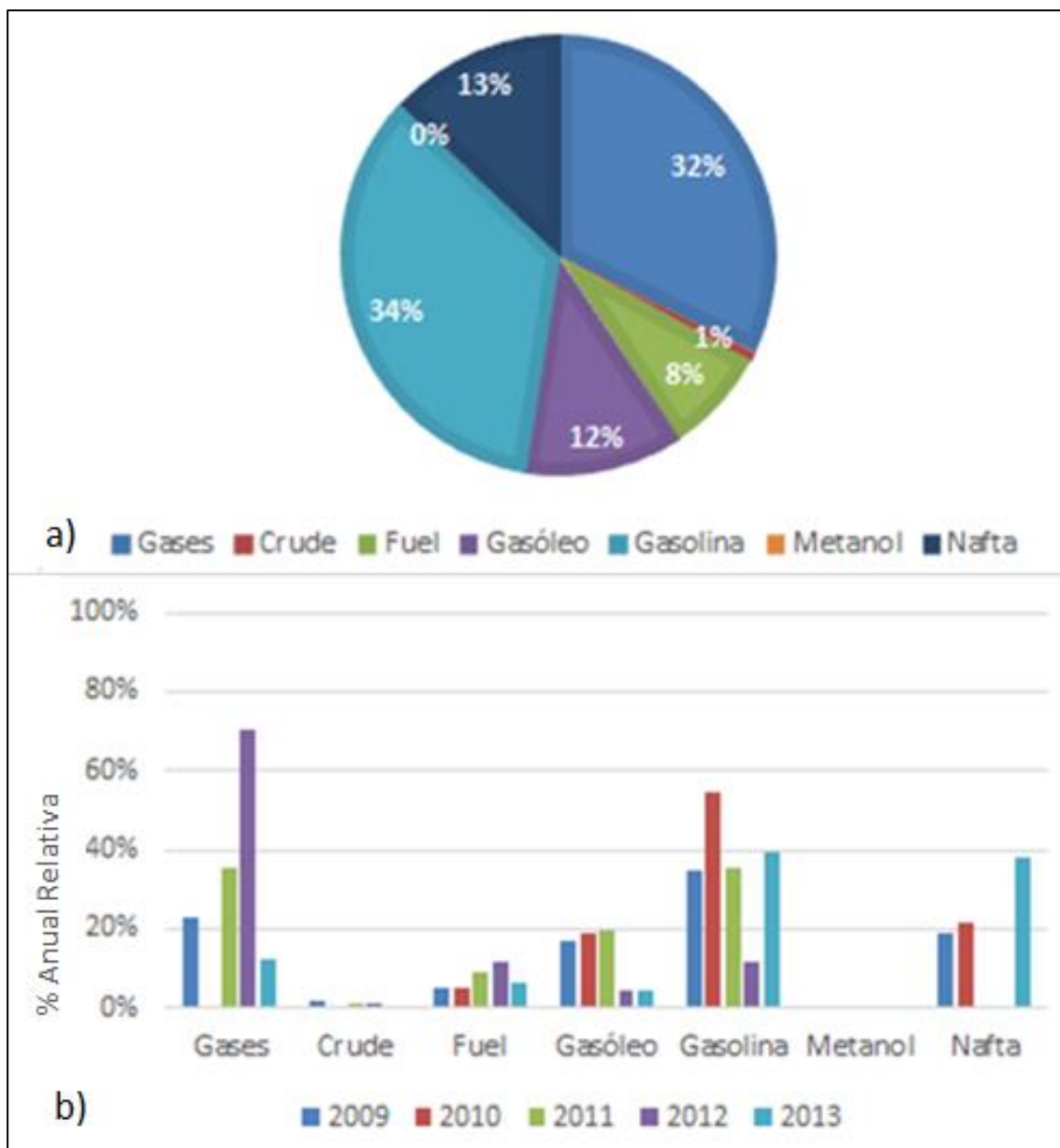


Figura 25 – a) A percentagem global dos 5 anos: Ocorrências / (m²*Qt). b) A percentagem anual relativa: Ocorrências / (m²*Qt).

De forma geral os resultados apontam no sentido de que a corrosão das tubagens depende do produto transportado. Estes resultados sugerem a existência de corrosão interna nas tubagens.

4.3.3. Dados climatéricos

As tubagens estão expostas a uma atmosfera marítima e dado que em parte as roturas foram produzidas por ação da exposição das tubagens aos elementos atmosféricos, houve necessidade de tentar relacionar a incidência de roturas com valores climáticos, anexo 6.

Como a corrosão atmosférica depende da temperatura, da precipitação e do vento, tentou-se correlacionar estes aspetos com a frequência de roturas verificadas ao longo do período em estudo.

Após investigação e análise dos registos meteorológicos de Sines entre 2008 e 2013, foi possível constatar o seguinte:

A figura 26 mostra em a) que os anos de 2009 e 2011 foram aqueles que apresentaram maior número de roturas nas tubagens, e que o ano de 2010 foi aquele onde houve menos roturas, Em b), mostra que os anos de 2012 e 2013 foram aqueles que apresentaram as médias das temperaturas mais baixas, e que os anos de 2009 e principalmente de 2011 foram aqueles onde as médias das temperaturas foram mais elevadas.

Relacionando estes registos com a frequência de roturas nas tubagens, verifica-se uma correlação direta entre as temperaturas altas e roturas de tubagens, pois os anos que manifestaram temperaturas mais altas correspondem aos anos com maior frequência de roturas, por sua vez, os anos em que as temperaturas foram mais baixas, correspondem aos anos em que menos roturas houve nas tubagens, excetuando o último ano em estudo onde houve uma ligeira variação.

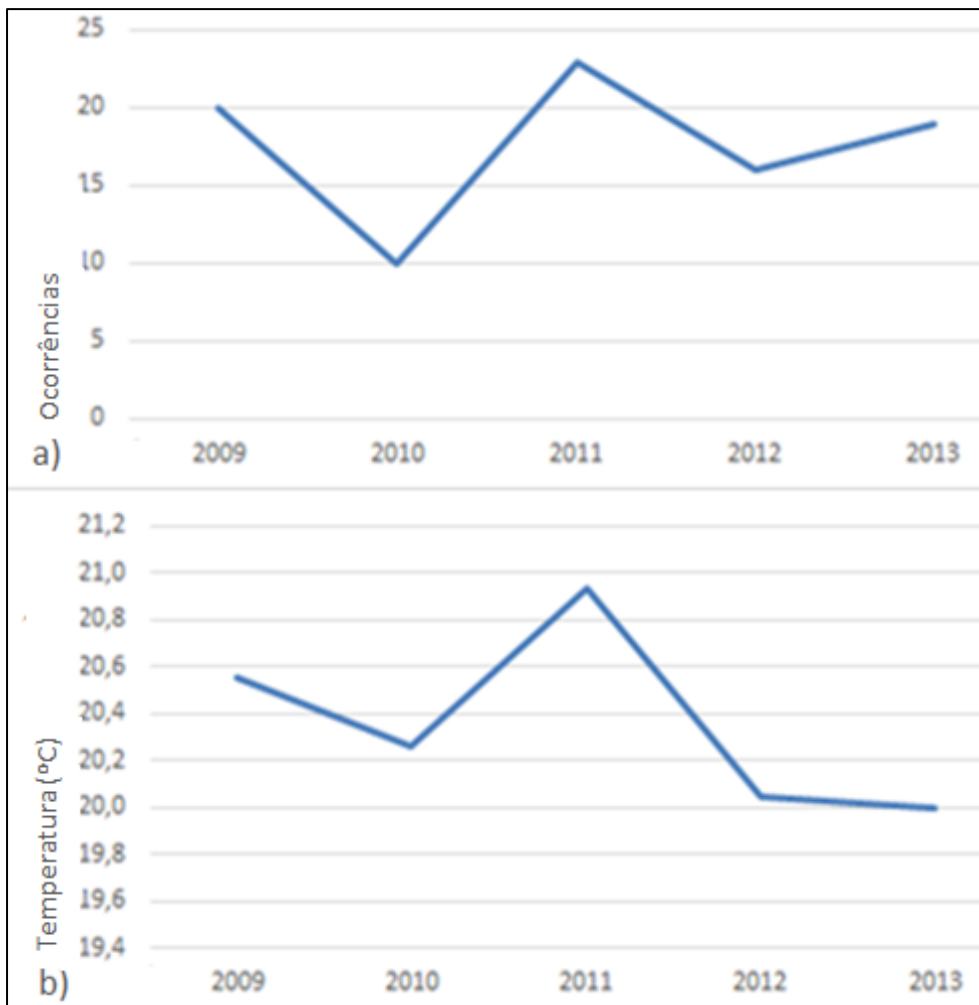


Figura 26 – a) A frequência de roturas totais por ano. b) Valores médios anuais da temperatura Máxima do ar (°C)

Abaixo apresenta-se a figura 27, onde a) representa a quantidade de ocorrências totais por ano, e b) a quantidade média anual de precipitação em mm^3 .

Como se pode verificar em b), 2010 teve um inverno muito chuvoso, seguindo-se 2011 como um ano de muita precipitação face aos restantes anos em estudo.

Relacionando também a precipitação com a frequência de roturas nas tubagens, verifica-se uma correlação inversa entre estes dois registos, apresentando o ano de 2010 com maior precipitação e menor número de roturas.

Após análise deste registo, pensa-se que a ação da chuva sobre as tubagens possa ter duplo efeito, ao manter as temperaturas das tubagens mais baixas durante um maior período, e também possa ter uma ação de lavagem das tubagens que se encontram na presença de partículas sais dissolvidos da água do mar transportadas pelo vento [8].

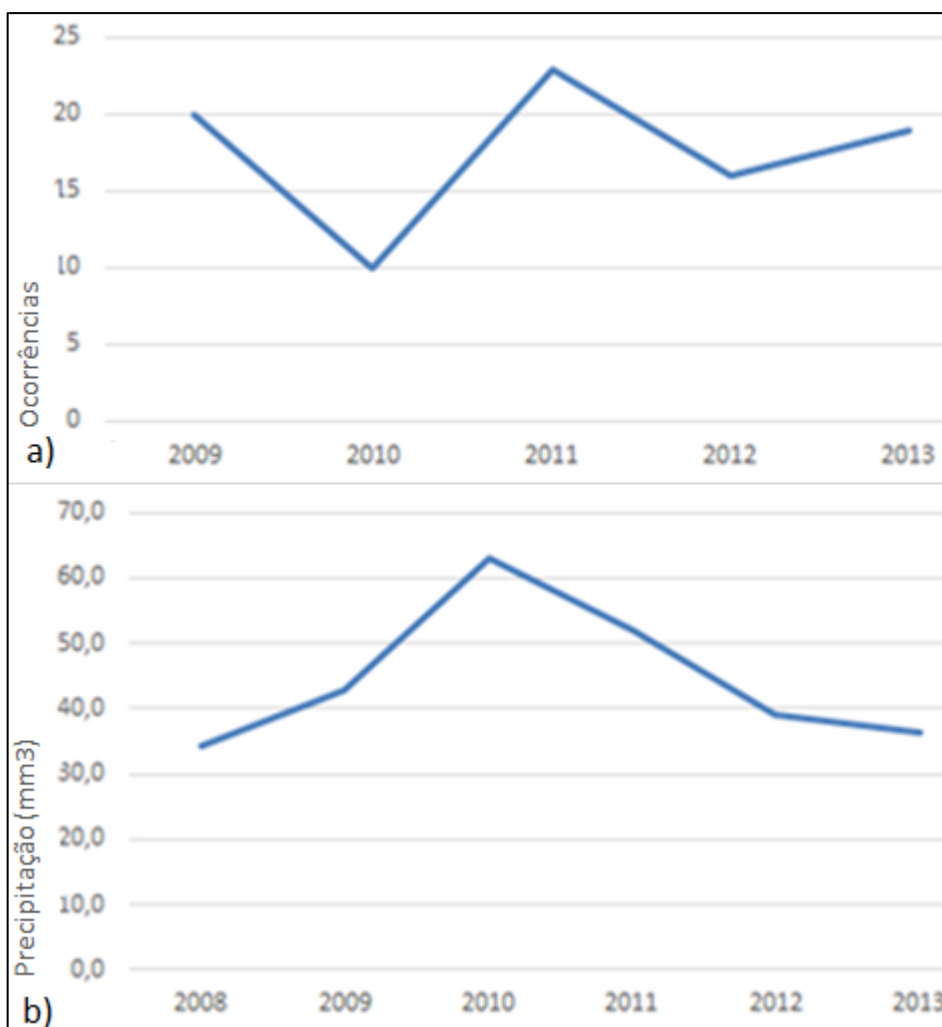


Figura 27 – a) A frequência de roturas totais por ano. B) Quantidade média anual de precipitação (mm³).

As tubagens em análise estão sob a ação de atmosfera marítima, conforme anteriormente referido, como tal, houve necessidade de analisar e estudar o efeito do vento. Pois o vento é responsável pelo transporte de partículas de água do mar (contendo os sais dissolvidos neste) para a zona em análise, o que poderá ter influenciado o número de roturas [8].

A figura 28 mostra em a), novamente a quantidade de ocorrências totais por ano, e b) a intensidade média do vento em m/s, e como se pode verificar, 2008 e 2010 foram de facto os anos mais ventosos em Sines.

Os dados observados mostram existência de correlação direta entre o vento e as ocorrências nas tubagens, sendo que as ocorrências manifestam-se no ano seguinte aos registos verificados pela intensidade do vento, onde os anos de 2008 e 2010 foram os anos mais ventosos, correspondendo aos anos de 2009 e 2011 como os anos em que ocorreram mais roturas nas tubagens.

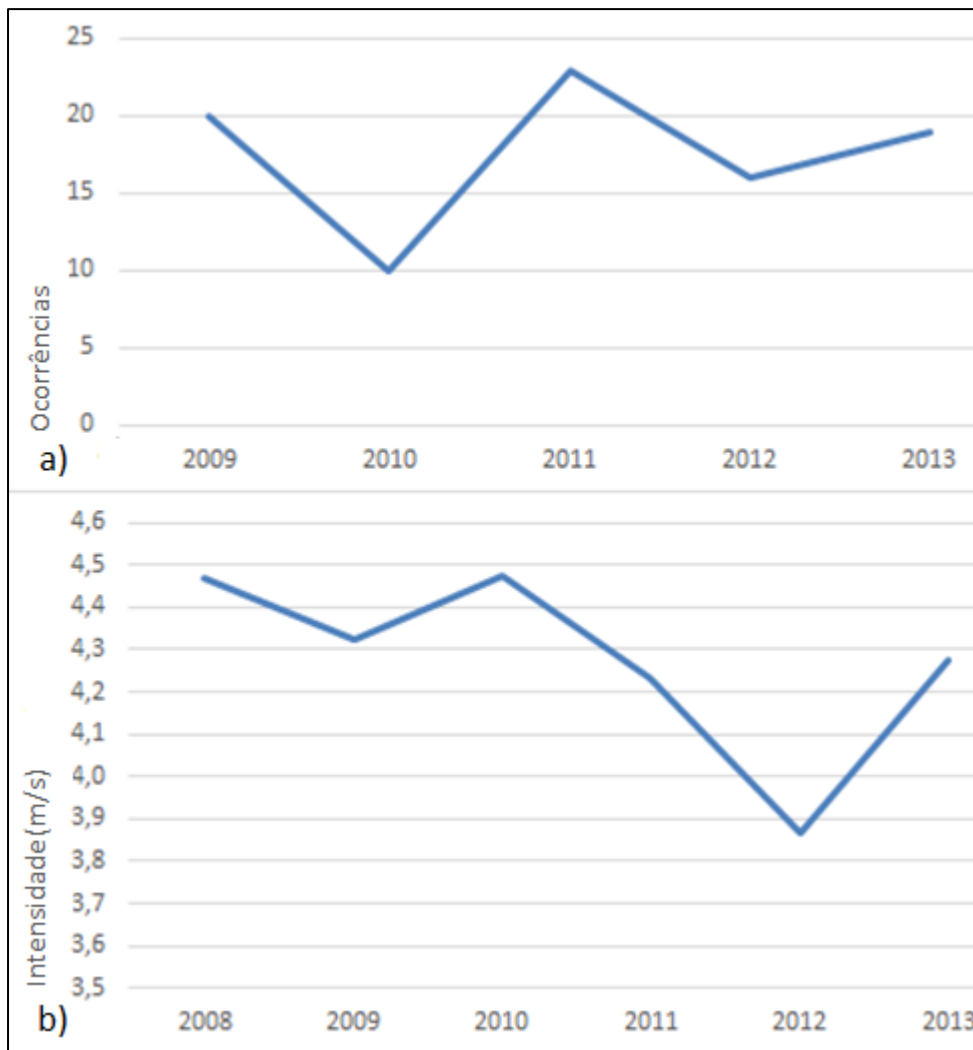


Figura 28 – a) A frequência de roturas totais por ano. b) A intensidade média do vento (m/s)

De forma geral os resultados mostram que as ocorrências de roturas nas tubagens são influenciadas pelos dados climatéricos.

4.4. Conclusão

Com base nos resultados obtidos neste capítulo verifica-se que os tipos de corrosão presentes nas tubagens do TGLS são atmosférica, por picadas, em juntas soldadas, generalizada, galvânica e interna.

Os dados da análise de frequência de roturas mostram que:

a) A frequência de roturas nas tubagens depende do tipo de produto transportado, em que a gasolina representa 40% do total de roturas por área de exposição. Assim, os dados sugerem que em parte as roturas são produzidas por processos de corrosão interna nas tubagens.

b) A temperatura, a precipitação e o vento influenciam a frequência de roturas nas tubagens, o que sugere que em parte as roturas são produzidas por ação de corrosão atmosférica.

De um modo geral este capítulo demonstra que o produto movimentado nas tubagens e o clima têm uma grande influência na frequência de roturas nas tubagens do TGLS.

Capítulo 5 - Estimativa dos custos de corrosão

Neste capítulo será efetuada uma estimativa dos custos de corrosão verificados no TGLS entre 2009 e 2013, onde serão apresentados todos os custos relacionados com corrosão nas tubagens, assim como as bases de cálculo utilizadas na identificação dos custos totais.

5.1. Introdução

A corrosão tem um enorme impacto económico em todo o mundo, por essa razão, já foram efetuados vários estudos de impacto financeiro [21]. Segundo a Sociedade Americana de Metais, num estudo que realizaram em 2000, a corrosão custava nessa altura aos Estados Unidos da América (EUA) cerca de 300.000 milhões de dólares [21]. O estudo original que foi realizado com base em 130 setores industriais, descobriu que em 1975 a corrosão metálica custou aos EUA 82.000 milhões de dólares, cerca de 4,9% do seu produto interno bruto (PIB) [21].

Tabela 4 – Custos da corrosão metálica nos Estados Unidos (adaptado) [21].

	Milhões de US dólares	
Todas as indústrias	1975	1995
Total	82,000	296,000
Evitável	33,000	104,000

Desse valor, 60% do custo não era evitável, e os restantes 40% ocorreram devido à falha na utilização das melhores práticas da altura, logo, evitável. Já em 1996, existiu uma redução 5% desse valor [21]. Em 2002, um estudo apresentado pela U.S federal Highway Administration e intitulado de “Corrosion costs and preventive strategies in the United States”, que foi elaborado com base nos anos 1999 a 2001, revelou que os custos diretos estimados da corrosão nos EUA, foram de 276.000 milhões de US dólares, aproximadamente 3,1% do seu PIB [22].

Os custos atribuídos a todos os tipos de corrosão foram estimados entre 3 a 5% do PIB dos países industrializados [6].

5.2. Método

5.2.1. Estimativa dos custos de corrosão no TGLS

O custo total de corrosão C_{tot} é dado pela seguinte equação [23]:

$$C_{tot} = C_{dc} + C_{dp} + C_{in} \quad \text{Equação 5}$$

Em que C_{dc} são os custos diretos corretivos, C_{dp} os custos diretos preventivos e C_{in} os custos indiretos. De acordo com o estudo “Corrosion Cost and Preventive Strategies in the United States”, os custos indiretos são 100% dos custos diretos [22].

Na tabela 5 são apresentados os itens que se aplicam na determinação dos custos de corrosão no TGLS. A construção desta tabela teve como base os itens considerados no cálculo dos custos de corrosão, de acordo com “PMT 2100 - Introdução à Ciência dos Materiais para Engenharia – 2005, corrosão e degradação de materiais” [23].

Tabela 5 – Custos de corrosão [23].

Custos	Tipo ()	Aplicável	Não Aplicável
Diretos corretivos	Reparações	X	
	Reposição de material	X	
Diretos preventivos	Revestimentos	X	
	Material resistente à corrosão		X
	Proteção catódica		X
	Inibidores de corrosão		X
	Desumidificação de armazém		X
	Superdimensionamento		X
Indiretos	Interrupção de produção	X	
	Perda de materiais	X	
	Perda de eficiência	X	
	Contaminação de produtos	X	

5.2.1.1. Estimativa dos custos diretos corretivos

Após análise da tabela 5, quantificam-se abaixo os custos aplicáveis ao TGLS entre 2009 e 2013:

1. Reparações / Contrato de manutenção

A CLT teve durante os 5 anos, um custo de 80.754,30 euros em reparações de avarias em tubagens devido à corrosão, efetuadas pela empresa prestadora de serviços que detém o contrato de manutenção do terminal, que atualmente é a Somague.

Estes registos de avarias foram obtidos através do sistema de gestão da manutenção da empresa, SAP/R3, onde são registadas todas as anomalias no terminal.

2. Andaimos – TubosVouga

O custo dos andaimos teve como base de cálculo uma média de 280 euros por andaime, sendo que 60% das ocorrências necessitaram de andaime. Esta estimativa foi efetuada com o apoio de colaboradores da área da manutenção, responsáveis pela requisição destes equipamentos.

3. Gruas – Transgrua

Relativamente aos custos totais das gruas para problemas nas tubagens, foi estimado um custo médio de 560 euros grua ao dia, onde aproximadamente 40% das ocorrências tiveram apoio de gruas. Como no caso dos andaimos, também aqui foi necessário fazer estimativas com o apoio de colaboradores da área da manutenção.

5.2.1.2. Estimativa dos custos diretos preventivos

De seguida quantificam-se os custos diretos preventivos aplicáveis ao TGLS entre 2009 e 2013.

1. Inspeção de tubagens – ISQ

Existe um contrato entre a CLT e o ISQ, Instituto de Soldadura e Qualidade, em que tem diariamente um elemento desse instituto no terminal no âmbito das inspeções das tubagens, que tem um custo de aproximadamente 20.000,00 euros mensais durante 3 anos. Como este contrato teve início em Abril de 2012, equivale a 420.000,00 euros no período alvo de estudo.

Deste valor foi estimado que apenas 10% estão diretamente inseridos nos custos de corrosão, mais propriamente com todos os procedimentos necessários do ISQ que antecedem os tratamentos anticorrosivos nas tubagens, o que equivale a 42.000,00 euros. Os restantes 90% do volume de trabalho está associado à inspeção para efeito de licenciamento legal das tubagens, de acordo com o Decreto-lei 97/2000. Através do diálogo com pessoas da divisão de manutenção foi possível estimar estes valores.

Importa referir que no período que antecedeu a este contrato, os custos com inspeções de linhas não tiveram expressão por serem muito reduzidos, pois foram basicamente período alvo de diagnósticos internos.

2. Tratamento anticorrosivo – SLM

Para tratamentos anticorrosivos, existe uma verba anual contratada de 60.000,00 euros durante 3 anos com a empresa SLM, Sociedade Lisbonense de Metalização. No entanto, este contrato teve início em Agosto de 2012, o que perfaz um total de 85.000,00 euros. Estes tratamentos estão relacionados com decapagens, pinturas e outras intervenções que as tubagens necessitem. Na sua maioria são recomendações do ISQ aquando da sua inspeção.

Anteriormente este trabalho estava inserido no âmbito do contrato de manutenção geral, onde a capacidade de resposta era muito reduzida face às necessidades. Pode-se assumir que 60% deste valor está diretamente ligado a custos com tubagens, estando os restantes custos associados a outros equipamentos e estruturas metálicas, o que corresponde a 51.000,00 euros. Também aqui foi essencial o apoio de elementos da manutenção para estimar os valores apresentados.

5.2.1.3. *Estimativa dos custos indiretos*

De seguida quantificam-se os custos indiretos aplicáveis ao TGLS entre 2009 e 2013.

1. Limpezas industriais – Ecoslops

A CLT tem um custo total com limpezas industriais de aproximadamente 480.000,00 euros pelos 5 anos, onde a Ecoslops (empresa com as suas instalações no TGLS, e que tem uma equipa de trabalho ao dispor da CLT para limpezas industriais no terminal) do qual foi estimado que apenas 11.572,60 euros correspondem a custos relacionados com ocorrências de avarias nas tubagens. Esta estimativa teve como base de cálculo as 88 ocorrências registadas durante os 5 anos, e uma média de 12 horas trabalhadas por ocorrência. O restante custo está relacionado com rotinas de manutenção, como limpezas de aparadeiras, aspiração de fossas e tanques, pequenas fugas em válvulas, e outras limpezas que são necessárias sem que o foco tenham sido roturas em tubagens.

5.2.2. Determinação da percentagem relativa da corrosão nos custos totais da manutenção

A manutenção do TGLS é efetuada por uma empresa prestadora de serviços, que no atual contrato é a Somague, com um valor aproximado de 600.000,00 euros anuais, que corresponde a 3.000.000,00 euros durante os 5 anos em estudo.

A este valor será deduzida a rubrica “Reparações”, pois esta está inserida no contrato de manutenção acordado entre a empresa CTL e o prestador de serviços.

A percentagem relativa da corrosão nos custos totais de manutenção é dada pela seguinte equação:

$$\%Cr = \frac{C_{tot}}{C_{mt} + C_{tot} - Rep} \quad \text{Equação 6}$$

Em que C_{tot} é o custo total de corrosão, C_{mt} é o valor do contrato de manutenção e Rep o valor da rubrica reparações/prestador de serviços.

5.2.3. Análise de Pareto

Análise de Pareto é um método de classificação de itens, eventos ou atividades de acordo com a sua importância relativa [20].

Esta análise é utilizada para estabelecer uma ordenação nas causas de perdas que devem ser melhoradas ou otimizadas. Este diagrama ordena a frequência das ocorrências por ordem decrescente, permitindo a identificação dos problemas das organizações ou de um determinado setor.

Tabela 6 – Base de cálculo do Diagrama de Pareto

Somatório dos custos de corrosão entre 2012 e 2013			
Contratos	Custos	Acumulado	%
Tratamento anticorrosivo	51000	51000	37%
Inspeção de tubagens	42000	93000	68%
Reparações / Prestador de serviços	23074	116074	84%
Gruas	7840	123914	90%
Limpezas industriais	7671	131586	96%
Andaimes	5880	137466	100%
Total	137466		

Com a tabela 6 obteve-se a curva relativa ao diagrama de Pareto referente aos custos de corrosão no TGLS a partir de 2012. Optou-se por não se incluir os anos antecedentes a estes por haver ausência de informação referente a inspeção de tubagens e tratamentos

anticorrosivos, que apenas tiveram início em 2012.

5.3. Análise e discussão de resultados

5.3.1. Estimativa dos custos de corrosão no TGLS

A evolução ao longo dos anos dos custos de corrosão é dada na tabela 7, anexo 1. Pode-se verificar que os custos com corrosão das tubagens no terminal seguem uma tendência de crescimento a partir de 2011, sendo 2010 o ano com menores custos.

Conforme se pode verificar na figura 29 a), existe atualmente no TGLS preocupação em investir na conservação das tubagens para movimentação de produtos, pelo que aproximadamente 22 % dos custos de corrosão correspondem a tratamentos anticorrosivos.

Contudo, além de haver preocupação no terminal na conservação das tubagens, também existe essa necessidade, pois 36% dos custos correspondem a reparações. Já 18% desses custos estão relacionados com inspeções por ensaios não destrutivos a essas mesmas tubagens.

Pode-se verificar ainda em b), que a partir de 2010 houve um aumento progressivo de custos com corrosão que está relacionado com o início dos contratos com as empresas ISQ e SLM. No entanto, pode-se verificar que existe uma tendência de diminuição dos custos com reparações.

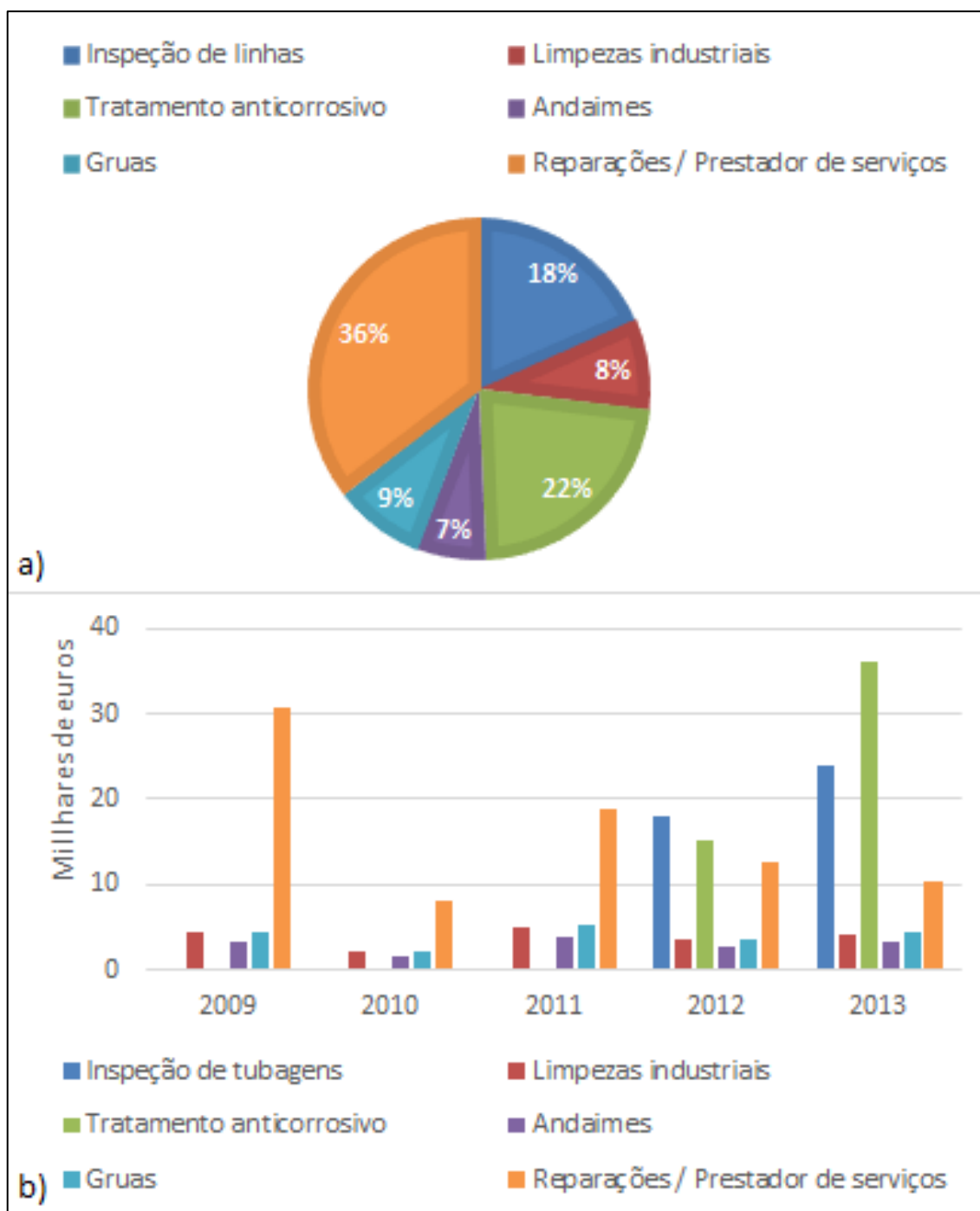


Figura 29 – a) A percentagem relativa dos custos totais do período em estudo (média dos 5 anos). b) Evolução dos custos de corrosão no período em estudo.

5.3.1.1. Estimativa dos custos diretos corretivos

A evolução ao longo dos anos dos custos diretos corretivos de corrosão no TGLS é dada na tabela 8, anexo 2. Pode-se verificar que os custos diretos corretivos com corrosão das tubagens apresentam-se de forma irregular ao longo dos anos.

Conforme se pode verificar na figura 30 a), existe atualmente no TGLS necessidade em

investir na conservação das tubagens para movimentação de produtos, pelo que 70% dos custos diretos preventivos de corrosão ao longo dos 5 anos correspondem a reparações das tubagens.

Pode-se verificar ainda em b), que a partir de 2011 houve uma redução contínua dos custos diretos corretivos com corrosão.

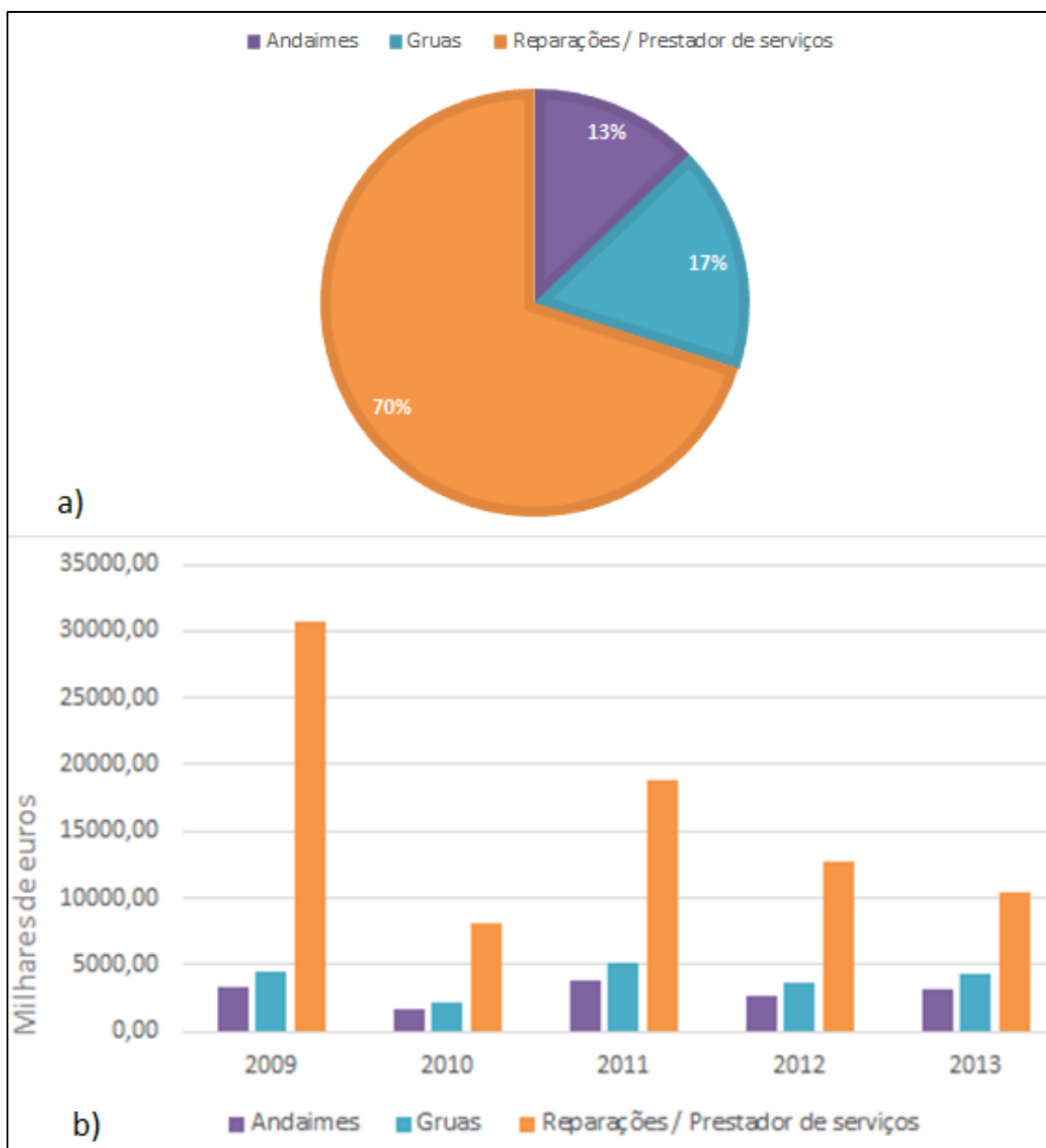


Figura 30 – a) A percentagem relativa dos custos diretos corretivos no período em estudo (média dos 5 anos). b) A evolução dos custos diretos corretivos de corrosão no período em estudo.

5.3.1.2. Estimativa dos custos diretos preventivos

A evolução ao longo dos anos dos custos diretos preventivos de corrosão é dada na tabela 9, anexo 3. Pode-se verificar que os custos diretos preventivos com corrosão das tubagens tiveram início em 2012 e houve um aumento significativo em 2013.

Conforme se pode verificar na figura 31 a), existe atualmente no TGLS preocupação em investir na conservação das tubagens para movimentação de produtos, pelo que 45% dos custos diretos preventivos correspondem a Inspeções das tubagens e os restantes custos a tratamentos anticorrosivos.

Pode-se verificar ainda em b), que este investimento teve início em 2012, e que houve um aumento desses custos no último ano do estudo.

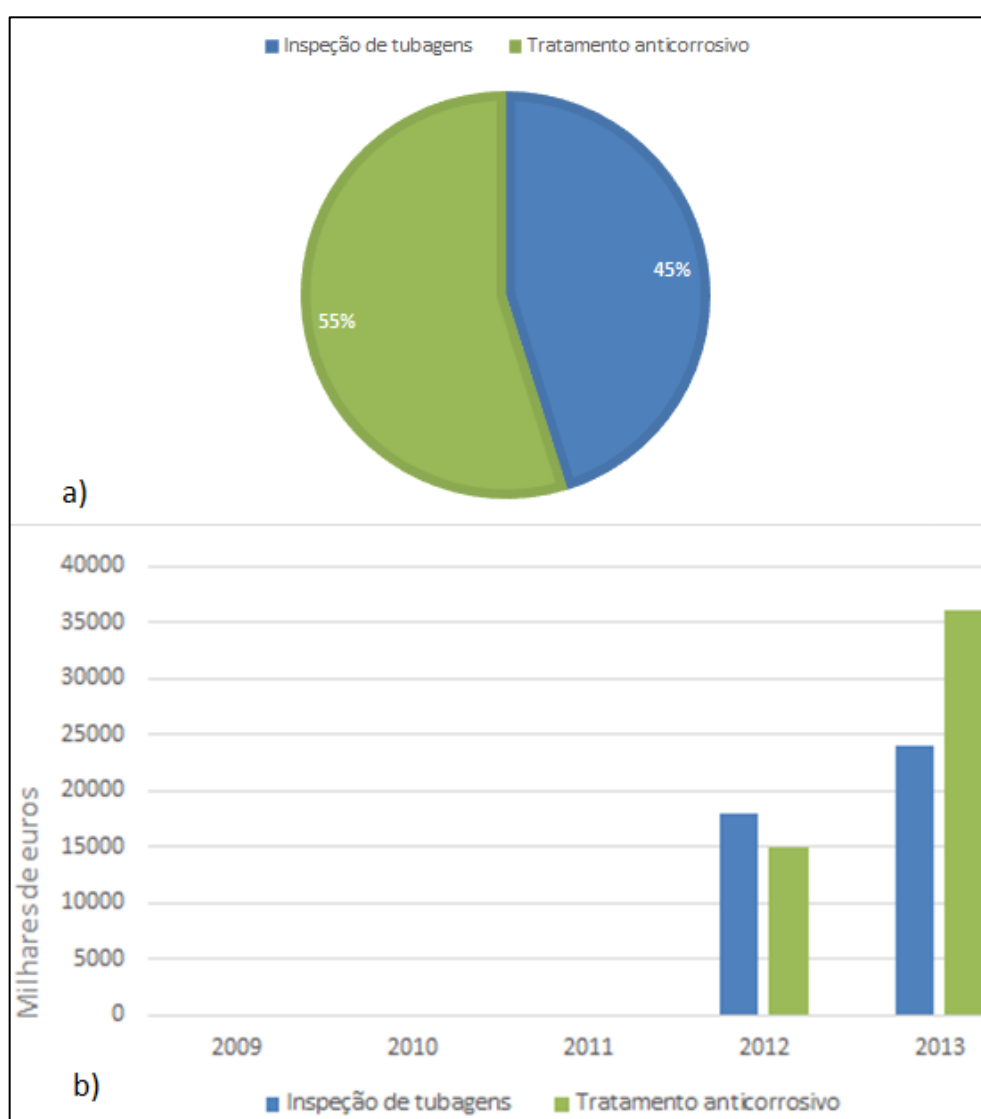


Figura 31 – a) A percentagem relativa dos custos diretos preventivos no período em estudo (média dos 5 anos). b) A evolução dos custos diretos preventivos de corrosão no período em estudo.

5.3.1.3. Estimativa dos custos indiretos

A evolução ao longo dos anos dos custos indiretos de corrosão é dada na tabela 10, anexo 4. Pode-se verificar na tabela 10 que os custos indiretos com corrosão das tubagens no terminal apresentam-se de forma irregular ao longo dos anos.

Conforme se pode verificar na figura 32, os custos indiretos de corrosão nas tubagens do TGLS apresentam-se de forma irregular, mas seguindo a mesma tendência das ocorrências de roturas ao longo dos anos.

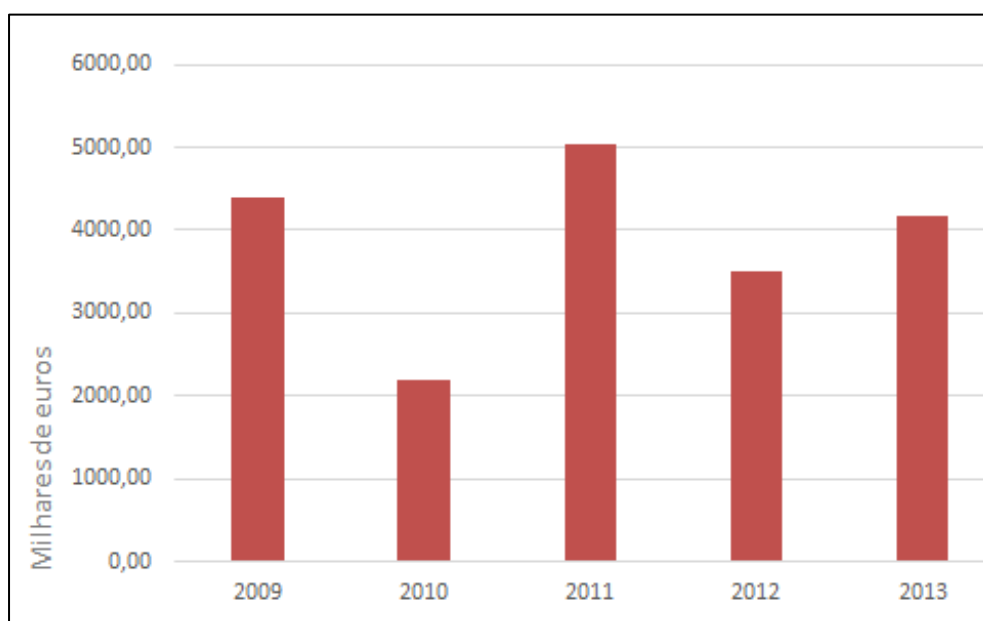


Figura 32 – A evolução dos custos indiretos de corrosão no período em estudo.

5.3.1.4. Determinação da percentagem relativa dos tipos de custos de corrosão

A evolução ao longo dos anos da percentagem relativa dos tipos de corrosão nas tubagens do TGLS é dada na tabela 11, anexo 5.

A figura 33 mostra que a percentagem relativa dos tipos de custos de corrosão durante os anos em estudo registam um comportamento regular até ao ano de 2011 inclusive, sendo os custos diretos corretivos superiores a 80%. Contudo verifica-se que a implementação de custos diretos preventivos a partir de 2012, mais concretamente o investimento em tratamentos anticorrosivos nas tubagens provocou uma tendência de diminuição dos custos diretos corretivos, fazendo também reduzir os custos indiretos.

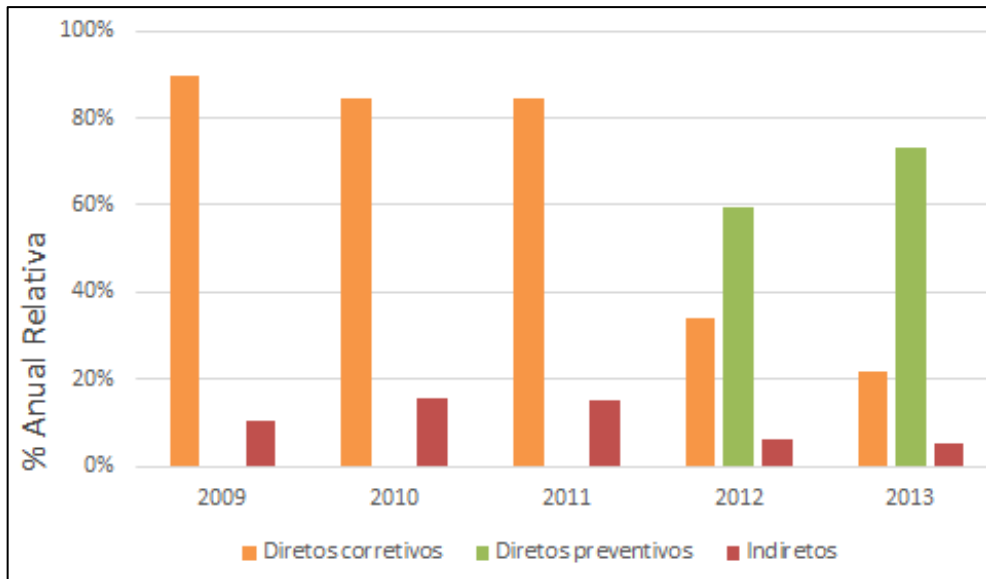


Figura 33 – Percentagem relativa dos tipos de custos de corrosão de 2009 / 2013.

5.3.2. Determinação da percentagem relativa da corrosão nos custos totais da manutenção

A figura 34 mostra que os custos de corrosão nas tubagens têm um peso aproximado de 7,2 % dos custos totais da manutenção do terminal.

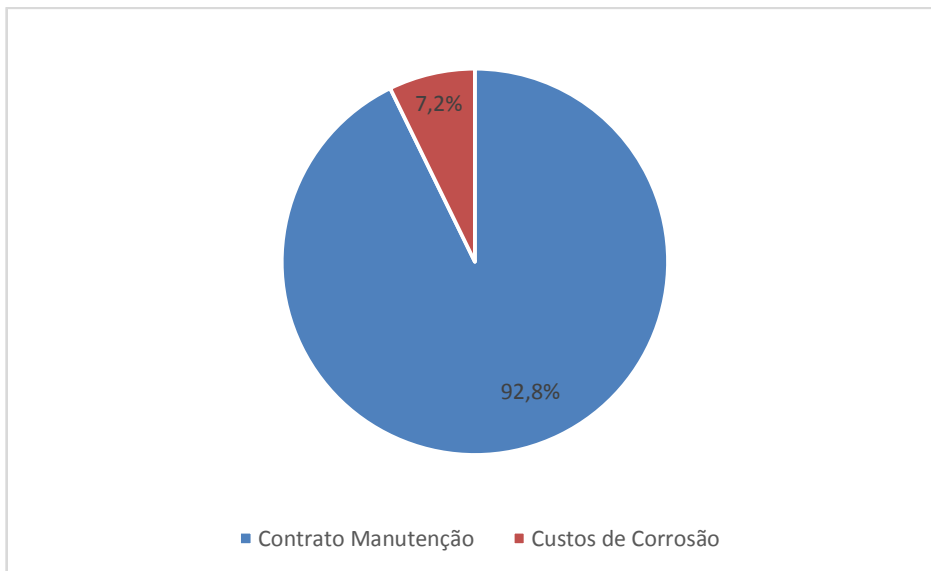


Figura 34 – Impacto da corrosão de tubagens na manutenção

Baseado no estudo pesquisado, “Corrosion Cost and Preventive Strategies in the United States” [22], onde refere que os custos indiretos são 100% dos custos diretos, poder-se-á dizer que a corrosão têm um peso de aproximadamente 14 % dos custos da manutenção. No entanto, estes custos não são diretamente suportados pela CLT.

5.3.3. Análise de Pareto

A figura 35 apresenta o diagrama de Pareto em função da tabela 6, onde apenas constam o somatório dos custos de corrosão entre 2012 e 2013.

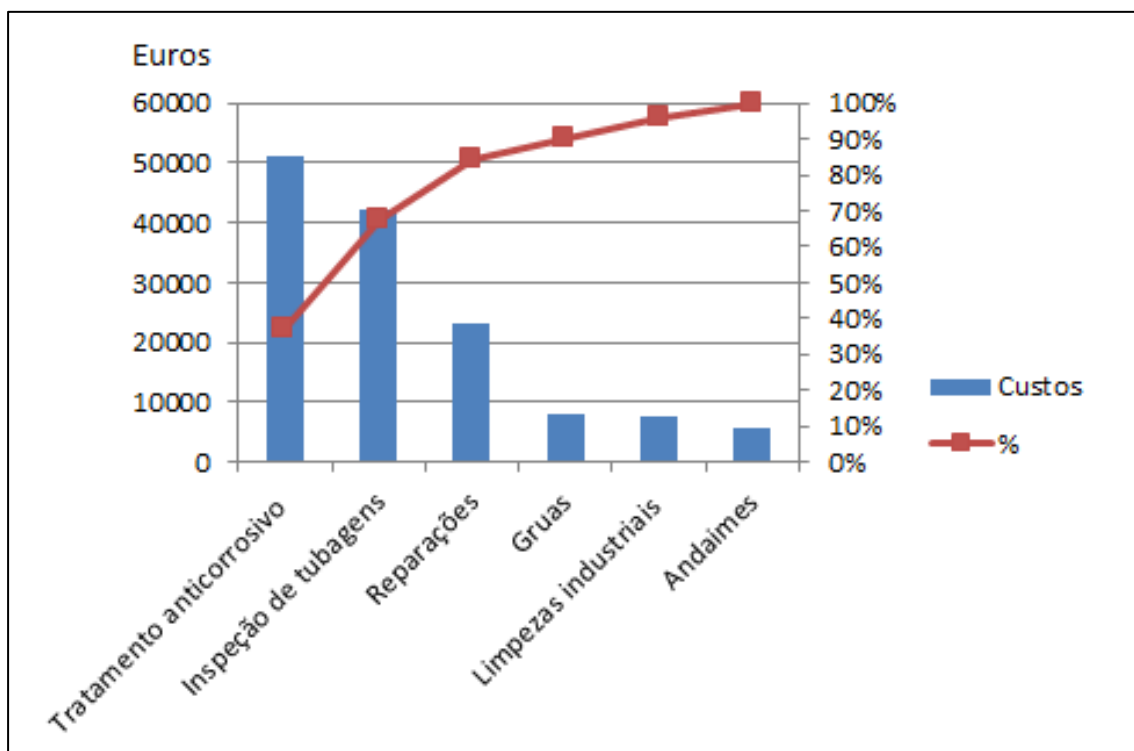


Figura 35 – Diagrama de Pareto referentes aos custos de corrosão de 2012 / 2013.

Segundo o diagrama de Pareto, pode-se verificar na figura 35 que os tratamentos anticorrosivos e as inspeções de tubagens estão na origem de uma grande percentagem do peso da corrosão das tubagens nos custos da manutenção.

5.4. Conclusão

Os resultados da estimativa de custos da corrosão mostram que:

- a) As reparações das roturas nas tubagens correspondem a 36% dos custos de corrosão no TGLS.
- b) O investimento em tratamentos anticorrosivos nas tubagens provocou uma tendência de diminuição dos custos em reparações.
- c) A corrosão nas tubagens tem um peso de 7,2 % dos custos totais da manutenção.
- d) A análise de Pareto mostra que a inspeção de tubagens e os tratamentos anticorrosivos estão na origem de uma grande percentagem do peso da corrosão das tubagens nos custos totais da manutenção.

Capítulo 6 - Discussão Geral

O presente trabalho teve como objetivo analisar a corrosão nas tubagens do Terminal granéis líquidos de Sines, terminal marítimo situado na costa vicentina, o qual apresenta um elevado estado de degradação. Para tal, foi analisada a incidência de roturas das tubagens, assim como os custos envolvidos no período de tempo de 2009-2013. Os dados ainda foram comparados com dados meteorológicos fornecidos pelo IPMA.

As anomalias referidas, nem sempre são de fácil identificação ou deteção, isto porque por vezes inicia-se com perdas muito reduzidas de produto, o que não faz variar grandes volumes de produtos movimentados, pelo que ao nível operativo não é possível identificar variações de parâmetros no sistema de comando e controlo. Assim, o método utilizado e mais eficaz para a deteção deste tipo de avarias é a inspeção visual, pois diariamente no decurso da atividade de manutenção ou operação, à necessidade de intervir junto deste equipamentos.

No decorrer deste projeto verificaram-se várias limitações, nomeadamente na obtenção de todos os dados relativos aos custos de corrosão. Dos vários custos de corrosão apresentados na tabela 7, anexo 1, a grande maioria foram estimados. Relativamente aos custos de andaimes, foi feita uma estimativa com auxílio de colaboradores do setor da manutenção, da percentagem de roturas em tubagens que necessitaram da instalação de andaimes, pois não houve acesso a esse registo. Idêntica situação ocorreu para os custos das guas, em que também foi necessário fazer uma estimativa pelos mesmos moldes dos andaimes. Relativamente às limpezas industriais, existe uma verba mensal para todo o tipo de limpezas no terminal, no entanto, também aqui foi necessário estimar o número de horas trabalhadas relativas às roturas nas tubagens. Por fim, as inspeção das tubagens, também foram estimados os custos que estão diretamente ligados aos problemas de corrosão, pois os restantes estão associados à inspeção para efeito de licenciamento legal das tubagens. Importa ainda referir que existem custos de corrosão que não estão mencionados na tabela 7 por não ter sido possível essa quantificação, referentes aos custos associados à inoperacionalidade dos navios no cais devido a roturas nas tubagens.

Existe uma grande incidência de problemas de corrosão nas tubagens. Através da inspeção visual pode-se verificar vários tipos de corrosão, atmosférica, por picadas, em juntas soldadas, generalizada e galvânica. Deve-se ter especial atenção nas juntas soldadas e nas zonas de equipotenciais. O processo de corrosão é acelerado devido a estar sobre ação de uma atmosfera marítima, onde água do mar é um meio muito complexo, e os seus principais parâmetros, do ponto de vista da corrosão, são o teor de oxigénio, temperatura, salinidade e pH [4].

A incidência de roturas nas tubagens foi analisada por tipo de produto. Para tal foram propostos indicadores tendo com base a área das tubagens e a quantidade de produto movimentado. A frequência de roturas também foi correlacionada com dados climáticos fornecidos pelo IPMA.

Os resultados mostram que a frequência de roturas depende do produto. Como se pode verificar na figura 22, as tubagens de gasolina são as que apresentam maior frequência de roturas por área, e que a sua distribuição é aleatória ao longo do tempo. Face às quantidades de produtos movimentados, a figura 23 mostra que os gases têm um aumento significativo, igualando a gasolina. Sendo assim, a corrosão poderá não só depender de fatores atmosféricos como também do tipo de produto movimentado. Na literatura, alguns trabalhos de avaliação da corrosão ocasionada pela gasolina indicam que a corrosão está especialmente relacionada com a quantidade de compostos de enxofre, ácidos, bases e água presentes na gasolina. Especialmente alguns aditivos oxigenados da gasolina levam à formação de ácidos e à oxidação de alguns dos seus hidrocarbonetos, aumentando a acidez do meio e, por consequência, a corrosividade desse combustível [24]. Após análise detalhada da incidência das roturas nas tubagens do TGLS suspeita-se que existe corrosão interna, pois esta manifesta-se ao longo da parte inferior das tubagens [6].

As tubagens estão sob ação de corrosão atmosférica no ambiente marítimo, pelo que relacionou-se o número de roturas com valores climáticos, tendo-se obtido que os valores das roturas são influenciados pela temperatura, vento e precipitação, pelo que as tubagens estão perante ação de corrosão atmosférica e interna, conforme representado esquematicamente na figura 36.

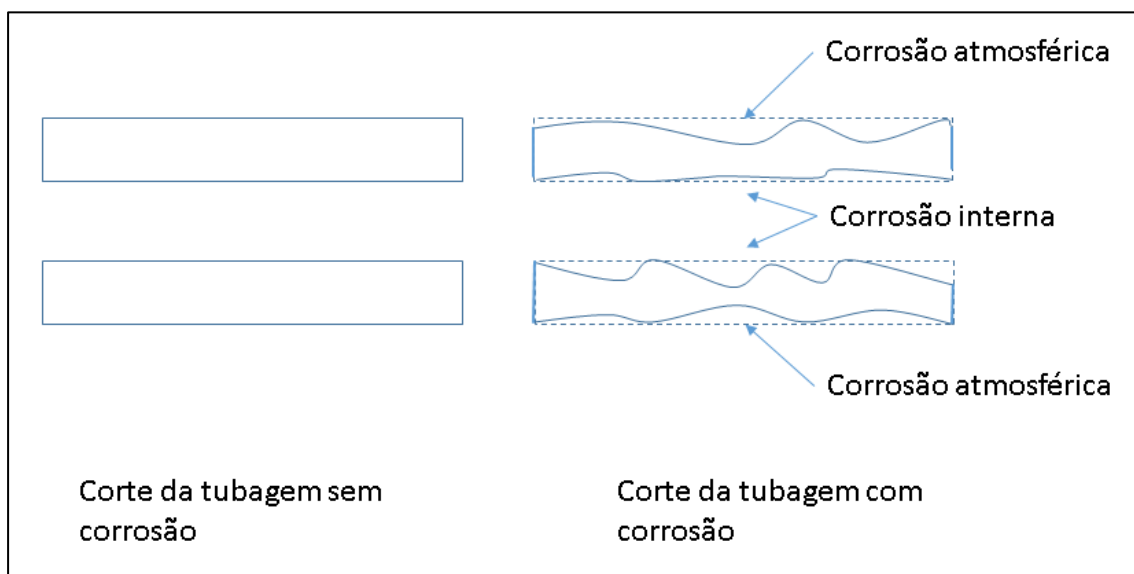


Figura 36 – Efeitos da corrosão nas tubagens do TGLS.

A figura 29 a) mostra que 36% dos custos de corrosão nas tubagens são referentes a reparações. Contudo, pode-se verificar que o investimento efetuado em inspeções e tratamentos anticorrosivos a partir de 2012 pode ter originado uma redução gradual dos custos dessas reparações. No entanto, este investimento não se reflete nas ocorrências, onde estas acontecem aleatoriamente ao longo dos anos.

Os custos da corrosão no TGLS são bastante elevados, os quais correspondem a 7,2 % dos custos da manutenção, e baseado num estudo pesquisado, onde refere que os custos indiretos são 100% dos custos diretos, poder-se-á dizer que a corrosão têm um peso de aproximadamente 14,4 % do valor total do custo [22]. No entanto, estes custos não são diretamente suportados pela CLT. Contudo, os custos diretos podem ser eliminados com a implementação de medidas preventivas adequadas através de uma melhor monitorização e proteção das estruturas metálicas. Segundo a análise ao diagrama de Pareto (ver figura 35), conclui-se que a inspeção e tratamentos anticorrosivos das tubagens estão na origem de uma grande percentagem do peso da corrosão das tubagens nos custos da manutenção, e que são as atividades em que a CLT deve intervir de forma a baixar os custos de corrosão no terminal.

O TGLS não tem de momento um plano de manutenção pelo que seria importante elaborar um planeamento de rotinas de manutenção preventiva às tubagens no TGLS. Com o decorrer deste estudo verificou-se que os custos da corrosão no TGLS são bastante elevados, e que grande parte desses custos podem ser eliminados com a implementação de medidas preventivas adequadas ao meio em que a instalação está inserida, com uma melhor monitorização e proteção das estruturas metálicas, reduzindo assim o impacto da corrosão das tubagens nos custos da manutenção.

De forma global o trabalho demonstra que a corrosão das tubagens da CLT depende do tipo de produto transportado, de fatores climáticos e de investimento em medidas anticorrosivas, como se pode ver esquematicamente na figura 37.

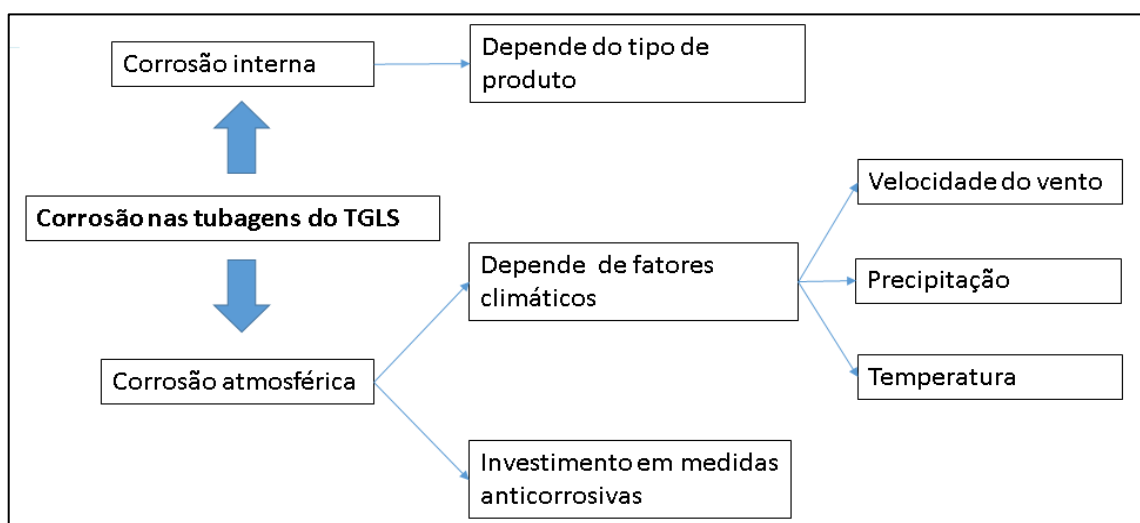


Figura 37 – Fatores que influenciam a corrosão nas tubagens do TGLS.

Capítulo 7 - Conclusões

O presente trabalho teve como objetivo analisar a corrosão nas tubagens do Terminal granéis líquidos de Sines, terminal marítimo situado na costa vicentina, o qual apresenta um elevado estado de degradação. Para tal foi analisada a incidência de roturas das tubagens, assim como os custos envolvidos no período de tempo de 2009-2013. Os dados ainda foram comparados com dados meteorológicos fornecidos pelo IPMA. Com base nos resultados obtidos podem-se retirar as seguintes conclusões:

a) As tubagens que apresentam um maior número de roturas são as associadas ao transporte de gasolina e gasóleo.

b) O ano em que se obteve o maior número de roturas foi o de 2011 com 23 e com menor foi 2010 com 10.

c) Existe correlação entre roturas nas tubagens e o tipo de produto movimentado nas tubagens, onde os gases e a gasolina tiveram um maior impacto, representando 28% cada do total.

d) Os tipos de corrosão presentes nas tubagens do TGLS são atmosférica, por picadas, em juntas soldadas, generalizada, galvânica e interna.

e) Os dados obtidos sugerem existência de correlação direta entre frequência de roturas nas tubagens, temperaturas altas e intensidade média do vento, existindo ainda correlação inversa entre frequência de roturas e precipitação.

f) Os custos da corrosão nas tubagens do TGLS correspondem a 7,2 % dos custos totais da manutenção.

g) As inspeções e os tratamentos anticorrosivos têm uma grande percentagem do peso da corrosão das tubagens nos custos totais da manutenção.

De um modo geral, este trabalho demonstra que existe um impacto elevado da corrosão nos custos da manutenção e que as tubagens sofrem de corrosão atmosférica e de corrosão interna.

Bibliografia

- [1] Wood. M. H., Arellano. A. L. V., Wijk. L. V., “Corrosion-Related Accidents in Petroleum”, JRC Scientific and policy reports, 2013.
- [2] Masiero, I, “ Corrosão” 2011.
(www.joinville.udesc.br/portal/professores/masiero/.../Corros_2011.pdf) obtido em 05-06-2014.)
- [3] Uilton, “Ciências dos Materiais”. Centro Universitário Padre Anchieta – Controle de Processos Químicos. S.D.
(<http://xa.yimg.com/kq/groups/21784460/905781708/name/CORROSAO.pdf>)
- [4] Ramanathan.L.V. “Corrosão e seu Controle”, Hemus Editora Limitada., São Paulo. S.D.
- [5] Revie,R.W. “Uhlig’s corrosion handbook”. John Wiley & Sons Inc., U.S.A., 2000.
- [6] Popoola. L.T., Grema. A. S., Latinwo. G. K., Gutti. B., Balogun. A. S., “Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation”, international journal of industrial chemistry, 2013.
- [7] Chiesa.V.M.S., QGS, Química do Brasil Limitada. Obtido em 20-02-2014
(<http://www.qgsquimica.com.br>)
- [8] Tulimin. M., Roberge. P. R., “Atmospheric Corrosion”, CSIR North America Inc., Houston, Texas, and Department of Chemistry and Chemical Engineering, Royal Military College of Canada, Kingston, Ontario, Canada. S.D.
- [9] Cramer. O., “Corrosion can be prevented”, OilPro Production Equipment Ltd. S.D.
- [10] Ponthiaux. P., Wenger. F., Celis. J. P., “Tribocorrosion: Material Behavior Under Combined Conditions of Corrosion and Mechanical Loading”, Corrosion Resistance, Dr Shih (Ed.), ISBN: 978-953-51-0467-4, InTech, (2012).
- [11] Casimiro.P.J. N., Dissertação De Mestrado, “ Materiais de contacto com água para consumo humano, mecanismos de degradação e contaminação”, Universidade Nova de Lisboa, 2009.
- [12] Junior. M. B., Inc. “Pipeline Corrosion”, U.S. Department of Transportation Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration Office of Pipeline Safety, 2008.
- [13] Canadian Association of Petroleum Producers, “Mitigation of Internal Corrosion in Oil Effluent Pipeline Systems”, Best Management Practices, 2009.
- [14] Galvão,M.M. “Efeito do potencial de proteção catódica na corrosão microbiologicamente induzida”, Dissertação de Mestrado, Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Brasil, Abril 2008.

- [15] Roberge.P.R, "Handbook of corrosion engineering", McGraw-Hill Companies, Inc., USA, 2000.
- [16] Merçon.F., Guimarães.P.I.C., Mainier.F.B., "Corrosão: Um exemplo usual de fenómeno Químico". S.D.
- [17] Bombaça.D., " O que é a corrosão", Obtido em 21-02-2014
(<http://mygalp/pesquisagalp/Pages/Results.aspx?k=corros%C3%A3o&s=tudo%20o%20mygalp>)
- [18] Akinyemi. O. O., Nwaokocha. C. N., Adesanya. A. O., "Evolution of corrosion cost of crude oil processing industry", Department of Mechanical Engineering, Olabisi Onabanjo University, 2012.
- [19] DTCPM, Divisão Técnica de Corrosão e Proteção de Materiais. Obtido em 04-04-2014
(http://www.spmateriais.pt/corrosaoe protecao/?page_id=227)
- [20] Institute of management services, "ABC Analysis, Pareto Analysis". Obtido em 12-12-2014. (<http://www.ims-productivity.com/page.cfm/content/ABCPareto-analysis/>)
- [21] 2000 ASM International, "The Effects and Economic Impact of Corrosion". Chapter 1. S.D.
- [22] "Corrosion Cost AND Preventive Strategies in the United States". Publication nº FHWA-RD-156. S.D.
- [23] PMT 2100 - Introdução à Ciência dos Materiais para Engenharia, corrosão e degradação de materiais. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia Metalúrgica e de Materiais, 2005.
- [24] Mello. A. G. B., "Influência da deformação plástica na corrosão de aço carbono, aço inoxidável e cobre em sistemas de resfriamento"., Universidade federal do rio de janeiro., 2008.

Anexo 1 - Custos de corrosão no TGLS

Neste anexo é apresentada a tabela 7 correspondente à estimativa dos custos totais de corrosão verificados nas tubagens do TGLS entre 2009 e 2013.

Tabela 7 – Custos de corrosão nas tubagens do TGLS

Contratos	2009	2010	2011	2012	2013	Custos Totais (€)
	Custo (€)	Custo (€)	Custo (€)	Custo (€)	Custo (€)	
Inspeção de tubagens				18000,00	24000,00	42.000,00
Limpezas industriais	4383,56	2191,78	5041,10	3506,85	4164,38	19.287,67
Tratamento anticorrosivo				15000	36000	51.000,00
Andaimes	3360,00	1680,00	3864,00	2688,00	3192,00	14784,00
Gruas	4480,00	2240,00	5152,00	3584,00	4256,00	19.712,00
Reparações / Prestador de serviços	30795,97	8079,56	18804,4	12710,63	10363,74	80754,30
Total	43019,53	14191,34	32861,50	55489,48	81976,12	227537,97

Anexo 2 - Custos diretos corretivos de corrosão nas tubagens do TGLS

Neste anexo é apresentada a tabela 8 correspondente à estimativa dos custos diretos corretivos de corrosão verificados nas tubagens do TGLS entre 2009 e 2013.

Tabela 8 – Custos diretos corretivos de corrosão nas tubagens do TGLS

Contratos	2009	2010	2011	2012	2013	Custos Totais (€)
Andaimes	3360,00	1680,00	3864,00	2688,00	3192,00	14.784,00
Gruas	4480,00	2240,00	5152,00	3584,00	4256,00	19.712,00
Reparações / Prestador de serviços	30795,97	8079,56	18804,4	12710,63	10363,74	80.754,30
Total	38635,97	11999,56	27820,4	18982,63	17811,74	115.250,30

Anexo 3 - Custos diretos preventivos de corrosão nas tubagens do TGLS

Neste anexo é apresentada a tabela 9 correspondente à estimativa dos custos diretos preventivos de corrosão verificados nas tubagens do TGLS entre 2009 e 2013.

Tabela 9 – Custos diretos preventivos de corrosão nas tubagens do TGLS

Contratos	2009	2010	2011	2012	2013	Custos Totais (€)
Inspeção de tubagens	0	0	0	18000	24000	42.000,00
Tratamento anticorrosivo	0	0	0	15000	36000	51.000,00
Total	0	0	0	33000	60000	93000,00

Anexo 4 - Custos indiretos de corrosão nas tubagens do TGLS

Neste anexo é apresentada a tabela 10 correspondente à estimativa dos custos indiretos de corrosão verificados nas tubagens do TGLS entre 2009 e 2013.

Tabela 10 – Custos indiretos de corrosão nas tubagens do TGLS

Contratos	2009	2010	2011	2012	2013	Custos Totais (€)
Limpezas industriais	4383,56	2191,78	5041,10	3506,85	4164,38	19.287,67
Total	4383,562	2191,781	5041,096	3506,8493	4164,384	19.287,67

Anexo 5 - Evolução da percentagem relativa do tipo de custos de corrosão

Neste anexo é apresentada a tabela 9 correspondente à estimativa dos custos diretos preventivos de corrosão verificados nas tubagens do TGLS entre 2009 e 2013.

Tabela 11 – Percentagem relativa do tipo de custos de corrosão nas tubagens

Tipos de Custos	2009	2010	2011	2012	2013
Diretos Corretivos (€)	38635,97	11999,56	27820,40	18982,63	17811,74
Diretos preventivos (€)	0	0	0	33000	60000
Indiretos (€)	4383,56	2191,78	5041,10	3506,85	4164,38
Total (€)	43019,53	14191,34	32861,50	55489,48	81976,12

Anexo 6 - Dados climatéricos

Neste anexo são apresentados os dados climatéricos fornecidos pelo Instituto Português do mar e atmosfera observados na estação meteorológica de Sines/Monte Chãos, no período de janeiro de 2008 a dezembro de 2013.

Tabela 12 – Média da Temperatura mínima do ar (°C)

Ano	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2008	10	10	9	11,5	12,4	14,4	15,4	15,3	15,4	12,7	8,3	8,7
2009	8,1	8,4	10,4	9,9	13,1	16,8	15,7	16,4	16,2	16,4	12,6	9,7
2010	8,8	9,2	10	12,3	12,9	14,9	16,5	17,5	16,3	13,7	11,3	9,7
2011	8,6	8,7	9,3	13	15,1	15,2	15,3	16,1	15,8	15,7	11,5	8,4
2012	7,3	5,1	9,6	10,2	13,6	15,3	15,1	16,3	17	14	10,5	9,7
2013	10	7,3	10,4	10,7	11,6	14,1	16,7	16,5	16,6	15,5	10	8,8
Δt	2,7	4,9	1,4	3,1	3,5	2,7	1,6	2,2	1,6	3,7	4,3	1,3

Tabela 13 – Média da Temperatura máxima do ar (°C)

Ano	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2008	16,3	17,3	16,7	19,6	19,9	24,6	23,7	24,2	23,9	21,5	17,1	14,6
2009	13,2	15,7	19,4	17,1	22,5	24,9	24,4	25,5	24,4	24,4	18,9	16,2
2010	14,8	14,8	16,7	20,8	21,8	22,2	25,9	27,8	24,2	21,2	17,2	15,7
2011	14,7	16,3	17,1	22,4	23,6	24,4	23,8	24,9	25,2	25	18,2	15,6
2012	15,6	14,5	19,4	14,5	22,5	24	24,2	25,5	25,8	21,8	17	15,7
2013	15,5	14,4	16	19	20	22,9	25,3	25,3	25	22,2	18	16,4
Δt	3,1	2,9	3,4	7,9	3,7	2,7	2,2	3,6	1,9	3,8	1,9	1,8

Tabela 14 – Total da Quantidade de precipitação (mm)

Ano	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2008	72,1	47,9	39,3	60,8	56,3	0,2	1,2	0,8	19,6	24,3	37,2	52
2009	121,9	66,5	6,7	38,8	3,1	7,9	0,4	0	7,2	27,4	48,4	187,2
2010	118,9	150,4	72,4	29,8	28,4	18,5	0,4	0,2	6,1	103,5	80	149,3
2011	79,3	57,7	43,7	138,4	64,1	0	0,2	11,7	16,9	56,6	146,3	12,2
2012	34,7	1,4	64,8	63,2	25,9	1,3	0,1	1,8	21,8	76,9	108,8	69,9
2013	62,9	36,9	132,1	20,7	8,6	1,1	0,2	0,1	39,7	92,5	7,4	35

Tabela 15 – Intensidade média do vento (m/s)

Ano	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
2008	3,5	4,4	4,9	4,9	4,6	4,6	4,8	5	3,6	4,5	4,2	4,6
2009	4,6	3,6	4,7	4,7	4,5	3,6	5,3	4,4	3,9	3,2	4,4	5
2010	4,9	5,5	4,2	4,1	4,7	4,6	4,5	3,8	3,9	3,9	4,4	5,2
2011	4,3	4,5	3,9	3,9	3,7	4,8	5,8	4,4	3,8	4,1	4,1	3,5
2012	3,2	4	3,5				5,2	4,5	3,3	3,6	4,3	3,2
2013	4,5	4,8	4,8	4,7	5	4,6	3,7	4	3,5	3,5	4	4,2